

Omställning av energisystemet

Underlagsbilagor, del 1

Ur KB:s samlingar


Digitaliserad år 2015



National Library
of Sweden

SOU 1995:140





Omställning av energisystemet

Underlagsbilagor, del 1

SOU 1995:140





Statens offentliga utredningar
1995:140
Näringsdepartementet

A: Prof KB
Occ SOU
3

Omställning av energisystemet

Underlagsbilagor, del 1

Underlagsbilagor till slutbetänkande av
Energikommissionen
Stockholm 1995



SOU och Ds kan köpas från Fritzes kundtjänst. För remissutsändningar av SOU och Ds svarar Fritzes, Offentliga Publikationer, på uppdrag av Regeringskansliets förvaltningskontor.

Beställningsadress: Fritzes kundtjänst
106 47 Stockholm
Fax: 08-20 50 21
Telefon: 08-690 90 90

Svara på remiss. Hur och Varför. Statsrådsberedningen, 1993.

– En liten broschyr som underlättar arbetet för den som skall svara på remiss.

Broschyren kan beställas hos:

Regeringskansliets förvaltningskontor
Arkiv- och informationsenheten
103 33 Stockholm
Fax: 08-790 09 86
Telefon: 08-405 24 81

Förord

Energikommissionens överväganden och förslag i slutbetänkandet Omställning av energisystemet (SOU 1995:139) är baserade på ett omfattande utredningsarbete. Under arbetet har ett stort antal delutredningar, expertutlåtanden och konsultrapporter tagits fram. Huvuddelen av detta underlagsmaterial har sammanställts och redovisas här i fyra volymer med underlagsbilagor.

Bredden på kommissionens uppdrag har gjort att många experter har varit knutna till utredningen. Fyra expertgrupper har kontinuerligt sammanträtt under utredningstiden. Expertgruppen för elmarknadsfrågor var verksam i samband med kommissionens behandling av den nya elmarknadslagstiftningen (betänkandet Ny elmarknad, SOU 1995:14). Övriga expertgrupper - inom områdena kraftproduktion och energitillförsel, energianvändning och effektivisering samt samhällsekonomi och miljö - har i huvudsak arbetat med de frågor som redovisas i slutbetänkandet. Ytterligare experter har deltagit i arbetet genom att utarbeta rapporter i särskilda frågor eller genom att på annat sätt biträda kommissionen i dess arbete.

Kommissionens sekretariat har bl.a. haft uppgiften att ställa samman underlagsmaterial, som sedan i en eller flera omgångar har diskuterats av experterna. Ett stort antal underlagspromemorior, baserade på konsultrapporter och experternas utlåtanden, har därvid utarbetats. Till expertgruppernas möten har inkallats specialister i särskilda frågor och ett antal seminarier med ett större antal inbjudna har också arrangerats.

Underlagsbilagorna omfattar totalt 33 rapporter, av vilka 18 är sådana underlags-PM som har utarbetats av sekretariatet i nära samarbete med experterna. Dessa bygger i sin tur på konsultrapporter, expertutlåtanden m.m. som har tagits fram under utredningens gång. I flera fall hänvisas till detta utredningsmaterial, som finns särskilt förtecknat i del 4 av underlagsvolymerna. Med underlagsbilagorna överlämnar kommissionen till Näringsdepartementet också detta underlag, som alltså kommer att finnas tillgängligt där.

Övriga 15 underlagsbilagor utgörs av fristående rapporter till kommissionen. För dessa rapporter och de bedömningar som de innehåller svarar respektive författare.

Gunnar Brodin

Ordförande

Innehåll

Underlagsbilaga nr	sid
1. Produktionstekniker och kostnader	9
2. Kärnkraft	85
3. Naturgas i Sverige	163
4. Biobränslemarknaden	207
5. Lokalisering av ny kraftproduktion	253
6. Internationella förutsättningar för svensk import av naturgas	277
7. Programmen för omställning och utveckling av energisystemet	313
8. Analys av produktionskostnader m.m. vid svenska kärnkraftverk	359
9. Landets elenergi-balans i stadium 1997 med två kärnkraftblock ur drift	393

Innehåll i övriga bilagedelar

UNDERLAGSBILAGOR, DEL 2

10. Uppvärmning av bebyggelsen i Sverige
11. Förutsättningar och incitament för energieffektivisering
12. Potentialer för energieffektivisering
13. Översikt av tidigare potentialbedömningar för energi-effektiviseringar
14. Programmet för effektivare energianvändning
15. Energieffektivisering inom industrin
16. Energianvändningen i Sverige

UNDERLAGSBILAGOR, DEL 3

17. Omställningen av energisystemet - konsekvensbeskrivningar
18. Styrmedel - mål och medel i energipolitiken
19. Effekter av höjda elpriser på den svenska skogssektorn
20. Sysselsättningseffekter av ökad slutlig efterfrågan på industri-produkter
21. Sysselsättning på lokala arbetsmarknader
22. Konkurrentlänternas elpriser
23. Åtgärder för att stimulera förnybar energi i andra länder
24. Energibalanser
25. Ekonomiskt ansvar vid kärnkraftsolyckor

UNDERLAGSBILAGOR, DEL 4

26. Rättsliga frågor i samband med kärnkraftens avveckling
27. Det svenska folkomröstningsinstitutet och kärnkrafts-
omröstningen
28. Klimatfrågan - åtaganden enligt klimatkonventionen och
kostnader för åtgärder
29. Studie av kostnaden för begränsning av koldioxidutsläppen
30. Energisystemets katastrofrisker - riskvärdering och
energistrategier
31. Stråldoser och markbeläggning i Sverige efter en stor
kärnkraftsolycka
32. Energiforskningen
33. Energiforskning, utveckling och demonstration

Förteckning över rapporter m.m. till Energikommissionen

1 Produktionstekniker och kostnader

Innehåll

- 1 Sammanfattning
- 2 Inledning
- 3 Vattenkraft
 - 3.1 Elproduktion i vattenkraftverk
 - 3.2 Potential
 - 3.3 Vattendragsutredningen
 - 3.4 Miljöpåverkan
 - 3.5 Ny vattenkraft - regler och kostnader
 - 3.5.1 Regelverk
 - 3.5.2 Kostnader för en utbyggnad av vattenkraften
 - 3.6 Små vattenkraftverk
 - 3.6.1 Kostnader för små vattenkraftverk
- 4 Bränslebaserade el- och värmeproduktionsanläggningar
 - 4.1 Teknik
 - 4.2 Energitillförseln i bränslebaserade anläggningar
 - 4.3 Kostnader
 - 4.3.1 Antaganden
 - 4.3.2 Anläggningskostnader
 - 4.3.3 Produktionskostnader
 - 4.4 Miljöpåverkan
 - 4.4.1 Emissioner från förbränningsanläggningar
- 5 Vindkraft
 - 5.1 Teknik
 - 5.2 Omgivningspåverkan
 - 5.3 Geografiska förutsättningar för vindkraftverk
 - 5.4 Potential
 - 5.5 Kostnader

- 5.5.1 Anläggningskostnader
- 5.5.2 Produktionskostnader
- 5.6 Vindkraft i Danmark

Referenser

Bilaga 1A	Kostnader för avfall
Bilaga 1B	Indata för olika anläggningstyper
Bilaga 1C	Specifika anläggningskostnader för studerade anläggningar
Bilaga 1D	Elproduktionskostnad som funktion av utnyttjningstid
Bilaga 1E	Värmeproduktionskostnader
Bilaga 1F	Metallinnehåll i bränslen
Bilaga 1G	Skattesatser föreslagna i regeringens proposition 1994/95:203

Sifferhänvisningar i texten hänvisar till referenslista.

1 Sammanfattning

I denna underlagsbilaga redovisas skilda produktionstekniker för el och värme. Kärnkraft, som ju svarar för hälften av landets elförsörjning, behandlas utförligare i underlagsbilaga 2.

Elproduktionen år 1994 visas nedan:

Kärnkraft	70,2 TWh
Vattenkraft	58,1 TWh
Kraftvärme	4,6 TWh
Industriellt mottryck	4,0 TWh
Kondensanläggningar	0,8 TWh
Gasturbiner	0,1 TWh
Vindkraft	0,074 TWh

Vattenkraft

Under ett normalår produceras i de svenska vattenkraftverken ca 63,5 TWh el, vilket motsvarar ungefär 45 % av Sveriges totala elproduktion. De små vattenkraftverken, med en installerad effekt mindre än 1 500 kW, svarar för 1,5 TWh. Produktionen i vattenkraftverken varierar med tillrinningen av vatten. Vid torrår kan produktionen minska med upp till 15 TWh, och under våtår bli ca 10 TWh högre än normalt. Det finns möjligheter att lagra vatten i magasin. År 1994 var produktionen 58,1 TWh.

Vattenkraft har, jämfört med många andra energikällor, fördelen att den inte ger några större utsläpps- eller avfallsproblem. Vattenkraftens miljöproblem är huvudsakligen lokalt och regionalt betingade. Vattenkraftsutbyggnad innebär påverkan på landskapsbild, biotoper, lokal biologisk mångfald, fiske, kulturmiljövård samt friluftsliv. Ingreppen är till stor del irreparabla. Skadorna är inte heller begränsade till enbart den aktuella älvfåran. Byggnader, dammar, schaktmassor m.m. ger upphov till förändringar i landskapsbilden. Det pågår undersökningar och försök att minska påverkan från utbyggnad av

vattenkraft. Ökad kunskap om skilda biotoper kan användas för att försöka skapa olika miljötyper i vattendrag. Det finns vissa möjligheter att anpassa vattentillrinningen till den naturliga årsrytmen för att på så sätt minska effekterna på växt- och djurliv. Effekter av förändringar i näringstillförseln kan i vart fall delvis kompenseras.

Det finns en teoretisk potential för utbyggnad av vattenkraften, inkl. i dag utbyggda vattendrag, på totalt 130 TWh. Den ekonomiska potentialen bedöms dock vara 90 TWh. Den återstående ekonomiska potentialen kan alltså ge ett tillskott till dagens produktion på ca 27 TWh/år. Här ingår såväl stora som små vattenkraftverk. Merparten av detta tillskott, 21 TWh, finns inom områden som är skyddade från utbyggnad enligt naturresurslagen. Kostnaden för att bygga ut vattenområdena uppskattas av Svenska Kraftverksföreningen till 3,5 kr/kWh,år. Sker utbyggnad med lägre grad av omgivningspåverkan minskar enligt Kraftverksföreningen den återstående potentialen till ca 14,7 TWh. Utbyggnadskostnaden skulle schematiskt öka med ca 20 %. Produktionskostnaden för merparten av potentialen uppskattas då till mellan 25 och 35 öre/kWh.

Bränslebaserad el- och värmeproduktion

Bränslebaserad elproduktion sker i kraftvärmeverk, kondensanläggningar, dieselkraftverk och gasturbiner. I kraftvärmeverk produceras både el och värme, i de övriga enbart el.

Det finns i dag ca 30 kommuner med kraftvärmeanläggningar. Fjärrvärmenäten har ofta ett antal olika värmeproduktionsanläggningar som kan eldas med skilda bränslen. Vanligtvis används den anläggning som är billigast i drift vid varje tidpunkt. Ett värmeunderlag i form av normal bebyggelse medger utnyttjandetider på 4 000 till 5 000 timmar. Utnyttjningstiden bestäms dock även av elpriset varför kraftvärmeverken ofta har haft en lägre utnyttjningstid. År 1993 var elproduktionen 4,2 TWh i de kommunala kraftvärmeverken, och år 1994 4,6 TWh. Den befintliga kapaciteten i de kommunala kraftvärmeverken är ca 1 900 MW el, beroende på bränsleval, och den möjliga elproduktionen från dessa anläggningar knappt 8 TWh.

Kraftvärme i industrin - s.k. industriellt mottryck - producerade 3,8 TWh el år 1993 och 4,0 TWh år 1994. Det finns en installerad effekt på ca 900 MW el samt 20 MW el i s.k. kondenssvansar. Den största delen av den installerade effekten finns i massa- och

pappersindustrin.

De kondensanläggningar som finns i Sverige eldas med olja, i huvudsak eldningsolja 1. Ett block i Karlshamn har försetts med reningsutrustning vilket möjliggör förbränning av eldningsolja 5. Anläggningarna har sedan slutet av 1970-talet sällan tagits i drift eftersom tillgången på vatten- och kärnkraft har varit god. De används i huvudsak för s.k. spetslast, dvs. under tider då efterfrågan är stor eller då övrig kapacitet av någon anledning ej räcker till. Kondenskraftverkens elproduktion år 1993 var ca 0,5 TWh, och år 1994 0,8 TWh. Det finns totalt 3 200 MW installerad kapacitet i kondensanläggningarna och produktionskapaciteten uppgår f.n. till 20 TWh. Hela denna produktionskapacitet är dock i dagsläget ej tillgänglig eftersom flera av anläggningarna inte har koncession att köras som baslastanläggningar. En bedömning är att kondensanläggningarna om behov uppstår skulle kunna producera upp till 10 TWh under något år. Längre drifttid eller högre produktion kräver investeringar i bl.a. reningsutrustning.

I produktionssystemet ingår även gasturbiner, vilka uteslutande används som reserv. Totalt finns 1 900 MW el installerad kapacitet. Under år 1994 producerades 0,1 TWh el i gasturbiner.

Rökgaser från förbrännings- och förgasningsanläggningar innehåller, förutom koldioxid och vattenånga, i huvudsak kväveoxider, svaveloxider, stoft, kolmonoxid och kolväten. Koldioxid är en växthusgas och kan ge upphov till klimatförändringar. Detta beskrivs i underlagsbilaga 28. Kväveoxider och svaveloxider ger upphov till bl.a. försurning av marker och vattendrag. Försurning av marken leder bl.a. till minskad skogstillväxt och i värsta fall skogsdöd. Näringsämnen lakas ut. Försurning av vattendrag kan leda till att alger, plankton och fiskar slås ut.

Produktionskostnaden för befintlig oljekondens i Sverige är ca 26 öre/kWh. Produktionskostnaden för nya kondensanläggningar uppgår vid en utnyttjningstid på 6 000 timmar med dagens skatter och avgifter till 27 - 40 öre/kWh. För nya kondenskraftverk bedöms gaskombianläggningar vara det konkurrenskraftigaste alternativet. Här har antagits ett pris på naturgas i kondensproduktion på 100 kr/MWh bränsle.

Elproduktionskostnaden i kraftvärmeverk beror, förutom på kapitalkostnaderna, på utnyttjningstiden och intäkter från den producerade värmen, s.k. värmekreditering. Med en utnyttjningstid på 4 500 timmar och en värmekreditering på 13,5 öre/kWh bränsle (motsvarande den rörliga kostnaden i bibränslebaserad hetvattencentral vid bibränslepriset 11 öre/kWh) är gaskombianläggning det mest

konkurrenskraftiga alternativet, ca 37 öre/kWh el (110 MW eleffekt). Om rådande skatter och avgifter inte inkluderas är olja det bränsle som ger lägst produktionskostnad. Elproduktionskostnaden i en bibränslebaserad kraftvärmeanläggning, 50 MW el, uppgår inkl. skatter och avgifter till mellan 38 och 45 öre/kWh el, beroende på om anläggningen utrustas med rökgaskondensering eller inte. Siffrorna gäller nybyggda anläggningar. Ingen effektkreditering ingår eftersom tillgången på värmeproduktionsanläggningar f.n. är god i fjärrvärme-systemen. Det bör påpekas att de kraftvärmeanläggningar som nu byggs är bibränslebaserade och att statliga investeringsbidrag har utgått varför de fasta kostnaderna har reducerats.

På det bränsle som åtgår för värmeproduktion i ett kraftvärmeverk uttas koldioxidskatt samt halv energiskatt. På det bränsle som åtgår för elproduktion uttas varken i kraftvärmeverk eller kondensanläggningar någon skatt. Ingen skatt tas ut på spillvärmerna från ett kondensverk. Skattesystemet kan därför från vissa utgångspunkter anses missgynna samtidig el- och värmeproduktion i kraftvärmeverk jämfört med separat elproduktion i en kondensanläggning.

Vindkraft

För närvarande finns i Sverige ca 40 MW installerad elproduktionskapacitet i vindkraftverk. Under år 1994 uppgick produktionen från dessa till 0,074 TWh. 160 stycken aggregat var år 1994 i produktion, varav merparten är dansk-tillverkade - endast fem är tillverkade i Sverige. Av dessa fem har endast ett varit berättigat till det investeringsstöd som infördes år 1991. Elproduktionskapaciteten, och därmed lönsamheten, varierar kraftigt beroende på var kraftverken placeras, dvs. vindkraftläget.

Liksom vattenkraften har vindkraften fördelen att den inte avger några utsläpp av föroreningar. Däremot inverkar vindkraftverk på landskapsbilden och avger buller som kan vara störande i den närmaste omgivningen. Det faktum att de bästa vindkraftlägena finns vid kusterna har medfört målkonflikter rörande bl.a. strandskyddet, fritidsboendet och det rörliga friluftslivet.

Merparten av de vindkraftverk som för närvarande byggs är i storleksordningen 150 - 500 kW. Produktionskostnaderna för vindkraftverk består till större delen av fasta kostnader och uppgår till ca 30 till 41 öre/kWh. Vindkraft stöds i Sverige genom investeringsstöd och en

miljöbonus som uppgår till 9 öre/kWh. Inkluderas investeringsstödet reduceras produktionskostnaderna till 21 till 28 öre/kWh och därtill kommer alltså den bonus på 9 öre/kWh som vindkraftägaren erhåller vid försäljning av elen. Om vindkraftsproducerad el används för eget bruk erhålls ingen bonus. Däremot uttas ingen elskatt på den vindkraftsel som producenten själv använder.

Beträffande de redovisade kostnaderna för skilda anläggningar bör det påpekas att de är uppskattningar. De verkliga kostnaderna för att uppföra en specifik anläggning kommer att bero på särskilda förutsättningar på den valda orten, typ av upphandlingsförfarande, den svenska kronans värde, konjunkturläge, aktuell status på den valda tekniken o.s.v. Redovisningen kan ändå kunna ge en god bild av kostnadsrelationerna mellan olika typer av anläggningar.

2 Inledning

I denna underlagsbilaga ges en sammanställning av de olika produktionstekniker för el och värme som i dag ingår i det svenska energisystemet. Förutom uppgifter om respektive kraftslags andel i energitillförseln ges bl.a. en kort beskrivning av tekniken, uppskattningar av kostnaderna för att bygga nya anläggningar, miljöpåverkan samt en kort redovisning av gällande regelverk. Vidare ges en beskrivning av den aktuella skattesituationen inom området.

Underlagsbilagan omfattar elproduktion i vattenkraftverk och kondensanläggningar, kombinerad el- och värmeproduktion i kraftvärmeanläggningar samt värmeproduktion i värmearläggningar. Huvudsakligen behandlas i dag kommersiellt tillgänglig teknik.

Kärnkraften beskrivs utförligt i underlagbilaga 2. I underlagsbilaga 3 redovisas naturgasens roll i den svenska energiförsörjningen i dag samt möjligheterna för en ökad användning. Internationella förutsättningar för import av naturgas beskrivs i underlagsbilaga 7. Biobränslemarknaden beskrivs i underlagsbilaga 4. Uppvärmning av bebyggelsen i Sverige, inklusive en diskussion om sambanden kraftvärme-fjärrvärme-elvärme behandlas utförligare i underlagsbilaga 10.

Vid redovisning av kostnader för skilda produktionstekniker är det viktigt att känna till de antaganden som gjorts. Vidare bör påpekas att det är uppskattningar av kostnader som presenteras. Varje anläggning är unik och kostnaderna specifika för varje projekt. De verkliga kostnaderna är i hög utsträckning beroende av exempelvis förutsättningar på orten, konjunkturläget och den svenska kronans värde, skilda valutors inbördes förhållanden m.m. Vidare spelar status på den valda tekniken in, dvs. om en anläggning byggs med beprövad teknik eller med större eller mindre inslag av ny teknik. Själva upphandlingsförfarandet har också stor betydelse för kostnaderna, dvs. om en nyckelfärdig anläggning väljs eller om beställaren upphandlar de olika funktionerna själv. Mot denna bakgrund är det också svårt att göra korrekta jämförelser mellan redovisade produktionskostnader i olika

länder. Då inverkar dessutom skillnader i miljölagstiftningen på jämförelsen.

Det bör påpekas att det inte har byggts stora kondensanläggningar i Sverige på många år. Av Sveriges fossilbränsleeldade kondensanläggningar togs den yngsta i drift för 20 år sedan. Däremot har ett antal kraftvärmeverk byggts under senare år.

3 Vattenkraft

3.1 Elproduktion i vattenkraftverk

Under ett normalår produceras i de svenska vattenkraftverken ca 63,5 TWh el, vilket motsvarar ungefär 45 % av Sveriges totala elproduktion. De små vattenkraftverken, med en installerad effekt mindre än 1 500 kW, svarar för 1,5 TWh. Normalårsproduktionen baseras på ett medelvärde av en statistisk serie över vattentillrinningen under perioden 1950 till 1990. Tidigare grundade sig beräkningen på serien 1950 till 1980, vilken dock överskattade normalårsproduktionen. De norrländska älvarna svarar under ett normalår för ca 85 % av vattenkraftsproduktionen.

Produktionen i vattenkraftverken kan variera mycket beroende på tillrinningen av vatten. Vid torrår kan produktionen minska med upp till 15 TWh, och under våtår bli ca 10 TWh högre än normalt. Det finns möjligheter att lagra vatten i magasin/dammar. Detta möjliggör ett effektivt utnyttjande av kraftsystemet, då vatten kan sparas till tillfällen då efterfrågan är särskilt stor eller när övrig produktionskapacitet av någon anledning inte är tillräcklig. Magasinens lagringskapacitet är ca 33,5 TWh.

Vid slutet av år 1993 var den totala installerade effekten i vattenkraftverken 16 400 MW.¹ Produktionen år 1993 var p.g.a. riklig vattentillgång rekordhög, ca 73,2 TWh. År 1994, som var det torraste året på 14 år, producerades 58,1 TWh.

Vattenkraftens rörliga produktionskostnader är låga, ca 0,5 - 5 öre per kWh inklusive rådande skatt (fram till den sista december 1995).

3.2 Potential

Riksdagen beslutade år 1984 om en utbyggnad av vattenkraften på minst 2,5 TWh. Syftet var att uppfylla tidigare riksdagsbeslut från år 1975 om en utbyggnad till 66 TWh till mitten av 1990-talet, den s.k.

vattenkraftplanen.

Det finns en teoretisk potential för utbyggnad av vattenkraft på 130 TWh.¹ Den ekonomiska potentialen bedöms dock vara 90 TWh varav den befintliga vattenkraften redan tecknat in 63,5 TWh. Den återstående ekonomiska potentialen kan alltså ge ett tillskott på ca 27 TWh/år. Här ingår såväl stora som små vattenkraftverk. Merparten av tillskottet, 21 TWh, finns inom områden som är skyddade från utbyggnad enligt naturresurslagen (se tabell 4.6 i huvudbetänkandet SOU 1995:139).

Av den återstående ekonomiska potentialen, ca 6 TWh, finns omkring 3 TWh med i riksdagens vattenkraftplan. Av planens projekt har 1 TWh undantagits enligt naturresurslagen, fått avslag av regeringen, vattendomstolen eller inte kunnat genomföras p.g.a. att något annat projekt fått avslag.

Teoretiskt sett skulle alltså en utbyggnad av samtliga i vattenkraftplanen angivna projekt samt alla övriga ekonomiskt utbyggnadsvärda älvsträckor kunna resultera i ett tillskott om ca 5 TWh el från vattenkraft. En sådan utbyggnad kräver dock en annan inställning till vattenkraftsutbyggnad än vad som är fallet i dag.

NUTEK bedömer att vattenkraften fram till år 2005 kan komma att byggas ut med ca 1 TWh, varav 0,4 TWh från små vattenkraftverk och effektiviseringar i gamla kraftverk.¹ Omprövningar av gamla vattendomar kan leda till ökade krav på tappning av vatten förbi vattenkraftstationerna, vilket uppskattas resultera i ett produktionsbortfall på ca 0,5 TWh. Tillskottet av kraft genom utbyggnader kan alltså till stor del reduceras p.g.a. omprövningar. Utbyggnaden av vattenkraft går sakta p.g.a. den goda tillgången på el samt som ett resultat av motstående intressen.

I tabell 1.1 redovisas NUTEK:s bedömning av vattenkraftsutbyggnaden till år 2005.

Tabell 1.1 Tillskott av vattenkraft till år 2005, elproduktion per år.

Enligt vattenkraftplanen specificerade projekt	0,4 TWh
Små vattenkraftverk, effektiviseringar och förnyelse	0,4 TWh
Projekt utanför planen	0,2 TWh
Summa	1,0 TWh
Bortfall av produktionsförmåga p.g.a. omprövning	0,5 TWh
Totalt	0,5 TWh

Källa: NUTEK

3.3 Vattendragsutredningen

Regeringen tillsatte i juni 1993 en särskild utredare med uppgift att lämna förslag om vilka ytterligare vattenområden som bör skyddas mot vattenkraftutbyggnad. Utredningen, som antog namnet Vattendragsutredningen, lämnade i april 1994 sitt delbetänkande *Vilka vattendrag skall skyddas?* (SOU 1994:59).²

Utredningen har försökt att utarbeta kriterier för att bedöma vilka vattendrag som är särskilt skyddsvärda. Det är dock inte bara skyddsvärdena som skall behandlas, utan också vattendragens värde för energiproduktion. Bevarandentresset skall vägas mot energiintresset. Förslagen om skydd av vattenområden ska bedömas mot effekterna för miljön, för landets energiförsörjning och för möjligheterna att genomföra den av riksdagen beslutade vattenkraftplanen.

Utredningen har försökt identifiera de vattendrag som med sina avrinningsområden bäst kan representera de skilda naturtyper som finns i Sverige. *Typvattendrag* kallas de vattenområden som speglar största möjliga del av de naturtyper som finns i de delar av landet som de flyter igenom. "Opåverkade" *referensvattendrag* skall kunna tjäna som måttstock för att bedöma förändringar i andra vattendrag. En tredje bedömningsgrund är förekomsten av *speciella bevarandevärden* med hänsyn till ett eller flera sektorsintressen.

Som underlag för arbetet har i en enkät till samtliga länsstyrelser begärts in redovisningar av vilka vattenområden och vattendragssträckor som länsstyrelserna anser har stora skyddsvärden. Svenska Kraftverksföreningen har genom enkät till kraftföretagen begärt in uppgifter om vilka vattendrag som är av intresse för vattenkraftsutbyggnad.

Enkäten till länsstyrelserna resulterade i ett tusental förslag till skyddsvärda områden, alltifrån hela avrinningsområden till korta strömsträckor i små vattendrag.

Kraftverksföreningens enkät resulterade i 224 projekt. Den totala produktionskapaciteten i projekten uppgår till 2,4 TWh/år. Av denna är 60 stycken små kraftverk med en total årsproduktion på 0,2 TWh (4 000 timmar).

Från det underlag om skyddsvärda vattendrag som länsstyrelserna redovisade valde utredningen ut ca 50, som bedömdes kunna komma i fråga som typvattendrag. Underlaget räcker dock inte för att peka ut några "opåverkade" referensvattendrag. Inte heller har materialet innehållit underlag för att välja ut vattendrag som enbart p.g.a. sina

speciella bevarandevärden skulle kunna motivera skydd enligt naturresurslagen, NRL.

Bland de utvalda ca 50 vattenområdena har 22 stycken bedömts motsvara naturtyper som är dåligt representerade bland de vattenområden som redan är skyddade. Sju av dem har pekats ut som intressanta för kraftproduktion.

Enligt utredningen saknas tillräckligt underlag för göra ett samlat ställningstagande till vilka vattendrag som skall skyddas enligt NRL. Fyra vattenområden kan dock enligt utredaren utan ytterligare inventering få ett sådant skydd. I samtliga fall saknas alternativa vattenområden som kan tjäna som typvattendrag. Inte i något av dessa vattenområden finns något redovisat utbyggnadsintresse. Att ge dem ett särskilt stöd medför därmed inte någon konsekvens för landets elförsörjning.

Med anledning av utredarens första betänkande gavs tilläggsdirektiv att ta fram ett program för inventering av material som kan läggas till grund för ett samlat ställningstagande.

3.4 Miljöpåverkan

Vattenkraftsutbyggnaden i Sverige pågick i huvudsak under 1950-, 1960- och 1970-talen. Beroende på utbyggnadens karaktär och omfattning har de ursprungliga naturförhållandena påverkats mer eller mindre.

Vattenkraften har jämfört med många andra energikällor fördelen att den inte medför utsläpps- eller avfallsproblem. Vattenkraftens miljöproblem hör i stället i hög grad ihop med att en utbyggnad påverkar älvarna i sig. De orörda älvarna i Sverige är unika i Europa. Exempelvis bildar Torne och Kalix älvar det enda större sammanhängande flodsystemet i Europa utanför Ryssland som är helt orört. De problem som orskas av en utbyggnad är huvudsakligen lokalt och regionalt betingade. Vattenkraftutbyggnad påverkar landskapsbilden, biotoperna, den lokala biologiska mångfalden, fisket, kulturminnesvärden samt friluftslivet. Skadorna är svåra eller omöjliga att reparera. De är inte begränsade till enbart älvfåran. Byggnader, dammar, schaktmassor m.m ger förändringar i landskapsbilden. Det är inte bara stora vattenkraftprojekt som åstadkommer skador. I förhållande till energiutbytet åstadkommer ofta kraftverk i små vattendrag ett större ingrepp i miljön än de stora kraftverken.³

När en hel älv byggs ut delas den upp av ett antal vattenmagasin, åtskilda av fördämningar och kraftverk. Nedströms dammarna leds vattnet ofta ett långt stycke i tunnel i stället för längs den forna älvfåran,

som därigenom blir praktiskt taget torrlagd.

Såväl fördämningar som torra älvfåror utgör hinder för vandrande fiskarter. Försök har gjorts att låta vandrande fisk ta sig förbi kraftverksdammar via konstgjorda s.k. laxtrappor. Detta har gjorts med varierande framgång. Flera genetiskt unika lax- och havsöringstammar har försvunnit efter utbyggnad av de älvar där de fortplantade sig. Som alternativ till laxtrappor har lax- och öringsmolt släppts ut i älvmyningarna. Denna strategi har inte haft som främsta målsättning att skydda laxen som biologisk och genetiska resurs utan valdes främst för att skydda det kommersiella laxfisket i Östersjön. Med denna målsättning var strategin framgångsrik, men det skedde på bekostnad av den vilda laxstammen.

Det förlorade fisket i de utbyggda älvarna har kompensrats genom bl.a. ekonomisk ersättning. Utsättning av yngel eller fångstbar fisk har också gjorts.

För att åstadkomma en bättre överensstämmelse mellan vattentillrinning och kraftbehov har regleringsmagasin anlagts i de utbyggda älvarnas övre delar. Stora arealer har satts under vatten. Magasinen fylls under vårflo den och töms under höst och vinter. De nivåförändringar som uppstår vid reglering leder till erosion på strandzonen mellan högvattens- och lågvattensnivåerna. Detta kan försvåra för vegetationen att få fäste, eftersom få strandväxter har förutsättningar att överleva en omväxlande översvämning och torrläggning i annan årsrytm än den naturliga. Fisk som är beroende av strandzonens näring, exempelvis öring, missgynnas om växter försvinner p.g.a. reglering. Andra fiskar som lever ute i det fria vattnet kan klara sig bättre. Artsammansättningen kan därmed förändras.

Även mindre älvmagasin i anslutning till kraftverken i de reglerade vattendragens huvudfåror påverkas. Nivåförändringarna där är inte så stora, men uppträder å andra sidan med snabba växlingar.

Ett dammbygge medför att vattenvägarna grumlas i samband med schaktningsarbeten och muddringar vilket ger en mer eller mindre kraftig påverkan på vattenkvaliteten under konstruktionstiden. Kraftig och långvarig uppslammning kan leda till att lekbottnar förstörs och bottenfauna slås ut. I samband med en reglering kan gödande ämnen läcka ut i vattnet genom att näringsrik mark däms över.

En reglering medför att de naturliga högvattenflödena i älven minskar eller upphör. De i Norrland naturligt förekommande vår-, sommar- och hösthögvattnen fördelas om till högre vintervattenföringar. Det blir således en mer utjämnad vattenföring över året, vilket kan vara

gynnsamt för vissa arter, medan andra missgynnas.

Lokalt har vattenkraftutbyggnaden haft mycket stor inverkan på mångfalden av arter och biotoper. Det har dock ej kunnat bevisas att kraftutbyggnad ensam är orsak till att någon art helt försvunnit ur den svenska faunan eller floran. Vissa genetiskt lokalt anpassade fiskarter har däremot försvunnit vilket ej har kunnat kompenseras med andra inplanterade stammar.

På senare år har frågor rörande friluftsliv och kulturminnesvård fått allt större betydelse när vattenkraftens miljö- och omgivningspåverkan diskuterats och då riksdagen har tagit ställning till skydd av älvar och älvsträckor.

Tänkbara åtgärder för minskad exploatering

En reglerings effekter på den lokala biologiska mångfalden kan aldrig återställas. Vid senare års utbyggnadsprojekt har dock betydande resurser avdelats åt att minska exploaterings negativa miljöeffekter. Exempelvis har serier av låga fördämningar byggts för att åstadkomma vattensamlingar i älvfåror som annars skulle blivit helt torrlagda, s.k. grunddammar. Inplantering av fisk och näringsorganismer är andra exempel på försök till kompenserande åtgärder, liksom minimiavtappningar. Insatserna har ofta inriktats på att reducera störningarna i landskapsbilden eller förbättra fisket.

Naturvårdsverket, NUTEK och Vattenfall har gemensamt tagit initiativ till ett forskningsprogram, som syftar till att skapa underlag för förbättringar av miljön i vattendrag som har byggts ut för vattenkraftsändamål. Forskningsprogrammet påbörjades under år 1992 och beräknas avslutas under år 1995. Arbetet i projektet inriktas på att identifiera de arter som är särskilt hotade i de utbyggda älvarna och dessa arters biotopkrav, att identifiera de arter vars närvaro kan indikera miljötillståndet i älven, att identifiera de biotoper som kan härbärgera viktiga genurser och vara bas för spridning av arter i älven i övrigt samt att utveckla metoder för att förbättra biotoper i utbyggda älvar.

Enligt Svenska Kraftverksföreningen finns det en omfattande erfarenhet, bl.a. från Norge, av hur tekniska lösningar kan medge utnyttjande av vattenkrafttillgångar, samtidigt som den biologiska mångfalden bevaras och andra naturvårdskrav uppnås.⁴ Exempel är:

Biotopåtgärder: Med utgångspunkt i vad olika organismer kräver av sin livsmiljö och vilka faktorer som bidrar till att öka eller minska en miljöns mångformighet har försök gjorts att skapa olika miljötyper i små och medelstora vattendrag. Exempel är konstgjorda lugnvattenområden

och laguner, sträckor med koncentrerade strömförhållanden och överhängande strandbrinkar.

Grunddammar: Långa dammar i form av trösklar som håller upp vattennivån på strömsidan används ganska allmänt i samband med minskade vattenföringar i naturliga flodfårar. I Sverige benämns sådana dammar spegeldammar och det huvudsakliga syftet har hittills varit rent estetiskt. Enligt Svenska Kraftverksföreningen har det dock visat sig att de biologiska vinsterna kan bli betydande, exempelvis i form av en ökad produktion av fisk och fisknäringdjur.

Biotopåtgärder och grunddammar är exempel på punktinsatser som lokalt kan vara av stor betydelse. Exempel finns från både Sverige och Norge. Enligt Naturvårdsverket saknas dock utvärderingar av metoderna från ekologisk och ekonomisk utgångspunkt.

Vattenhushållning: I reglerade vattendrag är vattenföringen utjämnad eller fluktuerande under dygnet eller veckan, vilket skadar växter och djur. Det går dock att reglera vattendrag så att vattenföringen får en mera normal årsrytm och mer liknar de naturliga variationerna.

Väl planerade genomspolningar kan minska risken för att lekplatser slammas igen. Detta är annars vanligt vid en konstant och låg vattenhastighet.

Näringstillförsel och utsättning av fisk och fisknäringdjur: Nyanlagda regleringsmagasin har ofta en hög fiskproduktion som en följd av den plötsliga tillförseln av näringsämnen från överdämda landområden. Detta är emellertid en övergående effekt och efter ett antal år är fiskavkastningen lägre än före regleringen. Med näringstillförsel går det att åter höja produktionen. I vissa fall kan i stället ett vattenområdes näringsstatus höjas på grund av minskad genomspolning med igenväxning som följd. I sådana fall krävs åtgärder för att minska näringsmängderna i vattenområdet.

Modeller: Ett hjälpmedel för minskad miljöbelastning kan vara att utnyttja beräkningsmodeller för att prognosticera utfallet av förändringar av vattenföringen. Med sådana modeller kan man hitta optimala flödesnivåer.

Det bör påpekas att det råder skilda uppfattningar om vattenkraftens miljöpåverkan. Exempelvis anser Svenska Kraftverksföreningen att beskrivningen av vattenkraftens miljöpåverkan ovan är alltför onyanserad och ej i överensstämmelse med dagens kunskap om teknik och möjligheter till utbyggnad med hänsyn tagen till miljöeffekter. Även Naturvårdsverket har delvis motsatta synpunkter på möjligheterna till miljöanpassning av vattenkraften, se avsnitt 3.5.2.

3.5 Uppförande av ny vattenkraft

3.5.1 Regelverk

För utbyggnad av vattenkraft behövs tillstånd enligt vattenlagen (1983:291). Vattendomstolen har att vid sin prövning av ett utbyggnadsärende beakta bl.a. frågor om fiske, naturskydd, kulturmiljövård och rekreation.

Skyddet för ett vattendrag kan stärkas på flera sätt. En vattenkraftsutbyggnad kan hindras, genom exempelvis att ett naturreservat bildas, eller att bedömningen av dess tillåtlighet påverkas, t.ex. genom en översiktsplan. De viktigaste instrumenten för att stärka bevarandebestämmelserna är, förutom bestämmelserna i 3 kap. 6 § NRL, övriga bestämmelser i första och tredje stycket NRL och instrument som ges av plan- och bygglagen (1987:10), PBL, och naturvårdslagen (1964:822), NVL.

Till grund för gällande regler om skydd av vissa vattendrag mot utbyggnad ligger ett utredningsarbete som till stor del utförts under 1970-talet. Främst de utredningar som redovisats i betänkandena Vattenkraft och miljö (SOU 1974:22) samt Vattenkraft och miljö 3 (SOU 1976:28), ofta kallade de Sehlstedtska resp. Ekströmska utredningarna, låg till grund för ett mer samlat beslut av riksdagen år 1978 om att undanta vissa älvar och älvsträckor. Riksdagens beslut kom till uttryck som riktlinjer i den fysiska riksplaneringen. Då NRL tillkom år 1987 lagfästes i stort sett nämnda riktlinjer. I 3 kap. 6§ NRL finns närmare angivet i vilka vattenområden och älvsträckor som vattenkraftverk och vattenreglering eller vattenöverledning för kraftändamål inte får utföras. Förteckningen har utvidgats vid flera tillfällen, senast genom riksdagsbeslut år 1993 (prop. 1992/93:180, bet. 1992/93:BoU7, rskr. 1992/93:214).

Regelverket beskrivs utförligt i underlagsbilaga 5.

3.5.2 Kostnader för en utbyggnad av vattenkraft

Inom ramen för Energikommissionens arbete har Svenska Kraftverksföreningen tillsammans med några av sina medlemsföretag sammanställt kostnader för en utbyggnad av vattenkraften med en lägre exploateringsgrad.⁴

Möjlig utbyggnadspotential

Vid den genomgång av utbyggnadsmöjligheterna som gjordes av Vattenkraftberedningen (VKB) år 1983 bedömdes den ekonomiskt utbyggnadsvärda kraften i Sverige uppgå till ca 25 TWh/år. Av dessa 25 TWh har 1,2 TWh nu byggts ut. Därmed återstår 23,8 TWh/år att bygga ut (5 200 MW). Anläggningskostnaden har beräknats till 84 200 milj. kr, vilket ger en genomsnittlig kostnad om ca 3,5 kr/kWh, år.⁴ Det bör påpekas att det inte är möjligt att redovisa exakta investeringskostnader vid uppskattningar som denna. För detta krävs ordentlig projektering.

Flertalet av älvarna och älvsträckorna som finns i Kraftverksföreningens rapport är skyddade enligt NRL. Därmed får vattenkraftverk samt vattenreglering eller vattenöverledning för kraftändamål inte utföras. I riksdagens senaste beslut om utökad älvskydd år 1993 gavs Torneälven, Kalixälven, Piteälven och Vindelälven beteckningen nationalälvar i NRL. Detta medförde dock i juridisk mening ingen statusändring jämfört med övriga älvar som omfattas av skydd enligt NRL.

De utredningar Kraftverksföreningen har genomfört avseende en möjlig utbyggnadspotential med en lägre grad av exploatering (se de detaljerade projektbeskrivningarna nedan) visar att energipotentialen kan sjunka till ca 60 % av potentialen vid konventionell utbyggnad. Därtill blir utbyggnaden dyrare, även om tendensen inte är helt entydig. Kraftverksföreningen har för de älvar och älvsträckor som ej omfattas av den detaljerade granskningen antagit att en lägre exploateringsgrad sänker produktionspotentialen till 60 % och att utbyggnadskostnaden ökar med 20 %.

Med dessa antaganden sjunker utbyggnadspotentialen ovan från 23,8 TWh till 14,7 TWh. Kostnaderna för en sådan utbyggnad mellan 2,9 och 8,7 kr/kWh,år. Ungefär hälften av potentialen kan byggas ut till en kostnad lägre än 4 kr/kWh,år.

Produktionskostnaderna för en utbyggnad med en lägre exploateringsgrad motsvarar en produktionskostnad på 25 till 35 öre/kWh för merparten av potentialen (vid en driftskostnad på 5 öre/kWh, en realränta på 4 % och 50 års avskrivningstid).

Några exempel

De av Kraftverksföreningen redovisade kostnaderna för en utbyggnad av älvar är fördelade på grupperna Huvudälvar, Skogsälvar, Älvsträckor

samt övriga projekt. Utgångspunkterna är förebyggande, skademinimerande samt kompensera insatser. Materialet är framtaget som en jämförelse med tidigare presenterat underlag (Sehlstedska och Ekströmska utredningarna, Vattenkraftberedningen VKB 1983) och nya bedömningar i dag (EK 94). Förutom kostnader redovisas översiktligt de direkta sysselsättningseffekterna på den aktuella platsen.

Kostnaderna har av Kraftverksföreningen schablonmässigt uppräknats till 1994 års kostnadsnivå med hjälp av kostnadsindex för vattenkraftanläggningar. Siffrorna skall ses som en uppskattning av kostnadsnivåer.

Nedan visas Kraftverksföreningens jämförelser mellan "konventionell" utbyggnad enligt Vattenkraftberedningen (VKB) och "miljöanpassad" utbyggnad (EK).

Huvudälvar

Älv	MW	TWh/år	Miljarder kr	kr/kWh, år	Sysselsättn. manår
Piteälven VKB	611	3,4	10,5	3,1	7 700
Piteälven EK	521	2,1	10	4,4	7 000
Vindelälven VKB	568	3,1	8,6	2,8	8 000
Vindelälven EK	185	1,8	5,6	3,1	5 610

Piteälven är i dag i begränsad utsträckning påverkad av årsreglering och utbyggnad av Sikfors kraftverk nära utloppet i Bottenviken. Till VKB redovisades en utbyggnad i Piteälven av 12 kraftstationer (exkl. Sikfors).

Miljöanpassning: Enligt Vattenfall skulle nedströms liggande årsregleringsmagasin kunna utformas som överfallsdammar. Detta medger genom- och överströmning av vattnet, i detta fall skulle 20 % av vattnet gå över dammarna. Den största forsen, Storforsen, sparas från utbyggnad.

Vindelälven är med undantag för dammar i olika biflöden opåverkad. Tidigare redovisad utbyggnad förutsattes ske med 11 kraftstationer innefattande årsregleringsmagasin.

Miljöanpassning: Älven skulle i exemplet i sin övre del byggas ut i huvudsak med samma utformning som tidigare planerat. Antalet kraftstationer begränsas till sju. Vid Krokfors nedanför Sorsele kan en grunddamm anläggas som vattnet kan strömma över och genom, samt eventuellt en kraftstation. Dammen utgör ett magasin för veckoreglering.

Huvuddelen av vattnet leds därifrån via kanal och tunnel till magasinet ovanför Rusfors i Umeälven varefter energi skulle kunna utvinnas i nedströms liggande kraftverk.

Skogsälvar

Älv	MW	GWh/år	Miljarder kr	kr/kWh, år	Sysselsättn. manår
Råneälven VKB	62	248	0,9	3,9	1 120
Råneälven EK	24	197	1,3	6,5	1 300
Byske älv VKB	137-167	513-613	0,75	1,5	1 250
Byske älv EK	127	458	1,15-1,35	2,5-3,0	990

Råneälven. VKB föreslog en konventionell utbyggnad av Råneälven med årsregleringsmagasin och två kraftstationer.

Miljöanpassning: Vid Muorka skulle en regleringsdamm kunna anläggas ev. med ett kraftverk, och vattnet överledas via regleringsmagasin och tunnlar till Lule älv. Vattnet skulle härigenom utnyttjas i Luleälvens kraftverk. En viss minitappning behålls nedströms Muorka. De våldsamma vårflodsöversvämningarna i Råneälvens odlingsområden minskar härigenom.

Byske älv. I den Ekströmska utredningen föreslogs en utbyggnad med nio stationer, vilket i VKB reviderades till sju.

Miljöanpassning: Antalet kraftstationer minskas till sex. Av den totala älvsträckan skulle i detta exempel av den totala älvsträckan på ca 135 km, ca hälften lämnas outbyggt för att tillgodose fiskets intressen. Resterande delar skulle bibehålla sin vattenföring genom minimi-tappningar och trösklar. Den nedre delen av älven byggs inte ut utan utnyttjas som reproduktionsområde för lax och havsvandrande laxöring.

Älvsträckor

Älv	MW	GWh/år	Miljarder kr	kr/kWh,år	Sysselsättn. manår
Mellanljusnan VKB	109	612	1,3	2,1	1 160
Mellanljusnan EK	85	450	1,5	3,2	1 300

Anm. Siffrorna bygger på 1977 års ansökning men har räknats upp

Mellanljusnan: Det ursprungliga förslaget avsåg en utbyggnad av fem kraftverk, dämningar och kanaler.

Miljöanpassning: Enligt ett förslag från Stora Kraft skulle endast ett kraftverk byggas i övre delen av älvsträckan varefter fallhöjden tas i anspråk genom en tunnel. Utbyggnaden kombineras med en betydande minimitappning vilket tillsammans med en betydande lokal tillrinning bibehåller en del av älvens nuvarande flöde. Trösklar kan utföras i delar av älvfåran för att upprätthålla önskvärda vattenstånd. de opåverkade forssträckorna i kombination med minimitappning kommer att möjliggöra ett bibehållet strömfiske och den jämnare vattenföringen minskar risken för erosion.

Övriga projekt

Älv	MW	GWh/år	Miljarder kr	kr/kWh,år	Sysselsättn. manår
Klarälven Strängsforsen VKB	48	230	0,42	1,8	450
Strängsforsen EK	48	170-230	0,4	1,7-2,4	500

Klarälven: Det ursprungliga förslaget avsåg utbyggnad av själva Strängsforsen med en damm.

Miljöanpassning: Den mest markerade forssträckan vid Strängsforsen bibehålls. Som ett alternativ kan rensningen nedströms dammen utgå vilket bl.a. leder till att inverkan på fisket reduceras.

Naturvårdsverket anser att beskrivningen ovan ger en alltför optimistisk bild av möjligheterna att bygga ut miljöanpassat.

3.6 Små vattenkraftverk

Som små vattenkraftverk definieras kraftverk med en installerad effekt mindre än 1500 kW. Verk mindre än 100 kW kallas ofta mikrokraftverk. Det finns i Sverige i dag ca 1 200 små vattenkraftverk med en sammanlagd installerade effekt på ca 300 MW. Årsproduktionen är ca 1,5 TWh.⁵

Den senaste större inventeringen som gjordes av små vattenkraftverk gjordes år 1984.⁶ Merparten av anläggningarna låg i Jönköpings län (115 st., 94 GWh 1984), i Värmlands län (124 st., 177 GWh), i Örebro län (110 st., 193 GWh) och i Gävleborgs län (101 st., 139 GWh).

I utredningen uppskattas den tekniska och ekonomiska potentialen för små vattenkraftverk till 3 - 4 TWh.

En mindre inventering gjordes till Statens energiverks Elmarknadsrapport 1990. Där konstaterades att utbyggnaden av små vattenkraftverk hade gått långsamt sedan investeringsstödet togs bort år 1987. Den främsta orsaken är att småskalig vattenkraft inte kan hävda sig ekonomiskt mot annan kraftproduktion. Den goda tillgången på el med låga kraftpriser torde också ha spelat in. Vidare har den småskaliga vattenkraften mött ett hårt motstånd från miljövårdsintressen. Skyddet enligt NRL begränsar även utbyggnadsmöjligheterna.

3.6.1 Kostnader för små vattenkraftverk

NUTEK har inom ramen för Energikommissionens arbete bl.a. presenterat kostnader för småskalig vattenkraft.⁵ Underlag kommer bl.a. från Vattendragsutredningens inventering.

Utrustningen i små vattenkraftverk omfattar i princip de komponenter som ingår i en stor anläggning. Samma krav avseende säkerhet och vattenreglering gäller för stora och små anläggningar.

Kostnaderna för att bygga små vattenkraftverk sjunker om det redan

finns damm eller andra byggnader. De vattenkraftverk som har byggts är etablerade just på sådana platser. Nyetableringar torde vara mycket dyra i dag. Byggs verken i nära anslutning till andra vattenkraftverk kan underhåll och service samordnas och ske till låga kostnader.

I tabell 1.2 ges kostnader för några små vattenkraftverk som har byggts under senare år. Det bör påpekas att objekten har mycket olika förutsättningar och att kostnaderna därmed är mycket lägesspecifika. I vissa fall ingår en ny damm, i vissa fall har en befintlig damm kunnat utnyttjas. Normalt räknas med en ekonomisk livslängd på 40 år. I tabellen redovisas en känslighetskalkyl genom att kostnaderna har beräknats med 25, 40 och 60 års livslängd med kalkylräntan 5 %.

Tabell 1.2 Kostnader för små vattenkraftverk byggda under senare år och etablerade på platser där redan damm eller andra byggnader finns.

	Objekt 1	Objekt 2	Objekt 3	Objekt 4	Objekt 5
Effekt	120 kW	300 kW	500 kW	630 kW	1500 kW
Produktion, kWh	650 000	1 600 000	2 200 000	3 500 000	7 900 000
Inv.kostnad tusen kronor	2 650	6 100	9 000	9 950	18 700
Kr/års-kWh	4,08	3,81	4,09	2,85	2,37
DoU rörlig kr/kWh	0,04	0,03	0,01	0,04	0,02
Prod.kostn. kr/kWh, 25 år	0,33	0,30	0,30	0,24	0,19
Prod.kostn. kr/kWh, 40 år	0,28	0,25	0,25	0,21	0,16
Prod.kostn. kr/kWh, 60 år	0,26	0,23	0,23	0,19	0,14

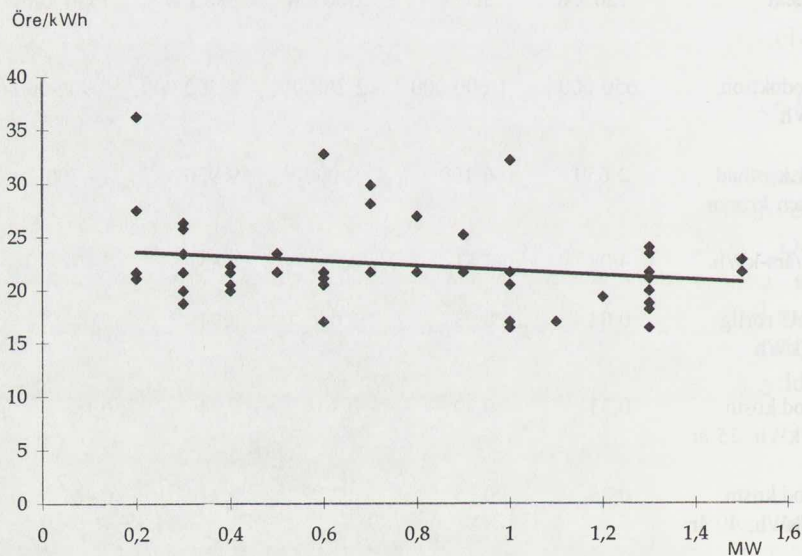
Anm: I investeringskostnaden ingår damm, intag, stationsbyggnad, tilloppstub, rensningsarbeten, vattendomstolen, fallrättsinlösen, skadeersättning och maskinutrustning.

Dammybyggnad och stationskostnader utgör mellan 22 och 57 % av investeringen, maskiner och utrustning mellan 27 och 45 %.

Det framgår att ju mindre en anläggning är, desto högre är ofta de totala produktionskostnaderna. En skalfaktor finns således. De rörliga kostnaderna varierar mellan 1 och 4 öre/kWh.

Svenska Kraftverksföreningen har till Vattendragsutredningen redovisat ett antal små vattenkraftprojekt (0,2 - 1,5 MW) inklusive kostnader angivna i års-kilowattimme. NUTEK har räknat om de angivna kostnaderna till totala kostnader i öre/kWh, med kalkylräntan 5 % och en avskrivningstid på 40 år. De rörliga kostnaderna har satts till 3 öre/kWh. I figur 1.1 visas de totala kostnaderna för projekten.

Figur 1.1 Totala produktionskostnader i små vattenkraftverk, 0,2 -1,5 MW, öre/kWh.



Källa: Vattendragsutredningen, NUTEK

Även här sjunker kostnaderna med ökande kraftverksstorlek. De mindre projekten uppvisar dessutom en större kostnadsspridning.

3.7 Beskattning

År 1983 infördes - huvudsakligen av statsfinansiella skäl - skatt på vattenkraft (lag 1982:1201 om skatt på viss elektrisk kraft). Skatten utgår med 2 öre/kWh vid en generatoreffekt om minst 1500 kW. Skattenedsättning ges med 1 öre/kWh om kraftverket tagits i drift under perioden 1973 - 1977, samt med 2 öre/kWh om kraftverket tagits i drift efter år 1977 (dvs. netto 0 öre/kWh i skatt). För kraftverk byggda före år 1973 ges ingen skattenedsättning.

År 1990 genomfördes en översyn av vattenkraftbeskattningen.⁷ I betänkandet föreslogs av effektivitets- och fördelningspolitiska skäl en omläggning till fastighetsskatt (markvärde delen). Förslaget har ej genomförts.

I regeringens proposition 1994:95/203 Finansiering av medlemskapet i Europeisk Unionen föreslogs en höjning av skatten från 2 till 4 öre/kWh, med motsvarande nedsättning vad gäller produktion från yngre kraftverk som som nu tas, med 2 resp. 4 öre. Därmed blir nettoskatten för kraftverk byggda före år 1973 4 öre/kWh, för verk byggda under perioden 1973 till 1977 2 öre och för verk byggda efter år 1977 0 öre. Riksdagen har beslutat i enlighet med propositionen (bet. 1994/95:SkU28). De nya skatterna träder i kraft den 1 januari 1996.

4 Bränslebaserade el- och värme- produktionsanläggningar

I detta avsnitt redovisas de aktuella andelarna av energitillförseln för olika produktionstekniker, korta beskrivningar av och kostnader för skilda tekniker, samt korta översikter av deras miljöpåverkan. Regelverket för att söka och erhålla tillstånd att uppföra anläggningar beskrivs i underlagsbilaga 5.

4.1 Teknik

I den följande sammanställningen av produktionskostnader redovisas ett antal tekniker för el- och värmeproduktion. En indelning har gjorts i "konventionell ångcykel" och "kombianläggning".

I en konventionell ångcykel sker förbränningen i en panna, t.ex. roosterpanna eller fluidbädd. I pannan genereras ånga till den efterföljande elproduktionen i ångturbinen. I en kondensanläggning tas inte det värme som genereras tillvara, vilket däremot sker i en mottrycksanläggning. Samproduktion av el och värme i kommunalt ägda anläggningar kallas traditionellt kraftvärme. Ett kraftvärmeverk har en något lägre elverkningsgrad än en kondensanläggning. Det varmvatten som produceras används i kommunernas fjärrvärmesystem.

I en gasturbin genereras elenergi. Till gasturbinen kan en efterföljande avgaspanna kopplas där gasturbinens avgaser kyls och varmvatten produceras för t ex fjärrvärme.

I kombianläggningar sker elproduktion både i en gasturbin och en ångturbin. Gasturbinens avgaser kyls i efterföljande panna under produktion av ånga. Ångan leds till ångturbinen. Bränslet till gasturbinen kan vara naturgas eller förgasat fastbränsle. I det senare fallet tillkommer själva förgasaren. En sådan process består alltså av ett förgasningssteg med efterföljande kombicykel, s.k. Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC. Denna teknik är inte kommersiell i dag. Förgasning kan ske vid förhöjt tryck eller vid atmosfärstryck.

En annan metod att generera bränngas till gasturbinen är genom förbränning i fluidbädd. Det kan ske vid förhöjt tryck, som i ABBs PFBC-koncept (Pressurized Fluidized Bed Combustion), vilket också möjliggör elgenerering i både gasturbin och ångturbin. En kombi-cykel ger möjlighet till ökad elverkningsgrad jämfört med t.ex. ångturbin- eller gasturbinprocesser.

4.2 Energitillförseln i bränslebaserade anläggningar

Den huvudsakliga elproduktionen i Sverige sker i kärnkraft- och vattenkraftverk. De kondensanläggningar som finns i Sverige eldas med olja. Anläggningarna har sedan slutet av 1970-talet sällan utnyttjats eftersom tillgången på vatten- och kärnkraft varit god. De används i huvudsak för s.k. spetslast, dvs. då efterfrågan på el är särskilt hög eller då delar av övrig produktionskapacitet inte är tillgänglig. Kondenskraftverkens elproduktion år 1994 var ca 0,8 TWh. Det finns totalt 3 200 MW installerad kapacitet i kondensanläggningarna och produktionskapaciteten uppgår f.n. till 20 TWh. Denna kapacitet är dock i dag inte tillgänglig då anläggningarna saknar koncession att köras i baslast. Av kondensanläggningarna har ett block i Karlshamn försetts med reningsutrustning vilket möjliggör förbränning av eldningsolja 5. Övriga anläggningar eldas med eldningsolja 1.

I produktionssystemet ingår även gasturbiner, vilka endast används som reserv. Totalt finns 1 900 MW el installerad kapacitet. Under år 1994 producerades 0,14 TWh el i gasturbiner.

Det finns i dag ca 30 kommuner med kraftvärmeanläggningar. Den befintliga kapaciteten i de kommunala kraftvärmeverken är 1 700 - 1 900 MW el, beroende på bränsle, varav mer än 800 MW el är fastbränslebaserad. Fjärrvärmenäten har ofta flera olika produktionsanläggningar, exempelvis hetvattencentraler, och avkopplingsbara elpannor. Vanligtvis används den anläggning som är billigast i drift vid varje tidpunkt. Under vår, sommar och höst när elpriset, eleffektvärdet och värmeunderlaget är lågt, blir kraftvärmeanläggningarna relativt dyra att köra. Värme produceras då i den anläggning som för tillfället har lägst rörlig kostnad. Vissa kraftvärmeverk kan köras även om det inte finns någon efterfrågan på värme. Detta kallas kondensdrift. Den producerade värmen kyls då bort i stället för att pumpas ut i fjärrvärmenätet. År 1993 var elproduktionen i kommunala kraftvärmeverk 4,8 TWh. År 1994 var den 4,6 TWh.

Den tekniska potentialen för elproduktion med befintliga produktionsanläggningar i de befintliga fjärrvärmesystemen uppgår till ca 8

TWh. Utvecklingen går mot högre elutbyten. Driften styrs av bränsle- och elpriserna samt efterfrågan på värme (såvida inte anläggningen kan köras i kondensdrift). De anläggningar som byggts på senare år har samtliga erhållit statligt investeringsstöd. Stödet har medfört att de fasta kostnaderna har minskat. Däremot påverkas ej de rörliga kostnaderna. Några av de anläggningar som fått stöd har varit i drift i en hel eldningssäsong. Den producerade mängden el i sex kommunala kraftvärmeverk uppgick eldningssäsongen 1994 - 1995 till 360 GWh, av möjliga knappa 600 GWh. Vissa anläggningar hade naturligt nog drabbats av vissa "barnsjukdomar".

Kraftvärme i industrin - s.k. industriellt mottryck - producerade år 1994 4,0 TWh el. Det finns en installerad effekt i massa- och pappersindustrin och övrig industri på ca 900 MW el samt 20 MW el i kondenssvansar.

4.3 Kostnader

4.3.1 Antaganden

De anläggningskostnader som presenteras här avser så långt det är möjligt likvärdiga leveransomfång för de skilda anläggningstyperna. Därför är de någorlunda jämförbara.

Kostnaderna baseras underlag i form av budgetofferter, uppgifter från kraft- och värmeproducenter samt diverse utredningar.⁸

Vid kostnadsuppskattningarna har antagits en real kalkylränta på 5 % och en avskrivningstid på 25 år. Valet av ränta och avskrivningstid kan naturligtvis diskuteras. De beräkningar som redovisas här syftar i första hand till att ge en jämförelse mellan kostnaderna för skilda anläggningstyper, baserade på olika bränslen, samt ett underlag för samhällsekonomiska bedömningar. I företagets investeringskalkyler används ofta högre nominella kalkylräntor och/eller kortare avskrivningstider, vilket innebär högre produktionskostnader.

I investeringskostnaderna ingår, förutom själva anläggningen, de delkostnader som normalt ingår i en investeringskalkyl, t.ex. styr- och reglerutrustning, bränslehanteringsanläggning, servicesystem, projektering och bygggräntor. Vidare ingår kostnader för tomt och markarbeten (här har antagits en schablon på 2 - 6 % av budgetpris i de fall kostnaden ej redovisats särskilt), utbildning och idrifttagning (schablon 3 - 5 %), beställarkostnader (schablon 6 - 10 %) samt kostnader för

oförutsedda händelser (schablon 10 %).^a

Enligt Kraftverksföreningen skulle vid en förläggning av ny produktionskapacitet till de svenska förläggningsplatserna för kärnkraft, vissa funktioner kunna användas för den nya produktionen. Hit hör exempelvis anslutningen till stamnätet, sötvattenförsörjning med vatten- och avloppsverk och kommunikationer i form av vägar, järnvägar och hamnar (under byggtiden framför allt). Vidare är tillståndshanteringen avseende markanspråk redan färdig och det finns vattendom som utgångspunkt för varmvattenutsläpp. En bedömning av Kraftverksföreningen är att mindre än en tredjedel av den ursprungliga investeringen skulle vara möjlig att nyttiggöra vid alternativ elproduktion. Hur mycket nedan angivna anläggningskostnader skulle kunna reduceras är ej möjligt att uppskatta.

Nedan presenteras även kostnader för förgasningsanläggningar. Förgasningstekniken kan dock knappast anses vara kommersiell. De förgasningsanläggningar som byggts och byggs - exempelvis kolförgasaren i Cool Water i USA, bioförgasaren i Värnamo samt den Shellförgasare som byggs i Holland - har samtliga byggts med statliga stöd. Då förgasningstekniken är av stort intresse i dag har vi dock valt att ta med kostnadsuppskattningar för förgasningsanläggningar i denna sammanställning. Kostnaderna, liksom tillgänglighet och verkningsgrad, för en teknik som står på gränsen till kommersiellt genombrott är dock av förklarliga skäl behäftade med mycket stor osäkerhet.

^a Kostnaderna för exempelvis tomt och markarbeten varierar naturligtvis med lokala förutsättningar på orten. Schablonartade beräkningar av tilläggs-kostnaderna kan leda till vissa snedvriddningar av kostnadsbilden då jämförelser görs mellan anläggningar med olika förhållanden mellan kapital- och driftskostnader.

Följande bränslepriser har använts.

Tabell 1.3 Antagna bränslepriser vid uppskattningar av el- och värmeproduktionskostnader.

Bränsle	Bränslepris kr/MWh bränsle
Eo1	115
Eo5	75
Restolja	50
Kol	50
Naturgas kondens	100
Naturgas kraftvärme	120
Trädbränsle	110
Vegetabilisk olja (halvraff. rapsolja)	600
Avfall	-30

Anm. För naturgas tillämpas normalt s.k. alternativprissättning. Priset sätts därmed i relation till det eller de bränslen som gasen konkurrerar med. För att möjliggöra jämförelser har ett fast pris åsatts.

Förutsättningarna för avfallseldade anläggningar varierar beroende på lokala förutsättningar. Se vidare Bilaga 1A.

Elpriset påverkar bl.a. lönsamheten för drift av en kraftvärmeanläggning, och därmed utnyttjningsgraden. Priset beror på flera faktorer, exempelvis tid på året och dygnet, spänningsnivå, övriga villkor etc. I de kostnadsberäkningar som redovisas nedan har ett medelpris använts för den el som används för t.ex. värmepumpar. Medelpriset är 260 kr/MWh exklusive elskatt. Med en elskatt på 68 kr/MWh erhålles en total kostnad för den förbrukade elkraften på 328 kr/MWh.

Skatter

Regeringen presenterade i april 1995 proposition 1994/95:203 om finansiering av medlemskapet i den Europeiska Unionen. I propositionen föreslogs bl.a. vissa förändringar av koldioxid- och elskatterna. Skatterna redovisas i bilaga 1G. Riksdagen beslöt i enlighet med propositionen under vårriksdagen 1995. De skattesatser som har använts vid de här

redovisade kalkylerna överensstämmer dock med regeringens proposition 1994/95:54 Ny lag om skatt på energi m.m. (bet. 1994/95:SkU4, rskr. 1994/95:152, resp. 153) från oktober 1994.

Tabell 1.4 Skattesatser på bränslen år 1995.

Bränsle	Energiskatt kr/MWh br	CO ₂ -skatt kr/MWh br
Eol	59	99
Eo5 samt restolja	54	92
Kol	33	114
Naturgas	17	67

Anm: Industrin betalar ingen energiskatt och endast 25 % av koldioxidskatten.

Elproduktion i kraftvärme- och kondensanläggningar är undantagen från energi- och koldioxidskatt på huvuddelen av bränslet. Av det använda bränslet hänförs skattemässigt till intern förbrukning i kraftverket och beskattas 3 resp. 5 % .

På den del av bränsleanvändningen i ett kraftvärmeverk som hänförs till värmeproduktionen tas koldioxid- och halv energiskatt ut.

El beskattas huvudsakligen i konsumentledet, dock beskattas vatten- och kärnkraft även i produktionsledet. Elskatten är för förbrukare i vissa kommuner i Norrland och skogslänen 37 kr/MWh. För el använd inom el-, gas-, värme- eller vattenförsörjning är elskatten 68 kr/MWh (utom i nyss nämnda kommuner). För all annan elförbrukning är elskatten 90 kr/MWh. Se vidare bilaga 1G. Elanvändning i industriell verksamhet eller vid yrkesmässig växthusodling undantas dock från denna skatt.

Svavelskatt för kol och torv tas ut med 30 kr per kg svavel i bränslet. Skatten på motorbrännolja och eldningsolja tas ut med 27 kr per m³ för varje tiondels viktsprocent. Vid en svavelhalt i olja mindre än 0,1 viktsprocent utgår ingen svavelskatt. Svavelskatten tas ut vid både el- och värmeproduktion. Anläggningar som renar utsläppen får återbetalning av inbetald svavelskatt.

Miljöavgifter

Sedan år 1992 finns ett avgiftssystem för kväveoxidutsläpp som omfattar stora energiproduktionsanläggningar om minst 10 MW och med en nyttiggjord energiproduktion på minst 50 GWh per år. Avgiften uppgår till 40 kr/kg NO_x. Den 1 januari 1996 sänks produktionsgränsen till 40 GWh och året därefter till 25 GWh. Storleksgränsen 10 MW tas bort. Avgiftsinkomsterna återbetalas till anläggningarna i proportion till nyttiggjord energi. För en anläggningsägare lönar det sig därmed att söka effektivisera produktionen och minska utsläppen.

Utsläppen av kväveoxider visar en minskande tendens. Medelvärdet var år 1992 ca 95 mg/MJ och år 1993 ca 78 mg/MJ. I beräkningarna nedan antas ett medelutsläpp på 70 mg/MJ. De flesta nya anläggningar har lägre utsläpp än denna nivå.

Verkningsgrader samt drift- och underhållskostnader

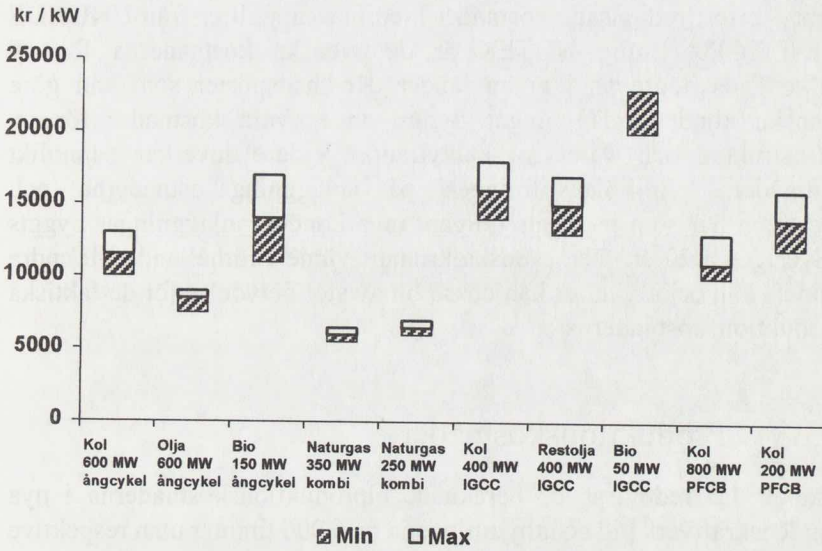
I bilaga 1B ges i tabellform indata för alla de anläggningar som har tagits med i denna redovisning.

4.3.2 Anläggningskostnader för vissa typer av el- och värmeproduktionsanläggningar

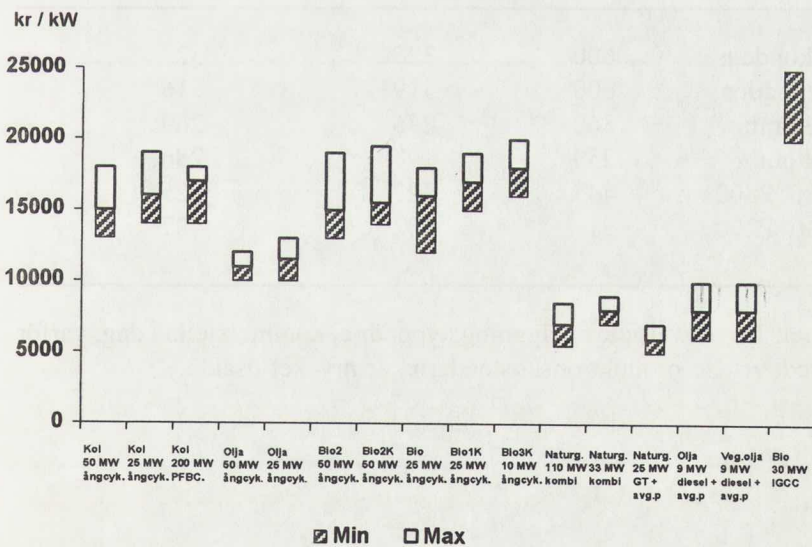
I bilaga 1C presenteras de specifika anläggningskostnader som ligger till grund för beräkningarna av produktionskostnader.⁸ Av bilagan framgår att en mer komplicerad anläggning med ett mer omfattande leveransomfång helt naturligt blir dyrare. De ökade kraven på reduktion av svavel- och kväveoxidutsläpp medför att kol- och oljeeldade anläggningar har erhållit större kostnadsökningar än jämförbara atmosfäriskt bioeldade. När det gäller trycksatta förbränningsprocesser innebär användningen av fasta bränslen en ansenlig komplikation och kostnadsfördyring jämfört med gas eller flytande bränslen. Användningen av biobränslen i trycksatt förgasare ställer exempelvis krav på en bränslefabrik som förbehandlar och torkar bränslet.

I figurerna 1.2 och 1.3 visas osäkerhetsintervall för kostnadsberäkningar avseende kondenskraftverk resp. kraftvärmeverk.⁵

Figur 1.2 Osäkerhetsintervall för kostnadsberäkningar avseende kondenskraftverk.



Figur 1.3 Osäkerhetsintervall för kostnadsberäkningar avseende kraftvärmeverk.



NUTEK har i en promemoria granskat de angivna kostnadsuppgifterna samt jämfört redovisade kostnader med bl.a. uppgifter från UNIPEDE och OECD.⁵ Enligt NUTEK är de svenska kostnaderna för ny kolkondens högre än i andra länder. Kostnadsposter som kan göra svenska kondensanläggningar dyrare anges vara kostnader för ny infrastruktur och valet av kalkylränta. Vidare inverkar sannolikt skillnader i miljölagstiftningen på anläggningskostnaderna och dessutom har som påpekats tidigare inga kondensanläggningar byggts i Sverige på 20 år. Den svenska kronans värde i förhållande till andra länders kan också bli av stor betydelse för de faktiska produktionskostnaderna.

4.3.3 Produktionskostnader

I tabell 1.5 redovisas de beräknade elproduktionskostnaderna i nya kondenskraftverk vid en utnyttjningstid på 6 000 timmar utan respektive med skatter och avgifter (se avsnitt 4.3.1).

Tabell 1.5 Elproduktionskostnader för nya kondensanläggningar.

Anläggning	Effekt MW	Utan skatter och avgifter kr/MWh	Med skatter och avgifter kr/MWh
Kolkondens	600	325	323
Oljekondens	600	319	316
Gaskombi	360	276	269
Gaskombi	250	293	286
PFBC P800	445	327	325
PFBC P200	91	402	407

I tabell 1.6 redovisade anläggningstyper är ej kommersiella i dag, varför de redovisade produktionskostnaderna är mycket osäkra.

Tabell 1.6 Uppskattade elproduktionskostnader för icke kommersiella kondensanläggningar.

Anläggning	Effekt MW	Utan skatter och avgifter kr/MWh	Med skatter och avgifter kr/MWh
Biokondens	150	510	496
IGCC-kol	400	427	425
IGCC-restolja	400	395	392
IGCC-bio	50	720	713

Anm. Biokondensanläggningar är tekniskt sett möjlig att upphandla på kommersiella villkor, men ingen anläggning i denna storlek har uppförts. Möjligheterna att tillföra biobränsle kan utgöra en restriktion avseende anläggningsstorlek. NUTEK har exempelvis redovisat uppskattade kostnader på 65 - 75 öre/kWh i olika sammanhang.

Att kostnaderna blir lägre med skatt och avgifter medräknade förklaras av att emissionerna av kväveoxider vid de nya anläggningarna är lägre än den antagna medelutsläppsnivån på 70 mg/MJ. Anläggningarna krediteras därmed. Om det i en framtid kommer att behöva byggas mycket ny produktionskapacitet kommer troligen de nya anläggningarna att få hårdare miljökrav, vilket ger en lägre kreditering. Anläggningarna kommer i en sådan situation knappast att kunna tillgodogöra sig krediteringen under hela livslängden.

Bland nya kondenskraftverk är gaskombianläggningar det konkurrenskraftigaste alternativet, dock med en reservation för förändringar av bränslekostnadsrelationerna.

Elproduktionskostnaden i nya kraftvärmeverk visas i tabellen 1.7. Produktionskostnaden är beräknad vid en utnyttjningstid på 4 500 timmar och med en värmekreditering på 135 kr/MWh värme, vilket motsvarar den rörliga kostnaden vid produktion i en biobränsleeldad hetvattencentral vid bränslepriset 110 kr/MWh bränsle. Här har ingen kreditering för hetvattencentralens effekt gjorts (se vidare kapitel 4.3.2 och tabell 4.7 i huvudbetänkandet SOU 1995:139). Anledningen till detta är den f.n. goda tillgången på effekt i många fjärrvärmesystem. Detta diskuteras utförligare i underlagsbilaga 10. I underlagsbilaga 7 redovisas effekter av det stöd till biobränslebaserad kraftvärme som infördes år 1991, och som har lett till att flera kommuner investerat i en kraftvärmeanläggning i stället för ett värmeverk.

Tabell 1.7 Elproduktionskostnader för nya kraftvärmeverk.

Anläggning	Effekt MWe	Utan skatter och avgifter, kr/MWh	Med skatter och avgifter, kr/MWh
Kol 1	25	292	601
Olja	25	246	525
Bio	25	490	480
Bio RK	25	421	412
Kol	50	260	562
Olja	50	230	502
Bio	50	460	450
Bio RK	50	390	381
Bio RK	10	440	430
Gaskombi	33	316	394
Gaskombi	110	293	370
PFBC, P200	68	365	617
GT + avgaspanna	25	297	445
Diesel + avgaspanna	9	363	554
Diesel + avgaspanna*	9	1667	1679
(IGCC-bio	30	755	748)

Anm: RK rökgaskondensering

* Rapsolja

Lägst elproduktionskostnad erhålls i en gaskombianläggning. Utan skatter och avgifter är dock oljeeldade kraftvärmeverk billigast.

Elproduktionskostnaderna för nya kraftvärmearläggningar som funktion av utnyttjningstiden visas i bilaga 1D. Det framgår att kostnaden är starkt beroende av utnyttjningstiden. Detta gäller framför allt anläggningar med höga kapitalkostnader, exempelvis konventionell ångcykel som eldas med biobränslen. För en gaskombianläggning är elproduktionskostnaden lika märkbart beroende av utnyttjningstiden. Även värmekrediteringen inverkar naturligtvis på elproduktionskostnaden.

Produktionskostnaderna för värmeverk framgår av bilaga 1E. Utan

skatter och avgifter är värmeproduktion med avfall och olja billigast, 12 - 13 öre/kWh, och värmeproduktion med biobränslen dyrast, 18 öre/kWh vid en utnyttjningstid på 4 000 timmar. Med skatter och avgifter ger avfall, värmepumpar och biobränslen värme till lägst kostnad, 11,7 - 18 öre/kWh, medan olja och kol är dyrast, 30 - 34 öre/kWh. Biobränslen gynnas alltså i ren värmeproduktion med dagens skatter. För elpannor är situationen speciell. Något värde på värmeproduktionskostnaden kan inte enkelt anges. Eftersom det handlar om s.k. avkopplingsbara elpannor används de främst då elpriset är lågt, varför en jämförelse ej blir relevant vid det aktuella elpriset.

Gällande skatter och avgifter medför att värmeproduktion i kraftvärme beskattas, medan så inte sker i kondensanläggningar. Detta medför en nackdel för kraftvärmens konkurrenskraft. I vissa fall då det finns ett reinvesteringsbehov i ny hetvattenkapacitet, dvs. om en kreditering för denna effekt kan göras, finns förutsättningar för att kraftvärme skall kunna komma ned i kostnadsnivåer motsvarande de för kondenskraft.

De redovisade kostnaderna baseras på dagens krav vad gäller bl.a. utsläpp av svavel och kväveoxid. I en studie har en bedömning av hur elproduktionskostnaderna för anläggningar, större än 50 MW el, påverkas av skärpta krav gjorts.²¹ Det har då antagits att tillåten nivå för utsläpp av svavel skärps från dagens 30 mg/MJ i kondensanläggningar till 15 mg/MJ, samt från dagens 50 mg/MJ för kraftvärmeverk till 25 mg/MJ. För utsläpp av kväveoxider har motsvarande halvering gjorts, från 30 till 15 mg/MJ för kondenskraftverk samt från 50 till 25 mg/MJ i kraftvärmeverk.

Det har inte framkommit några tekniska hinder eller begränsningar för att med dagens teknik klara dessa nivåer. Dagens kväveoxidavgift och svavelskatt gör att många anläggningar redan körs under nuvarande utsläppsgränser. Skärpta svavelkrav påverkar endast kol- och oljeeldade anläggningar. Skärpta miljökrav gör att investeringskostnaderna för avsvavling ökar med 2 - 3 % och driftkostnaderna för avsvavling med max 5 %. För reduktion av kväveoxider medför de skärpta kraven att investeringskostnaderna för kväveoxidreduktion ökar med 10 - 20 %. För vissa typer av anläggningar, PFBC i kondensdrift samt gasturbin i kraftvärme, är ökningen större.

Kostnader för rening utgör en mindre del av den totala investeringen i ett kraftverk. Elproduktionskostnaderna påverkas därmed endast måttligt av de skärpningar som studerats. Det bör observeras att detta gäller nybyggnad. Att göra motsvarande skärpningar i befintliga anläggningar torde vara mycket kostsamt.

4.4 Miljöpåverkan

All förbränning ger upphov till miljöpåverkan i form av utsläpp av miljöskadliga föreningar. Därutöver sker miljöpåverkan vid själva uttaget av bränslet, t.ex. vid brytningen av kol eller genom skogsmaskinernas utsläpp vid uttag av skogsbränslen. Även transportererna av bränslen och hanteringen av restprodukter har miljöeffekter. Ett effektivt utnyttjande av bränslet, t.ex. vid samtidig el- och värmeproduktion i kraftvärme, minskar såväl det totala bränsleuttaget som miljöpåverkan. Vikten av att anta en helhetssyn "från vaggan till graven" även i energisektorn har uppmärksammats mer och mer, inte minst mot bakgrund av de senaste årens diskussion om en kretsloppsanpassning av samhället. Resonemanget gäller självfallet inte enbart förbränning av bränslen utan i lika hög utsträckning vid elproduktion i kärnkraft- eller vattenkraftverk.

Det är svårt att göra jämförelser av miljöeffekter ur ett sådant totalperspektiv. I detta kapitel ges en redovisning av kraftproduktionsanläggningarnas miljöpåverkan i mer traditionell mening.

4.4.1 Emissioner från förbränningsanläggningar

Rökgaser från förbrännings- och förgasningsanläggningar innehåller, förutom koldioxid och vattenånga, i huvudsak kväveoxider, svaveloxider, stoft, kolmonoxid och kolväten. Emissionernas storlek är beroende av bränslet samt förbränningsförlopp och rökgasreningsteknik. Utsläpp av koldioxid hänför sig dock enbart till bränslets kolinnehåll.

Kväveoxider

Kväveoxider ger upphov till försurning av mark och vatten, gynnar oxidantbildning samt har effekt på människans luftvägar. I Sverige uppgick kväveoxidutsläppen till ca 399 000 ton år 1993. Trafiksektorn svarade för över 80 % av utsläppen. Utsläppen från förbränning var i det närmaste oförändrad jämfört med år 1992, trots en ökande bränsleanvändning.

Kväveoxidutsläppen från förbränning utgörs till största delen av kvävemonoxid (NO) och kvävedioxid (NO₂). Dessa brukar tillsammans benämnas NO_x. Mindre mängder dikväveoxid, lustgas (N₂O), kan också

bildas. Lustgas är en gas som både har växthuseffekt och bidrar till att tunna ut ozonskiktet i stratosfären.

Kväveoxider bildas vid förbränningen genom oxidation av bränslets kväveinnehåll och av kvävet i förbränningsluften. De viktigaste faktorerna som påverkar bildningen av NO_x är bränslets kväveinnehåll, förbränningstemperaturen, uppehållstiden vid hög temperatur samt mängden luft vid förbränningen.

Kväveinnehållet varierar mellan bränslen, se nedan.

<u>Bränsle</u>	<u>Kväveinnehåll, % (ungefärligt)</u>
Kol	1,2
Eo1	0,3
Eo5	0,3
Frästörv	0,7
Ved	0,2

En hög förbränningstemperatur och ett högt luftöverskott gynnar NO_x -bildning. Minskas luftöverskottet ökar dock risken för ofullständig förbränning varvid bildningen av kolmonoxid och utsläppen av kolväten ökar. Rökgasrecirkulation, dvs. återföring av rökgas till förbränningsrummet, är ett bättre sätt att genom sänkt förbränningstemperatur minska NO_x -bildningen.

Temperaturens betydelse för NO_x -bildningen medför att förbränningstekniker ger olika stora utsläpp. Förbränning i fluidiserad bädd sker vid en lägre temperatur än rosteldning. Fluidbäddpannor har därför normalt lägre utsläpp av kväveoxider, 50 - 100 mg NO_x/MJ bränsle jämfört med 100 - 150 mg NO_x/MJ bränsle för rostpannor.

Utsläppen av lustgas har däremot visat sig jämförelsevis höga från CFB-pannor (Cirkulerande fluidiserad bädd). Utsläppen anges till 10 - 100 mg $\text{N}_2\text{O}/\text{MJ}$ bränsle med ett medelvärde på 65 mg $\text{N}_2\text{O}/\text{MJ}$ bränsle, att jämföra med 0,5 - 50 mg $\text{N}_2\text{O}/\text{MJ}$ bränsle i andra anläggningar. De högsta utsläppen har erhållits från förbränning av kol och torv samt blandningar av dessa bränslen och träbränslen. Vid förbränning av enbart flis i CFB-pannor är utsläppen lägre.

Pulverbrännare ger normalt mycket höga förbränningstemperaturer. Tillförseln av förbränningsluft kan dock anpassas i s.k. låg- NO_x -brännare varvid kväveoxidutsläppen hålls nere. Utsläppen av NO_x i en låg- NO_x -brännare ligger på ca 100 - 200 mg NO_x/MJ bränsle.

Förbränningstekniska åtgärder kan alltså till viss del minska kväveoxidutsläppen. För ytterligare reduktioner krävs rökgasrening.

Det finns riktlinjer för kväveoxidutsläpp för nya och befintliga förbränningsanläggningar. Dessa ligger till grund för prövning enligt miljöskyddslagen. Riktlinjerna framgår av tabellerna 1.8 och 1.9.

Tabell 1.8 Riktlinjer för utsläpp av kväveoxider i befintliga anläggningar.

Kategori	Utsläpp mg/MJ	Anm
Anläggning med årligt utsläpp >600 ton NO _x (uttryckt som NO ₂)	50 - 100	Årsmedelvärden. Gäller fr.o.m. 1995, hela landet, dock ej S, X, W, Y, Z, AC och BD-län.
Anläggning med årligt utsläpp < 600 ton	100 - 200	

Anm. Med anläggning avses samtliga befintliga enheter inom anläggningen.

Tabell 1.9 Riktlinjer för utsläpp av kväveoxider i nya anläggningar.

Kategori	Utsläpp mg/MJ	Anm
Anläggning < 500MW br, (exkl. kol) med årligt utsläpp > 300 ton NO _x (uttryckt som NO ₂)	50 - 100	
Anläggning (exkl. kol) med årligt utsläpp < 300 ton	100 - 200	Årsmedelvärde
Koleldade anl. < 500 MW br	50	
Anläggningar > 500 MW br	30	

Anm. Med anläggning avses den aktuella nybyggnationen.

Svaveloxider

En viss mängd svavel binds efter förbränningen i den bildade askan. Huvuddelen släpps dock ut i form av svaveldioxid i rökgaserna. I tabell 1.10 jämförs svavelinnehållet i några bränslen.

Tabell 1.10 Svavelinnehåll i bränslen.

Bränsle	mg S/ MJ bränsle
Trädbränslen	5 - 25
Torv	100 - 150
Sorterat avfall, brännbar fraktion	50 - 100
Eo1	25
Eo5	100 - 150
Kol	150 - 300

Naturgas innehåller endast mycket små mängder svavel.

I svavelförordningen (1976:1055) regleras dels svavelhalten i tunnolja dels svavelutsläppen från förbränning generellt. Från och med januari 1993 får inte svavelhalten i tunnolja överstiga 0,2 viktprocent, och i övrigt gäller kraven enligt tabell 1.11.

Tabell 1.11 Riktlinjer för utsläpp av svavel.

Kategori	Utsläpp mg S/MJ	Anm
Generellt enskilda enheter	190	Max.värde
Nya koleldade enheter	50	Årsmedelvärde
Anläggning med årligt svavelutsläpp > 400 ton	50	Årsmedelvärde Gäller fr.o.m. jan. 1993: AB, K, L, M, N, O-län
Anläggning med årligt utsläpp < 400 ton	100	Fr.o.m. jan. 1996: F, G, H, P, R, C, D, E, S, T, U-län Fr.o.m. jan. 1997: Landet i övrigt

Förutom kraven enligt svavelförordningen gäller som riktlinje sedan år 1991 att utsläppen från nya anläggningar som är större än 500 MW inte får överstiga 30 mg/MJ som årsmedelvärde.

Vid miljöskyddsprovning av enskilda anläggningar kan strängare krav ställas än vad som anges i gällande lagstiftning och riktlinjer.

Stoft

Vid förbränning av fasta bränslen kommer alltid en viss mängd partiklar att följa med rökgaserna. Stoftet består av sot och aska. Mängden stoft i rökgaserna och dess sammansättningen påverkas bl.a. av utformningen av förbränningsutrustningen och bränslets sammansättning. Den stoftmängd som släpps ut är nästan helt beroende av vilken stoftreningsteknik som utnyttjas.

Statens naturvårdsverk har utfärdat allmänna råd om stoftutsläpp från fastbränsleeldade anläggningar. Rekommendationerna för torv- och biobränsleeldade anläggningar innebär att anläggningar mindre än 10 MW tillåts släppa ut 100 mg stoft/m³ rökgas om de är belägna i tätort, samt 350 mg/m³ om de är belägna utanför tätort. För anläggningar större än 10 MW är den rekommenderade gränsen för utsläpp 35 mg/m³.

Metaller

Vid förbränning förångas flera metaller och spårämnen, såsom exempelvis kvicksilver, kadmium, arsenik, bly och zink. Då rökgastemperaturen sjunker kondenserar metallerna ut på stoftpartiklarna. Efter pannan är merparten av metallinnehållet bundet till stoftet. Endast kvicksilver förekommer i gasform. Utsläppen av metaller påverkas därmed av bränslets metallinnehåll och vald stoftreningsteknik.

I princip avgår hela bränslets kvicksilverinnehåll med rökgaserna. I de fall rökgasavsvavling förekommer sker dock en betydande avskiljning av kvicksilver. Textila spärrfilter kan också i vissa fall ge viss avskiljning.

Tungmetallhalten i biobränsle är normalt lägre eller avsevärt lägre än i kol. Ett viktigt undantag är kadmiumhalten, som kan vara förhållandevis hög i såväl salix som skogsbränsle. Metallinnehållet i bränslen visas i bilaga 1F.

Kolväten

Kolväten är cancerogena samt bidrar till bildning av fotokemiska oxidanter.

Utsläpp av kolväten är relaterade till förbränningsförloppet. Utsläppen kan begränsas genom styrning och optimering av förbränningsförloppet. Under prioder med i stort sett fullständig förbränning är utsläppen mycket låga. Vid dålig förbränning kan halterna kolväten öka med en faktor om 100 - 10 000.

För att säkerställa låga utsläpp av kolväten kan krav ställas på nivåer för maximalt tillåten utsläppt mängd koloxid. I Sverige har under senare år högsta tillåtna CO-utsläpp givits för dygn och halvtimme. Dessa nivåer ligger mellan 90 och 180 mg/MJ bränsle för fasta bränslen, 50-100 mg/MJ bränsle för olja och 25-50 mg/MJ bränsle för naturgas. Kraven gäller stora anläggningar.

Utsläppen av kolväten inom energisektorn härrör till övervägande del från småskalig vedeldning där utsläppen kan vara mycket stora. Det är också den småskaliga vedeldningen som bedöms kunna ge upphov till negativa hälsoeffekter lokalt. Av den anledningen kan förväntas att restriktioner för eldning kommer att införas i t.ex. vissa orter med stor andel vedeldning.

Förbränning av bl.a. klorhaltiga bränslen kan leda till bildning av dioxin.

Ozon

Ozon och andra s.k. fotokemiska oxidanter bildas i troposfären under inverkan av solljus. Det är i första hand utsläpp av kväveoxider, kolväten och kolmonoxid som höjer oxidanthalterna. Oxidanterna kan skada skog, grödor samt människors hälsa. Naturvårdsverket har angivit långsiktiga mål för halten av marknära ozon. De verkliga halterna ligger dock 50-100 % över dessa värden.

Koldioxid

Av de fasta eller gasformiga bränslen som används i dag är det bara bibränslen som inte anses bidra till nettoutsläpp av koldioxid. Visserligen frigörs koldioxid vid förbränningen, men sett över en längre tidsperiod har ny biomassa vuxit upp och bundit motsvarande mängd kol. Denna tidsperiod varierar för skilda bibränslen. Klimatfrågan behandlas vidare i underlagsbilaga 28.

Koldioxidutsläpp är direkt relaterade till mängden kol i bränslet, vilket visas i tabell 1.12.

Tabell 1.12 Emissionsfaktorer CO₂.

Bränsle	g CO ₂ /MJbränsle
Olja	76
Kol	91
Naturgas	56
Gasol	65
Torv	96 - 103

År 1993 släpptes 8 340 000 ton koldioxid (exkl. bibränslen) ut från svenska el-, gas- och värmeverk. Koldioxidutsläppen från bibränslen uppgick samma år till 2 460 000 ton.

5 Vindkraft

För närvarande finns i Sverige ca 40 MW installerad elproduktionskapacitet i vindkraftverk. Under år 1994 uppgick produktionen från dessa sammanlagt 160 aggregat till 0,074 TWh. Merparten av aggregaten är dansktillverkade - endast fem är tillverkade i Sverige. Av dessa fem har endast ett varit berättigat till det investeringsstöd som infördes år 1991 (underlagsbilaga 7). De övriga fyra svenska aggregaten får betecknas som utvecklings- och demonstrationsaggregat.

Stöd till vindkraft ges f.n. genom investeringsstöd och en miljöbonus som fr.o.m. den 1 januari 1995 uppgår till 9 öre/kWh. Bonusen lämnas i form av ett avdrag som eldistributören i området får göra i sin redovisning av uppburna elskatter. Eldistributören är skyldig att köpa all el från små elproducenter, exempelvis en vindkraftsägare, i det område där distributören har leveranskoncession. Samma avdrag - 9 öre/kWh - får göras oavsett vilken skatt som faktiskt tagits ut vid leveransen - elskatten är ju olika i olika delar av landet. Avdraget skall slussas vidare till ägaren av vindkraftsverket. Förbrukning av egenproducerad elkraft är skattefri. En vindkraftsägare som själv använder sin producerade el får i praktiken ingen bonus, men däremot elskattebefrielse.

Vindkraftverk ansluts ofta vid relativt låg spänning i distributionsnäten. Detta innebär att elkraften inte får så lång väg från produktion till användning, vilket minskar förlusterna vid kraftöverföringen så länge vindkraftproduktionen inte överstiger den regionala förbrukningen. En studie utförd vid KTH visar att nödvändiga kraftinköp till ett distributionsnät kan minskas med ett par procent mer än ett vindkraftverks produktion när vindkraftsverket ansluts.⁹ Mervärdet av vindkraftproduktionen beror på minskade förluster i distributionsnätet.

5.1 Teknik

De serietillverkade vindkraftverk som uppförs i dag har oftast en effekt mellan 150 och 500 kW. Själva kraftverket - maskinhus och turbin - är oftast placerad på ett 30 - 40 meter högt torn. Turbinen har två eller tre blad. Turbindiametern är ofta lika stor som tornhöjden.⁵

I maskinhuset finns en växel som växlar upp turbinens låga varvtal så att det passar generatoren som oftast är direkt kopplad till elnätet. Aggregaten har ofta två generatorer för att kunna arbeta effektivt vid olika vindhastigheter. Vindturbinen och övrigt maskineri dimensioneras för att ta hand om effekten i vinden upp till viss vindhastighet, ca 12 - 16 m/s. När det blåser mer än denna vindhastighet måste vindturbinen på något sätt "spilla" effekt för att inte överbelasta maskineriet.

Den två vanligaste principerna för effektregering är "stallreglering", som sker genom aerodynamisk överstegring av bladen, och bladvidreglering. Stallreglering medför att turbinen inte tar upp mer effekt trots att vindhastigheten ökar. Konstruktionen blir enkel och billig eftersom bladen kan sättas fast stumt i navet. Stallreglerade verk kräver dock att bladspetsarna kan vridas, bl.a. som säkerhet vid stormvindar. Vid bladvidreglering vrids bladen kring sin axel och effekten kan därigenom begränsas till lämplig nivå. Fördelarna är en något ökad elproduktion, att start och stopp underlättas samt att toppeffekten bli mer väldefinierad och kan hållas konstant.

Leverantörer anger en teknisk livslängd för vindkraftsverken på 30 år.

5.2 Omgivningspåverkan

Liksom vattenkraften har vindkraften fördelen att inte avge några emissioner. Den miljöpåverkan som sker gäller främst landskapsbilden och buller. Det faktum att de bästa vindkraftlägena finns vid kusterna har medfört målkonflikter rörande bl.a. strandskyddet, fritidsboendet och det rörliga friluftslivet. Ju större vindkraftverken blir, desto längre syns de. Det krävs dock färre stora aggregat än små för en viss given elproduktion.

En vindkraftsanläggning med medelstora eller större vindkraftverk påverkar ofta landskapsbilden avsevärt. Påverkan kan upplevas både positiv och negativ, det senare i synnerhet om området får en prägel av exploatering.¹² Förändringar i landskapsbilden är därmed viktiga att beakta för att bedöma hur naturvårds-, friluftslivs- och kulturmiljöintressena kan påverkas eller skadas. En vindkraftsanläggning hindrar människor i liten utsträckning rent fysiskt men kan avhålla dem från att utnyttja ett område. Påverkan på kulturmiljön beror främst på vindkraftverkens dominans och läge i landskapet. I områden där ostördhet och orördhet är väsentliga kvaliteter måste påverkan av landskapsbilden särskilt beaktas. Attitydundersökningar som gjorts i Holland, Danmark och Sverige har generellt pekats på att människor föredrar verk i mindre grupper eller

parker om alternativet är att fördela ut samma antal enstaka verk i landskapet.¹² Kraftföretagen önskar hellre grupper. En attitydundersökning som gjorts i Danmark i en kommun där redan 75 vindkraftverk var etablerade, visar att kommuninnevånarna accepterar en fortsatt etablering av vindkraftverk om de placeras i mindre grupper, upp till 10 verk, eller som enskilda verk intill byar och gårdar i stället för att samlas i större parker.

Vid sidan om påverkan på landskapsbilden är buller från en vindkraftanläggning ofta den största miljöstöringen. Verket ger ifrån sig dels ett aerodynamiskt "svischande" ljud från bladen, dels ett mekaniskt ljud från främst växeln. Någon gång kan hörbara toner uppträda. Även generator och kraftelektronik kan ge buller med tydliga toner. Det aerodynamiska bullret från bladen är normalt kraftigast, dvs. bidrar mest till den totala ljudnivån på avstånd större än 100 m från anläggningen. Mekaniskt buller är normalt svagare men upplevs ofta som mer störande eftersom det har en helt annan karaktär än det mer naturliga vindbruset. Naturvårdsverket likställer vindkraftverk med industrier som regleras enligt miljöskyddslagen och rekommenderar en störningsgräns vid 40 dB(A) för närmaste bostad och 35 dB(A) för planlagda områden för fritidsbebyggelse och rörligt friluftsliv där naturupplevelsen är en viktig faktor. Detta innebär ett avstånd på 300 till 500 m mellan bostad och ett vindkraftverk i storleksordningen 250 till 500 kW.¹⁰

Vid solljus kan under vissa förhållanden skugggrörelser och reflexer uppträda, vilka kan upplevas störande. Reflexer kan också ha betydelse för trafiksäkerheten. Skuggor från vindkraftverk kan vara störande eftersom de roterar. De kan uppträda på flera hundra meters håll. Risken för störningar avtar med avståndet från verket på grund av att skuggtiden blir kortare och skuggorna mindre skarpa.

Vindkraftverk kan påverka fågellivet, dels genom förändringar av miljön vid uppförandet av vindkraftverk, dels genom risk för att fåglar skall kollidera med torn och turbinblad. I de flesta naturmiljöer kräver anläggande av vindkraftverk ytmässigt så små förändringar av miljön att dessa inte torde ha någon påtaglig betydelse för häckande fåglar. De studier som gjorts av häckande fåglar runt vindkraftverk är dock få. Risken för kollisioner med vindkraftverk på land förefaller i de studier som hittills gjorts av häckande, rastande och flyttande fåglar inte vara särskilt stora.

Vindkraftverk kan fysiskt stå i vägen för civilt och militärt flyg. För försvaret kan också vissa övningsskjutriktningar förhindras. Tornen och turbinbladen kan störa de signaler som används vid trådlös kommunikation och möjligheterna till signalspaning.

5.3 Geografiska förutsättningar för vindkraftverk

Elproduktionen från ett vindkraftverk varierar mycket kraftigt beroende på placering, vilket naturligtvis starkt påverkar lönsamheten. Vinden är starkast ute till havs, vid kusten och över slättområden. Vinden kan i strandnära lägen ha 30 % mer energi än den har någon kilometer in i landet.¹⁰ En fördubbling av vindstyrkan ökar effekten åtta gånger.⁵ Energittillgången ökar med höjden över marken, varför ett högt torn delvis kan kompensera ett sämre läge.

Skog och bebyggelse bromsar vinden.¹¹ Berg och andra terrängformationer ger också svårberäknade effekter. Ibland innebär de en förstärkning av vinden, men ofta en försvagning.

Bakom byggnader och tvära hinder bildas turbulens som sätter ned energittillgången och livslängden för ett vindkraftverk. Liknande effekter - vakar - erhålls även då många vindkraftverk sätts upp inom ett område. Ett område utnyttjas vanligen optimalt om aggregaten placeras med ca sju rotordiameters avstånd.

Lokalisering av vindkraft innebär en avvägning mellan skilda anspråk på markanvändningen. Regering och riksdag har uttalat att de närmare förutsättningarna för lokalisering av vindkraft får bedömas i den fysiska planeringen. Regelverket beskrivs närmare i underlagsbilaga 5.

Boverket har nyligen utkommit med Allmänna råd för vindkraft.¹² Av dessa framgår bl.a. vikten av att öka den fysiska plan- och administrativa beredskapen hos ansvariga myndigheter, främst länsstyrelser och kommuner. Enligt Boverket finns ett behov att beakta vindkraften i den fysiska planeringen, bl.a. på grund av att vindkraften är så arealkrävande. Få lämpliga områden finns tillgängliga och områdena ligger ofta där starka allmänna intressen finns. Enligt Boverket bör konflikter mellan allmänna intresset och vindkraft i första hand lösas genom avvägningar i översiktsplaneringen. Detta framhålls även i NUTEK:s rapport Vindkraft, juridik och ekonomi.²⁰

I Boverkets Allmänna råd anges därför att länsstyrelser i län med uttalade vindkraftsintressen tillsammans med berörda kommuner bör ta fram regionalt underlag för lokalisering av vindkraft. I översiktsplanen kan kommunen bl.a. precisera områden där vindkraften ges företräde framför andra allmänna intressen och områden där vindkraft inte kan tillåtas med hänsyn till allmänna och enskilda intressen.

Ett exempel på konflikt mellan skilda intressen avseende markanspråk ges nedan. Länsstyrelsen i Halland genomförde år 1992/93 en studie av

tänkbara lägen för vindkraft i Halland. Bakgrunden var en önskan att inrikta elproduktionen i länet mot en småskalig och spridd sådan. Vindkarteringar identifierade 71 områden som från vindenergisympunkt var lämpliga för etablering av vindkraft. Efter detta identifierades andra intressen med anspråk på dessa områden, exempelvis kulturminnesvård, naturvård, friluftsliv, landskapsbild och försvar. De 71 områdena indelades i tre grupper efter de konkurrerande intressenas styrka. Sammantaget innebär restriktionerna att möjligheterna att etablera vindkraft i Hallands kustområde är mycket begränsade om hänsyn fullt ut skall tas till andra intressen. Länsstyrelsen konstaterade bl.a. att den i Sverige angivna bullernormen, 40 dB (A), har stor inverkan på tänkbara lägen då bebyggelsen i Sverige är spridd. I Danmark är motsvarande norm 45 dB (A), men för samlad bebyggelse gäller också 40 dB (A). I Danmark finns en mer samlad bebyggelse vilket gör det möjligt med vindkraftverk på platser utanför bostadsområdena. Vid en bullergräns på 40 dB (A) befanns det i Halland teoretiskt möjligt att producera 550 GWh el per år. Detta motsvarar ungefär hälften av den totala elförbrukningen hos hushållen i Hallands län. Om den tillåtna bullergränsen skulle höjas till 45 dB (A) skulle produktionspotentialen öka till nästan det dubbla.

Konflikterna avseende vindkraft tycks variera i omfattning i landet. På Gotland finns en stor del av de svenska vindkraftverken. Efter en inledande period med försöks- och demonstrationsanläggningar började ett mer kommersiellt uppförande av vindkraft mot slutet av 1980-talet. I dag finns ca 90 aggregat uppförda. Tills nu har kommunen givit bygglov till ca 155 aggregat.²² Av dessa kommer ett åttital aggregat att vara uppförda vid utgången av år 1995. Sex ansökningar har fått avslag i vissa fall av Koncessionsnämnden för miljöskydd. Övriga är under handläggning. Några ärenden har överklagats av Naturvårdsverket. Vidare har kommunen fått en förhandsförfrågan om uppförande av fem stycken havsbaserade vindkraftverk på vardera 500 kW. Anläggningen planeras ligga utanför Näsudden, ca 3 km från land.

Också försvarets anspråk skiljer sig i landet. I exempelvis Simrishamnsområdet har militären hittills förordat avslag på samtliga bygglovsärenden rörande vindkraftverk, kring Ystad på cirka hälften medan det däremot längre norrut (norr om Malmö) inte görs samma militära anspråk. Nämnas kan att det inom milostaberna pågår arbete med att ta fram underlag om var militären kan acceptera vindkraftverk, bl.a. med utgångspunkt i geografiska och topografiska detaljstudier.

5.4 Potential

År 1988 slutfördes utredningen Läge för vindkraft (SOU 1988:32).¹³ I den redovisades potentialen för vindkraft på land och vissa kustnära områden. Utredningen utgick ifrån stora aggregat med en effekt på 3 MW (90 m tornhöjd, 80 m vingdiameter). Som exempel på aggregat av denna storlek kan nämnas Näsudden II och Maglarp. Utan någon reducering för andra anspråk på markanvändningen än minimiavståndet 300 meter till bebyggelse, redovisades en teoretiskt möjlig årlig elproduktion på 70 TWh. Vindkraftlägena återfanns i kustlänen från Bohuslän till Gävleborg (Östergötland undantagen). Efter att hänsyn tagits till andra markanspråk (militären ca 41 % av vindlägena, motsvarande 28 TWh, riksintressen för naturvård 25 %, riksintressen för kulturminnesvård 25 % och riksintressen för friluftslivet 20 %) återstod vindlägen motsvarande 7 TWh. För lokalisering till havs redovisades en möjlig elproduktionspotential på 20 TWh. De områden som valdes ut innehöll en vindenergi motsvarande minst 4 000 kWh/m² rotorarea och år. Gränsen är satt utifrån vad som antagits vara ekonomiskt intressant att utvinna.

Någon avvägning mellan vikten av t.ex. militärens eller andra intressens anspråk och vindkraftens har ännu inte gjorts. Samlade riktlinjer för bedömningar av hur skilda markanspråk skall värderas saknas därmed.

Det hävdas från vissa vindkraftsintressenter att en ny uppdatering bör göras bl.a. mot bakgrund av att Läge för vind endast behandlade stora vindkraftverk. Vidare har vindmätningar i fjällvärlden visat på goda vindtillgångar. Detta skulle vara en tidskrävande process som kräver insatser från framför allt kommuner och länsstyrelser. Det har inte varit möjligt att inom ramen för Energikommissionens arbete genomföra en sådan inventering. Här fokuseras på den generella tillståndsproceduren för el- och värmeproduktionsanläggningar. Denna procedur, bl.a. med beaktande av de ledtider som finns för uppförande av nya anläggningar, spelar en viktig roll vid en eventuell omställning av energisystemet.

Vinden varierar kontinuerligt vilket också medför att den vindkraftsproducerade elen varierar kontinuerligt. Med en större mängd vindkraft i elsystemet blir därmed elproduktionsn i övrigt tvungen att förutom elförbrukningen även följa vindkraftens variationer. I Sverige är det främst vattenkraften som regleras kontinuerligt. När produktion i vattenkraftverk och värmekraftverk varierar så kan verkningsgraden minska något. Enligt studier som utförts vid KTH påverkas dock inte elsystemets totala verkningsgrad vid en vindkraftsmängd motsvarande 2 till 2,5 TWh/år.⁹ Med en vindkraftsproduktion om 4 till 5 TWh/år måste

mängden vindkraft ökas med ca 1% för att kompensera för kraftsystemets minskade verkningsgrad. En produktion på ca 7 TWh el från vindkraftverk medför en ökad integrationskostnad på ca 0,5 öre/kWh.

5.5 Kostnader

5.5.1 Anläggningskostnader

Nedan visas anläggningskostnader för vindkraftverk med en avskrivningstid på 25 år och en kalkylränta på 5%.^b Kostnaderna är en sammanställning över de uppgifter som lämnats till NUTEK i samband med ansökan om investeringsstöd.⁵

Tabell 1.13 Anläggningskostnader för vindkraftverk.

Aggregatstorlek	Medel kr/kW	Min kr/kW	Max kr/kW
400 - 500 kW	8 500	6 900	9 800
200 - 250 kW	9 000	7 300	15 000
100 - 150 kW	12 500	10 700	16 900

Vindkraftverkens totala driftkostnad brukar uppskattas till mellan 5 och 6 öre/kWh, inklusive service, administration och försäkringar.

Kostnaderna ovan reduceras genom det investeringsstöd som f.n. utgår med 35 % av investeringskostnaden.

5.5.2 Produktionskostnader

Produktionskostnaderna är beräknade med 5 % kalkylränta och en avskrivningstid på 25 år. I kostnaderna ingår inte investeringsstöd och miljöbonus. Kostnader för eventuella reinvesteringar ingår ej.

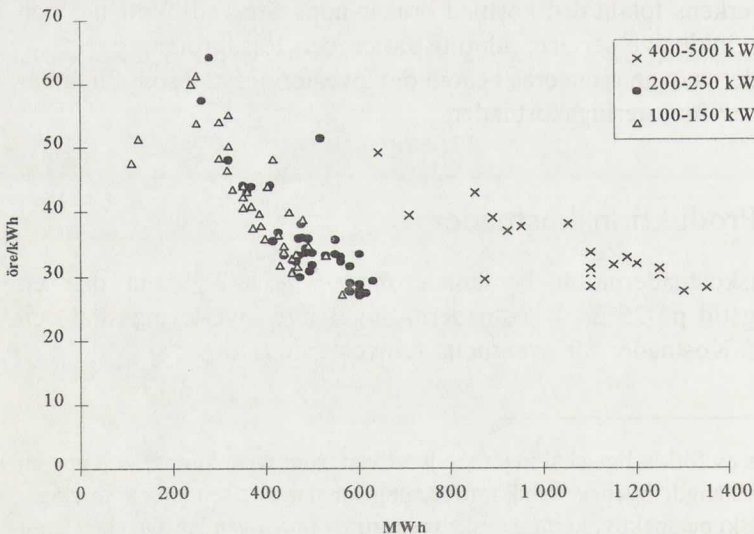
^b Det finns av förklarliga skäl inget vindkraftverk som ännu kunnat visa upp en sådan livslängd. Svensk Vindkraftförening hävdar att, sett ur ett företags-ekonomiskt perspektiv, kortare avskrivningstider bör användas. Orsaken är att vingar och växellåda kan behöva bytas efter ca 15 års drift. En reinvestering beräknas därför ske efter ca 15 år.

Tabell 1.14 Produktionskostnader för vindkraftverk.

Aggregatstorlek	Kostnad kr/kW	Kapitalkostn. kr/kW	DoU öre/kWh	Summa öre/kWh
400 - 500 kW	8 500	603	5	36,2 - 31,2
200 - 250 kW	9 000	639	5	35,1 - 30,3
100 - 150 kW	12 500	887	5	41,2 - 35,9

Anm: Kostnaderna gäller två skilda vindlägen med en vindenergi på 100 meters höjd på 4 000 kWh/m², år resp. 5 000 kWh/m², år. Energin har omräknats av SMHI till 30 meters höjd, motsvarande en vanlig höjd på ett vindkraftverk.

I figur 1.4 visas faktiska kostnader, inkl. antagande om 5 öre i drift- och underhållskostnader, hos de projekt som erhållit investeringsstöd.⁵

Figur 1.4 Kostnader för projekt som erhållit investeringsstöd.

Med en reduktion av investeringskostnaderna med 35 %, motsvarande det statliga investeringsstödet minskar kostnaderna enligt nedan.

Tabell 1.15 Produktionskostnader i vindkraftverk efter reduktion av investeringsstöd.

	Summa exkl. stöd öre/kWh	Summa inkl. stöd öre/kWh
400- 500 kW	36,2 - 31,2	26,3 - 21,3
200 - 250 kW	35,1 - 30,3	25,4 - 20,6
100 - 150 kW	41,2 - 35,9	28,5 - 23,3

Anm: Två vindlägen p.s.s. som tabell 1.14.

Till detta kommer miljöbonusen, vilket innebär att vindkraftägaren av nättinnehavaren krediteras med 9 öre per såld kWh. Används den producerade elen för eget bruk, får avdrag göras endast med det belopp som elskatten uppgår till.

Nordbanken uppskattar avkastningen på investerat kapital till 10 - 12 % om hänsyn tas till investeringsbidrag och miljöbonus.¹⁹

5.6 Vindkraft i Danmark

I Danmark finns i dag ca 3 600 vindkraftverk med en sammanlagd effekt av 540 MW.¹⁴ Elproduktionen från dessa verk var år 1994 ca 1,1 TWh, vilket utgjorde 3,5 % av den totala elförbrukningen. Det äldsta aggregatet i drift är 15 år.

I Danmark infördes år 1979 ett investeringsstöd till vindkraftverk. Stödet var i början 30 %, men sänktes gradvis till 10 %. Det upphörde år 1989. För tillfället garanteras vindkraftägaren avsaltnings för den el som produceras mot en ersättning av 85 % av det pris som det lokala elverket tar ut av kund. Därutöver ges ett produktionsbidrag på 27 danska öre/kWh till privata ägare, vilka även får elskattebefrielse vid egen konsumtion.

Intresset för vindkraftverk startade bland privatpersoner. Under senare år har också kraftindustrin (elverken) börjat bygga vindkraftsanläggningar, som ett resultat av avtal med regeringen om en utbyggnad på 200 MW.

Elverken får 10 danska öre/kWh i stöd. Som ett resultat av detta engagemang har en mer storskalig etablering skett, bl.a. i form av s.k. vindkraftsparker.

Områdena med bästa vindlägen ligger nära kusten eller på höjder och konkurrerar därmed med friluftsliv och naturintressen. Av bl.a. denna anledning röner havsbaserad vindkraft visst intresse. En försöksanläggning med havsbaserade vindkraftverk har varit i drift sedan år 1991 och består av 11 stycken 450 kW-verk. Den samlade investeringskostnaden är 80% högre än för genomsnittliga landbaserade vindkraftverk.

Viktigt för intresset för vindkraft torde ha varit att elpriset har varit högt i Danmark och att skattereglerna har gynnat investeringar, dvs. avkastningen på satsat kapital har varit hög. Importberoendet i elproduktionen (kol, olja) har vidare varit högt. Den tillverkande industrin har också fått stöd. År 1989 infördes en exportgaranti för vindkraftverk. Samma år lades ett lagförslag med regler för uppförande av vindkraftverk, för havsbaserade kraftverk samt för anslutning till elnätet. Regeringens viljeyttring i handlingsplanen Energi 2000 från år 1990 har också varit viktig, se nedan.

Det finns en stor tillverkarindustri i Danmark som år 1993 sysselsatte 1 000 personer i produktion, försäljning och administration, samt ytterligare 1 200 personer hos underleverantörer. Merparten av aggregaten går på export och danska vindkraftverk finns nu i 37 länder. Exporten har stadigt ökat de senaste åren och uppgick år 1994 till 2 miljarder danska kr.

Energi 2000

Den danska regeringen lade år 1990 fram en handlingsplan på energiområdet för de kommande åren - Energi 2000¹⁵. Handlingsplanen resulterade i en rad åtgärder för effektivisering av energianvändningen och omläggning till en mer miljövänlig energiförsörjning. Planen syftar bl.a. till en reduktion av koldioxidutsläppen, och försök att uppskatta kostnaderna för att på skilda sätt uppnå detta har gjorts. På vindkraftsområdet ingick bl.a. en målsättning att öka elverkens intresse för vindkraft. Målet var att dessa före den 1 januari 1994 skulle ha installerat 200 MW vindkraft. Vidare avsåg regeringen kartlägga vindlägen kontra motstående intressen, vidta vissa förändringar i regelverket för att underlätta för den privata utbyggnaden samt löpande granska det indirekta stödet till vindkraftproducerad el i takt med förbättringen av ekonomin för

privatägda vindkraftverk. I Energi 2000 anges att vindkraftsutbyggnaden förväntas fortgå i samma takt som tidigare, vilket år 2005 skulle innebära en installerad kapacitet på 1 500 MW. I dag anges 1 000 MW som en mer realistisk siffra.¹⁴

Introduktion av vindkraft (som ersättning för kolkondens) bedöms som en för staten lönsam åtgärd för att minska koldioxidemissionerna. Kostnaden beräknas till 100 till 200 danska kronor/ton CO₂.

Energiministeriet redovisade i november 1993 en utvärdering av handlingsplanen, Energi 2000 - opföljningen, där det framgår att man anser att utbyggnaden ej har skett i önskvärd takt.¹⁶ Mot den bakgrunden har regeringen bl.a. ålagt kommunerna att lämna förslag till kommunplaner för vindkraften. Vidare har möjligheterna till ersättning av gamla vindkraftverk med nya utretts, liksom de privatägda vindkraftverkens ekonomi. En rapport om vindkraftens värde för samhället är under framtagande. Dessutom pågår en kartläggning av tekniska, miljömässiga och ekonomiska förutsättningar för havsbaserade vindkraftverk.

Fortsatt utbyggnad

Hemmamarknaden i Danmark har präglats av stagnation när det gäller uppförande av nya vindkraftverk.¹⁷ Tidigare har hemmamarknaden vuxit med ca 60 till 80 MW om året, men år 1993 uppfördes endast 30 MW i ny kapacitet. Marknaden tog dock ny fart under senare delen av år 1994.¹⁸ Stagnationen gällde både för privatägda vindkraftverk och för elverkens vindkraftutbyggnad. De senare hade år 1990 som mål att fram till år 1994 etablera 100 MW i ny vindkraftskapacitet. Målet om 200 MW ny kapacitet väntas nås vid utgången av år 1995.

De direkta orsakerna till det minskade intresset anses i huvudsak vara ekonomiska. På längre sikt finns en tveksamhet om vindkraftens ekonomi och konkurrenskraft gentemot alternativa produktionsformer, men också allmänhetens acceptans för vindkraftverk. Vidare kan problem uppstå om elnätet i vissa områden ej tål spänningsvariationer till följd av fluktuationer i vindkraftverkens elproduktion. Problem av detta slag kan uppkomma om vindkraftens andel av elproduktionen lokalt blir för stor.¹⁴

Vindkraftens lönsamhet är mycket starkt beroende av vindförhållandena, dvs. av läget. Många av de bästa vindlägena är redan utnyttjade i Danmark, på andra håll förekommer i dag motstånd mot utbyggnad. Det finns restriktioner som anger att vindkraftverk ej får uppföras närmare än 3 km från stranden utan att det genomförs en särskild planering för detta.

Den fortsatta utbyggnaden beror liksom i Sverige på avvägningen av motstående intressen. Denna avvägning utövas dels politiskt, dels av planmyndigheterna. Den kommunala planering som nu sker kommer troligen att revidera den samlade elproduktionspotential som tidigare uppskattats till 4 TWh/år, varav 3 TWh/år från havsplacerade vindkraftverk.

Referenser

1. NUTEK Energirapport 1994.
2. Vattendragsutredningen: Vilka vattendrag skall skyddas? SOU 1994:59.
3. Biologisk mångfald i Sverige, en landsstudie. Monitor 14, Naturvårdsverket 1994.
4. Svenska Kraftverksföreningen. Miljöanpassad kraftverksutbyggnad. Rapport till Energikommisionen.
5. NUTEK: Produktionskostnader 1995-03-16. Rapport till Energikommisionen.
6. Små vattenkraftverk, STEV 1984:4.
7. Beskattning av kraftföretag, SOU 1991:8.
8. ALSA Kraft Värme Konsulter. Kostnader för vissa typer av el- och värmeproduktionsanläggningar. Stockholm februari 1995. Rapport till Energikommisionen.
9. Söder Lennart, KTH. Vindkraftseminarium anordnat av Energi-kommisionen 1995-03-22.
10. Norell Claes, Länsstyrelsen i Halland. Vindkraftseminarium 1995-03-22. Vindkraft i Hallands län. Lst. i Hallands län, februari 1994.
11. Bergström Hans, Uppsala Universitet. Vindkraftseminarium 1995-03-22.
12. Bengt Larsén, Boverket, Vindkraftseminarium 1995-03-22. Etablering av vindkraft på land. Boverkets Allmänna råd 1995:1.
13. Läge för vindkraft (SOU 1988:32).
14. Besök på Energi- och miljöstyrelsen, Jörgen Lemming, 1995-03-24.
15. Energi 2000. Danska Energiministeriet.

16. Energi 2000 - opføljningen. Danske Energiministeriet.
17. Baggrundsrapport for VE-handlingsplanen. Status og perspektiver for Udviklingsprogrammet for Vedvarende Energi's vindenergidel. Udarbejdet for Energistyrelsens faglige udvalg for vindkraft. Januar 1995.
18. Energi- og Miljødata. 4 kvartal 1994. Energi- og Miljødata, Ålborg.
19. Olsson Hans, NUTEK. Personlig kommunikation.
20. Vindkraft, juridik och ekonomi. NUTEK B 1992:5.
21. ÅF Energikonsult Stockholm AB: Kostnader för skärpning av vissa miljökrav. Stockholm 1995-12-07. Rapport till Energikommisionen.
22. Andersson Margitta, Stadsarkitektkontoret Gotlands kommun. Personlig kommunikation.

Kostnader för avfall

Förutsättningarna för de avfallseldade anläggningarna varierar kraftigt beroende på lokala förhållanden.

Det som eldas i avfallsanläggningar betår i huvudsak av

- hushållsavfall; värmevärde 2,5 - 3 MWh/ton avfall
- brännbart industriavfall; värmevärde 2,8 - 3,6 MWh/ton avfall
- avfall med viss del rent biobränsle; värmevärde 2 - 3,5 MWh/ton.

I dag får den som lämnar brännbart avfall till förbränning eller deponering betala en avgift på ca 100 - 275 kr/ton beroende på vilken kommun man befinner sig i. Denna avgift ges ibland som en ersättning till den som driver förbränningsanläggningen, beroende på lokala förutsättningar.

I här redovisade beräkningar innebär detta att bränslet för en avfallsanläggning kan ge en ersättning på mellan 0 och 275 kr/ton, dvs. en negativ kostnad av 0 till 90 kr/MWh för bränslet.

I de fall rena biobränslen utnyttjas kostar bränslet ca 110 kr/MWh.

Som beräkningsvärde har antagits en ersättning till förbränningsanläggningarna på ca 100 kr/ton avfall, vilket ger en bränslekostnad på -30 kr/MWh bränsle.

Indata för olika anläggningstyper

Kondenskraftverk

<u>Anläggningstyp:</u>	<u>Konventionell ångcykel</u>			<u>Gaskombi</u>	
<u>Anläggningsstorlek:</u> (MW el)	600	600	150	350	250
<u>Bränsle:</u>	Kol	Olja	Bio	Naturgas	Naturgas
<u>Huvuddata:</u>					
Eleffekt (MW)	600	600	150	360	250
Verkningsgrad (%)	43	43	42	58	55
S-utsläpp (mg/MJ br)	30	30	-	-	-
NO _x -utsläpp (mg/MJ br)	30	30	30	30	30
<u>Drift- och underhålls-</u> <u>kostnad:</u>					
Fast (% av investering)	2	1,5	2	1,5	1,5
Rörlig (kr/MWh br)	15	10	15	10	10
<u>Anläggningskostnad:</u>					
kr/kW el, min	10 000	7 500	11 000	5 500	6 000
kr/kW el, max	13 000	9 000	17 000	6 500	7 000
kr/kW el, beräkningsvärde	11 500	8 500	14 000	6 000	6 500

Kondenskraftverk, forts.

<u>Anläggningstyp:</u>	<u>IGCC</u>			<u>PFBC</u>	
<u>Anläggningsstorlek:</u> (MWel)	400	400	50	P800	P200
<u>Bränsle:</u>	Kol	Restolja	Bio	Kol	Kol
<u>Huvuddata:</u>					
Eleffekt (MW)	400	400	50	445	91
Verkningsgrad (%)	42	43	42	46	42
S-utsläpp (mg/MJ br)	30	30	-	30	30
NO _x -utsläpp (mg/MJ br)	30	30	50	30	50
<u>Drift- och underhålls-</u> <u>kostnad:</u>					
Fast (% av investering)	2,5	2,2	3	2,2	2,5
Rörlig (kr/MWh br)	22	20	30	22	25
<u>Anläggningskostnad:</u>					
kr/kWel, min	14 000	13 000	20 000	10 000	12 000
kr/kWel, max	18 000	17 000	-	13 000	16 000
kr/kWel, beräkningsvärde	16 000	15 000	23 000	11 000	14 000

Kraftvärmeverk

<u>Anläggningstyp:</u>	<u>Konventionell ångcykel</u>			
<u>Anläggningsstorlek:</u> (MWel)	25	25	25	25
<u>Bränsle:</u>	Kol 1	Olja 1	Bio 1	Bio 1K
<u>Huvuddata:</u>				
Eleffekt (MW)	25	25	25	25
Värmeeffekt (MW)	50	50	50	62
Verkningsgrad (%)	88	88	88	110
α -värde	0,5	0,5	0,5	0,4
S-utsläpp (mg/MJ br)	50	50	-	-
NO _x -utsläpp (mg/MJ br)	50	50	50	50
<u>Drift- och underhålls- kostnad:</u>				
Fast (% av investering)	2,0	1,5	2,0	2,2
Rörlig (kr/MWh br)	20	12	18	18
<u>Anläggningskostnad:</u>				
kr/kW el, min	14 000	10 000	12 000	15 000
kr/kW el, max	19 000	13 000	18 000	19 000
kr/kW el, beräkn.värde	16 000	11 500	16 000	17 000
kr/kW v, beräkningsvärde	8 000	5 750	8 000	6 850

Kraftvärmeverk, forts.

<u>Anläggningstyp:</u>	<u>Konventionell ångcykel</u>				
<u>Anläggningsstorlek:</u> (MWel)	50	50	50	50	50
<u>Bränsle:</u>	Kol	Olja	Bio	Bio K	Bio 3K
<u>Huvuddata:</u>					
Eleffekt (MW)	50	50	50	50	10
Värmeeffekt (MW)	100	100	100	125	30
Verkningsgrad (%)	90	90	90	110	108
α -värde	0,5	0,5	0,5	0,4	0,33
S-utsläpp (mg/MJ br)	50	50	-	-	-
NO _x -utsläpp (mg/MJ br)	50	50	50	50	50
<u>Drift- och underhålls-</u> <u>kostnad:</u>					
Fast (% av investering)	2,0	1,5	2,0	2,2	2,2
Rörlig (kr/MWh br)	18	12	18	18	18
<u>Anläggningskostnad:</u>					
kr/kWel, min	13 000	10 000	13 000	14 000	16 000
kr/kWel, max	18 000	12 000	19 000	19 500	20 000
kr/kW el, beräkningsvärde	15 000	11 000	15 000	15 500	18 000
kr/kW v, beräkningsvärde	7 500	5 500	7 500	6 200	6 000

Kraftvärmeverk, forts

<u>Anläggningstyp:</u>	<u>Gaskombi</u>		<u>PFBC</u>	<u>GT-avgaspanna</u>
<u>Anläggningsstorlek:</u> (MWel)	33	110	P200	25
<u>Bränsle:</u>	N-gas	N-gas	Kol	Naturgas
<u>Huvuddata:</u>				
Eleffekt (MW)	33	110	68	25
Värmeeffekt (MW)	30	100	114	40
Verkningsgrad (%)	88	88	88	85
α -värde	1,1	1,1	0,6	0,6
S-utsläpp (mg/MJ br)	-	-	30	-
NO _x -utsläpp (mg/MJ br)	50	50	50	50
<u>Drift- och underhålls-</u> <u>kostnad:</u>				
Fast (% av investering)	1,5	1,5	2,5	1,5
Rörlig (kr/MWh br)	12	10	25	10
<u>Anläggningskostnad:</u>				
kr/kW el, min	7 000	5 500	14 000	5 000
kr/kW el, max	9 000	8 500	18 000	7 000
kr/kW el, beräkn.värde	8 000	7 000	17 000	6 000
kr/kW v, beräkningsvärde	8 800	7 700	10 140	3 750

Kraftvärmeverk, forts

<u>Anläggningstyp:</u>	<u>Diesel + avgaspanna</u>		<u>IGCC</u>
<u>Anläggningsstorlek:</u> (MWel)	9	9	30
<u>Bränsle:</u>	Olja	Veg. olja	Bio
<u>Huvuddata:</u>			
Eleffekt (MW)	9	9	30
Värmeeffekt (MW)	10	10	30
Verkningsgrad (%)	80	80	85
α -värde	0,9	0,9	1
S-utsläpp (mg/MJ br)	-	-	-
NO _x -utsläpp (mg/MJ br)	100	100	50
<u>Drift- och underhålls-</u> <u>kostnad:</u>			
Fast (% av investering)	2,0	2,5	3,0
Rörlig (kr/MWh br)	18	20	30
<u>Anläggningskostnad:</u>			
kr/kW el, min	6 000	6 000	20 000
kr/kW el,max	10 000	10 000	-
kr/kW el, beräkningsvärde	8 000	8 500	25 000
kr/kW v, beräkningsvärde	7 200	7 650	25 000

Värmeverk

<u>Anläggningsstorlek:</u> (MW v)	100	100	100	100
<u>Bränsle:</u>	Kol 1	Olja 1	Bio 1K	Avfall
<u>Huvuddata:</u>				
Värmeeffekt (MW)	100	100	100	100
Verkningsgrad (%)	90	90	110	100
S-utsläpp (mg/MJ)	50	100	-	50
NO _x -utsläpp (mg/MJ)	50	150	50	50
<u>Drift- och underhålls kostnad:</u>				
Fast (% av investering)	2,0	1,5	2,0	2,5
Rörlig (kr/MWh br)	12	8	18	30
<u>Anläggningskostnad:</u>				
kr/kW v, min	2 400	1 100	2 500	4 500
kr/kW v, max	3 200	1 500	3 200	5 500
kr/kW v, beräkningsvärde	2 900	1 300	2 900	5 000

Värmeverk, forts.

<u>Anläggningsstorlek:</u> (MW v)	50	50	50
--------------------------------------	----	----	----

<u>Bränsle:</u>	VP	Kol 2	Olja 2
-----------------	----	-------	--------

Huvuddata:

Värmeeffekt (MW)	100	50	50
Verkningsgrad (%)	300	90	90
S-utsläpp (mg/MJ)	-	50	100
NO _x -utsläpp (mg/MJ)	-	50	100

Drift- och under-
hålls kostnad:

Fast (% av investering)	1,0	2,0	1,5
Rörlig (kr/MWh br)	9	12	8

Anläggningskostnad:

kr/kW v, min	2 800	2 900	1 200
kr/kW v,max	3 200	3 300	1 700

kr/kW v, beräkningsvärde	3 000	3 100	1 500
-----------------------------	-------	-------	-------

Värmeverk, forts.

<u>Anläggningsstorlek:</u> (MW v)	50	50	50	25
<u>Bränsle:</u>	Bio 2K	Avfall 2	Elpanna	VP
<u>Huvuddata:</u>				
Eleffekt (MW)				
Värmeeffekt (MW)	50	50	50	25
Verkningsgrad (%)	110	100	99	300
S-utsläpp (mg/MJ)	-	50	-	-
NO _x -utsläpp (mg/MJ)	100	50	-	-
<u>Drift- och underhållskostnad:</u>				
Fast (% av investering)	2,0	2,5	1,0	1,0
Rörlig (kr/MWh br)	18	30	2	9
<u>Anläggningskostnad:</u>				
kr/kW v, min	3 100	4 900	300	3 200
kr/kW v, max	3 600	6 000	600	3 600
kr/kW v, beräkningsvärde	3 400	5 400	400	3 400

Värmeverk, forts.

Anläggningsstorlek: 10 10
(MW v)

Bränsle: Olja 3 Bio 3K

Huvuddata:

Värmeeffekt (MW) 10 10
Verkningsgrad (%) 90 110
S-utsläpp (mg/MJ) 100 -
NO_x-utsläpp (mg/MJ) 100 100

Drift- och underhållskostnad:

Fast (% av investering) 1,5 2,0
Rörlig (kr/MWh br) 8 18

Anläggningskostnad:

kr/kW v, min 1 500 3 900
kr/kW v, max 2 000 4 500

kr/kW v 1 800 4 200
beräkningsvärde

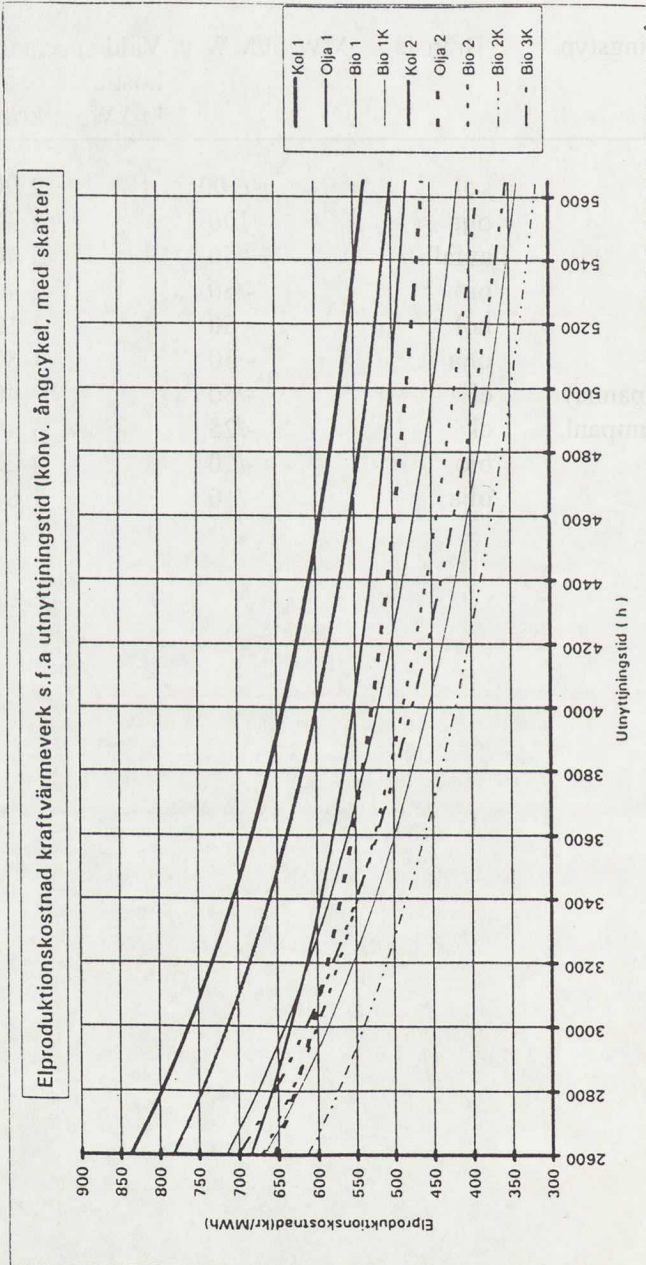
Specifika anläggningskostnader för studerade anläggningar

Nr	Anläggningstyp	Bränsle	MW el/MW v	Vald spec.anl. kostn.	
				kr/kW _{el}	kr/kW _v
1	Kondens/ångcykel	kol	600/-	11 500	
2	Kondens/ångcykel	olja	600/-	8 500	
3	Kondens/PFBC	kol	445/-	11 000	
4	Kondens/IGCC	kol	400/-	16 000	
5	Kondens/IGCC	restolja	400/-	15 000	
6	Kondens/kombi	naturgas	360/-	6 000	
7	Kondens/kombi	naturgas	250/-	6 500	
8	Kondens/ångcykel	bio	150/-	14 000	
9	Kraftvärme/kombi	naturgas	110/110	7 000	
10	Kondens/PFBC	kol	91/-	14 000	
11	Kraftvärme/PFBC	kol	68/114	17 000	
12	Kondens/IGCC	bio	50/-	23 000	
13	Kraftvärme/ångcykel	bio	50/125	15 500	
14	Kraftvärme/ångcykel	bio	50/100	15 000	
15	Kraftvärme/ångcykel	kol	50/100	15 000	
16	Kraftvärme/ångcykel	olja	50/100	11 000	
17	Kraftvärme/kombi	naturgas	33/30	8 000	
18	Kraftvärme/IGCC	bio	30/30	25 000	
19	Kraftvärme/ångcykel	bio	25/62	17 000	
20	Kraftvärme/gasturbin	naturgas	25/40	6 000	
21	Kraftvärme/ångcykel	bio	25/50	16 000	
22	Kraftvärme/ångcykel	kol	25/50	16 000	
23	Kraftvärme/ångcykel	olja	25/50	11 500	
24	Kraftvärme/ångcykel	bio	10/30	18 000	
25	Kraftvärme/diesel	lättolja	9/10	8 000	
26	Kraftvärme/diesel	veg. olja	9/10	8 500	
27	HVC	avfall	-/100		5 000
28	Värmepumpanl.	el	-/100		3 000
29	HVC	bio	-/100		2 900

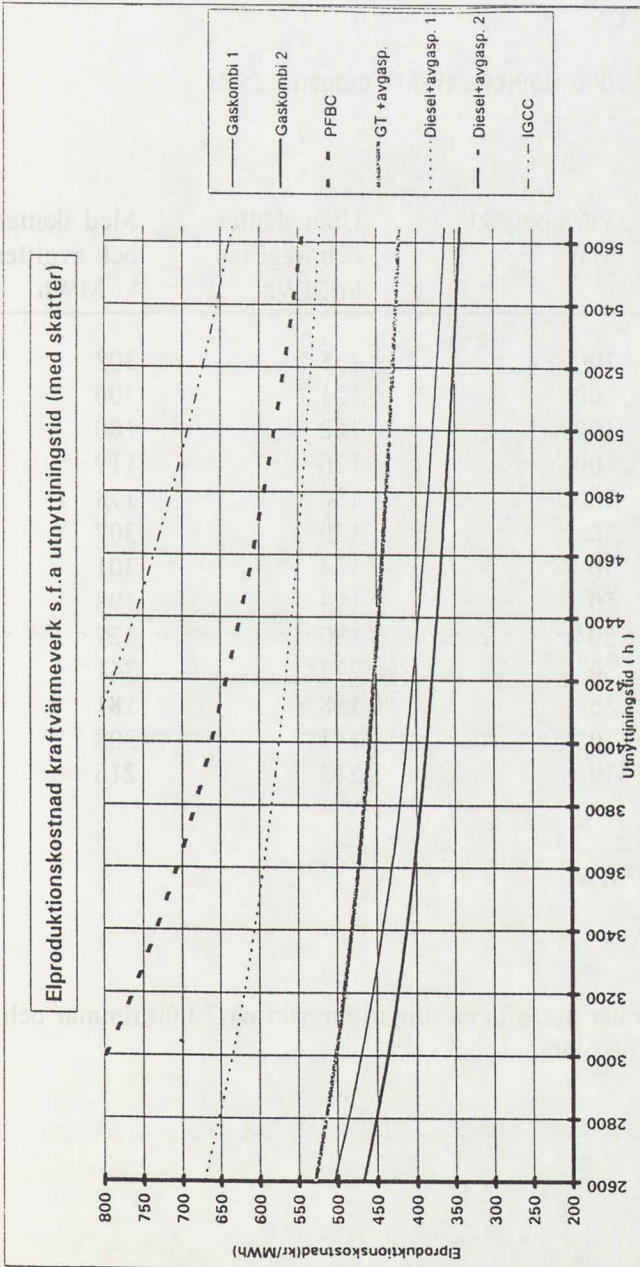
Specifika anläggningskostnader för studerade anläggningar, forts.

Nr	Anläggningstyp	Bränsle	MW el/MW _v	Vald spec.anl. kostn.	
				kr/kW _{el}	kr/kW _v
30	HVC	kol	-/100		2 900
31	HVC	olja	-/100		1 300
32	HVC	avfall	-/50		5 400
33	HVC	bio	-/50		3 400
34	HVC	kol	-/50		3 100
35	HVC	olja	-/50		1 500
36	HVC (elpanna)	el	-/50		400
37	Värmepumpanl.	el	-/25		3 400
38	HVC	bio	-/10		4 200
39	HVC	olja	-/10		1 800

Elproduktionskostnad som funktion av utnyttningstid för kraftvärmeverk (inkl. skatter)



Elproduktionskostnad som funktion av utnyttningstid för kraftvärmeverk forts. (inkl. skatter)



Värmeproduktionskostnader

Utnyttjningstid 4 000 timmar, avskrivningstid 25 år.

Anläggning	Värmeeffekt MW	Utan skatter och avgifter kr/MWh	Med skatter och avgifter kr/MWh
Kol	100	135	302
Olja	100	121	306
Bio K	100	182	180
Avfall	100	120	117
Värmepump	100	150	173
Kol	50	139	307
Olja	50	124	301
Bio K	50	194	198
Avfall	50	130	127
Elpanna	50	273*	341
Värmepump	25	158	181
Olja	10	131	308
Bio K	10	212	216

*) Elpris 260 kr/MWh

För värmepump har antagits en utnyttjningstid på 7 000 timmar och en avskrivningstid på 5 år.

Metallinnehåll i skilda bränslen

Metall	Halt, mikro-gram/MJ									
	KOL		TORV		VED		EO5	EO1		
	Ref.		Ref.		Ref.	Ref.	Ref.			
As	20-1000	150	20-500	100	0,2-2	5	2	0,5		
Be	10-500	40	-	5	-	-	0,2	0,2		
Cd	1-200	10	5-50	10	5-20	10	0,7	0,2		
Co	30-1500	150	10-400	100	3-60	10	11	0,5		
Cr	100-2000	400	50-500	250	50-110	50	1,2	0,6		
Cu	50-1500	500	100-1500	500	30-300	100	8,5	2,5		
Hg		4		5	0,5-1	1	0,06	0,09		
Mn	500-5000	2000	600-15000	4500	600-9000	5000	2,5	0,5		
Ni	100-3000	400	50-1000	300	10-60	50	400	1		
Pb	100-2000	500	20-1000	250	30-700	200	25	3		
V	100-6000	900	100-1000	450	100-1000	100	1300	2		
Zn	200-10000	1000	100-3000	900	250-2000	20	2			

Data för referensbränslen avser typvärden för bränslen som kan tänkas ge ett betydande bidrag till energiproduktionen i Sverige (se Kol-Hälsa-Miljö 1983).

Vid beräkning av metallhalt/MJ tillförd energi har följande värmevärden antagits:

Kol	27 MJ/kg	Tabellvärdet multiplicerat med 0,027 ger halter i ppm
Torv	19 MJ/kg	0,019
Ved	18 MJ/kg	0,018
Olja	41 MJ/kg	0,041

Skattesatser föreslagna i regeringens proposition 1994/95:203

Bränsle	CO ₂ -skatt kr/MWh
Eol	104
Eo5 samt restolja	96
Koll	119
Naturgas	71

El beskattas huvudsakligen i konsumentledet, dock beskattas vatten- och kärnkraft även i produktionsledet. Elanvändning i industriell verksamhet eller vid yrkesmässig växthusodling undantas dock från konsumtionsbeskattningen. I vissa kommuner i Norrland och skogslänen föreslås elskatten uppgå till 42 kr/MWh. För el använd inom el-, gas-, värme- eller vattenförsörjning föreslås elskatten vara 73 kr/MWh (utom i nyss nämnda kommuner). För all annan elförbrukning föreslås elskatten bli 95 kr/MWh.

2 Kärnkraft

Innehåll

- 1 Sammanfattning
- 2 Elproduktion i kärnkraftverken
- 3 Säkerheten i de svenska kärnkraftverken
 - 3.1 Säkerhets- och strålskyddsläget vid de svenska kärnkraftverken 1993/94
 - 3.2 Teknisk livslängd hos svenska kärnkraftverk
 - 3.2.1 Begreppen livslängd och åldrande
 - 3.2.2 Underhåll och större åtgärder
 - 3.2.3 Livslängd hos de svenska kärnkraftsreaktorerna
 - 3.3 Kompetensfrågor i samband med en avveckling
- 4 Produktionskostnader
 - 4.1 Befintliga kraftverk
 - 4.2 Framtida produktionskostnader och -förmåga
- 5 Omgivningspåverkan
 - 5.1 Joniserande strålning
 - 5.2 Utsläpp av radioaktivitet från kärnkraftverk
 - 5.3 Effekter av Tjernobylyolyckan
 - 5.4 Uranbrytning
- 6 Kärnavfallshantering
 - 6.1 Bakgrund
 - 6.2 Kärnavfallshanteringen i Sverige
 - 6.3 Kostnader för kärnavfallshanteringen
 - 6.4 Finansiering av kärnavfallshanteringen
 - 6.5 Ny finansieringsprincip
- 7 Stängning och rivning av kärnkraftverk
 - 7.1 Allmänt
 - 7.2 Rivning
 - 7.3 Kostnader

- 8 Författningar
- 9 Beredskapsfrågor
- 10 Ansvarsfrågor
- 11 Internationellt kontrollarbete
- 12 Internationell utblick
 - 12.1 OECD
 - 12.2 Östeuropa
 - 12.2.1 Inledning
 - 12.2.2 Anläggningar och verksamheter i Sveriges närområde
 - 12.2.3 Samarbetsprogram
 - 12.2.4 Atomansvarighet
- 13 Utvecklingstrender
- 14 Reaktorolyckor

Referenser

- Bilaga 2A SKI:s och SSIs: redovisning av säkerhets- och strålskyddsläget vid de svenska kärnkraftverken 1993/94
- Bilaga 2B Storheter och definitioner på strålskyddsområdet
- Bilaga 2C Kärnkraftspolitik och andel kärnkraft i olika OECD-länder

Sifferhänvisningar i texten avser referenslista vid underlagsbilagans slut.

1 Sammanfattning

Kärnkraften utgör, tillsammans med vattenkraften, basen i det svenska elproduktionssystemet. Den totala effekten i de svenska reaktorerna uppgår i dag till ca 10 000 MW. Produktionsförmågan är omkring 72 TWh el per år. Kärnkraften svarar därmed normalt för ungefär hälften av den totala elproduktionen i Sverige. Kärnkraft och vattenkraft samkörs, vilket innebär att kärnkraften nedregleras vid riklig vattentillgång. År 1994 var produktionen i kärnkraftverken 70 TWh vilket var 51% av den totala elproduktionen. Under år 1993, som var ett våtår, producerades endast 58,9 TWh el i kärnkraftverken, eller 42 % av den totala elproduktionen.

Statens kärnkraftinspektion, SKI, har tillsammans med Statens strålskyddsinstitut, SSI, i uppdrag att årligen till regeringen redovisa drift- och säkerhetsförhållandena vid de svenska kärnkraftverken. De säkerhetsanalyser som gjorts hittills visar enligt SKI på att de svenska reaktorerna har en säkerhetsnivå som uppfyller internationellt sett höga krav. SKI och SSI har inte funnit anledning att ompröva den utförliga bedömningen av säkerhetsläge och riskbild som gavs i myndigheternas första rapport år 1990. Erfarenheterna har dock pekat på vikten av en fortsatt noggrann prövning av vissa äldre säkerhetsanalyser och konstruktionsförutsättningar, liksom vikten av särskild uppmärksamhet på åldringsbetingade förändringar och tendenser till ökande stråldoser till personalen. Det kan fortfarande finnas svagheter i säkerhetsanalyser och konstruktionslösningar som inte har uppmärksammats tidigare.

SKI har inom ramen för Energikommissionens arbete genomfört en studie av livslängden hos de svenska kärnkraftverken. I studien betonas att det är faktorer som säkerhet, ekonomi och miljö som avgör ett kärnkraftverks livslängd, inte den tekniska livslängd som komponenterna ursprungligen har dimensionerats för eller den företagsekonomiska avskrivningstiden. Väsentligt förhöjda säkerhetskrav kan därmed påverka den ekonomiska livslängden, om en reaktorinnehavare inte anser det lönsamt att genomföra en viss, av SKI krävd, säkerhetskörande åtgärd. Enligt Svenska Kraftverksföreningen är det ekonomiska utrymmet för underhåll och förnyelse stort i jämförelse med kostnaden för investering i ny kraftproduktion.

Kostnaderna för underhåll och modernisering har enligt Kraftverksföreningen historiskt uppgått till i genomsnitt 200 miljoner kr per år och block i 1995 års kostnadsnivå. Med hänsyn till att underhåll och modernisering kan komma att öka framöver uppskattas denna kostnad kunna öka till i genomsnitt ca 250 miljoner kr/år och block, vilket enligt Kraftverksföreningen motsvarar en ökning av dessa kostnader från 3 öre/kWh till 4 öre/kWh.

De totala kostnaderna för el producerad i de svenska kärnkraftföretagen var år 1994:

<i>Forsmark</i>	16,5 öre/kWh, varav rörlig driftskostnad 8,6 öre/kWh
<i>Ringhals</i>	13,3 öre/kWh, varav rörlig driftskostnad 9,5 öre/kWh
<i>Oskarshamn</i>	21,5 öre/kWh, varav rörlig driftskostnad 12,0 öre/kWh
<i>Barsebäck</i>	14,5 öre/kWh, varav rörlig driftskostnad 12,7 öre/kWh.

Elproduktion i kärnkraftverk ger inte upphov till utsläpp av försurande ämnen, som svavel- och kväveoxider, eller klimatpåverkande föreningar, som koldioxid och metan. Mot dessa positiva förhållanden står de utsläpp av radioaktiva ämnen som skulle kunna bli resultatet av ett haveri, samt hanteringen av det radioaktiva avfallet. Utsläppen av radioaktivitet under drift är mycket små.

På senare år har uppmärksamhet även fokuserats till miljöeffekterna vid uranbrytning.

I Sverige är det kärnkraftsföretagen som är ansvariga för att vidta de åtgärder som krävs för att på ett säkert sätt kunna hantera och slutförvara använt kärnbränsle och radioaktivt avfall från kärnkraftsreaktorerna. De svenska kärnkraftsföretagen har bildat ett gemensamt bolag, Svensk Kärnbränslehantering AB (SKB) med uppgift att utföra detta arbete. SKB:s planer för använt bränsle är att mellanlagra det i 30 - 40 år innan det placeras i slutförvar. Visst låg- och medelaktivt avfall från driften behandlas vid respektive kraftverk. Låg- och medelaktivt avfall förs till slutförvaret för radioaktivt driftavfall, SFR. Högaktivt avfall, huvudsakligen använt kärnbränsle, skall enligt SKB:s planer isoleras genom inkapsling och förvaring i berg.

Kärnavfallshanteringen finansieras genom en avgift som tas ut från kraftföretagen. Avgiften varierar mellan blocken och har sedan år 1984 i genomsnitt legat på 1,9 öre/kWh. De framtida kostnaderna för allt avfall som produceras till år 2010 beräknas till 47,6 miljarder kronor i 1994 års prisnivå. Om samtliga block drivs i 25 år uppskattas kostnaderna till 43,3 miljarder kr, och för 40 års drift till 52,7 miljarder kr.

För närvarande finns ca 430 kärnkraftverk i drift i världen. Vid utgången av år 1993 var 55 reaktorer under byggnad och 68 hade ställts av permanent. Det är i huvudsak gaskylda reaktorer, byggda under 1950- och 1960-talet, som har lagts ned. Kärnkraftverken producerar i dag ca 2 100 TWh/år, vilket utgör ca 17 % av världens elproduktion. Detta är en lika stor andel som vattenkraften. Inom OECD är det i stort sett enbart i Frankrike och Japan som det byggs nya kärnkraftverk. Den största utbyggnaden sker f.n. i Sydostasien. Sydkorea, Taiwan, Kina, Indien och Japan har utbyggnadsprogram. Till år 2010 beräknar OECD att kärnkraftproduktionen i världen kommer att öka till 2 650 TWh/år, samtidigt som dess andel av elproduktionen totalt sett sjunker till följd av en kraftig expansion av naturgasbaserad elproduktion.

De brister i reaktorsäkerheten vid vissa östeuropeiska reaktorer som uppdagades genom Tjernobylyckan, samt den miljöförstöring från framför allt den militära kärntekniska verksamheten som har blivit känd efter Sovjetunionens upplösning, har drivit fram ett internationellt samarbete med Central- och Östeuropa och de nya oberoende staterna på kärnsäkerhets- och strålskyddsområdet. Den ekonomiska situationen i Östeuropa och det forna Sovjetunionen är för närvarande sådan att kärnsäkerhet och kärnavfallshantering inte hör till de mest prioriterade områdena. Flera länder i Central- och Östeuropa är starkt beroende av kärnkraften för en tryggad elproduktion. Samtidigt är det effektiva energiutnyttjandet sämre än i väst till följd av bl.a. föråldrad och eftersatt teknik på distributions- och användarsidan. Det tidigare planekonomiska systemet främjade inte insatser för energieffektivisering och energihushållning. Ett internationellt samarbete har startat för insatser som syftar till förbättrad säkerhet i de Central- och Östeuropeiska kärnkraftverken. Insatserna är koncentrerade till kortsiktiga lösningar för att höja säkerhetsnivån i de anläggningar som inte kan stängas omedelbart.

2 Elproduktionen i kärnkraftverken

Kärnkraften utgör tillsammans med vattenkraften basen i det svenska elproduktionssystemet. Den totala eleffekten i de svenska reaktorerna uppgår i dag till ca 10 000 MW. Den årliga produktionsförmågan är omkring 72 TWh el. Kärnkraften svarar därmed normalt för ungefär hälften av den totala elproduktionen i Sverige. Under år 1994 producerades 70 TWh el i kärnkraftverken, vilket var 51 % av den totala elproduktionen.

År 1993, som var ett våtår, producerades endast 58,9 TWh el i kärnkraftverken. Orsakerna till detta var dels nedreglering och coast-down (se nedan) med 6,6 TWh, dels långa avställningar av några reaktorer. Under hösten 1992 var sex reaktorer tillfälligt avställda p.g.a. brister i säkerhetssystemen. Under perioden januari - mars 1993 togs alla de avställda reaktorerna utom Oskarshamn 1, successivt åter i drift. Under senvåren 1993 var vattenkraftsmagasinen välfyllda p.g.a. en riklig vårflod. Det blev på nödvändigt med viss nedreglering av kärnkraften. Även under sensommaren var nederbörden riklig. Under oktober 1993 var fem kärnkraftreaktorer tillfälligt avställda (Oskarshamn 1, två p.g.a. revision samt två p.g.a. tekniska problem). Till följd av den rikliga vattentillrinningen samt den lägre tillgängligheten i kärnkraftsreaktorerna under hösten utnyttjades vattenkraften maximalt. Detta medförde låga vattenmagasinsnivåer under år 1994 och en betydligt lägre vattenkraftsproduktion än under år 1993, 58,9 TWh.

Energiproduktionen i ett kärnkraftverk bestäms av anläggningens tillgänglighet och dess maxeffekt. Tillgängligheten begränsas bl.a. av att reaktorn måste ställas av för bränslebyte. Detta görs i Sverige en gång per år varvid återkommande inspektion görs samtidigt. Revisionsavställningar tar normalt ca 4 veckor i Sverige. Tillgängligheten hos de svenska reaktorerna har under den senaste tioårsperioden för kokarvattenreaktorerna i genomsnitt legat mellan 75 och 90 %. För tryckvattenreaktorerna är motsvarande siffra 60 - 80 % för Ringhals 2 (generation 1) respektive 80 - 90 % för Ringhals 3 och 4 (generation 2).

Vid riklig tillgång på vattenkraft - våtår - och låg elförbrukning ned-

regleras alltså reaktorernas effektnivå. Ett annat driftsätt optimeras mot förväntad efterfrågad produktion, s.k. utbränningsrelaterad effektnedgång (coast-down). Detta är ett driftsätt där bränslets samlade energiinnehåll årligen anpassas så att produktionsförmågan avtar till sommarperiodens förväntade mindre efterfrågan. Genom coast-down-förfarandet fås ett effektivt bränsleutnyttjande, vilket reducerar produktionskostnaderna.

Kapaciteten i de svenska kärnkraftverken framgår av tabell 2.1.

Tabell 2.1 Kapaciteten i de svenska kärnkraftsverken år 1995.

	Komm. drift	Effekt MW el netto	Effekt- höjning år	Aktuell effekt MW	Tillstånd t.o.m
Barsebäck 1(BWR)	1975	570	1985	600	-
Barsebäck 2 (BWR)	1977	570	1985	600	2010
Forsmark 1(BWR)	1980	900	1986	970	2010
Forsmark 2 (BWR)	1981	900	1986	970	2010
Forsmark 3 (BWR)	1985	1050	1989	1 155	2010 (1996)
Oskarshamn 1 (BWR)	1972	440	1975	440	-
Oskarshamn 2 (BWR)	1975	570	1982	605	
Oskarshamn 3 (BWR)	1985	1060	1989	1 160	2010 (1996)
Ringhals 1 (BWR)	1976	750	1989	795	- (1996)
Ringhals 2 (PWR)	1975	800	1989	875	30/6 -96
Ringhals 3 (PWR)	1981	915	-	915	2010
Ringhals 4 (PWR)	1983	915	-	915	2010
Summa				10 040	

Anm: R2 bytte ånggeneratorer år 1989 och R3 år 1995.

O1 renoveras 1993-95.

Tillstånden är givna utifrån termisk effekt; siffra inom parentes avser effekthöjningsdel

- avser drifttillstånd utan tidsbegränsning

BWR = Boiling Water Reactor

PWR = Pressurized Water Reactor

3 Säkerheten vid de svenska kärnkraftverken

De svenska kärnkraftsföretagen har regeringens tillstånd att bedriva kärnteknisk verksamhet.

Säkerheten vid de svenska kärnkraftverken och övriga kärntekniska anläggningar övervakas av Statens kärnkraftinspektion (SKI). Kärnkraftinspektionen utövar också tillsyn över behandling och lagring av kärnavfall vid kärnkraftverken, lagring av använt kärnbränsle i det centrala mellanlagret för använt kärnbränsle (CLAB) samt slutförvaring av radioaktivt driftavfall vid Slutförvaret för radioaktivt driftavfall (SFR) i Forsmark.

Det säkerhetsmässiga underlaget för regeringens tillstånd utgörs bl.a. av en säkerhetsredovisning, Final Safety Analysis Report (FSAR), som kan sägas ge en beskrivning av den säkerhetsnivå anläggningen skall upprätthålla för att få drivas. För driften gäller av SKI fastställda säkerhetstekniska föreskrifter (STF) för hur anläggningen skall drivas samt regler för vilka händelser som skall rapporteras till SKI. Vidare innehåller STF regler för hur ofta och på vilket sätt aktiva (rörliga) komponenter, t.ex. pumphar och ventiler, skall kontrolleras och funktionsprovas samt under vilka villkor dessa komponenter anses driftklara. Passiva komponenter som t.ex. rörledningar och tryckkärl kontrolleras och provas enligt föreskrifter utarbetade av SKI.

Statens strålskyddsinstitut (SSI) övervakar strålskyddet vid de kärntekniska anläggningarna och kontrollerar att utsläpp till luft och vatten under normaldrift hålls inom fastställda gränser.

SKI har tillsammans med SSI i uppdrag att årligen till regeringen redovisa drift- och säkerhetsläget vid de svenska kärnkraftverken.

3.1 Säkerhets- och strålskyddsläget vid de svenska kärnkraftverken 1993/94

Utgångspunkten för SKI:s säkerhetsbedömningar är att de olika reaktorblocken minst skall upprätthålla den säkerhetsnivå som redovisades när tillstånd gavs av regeringen samt de tilläggskrav som regeringen och SKI därefter ställt, t.ex. vad gäller åtgärder för att begränsa radioaktiva utsläpp till omgivningen om ett allvarligt härdhaveri (härdsvälta) skulle inträffa. Därutöver skall SKI och reaktorinnehavarna i enlighet med gällande författningar sträva efter att förbättra säkerheten så långt som rimligen är möjligt. En viktig bedömningsgrund är därvid den säkerhetsnivå som anses rimligt att uppnå vid en tillämpning av de grundläggande säkerhetsprinciper som angetts av FN:s internationella atomenergiorgan, IAEA. De säkerhetsanalyser som gjorts hittills visar enligt SKI att denna säkerhetsnivå uppnås vid de svenska reaktorerna. Säkerhetsläget och riskbilden beskrivs utförligt i SKI:s och SSI:s första gemensamma rapport till regeringen år 1990 över säkerhets- och strålskyddsläget i de svenska reaktorerna. Myndigheterna har inte funnit anledning att ompröva dessa bedömningar i de årliga rapporterna till regeringen^a. SKI konstaterar också i de senaste rapporterna att de åtgärder kraftföretagen vidtagit med anledning av inträffade händelser och tekniska problem vid reaktorerna visar på en i grunden god säkerhetskultur.

De senaste årens erfarenheter, och då särskilt erfarenheterna från renoeringen av Oskarshamn 1, pekar emellertid på behovet av en grundlig genomgång av säkerhetsanalyserna, i första hand för de äldre reaktorerna, eftersom sjuttioalets och det tidiga åttioalets analysmetoder inte var så utvecklade som dagens. Slutsatser och resultat måste därför granskas kritiskt med stöd av dagens analysmetoder. Sådana genomgångar har påbörjats och SKI utesluter inte att dessa kan peka på behov av ytterligare säkerhetsförbättringar, i första hand för de äldre reaktorerna. Det är då inte så mycket en fråga om att skärpa säkerhetskraven, utan i första hand att på ett striktare sätt verifiera att säkerhetskraven är uppfyllda.

En utförlig redovisning av rapporten till regeringen i november 1994 ges i bilaga 2A.

^a SKI och SSI lämnade till regeringen i december 1995 en rapport om säkerhets- och strålskyddsläget i de svenska reaktorerna. Vid denna tidpunkt var Energikommissionens arbete i huvudsak avslutat. I underlagsbilagan redovisas därför 1994 års rapport.

3.2 Teknisk livslängd hos svenska kärnkraftverk

Inom ramen för Energikommissionens arbete har SKI utfört en studie av den tekniska livslängden hos de svenska kärnkraftverken.¹ Studien skall ses mot bakgrund av att frågor om omställningen av energisystemet inkluderar frågan om en kärnkraftavveckling. Centrala frågor i sammanhanget är då den tekniska och ekonomiska livslängden hos kärnkraftverken, som beror på bl.a. kostnader för kommande underhåll och renovering samt framtida tillgänglighet. Som underlag för en bedömning av utvecklingen avseende underhålls- och reparationsbehov i kärnkraftverken under kommande 5 - 15 år har därför SKI presenterat bl.a. kärnkraftspecifika problem, blockspecifika problem, vidtagna åtgärder samt vissa kostnader för insatserna. Även erfarenheter av eventuellt förhöjda stråldosbelastningar hos driftpersonal till följd av ökande underhåll skulle ingå i redovisningen.

Beträffande den ekonomiska utvecklingen har SKI genom Svenska Kraftverksföreningen fått en redovisning från kärnkraftsföretagen.

SKI konstaterar sammanfattningsvis att

- faktorer som säkerhet, ekonomi och miljö avgör ett kärnkraftverks brukstid. Varken den tekniska livslängd som komponenterna i kärnkraftverken har dimensionerats för, eller den företagsekonomiska avskrivningstiden är användbara för en bedömning av hur länge kärnkraftverket kan vara i drift.
- en pågående genomgång av konstruktionsanalyserna kommer ge underlag för eventuella ytterligare säkerhetskrav. Genomgångarna beräknas vara klara under år 1998 (BWR) och år 1999 (PWR).
- det stora flertalet lättvattenreaktorer i världen har varit i drift kortare tid än 20 år. Det finns därför vissa kvarstående osäkerheter om mekanismer som skulle kunna begränsa den säkerhetsmässiga och ekonomiska livslängden hos olika reaktorkomponenter i ett längre perspektiv. De nya kontrollprogrammen bedöms vara tillräckliga för att tidigt fånga upp tecken på begynnande degradering hos säkerhetsmässigt viktiga komponenter. Större renoveringar kan inte uteslutas.
- inga tekniska begränsningar kan för tillfället förutses som skulle kunna begränsa möjligheterna att genomföra erforderliga reparations- eller renoveringsinsatser. Däremot kan förutses ekonomiska begränsningar som skulle kunna leda till förtida avstängning om en fastställd tidpunkt för nedläggning närmar sig.
- det bedöms vara möjligt att bryta tendensen till ökande stråldoser hos

kärnkraftspersonal under förutsättning av en aktiv insats från kraftföretagen. Teknik för dekontaminering finns som möjliggör minskade stråldoser vid större renoveringsarbeten.

- tillgången på kompetens inom det kärntekniska området bedöms för närvarande som tillfredsställande. Situationen kan dock ändra sig om en fastställd tidpunkt för avställning närmar sig.

3.2.1 Begreppen livslängd och åldrande

Livslängdsbegrepp används ofta i kärnkraftdebatten, och på skilda sätt.¹

Teknisk livslängd relateras till den förväntade livslängden hos vissa komponenter. Komponenterna i ett kärnkraftverk dimensioneras, liksom i andra produktionsanläggningar, mot bl.a. utmattning. Med detta menas att kritiska komponenter dimensioneras för att klara det förväntade antal belastningsväxlingar som kan uppträda under driften. De svenska kärnkraftverken har dimensionerats mot det antal belastningsvariationer, s.k. transienter, som förväntas uppträda i vissa kritiska komponenter, t.ex. reaktortanken, under en 40-årsperiod. Från det antagna antalet transienter avräknas verkliga vid drift uppkomna transienter (exempelvis snabbstopp). Under lugna driftförhållanden uppkommer få transienter och "budgeten" avräknas långsamt.

Materialen i komponenterna åldras även på andra sätt, exempelvis till följd av bestrålning (som ger försprödning) och skilda slag av korrosion på såväl metalliska som polymera material.

Små och lättåtkomliga komponenter byts regelbundet vid inspektioner, större och mer svåråtkomliga komponenter, såsom exempelvis byggnader, ånggeneratorer och tryckkärl, repareras eller byts beroende på tekniska förutsättningar och ekonomi.

Begreppet *ekonomisk livslängd* för ett kärnkraftverk bör enligt SKI användas för tiden mellan det att anläggningen tas i drift och det att den varaktigt tas ur drift av orsaken att kostnaderna för att driva anläggningen överstiger intäkterna. Anläggningen är därmed inte lönsam.

Diskussionerna efter folkomröstningen om kärnkraft år 1980 angående tidpunkten för den slutliga avvecklingen, utgick ifrån en avskrivningstid för anläggningarna på 25 år. De senast byggda blocken färdigställdes år 1985 och skulle därmed ha varit avskrivna år 2010.

Livslängd ur säkerhetssynpunkt: Om SKI finner att säkerheten inte är tillfredsställande kan SKI enligt kärntekniklagen (1984:3) dra in anläggningarnas drifttillstånd. Om synnerliga skäl från säkerhetssynpunkt föreligger kan regeringen återkalla tillståndet att bedriva kärn-

teknisk verksamhet.

SKI kan som villkor för fortsatt drift ställa krav på tillståndshavaren att genomföra av reaktorsäkerheten motiverade åtgärder. Den ekonomiska livslängden påverkas därmed av de säkerhetskrav som ställs. Högt ställda säkerhets- och miljökrav kan alltså komma att begränsa den ekonomiska livslängden.

Åldrande

En anläggnings produktionskapacitet avtar generellt med ökande ålder. Underhållsinsatser kan förhindra eller uppskjuta denna utveckling. Anläggningen kan bli föråldrad genom att kraven på motsvarande anläggningar höjts. Detta kan motverkas genom modernisering av anläggningen. SKI definierar åldrande som minskning med tiden av skillnaden mellan prestationsförmåga och krav.

Exempel på fenomen som kan orsaka minskning av kapaciteten hos mekaniska komponenter är slitage av rörliga komponenter, utmattning, korrosion, försprödning m.m. Elektriska komponenter kan drabbas av försprödning av isolermaterial på elektriska ledningar och ökad felfrekvens med tiden hos komponenter.

Vid konstruktion av komponenter har de åldrandemekanismer beaktats som vid konstruktionstillfället bedömdes vara dominerande. Erfarenheterna har visat att man dock inte alltid korrekt har kunnat förutse vilka åldrandemekanismer som skulle visa sig dominera. Exempelvis ansågs att spänningsskorrosion kunde bemästras i det rena vatten som krävs i reaktorer. Detta har dock visat sig vara felaktigt och ökad kunskap och erfarenhet visar att fortsatta insatser krävs.

För att möta problem med åldrande sker bl.a. återkommande besiktningar och fortlöpande kvalificering av säkerhetsrelaterade komponenter.

3.2.2 Underhåll och större åtgärder

Enligt Svenska Kraftverksföreningen har kostnaderna för underhåll och modernisering uppgått till i medeltal 200 miljoner kr/block och år, uttryckt i 1995 års kostnadsnivå.² Några exempel på större åtgärder visas nedan. Urvalet avser att belysa åtgärder som har föranletts av oförutsedda orsaker eller som har varit speciellt kostsamma.

Tabell 2.2 Några åtgärder i svenska kärnkraftverk 1984 - 1994.¹**Raktortankar**

Forsmark 1 (1989): Reparation av spricka i svets i matarvattenstuts. Det är ej klarlagt om sprickan var en ren tillverkningspricka eller om den bildats eller tillväxt under drift. Detta var den första större åtgärden i en reaktortank i Sverige sedan den tagits i drift. Kostnad okänd av SKI. Reparationen motiverades av säkerhetsskäl.

Ringhals 1 (1992) Utmattningsprickor i matarvattenstutsar och deras insticksrör orsakade av termisk utmattningspricka. Kostnad okänd av SKI. Reparation motiverad av säkerhetsskäl.

Ringhals 2 (1992): Efter upptäckt av sprickor i tanklocksgenomföringar i franska PWR-anläggningar krävde SKI kontroll av de svenska PWR-anläggningarna. I Ringhals 2 upptäcktes mindre sprickor, vilka åtgärdades, medan Ringhals 3 och 4 inte uppvisade sprickor som krävde åtgärd. Orsaken till sprickorna var spänningskorrosion. Åtgärderna motiverades av säkerhetsskäl.

Ringhals 2 (1993): I samband med kontrollen av lockgenomföringarna enligt ovan upptäcktes en större kvarlämnad tillverkningsdefekt i en tätsvets. Tätsvetsarna skall säkerställa att inget läckage inträffar mellan lock och genomföring. Analyser visade att sprickan kunde lämnas kvar en begränsad tid. Tanklocket planeras att bytas under år 1996. Kostnad okänd av SKI. Åtgärden motiverades uteslutande av säkerhetsskäl.

Oskarshamn 1 (1993-1995): I samband med kontrollen av rör (se nedan) upptäcktes att rör inuti reaktortanken hade stora, genomgående sprickor. Orsaken var en kombination av spänningskorrosion och utmattningspricka. För att åtgärda skadorna måste alla interndelar tas ut. OKG AB beslöt att samtidigt göra en kontroll av reaktortanken samt genomföra vissa moderniseringsarbeten (projekt FENIX). Kostnad ca 700 milj. kr. Åtgärden motiveras av säkerhetsskäl. Se vidare under Övrigt.

Interndelar

Samtliga kokarvattenreaktorer: De svenska kokarvattenreaktorerna har i huvudsak utbytbara interndelar. Utbyten har skett av matarvattenfördelare, härdgaller (O1 och O2 1986, B2 1988, B1 1989) och moderatortanklock (B1, O2 1985, B2 1986). Orsaken var spänningskorrosion, för vissa komponenter i härden också bestrålningsinducerad spänningskorrosion. Utbytena har skett inom ramen för det löpande underhållet.

Ånggeneratorer

Ringhals 2 (1989) Byte av ånggeneratorer (ÅG) genomfördes p.g.a. att värmeväxlartuberna i ånggeneratorerna med tiden fick skador av en sådan omfattning att allt fler tuber av säkerhetsskäl måste pluggas (stängas av). Härigenom minskar värmeytan och effekten sjunker. Kostnad för byte ca 800 milj. kr. Åtgärden motiverades av ekonomiska skäl men möjliggjorde också en höjning av effekten. De nya ånggeneratorerna är dimensionerade för en högre effekt och Ringhals 2 fick 1994 tillstånd av SKI till rutinmässig drift med högre effekt. Regeringen har under år 1995 beslutat om drifttillstånd t.o.m. den 30 juni 1996.

Ringhals 3 (1995): Byte av ÅG genomfördes under avställningen år 1995. Även här uppvisade värmeväxlartuberna en ökande skadeutveckling. Kostnad för byte ca 1 200 milj. kr. Åtgärden motiveras av ekonomiska skäl men medför också höjning av säkerheten. De nya ÅG är dimensionerade för högre effekt än de gamla.

Rörsystem

Externpumpreaktorer (1990 - 1992): SKI har under perioden ställt krav på en säkerhetsgenomgång av huvudcirkulationskretsarna i vissa av de äldre externpumpreaktorerna (BWR). Analyser och utredningar har motiverat omfattande kontroll och provning av kretsarna. I ett fall, Oskarshamn 1, görs en större ombyggnad i anslutning till övriga rörsystem. Åtgärden ingår i projekt FENIX. I andra fall har åtgärder vidtagits för att reducera vibrationer i huvudcirkulationskretsar. Kostnad okänd av SKI.

Externpumpreaktorer (1992 - 1993): Ombyggnad av nödkylsystemen i fem externpump-externpumpreaktorreaktorer orsakades av en händelse i Barsebäck 2 då en säkerhetsventil öppnades under uppstart. En mängd isolermaterial från rörledningar blåstes ned och samlades i en bassäng från vilken vatten till nödkylningen hämtas. Isoleringen satte igen silarna till nödkylsystemen betydligt snabbare än förutsett. De reaktorer som berördes stod stilla under utredning och ombyggnad. Åtgärden var nödvändig för att återställa säkerhetsnivån till den nivå som avsågs i drifttillstånden. Kostnad okänd av SKI.

Oskarshamn 1 (1993): Rörböjar i en av de externpumpreaktorer som åtgärdades, se ovan, var behäftade med sprickor. Skadeorsaken var att tillverkningsproceduren hade gjort materialet känsligt för spänningsskorrosion. Kostnad okänd av SKI. Åtgärden motiverades av säkerhetsskäl.

Inneslutningar

Samtliga svenska reaktorer (1985 - 1988): Åtgärder för att vid ett hårdhaveri väsentligt minska utsläpp av radioaktiva ämnen har genomförts vid alla svenska reaktorer. De har inneburit bl.a. förstärkningar av inneslutningar och komplettering med filterad tryckavlastning, 1985 i Barsebäck och 1988 i övriga anläggningar. Kostnad runt 120 milj. kr. per block. Flera europeiska länder har senare gjort motsvarande kompletteringar.

Barsebäck 2 (1992): Vid rutinmässig provning av inneslutningens täthet upptäcktes en korrosionsskada på inneslutningens tätplåt vid en elgenomföring. Reparationer motiverades uteslutande av säkerhetsskäl. Kostnad okänd av SKI.

Övrigt

Oskarshamn 1 (1996 - 2000): Modernisering av O1 inleds under avställningen 1996 och skall ske under något förlängda avställningar under tiden fram till år 2000. Kostnad totalt 1 000 milj. kr. Åtgärderna motiveras huvudsakligen av säkerhetsskäl.

Alla reaktorer: Alla svenska reaktorer har bytt/kommer att byta sina s.k. blockdatorer till en tredje generation av dessa. Detta innebär en modernisering.

3.2.3 Livslängd hos de svenska kärnkraftsreaktorerna

Teknik

SKI gör vissa jämförelser med tidigare gjorda bedömningar av de faktorer som kan påverka livslängden.¹ Enligt SKI har vissa av dessa tidiga frågeställningar kunnat klaras ut, medan andra kvarstår. Den grundliga genomgången av reaktortanken i Oskarshamn 1 (projekt FENIX) samt resultaten av de senaste s.k. surveillanceprovstavarerna (provstavar placerade i reaktortanken avsedda att ge information om strålningens inverkan på reaktortankens material) har visat att betänkligheterna rörande reaktortankens tillstånd torde kunna reduceras.

Osäkerheter vad gäller ännu ej uppmärksammade eller fullständigt behärskade fenomen har reducerats genom den ytterligare drifterfarenhet som har vunnits. SKI väntar vidare att genomgången av konstruktionsanalyserna kommer ytterligare reducera osäkerheten. Risken för hårdhaverier har kunnat behandlas mer systematiskt genom användningen av probabilistisk säkerhetsanalys vilket lett till dels säkerhetshöjande åtgärder, dels en bättre uppfattning om risknivåer.

Arbete med rörsystem där strålningsnivån är hög utgör fortfarande ett problem ur stråldossynpunkt. Erfarenheterna från projekt FENIX har dock visat att en dekontaminering kan reducera strålningsnivån till jämförelsevis låga värden utan att rörmaterialet behöver ta skada.

Ett stort internationellt forskningsprojekt beträffande bestrålningsinducerad spänningskorrosion startar inom kort för att ge bättre kunskap inom området. Detta kan påverka bedömningen av vilken stråldos och livslängd som anses säker för interndelarna. Risken för krypbrott hos reaktortankstål, som ibland framhålls, anses av SKI vara närmast obefintlig, men frågor i sammanhanget är ännu fortsättningsvis föremål för forskning.

SKI anser att man med nuvarande erfarenhet knappast kan dra slutsatserna att någon reaktortyp eller -generation i framtiden skulle vara mer utsatt för degradering än andra. Åtgärderna i de fem externpumpsreaktorernas nödkylsystem berodde inte primärt på åldrande, utan har sin grund i att förhållandena vid igensättning av silarna inte var tillräckligt väl kända.

Erfarenheter från perioden 1984 - 1994 visar att skador har upptäckts vid återkommande kontroller, att skadeorsakerna utretts och åtgärder vidtagits. Skadorna har upptäckts på ett tidigt stadium innan de utgjort ett hot mot säkerheten. Erfarenheterna pekar dock på att utökade insatser av underhållskaraktär kan komma att erfordras framgent. Under

förutsättning att de ekonomiska förhållandena inte förändras väsentligt tyder erfarenheterna på att sådana insatser inte skulle begränsa livslängden hos kärnkraftverken. En sådan väsentlig förändring av de ekonomiska villkoren skulle dock kunna inträffa om man närmar sig en fastställd sluttidpunkt för driften av en reaktor.

Strålskydd

I sin rapport till regeringen i november 1994 angående ökade stråldoser vid svenska kärnkraftverk redovisar SSI sin syn på orsakerna till att stråldoserna till personalen börjat stiga och de åtgärder som vidtagits med anledning därav.

Kollektivdoserna vid de svenska kärnkraftverken har sedan starten legat på en internationellt sett mycket låg nivå. I Sverige har dock doserna ökat under senare år så att de nu ligger i nivå med doserna i andra länder.

Huvuddelen av problemen med ökande dosbelastning hos personalen ligger vid kokarvattenreaktorerna. Drygt 70 % av kollektivdosen härrörde år 1993 från de omfattande ombyggnadsarbetena i de äldre kokarvattenreaktorerna. Här ses en fortsatt uppbyggnad av strålnivåerna i stationerna, som i kombination med stora reparations- och ombyggnadsåtgärder förorsakar höga kollektivdoser till personalen under reaktorernas avställningsperiod. Speciellt kan nämnas den s.k. Barsebäckhändelsen år 1992, vilken har föranlett stora ombyggnadsåtgärder med liknande säkerhetssystem. Detta är dock inte den enda orsaken till höjda stråldoser, vilket innebär att problem inte upphör automatiskt efter dessa ombyggnader. Andra bidragande orsaker är den ökande omfattningen av provningsverksamhet på reaktorernas primärsystem. När anläggningarna blir äldre ställs högre krav på att deras tillstånd kontrolleras i syfte att så tidigt som möjligt upptäcka tecken på begynnande degradering. En väl planerad provningsinsats kan ge mindre stråldoser och möjligheterna till mekaniserad provning kan utnyttjas i högre grad. Erfarenheterna från FENIX-projektet i Oskarshamn 1 visar att möjligheter finns att vid större åtgärder reducera stråldosen till personalen genom en väl genomförd dekontaminering. Denna erfarenhet visar att stora arbeten, vilka tidigare knappast ansågs möjliga, kan genomföras i äldre anläggningar.

SSI noterar i rapporten att stråldosgränserna för enskilda individer inte överskridits, men att doserna har ökat för vissa grupper på ett

önskat sätt. Den ambitionsnivå som angivits när det gäller den sammanlagda dosen (kollektivdosen) har överskridits i flera fall.

År 1994 sjönk kollektivdoserna till ungefär samma nivå som år 1992. De arbeten som sker på eller i nära anslutning till reaktorernas primärsystem, vilka har blivit allt mer vanliga från och med år 1992, styr alltså fortfarande i stort den totala dosen. Om den dosdel som härrör från den isoleringsinsats som gjordes år 1993 borträknas, uppvisar åren 1992, 1993 och 1994 betydligt högre totaldos än de tre föregående åren.³

SSI införde under år 1994 krav på anläggningsinnehavaren att utforma program med redovisning av hur man avser att minska dosbelastningen till personalen. Den maximalt tillåtna årsdosen har kompletterats med en gräns för maximal belastning för individen under fem på varandra följande år. Krav på fördjupad utbildning har införts.

Ekonomi

Enligt kraftföretagen är det ekonomiska utrymmet för underhållsinsatser och förnyelse mycket stort i jämförelse med kostnaderna för alternativa sätt att producera el.²

Underhålls- och moderniseringskostnaden har under perioden 1984 - 1994 legat på i medeltal 200 milj. kr/år och block (1995 års kostnadsnivå). Åren 1988 och 1989 var kostnadsnivån högre p.g.a. ombyggnad av inneslutningsfunktionen (filter) resp. ånggeneratorbyte, se avsnitt 3.2.2. Med hänsyn till att underhåll och modernisering kan komma att öka framöver uppskattas kostnaden kunna öka till i genomsnitt ca 250 milj. kr/år och block, vilket enligt Kraftverksföreningen gör att de framtida åtgärds-kostnaderna ökar med i medeltal knappt 1 öre/kWh till 3 - 5 öre/kWh (beroende på blockstorlek).

SKI gör för sin del bedömningen att då tidpunkten för en nedläggning närmar sig kommer det ekonomiska utrymmet för säkerhetsbevarande åtgärder att minska, och det kan i samband med att skador upptäcks inte uteslutas att frågan om indragning av tillstånd i förtid aktualiseras.¹

De redovisade historiska kostnaderna för underhåll och modernisering inkluderar inte direkta kostnader för inkomstbortfall vid driftstopp.

3.3 Kompetensfrågor i samband med en avveckling

I anslutning till riksdagens beslut våren 1988 (prop. 1987/88:90, bet. 1987/88:NU40, rskr. 1987/88:375) om hur kärnkraftavvecklingen skulle inledas - med avställning av två reaktorer under 1990-talet - framfördes farhågor att ett avvecklingsbeslut kunde leda till bristande motivation hos personalen, personalflykt samt svårigheter att rekrytera utbildad personal till en "avvecklingsbransch". Mot denna bakgrund tillsattes en särskild arbetsgrupp med uppdrag att bl.a. kartlägga och redovisa personal- och kompetenssituationen vid kärnkraftsföretagen och kärnsäkerhetsmyndigheterna. Arbetsgruppen, som antog namnet Arbetsgruppen för kompetens- och sysselsättningsfrågor, avslutade sitt arbete i maj 1990 med betänkandet *Kärnkraftsavveckling - kompetens och sysselsättning* (SOU1990:40).⁴

Problemställningen är densamma i dag, varför resonemangen och slutsatserna i betänkandet fortfarande är aktuella.

Kärnkraftsavveckling - kompetens och sysselsättning

Utgångspunkten för utredningen var att en avstängning av de två första reaktorerna skulle ske i enlighet med riksdagens beslut genom att två block, ett i Barsebäck och ett i Ringhals, stängdes under åren 1995 och 1996. Resterande reaktorer antogs läggas ned under perioden 2006 - 2010 med ett block på varje förlägningsplats i början, i mitten och i slutet av perioden. Vid Barsebäck förutsågs det andra blocket drivas till år 2010. Denna avvecklingstakt valdes för att det var det alternativ som krävde mest personal under längst tid.

Det förutsattes att kärnkraftprogrammen i utlandet bedrevs utan avveckling. ABB Atom AB och Studsvik AB antogs därmed kunna bedriva exportinriktad verksamhet under hela perioden.

Utredningen antog att rivning av nedlagda kärnkraftverk i huvudsak skulle bedrivas mellan åren 2010 - 2020.

I betänkandet understryks att det vid en kärnkraftavveckling, liksom vid andra verksamhetsnedläggningar eller omstruktureringar inom företag, är arbetsgivaren som har ansvaret för personalfrågorna. De fyra kärnkraftverken bedömdes ha goda möjligheter att ta ansvar för sin personal, i synnerhet som det kommer att finnas gott om tid för planering och förberedelser för åtgärder. Tre av verken ingår i stora

koncerner inom vilka det borde finnas möjligheter till nya arbetsuppgifter (Anm: I dag ingår alla verk i koncerner).

Enligt utredningen har många av de anställda vid kärnkraftverken kort utbildning eller utbildning/erfarenhet som är inriktad på kärntekniskt arbete. För somliga av dessa kommer kompletterande utbildning behövas för att möjliggöra annan anställning. En förläggning av alternativ elproduktion till de berörda orterna kan underlätta för anställda vid kärnkraftverken att få nytt arbete samt minska risken för snabb personalflykt till andra arbeten. Staten bör enligt utredningen medverka till detta.

Erfarenheter från företagsnedläggningar visar att mycket gynnsamma resultat kan uppnås genom samverkan mellan alla berörda, i första hand företag, personalorganisationer, länsmyndigheter, arbetsförmedling och kommun. Vid nedläggning av kärnkraftsblock förutsatte arbetsgruppen att samverkansgrupper bildas på detta sätt. Initiativ till detta bör tas tidigt. Beslut om avveckling bör också fattas med god framförhållning.

Arbetsgruppen framhöll att kompetensförsörjningen sannolikt skulle underlättas om avvecklingsstrategin baserades på nedläggning av reaktorblock när uppfyllande av säkerhetskraven gör fortsatt drift olönsam.

Arbetsgruppen underströk vidare betydelsen av att utbildningskapaciteten och utexamineringen, inom för kärntekniken viktiga områden inom högskolan, vidmakthålls på en nivå som är åtminstone lika med dagens.

SKI-studie avseende teknisk livslängd hos svenska kärnkraftverk

SKI anser beträffande kompetenssituationen att denna för dagen inte ser alltför mörk ut.¹ De anställda inom kärnkraftverken tycks i stor utsträckning stanna kvar inom branschen. ABB Atom har tidigare reducerat antalet anställda men fortsätter sin verksamhet med att bistå de svenska kärnkraftföretagen med sin kompetens. Ett kärntekniskt centrum har bildats vid Kungliga Tekniska Högskolan (KTH), tillströmningen av studerande till de kärntekniska ämnena vid KTH och Chalmers Tekniska Högskola är god och varken kraftföretagen eller SKI har svårigheter att fylla vakanser eller nya tjänster med kompetent personal. Den stora genomgången av konstruktionsanalyser som nu sker kräver en stor arbetsinsats av många yngre ingenjörer. Detta leder till en naturlig överföring av kompetens från de som konstruerade, byggde och tog i drift kärnkraftverken till en yngre generation. Brist på kompetens ser mot denna bakgrund inte ut att för dagen vara en livslängdsbegränsande faktor. Det anses dock sannolikt att förhållandena blir väsentligt annorlunda när tiden för nedläggning av de sista reaktorerna närmar sig.

4 Produktionskostnader

4.1 Befintliga kraftverk

Enligt Forsmarks Kraftgrupps årsredovisning fördelar sig den totala kostnaden för el producerad i Forsmark under år 1994 enligt tabell 2.3:

Tabell 2.3 Fördelning av kostnader i Forsmark år 1994.

Kostnadstyp	Kostnad öre/kWh	Andel %
Finansiella kostnader	4,7	28
Avskrivning enl. plan	3,1	19
Drift och andra rörelsekostnader	4,1	25
Bränsleförbrukning	2,5	15
Avgift för avfall och rivning	2,1	13
Summa	16,5	100

Vidare tillkommer den särskilda skatten på kärnkraftel, f.n. 0,1 öre/kWh. Skatten höjs den 1 januari 1996 till 1,2 öre/kWh.

Det kan konstateras att bränslepriset utgör en tämligen liten andel av produktionskostnaderna.

I underlagsbilaga 8 redovisas produktionskostnaderna i de svenska kärnkraftsreaktorerna under perioden 1984 - 1994. Uppgifterna baseras på offentligt material, bl.a. i form av årsredovisningar, för de skilda kärnkraftbolagen. I tabell 2.4 redovisas produktionskostnaderna år 1994, dels för varje företag, dels per reaktor.

Tabell 2.4 Produktionskostnader i svenska reaktorer år 1994, samtliga kärnkraftbolag och -block, öre/kWh.

	Driftkostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
Forsmark	8,6	3,1	4,71	6,5
F1	9	2	3	14,1
F2	8,9	1,9	2,8	13,6
F3	8,2	5	7,7	20,9
Ringhals	9,5	2,27	1,53	13,32
R1	10,82	2,10	1,41	14,33
R2	9,41	2,19	1,55	13,15
R3	8,69	2,58	1,53	12,82
R4	9,38	2,17	1,62	13,0
Oskarshamn	12	3,5	6	21,5
O1	-	-	-	-
O2	11,7	1,1	1,9	14,6
O3	8,1	4	6,9	19
Barsebäck	12,7	1,5	0,4	14,5
B1	12,1	1,3	0,3	13,7
B2	13,3	1,7	0,5	15,5

Källa: Underlagsbilaga 8.

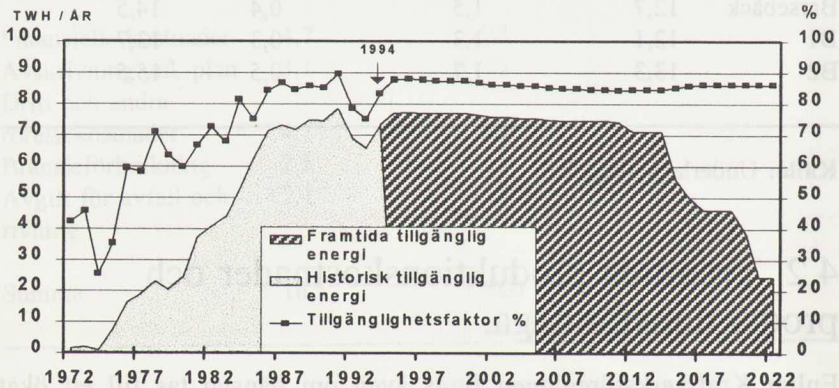
4.2 Framtida produktionskostnader och produktionsförmåga.

Enligt Kraftverksföreningen finns även om hänsyn tas till ett ökat underhållsbehov, goda ekonomiska förutsättningar för fortsatt drift av kärnkraftreaktorerna. Om det antas att kostnaderna för underhåll och förnyelse ökar framöver, från dagens i medeltal 200 milj. kr/år och block till 250 milj. kr/år och block, ökar produktionskostnaderna med i genomsnitt 1 öre/kWh. Den totala kostnaden sett över en längre period uppgår därmed enligt Kraftverksföreningen till 12 - 15 öre/kWh. Det är en lägre kostnadsnivå än vad som ovan angivits för Forsmark. Orsaken till att de totala kostnaderna sjunker är främst sjunkande finansiella kostnader allteftersom investerade lånemedel amorteras. Efter 25 års drift sjunker de ursprungliga kapitalkostnaderna till noll och avgifterna

för avfall och rivning minskar (se figur 5.2 i huvudbetänkandet, SOU 1995:139). Kraftverksföreningen menar att det finns ett mycket stort ekonomiskt utrymme för investeringar i kärnkraftverken innan investeringar i nya kraftverk blir ekonomiskt lönsammare.

Kraftverksföreningen bedömer att det är möjligt att driva kärnkraftveken med en energitillgänglighet på ca 85% av den teoretiskt maximalt möjliga. Detta skulle innebära en produktionsförmåga på ca 70 - 75 TWh el per år fram till år 2015. Efter år 2000 kommer en period med svagt sjunkande tillgänglighet beroende på att de senast byggda, och effektmässigt stora, kärnkraftblocken då börjar få förlängda åtgärdsperioder i samband med förnyelseprogrammen. Den antagna produktionsförmågan och tillgängligheten under perioden 1972 till 2024 vid antagande om 40 års drifttid per reaktor visas i figur 2.1.

Figur 2.1 Historisk och antagen framtida möjlig produktion vid de svenska kärnkraftverken (Kraftverksföreningen).



Den samlade produktionen i de fem block som år 2020 ännu ej har uppnått 40 års ålder antas uppgå ca 25 TWh/år. Produktionen har i genomsnitt uppgått till 66 TWh under de senaste tio åren, och uppgick till mer än 70 TWh endast åren 1990 och 1994, detta till följd av den mycket goda vattentillgången den senaste tioårsperioden.

I jämförelse med den produktion som antogs vid starten av det svenska kärnkraftprogrammet, har sedan drifttagningen en prestandahöjning skett med ca 15 TWh. Enligt Forsmarks Kraftgrupp AB, finns

utrymme för en höjning med ytterligare ca 15 TWh.⁵ I realiteten är potentialen lägre. Enligt Vattenfall AB är ca 1 TWh sådana åtgärder som inte kräver några större tekniska åtgärder, utöver licenshantering.²⁴ Övriga åtgärder kräver i varierande grad åtgärder som förutsätter ett mer omfattande projekteringsarbete. Exempel på åtgärder är höjning av reaktorns effekttäthet, ånggeneratorbyte och större kapacitet för turbin- och generatoranläggningar. Investeringskostnaderna varierar enligt Vattenfall AB mellan 500 och 15 000 kr/kW. Ekonomin i att genomföra åtgärderna är således beroende av tillgänglig avskrivningstid. Det bör påpekas att vissa effekthöjande åtgärder kan ha säkerhetsmässiga implikationer, varför möjligheterna att utnyttja potentialen är osäker.

4.3 Kostnader för att bygga ny kärnkraft

En uppskattning av elproduktionskostnaden i ett nybyggt kärnkraftverk görs här med utgångspunkt i de planer som tidigare fanns i Finland om att bygga en femte kärnkraftsreaktor. Att direkt överföra kostnaderna för ett sådant stort byggprojekt till ett annat land är naturligtvis behäftat med viss osäkerhet. Exempelvis beror kostnaderna på förutsättningar på den valda orten, möjlighet att utnyttja befintlig infrastruktur och anläggningsdelar, säkerhetskrav, valutakurser m.m. Produktionskostnaderna i befintliga finska anläggningar ligger dock i samma storleksordning som i de svenska varför en grov jämförelse bör kunna vara acceptabel (se underlagsbilaga 8).

Den finska riksdagen avvisade hösten 1993 ett förslag om att bygga ett femte kärnkraftsaggregat i Finland. Bakom ansökan stod Imatran Voima och Industriens Kraft och avsikten var att bygga ett nytt kärnkraftverk i antingen Lovisa stad eller på ön Olkiluoto. Offererande företag var bl.a. ABB Atom, Siemens/Framatom och Atomenergoexport (Sovjet). Totalkostnaden för kärnkraftverket beräknades i 1990 års penningvärde, omräknat till svenska kronor, till ca 10 - 15 miljarder svenska kronor. Elproduktionskostnaderna beräknades till 21 - 23 öre/kWh, vid en antagen real kalkylränta på 5 %, en avskrivningstid på 25 år och en utnyttjningstid på 7 000 timmar/år. Produktionskostnaderna var i Finland desamma som produktionskostnaderna i en ny kolkondensanläggning i motsvarande storlek, 1 000 - 1 500 MW. För kolkondensanläggningen förutsattes rökgasavsvavling och denitrifieringsanläggning.

Omräknat till dagens penningnivå (enligt nettoprisindex) motsvarar investeringen ca 14 miljarder kronor och elproduktionskostnaden ca 24 - 27 öre/kWh. Elproduktionskostnader i andra typer av kondens-

anläggningar finns redovisade i underlagsbilaga 1. Där har antagits en utnyttjningstid på 6 000 timmar/år, vilket i detta fall medför att kostnaden skulle stiga till ca 27 - 30 öre/kWh. Kärnkraftverk brukar dock utnyttjas före mer lättreglerbara (men dyrare) anläggningar, varför utnyttjningstiden vanligen överstiger 6 000 timmar/år.

Till detta kommer avgiften för omhändertagande av avfall samt rivning. Denna har för reaktorerna i Sverige i genomsnitt uppgått till 1,9 öre/kWh de senaste åren. Produktionskostnaderna för ny kärnkraft kan därmed uppskattas till ca 29 - 32 öre/kWh.

5 Omgivningspåverkan

Elproduktion i kärnkraftverk ger inte upphov till utsläpp av försurande ämnen som svavel- och kväveoxider eller klimatpåverkande föreningar, som koldioxid och metan. Mot dessa positiva förhållanden står de utsläpp av radioaktiva produkter som skulle kunna bli resultatet av ett haveri, samt hanteringen av det radioaktiva avfallet (se avsnitt 6). Utsläppen av radioaktivitet under drift är mycket små.

5.1 Joniserande strålning

Sönderfall av radioaktiva produkter ger upphov till joniserande strålning. Denna finns naturligt runt omkring oss och även i människan själv. En vuxen människas sammanlagda naturliga radioaktivitet är ca 7 000 becquerel (se vidare bilaga 2B för definition av storheter och enheter).

Den *naturliga bakgrundsstrålningen* svarar för ungefär 20 % av den strålning vi exponeras för, motsvarande i genomsnitt 1 mSv/år. Strålning i *bostäder* svarar för 45 % (2 mSv/år), *medicinsk diagnostik* ca 15 % (0,7 mSv/år) och *övriga strålkällor* resten.

Det finns skilda typer av strålning.

Alfastrålning har en räckvidd i luft på bara några centimeter och stoppas av ett tunnt papper. Om strålningen träffar en oskyddad människokropp förmår den inte tränga igenom huden. Ett ämne som enbart är alfastrålande blir skadligt först då det kommer in i kroppen genom inandning eller förtäring och kan då lokalt ge upphov till stor skada.

Betastrålning består av elektroner och har mycket längre räckvidd än alfastrålningen. Glasögon och tjocka kläder räcker oftast som skydd mot strålning utifrån. Brännskador uppstår på oskyddad hud. Förtäring eller inandning medför den största risken för skador.

Gamma- och röntgenstrålning är elektromagnetisk strålning. De är besläktade med radiovågor men har mycket högre frekvens. Gammastrålning har lång räckvidd och tar sig lätt genom levande vävnad. Flera centimeter bly, decimetertjock betong eller flera meter

vatten stoppar den.

Joniserande strålning skadar levande celler genom att den direkt eller indirekt skadar DNA-molekyler. Kemiska ämnen, ultraviolett ljus eller virus kan åstadkomma liknande skador. Skador på DNA kan leda till att cellen vid celledelning misslyckas med att fördubbla sitt kromosomantal. Kromosomer kan därmed försvinna vid delningen eller brottstycken kombineras ihop på fel sätt. Detta kan så småningom ge upphov till cancer. Ju oftare cellerna i en vävnad delar sig, desto känsligare är den för strålning. Vävnaden hos barn är därför känsligare än vävnaden hos vuxna. Ett foster växer snabbt och är därför särskilt känsligt för joniserande strålning.

Vid mycket höga stråldoser dör så många celler att de mest drabbade organen slutar fungera. Sådana akuta effekter kan uppstå vid en stråldos på 1 Sv om bestrålningen sker på en gång och över hela kroppen. Det är i första hand de blodbildande organen som slås ut, vilket sedan drabbar immunförsvaret.

Kunskaperna om hälsoeffekter efter exponering av joniserande strålning baserar sig på ett mycket stort observationsunderlag, såväl djurstudier som studier av människor vilka avsiktligt eller oavsiktligt har exponerats för strålning.⁶ Hälsoeffekterna vid höga stråldoser, främst i form av akuta skador är väl kända, medan däremot effekterna vid mycket låga stråldoser bygger på extrapolationer från högdosområdet.

5.2 Utsläpp av radioaktiva ämnen från kärnkraftverk

För utsläpp av radioaktiva ämnen gäller SSI:s föreskrifter om begränsning av utsläpp av radioaktiva ämnen från kärnkraftstationer (SSI FS 1991:5). Utsläppen skall redovisas i form av normutsläpp och kollektivdosekvivalent. *Normutsläpp* kallas det utsläpp som om det vore jämnt fördelat under året skulle ge stråldosen 0,1 mSv till kritisk grupp. Normutsläppet skall räknas från alla utsläppsvägar och för samtliga nuklider. Den kritiska gruppen är en grupp av personer som beräkningsmässigt erhåller de högsta stråldoserna från respektive kärnkraftverk. Den kritiska gruppen "bor" inom det mest belastade området vad gäller externstrålning och tar det mesta av sina livsmedel av det som produceras i området. Den behöver inte vara en existerande grupp personer utan kan vara en tänkt grupp. Som riktvärde gäller att

dosen till en kritisk grupp inte skall överstiga 0,1 mSv/år, vilket innebär att utsläppen inte får överstiga ett normutsläpp.

Kollektivdos kan beskrivas som den totala stråldos ett separat kärnkraftverk kan ge upphov till, dvs. summan av stråldoserna för alla individer som utsätts för strålning. Denna dos är ett mått på samhällsriskerna med verksamheten. Enheten är Sievert. För att markera att det är fråga om kollektivdos används beteckningen manSievert, manSv.

Utsläppen från de svenska kärnkraftverken är normalt låga. Under åren 1993 och 1994 var utsläppen från Barsebäck, Forsmark, Oskarshamn och Studsvik < 1 % av de av SSI åsatta riktvärdena för tillåtna utsläpp. Utsläppen från Ringhals påverkas av kvardröjande effekter av en bränsleskada år 1993 i Ringhals 1. Utsläppen var år 1993 28 % och år 1994 43 % av SSI:s riktvärde.

5.3 Effekter av Tjernobylolyckan

Tidigt på morgonen den 26 april 1986 inträffade en explosion i reaktor 4 i kärnkraftverket i Tjernobyl, Ukraina. Att en olycka inträffat uppdagades för omvärlden genom ett larm i Forsmarks kärnkraftverk på morgonen den 28 april.

F.d. Sovjetunionen

Nästan fem miljoner människor bor i de mest kontaminerade områdena i Ukraina, Vitryssland och Ryssland. Det förekommer ibland uppgifter i massmedia om skadekonsekvenser av olyckan i Tjernobyl. Ofta är det svårt att belägga sanningshalten i dessa påståenden. Enligt de uppgifter som SSI har tillgång till är de skador som hittills kunnat relateras direkt till olyckan, dvs. strålningen, 31 personer som omkom i samband med räddningsarbetet i april 1986 samt en kraftig ökning av antalet barn som fått sköldkörtelcancer till följd av exponering för radioaktiv jod via inandning och mjölk.

De första och flesta fallen av sköldkörtelcancer hos barn har rapporterats från Vitryssland. Tre stycken fall rapporterades under perioden 1981 - 1985, jämfört med 286 stycken under perioden 1991 - 1994. För hela perioden 1986 - 1994 rör det sig om 333 fall av sköldkörtelcancer hos barn. Flertalet av dessa har konfirmerats av experter från andra länder.

I Ukraina har för motsvarande perioder 25 resp. 149 fall rapporterats,

totalt för perioden efter olyckan 209 fall, och i Ryssland noll resp. 20 fall för motsvarande perioder, totalt 23 fall sedan olyckan.

Det finns inga vetenskapliga undersökningar som visar på någon ökning av frekvensen av andra cancerformer, exempelvis leukemi, som kan tillskrivas olyckan i Tjernobyl. Långsiktig medicinsk och statistisk uppföljning krävs för att kunna bekräfta eller förkasta teoretiska beräkningar.

Ärftliga skador torde uppkomma, men kommer troligen av statistiska skäl inte att kunna påvisas.

I samband med hälsokontroller av befolkningen i de drabbade områdena av Vitryssland, Ukraina och Ryssland har antalet diagnostiserade sjukdomar ökat, men dessa har inte direkt kunnat relateras till strålning.

Bilden av vad som hänt med de personer - ca 600 000 stycken - som deltog i uppröjningen runt Tjernobylreaktorn är oklar. Det finns uppgifter om både ökad och minskad sjuklighet och dödlighet. Det finns enligt tillgängliga uppgifter (rapporter) i dag inte några belägg för att röjningsarbetare som erhållit större stråldoser har visat en högre grad av sjuklighet. Detta betyder inte att en sådan effekt inte kan visa sig längre fram. Flera projekt pågår för att följa upp och bedöma framför allt ökningen av cancer bland röjningsarbetarna.

Ett flertal internationella studier har genomförts och pågår i Ukraina, Vitryssland och Ryssland. Ett internationellt projekt startade år 1990, som ett resultat av en förfrågan om hjälp från den dåvarande sovjetiska regeringen. Projektets mål var att utvärdera den radiologiska situationen och hälsosituationen i de delar av dåvarande Sovjetunionen som drabbades vid Tjernobylolyckan. De studier som genomfördes omfattade människor som fortfarande levde i kontaminerade områden. Människor som hade evakuerats ingick inte, såvida det ej rörde sig om människor som återvänt, och inte heller saneringsarbetare. Projektet var samordnat av IAEA och under maj 1990 fram till årets slut deltog ca 200 forskare från 23 länder och sju internationella organisationer i projektet. Utländska laboratorier var involverade i analyser och utvärderingar av insamlat material.⁷

I projektet observerades generellt inga hälsoeffekter som direkt kunde relateras till strålning. Däremot fanns betydande hälsoproblem bland bosättare i kontaminerade såväl som icke kontaminerade områden. Olyckan hade medfört stora psykologiska effekter hos befolkningen i form av oro och osäkerhet, även bland människor boende utanför kontaminerade områden. Brister i kliniska studier upptäcktes.

Ett pågående projekt är IPHECA (International Programme on the Health Effects of the Chernobyl Accident).⁸ Projektet drivs av World Health Organization (WHO) tillsammans med Ukraina, Vitryssland och Ryssland. Ett flertal länder och organisationer deltar därutöver. Huvudsyftet är att biträda hälsomyndigheterna i de drabbade republikerna med experter, informationsutbyte och utbildning. Vidare skall erfarenheterna från olyckan och dess effekter bearbetas, så att kunskapen om strålningsolyckors effekter, liksom den medicinska beredskapen inför framtiden, ökas.

I projektet ingår fem delprojekt som rör leukemi, sköldkörteln, hjärnskador, epidemiologiska register och tandvård inklusive dosuppskattningar. Resultaten har redovisats vid en internationell konferens i Genève i november år 1995. Projektet startade år 1991 och väntas presentera ett mycket omfattande material om effekter under en tioårsperiod efter olyckan.^b

Sverige

Luftburna radioaktiva ämnen nådde de sydöstra delarna av Sverige den 27 april. Ämnena fördes norrut under de följande dagarna. Samtidiga regn medförde ett relativt stort radioaktivt nedfall i ett område från norra Uppland, längs Norrlandskusten och in över Mellannorrland. En andra omgång med radioaktiva ämnen kom in över Sverige den 8 maj men detta medförde betydligt lägre nedfall. Det deponerade materialet innehöll flera olika nuklider. De två cesiumisotoperna ¹³⁴Cs och ¹³⁷Cs ger på sikt de största stråldoserna. Andelen strontium (⁹⁰Sr) och plutonium i nedfallet var mycket lågt.

Den totala mängden ¹³⁷Cs som deponerats över Sverige har utifrån mätningar beräknats till 4,25 PBq (4,25 miljoner miljarder Bq).⁶ Cirka 5 % av den totalt utsläppta mängden ¹³⁷Cs föll därmed ned i Sverige. Fördelningen över landet är mycket ojämn. Nedfallet blev störst där det regnade när det radioaktiva molnet passerade. Det skedde i trakterna runt Gävle och Sundsvall.

Utsläpp från olyckor i utländska kärnkraftverk förväntas inte kunna

^b En sammanfattande rapport har hittills (januari 1996) publicerats (Health Consequences of the Chernobyl accident. Results of the IPHECA pilot projects and related national programmes. Summary Report. WHO Geneva 1995). Vad som ovan sagts beträffande hälsoeffekterna styrks i huvudsak av rapporten. Slutlig dokumentation från konferensen beräknas publiceras i början av år 1996.

leda till akuta strålningseffekter i Sverige. Inga sådana effekter har heller registrerats till följd av Tjernobylyolyckan. Akuta effekter beräknas uppkomma endast efter helkroppsdoser över ca 1 Sv erhållna under kort tid. Efter låga stråldoser av den storleksordning som är aktuell i Sverige (i genomsnitt för hela befolkningen ca 1 mSv för femtioårsperioden 1986 - 2036) har hälsoeffekter aldrig kunnat påvisas. Denna stråldos omfattar såväl den externa stråldosen, från radioaktiva ämnen på marken, som den interna, från radioaktiva ämnen i födan. I genomsnitt över hela befolkningen dominerar den externa stråldosen.⁶

De individuella stråldoserna till följd av Tjernobylyolyckan är mycket ojämnt fördelade över landet. I områden med högst radioaktivt nedfall, exempelvis Gävleområdet, uppskattas externdoserna till 1 - 3 mSv med maximivärden runt 4 mSv (några hundratal personer) det första året efter olyckan. Även de interna stråldoserna, dvs. från cesium i mat och dryck, varierar, från mindre än en tiondel av medelvärdet för doserna till den svenska befolkningen till följd av Tjernobylyolyckan, till mer än 100 gånger medelvärdet.

Den sammanlagda stråldosen - kollektivdosen - till den svenska befolkningen till följd av olyckan i Tjernobyl har beräknats uppgå till ca 6 000 manSv under perioden 1986 - 2036. Med nuvarande risktal skulle ca 300 personer i Sverige under motsvarande tidsrymd få maligna tumörer. Detta antal är för litet för att kunna observeras inom den naturliga variationen av antalet maligna tumörer. Inte heller andra medicinska effekter av olyckan kan förväntas ge upphov till observerbara tal.

En stor del av effekterna av nedfallet i Sverige rör livskvaliteten för människor boende i områden med hög cesiumbeläggning. De radioaktiva ämnen som deponerades på marken då det radioaktiva molnet passerade Sverige omsätts och ackumuleras i ekosystemet. Som ett resultat återfinns radioaktiva ämnen i bl.a. insjöfisk, vilt, renar och växtlighet. I vissa områden överstiger fortfarande halten cesium-137 i vilt gränsvärdet för försäljning. Dessa förhållanden bedöms kvarstå i många år framöver.⁹

5.4 Uranbrytning

All gruvbrytning medför lokala miljöeffekter. En urangruva skiljer sig därvid inte nämnvärt från andra gruvor. Då uranmalm har högre strålningsnivå än andra malmer måste dock särskilda åtgärder vidtas mot

radon i luft, radium i vatten och avfall samt mot direktstrålning.

Brytningen sker huvudsakligen i vissa länder med stora urantillgångar. Produktionen är störst i Kanada, därefter kommer bl.a. Australien, Kazakstan, Usbekistan, Namibia, Niger, Sydafrika, Ryssland, Frankrike, USA, Gabon, Tjeckien och Ukraina.¹⁰ I Sverige finns betydande låghaltiga urantillgångar, huvudsakligen i skiffer i Västergötland.

De svenska kraftföretagen köper natururankoncentrat från Australien och Kanada samt under senare år också från Kazakstan och Uzbekistan. Köp av anrikat uran, från f.d. Sovjetunion blev möjligt under slutet av 1980-talet. I slutet av år 1994 köptes en mindre kvantitet från den ryska gruvan i Krasnokamensk för vidareförädling i väst. Uranet från Ryssland köps som anrikat uran då det naturliga uranet huvudsakligen kommer från Kazakstan och Uzbekistan men har lagrats en längre tid i Ryssland.

Sverige importerade åren 1993 och 1994 uran från följande länder: Canada 335 resp. 335 ton, Australien 330 resp. 265 ton, Ryssland (inkl. f.d. Sovjet) 567 resp. 463 ton. År 1994 importerades dessutom 1 000 ton uran från Uzbekistan.

Gruva och uranverk påverkar luft och vatten i omgivningen. Luftutsläppen från gruvan innehåller radon och malmen i gruvan, liksom anrikningssanden, innehåller radium och uran. Under drift avgår radon och därigenom blir det en förhöjning av radonhalten i luften i närheten av gruva och verk. Radiumhalten kontrolleras i avloppsvattnet.

Vid tillverkning av urankoncentrat kan utsläpp av svaveldioxid ske i samband med att svavelsyra för själva lagningsprocessen tillverkas på platsen.

På samma sätt som i andra industrier föreligger vid uranbrytning skillnader mellan olika anläggningar och mellan olika länder. En av de uranrikaste områdena finns i norra Kanada, i Saskatchewan. Här finns tre gruvor av vilka Key Lakegruvan är den största.¹¹ Gruvföretaget är ålagt ett omfattande mätprogram avseende yttre miljöpåverkan där såväl vatten- som luftföroreningar mäts med avseende på högsta tillåtna halter. Vattenprover tas på ett stort antal platser. Miljö- och hälsoeffekter finns publicerade i ett stort antal publikationer.¹¹ Den federala och provinsiella kontrollen i Kanada är synnerligen omfattande och betydande insatser görs med avseende på såväl arbetsmiljö som den yttre miljön. Tillgängliga data tyder på att verksamheten har gett och ger avsedd effekt.

Greenpeace har rapporterat om en mycket dålig hälso- och miljösituation i gruvan i Krasnokamensk. Exempel skulle vara ökade cancerfrekvenser och kraftigt förhöjda strålningsnivåer i omgivningarna. Vidare rapporteras om allvarliga brister i arbetsmiljön, exempelvis i

form av avsaknad av skyddsutrustning.¹² En svensk delegation besökte gruvan i slutet av sommaren 1995.¹³ Delegationen rapporterar att uranframställningen som sådan i området inte har någon signifikant påverkan på vare sig hälsa eller miljö. Till delegationen redovisade nivåer av radioaktiva ämnen och stoldoser ligger under de ryska normerna vilka är i paritet med IAEA:s. Inom själva brytningsområdet finns dock ett mindre samhälle där radonhalten i inomhusluften är mycket hög i vissa bostäder. Beslut finns att evakuera och riva ett 50-tal hus där radonhalten överstiger gränsvärdet.

6 Kärnavfallshantering

6.1 Bakgrund

Ansvar för kärnavfallshantering regleras i lagen (1984:3, omtryckt 1992:1536) om kärnteknisk verksamhet, den s.k. kärntekniklagen, och i strålskyddslagen (1988:220). År 1992 gjordes vissa förändringar i kärntekniklagen. Till följd av dessa gjordes även vissa förändringar i den lag som reglerar finansieringsfrågorna i samband med kärnavfallsprogrammet, lagen (1992:1537, tidigare 1981:669) om finansiering av framtida utgifter för utbränt kärnbränsle m.m., den s.k. finansieringslagen.

I Sverige har kärnkraftsföretagen ansvar för att vidta de åtgärder som behövs för att på ett säkert sätt hantera och slutförvara använt kärnbränsle och radioaktivt avfall. De svenska kärnkraftsföretagen har bildat ett gemensamt bolag, Svensk Kärnbränslehantering AB, SKB, med uppgift att genomföra detta arbete. SKB tar även via Studsvik AB hand om radioaktivt avfall från sjukhus, industrier och forskning.

Kärnavfallet indelas i hög-, medel- och lågaktivt resp. kort- och långlivat avfall. I Sverige består det högaktiva avfallet i första hand av utbränt kärnbränsle. Detta har en hög andel långlivat avfall. I låg- och medelaktivt avfall är oftast andelen långlivade radionuklider låg. Exempel på låg- och medelaktivt avfall är filter som använts för att rena vatten eller luft i en reaktor, utbytta reaktordelar, överdragskläder och verktyg. Den framtida rivningen av kärnkraftverken kommer att ge upphov till radioaktivt avfall som måste tas om hand. Detta benämnes rivningsavfall och utgörs mestadels av låg- och medelaktivt avfall. Låg- och medelaktivt avfall svarar för ca 95 % av den totala kärnavfallsvolym som det svenska kärnkraftsprogrammet väntas ge upphov till.

Använt kärnbränsle innehåller stora mängder radioaktiva ämnen. De flesta av dessa avklingar efter några hundra år. Efter ca 1 000 år återstår förutom uran och dess dotterprodukter ett fåtal långlivade ämnen, bl.a. plutonium med mycket lång avklingningstid. Av den totala radioaktiviteten i det svenska kärnavfallet svarar använt kärnbränsle för mer än 99 %.

6.2 Kärnavfallshanteringen i Sverige

SKB bedriver forsknings- och utvecklingsarbete samt äger och ansvarar för de anläggningar för avfallshantering som hittills har tagits i bruk. Nedan redovisas SKB:s planer för omhändertagande av det svenska avfallet. Det bör påpekas att det inte är bestämt om det skall byggas ett slutförvar eller om avfallet skall omhändertas på annat sätt.

Utgångspunkterna för SKB:s tidsplan och för utformningen av avfallshanteringen är att kortlivat avfall skall deponeras snarast efter det att det uppstår. SKB:s planer för använt bränsle är däremot att detta skall mellanlagras i minst 30 år innan det placeras i slutförvar. Därigenom begränsas värmeutvecklingen i slutförvaret. Övrigt långlivat avfall deponeras i anslutning till slutdeponeringen av använt kärnbränsle.

Det *låg- och medelaktiva avfallet från driften* tas i dag först om hand vid respektive kärnkraftverk. Reaktorinnehavarna vidtar åtgärder på olika sätt för att minska de mängder som skall gå till slutdeponering. Visst lågaktivt avfall förbränns i Studsvik, deponeras vid kärnkraftverken, friklassas eller förs till ett slutförvar för driftavfall. Detta, slutförvaret för radioaktivt driftavfall, SFR, ligger i berget på 50 meters djup i anslutning till Forsmarks kärnkraftverk och blev klart år 1988. Det är konstruerat för att kunna ta hand om allt radioaktivt driftavfall från de svenska reaktorerna. Till SFR kommer även driftavfallet från mellanlagret CLAB (det centrala mellanlagret för använt kärnbränsle i Oskarshamn) samt radioaktivt avfall från sjukhus m.m. Det dröjer 300 - 500 år innan radioaktiviteten i avfallet i SFR avklingat till den nivå som finns i motsvarande bergvolym som omger slutförvaret. SFR planeras att byggas ut för att kunna ge plats för kommande rivningsavfall.

Kärnkraftföretagen betalar löpande de kostnader som uppstår för hanteringen av avfallet i SFR. Detta finansieras således inte med hjälp av de fonderade avgiftsmedlen.

Det *högaktiva långlivade avfallet* utgörs huvudsakligen av det använda kärnbränslet. Använt kärnbränsle innehåller klyvbart material och står därför under kontroll inom det s.k. safe-guardsystemet. Nationell kontrollmyndighet är SKI. Kontroll utövas också av International Atomic Energy Association (IAEA) samt efter det svenska EU-medlemskapet av Euratom.

Huvudinriktningen i SKB:s plan för att ta hand om det högaktiva avfallet är att det skall isoleras genom inkapsling samt förvaras 500 meter ned i berg. Det finns ännu inga beslut om var denna anläggning skall ligga. Inkapslingsanläggningen planeras av SKB att läggas vid CLAB.

CLAB stod klart år 1985 och har sedan dess årligen tagit emot över 200 ton använt bränsle. CLAB utgör ett mellanlager för det högaktiva avfallet. Vissa av de radioaktiva ämnen som finns i detta sönderfaller nämligen i en takt som gör det fördelaktigt att skjuta upp slutförvaret några decennier. Därigenom underlättas den hantering av bränslet som planeras i samband med slutdeponeringen. Under mellanlagringstiden, 30 - 40 år, uppskattas radioaktiviteten och värmeavgivningen i det utbrända kärnbränslet att ha minskat med ca 90 %. CLAB har i dag en kapacitet på 5 000 ton. Med den utbyggnad som planeras kommer bränslet från hela det svenska kärnkraftsprogrammet, ca 8 000 ton, att kunna mellanlagras i CLAB.

Efter mellanlagring i CLAB avses bränslet, enligt SKB:s planer, föras till slutlig förvaring. Därvid eftersträvas att avfallet isoleras från all kontakt med människor och deras miljö, nu och i framtiden.

Ett omfattande forsknings- och utvecklingsarbete ligger till grund för den nu planerade metoden för slutförvar. Exempelvis har ett nytt underjordiskt laboratorium byggts vid Äspö utanför Oskarshamn, där bl.a. möjligheterna att bestämma bergets egenskaper från markytan har prövats. Erfarenheterna avses att användas vid detaljutformningen av den metodik som skall användas då SKB under senare hälften av 1990-talet planerar att genomföra detaljerade platsundersökningar och utforma ett slutförvar. I Äspö planeras också att praktiskt testa utformningen av delar i slutförvaret.

Samtidigt arbetar SKB med förberedelser för slutförvarets lokalisering. Totalt planeras förstudier att genomföras i fem till tio svenska kommuner.

Förutom säkerhetsmässiga krav, som hänger samman med val av berg och arbetet i berget, kommer krav att ställas på den inneslutning som bränslet skall förvaras i när det deponeras i berget, den s.k. inkapslingen. Slutförvaret skall vidare konstrueras så att det efter en viss tid inte kräver tillsyn. Dock förutses att förvaret kan vara tillgängligt för exempelvis reparation eller ändring.

Enligt SKB:s planer kommer det använda bränslet, efter mellanlagring i CLAB, att placeras i kopparkapslar med en inre stålbehållare. Varken metoden eller anläggningens lokalisering och utformning har ännu slutligt prövats av tillsynsmyndigheterna. FUD-planerna har dock redovisats enligt kraven i lagen om kärnteknisk verksamhet.

Kapslarna skall transporteras till platsen för slutförvaret och sänkas ned i hål i botten av tunnlar på ungefär 500 meters djup. Förutsatt att samtliga reaktorer drivs till år 2010 rör det sig om ca 4 500 kapslar med vardera ca 1,7 ton bränsle. Alla mellanrum, liksom tunnlar och schakt, skall fyllas igen med bentonitlera eller blandningar av sand och bentonit.

6.3 Kostnader för kärnavfallshanteringen

SKB upprättar årligen en beräkning av kostnaderna för samtliga åtgärder som behövs för att omhänderta utbränt kärnbränsle och radioaktivt avfall från de svenska kärnkraftsreaktorerna, samt för att riva reaktorerna. Kostnadsberäkningen redovisas till SKI som har att föreslå regeringen den avgift för omhändertagande av radioaktiva restprodukter som skall uttas på kärnkraftproducerad el.

För att dimensionera slutförvaret och transportsystemet måste vissa antaganden göras beträffande driftförhållandena för kärnkraftblocken. Mängden använt bränsle och radioaktivt avfall som skall tas om hand bestäms bl.a. av hur länge och vid vilken effekt reaktorerna drivs, samt deras utnyttjningsfaktor. SKB:s rapport redovisar som huvudalternativ avfallsmängden om samtliga reaktorer drivs till och med år 2010.¹⁴

Vid drift av samtliga reaktorer till och med år 2010 erhålls en total bränsleförbrukning på ca 7 810 ton uran, varav 6 020 ton uran från BWR och 1 790 ton uran från PWR. Den totala elproduktionen uppgår i detta fall till ca 2 000 TWh.

I tabell 2.5 jämförs den totala elproduktionen och bränsleförbrukningen vid skilda drifttider.¹⁴

Tabell 2.5 Total elproduktion och bränsleförbrukning vid de svenska kärnkraftverken.

Drifttid	Total elprod. TWh	Total uran- mängd, ton
I. Alla reaktorer till och med år 2010	2 000	7 810
II. 25 års drift av alla reaktorer	1 610	6 510
III. 40 års drift av alla reaktorer	2 620	9 860

Anm: SKB antar i denna beräkning att den framtida utnyttjningsfaktorn för elproduktionen från kärnkraftverken är 78 % för BWR och 73 % för PWR. Siffrorna kan jämföras med de genomsnittliga utnyttjningsfaktorerna åren 1991, 1992, 1993 och 1994, vilka var 84 %, 71 %, 67 % resp. 79 %.

Utöver det använda bränslet ger det svenska kärnkraftsprogrammet upphov till låg- och medelaktivt driftavfall från kärnkraftverken, CLAB

och inkapslingsanläggningen, samt rivningsavfall från rivning av kärnkraftverken. Dessutom tillkommer små mängder bränsle från bl.a. Ågestareaktorn.

Nedanstående tabell visar de totala mängderna avfall som produceras till år 2010.

Tabell 2.6 Producerade mängder avfall från det svenska kärnkraftsprogrammet.

Produkt	Huvudsakligt ursprung	Enhet	Antal enheter	Volym slutlager, m ³
Använt bränsle	-	Kapslar	4 500	13 400
α-kontaminerat avfall	Låg- och medelaktivt avfall, Studsvik	Fat och kokiller	2 800	1 700
Hårdkomponenter	Reaktordelar	Kokiller	1 400	9 600
Avfall; låg- och medelaktivt	Driftavfall från kärnkraftverk och behandlingsanl.	Fat och kokiller	56 000	91 000
Rivningsavfall	Från rivning av kärnkraftverk och behandlingsanl.	Containrar	8 500	156 400
Totalt			73 200	272 100

Enligt SKB:s PLAN 94, Kostnader för avfallets radioaktiva restprodukter, beräknas de framtida kostnaderna för avfallshanteringen från och med januari 1995 (1994 års prisnivå) att uppgå till 47,6 miljarder kronor för allt avfall som producerats till och med år 2010 samt för rivningen av kärnkraftverken.

Inkluderas endast kostnaderna för det avfall som omfattas av finansieringslagen (kostnader som hänförs till omhändertagande av använt kärnbränsle och till avveckling och rivning av reaktoranläggningarna samt för den forsknings- och utvecklingsverksamhet som erfordras) uppgår de till 46 miljarder kronor. De totala kostnaderna

(inkl. redan nedlagda) fördelar sig enligt följande: CLAB 16 %, rivning av kärnkraftverk 19 %, transporter 4 %, SKB 8 %, upparbetning 9 %, SFR 5 %, inkapsling 13 %, djupförvar 26 %.

Kostnaderna för avfallshanteringen efter 25 och 40 års drift beräknas av SKB till 43,3 respektive 52,7 miljarder kronor.

Till och med år 1994 har ca 9,7 miljarder kronor i löpande penningvärde lagts ned. En stor del av dessa kostnader gäller investering i och drift av CLAB (2,6 miljarder kronor t.o.m. 1993), SKB (1,7 miljarder kronor) och upparbetning (3,2 miljarder kronor).

6.4 Finansiering av kärnavfallshanteringen, inklusive rivning av kärnkraftverken

I 1981 års energipolitiska proposition föreslogs att bl.a. de kostnader som är förenade med hanteringen av det använda kärnbränslet bör finansieras genom att en avgift betalas till staten. Syftet var att säkerställa att medel kommer att finnas tillgängliga för finansiering av de åtgärder som enligt kärntekniklagen skall ombesörjas av kärnkraftsföretagen. Avgiften skulle erläggas till den myndighet som staten bestämmer och sättas in på räntebärande konto i Riksbanken. Räntan skulle läggas till kapitalet. En särskild lag - finansieringslagen (1981:669) - föreslogs för detta. Riksdagen beslöt i enlighet med propositionen att lagen skulle träda i kraft den 1 januari 1982. Avgiften har därefter tagits ut. Medel som tidigare avsattes inom företagen fördes år 1982 också över till konton i Riksbanken.

Sedan den 1 juli 1992 ansvarar SKI för in- och utbetalningarna av de pengar som insatts i Riksbanken. SKI använder ett konto vardera för betalningar till och från de fyra kärnkraftsföretagen. Ränteavkastningen baseras på den s.k. statslåneräntan och utbetalas till resp. konto kalenderårsvis. Avkastningen tillförs kontot på årets sista dag.

Några sakliga förändringar vad gäller reglerna för förvaltningen gjordes inte vid årsskiftet 1992 - 1993, då finansieringslagen i samband med revidering av kärntekniklagen upphörde att gälla och ersattes av lagen (1992:1537) om finansiering av framtida utgifter för använt kärnbränsle m.m., som nu anger hur fondmedlen skall förvaltas.

Den grundläggande principen är att kostnaderna för hanteringen av kärnkraftens restprodukter skall bäras av kärnkraftsproduktionen. Det ekonomiska ansvaret åvilar kärnkraftsföretagen. Den avgift som betalas in till staten skall täcka kostnaderna för en säker hantering och slut-

förvaring av i reaktorn använt kärnbränsle, en säker avveckling och rivning av reaktoranläggningen samt den forsknings- och utvecklingsverksamhet som erfordras för detta.

Avgiften varierar mellan kärnkraftsblocken. Sedan år 1984 har den legat på samma genomsnittliga nivå, 1,9 öre/kWh el. Emellertid har de myndigheter som har till uppgift att beräkna och föreslå avgiftens storlek de senaste åren föreslagit avgiftshöjningar till en genomsnittlig nivå av 2,2 - 2,4 öre/kWh. Regeringen har dock beslutat om oförändrad avgift i avvaktan på föreslagen från den nyligen framlagda kärnbränslefondsutredningen (se avsnitt 6.5).

Vid slutet av år 1994 var den totala nettobehållningen av de medel som fonderats ca 15,4 miljarder kronor. Nettobehållningen beräknas uppgå till 17,9 miljarder kronor i början av år 1996.

Merparten av de beräknade kostnaderna är fasta och avgiften är beräknad efter en drifttid för reaktorerna på 25 år. Skulle en reaktor gå längre än så, minskar det årliga avgiftsbehovet eftersom endast kostnader för lagring och hantering av ytterligare bränsle tillkommer. Kraftverksföreningen uppskattar att avgiften skulle minska med 1,5 öre/kWh. Avgiften beräknas med hänsyn till förväntad framtida real avkastning på fonderade medel.

Riksdagen beslutade år 1988, förutom om den s.k. finansieringslagen, om en ny lag, den s.k. Studsvikslagen, för att kunna finansiera kostnaderna för hantering av äldre radioaktivt avfall som härrör från anläggningarna i Studsvik och från tidigare kärnteknisk verksamhet i Ågesta samt från uranutvinningen i Ranstad. Avgiften, som riksdagen fastställt till 0,15 öre/kWh, är också avsedd att täcka kostnaderna för nedläggning och återställning av dessa anläggningar.

Kärnkraftsföretagen finansierar kostnaderna för sitt driftavfall, framför allt långt- och kortlivat medelaktivt avfall för direktdeponering, direkt när kostnaderna uppkommer. Möjligheter finns också att göra egna avsättningar för att kunna balansera dessa kostnader över åren. Kraftföretagens kostnader för driftsavfallet beräknas uppgå till ca 0,13 - 0,24 öre/kWh.

6.5 Ny finansieringsprincip

Regeringen beslutade i maj 1993 om direktiv till en utredning avseende "översyn av kapitalförvaltningen m.m." enligt finansieringslagen. Enligt direktiven skulle översynen omfatta formerna för kapitalförvaltningen enligt finansieringslagen, vilka antaganden om den reala förräntningen på de fonderade medlen som bör användas samt en redovisning av de totala kostnaderna för elproduktion från projektering och byggande till rivning och slutförvaring av kärnkraftverk inklusive kärnbränslecykeln.

Kärnbränsleöversynsutredningen, som utredningen kallades, presenterade sitt betänkande i juni 1994.¹⁵

I betänkandet föreslås att de medel som inbetalas till staten för att finansiera kostnaderna för hantering och slutförvaring av använt kärnbränsle från och med år 1995 skall placeras enligt riktlinjer som syftar till att uppnå en högre real avkastning än vad som i dag är möjligt. Utredningen anser att såväl ett alternativ med friare förvaltning som ett alternativ med en inflationsskyddad inlåning i Riksgäldskontoret är att föredra framför nuvarande inlåningsform i Riksbanken. I syfte att öka avkastningen på de fonderade medlen föreslås att en fristående enhet benämnd Kärnavfallsfonden inrättas. Förslaget innebär att nuvarande system med kontoinlåning i Riksbanken avvecklas.

Kärnavfallsfonden bör enligt utredningen ha en styrelse som utses av regeringen och bestå av personer med ingående erfarenhet av strategiska frågeställningar vid kapitalplaceringar och med sakkunskap inom finansiell ekonomi. Målet för fonden skall vara att placera medlen så att kraven på långsiktigt hög avkastning, tillfredsställande betalningsberedskap och riskspridning samt betryggande säkerhet tillgodoses.

Utredningen föreslår att SKI också i fortsättningen skall pröva frågor om användning av avgiftsmedlen och föreslå avgiftens storlek. Vidare föreslår utredningen att ett system med kompletterande säkerheter som tillståndshavarna skall ställa till staten införs fr.o.m. år 1995 för att öka tillförlitligheten i finansieringsystemet.

Systemet med kompletterande säkerheter innebär bl.a. att fonduppbyggnaden är säkerställd om en reaktor behöver ställas av före 25 års drifttid. Förslaget innebär även att ägarna till kärnkraftsföretagen, då så erfordras, garanterar tillståndshavarnas finansiella förmåga att fullgöra sitt ansvar enligt kärntekniklagen.

I regeringens proposition 1995/96:83 om säkrare finansiering av framtida kärnavfallskostnader m.m. föreslås att avgiftsmedlen skall placeras i Riksgäldskontoret. Ett system med kompletterande säkerheter

föreslås, som reaktorinnehavarna skall ställa till staten. Detta för att öka tillförlitligheten i finansieringssystemet så att fonduppbyggnaden är säkerställd om en reaktor behöver stängas före 25 års drifttid. Säkerheterna skall dessutom täcka det fallet att fonderade medel visar sig otillräckliga när kärnkraftsproduktionen helt har upphört. Riksdagen har beslutat i enlighet med regeringens förslag.

7 Stängning och rivning av kärnkraftverk

Enligt finansieringslagen (1992:1537) åligger det reaktorinnehavarna att upprätta en beräkning av kostnaderna för att avveckla och riva anläggningen. Dessa kostnader skall ingå i avgiftsunderlaget (avsnitt 6.4). SKB samordnar och bedriver verksamhet för att uppnå detta. I föregående avsnitt har den svenska avfallshanteringen beskrivits. I det följande presenteras SKB:s bedömningar avseende rivning och stängning av kärnkraftverken.¹⁴

SKB:s bedömning baseras, liksom kostnaderna för avfallsprogrammet i sin helhet, på antagandet att samtliga reaktorer drivs till år 2010.

Rivning av kärnkraftverk skiljer sig från rivning av andra industri-anläggningar främst med hänsyn till att en del av arbetet måste genomföras i strålningsmiljö. Hittills har i världen endast några få stora kärnkraftverk rivits, däremot har rivning av små reaktorer och forskningsreaktorer genomförts.

7.1 Allmänt

Grundfilosofin i Sverige är att arbetet med att riva kärnkraftverken skall påbörjas så snart som möjligt efter elproduktionsstoppet. Detta för att bl.a. kunna utnyttja kompetent och anläggningskunnig personal. I vissa länder har man valt att skjuta upp rivningen. Hit hör exempelvis Storbritannien och Tyskland. Fördelen med ett sådant förfarande är att radioaktiviteten avklingar under den tid anläggningen står, vilket innebär att rivningsarbetet sedan kan utföras i en mindre dosintensiv miljö. Avfallshanteringen förenklas därmed.

7.2 Avveckling och rivning

Planering och genomförande av rivning bör enligt SKB ske på följande sätt:

Planering

Förberedelser och planering av rivningen beräknas att påbörjas några år innan reaktorn tas ur drift. Som underlag för senare ansökningar till myndigheterna om att få genomföra själva rivningen görs en anläggningsspecifik beskrivning av rivningsarbetet. Dosbelastning m.m. beräknas. En detaljbedömning av avfallsmängder och hantering görs. Mycket av detta arbete kan genomföras av kraftverkets egen personal.

Innan rivning påbörjas sker bl.a. borttransport av klyvbart material från anläggningen. Samtidigt sker förberedelser för rivningen, t.ex. dekontaminering. Under denna period, som varar minst ett år, reduceras personalen successivt.

Rivning och återställning

Rivningsarbetet kan indelas i tre skeden: rivning av aktiva system, rivning av aktiva byggnadsdelar samt rivning av byggnaderna. Hela rivningen bedöms kunna genomföras på ca fem år. Den mest omfattande insatsen gäller rivning av de aktiva systemen. Här finns dock erfarenhet från revisionsarbetet. Det nya momentet är att montera ned reaktortanken. Här övervägs såväl att ta hand om tanken som en enhet, som att skära ned den i bitar. Båda metoderna har prövats utomlands.

När alla aktiva system avlägsnats och radioaktiva byggnadsdelar tagits bort mäts radioaktiviteten i anläggningen. Sedan rivs kvarvarande byggnader. Rivning sker till ca en meter under mark så att platsen därefter skall kunna användas för annat industriellt ändamål eller friklassas.

Avfallshantering

Det aktiva avfallet från rivningen indelas i tre kategorier: avfall som kan friklassas, avfall som kan deponeras på platsen samt avfall som måste föras till slutförvar. Huvuddelen av det senare avses att transporteras till Forsmark och deponeras i SFR. En del långlivat avfall från reaktordäns närhet, s.k. härdkomponenter som har aktiverats genom neutronbestrålning och är i behov av kraftig strålskärning, avses att efter mellanlagring i CLAB inkapslas och deponeras i djupförvaret. Det

existerande svenska avfallshanteringsystemet med transportbehållare, sjötransporter och SFR gör att själva rivningsarbetet kan underlättas då stora komponenter kan hanteras utan att behöva skäras sönder.

7.3 Kostnader

Kostnaderna för rivningen av de svenska kärnkraftverken har beräknats av SKB. De omfattar kostnader under tiden från det verket har tagits ur drift till dess själva rivningen påbörjas (avställningsdrift), kostnader för själva rivningsarbetet samt kostnaderna för att ta hand om och slutförvara materialet.

Kostnaderna för avställningsdriften är högst så länge bränsle finns kvar i anläggningen och minskar sedan successivt. Om rivning påbörjas ca två år efter driftstopp uppskattas kostnaden till ca 150 - 175 miljoner kr per aggregat. Åren därefter beräknas kostnaderna till ca 50 miljoner kr/år. Totalkostnaden för avställningsdriften av samtliga verk uppskattas till 1 900 miljoner kr om de ställs av successivt, och till 3 015 miljoner kr vid en samtidig avställning (prisläge januari 1994).

Kostnaden för själva rivningen är beroende av reaktortyp och reaktorns storlek. För Oskarshamn 3, den största reaktorn, har de beräknats till 920 milj. kr. För den minsta reaktorn, Oskarshamn 1, uppskattas den till ca 600 milj. kr. Totalt för alla reaktorer har rivningskostnaden beräknats till 8 800 milj. kr.

Vid rivningen erhålles totalt ca 140 000 m³ avfall som skall tas om hand. Kostnaden för detta har beräknats till 1 000 milj. kr., eller ca 80 milj. kr/reaktor.

Att jämföra kostnader för rivningsprojekt i skilda länder är svårt. Skillnader i exempelvis juridiska förhållanden och tekniska och ekonomiska förutsättningar minskar graden av jämförbarhet. Enligt Kärnbränslefonduströdingen är skillnaden stor mellan de uppskattningar som redovisats i olika länder.¹⁵ Inom OECD-NEA har analyser gjorts av orsakerna till att kostnadsuppskattningarna visar så skilda resultat. Dessa visar på att det föreligger stora olikheter mellan länder vad gäller rivningsstrategi och rivningsteknik, regler för avfallsklassificering, transport och slutförvar samt behandling av osäkerheter i kalkylerna. Enligt Kärnbränslefonduströdingen är de uppskattade kostnaderna för rivning i Sverige lägre än vad som rapporterats från andra länder. Slutatsen i utredningen är att frågan om de svenska rivningskostnaderna måste ägnas stor uppmärksamhet framöver.

8 Författningar

Tillståndsfrågorna i samband med uppförande av kärntekniska anläggningar regleras i lagen (1984:3) om kärnteknisk verksamhet. För kärnteknisk verksamhet krävs tillstånd enligt lagen. Frågor om tillstånd prövas av regeringen eller tillståndsmyndigheten, SKI. Även avfallshanteringen omfattas av lagen.

I strålskyddslagen (1988:220) regleras verksamhet som ger upphov till strålning (joniserande och icke-joniserande). Även här regleras frågor rörande avfallshantering.

Vidare reglerar lagen (1992:1537) om finansiering av framtida utgifter för använt kärnbränsle m.m. finansieringsfrågor i samband med kärnavfallsprogrammet såsom redovisades i avsnitt 6.4.

Ansvaret för skador som uppkommer i samband med verksamhet inom atomanläggningar, t.ex. kärnkraftsanläggningar, regleras i atomansvarighetslagen (1963:45). Lagen bygger på två internationella konventioner, se avsnitt 10.

9 Beredskapsfrågor

För hantering av olycka med radioaktiva utsläpp har flera myndigheter skilda ansvarsområden.

SSI har inrättat en beredskapsorganisation som i samband med en olycka som innebär risk för utspridning av radioaktiva ämnen, skall samordna rådgivningen från centrala myndigheter till länsstyrelser, andra myndigheter och organisationer, vidta åtgärder enligt åtaganden i internationella och bilaterala avtal samt informera regering, myndigheter, organisationer, massmedia och allmänhet om de beslut som har fattats, de råd som har givits och om åtgärder som har vidtagits i övrigt. SSI har i sin beredskapsorganisation en samverkansgrupp med företrädare för ett antal centrala statliga myndigheter, bl.a. SKI, SMHI, Livsmedelsverket, Jordbruksverket, Räddningsverket, Socialstyrelsen och Arbetarskyddsstyrelsen. I beredskapsorganisationen ingår även en medicinsk expertgrupp liksom ett vetenskapligt råd. SSI har även inrättat en nationell expertgrupp för sanering som skall biträda länsstyrelserna med råd om de saneringsåtgärder som staten svarar för.

SSI har också uppgiften att samordna nationella mätresurser, såväl personal, material, mätförfarandet samt provtagningar i miljön. Universitetens radiofysiska institutioner, FOA, SGU samt Studsvik EcoSafe har genom avtal åtaganden att i en olyckssituation samverka under SSI:s ledning.

Den som driver en kärnteknisk verksamhet svarar för beredskap mot olyckor inom anläggningens område. Staten och kommunerna ansvarar för den räddningstjänst som skall utföras utanför anläggningen vid utsläpp av radioaktiva ämnen i sådan omfattning att det fordras skyddsåtgärder. Detta regleras i Räddningstjänstlagen (1986:1102) och Räddningstjänstförordningen (1986:1107). Regler finns också där om den sanering efter utsläpp av radioaktiva ämnen från kärntekniska anläggningar som staten svarar för.

Det skydd som samhället skall ge i samband med utsläpp är baserat på att myndigheterna med stöd av räddningstjänstlagen bl.a. kan förelägga de som uppehåller sig inom det hotade området att inte vistas

utomhus eller att lämna området, förbjuda någon att ge sig in i området och begränsa rätten att använda mark och vatten. Länsstyrelsen i området är ansvarig för räddningstjänsten utanför den kärntekniska anläggningen. Länsstyrelsen fattar de beslut som blir nödvändiga och uppdrar åt andra organ - t.ex. polis, kustbevakning, SOS Alarmering - att utföra de uppgifter som erfordras. Räddningsverket har tillsyn över efterlevnaden av de bestämmelser i räddningstjänstlagen som gäller planeringen av beredskap vid radioaktiva utsläpp och svarar för samordningen av planeringen. SSI skall ge råd i skyddsärenden och biträda med strålskyddsmätningar.

Länsstyrelsen svarar vidare för den sanering efter ett radioaktivt utsläpp som staten ansvarar för. Länsstyrelsen skall planera verksamheten och genomföra den. Om det behövs skall centrala expertmyndigheter, t.ex. SSI, Jordbruksverket, Naturvårdsverket, Livsmedelsverket och Socialstyrelsen bistå Länsstyrelsen. Räddningsverket skall samordna planeringen av saneringen mellan länen. För den långsiktiga uppföljningen och värderingen av saneringsarbetet svarar SSI.

Förutom ovanstående finns också regler för hälso- och sjukvårdens åtgärder i samband med ett utsläpp av radioaktiva ämnen, samt för hantering av livsmedel. Inom jordbruksområdet finns föreskrifter inom växtodlingsområdet som kan komma i fråga i en situation med radioaktiv beläggning, hantering av foder till djur samt regler för hur djur avsedda för exempelvis produktion av kött eller mjölk skall födas upp, transporteras och skötas.

Medlemskapet i EU medför att Sverige har en skyldighet att ansluta sig till det system för notifiering som finns om olyckor och informationsutbyte mellan unionens länder och delta i övningar. Systemet kallas ECURIE (European Community Urgent Radiological Information Exchange) och är avsett att användas vid olyckor som kan ge betydande radioaktiva utsläpp. Sverige har också anslutit sig till IAEA:s konventioner om tidig information och assistans. Vidare finns bilaterala avtal om informationsutbyte mellan de nordiska länderna samt Tyskland och Ryssland. Samverkan sker även för att förbättra beredskapen mot strålningsolyckor i de baltiska staterna.

10 Ansvarsfrågor

Ansvarsfrågor regleras enligt ovan i atomansvarighetslagen. Lagen bygger på två internationella konventioner, Pariskonventionen om skadeståndsansvar på atomenergis område, från år 1960, samt en i Bryssel år 1963 avslutad tilläggskonvention. I denna konvention, kallad tilläggskonventionen, finns regler om supplerande statsansvar för atomskador. Dessa konventioner har slutits inom ramen för OECD. Sverige är anslutet till båda konventionerna.

Enligt Pariskonventionen är innehavaren av en atomanläggning ansvarig för atomskador oberoende av vållande, dvs. innehavaren är strikt ansvarig. Ansvaret skall vara begränsat till visst belopp för varje olycka och skall vara täckt av en försäkring eller annan ekonomisk garanti. Enligt konventionen kan anläggningsinnehavarens ansvar bestämmas till 15 miljoner särskilda dragningsrätter, SDR, vilket i dagsläget motsvarar ca 165 miljoner kronor. Beloppet får dock sättas högre eller lägre men inte understiga 5 miljoner SDR.

Genom tilläggskonventionen finns ett extra ersättningssystem, enligt vilket supplerande ersättning av statsmedel betalas, om ansvarsbeloppet enligt Pariskonventionen inte räcker till full ersättning åt de skadelidande.

I Sverige har i atomansvarighetslagen anläggningshavarens ersättningsansvar tidigare bestämts till 1 200 miljoner kronor för varje olycka. För ersättningar därutöver träder svenska staten, och vid viss ersättningsnivå även de stater som ratifierat Brysselkonventionen, in.

Ersättningsbeloppet uppgår sedan den 1 juli 1995 till 175 miljoner SDR, vilket i dagsläget motsvarar ca 1 925 miljoner kronor.

Ansvarsfrågans regler beskrivs mer ingående i huvudbetänkandet (SOU 1995:139) avsnitt 5.5.

11 Internationellt kontrollarbete

Det internationella atomenergiorganet, IAEA, bildades i slutet av 1950-talet. IAEA:s uppgift var att svara för spridning av kunskap om kärnenergi och kontrollera att de kunskaper, den teknologi och det uran som förmedlades, endast användes för fredliga syften. Parallellt med att IAEA byggdes upp utvecklade USA ett bilateralt samarbete på kärnenergiområdet. Flera länder i Europa fick därmed tillgång till amerikanskt anrikat uran och kärnkraftsteknologi.

Under 1960-talet lyckades man, det kalla kriget till trots, åstadkomma två fördrag av stor politisk betydelse - Partiella provstoppsavtalet (PTBT) år 1963 samt Icke-spridningsfördraget (NPT) år 1968. NPT utgör grunden för den fredliga kärnenergiutvecklingen fram till nu. Parallellt har PTBT åberopats som ett första steg i ett totalt provstoppsförbud och en inledning av kärnvapenedrustningen i världen i enlighet med de åtaganden parterna gjort i NPT.¹⁶

NPT trädde i kraft år 1970 och har i dag undertecknats av ca 160 länder. Sverige ratificerade fördraget år 1969. NPT förutsätter att de undertecknade staterna ingår separata kontrollavtal med IAEA om mer detaljerade kontrollbestämmelser, se nedan.¹⁷

NPT syftar bl.a. till att förhindra att kretsen av kärnvapenstater utökas. De kärnvapenstater som hittills är fördragsparter har bl.a. förbundit sig att inte till någon överlåta kärnvapen eller andra kärnladdningar, vare sig direkt eller indirekt, eller att på något sätt bistå, uppmuntra eller förmå någon icke-kärnvapenstat att tillverka eller förvärva kärnvapen. Sverige och övriga icke-kärnvapenstater har åtagit sig bl.a. att inte motta kärnvapen eller andra kärnladdningar och har förklarat sig godta kontroll beträffande atombränsle och annat klyvbart material, dvs. kärnämne. Kontrollen skall utövas av IAEA enligt särskilda avtal som träffas mellan IAEA och respektive stater. NPT förbjuder inte export av sådana produkter som omfattas av avtalet, men föreskriver att sådana produkter endast får tillhandahållas om kärnämnet i mottagarlandet kommer att omfattas av kontroll av IAEA.¹⁸

En beskrivning av effekterna på området till följd av Sovjetunionens upplösning ges i avsnitt 12.2.4.

I Europa bildade de sex länderna under Romfördragen det s.k.

EURATOM-traktatet i syfte att möjliggöra en gemensam utveckling och användning av den fredliga kärnenergin. EURATOM sågs också som en garant mot nationella kärnvapenambitioner och som ytterligare en byggsten i ett Europa inriktat på fred och avspänning. I traktatet regleras särskilt kontrollen av användningen av kärnämnen inom gemenskapen. Kommissionen är utsedd att verkställa denna kontroll.

EURATOM:s centrala uppgift är enligt fördraget att "genom skapande av erforderliga betingelser för en snabb organisation och tillväxt av kärnenergiindustrin bidra till en ökning av levnadsstandarden i medlemstaterna och till utvecklingen av förbindelserna med övriga länder". Dessa uppgifter bör ses i ljuset av de förhållanden som gällde då fördraget undertecknades i mitten av 1950-talet. Förhållandena är sedan länge förändrade. Vissa delar av fördraget tillämpas därför inte enligt texten utan enligt en successivt utvecklad praxis. I de förhandlingar som fördes mellan Sverige och EG-kommissionen inför Sveriges anslutning till EU var framför allt frågor rörande försörjningen med uran föremål för diskussion. Genom en gemensam försörjningspolitik söker man inom EURATOM tillförsäkra medlemsländerna en lika stor tillgång till malmer, råmaterial och särskilt klyvbart material. För detta har bildats en gemensam byrå, som skall godkänna köp av bl.a. uran. För svenskt vidkommande, liksom för övriga medlemsstater, innebär detta begränsningar i möjligheterna att fortsätta att köpa ryskt uran.

År 1973 träffades ett NPT-safeguardavtal mellan IAEA, EURATOM och de enskilda kärnvapenfria medlemsländerna i gemenskapen. Nyttillträdda stater har successivt anslutit sig till detta avtal. De båda kärnvapenstaterna inom gemenskapen, Storbritannien och Frankrike, har sedan tillsammans med EURATOM träffat separata, frivilliga avtal med IAEA om internationell kontroll av den civila kärnenergisektorn i stort i enlighet med den modell som tillämpas för NPT-safeguards.

År 1994 har i IAEA:s regi tecknats en internationell konvention, Convention of Nuclear Safety, som Sverige tillsammans med ett 90-tal länder förbundit sig att följa. Denna reglerar grundläggande säkerhetskrav för reaktorinstalleringarnas uppförande och drift.

12 Internationell utblick

För närvarande finns ca 430 kärnkraftverk i drift i världen. Vid utgången av år 1993 var 55 reaktorer under byggnad och 68 hade ställts av permanent. Det är i huvudsak gaskylda reaktorer, byggda under 1950- och 1960-talet, som lagts ned. Kärnkraftverken producerar i dag ca 2 100 TWh/år vilket utgör ca 17 % av världens elproduktion. Inom OECD är det i stort sett enbart i Frankrike och Japan som det byggs nya kärnkraftverk. Den stora utbyggnaden sker i Sydostasien. Sydkorea, Taiwan, Kina, Indien och Japan har samtliga utbyggnadsprogram. År 2010 beräknar OECD att kärnkraftproduktionen kommer att ha ökat till ca 2 650 TWh/år, men dess andel av elproduktionen har då ändå minskat i takt med en växande naturgasbaserad elproduktion.

12.1 OECD

I OECD-länderna dominerar fortfarande kol som bränsle i elproduktionen. Andelen kol låg år 1992 kring 40%. Under den senaste tjugoårsperioden har andelen olja minskat samtidigt som kärnkraften ökat. Kärnkraften svarar nu för 1 700 TWh/år, motsvarande ca 25 % av elproduktionen. OECD uppskattar på basis av bl.a. enkäter till medlemsländerna, att oljans andel av elproduktionen kommer att fortsätta minska, såväl i absoluta som procentuella tal. För kärnkraft förväntas en utbyggnad, motsvarande en produktion på ca 2 100 TWh/år. Denna utbyggnad till trots väntas år 2010 kärnkraftens andel av elproduktionen ha sjunkit till ca 20 %. Samtidigt väntas naturgasens andel öka från ca 10 till ca 22 %. Förnybara energislag, vattenkraften exkluderad, antas öka i användning men väntas trots detta inte utgöra mer än 2 % av totalen.¹⁹

Under år 1993 togs åtta nya kärnkraftsreaktorer i drift inom OECD; fem av dessa låg i Japan och en i vardera Kanada, USA och Frankrike. Under år 1994 togs i världen fyra reaktorer i drift, en vardera i Kina, Japan, Mexico och Sydkorea.

De enda länder inom OECD där någon betydande fortsatt kärnkraftutbyggnad förväntas är Sydkorea, Japan och Frankrike. Japan

väntas nära nog fördubbla sin kärnkraftskapacitet under kommande år, från 33 GW år 1991 till 61 GW år 2010. Under samma period antas en ökning på 16 GW ske i Frankrike. För OECD som helhet innebär detta en nettoökning på 5 GW, eftersom övriga länder samtidigt minskar sin produktion.

I bilaga 2C ges en sammanställning av kärnkraftspolitiken i OECD-länderna.

Ekonomi

Inom OECD görs sammanställningar av produktionsekonomi för byggande av nya elproduktionsanläggningar.¹⁹ Dessa sammanställningar grundar sig på uppgifter från medlemsländerna. De senaste sammanställningarna är från år 1993 och avser anläggningar som skulle tas i drift år 2000. Vissa gemensamma antaganden görs, till exempel avseende realränta, livslängd och tillgänglighet. I huvudalternativet är realräntan 5 resp. 10 %, livslängden för kol- och kärnkraftverk 30 år och tillgängligheten 75 %. Länderna anger själva investeringskostnader, bränslekostnader samt driftskostnader. Anledningen till att exempelvis bränslekostnaderna tillåts att variera mellan länderna beror på att länderna har skilda strategier och restriktioner i sin inköspolitik. I praktiken skiljer sig inte antagandena särskilt mycket, dock kan noteras att för uranpriserna ligger Frankrike högst medan Tyskland ligger högt avseende priserna för inhemskt kol.

Resultaten räknas om till dollar enligt rådande växelkurs. Enligt de redovisade kostnaderna är kärnkraften billigare än de andra kraftslagen vid båda 5 och 10 % ränta i Frankrike, Tyskland, Japan, f.d. Tjeckoslovakien, Ungern och Indien.

Jämfört med 1986 års OECD/NEA-undersökning har kostnaderna för nya kärnkraftsanläggningar minskat med ca 10 %.

Frankrike

Kärnkraften är en hörnsten i den franska energipolitiken.¹⁹ Det nationella energipolitiska oberoendet, dvs. andelen inhemskt producerad energi inklusive kärnkraft, har ökat från 23 % år 1973 till 52 % år 1993. Till största delen har detta skett genom utbyggnad av kärnkraften. Frankrike exporterar el från sina kärnkraftverk till bl.a. Italien, Tyskland och Schweiz.

Frankrike minskade under perioden 1980 - 1990 sina utsläpp av koldioxid med 23 %, i stor utsträckning beroende på den ökade kärnkraftanvändningen.

I Frankrike finns 57 kärnkraftsreaktorer och ytterligare fyra under byggnad. Kärnkraften är av mycket stor ekonomisk betydelse för det statliga Electricité de France, EdF. De stora investeringar som gjorts i kärnkraftverk har medfört en stor skuldsättning. Denna var i förhållande till omsättningen som högst 270 % år 1969. År 1993 hade skuldsättningen sjunkit till 96 %, samtidigt som elpriserna reallt har sjunkit. Sedan år 1990 uppvisar EdF vinst.

Enligt EdF är kärnkraften i Frankrike billigare än både gas- och kolbaserad elproduktion.

Den franska energipolitiken karakteriseras av centralplanering och domineras av de statliga företagen EdF, COGEMA och Framatome. En privatisering av dessa har diskuterats, men verkar för tillfället inte vara aktuell.

Politiskt finns inget kraftigt motstånd mot kärnkraften på samma sätt som i exempelvis Tyskland.

I Frankrike är regelverket och ansvaret för kärnkraften fördelat på ett flertal ministrar. Hälsoministern ansvarar för strålskyddsfrågor, civilministern för beredskapsfrågor samt civil- och försvarsministrarna gemensamt för de kärntekniska anläggningarnas yttre säkerhet. Vidare har industri- och miljöministrarna gemensamt ansvar för kärnsäkerheten och, tillsammans med forskningsministern, för vissa miljö- och energisparfrågor. Under dessa finns ett antal myndigheter.

I samband med tillståndsprocesser görs ofta offentliga "hearings" där allmänheten skall ges tillfälle att ställa frågor.

I allmänna opinionsundersökningar angående hot och faror har i Frankrike de senaste åren kärnkraften legat på tredje eller fjärde plats efter arbetslöshet, svälten i världen och världsfreden.

Tyskland

I Tyskland finns 21 kärnkraftverk, inklusive verket Mülheim-Kärlich som står oanvänt sedan år 1988. Inget nytt är under uppförande. Samtliga kärnkraftverk befinner sig i f.d. Västtyskland. De reaktorer som fanns i f.d. Östtyskland stängdes efter återföreningen.¹⁹

Enligt nämnda OECD-studie tycks kärnkraft i Tyskland vara dyr. I dagens läge är det främst de utdragna och oförutsägbara tillstånds-procedureerna som gör investeringar i kärnkraft osäkra och fördyrar dem. Driften av existerande anläggningar är inte huvudsakligen en lönsam-

hetsfråga utan en tillståndsfråga. I Tyskland ligger på den federala nivån allmänna energi- och miljöpolitiska uppgifter liksom övervakning av tillståndsproceduren. Själva tillståndsgivningen ligger däremot på delstatlig nivå. I tillståndsprocessen har intresserade individer och organisationer möjlighet att diskutera sina synpunkter med de projektansvariga. Motståndare kan begära mer information och ytterligare utredningar om exempelvis säkerhet. Tillståndsproceduren kan därmed bli ett sätt att systematiskt motarbeta kärnkraften samt ge underlag för förhandlingar som omfattar även driften av kärnkraftverk som redan har tillstånd för drift.

Allmänhetens engagemang kanaliseras främst till de allmänna valen, deltagande i tillståndsproceduren och manifestationer i anslutning till dem. Under åren 1992 och 1993 spelade de s.k. konsensusdiskussionerna en viktig roll. Dessa ägde rum under ledning av ekonomi- och miljöministrarna mellan de politiska partierna, delstatsmyndigheter, kraftindustri, fackföreningar och miljöorganisationer. Diskussionerna kom att handla inte bara om kärnkraft, utan om hela energi- och miljöpolitiken - kolet, energisparande och förnybar energi. De upplöstes utan resultat i oktober 1993.

Tyskland har som mål att till år 2005 minska koldioxidutsläppen med 25 - 30 % från nivån år 1987.

Storbritannien

I Storbritannien finns 36 reaktorer i gång, inklusive Sizewell B som togs i drift år 1995. Ingen ytterligare reaktor är under byggnad. Storbritannien var det land som tidigast tog i drift en kommersiell kärnkraftanläggning - Calder Hall år 1956. De äldre anläggningarna är gaskylda, grafitmodererade reaktorer. De börjar nu bli föråldrade och är inte längre ekonomiskt lönsamma att driva.

När CEGB (Central Electricity Generating Board) privatiserades år 1990 behöll regeringen kärnkraftverken i den offentliga sektorn.¹⁹ Samtidigt utlovades en översyn av kärnkraften till år 1994. Översynen blev klar under år 1995.

Storbritanniens målsättning avseende koldioxid och andra växthusgaser är att utsläppen av dessa skall stabiliseras på 1990 års nivå till år 2000. Detta förefaller dock inte uppfattas som någon viktig restriktion (OECD 1994 Climate Change Policy Initiatives - 1994 Update).

Nuclear Electric, NE, ansvarar för kärnkraftverken i England och Wales, och Scottish Nuclear, SN, i Skottland. Det statliga BNFL (British Nuclear Fuel Ltd) ansvarar för avfallsfrågor och driver bl.a. uppberedningsanläggningen THORP i Sellafield. UK Nirex Ltd står för förvaring och lagring av avfall.

Till kärnkraftsindustrin utgår statliga subventioner som bekostas av en avgift på 10 % på elpriset i England och Wales. Den nuvarande avgiften skall tas bort år 1998. Utan det statliga stödet är inte NE lönsamt. Såväl NE som SN har uttryckt önslemål att bli privatiserade. BNFL är mer tveksamt, både för egen och för NE:s och SN:s del. Frågan om privatiseringen hänger på möjligheterna att bedöma kostnaderna för avfallshanteringen, avställningen av gamla kärnkraftverk samt huruvida man skall avskilja åtminstone de äldsta reaktorerna vid en privatisering.

Kärnkraftens konkurrenskraft vid nybyggnation visar en tveksam lönsamhet. Mycket beror på gasprisernas utveckling.

Avfallshanteringen i Storbritannien utgår från att låg- och medelaktivt avfall skall sparas så länge som möjligt ovan jord innan slutförvaring påbörjas.

Tillståndsfrågorna är uppdelade på ett flertal myndigheter. Den lokala myndigheten kan utfärda planeringstillstånd, vilket krävs i enlighet med Electric Act från år 1989. Normalt blir det statssekreteraren för energi som utfärdar tillståndet och informerar parlamentet, och oftast först efter en s.k. public inquiry. Vidare behövs lokaliseringstillstånd samt krävs miljötillstånd för utsläpp av radioaktivitet. Även på detta stadium skall allmänheten informeras och höras.

USA

I USA fanns i slutet av år 1993 109 kärnkraftreaktorer i drift och fem under byggnad. Inga nya beställningar har gjorts sedan år 1978. En del kärnkraftsbyggen står oavslutade, andra har konverterats till gas och somliga har stängts av kostnadsskäl. Ingen delstat har ännu accepterat att ta emot hög- eller lågaktivt avfall för slutförvaring.

Långa tillståndsprocedurer - bygg- resp. drifttillstånd - med osäker utgång har ökat kärnkraftens kostnader och utsikterna till nya order förefaller vara små inom den närmaste tiden. Kärnkraftsindustrin arbetar med en standardiserad kärnkraftsstationslösning med avsikt att principlicensiera den hos Nuclear Regulatory Commission (NRC). Detta förväntas snabba upp beslutsproceduren vid koncessionsansökningar. Den ekonomiska konkurrensen från icke-nukleär kraftproduktion är dock

betydande. Inom industrin finns förhoppningar att trenden med ökad tillgänglighet och bättre kapacitetsutnyttjande skall kunna fortsätta och att förnyelsen av drifttillstånden, som för ett stort antal verk kommer upp efter sekelskiftet, skall gå smidigare tack vare förenklade tillståndsprocedurer.¹⁹

Beträffande avfallshanteringen är delstaterna ansvariga för lagring av låg- och medelaktivt avfall från civila aktiviteter. Hittills finns endast tre mellanlager ovan jord och de är nästan fulla. För lagring av övrigt avfall, exempelvis det militära, ansvarar Department of Energy.

Regeringen och kongressen lägger fast den nationella energipolitiken och tillhörande lagstiftning. Den viktigaste lagen på kärnteknikområdet är Atomic Energy Act. Det är NRC som har till uppgift att inom ramen för den federala lagstiftningen sätta säkerhetsnormer och ge tillstånd till byggande och drift av kärnkraftverk. Ett annat organ på federal nivå med liknande tillståndsgivning på miljöområdet är EPA (Environmental Protection Agency).

Även på delstatsnivå förekommer energilagstiftning inom ramen för den övergripande federala lagstiftningen.

I tillståndsproceduren kommer allmänheten in via s.k. public hearings. I NRC:s tillståndsgivning kan dessa sägas äga rum både på byggnadsstadiet och driftstadiet. Tillståndsutredningarna kan ta flera år även om byggandet kan fortsätta under tiden. Även efter det att ett verk fått drifttillstånd kan processen återupptas på allmänhetens initiativ om NRC anser det lämpligt. Kraftverket kan i så fall stängas. I en majoritet av delstaterna kan dessutom individuella initiativ tas till allmänna omröstningar om att exempelvis stänga ett kärnkraftverk eller att förbjuda att något byggs. De flesta delstater fordrar dessutom att behovet av ny kraft fastställs officiellt innan nya kraftverk byggs ut. Detta kräver i sin tur public hearings. Om inte någon ny kärnkraftskapacitet bedöms vara nödvändig, jämfört med alternativ kapacitet och energisparande (s.k. Demand Side Management), får inte investeringskostnaderna räknas in i den bas utifrån vilken eltarifferna sätts.

Det pågår bl.a. vid NRC arbete med att förändra reglerna.

Clintonadministrationens energipolitik ligger i linje med tidigare energipolitik. Målsättningen är att till år 2000 få ner koldioxidutsläppen till 1990 års nivå.

Andra länder

I *Japan* pågår som nämnts inledningsvis nybyggnation av kärnkraftverk. Regeringen stödjer kärnkraften som utgör en byggsten i energipolitiken. Om importberoendet skall kunna minskas samtidigt som man lever upp till åtagandena i Rio-deklarationen, anses kärnkraft och användningen av plutonium vara en nödvändighet.

Jordbävningen i Kobe har aktualiserat vissa säkerhetsfrågor, inte bara för kärnkraft utan även för t.ex. naturgas.¹⁹ Kobe ansågs vara ett område där sannolikheten för jordbävningar var låg och i Japan har man gått efter dylika utvärderingar när kärnkraftverken lokaliserats.

Kärnkraftsmotståndet i *Österrike* är fortsatt starkt. De 16 reaktorerna runt landets gränser motarbetas och motståndet koncentreras mot de med sovjetiskt ursprung i Slovakien och Tjeckien. De Gröna vill förbjuda import av el producerad i kärnkraftverk.

Kärnkraftverket Borssele, i *Nederländerna*, som togs i drift år 1973, avsågs att rustas upp till en kostnad av 400 miljoner Dfl och drivas till år 2004. Beslutsprocessen drog ut på tiden vilket fördröjde arbetena med 70 miljoner Dfl. Ägarna ville därmed få tillstånd att driva anläggningen till år 2007, vilket dock parlamentet i början av december 1994 och senare regeringen sade nej till. Följden blir att anläggningen upprustas, får drifttillstånd till år 2004 och ägarna kompenseras för fördröjningen. Miljögrupper anser att anläggningen borde stängas omedelbart. Förutom Borssele finns endast en liten reaktor och en forskningsreaktor.

I *Schweiz* planeras ingen utbyggnad av kärnkraften. I planen "Energi 2000" förutses dock en kapacitetsökning av kärnkraften med 10 % till år 2000. Två av de schweiziska reaktorerna har bara tillstånd för drift i 10 år till. För perioden efter år 2000 har vissa officiella prognoser utgått från oförändrad kapacitet vilket förklaras med förlängda livstidsantaganden och effekthöjningar. Byggandet av anläggningar för slutförvar för låg- och medelaktivt avfall har fördröjts.

I *Belgien* gäller fortfarande 1989 års kärnkraftsmoratorium. Regeringen anser att andelen kärnkraft - 61 % av elproduktionen - är tillräcklig. Parlamentet har velat tona ned användningen av kärnkraft.

Parlamentet godkände år 1993 MOX (blandoxidbränsle innehållande bl.a. plutonium) som bränsle för kärnkraftsreaktorerna och gav dessutom tillstånd till en förlängning av upparbetningsavtalet med COGEMA. Samtidigt uppmanades kärnkraftsindustrin att söka undvika upparbetning till förmån för slutförvar.

I *Italien* råder sedan år 1990 kärnkraftsmoratorium. Den italienska kärnkraftinspektionen har förts över till det nya miljöskyddsorganet

Anpa. Kärnkraft kommer endast utgöra en liten del av dess verksamhet. Trots kärnkraftsmotståndet fortsätter Italien att importera "kärnkraftsel" från Frankrike.

Spaniens högaktiva avfall kommer fr.o.m. år 1997 att förvaras ovan jord tills en slutlig förvaringsplats kan iordningställas. Detta förväntas ske tidigast år 2020. För närvarande förvaras använt bränsle under vatten i bassänger. Det finns en förvaringsplats för låg- och medelaktivt avfall men lokal opposition har hittills gjort det omöjligt att finna en för det högaktiva avfallet. I regeringens energiplanering räknas numera med 40, i stället för 30, års livslängd för kärnkraftsreaktorerna.

Asien

En kraftigt ökad användning av kärnkraft sker, förutom i Japan, i Kina, Taiwan och Sydkorea. Kina startade år 1992 en 300 MW-anläggning av egen konstruktion och två franskbyggda reaktorer togs i drift 1993-94.²⁰ Två till har beställts. En prognos talar om en utbyggnad motsvarande 30 000 MW installerad eleffekt till omkring år 2020.

Sydkorea har nio reaktorer i drift, varav en kanadensisk tungvattenreaktor. Det planeras att under detta sekel ta ytterligare sju anläggningar i drift.

Även i Indien finns ett kärnkraftsprogram och egen kompetens för nybyggnation. Fem PWRH-aggregat (Pressurized Heavy Water Reactors) är enligt IAEA under byggnad.

12.2 Östeuropa

12.2.1 Inledning

De brister i reaktorsäkerheten som uppdagades efter Tjernobylolyckan samt den miljöförstöring från framför allt den militära kärntechniska verksamheten som huvudsakligen blivit känd efter Sovjetunionens upplösning, har drivit fram ett internationellt samarbete på kärnsäkerhets- och strålskyddsområdet med Central- och Östeuropa och de nya oberoende staterna. Västländerna har dessutom ett direkt intresse av förbättrad kärnsäkerhet i dessa länder, då detta minskar riskerna för radioaktiva utsläpp som kan påverka situationen i väst.²¹

Den ekonomiska situationen i Östeuropa och det forna Sovjetunionen är för närvarande sådan att kärnsäkerhet och kärnavfallshantering inte hör till de mest prioriterade områdena.

Flera länder i Central- och Östeuropa är starkt beroende av kärnkraften för fortsatt tryggad elproduktion. Samtidigt är det effektiva energiutnyttjandet sämre än i väst bl.a. till följd av föråldrad och eftersatt teknik på distributions- och användarsidan. Det tidigare planekonomiska systemet har inte främjat insatser för energieffektivisering och energihushållning.

Vid G7-ländernas toppmöte i München sommaren 1992 lades principerna för kärnsäkerhetsstödet till Östeuropa och det forna Sovjetunionen fast genom följande utgångspunkter:

- alla aktiviteter skall avse fredliga syften och mottagarstaterna förväntas vara anslutna till icke-spridningsavtalet (NPT),
- ansvaret för kärnsäkerheten åvilar den som driver kärntekniska anläggningar,
- mottagarländerna skall utforma en lagstiftning som säkerställer en klar fördelning av ansvaret mellan de som driver kärntekniska anläggningar och de organ som skall utöva säkerhetstillsyn av verksamheten.

På mötet fastlades fem områden för kärnsäkerhetssamarbete med Central- och Östeuropa:

- förbättrad säkerhet vid drift av kärnkraftverk,
- kortsiktiga förbättringar i äldre anläggningar baserade på säkerhetsanalyser, utgående från att alla anläggningar som inte kan upprustas till internationellt acceptabel säkerhetsnivå skall stängas så snart energisituationen medger,
- förbättrad säkerhetstillsyn genom oberoende tillsynsorgan,
- utvärdering av energialternativ för att minska behovet av mindre säkra kärnkraftverk,
- uppgradering av säkerheten i nyare kärnkraftverk.

Insatserna har genom denna prioritering hittills främst koncentrerats på säkerhetsförbättringar i de äldre sovjetiskbyggda kärnkraftverken. Detta har också varit naturligt med hänsyn till de stora, omedelbara konsekvenser en olycka i ett kärnkraftverk kan få. Inom kärnenergiområdet finns dock ett antal andra anläggningar och verksamheter som fordrar insatser för att förhindra olyckor och för att skydda människor och miljö mot pågående och framtida radioaktiva utsläpp. En stor del av dessa anläggningar och verksamheter finns inom den militära sektorn, främst i Ryssland, men även i några andra av de nya stater som uppstått ur det forna Sovjetunionen.

12.2.2 Anläggningar och verksamheter i Sveriges närområde

I Sveriges närområde finns ett antal kärntekniska verksamheter och anläggningar som kan utgöra ett hot mot människor och miljö.²¹

I Barents- och Karahaven finns dumpade ubåtar och fartygsreaktorer, av vilka minst sex stycken innehåller använt kärnbränsle. I Murmansk-området finns såväl utrangerade som operativa atomubåtar, av vilka ett flertal av de senare är kärnvapenutrustade. I Murmansk sker dessutom lagring av använt kärnbränsle och kärnavfall. På Kolahalvön och i S:t Petersburgsområdet (Sosnovyj Bor) finns ett antal kärnkraftverk.

I de baltiska staterna är det framför allt kärnkraftverket Ignalina som rönt intresse. I Sillamäe i Estland finns i anslutning till Finska viken en dumpningsdamm med lakrester från uranframställning.

12.2.3 Samarbetsprogram

Insatserna i Central- och Östeuropa har, som nämnts ovan, hittills koncentrerats på kortsiktiga insatser för att höja säkerhetsnivån i de anläggningar som inte omedelbart kan stängas. Hjälp ges huvudsakligen i form av teknisk rådgivning, expertstöd och bidrag till att täcka kostnader för kunskapsöverföring, stöd till säkerhetsmyndigheter samt upphandling och installation av säkerhetsutrustning. Samarbete har även inletts beträffande strålskyddsåtgärder, hantering och omhändertagande av avfall, förbättrad beredskap mot radiologiska olyckor och förbättrad kontroll av kärnämnen.

Eftersom en förutsättning för västländernas finansiella satsningar och stödprogram inom reaktorsäkerhetsområdet är att de kärnkraftverk som inte kan uppnå en acceptabel säkerhet skall stängas så snart som möjligt, stöds också satsningar på effektivisering och miljöanpassning av energisystemen, såväl på produktions-, distributions- som konsumtionsidan.

Norden

Sverige, Norge, Danmark och Finland har inletts bilaterala samarbetsprojekt framför allt med Ryssland och de baltiska staterna. Den tyngsta delen avser stöd till säkerhetsupprustning av de ryska kärnkraftverken

Poljarny Zory och Sosnovyj Bor samt Ignalina i Litauen. Vidare pågår projekt för att kartlägga och åtgärda avfallssituationen på Kolahalvön och miljöpåverkan från dumpningen av radioaktivt material i Barents- och Karahaven. De svenska insatserna koncentreras till Ignalina och Sosnovyj Bor. Sverige har för insatser i Litauen satsat ca 205 miljoner kronor under perioden 1991/92 till 1995/96. Gemensamt med Finland, Norge och Sverige pågår projekt i syfte att kartlägga situationen vid Sillamäedammen. Sverige har etablerat samarbete med Kazakstan, Vitryssland och Ukraina beträffande registrering och kontroll av kärnämnen.

För bilaterala insatser i säkerhetshöjande åtgärder i kärnkraftverk samt förbättrad avfallshantering, beredskap mot olyckor och strålskydd i det nordöstra närområdet har de nordiska länderna tillsammans t.o.m. år 1994 avsatt mer än 275 miljoner danska kronor.

Totalt har Sverige budgetåren 1991/92 till 1995/96 för insatser i Östeuropa rörande kärnsäkerhet och strålskydd anslagit ca 370 miljoner kronor.

Övrigt internationellt

Många västländer utanför Norden ger också bilateralt stöd. De dominerande insatserna görs dock av EU inom TACIS- och PHARE-programmen. Kärnsäkerhetsarbetet på teknisk nivå sker huvudsakligen inom IAEA och OECD:s kärnenergibyrå NEA. G24-gruppen upprätthåller en databas över samtliga stödprojekt och utgör också ett forum för diskussion av bl.a. samordningsaspekter. De sammanlagda bilaterala projektresurserna för insatser i Östeuropa som samordnas genom G24-gruppen uppgick t.o.m. år 1993 till ca 365 milj. Ecu, varav en huvuddel utgörs av EU:s satsningar inom PHARE och TACIS-programmen.

Som komplement till övriga stödinsatser har en särskild multilateral kärnsäkerhetsfond, Nuclear Safety Account, inrättats med syfte att finansiera insatser som ej kan täckas inom de enskilda bilaterala projekten. Fonden administreras av Europeiska utvecklingsbanken, EBRD. Hittills har 14 stater samt EU-kommissionen utfäst bidrag på motsvarande 160 milj. Ecu, av vilka de nordiska länderna står för 17 milj. Ecu. Kärnsäkerhetsfonden har fram till i dag initierat projekt i bl.a. Kozlodujreaktorerna i Bulgarien och i Ignalina. Vidare slutbehandlas för närvarande ett avtal med Ryssland om finansiering av säkerhetsprojekt vid bl.a. Leningradskaja vid Sosnovyj Bor och Poljarny på Kola. Det förbereds också en eventuell finansiering av insatser i Tjernobyl i

anslutning till den G7-plan för dessa reaktorerers stängning och för Ukrainas framtida elförsörjning som antogs vid toppmötet i Neapel sommaren 1994.

Västländernas insatser kanaliseras, förutom genom direkta bilaterala och multilaterala program, också genom EBRD, Världsbanken m.fl. internationella finansieringsinstitutioner.

12.2.4 Atomansvarighet

Ansvarsfrågan vid en olycka i de östeuropeiska kärnkraftverken har lyfts fram i samband med pågående insatser för förbättrad kärnsäkerhet. I Västeuropa regleras som tidigare nämnts atomansvarighetslagen i huvudsak enligt den s.k. Pariskonventionen om skadeståndsansvar vid atomolycka.

En liknande konvention, med samma ansvar för anläggningsinnehavaren, den s.k. Wienkonventionen om civilrättsligt ansvar för atomskada, är öppen för anslutning av alla stater. Ett särskilt protokoll som länkar samman de båda konventionerna har upprättats i syfte att få så stor likformighet som möjligt av de civilrättsliga förhållandena vid skadeståndsreglering till följd av kärnteknisk olycka. Det ökade samarbetet på kärnsäkerhetsområdet har lett till att flera östeuropeiska stater under den senaste tiden har anslutit sig eller är på väg att ansluta sig till Wienkonventionen och det gemensamma protokollet.

En sådan konventionsanslutning, liksom införandet av nationell lagstiftning på skadeståndsområdet, är en förutsättning för att företag från väst skall vara beredda att leverera utrustning till de aktuella kärnkraftverken.

Wienkonventionen är för närvarande föremål för revidering. De ändringsförslag som föreligger och den osäkerhet som råder beträffande hur bl.a. ersättningssystemet skall utformas har gjort att några stater, bland dem Ryssland, avvaktar med att ta ställning till en anslutning. Ryssland har i stället föreslagit att ansvarsfrågan tills vidare skall regleras direkt med inblandade parter i särskilda avtal.

13 Utvecklingstrender

Utvecklingen på kärnkraftsområdet domineras i ett överblickbart perspektiv av stora block med lättvattenreaktorer.²⁰ Dessa konstrueras på basis av välkänd teknik, men naturligtvis med ständig teknikutveckling. Produktionseffekter i storleksordningen 1 000 - 1 400 MW el är aktuella. Ökad effekt ger lägre kostnad per kilowatt, vilket är av betydelse för konkurrensen med kol och gas.

Flera leverantörer satsar dock även på mindre storlekar, för USA 600 - 800 MW el. Denna utveckling motiveras bl.a. med att mindre enheter kräver mindre markyta och att nedskalning av rör, stora tryckbärande komponenter och turbiner ger vissa rent konstruktionsmässiga och tekniska fördelar samt att underhållsinsatserna underlättas. Kanske kan tillgängligheten därigenom förbättras och därmed även ekonomin.

Utvecklingen går också mot s.k. "passiva säkerhetssystem". Sådana baseras i hög grad på naturlagarna (t.ex. gravitation, naturlig cirkulation av kylmedie) vilket innebär att behovet av dagens aktiva system och komponenter (exempelvis eldrift, pumpar, motorer) kraftigt reduceras. Detta skulle bl.a. göra reaktorerna tekniskt enklare, öka säkerheten, sänka kostnaderna till följd av färre komponenter och öka allmänhetens förtroende för kärnkraften. Exempel på denna typ av reaktorer är ABB:s PIUS-koncept, som dock för tillfället ligger i malpåse. Det kan noteras att vissa bedömare menar att dagens reaktorer besitter de väsentligt säkra egenskaperna och att man bör akta sig för att söka utveckla koncept för att tillfredsställa en viss opinion.

På mycket lång sikt kan bridreaktorerna vara viktiga för att bevara begränsade urantillgångar. I bridreaktorer produceras mer plutonium än vad som förbrukas. Som kylmedie används natrium. Intresset för bridreaktorer är för tillfället litet; den brittiska prototypreaktorn i Skottland har stängts, det europeiska projektet Kalkar har avbrutits och den första franska bridreaktorn, Phenix, har varit avstängd under år 1994. Efterföljaren Superphenix körs på grund av diverse tekniska problem på låg effekt för experimentdrift. Projekten har drabbats av mycket höga kostnader och de kommersiella planerna är lagda på is. Uranpriserna är i dag för låga för att motivera satsningar på bridreaktorer. Det finns i dag ett överskott av uran och priserna är därför

låga. I Japan har dock nyligen en bridreaktor, Monju, tagits i drift. Denna har dragits med mycket kraftiga förseningar. Kostnaden anges till 6 miljarder US dollar.²²

Transmutation

Det har under senaste tiden, bl.a. i svenska media, visats intresse för utveckling av acceleratordrivna underkritiska reaktorer. De skulle kunna drivas med thorium, som det finns betydligt mer av i jordskorpan än uran. Sådana system skulle kunna användas för att omvandla långlivat kärnavfall till kortlivat. Mängden långlivat avfall skulle därmed minska. Detta kallas transmutation.

Transmutation av atomkärnor innebär att en typ av atomer omvandlas med hjälp av kärnreaktioner till en annan typ med andra egenskaper. Avsikten är att "förbränna" de långlivade radioaktiva ämnena. Detta kan göras genom att beskjuta ämnena med neutroner. Förutsättningen för att genomföra transmutation är att långlivade ämnen separeras från kortlivade. Detta sker i dag vid upparbetning där uran och plutonium från använt kärnbränsle separeras och återanvänds till nytt reaktorbränsle. Plutonium används i s.k. blandoxidbränsle, MOX, som används i bridreaktorer. I bridreaktorer genereras mer plutonium än vad som förbrukas. Plutonium används vid tillverkning av kärnvapen. Transmutation kräver dock en mer avancerad upparbetning än den som används i dag.²³ Det pågår på skilda håll i världen, bl.a. i Ryssland, Japan och Frankrike, utvecklingsarbete avseende transmutation. Det fordras stora utvecklingsinsatser och en praktisk tillämpning lär dröja.

14 Reaktorolyckor

De mest kända kärnkraftolyckorna är de som inträffade i Harrisburg och Tjernobyl. Det har dock inträffat ytterligare ett antal mer eller mindre allvarliga olyckor. De har i många fall tydliggjort brister i säkerhetsrutiner och teknik samt visat på effekter som tidigare inte varit kända, och som föranlett skärpningar av säkerhetskraven.

Den första kända reaktorolyckan inträffade år 1952 i en experimentreaktor i *Kanada*, där några styrstavar drogs ut av misstag vid ett experiment varpå reaktoreffekten ökade mycket snabbt.^c Man lyckades minska effekten men trots detta inträffade en vätgasbrand varvid stora mängder vatten sprutade ut ur reaktorn. Reaktorn blev allvarligt skadad men reparerades och hölls i fortsatt drift till år 1987. Olyckan ledde bland annat fram till *krav på ett snabbstoppsystem som är helt oberoende av andra system*.

Den första reaktorolyckan med konsekvenser för omgivningen inträffade i oktober 1957 i *Windscale* i *England* där en reaktor som byggts för produktion av vapenplutonium fattade eld i samband med uppvärmning. Branden medförde att radioaktiv jod och tellur spreds i atmosfären över England, Belgien och Holland. Olyckan visade att *radioaktiva ämnen som frigjordes ur en reaktor kunde spridas över stora områden och förorena luft, mark och vatten långt från spridningskällan*.

I *Idaho Falls* fanns en liten reaktorprototyp avsedd för generering av el och värme till militären. Av okänd anledning drog en operatör ut en styrstav varpå det skedde en kraftig reaktivitetsökning. Vattnet i reaktorn "exploderade" och två operatörer i närheten av reaktorn omkom omedelbart. En tredje person i reaktorhallen dog några timmar senare. Strålningsnivån i hallen var mycket hög, 5 000 - 10 000 mSv/h. En

^c Bränslet - uranet - i ett kärnkraftverk är placerat i kapslar i reaktortanken i form av bränsleelement. Dessa kan beskrivas som långa stavar. För att kunna reglera neutronflödet, och därmed värmeutvecklingen i bränslet, används bl.a. s.k. styrstavar, som skjuts in mellan bränsleelementen då man önskar att effekten skall minska eller dras ut då man vill att effekten skall öka.

bidragande orsak till olyckan var att operatörerna inte var tillräckligt medvetna om riskerna med reaktorn. *Säkerhetskulturens betydelse* tydliggjordes.

Vikten av att göra *ordentliga säkerhetsanalyser av alla konstruktioner* tydliggjordes vid en olycka i en reaktor där vissa smärre konstruktionsförändringar gjorts, vilka dock inte hade dokumenterats. Zirkoniumplåtar hade monterats in som extra skydd mot en härds smälta. Dessa lossnade vid ett test före idrifttagning och blockerade kylmedelsflödet till bränslepatronerna som därmed blev överhettade. Eftersom monteringen inte hade dokumenterats var det svårt att avgöra orsaken till olyckan innan reaktorn hade demonterats.

Reaktor 2 i *Three Mile Island* nära Harrisburg i USA var en tryckvattenreaktor som kunde leverera en effekt på 880 MW el. Den startades i mars 1978 och ett år senare inträffade ett oväntat stopp. Under ett reningsarbete kom vatten genom ett missöde in i ett tryckluftssystem vilket medförde att matarvattenpumparna till ånggeneratorerna stannade. Reaktorn snabbstoppade automatiskt och värmeutvecklingen gick ned till resteffekt. För att minska ett övertryck i systemet öppnades en ångblåsningsventil. Så långt fungerade alla säkerhetssystem som de skulle.

Ångblåsningsventilen återgick dock inte i normalt läge utan fastnade i öppet läge. På manöverpanelen fanns inga indikationer om huruvida ventilen var öppen eller stängd. Ur den öppna ventilen strömmade vatten ut ur primärsystemet varpå reaktorn började koka. Ånga från det kokande vattnet pressade upp vattnet i en högre liggande trycktank, vilket tolkades som om reaktorhärden var väl täckt med vatten. Eftersom man inte ville överfylla systemet ströps tillflödet av vatten till härden. I själva verket hade dock vattennivån börjat sjunka. Först efter drygt två timmar upptäcktes den felaktiga avblåsningsventilen. Sexton timmar efter snabbstoppet lyckades man starta en huvudcirkulationspump och därefter kunde kylningen startas.

När skadorna så småningom kunde studeras, via TV-kamera, fann man att övre delen av härden var nedsmält. Då upprensningsarbetet påbörjades visade det sig att stora delar av smältan hade samlats i en klump längre ner i härden. Stora mängder material hade också runnit ned till botten av tanken men härds smältan hade inte gått igenom tanken. Hur stor marginalen till tankbrott var är inte klarlagt.

Mindre än 10 % av de radioaktiva ädelgaserna och en mycket liten mängd radioaktiv jod frigjordes till omgivningarna. Den högsta stråldosen till någon enskild individ utanför anläggningen blev ca 0,7

mSv, vilket är mindre än årsdosen från den naturliga bakgrundsstrålningen.

Den hittills värsta kärnkraftsolyckan inträffade den 26 april 1986 i *Tjernobyl*. Tjernobylreaktorerna är grafitmodererade lättvattenkylda reaktorer. Samma reaktortyp finns i Ignalina i Litauen och i Sosnovy Bor utanför S:t Petersburg. Reaktortypen fungerar så att en liten ökning eller minskning av reaktiviteten vid högt effektuttag blir självbegränsande och reaktorn går stabilt. Vid lågt effektuttag däremot, under 20 %, kommer en förändring av reaktiviteten att självförstärkas och reaktorn blir instabil och svår att kontrollera. Enligt säkerhetsbestämmelserna får reaktorn inte köras med låg effekt.

Katastrofen utlöstes vid ett test av ett spänningsregleringssystem som skulle göra det möjligt att driva nödkylsystemet även om all elström till anläggningen försvann. Liknande tester hade genomförts på andra reaktorer. Testet skall egentligen göras innan reaktorn tas i drift första gången, men så hade inte skett.

Vid testet kom reaktorn att ligga under den angivna säkerhetsmarginalen för effektuttag. För att förhindra att säkerhetsystemet skulle snabbstoppa reaktorn och ominställa testet hade det automatiska snabbstoppet kopplats ur. Under försöket ökade tillflödet av neutroner som kunde orsaka kärnklyvning mycket snabbt. Operatören försökte skjuta in styrstavarna i härden men det var för sent. Reaktoreffekten rusade till hundra gånger den maximala - 300 000 MW. Reaktorn exploderade av ångtrycket och reaktorblocket lyfte och vred sig ett kvarts varv. Samtliga ångtuber förstördes och härden frilades. En kort stund senare kom en andra explosion. Luft fick fritt tillträde och reaktorn brann.

Under följande dagar försökte man släcka branden från helikoptrar. Invånarna i omgivningarna evakuerades. Utsläppet av radioaktiva ämnen pågick under 10 dagar innan man lyckades släcka branden och stoppa frigörandet av radioaktiva ämnen. För hittills kända effekter av Tjernobylolyckan hänvisas till avsnitt 5.3.

Referenser

1. Hedner Gert, SKI: Studie avseende teknisk livslängd hos svenska kärnkraftverk 1995-02-20. Rapport till Energikommisionen.
2. Forsmarks Kraftgrupp AB: De svenska kärnkraftverkens livslängd. Rapport till Energikommisionens expertgrupp för kraftproduktion och energitillförsel. FKA 1995-01-11, FT-A 1200/BRO
3. SSI-rapport 1994:14 samt uppdatering av Tommy Godås, SSI.
4. Kärnkraftsavveckling - kompetens och sysselsättning. SOU1990:40
5. Lindfors Alf, Forsmarks Kraftgrupp AB. Seminarium om kärnkraft anordnat av Energikommisionens expertgrupp för kraftproduktion och energitillförsel, 1995-03-21.
6. Hälsoeffekter i Sverige av Tjernobylyolyckan, Nordisk Medicin vol. 108, 4/1993.
7. The International Chernobyl Project. Assessment of Radiological Consequences and Evaluation of Protective Measures. Summary brochure. IAEA/PI/A32E.
8. International Programme on the Health Effects of the Chernobyl Programme, WHO Geneva, 1993. WHO/PEP/93.14.
9. The Chernobyl Fallout in Sweden - results from a research programme on environmental radiology, ed. L Moberg, SSI.
10. Lindholm Ingemar, SKB: Miljöfrågor vid uranutvinning, 1995-03-09.
11. Hagerman Yngve: Arbetsmiljö/energi. Underlag till statens energiverks och naturvårdsverks utredning om Ett miljöanpassat energisystem.
12. Litvinov Dima: Rapport från Greenpeace besök vid

- urananläggningen vid Priargunskij Gruvkombinat november 1994.
13. Edhwall Hans et.al: En bedömning av hälso- och miljösituationen i gruvsamhället Krasnokamensk, östra Sibirien, Ryssland. SSI-rapport 95-20.
 14. Teknik och kostnader för rivning av svenska kärnkraftverk. SKB Juni 1994.
 15. Kärnbränslefondsutredningen: Säkrare finansiering av framtida kärnavfallskostnader. SOU 1994:107.
 16. Ekecrantz Lars, Miljödepartementet: Politisk bakgrund till safeguards. Seminarium i Köpenhamn februari 1994.
 17. SOU 1991:95.
 18. Regeringens proposition 1993/94:176.
 19. Sohlman Åsa: Kärnkraft och energipolitiska strategier. Rapport till Energikommissionen, 1995-03-22.
 20. Hedvall Per, ABB: Kärnkraften i världen 1994. Rapport till Energikommissionen.
 21. Ekecrantz Lars, Miljödepartementet: Insatser för ökad kärnsäkerhet i Nordens närområde. Nordiska Ministerrådets seminarium om Norden och aktuella energifrågor i relation till Nordens närområde. Reykjavik den 24 - 26 februari 1995.
 22. Nucleonics Week 9 mars 1995.
 23. SKB Fakta om Transmutation och upparbetning.
 24. Englund Christer, Vattenfall AB. Personlig kommunikation.

SKI:s och SSI:s redovisning om säkerhets- och strålskyddsläget vid de svenska kärnkraftsverken 1993/94

Det primära och grundläggande målet för säkerhetsarbetet är att förebygga och förhindra omfattande skador på reaktorhärden, alltså ett härdhaveri eller en härdsmläta. Det finns flera indikatorer på säkerhetsnivån. En sådan är att det inträffar få eller inga störningar och tillbud som pekar på allvarliga säkerhetsrisker. Andra indikatorer är de marginaler mot skador på kritiska komponenter som räknas fram i olika typer av säkerhetsanalyser, exempelvis hållfasthetsanalyser, nödkylningsanalyser eller uppskattningar av sannolikheten för härdskadorna.

Säkerhetsanalyser visar enligt SKI på att reaktorerna kan skilja sig åt med avseende på hur stora riskbidrag som kommer från skilda typer av händelser. Det väsentliga är då enligt SKI att den sammanvägda säkerhetsnivån minst uppfyller den nivå som redovisades som grund för det ursprungliga drifttillståndet, och de tilläggskrav som statsmakterna och SKI ställt sedan detta tillstånd gavs.

Drifterfarenheter och åldrandefrågor

Beträffande drifterfarenheter och åldrandefrågor konstaterar SKI att drifttillgängligheten har varit hög, dock med undantag för större reparations- och renoveringsarbeten på tre av de äldsta reaktorerna.

Barsebäck

Under fem månader i slutet av 1993 stod block 2 avställt p.g.a. ett läckage i en tätplåt vid en kabelgenomföring till reaktorinneslutningen. Läckaget upptäcktes i samband med den årliga revisionen och berodde på ett byggfel som lett till att tätplåten rostade sönder. Samtliga kabelgenomföringar i Barsebäck 2 undersöktes varpå fler angrepp upptäcktes. Reparation har vidtagits. Inga liknande skador har upptäckts

i Barsebäck 1.

I Barsebäck 2 upptäcktes under drift att läckaget till kondensationsbassängen hade ökat, vilket visade sig bero på ett internt läckage i ventiler till hårdnöd kylningssystemets pumpar. Händelsen klassades som 1 på INES-skalan, International Nuclear Event Scale. INES-skalan har sju klasser av vilka 1 är den lägsta, dock kan även händelser under 1 klassas. Vid händelser som klassas över 3 har skador inträffat på härden. Som jämförelse kan nämnas att igensättningen av silarna i Barsebäck klassades som 2, att Three-Mile-Island-olyckan klassades som 5 och Tjernobyl som 7.

I Barsebäck 1 upptäcktes efter återstart efter revisionen att en säkerhetsfunktion, tvångsnedblåsningskedjan (reaktortankens tryckavsäkring), var blockerad. Funktionen hade, tillsammans med en mängd andra funktioner, på sedvanligt sätt vid revision blockerats för att inte lösa ut obefogat. Tvångsnedblåsningskedjan hade dock inte återställts. Även denna händelse klassades som 1 på INES-skalan.

Forsmark

Ett fel i elektroniken i Forsmark 3 ledde till att samtliga styrstavar i härden började skruvas in under drift. Inskruvning under drift kan leda lokal överhettning med bränsleskador som följd. Operatören utlöste delsnabbstopp och bränsleskador undveks. Händelsen klassades som 1 på INES-skalan och utreds f.n. av verket och SKI.

Under provning av styrstavar i Forsmark 1 orsakade en felkopplad komponent i elektroniken att en styrstav drogs ut. I ett annat fall ledde ett fel i lägesindikeringen för en styrstavsbank att styrstavar drogs ut för långt.

Ringhals

Ringhals 2 stod avställt mer än sju månader från sommaren 1993 p.g.a. en spricka i en svetsfog vid en genomföring för styrdon i reaktortanklocket. Liknande sprickor har observerats i andra PWR-anläggningar, bl.a. i Frankrike. Sprickan upptäcktes vid föreskriven kontroll och härleddes till ett tillverkningsfel. SKI godkände reparation av sprickan för fortsatt drift under begränsad tid. Ett nytt tanklock kommer att installeras vid revisionen 1996. Locket kontrollerades i samband med revisionen 1994 och ingen tillväxt av sprickan kunde konstateras.

Vid förberedelserna inför revisionen i Ringhals 2 upptäcktes att två

använda bränsleelement saknade bränslestavar. Detta visade på brister i kvalitetssäkringen och händelsen klassades som 1 på INES-skalan.

Vid ett snabbstopp i Ringhals 4 upptäcktes att en styrstav hade fastnat och inte nått bottenläge. Verket fick inte starttillstånd från SKI. Det visade sig att bränsleelementen hade böjts, vilket inneburit ökad friktion och falltid hos styrstavarna. Böjningen har samband med bränslets utbränning men de detaljerade orsakssambanden är ännu inte klara. Händelsen har klassats som 1 på INES-skalan. Anläggningen fick tillstånd till fortsatt drift med vissa villkor. Tryckvattenreaktorerna i Ringhals har samma typ av styrstavar, medan endast Ringhals 3 har samma typ av bränsle. Även på Ringhals 3 har därför vissa villkor för fortsatt drift ställts.

Korrosionsangreppen på ånggeneratortuberna i Ringhals 3 och 4 fortsätter att öka. Angreppen orsakas bl.a. av hög och varierande belastning på tuberna. Nya skador bildas och gamla tillväxer. Den kontroll som sker gör det möjligt att följa utvecklingen och vidta preventiva åtgärder för att förhindra läckage av primärsidans radioaktiva vatten till sekundärsidans icke-radioaktiva vatten. Detta sker i form av pluggning av angripna tuber vilket dock minskar elproduktionsförmågan. Ånggeneratorerna i Ringhals 2 byttes år 1989 och kommer i Ringhals 3 att bytas sommaren 1995.

Oskarshamn

Oskarshamn 1, Sveriges äldsta reaktor som togs i drift 1972, var avställd under hela perioden för omfattande kontroller och renovering (projekt FENIX). Vid föreskriven kontroll i samband med byte av isolering upptäcktes sprickbildning i ett flertal rör innanför och utanför reaktortanken. Orskerna var mindre lämpliga konstruktionslösningar och tillverkningsmetoder. Radioaktiva beläggningar i reaktortanken och anslutande rörsystem har kunnat tvättas bort så effektivt att ingående kontroller och reparationer har kunnat genomföras även inuti reaktortanken utan oacceptabla stråldoser till berörd personal. SKI:s granskning av resultaten är ännu inte slutförd. OKG AB har beslutat om ett omfattande renoveringsprogram för reaktorn vilket omfattar utbyten, kompletteringar och vissa ombyggnader för att öka tillförlitligheten hos reaktorns säkerhetssystem. Som grund för ansökan om återstart avser OKG AB att lämna in en reviderad säkerhetsredovisning som beskriver O1:s säkerhetsnivå efter hittills genomförda renoveringar samt

genomföra ett program för ytterligare säkerhetsförbättringar. Den reviderade säkerhetsanalysen bygger på dagens analysmetoder och tyder på, såsom det hittills redovisats för SKI, att O1:s faktiska säkerhetsnivå före renoveringar och ombyggnader inte fullt ut svarade mot den äldre säkerhetsredovisningen. Av detta drar SKI slutsatsen att säkerhetsgranskningen av de äldre reaktorerna bör skärpas. Detta görs nu i form av den pågående genomgången av tidigare konstruktionsförutsättningar för verken.

Under kontroll av styrstavsdon i Oskarshamn 3 hade en styrstavsbank dragits ut. När den sista biten skulle vevas ut för hand påbörjades felaktigt utvevning av en intilliggande styrstav. Situationen larmades i kontrollrummet och utvevningen stoppades när man misstänkte att utvevningen var felaktig.

Säkerhetsystemens tillförlitlighet

Arbetet med att kritiskt granska och vid behov förbättra säkerhetsystemens tillförlitlighet fortgår både inom kraftföretagen och SKI. Hittills har detta arbete huvudsakligen byggts på de sedan början av 1980-talet återkommande säkerhetsgranskningarna av varje reaktor samt på säkerhetsfrågor aktualiserade av drifterfarenheter och internationellt erfarenhetsutbyte.

De senast byggda reaktorerna (Forsmark 1, 2 och 3 samt Oskarshamn 3) bygger jämfört med äldre reaktorer på säkerhetsmässigt mer avancerade konstruktionsprinciper och en högre grad av redundans, funktionsuppdelning och fysisk separation mellan olika system, vilket minskar känsligheten mot bl.a. brand och översvämningar. De äldre reaktorerna har säkerhetssystem som är dimensionerade enligt i huvudsak likartade förutsättningar, t.ex. vad gäller krav på nödkylsystemens kapacitet. En lägre grad av redundans (flera system som fungerar oberoende av varandra) hos de äldre reaktorerna kompenseras i viss utsträckning av att en viss säkerhetsfunktion, till följd av säkerhetsförbättringar som vidtagits genom åren, kan fullgöras av system med olika konstruktion. En sådan ökad diversifiering minskar den känslighet som redundanta system med identiska komponenter har, där ju samtidiga fel kan uppstå hos dessa. Vid en sammanvägd bedömning av säkerhetsnivån i äldre och yngre reaktorer kommer därmed SKI till slutsatsen att dessa skillnader tenderar att uppväga varandra, särskilt om man ser till den osäkerhet som finns i analysmetoden.

Säkerhetskultur

Ett positivt drag, enligt SKI, är de medvetna och långsiktiga satsningar som samtliga kärnkraftföretag inlett för att förbättra samspelet människa-teknik-organisation och för att utveckla och vidmakthålla en hög säkerhetskultur. Kärnkraftverkens organisation har vidare stor betydelse för strålskyddet. SSI följer därför organisationsförändringar, särskilt sådana som berör strålskyddsverksamheten.

Vissa händelser som inträffat och SKI:s inspektioner visar att det kan uppstå svackor i den dagliga hanteringen av säkerhetsfrågorna inom vissa delar av en organisation. Under 1993/94 har SKI fått och följt upp indikationer på sådana svackor vid Barsebäcks- och Oskarshamnsverken vilka i samtliga fall lett till åtgärder från ledningen vid respektive verk. Detta visar enligt SKI på en i grunden god säkerhetskultur och på betydelsen av ständig verksamhetsutveckling för att tillgodose kravet på förebyggande säkerhet. Omorganisationen i samband med bildandet av Barsebäck Kraft AB vid Barsebäcksverket har bl.a. lett till en ny säkerhetsstruktur, som SKI bedömer bör leda till bl.a. ett förtydligande av roller och ansvar. Barsebäcksverket har tagit fram ett handlingsprogram på såväl kort som lång sikt. Till att börja med genomförs ett mer omfattande arbete för att ta fram grundorsakerna till inträffade händelser. På OKG AB har arbete pågått med förbättringar av kvalitetssystemen. Här har lärdomarna från den s.k. silbriproblematiken varit viktiga.

Definitioner inom strålskyddsområdet.

Storhet	Enhet
<u>Aktivitet</u> anger antalet atomkärnor per tidsenhet som sönderfaller i radioaktivt ämne.	<u>Becquerel</u> (Bq) En becquerel = ett sönderfall per sekund.
<u>Absorberad dos</u> (stråldos) är den mängd strålningsenergi per massenhet som en bestrålad kropp tagit upp.	<u>Gray</u> (Gy) En Gy = en J/kg
<u>Ekvivalent dos</u> är stråldos med hänsyn tagen till den biologiska verkan av olika slag av strålning.	<u>Sievert</u> (Sv) En Sv = en J/kg
<u>Doshastighet</u> (dosrat) är absorberad dos per tidsenhet.	<u>Gray per timme</u> (Gy/h)
<u>Kollektivdos</u> är summan av alla stråldoserna för alla individer som bestrålas av en strålkälla eller en verksamhet. Kollektivdosen är ett mått på samhällsrisken med strålkällan eller verksamheten.	<u>Sievert</u> . För att markera att det är frågan om kollektivdos används man-Sievert.

Kärnkraftspolitik och andel kärnkraft (%) av elproduktionen i olika OECD-länder.

	1993	2000	2010	Kommentar
<i>Länder som aldrig haft eller "planerat" för kärnkraft</i>				
Australien	-	-	-	Inhemskt kol
Nya Zeeland	-	-	-	Vattenkraft
Norge	-	-	-	Vattenkraft
Danmark	-	-	-	
Grekland	-	-	-	
Island	-	-	-	Vattenkraft
Irland	-	-	-	
Luxemburg	-	-	-	
Portugal	-	-	-	
<i>Länder som "haft" kärnkraft men "avskrivit" den</i>				
Österrike	-	-	-	Vattenkraft. Folkomröstning 1978. Malpåse för Zwetendorf.
<i>Länder med kärnkraft men utvecklingen osäker</i>				
Belgien	59	56	46	Behåller existerande kärnkraft. Ingen utbyggnad planerad
Kanada	17	20	17	Moratorium för utbyggnad i Ontario
Finland	32	23	19	1993 röstade riksdagen mot utbyggd kärnkraft
Tyskland	30	25	24	Defacto moratorium

	1993	2000	2010	Kommentar
<i>Länder med kärnkraft men utvecklingen osäker forts.</i>				
Nederländerna	5	4	9	Prognos som motsägs av den senaste utvecklingen som tyder på nedläggning efter år 2004.
Spanien	35	23	28	Moratorium för utbyggnad
Sverige	42	47		-
Schweiz	38	35	35	Moratorium för utbyggnad
Storbritannien	27	27	13	Reglerings- och lönsamhetsfrågor
USA	20	18	16	Dito

Länder med kärnkraft som planerar expansion av den

Frankrike	78	76	76
Japan	30	35	42

Övriga länder utan kärnkraft

Turkiet	-	-	5	Vissa utbyggnadsplaner.
Italien	-	-	4	1990 moratorium. Pågående bygge konverterades till kol/gas.

(%)

Länder med förvärfv som följer expansion av den

Länder med förvärfv som följer expansion av den

Länder med förvärfv som följer expansion av den	2000	2010	2000	2010
USA	20	18	16	16
Storbritannien	20	17	13	13
Sverige	42	47	33	33
Spanien	33	31	28	28

Länder med förvärfv som följer expansion av den

Frankrike	18	16	16	16
Japan	20	22	42	42

Länder med förvärfv som följer expansion av den

Övriga länder med förvärfv

1995 motorväg

1995 motorväg

konstruktions till

konstruktions till

Kanada

Finland

Tyskland

Tyskland

Tyskland

Tyskland

Tyskland

Tyskland

3 Naturgas i Sverige

Innehåll

- 1 Inledning och sammanfattning
- 2 Naturgasens egenskaper och användningsområden
- 3 Historik
 - 3.1 Energipolitik
 - 3.2 Marknad
- 4 Den aktuella situationen i Sverige
 - 4.1 Marknad
 - 4.2 Beskattning av naturgas
 - 4.3 Kommersiella risker
 - 4.4 Tillståndsgivning
- 5 En framtida naturgasmarknad i Sverige
 - 5.1 Marknadspotential i Sverige
 - 5.2 Investeringar
 - 5.3 Försörjningsberedskap och lagring
 - 5.4 Miljökonsekvenser
 - 5.5 Biobränslen och naturgas
 - 5.6 Konkurrensaspekter

Referenser

- Bilaga 3A Skatter på vissa bränslen i europeiska länder
Bilaga 3B Möjlig utbredning av ett svenskt gasnät
Bilaga 3C Tillförelsalternativ
Bilaga 3D Konkurrensstudie naturgas - biobränslen:
Antagna prisutvecklingar på skilda bränslen

Sifferhänvisningar i texten hänförs till referenslista.

1 Inledning och sammanfattning

Naturgas står för ca 2 % av den totala energitillförseln i Sverige. Utbredningsområdet är sydligaste Sverige och Västkusten. I de utbyggda områdena svarar naturgasen för mellan 15 och 25 % av den totala energitillförseln. I denna underlagsbilaga redogörs för naturgasens situation i Sverige i dag, dess utbredning, marknad och egenskaper. En kort historik ges. Vidare diskuteras en möjlig framtida potential för naturgas i Sverige samt konkurrenssituationen mot andra bränslen, främst biobränslen.

Den totala importen av naturgas i Sverige uppgår till ca 800 miljoner m³, motsvarande ca 9 TWh gas. Dagens ledningsnät har dock en kapacitet på 2 000 miljoner m³, motsvarande ca 22 TWh gas. Med kompressorer kan kapaciteten öka till ca 30 TWh.

De investeringar i nätutbyggnader som krävs vid en ökad naturgasanvändning förutsätter en stor och stabil marknad. Beskattningen av gas och konkurrerande energislag har en stor betydelse vid lönsamhetsbedömningar. För naturgas tillämpas oftast s.k. alternativprissättning, vilket innebär att gasen prissätts i relation till det bränsle gasen antas konkurrera med. Detta kan resultera i skilda priser om gasen i en viss tillämpning ersätter andra fossila bränslen eller om den skulle förväntas ersätta biobränslen. Skattesatserna på de konkurrerande bränslena påverkar därmed det pris som tas ut för gasen.

En investering i ny gasinfrastruktur, exempelvis i Mellansverige, kan knappast göras lönsam i ett kortare tidsperspektiv. Osäkerheten om utvecklingen på energiområdet gör att en investering är förknippad med risker. En tidig kärnkraftsavveckling skulle dock avsevärt förbättra förutsättningarna. Kostnaderna för ett ledningsnät (kapacitet ca 6 miljarder m³ gas, vilket från norskt håll har indikerats som en minimivolym för att norsk export av naturgas till den nordiska marknaden skulle vara intressant) från Göteborg till Stockholm-Bergslagen för vidare möjlig dragning till Finland, uppskattas till i storleksordningen 10 miljarder kronor, exklusive kostnad för lager. Utöver lagerkostnad tillkommer också investeringar i lågtrycksnät.

Storleken på denna post är beroende av marknadens geografiska utbredning.

Investeringarna torde kräva någon form av statligt engagemang. Vid en utbyggnad av gasnätet finns goda skäl att, som på andra ledningsbundna marknader, förhindra risken för en situation där en eller ett fåtal mycket starka aktörer får en alltför dominerande roll inom överföringen.

En ökad introduktion av naturgas skulle kunna försämra möjligheterna för bibränslemarknaden att växa. Konkurrens mellan gas och bibränslen är i hög grad beroende på den inbördes prisrelationen, inklusive skatter, mellan bränslena samt den framtida prisutvecklingen. Konkurrensen tycks föreligga framför allt i fjärrvärme- och kraftvärme-sektorn. Inom industrin konkurrerar inte gas och bibränslen. Där kan i stället naturgas ta marknadsandelar på bekostnad av olja. Avsaknaden av konkurrens i denna sektor beror bl.a. på att bibränslen inte kan användas i vissa verksamheter samt på rådande energibeskattnings.

Miljö- och climateffekterna av en ökad naturgasutbredning beror på vilka bränslen som naturgas ersätter samt hur stora metanutsläppen blir. Metanutsläppen från den befintliga ledningen, inklusive de gamla stadsgasnäten i Malmö och Göteborg, uppgår till ca 0,3 % av den transporterade mängden gas. Denna siffra kan inte antas bli representativ för en ny stamledning, där utsläppen förväntas bli betydligt lägre. Totalutsläppen av metan i Sverige uppgår till ca 330 000 ton, varav ca 200 000 ton härrör från jordbrukssektorn.

2 Naturgasens egenskaper och användningsområden

Egenskaper

Naturgas består av metan (till över 90 %), etan och tyngre kolväten, koldioxid m.m. Den är oftast gasformig redan vid utvinningen.

Gasformigheten leder till att naturgas vanligtvis transporteras i rörledningssystem vilket kräver stora investeringar. Stora skalkonomiska fördelar kan erhållas eftersom merkostnaden för en investering i ett rör av en något grövre dimension är marginell i jämförelse med den ökning av volymen gas som därmed kan transporteras. Det finns möjlighet att kyla gasen till flytande form (- 163 C°), s.k. LNG - Liquid Natural Gas. LNG används i flera länder, t.ex Japan, men kräver speciella typer av hanteringssystem och investeringar.

De fördelaktiga egenskaperna med att bränslet är i gasfas är att användningen, såväl utvinning och transport som direkt användning, sker med mycket små förluster. Vidare ger själva transporten en ringa miljöpåverkan då denna sker i rörsystem i marken. Inga bullerproblem uppstår och emissionerna kan hållas mycket låga. Ingreppen i landskapsbilden är förhållandevis små och inskränker sig framför allt till själva byggperioden och öppna "gator" i terrängen (skogsmark) under vilka rören ligger.¹

Miljöpåverkan

Naturgas innehåller små mängder kväve och mycket små mängder svavel samt ger vid förbränning upphov till mindre mängder koldioxid än vad andra fossila bränslen gör. Med låg-NO_x-teknik vid förbränningen är gasen ett jämförelsevis gynnsamt fossilt bränsle sett från försurnings- och klimatsynpunkt. I tabell 3.1 jämförs utsläpp mellan gas, kol/olja och biobränslen vid förbränning.

Tabell 3.1 Utsläpp vid förbränning av bränslen.

	Naturgas	Kol/olja	Biobränslen
Svavel, mg/MJ	0	25 - 100	5 - 20
Kväveoxider mg NO ₂ /MJ	30 - 70	30 - 150	40 - 100 (150**)
Koldioxid g/MJ nettoutsläpp	56	Kol 91 Olja 76	-
Stoft mg/MJ	-	5 - 25	5 - 15 (50**)
Kolväten mg/MJ	0	ca 1*	1 - 100*

Anm: Tungmetallhalten i naturgas är obefintlig. För övriga bränslen varierar beroende på rening - utsläppen mellan något 10-tal till flera hundra mikrogram/MJ.

*) Stora variationer kan förekomma

***) Mindre värmeverk

Källa: Naturvårdsverket

Av tabellen framgår att koldioxidutsläppen vid förbränning av naturgas är lägre än utsläppen från olje- och kolförbränning, vilket naturligtvis är gynnsamt från klimatsynpunkt. Eftersom naturgas i huvudsak består av metan, som är en starkare växthusgas än koldioxid, är frågan om metanutsläpp vid produktion, distribution och användning av naturgas viktig.¹⁰ Generellt gäller i ett 100-års perspektiv att om metanutsläppen skulle överstiga ca 5 % av den mängd som nyttiggörs så blir den klimatpåverkande effekten jämförbar med motsvarande effekt vid oljeeldning. Skulle utsläppen överstiga ca 9 % blir effekterna jämförbara med motsvarande effekter vid koleldning.

Uppskattningar av metanutsläpp anger att förluster och läckage uppgår till ca 1 % av den totala produktionen. De regionala variationerna är dock betydande. Enligt Internationella Gasunionen är de totala utsläppen från naturgasindustrin i Västeuropa 0,13 % i produktion-, 0,02 % i transmission- (högtrycksnät) och 0,84 % i distributionen (lågtrycksnät).¹² I USA är motsvarande siffra i produktionsledet 1,07 % och i f.d Sovjetunionen något högre, med stora

variationer. Utsläppen från nuvarande ledning i Sverige - i Skåne och på Västkusten - uppgår till ca. 0,32 % av den totala användningen.¹² Ledningen innefattar dock de gamla stadsgasnäten i Malmö och Göteborg. Exkluderas dessa uppgår läckaget till ca 0,05 %.

Användningsområden

Naturgas kan användas för såväl el- och värmeproduktion som för processindustriändamål. Gas används också i viss utsträckning som fordonsbränsle.

En stor marknad kan finnas i *fjärrvärme-, kraftvärme- och kraftproduktion*. Värt att påpeka kan vara att kraftvärme baserad på naturgas, med dagens teknik, medger ett högre elutbyte vid givet värmeunderlag än vad som är fallet för övriga bränslen.

De stora naturgasländerna i övriga Västeuropa är Nederländerna, Storbritannien, Österrike och Italien. I Nederländerna var naturgasens andel av den totala energitillförseln år 1991 nästan 50 %, i Danmark ca 10 %. Som andel av elproduktionen varierar dock gasanvändningen kraftigt, exempelvis uppgick den år 1991 till ca 3 % i Danmark, 10 % i Tyskland och Belgien och strax över 50 % i Nederländerna (energibalansredovisning enligt OECD).² Gasens andel av elproduktionen förväntas enligt OECD växa i Europa på bekostnad av kol.

I *småhus* kan gas användas i samlad bebyggelse med enskild uppvärmning och vattenburna system. Alternativen i småhusen kan vara ved, eldningsolja, el eller möjligen fjärrvärme. Småhusmarknaden kräver ett distributionssystem för gas. I områden där värmetettheten bedöms vara för låg för utbyggnad av ett fjärrvärmesystem kan gas vara intressant, då gasdistributionen kräver lägre investeringskostnader än fjärrvärmesystemet.³

Också i större hus, *flerbostadshus och lokaler*, kan gas användas för uppvärmning. Även här är det de lägre investeringskostnaderna för distribution som medför fördelar. Andelen vattenburen el är lägre än i småhusbeståndet, varför det huvudsakliga alternativet är eldningsolja. I blockcentraler kan gas vara ett alternativ till såväl biobränslen och värmepumpar som olja och el.

Industrisektorn var det område där gas först introducerades (se nedan). Naturgasanvändningen i industrisektorn kan indelas i tre huvudgrupper:³

- naturgas som bränsle för direktanvändning i ugnar och processer
- naturgas som bränsle till pannor (t.ex. ångproduktion)
- naturgas som råvara.

Därtill används naturgas i trädgårdsnäringen samt inom industrin för uppvärmning.

Inom processindustrin kan gas användas för att ersätta olja vid exempelvis direktanvändning i värmnings- och värmebehandlingsprocesser samt torkning och förvärmning av skänkar inom järn- och stålindustrin, direktanvändning i ugnar i pappers- och massaindustrin samt i livsmedelsindustrin. En av de första industrier som använde naturgas var Sockerbolaget i Skåne som år 1985 konverterade några av sina ångpannor och fodertorkar från olja till naturgas.⁴ Anledningen till detta var bl.a. att gas var ett ekonomiskt fördelaktigare alternativ än olja. Vidare önskade bolaget minska det stora oljeberoendet. Fördelarna med naturgas anges vara en bättre verkningsgrad, lägre drift- och underhållskostnader, längre livslängd på pannor och torkar samt bättre yttre och inre miljö. Som nackdelar framhålls den begränsade konkurrensen på gasmarknaden samt att bolaget anser att man blivit en sämre kommersiell aktör för aktuella alternativa bränslen.

Användning av naturgas som råvara är av begränsad betydelse i Sverige.

Sedan några år pågår i Sverige projekt med *naturgasdrift av tunga fordon* i Göteborg och Malmö. Även på andra håll i Sydsverige planeras för satsning på gasdrift. Möjligheterna att både reducera buller- och avgasemissioner var avgörande för de båda städerna då satsningarna beslutades.

3 Historik

3.1 Energipolitik

Riksdagen antog år 1988 riktlinjer för naturgasanvändningen i Sverige (prop. 1987/88:90, bet. 1987/88:NU40, rskr. 1987/88:34). Enligt dessa skall bl.a. investeringar i rörledningar och inköp av gas ske efter strikt kommersiella principer. Gasen skall av egen kraft konkurrera på den svenska energimarknaden. De kommersiella förhandlingarna skall enligt riktlinjerna genomföras på företagsnivå. Den samhälleliga bedömningen av ett naturgasprojekt skall göras i samband med tillståndsprövningen enligt den s.k. rörledningslagen (se avsnitt 4.4).

Vid slutet av 1980-talet bedömdes förutsättningarna vara goda för en storskalig naturgasintroduktion i Sverige under 1990-talet. Bedömningarna grundade sig på dåvarande planer att ta ur drift två kärnkraftsreaktorer under åren 1995 och 1996 och det behov av ny elproduktionskapacitet som kunde följa därav.

Genom 1991 års energipolitiska beslut ändrades förutsättningarna för naturgasen i Sverige. Det konstaterades i den energipolitiska propositionen (1990/91:88) att det p.g.a. den starka kraftbalans som rådde inte kunde förutses någon nämnvärd utvidgning av naturgasområdet under första hälften av 1990-talet. Vidare anfördes att biobränslen och naturgas är konkurrerande bränslen i bl.a. kraftvärmen. Det bedömdes dock att naturgas skulle kunna utnyttjas inom det befintliga naturgasområdet i södra och västra Sverige utan att detta skulle inskränka på förutsättningarna att utveckla biobränsleanvändningen i landet som helhet. Det framhölls i propositionen att vid ett val mellan fossila bränslen bör naturgas användas hellre än olja och kol.

3.2 Marknad

År 1980 tecknades det första leveransavtalet mellan dåvarande SwedeGas och den danska leverantören Dangas om en import på 200 miljoner m³ gas, motsvarande ca 2 TWh bränsle. Volymen utökades senare till 400 miljoner m³. Leveransstart skedde fem år senare (det s.k. Sydgas 1-projektet) i västra Skåne. SwedeGas sålde gasen till det regionala gasbolaget Sydgas AB som, jämte de kommunalt ägda energiföretagen i Helsingborg och Lund, svarade för distributionen av gasen. Huvuddelen av importen levererades år 1986 till industrier. En mindre del gick till bostäder och lokaler.

År 1987 tecknades ett nytt importavtal. Leverans startade samma år till Halland (Sydgas 2) och året därefter till Göteborg (Västgas 1). Ännu ett importavtal tecknades år 1989, denna gång för leveranser för kraftvärmeproduktion i Göteborg och Malmö samt för en planerad utbyggnad norr om Göteborg.

Importavtalen utformades med en prisutveckling kopplad till ett oljeprisindex. Den kraftiga sänkningen av oljepriset som skedde under början av 1980-talet slog igenom på gaspriset och påverkade därmed marginalen vid gasförsäljning. Även förändringar i beskattningen, se vidare avsnitt 4.2 nedan, medförde försämrade konkurrenskraft i vissa sektorer.

Den svenska importen uppgår i dag till ca 800 miljoner m³, motsvarande 9 TWh bränsle. Importavtalen medger dock en import på maximalt 1,1 miljarder m³.

Utvecklingen har, framför allt sedan år 1989, gått mot en ökad användning i kraftvärme- och värmeverk. År 1994 användes 4,5 TWh bränsle i sådana anläggningar. Naturgasbaserad elproduktion i kraftvärmeverk var 0,7 TWh år 1994. Industri användningen har under samma period ungefär fördubblats och uppgår till ca 3 TWh. I lokaler och bostäder används ca 2 TWh.

Sydgas 1 byggdes upp kring en stamledning från Dragör i Danmark till Ingelstorp i Skåne. Ledningen byggdes i samband med Sydgas 2 till Halmstad och i Västgasprojektet vidare till Göteborg. Från stamledningen utgår ett antal grenledningar till industrier, större tätorter m.m.

Det bedömdes, som nämnts ovan, att förutsättningarna var goda för en ökad naturgasintroduktion i samband med en kärnkraftsavveckling. Av bl.a. den anledningen bedrevs förhandlingar mellan SwedeGas, norska GFU (Gas Forhandlings Utvalget) och sovjetiska Sojuzgasexport om leveranser av gas till Mellansverige för bl.a. kondenskraftproduktion.⁹

Även i Stockholmsregionen fanns planer på införande av naturgas.⁸

Vid årsskiftet 1989/90 bildade 19 kommuner i Stor-Stockholmsområdet och STOSEB (Stor-Stockholms Energi AB) tillsammans STOSEB GAS med syfte att etablera gas för kraftvärme-, värme- och industriändamål. Den största volymen skulle gå till egna anläggningar för fjärrvärme och kraftvärme. Den grundläggande marknadspotentialen i Stor-Stockholmsområdet uppskattades till drygt 10 TWh (fjärrvärme 5,5 TWh, kraftvärme och elproduktion 2,5 TWh samt en direktmarknad som även inkluderade fordonsbränsle på sammanlagt 2,5 TWh. Marknaden för fordonsbränsle uppskattades till 1 TWh), vilket dock var för lite för att motivera byggandet av ledningar från gaskällorna. En samordning krävdes med andra intressenter och marknader. Intressant var här industrierna i Bergslagen och Gävle (uppskattad marknad 6 TWh) samt en marknad i Mellansverige (7,5 TWh). Totalt uppskattades marknadspotentialen därmed till nära 24 TWh år 2000. Diskussioner fördes gemensamt med SwedeGas om en ökad import.

Genom den energipolitiska överenskommelsen år 1991 blev kärnkraftsavvecklingen åren 1995 och 1996 inte längre aktuell. SwedeGas lade därmed utbyggnadsplanerna i Mellansverige på is.

STOSEB GAS fortsatte, utan SwedeGas men tillsammans med finska NESTE och norska Statoil, att diskutera förutsättningarna för en tillförsel av gas från det norska fältet Haltenbanken, via Trondheim, Bergslagen, Gävle, Stockholm och vidare till Finland.⁸ Tanken var att de svenska och finska marknaderna tillsammans med en norsk marknad i Trondheimsområdet skulle vara tillräckliga för att bära de investeringar som krävdes. Projektets totala gasmarknad beräknades till 5 miljarder m³ (50 TWh) varav 1,5 miljarder m³ i Sverige och 1 miljard m³ i Norge. I förutsättningarna låg för svensk del inte någon elproduktion annat än i befintliga kraftvärmeverk i STOSEB-området. De totala kostnaderna för projektet uppskattades till 25 - 30 miljarder kr (1992 års penningvärde), varav en tredjedel ute på gasfältet. Investeringarna i ledningar i Sverige beräknades uppgå till ca 5,9 miljarder kr plus kostnader för eventuella lager, ca 1,9 miljarder kr. Hela kostnaden skulle dock inte bäras av STOSEB, exempelvis skulle norska Statoil ta en stor del av investeringskostnaden på den svenska sidan. Beroende på vilka bränslen naturgasen skulle konkurrera med (i fjärrvärme/kraftvärme, industri, bostäder och lokaler) skulle skilda prisnivåer och därmed intäkter erhållas. Betalningsviljan för gasen beräknades till 10 öre/kWh som ett medelvärde räknat vid Stockholms läns norrgräns. De känslighetsanalyser som gjordes av STOSEB GAS i samband med investeringskalkylerna visade dock slutligen att projektet var förenat

med alltför höga risker. Särskilt ansågs risken för förändringar av beskattningen vara alltför stor. En statlig riskavlastning ansågs nödvändig. Dock hade även den norska motparten kommit fram till projektets höga risknivå och krävde att få sälja 1,5 miljarder m³ mer gas än vad som tidigare hade diskuterats. Projektet lades därmed ned.

4 Den aktuella situationen i Sverige

4.1 Marknad

Importen av naturgas från Danmark uppgick år 1993 till drygt 800 miljoner m³, motsvarande ca 9 TWh. Användningen fördelar sig på industrin (35 %), uppvärmning av bostäder och lokaler (15 %) samt kraft- och fjärrvärmeproduktion (50 %).

Gasen transporteras från Danmark via en 19 km lång sjöledning och vidare i Sverige i en stamledning från Malmö till Göteborg (300 km). Kapaciteten på stamledningen, som den f.n. är utformad utan kompressorer, är 2 miljarder m³ per år, dvs. ca 22 TWh. Det finns alltså en outnyttjad kapacitet i ledningen. Genom att sätta in kompressorer i stamledningen skulle kapaciteten kunna öka till 30 TWh. I stamledningen har under den period ledningen byggdes (1983 - 1987) investerats 1,2 miljarder kronor, i gren- och distributionsnät 1,5 miljarder kronor (varav merparten av kostnaden i lågtrycksnät) samt i kundanläggningar 200 miljoner kronor. Stamledningen ägs av Vattenfall Naturgas AB och grenledningarna i södra Sverige av Sydgas AB.

Gasen når 50 000 slutkunder i 25 kommuner och står i dessa områden för mellan 15 och 25 % av primärkonsumtionen. Detta är i nivå med den andel gasen har i övriga Europa och enligt Sydgas är det inte troligt att gasen i Syd- och Västsverige med dagens förutsättningar kommer att öka utöver detta.⁵

Gastillförseln startade år 1985. Sydgas AB svarar för 75 % av den importerade mängden. T.o.m. år 1993 skedde en stadig marknadstillväxt, men för närvarande sker ingen ökning. Sydgas gasmarknad fördelar sig på uppvärmning (15 %), distributörer (10 %), industrier/växthus (34 %) samt kraftvärme (41 %).

För att hantera variationerna i förbrukningen, till följd av exempelvis den stora andelen uppvärmning och kraftvärme hos kunderna, krävs en utjämning av lasten över året. Detta sker genom att Vattenfall Naturgas AB hyr lagringskapacitet i Danmark. Myndigheterna ställer vidare krav på att lagring sker för beredskapsändamål. Beredskapslagring sker f.n.

genom att Sydgas lagrar propan, som vid en beredskapssituation kan blandas med luft och pumpas ut på lågtrycksnätet. Större användare lagrar olja.

4.2 Beskattning av naturgas

Inledningsvis kan konstateras att beskattning av el i Sverige i huvudsak sker i konsumentledet. Bränslen som används för elproduktion beskattas således inte. Värme beskattas dock i produktionsledet. För kraftvärmens innebär detta att det bränsle som går åt för värmeproduktionen beskattas, medan bränslet som går åt för elproduktion är undantaget från beskattning. Svavelutsläpp beskattas dock även vid elproduktion. För elproduktion med fossila bränslen i kraftvärmeverk uttas följaktligen t.ex. ingen koldioxidskatt, medan så sker vid värmeproduktion. Energi-beskattningen, inklusive kraftvärmebeskattningen, beskrivs närmare i underlagsbilaga 1. En samlad översikt av styrmedel redovisas i underlagsbilaga 18.

Skatt på naturgas infördes år 1983. Nivån per energienhet fastställdes till ca tre fjärdedelar av skatten på eldningsolja. Skatten uppgick till 308 kr per 1000 m³ (1983 års priser), motsvarande 2,8 öre/kWh.

Åren 1986 och 1988 beslutade riksdagen om höjningar av oljeskatten varigenom skatten på gas först blev hälften och sedan en tredjedel av oljeskatten.

År 1991 infördes koldioxidskatt på bränslen. För naturgasen innebar detta att skatten blev ca hälften av skatten på eldningsolja.

Riksdagens beslut våren 1992 om nya energiskatter (energiskattebefrielse och sänkt koldioxidskatt för leverans till industrin) innebar att skattedifferensen mellan olja och gas i stort sett eliminerades på den del av naturgasmarknaden som utgörs av leveranser till industrin. Skattedifferensen, som före omläggningen uppgick till 5,23 öre/kWh, minskades från och med den 1 januari 1993 till 0,6 öre/kWh på industrimarknaden. Samtidigt ökades skattedifferensen till ca 6 öre/kWh mellan naturgas och olja på den övriga naturgasmarknaden genom höjningen av koldioxidskatten.

Då energiskatteomläggningen behandlades i riksdagen framhöll skatteutskottet i ett yttrande (1991/92:SkU5y) till finansutskottet att naturgasen, på grund av sina miljöfördelar jämfört med övriga fossila bränslen, skulle ges sådana förutsättningar att investeringarna kan utnyttjas på ett effektivt sätt. Enligt utskottet skulle detta dock inte ske med hjälp av skattepolitiken, t.ex. genom en extra nedsättning av koldioxidskatten för naturgas, utan genom förhandlingar mellan ägaren

(staten) och bolaget. Riksdagen anslöt sig till detta uttalande. Vattenfall lämnade därefter ett ägartillskott till Vattenfall Naturgas AB.

Riksdagen beslutade hösten 1994 om nya energi- och koldioxidskatter (prop. 1994/95:54, bet. 1994/95:SkU4, rskr. 1994/95:152 och 1994/95:153). Den allmänna energiskatten för naturgas uppgick i 1995 års penningnivå till 17 kr/MWh och koldioxidskatten till 67 kr/MWh. För bränslen (exempelvis naturgas) som används i industriella tillämpningar tas enbart koldioxidskatt ut. Koldioxidskatten uppgår till 25 % av skatten för övriga användare, dvs. för naturgas 17 kr/MWh. Skatterna räknas årligen upp enligt ett indexförfarande.

Samtidigt höjdes den allmänna energiskatten för naturgas för fordon från 187 kr/1000 m³ till 1 498 kr/1000 m³. Därutöver tillkommer koldioxidskatt enligt ovan. Regeringen har nyligen beslutat om en femårig nedsättning av skatten för naturgas för fordon till samma nivå som för övrig naturgasanvändning.

I enlighet med regeringens proposition om finansiering av medlemskapet i Europeiska Unionen (prop. 1994/95:203, bet. 1994/95:SkU28, rskr. 1994/95:439) beslutade riksdagen våren 1995 om vissa förändringar i bl.a. koldioxid- och energibeskattningen. Koldioxidskatten för naturgas kommer därmed fr.o.m. den 1 januari 1996 uppgå till 71 kr/MWh för alla utom industrin. Koldioxidskatten för industrin uppgår till 25 % av skatten för övriga användare.

I bilaga 3A redovisas skatter på vissa bränslen i Europa. Av tabellen framgår att det föreligger stora variationer mellan länderna. Det kan dock konstateras att skatten på naturgas i de flesta länder är låg eller att gasen inte alls beskattas. Alternativprissättningen på gas innebär dock att skattebefrielsen i praktiken inte alltid kommer kunderna tillgodo.

4.3 Kommersiella risker

Ändringarna av energi- och koldioxidbeskattningen åren 1991 och 1993 förändrade konkurrenskraften för naturgas gentemot andra fossila bränslen - främst olja - huvudsakligen på den del av marknaden som utgörs av industrin. Konkurrenssituationen inom övrigsektorn förbättrades något. Enligt importören, Vattenfall Naturgas AB (tidigare SwedeGas), medförde skatteomläggningarna drastiskt ändrade marknadsförutsättningar för naturgas. Som nämnts ovan sätts ofta priset på naturgas i relation till de bränslen den konkurrerar med. Den energiskattebefrielse och sänkning av koldioxidskatten för industrin som

infördes år 1993 innebar att gasimportören tvingades sänka priset till kunderna, vilket innebar ett inkomstbortfall för importören.⁹ Enligt importkontrakten med Dangas är inte ändrade skatter skäl att omförhandla avtalsvillkoren. Intäktsbortfallet uppskattades enligt Vattenfall Naturgas AB till ca 150 milj. kr årligen. Styrelsen för bolaget beslutade därför år 1992 att skriva ned det bokförda värdet på den befintliga stamledningen till 0 kr. Detta finansierades genom ett ägartillskott.

Importavtal på naturgasområdet är vanligtvis mycket långsiktiga, upp till 20 år. De svenska importavtalen går ut under perioden 2003 - 2010. Distributionsavtal tecknas i allmänhet för kortare perioder än importavtalen. Såväl import- som distributionsavtal ger i allmänhet rätt till omförhandling vart tredje till vart femte år, med den skillnaden att distributören också kan omförhandla med anledning av förändrade skatter.

Beträffande riskspridningen i naturgasprojekt kan mot bakgrund av ovanstående sägas att riskerna är olika stora för de involverade aktörerna. Transport av gas kräver omfattande investeringar i infrastruktur i form av rör. Den eller de aktörer som gör denna investering exponerar sig därmed för konsekvenser av ändrade bränsleprisrelationer och skatte- och avgiftsregler på ett mer långsiktigt sätt än vad som är normalt vid annan bränslehantering. Kapitaltunga investeringar medför stora kostnader innan intäkterna börjar flyta in. De är därför starkt beroende av långsiktiga och förutsägbara spelregler.

Vidare är som nämnts ovan importavtal för naturgas ofta mycket långsiktiga och längre än distributionsavtalen. Om den som importerar gasen ej får avsättning för hela mängden, t.ex. som ett resultat av förändrade skatteregler, är han ändå förpliktigad att betala leverantören en viss andel av den kontrakterade, men ej levererade, gasen (s.k. Take-or-Pay-kontrakt). Detta kan göra det svårt att teckna importavtal innan slutmarknaden är säkrad. Distributörens prisrisk är mindre än importörens genom möjligheten till prisomförhandling i samband med eventuella skatteändringar.

Kopplingen till prisutvecklingen för övriga bränslen medför att vinstmarginalerna för gasföretagen kan förändras, uppåt eller nedåt, om prisrelationerna mellan naturgasen och substitutbränslena förändras.

Slutkunden kan i vissa fall bära en viss risk till följd av sina investeringar på användningssidan. Har en kund väl investerat i utrustning för gashantering kan det vara kostsamt att exempelvis byta till annat bränsle eller uppvärmningssystem (detsamma gäller även fjärrvärmekunder). I praktiken saknas i Sverige, liksom i de flesta andra länder, konkurrens på gasmarknaden, varför kunden knappast har

möjlighet att byta leverantör. Detta har påtalats inom EU och ett förslag från EG-kommissionen om en inre marknad för el och gas presenterades för några år sedan. För närvarande fokuseras det huvudsakliga avregleringsarbetet dock på elmarknaden.

4.4 Tillståndsgivning

Tillståndsproceduren för el- och värmeproduktionsanläggningar redovisas i underlagsbilaga 5. Här skall dock kort nämnas något om den koncessionsplikt som gäller för byggande av rörledningar för naturgas.

Tillstånd för byggande av rörledning för naturgas (och fjärrvärme) kan ges enligt lagen (1978:160) om vissa rörledningar, den s.k. rörledningslagen. Fråga om koncession prövas av regeringen. Koncession får inte strida mot en detaljplan eller områdesbestämmelse.

Koncessionshavaren är skyldig att mot ersättning ombesörja transport genom ledningen åt en annan, om det kan ske utan "väsentligt förfång" för koncessionshavaren. I praktiken ger därmed rörledningslagen utrymme för att tredje part skall kunna utnyttja ledningen. Detta har dock hittills inte varit aktuellt.

5 En framtida naturgasmarknad i Sverige

Ovan har givits en kort historik över naturgasens introduktion i Sverige. Det kan konstateras att förutsättningarna har starkt förändrats för de aktörer som under 1980- och början av 1990-talet verkade för en ökad utbredning. Erfarenheterna visar att till följd av de långsiktiga infrastrukturinvesteringar som behövs, så påverkas utbredningen av gasnätet kraftigt av ändrade förutsättningar, exempelvis av förändringar i beskattningen. Detta medför att många aktörer kan vara tveksamma till att ta den stora risk som en investering är förenad med.

Nedan diskuteras förutsättningarna för en ökad gasutbredning i Sverige. Det är värt att notera att det sedan slutet av 1980-talet och början av 1990-talet knappast har pågått några aktiviteter på området. Flera av de kostnads- och marknadsbedömningar, baserade på bl.a. uppskattningar av kundens betalningsförmåga, som presenteras nedan är därför baserade på de noggranna studier som genomfördes under 1980-talet. Det är möjligt att delar av den marknad som då bedömdes vara realiserbar inte längre är aktuell. Exempelvis har vissa kommuner, där gas tidigare bedömdes vara ett tänkbart bränsle, sedan dess investerat i biobränslebaserad fjärr- och kraftvärme. Möjligheten för dessa kommuner att övergå till eller komplettera med naturgas beror bl.a. på om behov finns av ytterligare elproduktion och i vilken mån det finns utrustning som till en rimlig kostnad kan konverteras till gas.

5.1 Marknadspotential i Sverige

Vid marknadsbedömningar är framför allt framtida priser och energibehov av stor betydelse. Naturgas prissätts ofta i relation till alternativa bränslen. På grundval av en marknadsbedömning prissätts gasen så att den blir konkurrenskraftig mot kundens bästa alternativ. Prisutvecklingen på, och beskattningen av, andra bränslen inverkar därmed på gasens marknadspotential.

Inom ramen för Nordiska Ministerrådets arbete har en rapport tagits fram om gasens ställning inom energiförsörjningen i Norden och

Baltikum år 2010 - Naturgasens roll i Norden och Baltikum fram till år 2010.⁶ Rapporten har utarbetats av gasföretagen i Norge, Danmark, Finland och Sverige (STATOIL, Dangas, NESTE och Vattenfall Naturgas).

Utgångspunkt för rapporten är de bedömningar som görs av NUTEK i Energirapport 1993 beträffande energisystemets utveckling under perioden fram till år 2005. Där beskrivs ett högalternativ med en årlig BNP-ökning på 2,7 %, och ett lågalternativ med en ökning på 0,7 %. Energittillförseln förväntas växa med 1 resp. 0,5 % och elkonsumtionen med 1,5 resp. 1 % årligen. Elbehovet år 2005 uppskattas därmed till 163 resp. 154 TWh.

Utgående från detta antas i Nordiska Ministerrådets rapport att det fram till år 2005 behövs ett kapacitetstillskott på 1 500 - 2 500 MW el jämfört med år 1992, varav 1 000 MW antas täckas med naturgas. I Nordiska Rådets rapport uppskattas elbehovet år 2010 till 166 TWh.

Naturgaskonsumtionen i det nuvarande svenska distributionsområdet antas år 2005 uppgå till ca 10 TWh i alternativet med låg tillväxt, och ca 11 TWh i fallet med den högre tillväxten. Det motsvarar 0,94 resp. 1,02 miljarder m³ gas, att jämföra med förbrukningen år 1992 som var 0,73 miljarder m³. Konsumtionen är fördelad på användningssektorer enligt tabell 3.2.

Tabell 3.2 Naturgaskonsumtion i nuvarande distributionsområde, miljarder m³ resp. TWh år 2005.

År	Fjärrvärme	Industri	Bostäder m.m.	Totalt	Totalt TWh
1992	0,34	0,28	0,11	0,73	7,85
2005 låg	0,47	0,30	0,17	0,94	10,11
2005 hög	0,49	0,36	0,17	1,02	10,97

Källa: Nordiska Ministerrådet, Tema Nord 1994:638

Vattenfall Naturgas AB har uppskattat förbrukningen i det befintliga distributionsområdet samt marknadspotentialen i Mellansverige år 2010 enligt nedan.⁶

Tabell 3.3 Uppskattad svensk marknadspotential för naturgas år 2010.

Sektor	TWh	mrd m ³
Konsumtion på gasens nuvarande område	14	1,3
Potentialen i Mellansverige:		
Kraft- och fjärrvärme	12	1,1
Bostäder (inkl.småhus)	4	0,4
Storindustri	4	0,4
Totalt Mellansverige	20	1,9
Separat elproduktion	14	1,3
Totalt	48	4,5

Anm: Den separata elproduktionen är ett resultat av det ökade elbehov som prognosticerats i Energirapport 1993 (1 500 - 2 500 MW). Av detta behov antas 1 000 MW täckas med gas. Potentialen inkluderar i övrigt ingen separat elproduktion, ej heller ersättningsbehov till följd av kärnkraftavveckling.

Källa: Nordiska Ministerrådet, Tema Nord 1994:638

Användningen i nuvarande område uppskattas alltså, inklusive tillkommande behov av ny separat elproduktion, till ca 2,6 miljarder m³, 28 TWh. Utöver dagens kapacitet på ledningsnätet skulle krävas investeringar i kompressorer.

En avveckling av kärnkraften kan självklart öka naturgaspotentialen ytterligare.

Den totala uppskattade potentialen i Norden skapar enligt rapporten förutsättningar för att etablera ett nordiskt gasnät. Tilläggspotentialen i Finland och Sverige uppskattas till 8 - 9 miljarder m³ vilket är mer än den volym som från norskt håll har indikerats som minimivolym (5 - 6 miljarder m³) för att export från Norge skall vara intressant. Huruvida Finland kommer att tillgodose sitt totala tillförselbehov med enbart naturgas är dock oklart.

Det bör påpekas att avsikten med det arbete som har bedrivits inom ramen för Nordiska Ministerrådet inte har varit att ta fram underlag för Energikommissionens överväganden. Energikommissionen har låtit två konsulter granska rapporten.

I en av dessa konsultrapporter bedöms den redovisade marknadspotentialen i befintligt system - 14 TWh år 2010 - vara realistisk.² Även för marknaden i Mellansverige bedöms redovisade potentialer i stort sett

vara rimliga. Det konstateras dock att Nordiska Ministerrådets rapport grundar sig på de bedömningar som gjordes i slutet av 1980-talet. Vissa av de marknader som då intecknades har sannolikt försvunnit i dag. Exempelvis har vissa kommuner investerat i biobränslebaserad fjärrvärme- och kraftvärmeproduktion. Även bland dem som i dag använder fasta bränslen i kraftvärmeproduktion finns dock ett intresse för naturgas vid en utökad och effektivare kraftvärmeproduktion. Inte minst det ökade elutbytet som möjliggörs med gas lyfts fram som en viktig aspekt.

I bilaga 3B visas i stort marknadens antagna geografiska spridning.

Den andra konsultstudien pekar dock på att det för att göra en bedömning över en framtida expansion av gas i Sverige är nödvändigt att utförligt analysera prissättning och kostnader.⁷ Exempelvis bör det noggrant undersökas vilka energikällor gasen kan ersätta samt i vilka områden det råder en tillräckligt stor efterfrågan för att det skall vara lönsamt att distribuera gas. Författarna bedömer att det inte är troligt att det går att få lönsamhet i ett utvidgat gasnät innan en avveckling av kärnkraften sker. Först då stiger elpriset och en ny energikälla behövs. Finns det då en tillräcklig marknadspotential för att naturgasen skall bli lönsam är den ett möjligt alternativ.

En frågeställning som är väsentlig för lönsamheten i en ökad tillförsel av naturgas rör kraftvärme- och fjärrvärmemarknaden, för vilka det framtida värmebehovet är av avgörande betydelse. Fjärrvärmesystemet beskrivs i underlagsbilaga 10. I rapporten Naturgas i Mellansverige anges att ett gasdistributionssystem är ungefär hälften så dyrt att bygga som ett fjärrvärmesystem. Ett gasnät kan därmed vid given kostnad sträckas ut längre i ett område än fjärrvärmesystemet.³ Skall gasen bli ett intressant uppvärmningsalternativ måste den dock prissättas så att den är konkurrenskraftig även mot elvärme.

Som framgått krävs en betydande marknad för att naturgasnätet skall byggas ut. Förutsättningen är dock att det dessutom finns en tilltro till stabiliteten hos de faktorer som påverkar marknaden, framför allt skatterna. De historiska erfarenheterna är i det avseendet inte så goda.

Transportsektorn

I oktober 1995 fanns 108 naturgasdrivna fordon, huvudsakligen bussar, i Sverige. Antalet beställda var 184. Under år 1995 har naturgas (och biogas) kunnat tankas på sju platser i södra och västra Sverige. Biogas består liksom naturgas av huvudsakligen metangas. Koncentrationen av metan i biogas är dock lägre än i naturgas. Biogas kan, om den renats och anrikats, användas i naturgasdrivna fordon utan att dessa behöver byggas om. Projekt där biogas används i bussar och lastbilar pågår i Linköping och Trollhättan.

Det främsta motivet till naturgas i fordonsdrift har varit en förbättrad luftkvalitet i tätorterna. Möjligheten att både reducera buller och avgasutsläpp var avgörande för Göteborg och Malmö då dessa städer beslutade om flottförsök med gasdrivna bussar.

En av de mest kritiska faktorerna för utvecklingen av en gasmarknad på transportområdet är uppbyggnaden av infrastruktur för tankning av fordonen. Detta är inget specifikt naturgasproblem utan gäller alla alternativa drivmedel för fordon. I dag finns tankstationer i Malmö och Göteborg. En kompressoranläggning med tankstation för 50 bussar kostar ca 6,5 miljoner kronor.

Andra kritiska faktorer för en fortsatt kommersialisering av naturgasdrivna fordon är dels tillgången på orginaltillverkade fordon, dels möjligheten att genom ökande produktionsvolymerna reducera kostnaderna för bl.a. tankarna i fordonen. Flertalet av de stora fordonstillverkarna är engagerade i utvecklingen av gasdrift. Den förhållandevis korta körsträckan per tankning, ca 30 - 35 mil, kan dock vara en restriktion för potentialen. Eftersom gasdrivna fordon i huvudsak kan väntas få sin största användning i tätorter torde detta dock inte vara något allvarligt problem. Merkostnaden för de senast inköpta naturgasdrivna bussarna har uppskattats till 300 000 - 350 000 kr. Merkostnaden för en naturgasdriven lastbil beräknas i dag ligga kring 200 000 kr. Kostnadsreduktioner kan väntas för såväl bussar som lastbilar, allt eftersom efterfrågan ökar.¹⁴

Sydgas bedömer att den sydsvenska naturgasmarknaden för fordonsdrift kan uppgå till ca 300 GWh/år.

I en studie som utförts på uppdrag av Energikommissionen har marknadspotentialen för naturgas i bussar i kollektivtrafik och fordon för lokala och regionala varutransporter undersökts i de större tätorterna längs en tänkt ledning genom Mellansverige.¹⁴ De studerade orterna är Borås, Jönköping, Linköping, Norrköping, Eskilstuna, Storstockholm, Enköping, Uppsala, Västerås, Gävle, Sandviken, Borlänge och Falun. De totala leveranserna av dieselolja inom de berörda kommunerna uppgick

år 1993 till 580 600 m³, vilket motsvarar knappt 6 TWh, och leveranserna av bensin uppgick till ca 1 570 200 m³ vilket motsvarar knappt 14 TWh.

Enligt studien kan en möjlig marknad i dessa kommuner uppgå till ca 1,4 - 3,6 TWh gas/år, varav för bussar i kollektivtrafik 0,4 - 0,6 TWh (baserat på en marknadsandel om 60 %), lokala varutransporter 0,4 - 1,9 TWh (baserat på en marknadsandel om 30 %), regionala varutransporter 0,2 - 0,5 TWh (baserat på en marknadsandel om 30 %) samt taxibilar och personbilar 0,4 - 0,6 TWh (baserat på en marknadsandel om 60 %). För bussar i kollektivtrafik byts drygt 8 % av fordonsparken ut varje år. I de studerade orterna byts ca 250 bussar varje år. För lastbilar sker en nyregistrering av drygt 9 % av fordonsparken varje år.

Uppbyggnaden av marknaden väntas ta ca 10 år.

5.2 Investeringar

Kostnaderna för ett gasledningssystem till Mellansverige uppskattas, baserat på tidigare förstudier och förprojekteringar i SwedeGas regi, vara följande (1995 års penningvärde).²

Tabell 3.4 Uppskattning av kostnad för gasledningssystem i Mellansverige, miljoner kronor.

Stamledning (ca 600 km), inkl. kompressorstationer	4 000 - 4 500
Grenledningar och mät- och reglerstationer	
- korta utefter grenledningen	800 - 1 000
- Mälardalen (ca 200 km)	600 - 800
- Bergslagen (ca 220 km)	1 000 - 1 200
- Stockholmsområdet (regionalt nät)	1 300 - 1 500
Totalt	7 700 - 9 000

I Nordiska Ministerrådets rapport presenteras två alternativa linjedragningar för ett gassystem, ett där gas tas från södra Nordsjön och ett där gas tas från Haltenbanken (se bilaga 3C).⁶ Den sistnämnda sträckningen förefaller inte trolig i dag då det har beslutats att gas från Haltenbanken skall transporteras i sjöledning med anslutning till det befintliga sjöledningssystemet i Nordsjön.

En leverans från Nordsjöområdet till Sveriges västkust och därifrån vidare till Stockholm-Bergslagen och Finland skulle förutsätta följande investeringar (baserat på 5 - 6 miljarder m³ gas årligen, 1992 års penningvärde, exkl. off-shoreinvesteringar).⁶

Tabell 3.5 Uppskattning av investeringskostnader för leverans av naturgas till svensk resp. finsk marknad, miljarder svenska kronor resp. miljarder finska mark.

Leveranssystem till svensk marknad

Från landfäste

Högtrycksinvesteringar från leveranspunkt 5,5 - 8,0

Säkerhets- och utjämningslager 1,5 - 2,5

Totalt 7,0 - 10,5

Leveranssystem till finsk marknad

Transportsystem från Sverige till Finland, distribution till marknad i västra Finland och anslutning till nuvarande system

Totalt 2,5 - 3,5

Som framgår av tabell 3.4 och 3.5 överensstämmer de uppskattade kostnaderna för investeringar i ett ledningssystem i Mellansverige.

I ovanstående siffror ingår inte kostnaderna för lågtrycksnät, vilka är svåra att uppskatta då de beror av de lokala marknadernas omfattning och utbredning. Investeringarna i lågtrycksnät med anslutning till den befintliga högtrycksledningen uppskattas till ca 1 miljard kronor (jmf. Sydgas årsredovisning 1994). Detta kan jämföras med investeringen i högtrycksnätet, 1,2 miljarder kr (se avsnitt 4.1). Marknaden i Mellansverige kan antas vara mer spridd än den i Sydsverige och på Väst-

kusten, varför samma relation mellan högtryck- och lågtryckinvesteringarna inte kan antas.

Som nämnts inledningsvis baseras de redovisade siffrorna på underlag från 1980- och 1990-talen. Kostnaderna är endast uppskattningar. Några kalkyler avseende alternativa sträckningsalternativ har inte gjorts.

Sammantaget uppskattas kostnaderna för en ledningsdragning från Göteborg och genom Mellansverige till Gävle vara i storleksordningen 10 miljarder kronor, exklusive lågtrycksnät. Därutöver tillkommer kostnad för lager (se nedan).

Enligt Nordiska Ministerrådets rapport skulle kostnaderna för investeringar i landrör i Norge, Sverige och Finland samt förenandet av de svenska och finska näten uppgå till i storleksordningen 10 - 15 miljarder finska mark.

Som visats finns i dag en outnyttjad kapacitet i det befintliga svenska nätet, motsvarande ca 13 TWh gas. Kompressorer kan medge användning av ytterligare ca 8 TWh gas. För detta skulle krävas investeringar i kompressorer på ca 250 - 300 miljoner kronor. En separat elproduktion i gaskombianläggningar på Västkusten skulle, baserad på 21 TWh gas, kunna ge ca 10 - 12 TWh el.

5.3 Försörjningsberedskap och lagring

År 1985 antog riksdagen en särskild lag om försörjningsberedskapen på naturgasområdet. Samtidigt godkändes vissa riktlinjer för beredskapen (prop. 1984/85:172, bet. 1984/85:FöU13, rskr. 1984/85:390).

Lagen (1985:635) om försörjningsberedskap på naturgasområdet är uppbyggd på samma sätt som lagen (1984:1049) om beredskapslagring av olja och kol (LBOK). Skillnader finns dock, beroende på att lagring av gas är tekniskt och ekonomiskt mer komplicerat än lagring av olja och kol. Enligt lagen är förbrukare av naturgas med en årsförbrukning av minst 5 miljoner m³ gas, motsvarande 5 000 m³ olja, vid en anläggning skyldiga att hålla beredskapslager av lämpligt ersättningsbränsle. Detta har i praktiken inneburit att olja lagrats. Dessutom måste sådan utrustning som behövs för att ersättningsbränslet skall kunna användas finnas tillgänglig vid anläggningen. Skyldiga att vidta beredskapsåtgärder är också de som sålt naturgas till förbrukare för energiändamål, dvs. gasdistributörer. Åtgärdernas art är beroende av vad gasen används till.

De riktlinjer som godkändes av riksdagen samma år innebar att beredskapsåtgärder enbart skulle vidtas för krig och avspärrning, inte för fredskriser. Åtgärderna begränsades tills vidare till att gälla storförbrukare, huvudsakligen inom industrin, och förbrukare som använde gasen för bostadsuppvärmning. För dessa skulle åtgärdernas omfattning bestämmas utifrån bl.a. gällande planeringsförutsättningar för det ekonomiska försvaret. För övriga kategorier av förbrukare skulle beredskapsåtgärder anstå tills vidare.

Dessa riktlinjer innebar att beredskapsfrågorna för naturgas fick en provisorisk lösning i avvaktan på att tekniskt och ekonomiskt godtagbara metoder, främst för lagring av naturgas, skulle bli tillgängliga. I regeringens proposition 1994/95:176 om beredskapslagring av olja och kol, anförs att denna provisoriska ordning vad gäller försörjningsberedskapen på naturgasområdet kan bestå under ytterligare någon tid. En anledning till detta är bl.a. att arbete pågår avseende system baserat på att en blandning av luft och propan matas in på nätet. Naturgaslager är att föredra, men den överenskomna lösningen för naturgasspecifika kunder i krissituation med propan-luft har fördelen av lägre kostnader och ökad geografisk spridning. Stationer för propan-luft finns i dag bl.a. i Malmö och Göteborg. Dessa kan vid eventuella störningar i den normala tillförseln av naturgas kopplas in med kort varsel. Det pågår förberedelser för att propan-luftblandningen skall kunna distribueras i hela Sydgasområdet, vilket medför väsentligt bättre förutsättningar att klara försörjningen för naturgaskunder som saknar möjlighet att använda annat bränsle.

I samma proposition görs vissa förändringar avseende beredskapslagring av olja och kol för storförbrukare (dvs. industrier, värmeverk och kraftvärmeverk). I konsekvens med detta görs motsvarande förändringar också på naturgasområdet. Den andel av basmängden som enligt tidigare krav skulle lagras av naturgasförbrukare bestämdes på samma sätt som för olja och kol (enligt LBOK) genom ett generellt lagringsprocenttal om 20 %. Enligt propositionen bör detta ersättas med en metod som medger en mer individuell anpassning av lagringskravet till beredskapsbehoven för varje storförbrukare. Enligt förslaget avseende olja och kol, skall detta göras genom att myndigheten efter prövning av behovet i varje särskilt fall fastställer storleken av beredskapslagret på grundval av vissa riktlinjer från regeringen. Detta tillvägagångssätt anses vara lämpligt även för naturgasförbrukare. Riksdagen har beslutat i enlighet med propositionen. I Nordiska Ministerrådets rapport uppskattas det totala lagringsbehovet i de nordiska länderna till 800 - 3 000 miljoner m³ år 2000.⁶ I Lille Torup i Danmark finns ett lager som rymmer 300 miljoner m³. Lagret bedöms

kunna expandera till en kapacitet på minst 1 miljard m³. Ytterligare ett gaslager på 300 miljoner m³ finns i Stenlille på Själland. I Lettland finns ett naturgaslager med en total volym på 4 miljarder m³. På basis av geologiska undersökningar om möjligheten att bygga ytterligare gaslager har uppskattats att gaslager med en sammanlagd aktiv volym på 70 miljarder m³ skulle kunna byggas i Lettland.

Sverige saknar geologiska förutsättningar för lager av den karaktär som finns i exempelvis Danmark. Här blir det i stället fråga om bergrum. Det pågår försök med plåtinklädning av bergrum för naturgaslagring.

De nya reglerna avseende försörjningsberedskapen på naturgasområdet gör det svårt att uppskatta kommande myndighetskrav för olika användare och därmed bl.a. kostnaderna för investeringar i lagerkapacitet. Användarna lagrar i dag olja till följd av myndighetskrav. De ställer krav på säljarna om försörjningssäkerhet. Säljarna av naturgas torde således ha intresse av att erbjuda bra beredskap för eventuella störningar och lagra för utjämning av belastningen.

I en konsultstudie uppskattas, baserat på tidigare rådande krav på lagring, behovet av lager för Mellansverige till 200 miljoner m³/år under förutsättning att storförbrukarna utnyttjar olja för beredskapslagring och säsongutjämning.² Detta innebär att de vintertid får komplettera gaseldning med oljeeldning i sina anläggningar. Kostnaderna för utbyggnad av ett inklätt bergrumslager för Mellansveriges behov uppskattas till 2 - 2,4 miljarder kr. I Ministerrådets rapport anges 1,5 - 2,5 miljarder kr för säkerhets- och utjämningslager i Sverige⁶.

5.4 Miljökonsekvenser

En bedömning av miljöeffekterna av en ökad naturgasutbredning beror på vilka bränslen som gasen kommer att ersätta samt om naturgas-tillförseln ökar som ett resultat av en kärnkraftsavveckling. Miljöeffekterna blir därför beroende av bl.a. den skattesituation som kommer att råda, som påverkar prisbilden för naturgas och därmed dess konkurrenskraft.

Metan

En ökad gasintroduktion kommer att ge upphov till ökade metanutsläpp. Utsläppen från nuvarande ledning i Skåne och på Västkusten uppgår till ca 0,3 % av den totala användningen.¹² Ledningen innefattar dock de gamla stadsgasnäten i Malmö och Göteborg. Exkluderas dessa uppgår läckaget till ca 0,05 %. Om denna siffra antas vara representativ för en ny ledning genom Mellansverige skulle metanutsläppen, vid en kapacitet på ledningen av 9 miljarder m³ gas (uppskattad tilläggspotential i Sverige och Finland enligt Ministerrådets rapport) schematiskt medföra ett metanutsläpp på knappt 4 000 ton. Totalutsläppen av metan i Sverige uppgår till ca 330 000 ton och härrör främst från jordbruket (200 000 ton).

Vissa av de städer som kan tänkas omfattas av en ökad gasutsträckning har i dag gamla stadsgasnät. Exempel är Stockholm, Västerås, Norrköping. Det är dock endast Stockholm som har ett stadsgasnät som fortfarande används och som kan väntas bli aktuellt att använda för naturgas. Detta nät måste upprustas om naturgas skall introduceras. En grov uppskattning för detta är några hundra miljoner kronor. Stadsgasnätet i Stockholm kommer att behöva upprustas runt år 2005 även om naturgasen inte når Stockholm.

Koldioxid och övriga emissioner

Koldioxidutsläpp, liksom utsläpp av kväve- och svaveloxider, vid bl.a. en ökad gasanvändning redovisas i underlagsbilaga 17.

Enligt Nordiska Ministerrådets rapport bedöms år 2010 marknadspotentialen, exkl. separat elproduktion, vara 14 TWh gas i det nuvarande utbredningsområdet samt 20 TWh gas i Mellansverige (se tabell 3.3). Uppskattningarna grundar sig på antagandet att naturgas ersätter andra fossila bränslen i småhus, flerbostadshus, lokaler, industri samt kraft- och fjärrvärme. I tabell 3.6 visas årliga minskningar av koldioxid, kväveoxid och svaveloxid från dessa sektorer om gas skulle ersätta andra fossila bränslen i en sådan utsträckning. Förutom effekterna år 2010 redovisas även utsläppsreduktionen år 1992 på nuvarande utbredningsområde, under samma antagande om var substitution sker.

Tabell 3.6 Årlig minskning i ton av SO₂, NO_x och CO₂ vid ersättning av fossila bränslen med naturgas i enskild uppvärmning, kraft- och fjärrvärme samt industri, åren 1992 (nuvarande utbredningsområde) och 2010 (nuvarande utbredningsområde samt i Mellansverige).

	1992	2010
SO ₂	4 600	20 000
NO _x	1 500	6 200
CO ₂	660 000	3 000 000

De totala utsläppen av svaveldioxid i Sverige år 1994 var 100 000 ton, av kväveoxid 400 000 ton samt av koldioxid 60 000 000 ton.

Siffrorna i tabellen bör ses som grova uppskattningar. Det är knappast troligt med en så omfattande konvertering till gas som här har antagits. Vidare skulle troligen en viss konvertering i stället ha skett till t.ex. biobränslen.

Om fossila bränslen i stället ersätts med biobränslen skulle nettoutsläppen av koldioxid reduceras till noll. Svavelutsläppen skulle däremot inte minska lika mycket som i fallet ovan, och inte heller kväveoxidutsläppen (se tabell 3.1). Det bör påpekas att det, framför allt i industrisektorn, finns verksamheter där det knappast är möjligt att använda biobränslen.

Som nämnts i tidigare avsnitt finns en viss naturgasmarknad i transportsektorn. Om diesel ersätts med naturgas (eller biogas) är den största miljövinsten att luftkvaliteten i tätorterna förbättras. Jämfört med dieseldrift (buss eller lastbil) med katalysator ger naturgasdrift lägre utsläpp av framför allt partiklar och kväveoxider. Den relativt sett mindre mängd koldioxid som bildas vid förbränning av naturgas jämfört med förbränning av dieselolja motverkas delvis av lägre verkningsgrad i en naturgasmotor. Nettoutsläppen av koldioxid från naturgasbussar kan mot denna bakgrund uppskattas till ca 10 % lägre än från dieselbussar.¹⁴

Utsläppen av kväveoxider skulle, om den tidigare angivna marknadspotentialen om 1,4 - 3,6 TWh gas togs i anspråk, minska med mellan 1 400 och 4 300 ton/år och av partiklar med mellan 15 och 40 ton/år. Utsläppen av totalcolväten, i huvudsak metan, skulle däremot öka. Det pågår dock utvecklingsarbete för att minska metanutsläppen.

En introduktion av naturgasfordon i denna omfattning skulle minska koldioxidutsläppen med mellan 64 000 och 132 000 ton.¹⁴

I Göteborg finns ca 400 bussar och 1 000 lastbilar i lokal stadstrafik. Om samtliga dessa fordon skulle övergå från dieseldrift till naturgasdrift skulle krävas ca 320 GWh gas per år. Utsläppen av partiklar från dessa fordon skulle uppskattningsvis minska från dagens 20 ton per år till knappt 3 ton per år. Kväveoxidutsläppen skulle minska från ca 530 ton per år till 140 ton per år.¹⁵

5.5 Biobränslen och naturgas

En investering i en naturgasledning genom Mellansverige skulle leda till ökad konkurrens på de lokala bränslemarknaderna, i och med att ett nytt bränsle introduceras. Detta är naturligtvis gynnsamt för kunderna. Av de totala kostnaderna för naturgas är en relativt stor del fasta i form av kapitalkostnader för rörledningen. När väl en investering i ledningsnät är gjord, kan det finnas motiv för gasbolagen att lågprissätta gasen för att knyta upp nya kunder. Naturgas skulle därmed kunna prissättas lägre än biobränslen även om en täckning av kapitalkostnaderna måste förutsättas.

I den energipolitiska propositionen från år 1991 anförs att biobränslen och naturgas är konkurrerande bränslen i kraftvärmen. En ökad naturgasutbyggnad skulle därmed kunna konkurrera ut biobränslen i befintliga anläggningar, exempelvis i fjärrvärme- och kraftvärmeverk, eller begränsa möjligheterna till en ökad biobränslemarknad.

Inom ramen för Energikommissionens arbete har konkurrensen mellan naturgas och biobränslen längs en tänkt naturgasledning från Göteborg till Gävle år 2005 studerats.^{11,13} Studien skall ses som ett försök att ur ett lokalt och regionalt perspektiv se om, och i så fall i vilka sektorer, naturgas och biobränslen konkurrerar. Det är värt att understryka att studien inte haft syftet att kartlägga en potentiell marknad för naturgas och att resultaten därför inte bör användas som utgångspunkt vid diskussioner av en sådan.

Studien baserar sig på beräkningar med energisystemmodellen MARKAL. MARKAL är en modell i vilken energisystemet optimeras ekonomiskt utifrån givna indata. Eftersom det inte har varit möjligt att studera situationen i varje kommun längs den tänkta ledningen, har beräkningar gjorts utifrån tre kommunala databaser för Göteborg, Uppsala och Värnamo. I dessa databaser är respektive kommuns energisystem noga beskrivet vad gäller energianvändning, bebyggelse, fjärrvärmeproduktion, industri uppdelad på branscher m.m. I MARKAL

finns en "meny" med olika energiomvandlingsanläggningar inklusive kostnads- och prestandauppgifter.

Resultaten för de tre kommunerna har räknats om med utgångspunkt i de verkliga förutsättningarna avseende energianvändning längs den tänkta ledningen. Totalt rör det sig om 71 kommuner, för vilka data om bostäder, lokaler, industri osv. finns inlagda i en databas.¹¹ Utgående från prognoser för byggande och energibehov år 2005 (samma data som används i övriga studier för Energikommissionen) har konkurrensen mellan gas och bibränslen beräknats i sektorerna fjärrvärme, egna pannor i bostäder och lokaler samt industrin. Separat elproduktion har inte studerats.

Studier har gjorts för totalt sju fall där skilda priser och prisutvecklingstakter för el och bränslen antagits. Priserna i kr/MWh år 1995 exkl. skatter och avgifter samt årlig procentuell prisökning framgår av bilaga 3D. Två prisökningstakter har antagits avseende råkraftpriset. I ett fall stiger priset till 280 kr/MWh, i ett annat till 350 kr/MWh. Prisökningarna är inte relaterade till en kraftkraftsavveckling.

Sammanfattningsvis visar beräkningarna att konkurrens mellan naturgas och bibränslen i huvudsak kan beräknas uppstå i fjärrvärmesektorn. Bibränslen har med dagens energi- och koldioxidskatter en mycket stark konkurrenskraft i värmeproduktion. Vid låga relativa naturgaspriser tar gasen marknadsandelar av bibränslena. Bibränsleanvändningen i de studerade kommunerna ökar ändå jämfört med dagens nivå. Elpriset har också stor betydelse för kraftvärmens konkurrenskraft vilket avspeglas i användningsnivåerna för bibränsle och naturgas i fjärrvärmesektorn. Låga elpriser medför att kraftvärmens konkurrenskraft minskar. Därmed blir den totala användningen av bibränsle och gas i fjärrvärme lägre än i fallet med högre elpriser.

Värmebehovet i sektorn *bostäder och lokaler* fördelat på energislag framgår av tabellen nedan.

Tabell 3.7 Bostäders och lokalers nettovärmebehov år 1993 och 2005 fördelat på energislag, TWh.

	Högt elpris						Lågt elpris	
	Nuläge 1993	Utan gas	Grundfall med gas	Prisutv. 1% alla bränslen	Lågt gaspris oförändr. flispris	Lågt gaspris ökande flispris	Ökande gaspris	Oförändr. gaspris
DIREKT- EL	5	5	5	5	5	5	5	5
EGEN PANNA								
Olja, el	15	11	8	8	7	7	9	8
Naturgas	0	-	4	5	8	8	5	7
Biobränsle	4	4	4	3	4	2	4	3
FJÄRRVÄRME								
Övr.	16	10	7	10	6	9	12	12
energislag								
Naturgas	0,7	-	2	2	5	7	3	3
Biobränsle	2,5	15	15	12	12	7	5	5
TOTALT	43	45	45	45	45	45	43	43
Andelar av hela värmemarknaden, %								
Naturgas	2	-	13	16	27	33	18	24
Biobränsle	15	42	42	33	35	21	22	18

Enligt beräkningarna ökar det totala värmebehovet måttligt i de 71 kommunerna.^a Ökningen av uppvärmd yta är måttlig och kompenseras av effektiviseringar i det befintliga beståndet. I samtliga fall sker en utbyggnad av fjärrvärmem (det bör dock observeras att detta inte är någon prognos över fjärrvärmeutbyggnaden). I fallet "Grundfall med naturgas" finns knappast någon konkurrens mellan fjärrvärme och naturgas i enskilda pannor. Först i fallet "Lågt naturgaspris" kan gasnät i vissa områden ersätta fjärrvärmeutbyggnad.

Vid det högre elpriset är biobränsle det viktigaste bränslet i fjärrvärme- och kraftvärmeproduktionen. Biobränsle konkurreras inte ut av gas i "Grundfallet". Naturgasen ökar sin andel främst på bekostnad av olja. Först i ett fall med lågt gaspris och en real prisökning på biobränsle kan naturgas ta andelar av biobränslemarknaden.

^a Som framgår av tabell 3.7 sker ingen ökning av värmebehovet i fallet med det lägre elpriset. Detta beror på andra antagandena om tillväxten i ekonomin. Ingen korrelation finns mellan värmebehovets och elprisets utveckling.

I fallen med de lägre elpriserna är naturgasens och biobränslenas andel av fjärrvärmeproduktionen lägre än vid höga elpriser. Övriga energislag har bättre konkurrenskraft eftersom låga elpriser medför att kraftvärmens konkurrenskraft minskar. Elproduktionen i kraftvärme uppgår i fallen med det högre elpriset till 6,5 - 9 TWh, och med det lägre elprisantagandet till 5,3 TWh. Andelen elproduktion i kraftvärme med biobränslen resp. naturgas visas i tabell 3.8.

Tabell 3.8 Andel elproduktion i kraftvärme med biobränsle respektive naturgas år 2005, %.

	Biobränsle	Naturgas
<i>Högt elpris</i>		
Utan naturgas	90	-
Grundfall gas	85	10
Prisutv. 1% alla bränslen	80	10
Lågt gaspris, oförändr. flis	65	30
Lågt gaspris, prisutv. flis	40	55
<i>Lågt elpris</i>		
Ökande gaspris	75	15
Oförändrat gaspris	45	45

Gas konkurrerar generellt endast i liten utsträckning med biobränslen i den individuella uppvärmningen ("egna pannor"). Naturgasen tar en stor marknadsandel, men konkurrerar då inte med biobränslen utan med olja och i viss mån elvärme och fjärrvärme.

Användningen av köpta biobränslen är liten inom *industrin* (användningen av lutar är betydande men dessa saluförs inte på någon marknad). Detta beror på att det inte alltid tekniskt går att använda biobränslen samt på rådande beskattning, där industrin inte betalar någon energiskatt och endast 25 % av koldioxidskatten. Enligt beräkningarna finns inom industrin ingen konkurrens mellan gas och biobränslen. Naturgasen konkurrerar framför allt med olja. Gasen tar större andelar i större industrier än i små, bland annat beroende på lägre överföringskostnad. På samma sätt gäller att fjärrvärmerna är konkurrenskraftigare vid leverans till större industrier.

Det bör observeras att studiens resultat för industrin är osäkrare än resultaten för bostadssektorn. Inom industrin finns en stor variation av energibehov med olika substitutionsmöjligheter. Det är därför svårare att

utifrån det givna underlaget generalisera till förhållandena längs hela den antagna ledningen.

Den totala användningen av gas och biobränslen enligt studien sammanfattas nedan. Naturgasleveranserna beräknas i modellen till mellan 10 och 32 TWh/år. Storleken på leveranserna är mycket beroende av de inbördes prisrelationerna mellan bränslena.

Tabell 3.9 Total användning av naturgas och biobränslen år 1993 och 2005, TWh.

	Högt elpris					Lågt elpris		
	Nuläge 1993	Utan gas	Grundfall med gas	Prisutv. 1% alla bränslen	Lågt gaspris oförändr. flispris	Lågt gaspris ökande flispris	Ökande gaspris	Oförändr. gaspris
NATURGAS								
Fjärrvärme	1,2	-	3,4	3,8	11,3	20	3,8	6,9
Egna pannor	0	-	4,6	6,0	8,8	9,1	5,7	8,5
Industri	0,5	-	1,6	1,5	2,8	2,8	3,0	4,0
Summa	1,7	-	10	11	23	32	13	19
naturgas								
BIOBRÄNSLEN								
Fjärrvärme	3,2	31,6	31,9	24,7	26	14,4	16,2	12,1
Egna pannor	6,4	6,7	6,2	4,8	5,9	3,9	6,6	4,8
Industri	0,2	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4
Summa biobränslen	10	39	38	30	32	18	23	17

Med det höga elpriset och grundfallets prisantaganden konkurrerar ej naturgas och biobränsle. Grundfallets 10 TWh är en alltför liten volym för att motivera en gasledning. Dock bör påpekas att studien är översiktlig och att gas för ren elproduktion inte ingått i förutsättningarna. För en noggrannare bedömning behövs en detaljerad kartläggning av den totala marknaden, t.ex stora potentiella kunder, samt en mer detaljerad förstudie av den gynnsammaste ledningssträckningen, inklusive grenledningar.

Först vid lägre gaspriser uppstår konkurrens och då inom sektorn fjärrvärme inkl. kraftvärme. I sektorn "egna pannor" finns en konkurrens vid låga gaspriser, men mängderna gas är små. I industrisektorn finns

ingen konkurrens mellan naturgas och bibränsle. Här tar gas marknadsandelar från främst olja.

I fallen med det lägre elpriset är de totala mängderna gas och bibränslen lägre än i fallet med högt elpris. Detta beror på kraftvärmens - och därmed fjärrvärmens - minskade konkurrenskraft.

I beräkningen "oförändrat gaspris, lågt elpris" har gaspriset hållits reellt oförändrat fram till år 2005 samtidigt som övriga bränslen inklusive bibränslen ökar i pris. I detta, för naturgasens del extremt gynnsamma, exempel minskar bibränsletillförseln i individuell uppvärmning i området från dagens 6,4 TWh till 4,8 TWh år 2005. Gas för enskild uppvärmning uppgår till 8,5 TWh år 2005. I fjärrvärmesektorn sker dock samtidigt en ökning av bibränsletillförseln i kommunerna från dagens 3,2 TWh till 12 TWh, samtidigt som gastillförseln ökar till 7 TWh. Beskattningen av fossila bränslen i värmeproduktion gör att bibränslen har en mycket stark ställning där.

Frågan om konkurrens mellan naturgas och bibränslen kan vara mer komplicerad än vad som kan simuleras i en modell och utläsas av de långsiktiga prisrelationerna mellan bränslen. Om väl en ledning dras finns motiv för gasbolag att, om de har finansiella möjligheter, inledningsvis sänka priserna till exempelvis fjärrvärmeföretag för att på så sätt knyta upp kunder. Detta resonemang förutsätter att gasbolagen har ekonomiska möjligheter att ta en initial förlust medan marknaden byggs upp. Möjligheten till lågprissättning av gas kan också finnas om tillfälliga gasöverskott uppstår.

Om det antas att staten svarar för investeringen i en stamledning (se vidare nedan), kan konkurrensen mellan gasbolagen öka och leda till en för kunden gynnsam prispress. Enligt t.ex studien Naturgas i Mellansverige skulle detta kunna leda till priser på naturgasen under alternativbränsle-paritet.³ En sådan utveckling skulle kunna försvåra för bibränslemarknaden att utvecklas. Å andra sidan kan knappast ett gasbolag under längre tider ta ut priser som understiger importpriset. Till importpriset kommer också kostnaden för själva ledningsnätet.

En jämförelse kan göras med den befintliga stamledningen, där ju en outnyttjad kapacitet finns. Möjlighet finns att bygga grenledningar till exempelvis Mölndal, där bibränslen används. Importören, Vattenfall Naturgas AB, har dock valt att i stället träffa en överenskommelse med Dangas rörande överskottsgasen. Som ett exempel på en ort där gaskraftvärme har installerats, kan nämnas Ängelholm, där dock bibränsle används i värmeproduktionen.

Utformningen av beskattningen - särskilt koldioxidbeskattningen - i

värme- och kraftvärmesektorn kommer att ha en mycket stor inverkan på konkurrenssituationen mellan samtliga bränslen.

5.6 Konkurrensspekter

Ett ledningsnät för naturgas kan beskrivas som ett naturligt monopol på samma sätt som exempelvis ledningsnätet för el. Förekomsten av naturliga monopol har att göra med stordriftsfördelar - det är t.ex. inte rimligt att bygga parallella stamledningsnät. Som i alla monopol-situationer finns det risk att monopolmakten kan missbrukas och kontroll från statens sida kan därför vara nödvändig. Exempelvis kan överinvesteringar i anläggningar eller distributionssystem göras, för vilka kostnaderna övervältras på kunderna.

En utbyggnad av naturgasnätet kräver en tillräcklig marknad och långsiktiga politiska beslut. Vidare måste någon aktör kunna ta den risk som är förknippad med den stora investering som krävs. Dessa frågor berörs i delvis i underlagsbilaga 6. Eftersom den uppskattade marknadspotentialen realiserats först efter en viss tidsfördröjning, krävs dessutom att investeringen görs med en initial överkapacitet. Ägaren till ledningen måste därför kunna finansiera de underskott som uppstår under de första åren.

Den eller de aktörer som har ekonomiska förutsättningar att bära de risker som är förknippade med ett sådant projekt, skulle kunna få en mycket stark ställning som ensam nätägare. Små och nytillkommande aktörer kan hindras att slå sig in på marknaden.

Enligt rörledningslagen är en ledningsägare skyldig att mot ersättning, och om ledig kapacitet finns, ombesörja transport genom ledningen åt annan part. I dag saknas konkurrens på naturgasmarknaden i Sverige, varför frågan om utnyttjande av nät aldrig prövats. Det kan noteras att det inom EU pågår arbete med att försöka öka konkurrensen på såväl el- som gasmarknaderna. Genom att låta tredje part nyttja nät eller ledningar, s.k. Third Party Access - TPA, skall en kund kunna välja leverantör av el eller gas. Den svenska rörledningslagen ger redan nu utrymme för TPA, vilket dock hittills inte har efterfrågats. Arbetet inom EU går långsamt och har under senare år framför allt inriktats på elmarknaden.

En ökad naturgasutbredning ger upphov till frågor om hur problem till följd av ett dominerande marknadsinflytande för en ledningsägare skall kunna undvikas. Ett sätt att åstadkomma ett integrerat stamlinjenät vore att låta staten bekosta utbyggnaden eller ha ett avgörande inflytande över stamnätet.⁷ Detta skulle förhindra att något enskilt bolag

får en monopolställning. Energiföretagen skulle kunna köpa de ledningstjänster som de önskar.

En sådan lösning skulle möjliggöra konkurrens mellan gasleverantörer. De kostnader som är förknippade med investering i rör, lager samt drift och underhåll betalas av de som väljer att utnyttja gasen. Liknande resonemang förs bl.a. i studien *Naturgas i Mellansverige*.³

I en sådan situation skulle alltså staten ta en aktiv del i uppbyggandet av en infrastruktur på naturgasområdet. Detta är vanligt på flera områden. Jämförelser kan göras med stamnätet för el, utbyggnad av järnvägsnät m.m. I flertalet andra länder har naturgasintroduktion skett med någon form av statligt engagemang.⁸ Så var även fallet i Sydgas 1-projektet.

Referenser

1. Malmberg Gustaf, Svenska Gasföreningen: Naturgasseminarium anordnat av Expertgruppen för kraftproduktion och energitillförsel 17/2 1995.
2. ÅF Energikonsult AB: Granskning av Nordiska Ministerrådets rapport. 1/3 1995. Rapport till Energikommisionen.
3. Statens energiverk: Naturgas i Mellansverige. STEV 1987:5.
4. Ranzow Lennart, Sockerbolaget AB: Naturgasseminarium 17/2 1995.
5. Jacobsson Claes, Sydgas: Naturgasseminarium 17/2 1995.
6. Nordiska Ministerrådets rapport Naturgasens roll i Norden och Baltikum fram till år 2010. Tema Nord 1994:638.
7. Bergendahl Anders m.fl., Göteborgs Universitet: En kritisk granskning av Nordiska Ministerrådets rapport Naturgasens roll i Norden och Baltikum fram till år 2010. Rapport till Energikommisionen.
8. Norhammar Ulf, STOSEB: Naturgasseminarium 17/2 1995.
9. Adilstam Bengt, Vattenfall Naturgas: Naturgasseminarium 17/2 1995.
10. Statens energiverk. Energi-miljö-ekonomi. Bilaga 21 till Långtidsutredningen 1990.
11. Energidata Göteborg AB: Konkurrensen mellan biobränslen och naturgas. Maj 1995. Rapport till Energikommisionen.
12. Howell Kevin, British Gas Research and Technology: Break-even Leakage Values (%) for the IPCC Assessment, 12 June 1995.
13. Profu: Konkurrensen mellan naturgas och biobränslen - studier med MARKAL-modellen. 1995-05-03. Rapport till Energi-kommisionen.

14. ÅF Energikonsult AB: Naturgas som fordonsbränsle i större tätorter i Mellansverige. 1995-12-01. Rapport till Energi-kommissionen.

15. Lindell Ann-Marie, Göteborg Energi AB. Personlig kommunikation.

Skatter på vissa bränslen i europeiska länder (SEK)¹

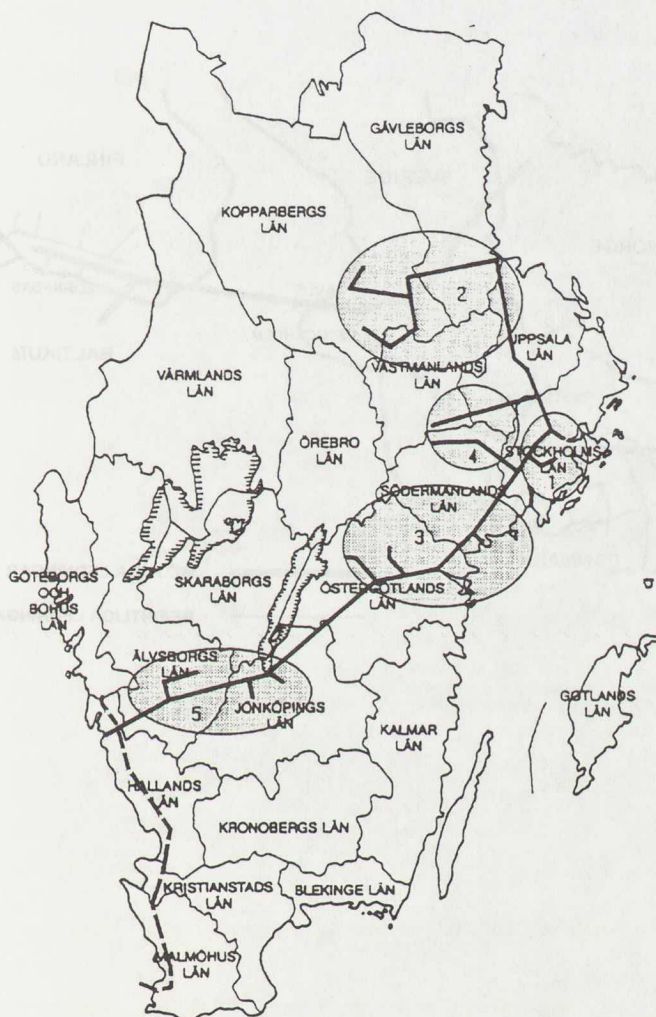
	Blyfri bensin per liter	Diesel- olja, driv- medel per liter	Lätt eldnings- olja per 1000 l	Tjock eldnings- olja per 1000 kg	Stenkol per 1000 kg	Naturgas
EG, miniminivå	2,64	2,25	166	120	-	-
Belgien	3,68	2,57	121 ²	165	-	-
Danmark						
- mervärdeskatt- skyldiga ³	2,70	2,44	160	190	145	-
- övriga	2,70	2,44	2 110	2 370	1 118	-
Finland	3,4	1,65	170	160	94	91/ 1000 m ³
Frankrike	4,61	2,94	667	142 ⁴	-	9,54/ MWh ⁵
Grekland	3,38	2,21 ⁶	1 268	390	-	-
Irland	3,29	2,83	455	127	-	-
Italien	4,35	3,38	3 380	450	-	0,15/ MWh ⁷
Luxemburg	2,70	2,09 ⁶	462 ²	121	-	-
Nederländerna ⁸	4,75	2,84	550	280	97	89/ 1000 m ³
Norge	4,33	3,15	451	451 ⁹	451 ¹⁰	-
Portugal	3,60	2,61	2 610	472	-	-
Spanien	3,22	2,34	684	104	-	- ¹¹
Storbritannien	3,40	3,32	180	140 ¹²	-	-
Sverige ¹³						
- tillverknings- industri	3,91	2,82	239	252	208	177/ 1000 m ³
- övriga	3,91	2,82	1 519	1 599	1 071	889/ 1000 m ³
Tyskland	4,70	2,98	384	144 ¹⁴	-	17/ MWh ¹⁵
Österrike	2,65	1,97	422	130	-	-

Källa: Ny lag om skatt på energi (SOU 1994:85).

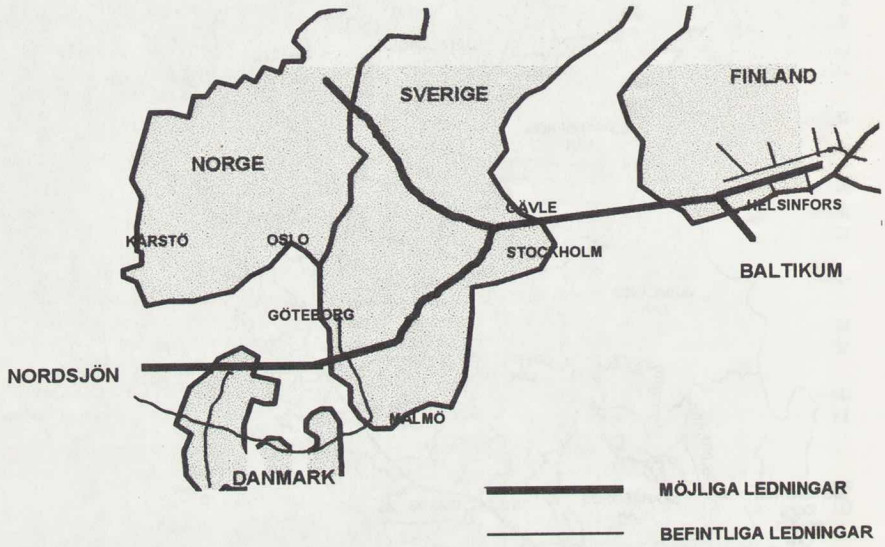
Noter till tabell

- 1) Skattebeloppen är aktuella per 1993-01-01 vad gäller Österrike, 1994-03-08 för Danmark, 1994-01-11 för Frankrike samt per 1994-01-01 vad gäller övriga länder. Använda växelkurser: 1 ECU = 9,20 SEK; 100 BF = 22 SEK; 100 DKK = 120 SEK; 100 FIM = 140 SEK; 100 FF = 140 SEK; 100 DRA = 3,25 SEK; 1 IRL = 12 SEK; 100 LIT = 0,50 SEK; 100 LFR = 22 SEK; 100 HFL = 430 SEK; 100 NOK = 110 SEK; 100 ESC = 4,50 SEK; 100 PTA = 5,80 SEK; 1 UKL = 12 SEK; 100 DM = 480 SEK; 100 OS = 65 SEK.
- 2) Medlemsstater, som den 1 januari 1991 inte tog ut någon skatt på lätt eldningsolja för uppvärmning - Belgien, Luxemburg och Portugal - får fortsätta med detta, dock under förutsättning att de tar ut en mindre kontrollavgift om 5 ECU (ca 46 SEK) per m³. Rådet skall ta ställning till en ökning av kontrollavgiften inför den 1 januari 1995.
- 3) Mervärdeskattskyldiga äger rätt till återbetalning av all erlagd energiskatt samt hälften av den betalda koldioxidskatten, dock ej vad avser motorbränslen. De redovisade beloppen för eldningsolja och stenkol avser nettobeloppen för danska mervärdeskattskyldiga. Härutöver finns även möjligheter till ytterligare skattelättnader för energiintensiva näringsverksamheter. Vad gäller eldningsolja får dock inte EG:s miniminivå underskidas. Skattesatsen för dieselolja-drivmedel avser allmän dieselolja. Lätt dieselolja beskattas med motsvarande 2,32 SEK per liter.
- 4) Svavelhalt < 2 %. För tjock eldningsolja vars svavelhalt > 2 % är skatten motsvarande 196 SEK.
- 5) Tas endast ut av industriella förbrukare, vars årsförbrukning överstiger 5 miljoner kWh. Naturgas som används för drift av motorfordon beskattas med motsvarande 86 SEK per 100 m³.
- 6) En särskild minimiskattesats gäller, beträffande dieselolja som används som drivmedel, övergångsvis för Grekland och Luxemburg. Fram till och med den 31 december 1994 är minimiskattesatsen för dessa länder motsvarande 1,80 SEK.
- 7) Skatten tas endast ut vid hushållsförbrukning i norra Italien.
- 8) Angivna belopp innefattar punktskatt och miljöskatt. Vad gäller kol och naturgas tas endast miljöskatt ut. För naturgas tas vid en årsförbrukning som överstiger 10 miljoner m³ ut skatt motsvarande 59 SEK per 1 000 m³.
- 9) Skattebeloppet avser 1 000 liter. Vissa typer av industrier erlägger lägre skatt.
- 10) Skattefrihet gäller dock för förbrukning av stenkol i den norska cementindustrin.
- 11) En kommunal skatt om 1,5 % tas dock ut.
- 12) Skattebeloppet avser 1 000 liter.
- 13) Svavelskatt kan tillkomma beträffande samtliga produkter utom naturgas. För diesel- och eldningsoljor avses miljöklass 3. Beloppen avseende dieselolja-drivmedel samt eldningsoljor och naturgas i tillverkningsindustrin är avrundade. Skatten för tjock eldningsolja är omräknad från m³ till ton (densitet 1 liter = 0,95 kg).
- 14) Angiven skatt avser uppvärmning. Förbrukning för framställning av el beskattas med motsvarande 264 SEK per 1 000 kg.
- 15) Angiven skatt avser uppvärmning. Annan förbrukning beskattas med motsvarande 228 SEK per MWh.

Möjlig utbredning av ett svenskt gasnät



Tillförelalternativ



Konkurrensstudie naturgas - bibränslen: Antagna prisutvecklingar på skilda bränslen

Övre raden: kr/MWh år 1995, exkl. skatter och avgifter

Nedre raden: real prisökning per år fram till år 2005

Beräkningsfall	Naturgas	Flis	Eo1	Eo5	El råkraft
<i>Högt elpris:</i>					
Utan gas	-	110 0%	115 + 1,7%	55 + 3,3%	230 + 4,3%
Grundfall gas	100 + 2,7%	110 0%	115 + 1,7%	55 + 3,3%	230 + 4,3%
Prisutv. 1%	100 + 1%	110 + 1%	115 + 1%	55 + 1%	230 + 4,3%
Lågt gaspris oförändr. flis	70 + 3,7%	110 + 0%	115 + 1,7%	55 + 3,3%	230 + 4,3%
Lågt gaspris prisutv. flis	70 + 3,7%	110 + 1%	115 + 1,7%	55 + 3,3%	230 + 4,3%
<i>Lågt elpris:</i>					
Ökande gas- pris	90 + 1,4%	110 + 1%	120 + 1%	85 + 1,7%	220 + 2%
Oförändrat gaspris	90 + 0%	110 + 1%	120 + 1%	85 + 1,7%	220 + 2%

Priset för torv är detsamma som för flis.

Kolpriset år 1995 är 40 kr/MWh och ökar realt med 1% årligen.

Priset på naturgas består av ett importpris, 70 kr/MWh, samt en del som skall täcka kostnaden för utbyggnaden av stamledningen. Denna kostnad har antagits till 30 resp. 20 kr/MWh för fallet med högt resp. lågt elpris. För importpriset har i fallet med högt elpris antagits en ganska kraftig prisökning på 3,7 % per år, i enlighet med antaganden i EU:s scenariearbete i anknnytning till den s.k. grönboken om energi. Bakom detta ligger antaganden om stigande oljepriser och ökande utvinningskostnader. I fallet med ett gaspris på 70 kr/MWh består priset enbart av importpriset.

I fallet med lågt elpris är priset och prisökningen på naturgas lägre.

Priset på naturgas år 2005 blir med dessa antaganden:

Högt elpris: Grundfall gas: 131 kr/MWh

Prisutveckling 1%: 131 kr/MWh

Lågt gaspris, oförändrat flispris: 101 kr/MWh

Lågt gaspris, prisutv. flis: 101 kr/MWh

Lågt elpris: Ökande gaspris: 103 kr/MWh

Oförändrat gaspris: 90 kr/MWh

Dagens skatter och avgifter antas bestå och vara reall oförändrade.

Beräkningar har gjorts för två olika prisökningstakter för råkraftspriset. I det ena fallet ökar priset kraftigt, från 230 kr/MWh år 1995 till 350 kr/MWh år 2005. I det andra fallet är ökningen mindre, från 220 kr/MWh år 1995 till 280 kr/MWh år 2005. Den kraftiga prisökningen i det ena fallet är resultat av den effektbrist som antas uppkomma vid år 2005, oberoende av en eventuell kärnkraftsavveckling. Prisutvecklingen på el beskriver i det fallet en knapphetsprissättning.

4 Biobränslemarknaden

Innehåll

- 1 Sammanfattning och slutsatser
- 2 Inledning
- 3 Marknaden i dag
- 4 Uthålligt möjligt uttag av biobränslen
 - 4.1 Trädbränslen
 - 4.2 Bränslen från jordbruket
- 5 Den framtida efterfrågan på biobränslen
- 6 Räcker biobränslena ?
- 7 Prisbildningen
- 8 Miljöeffekter
- 9 Torv
- 10 Avfall

1 Sammanfattning och slutsatser

Användningen av biobränslen i fjärrvärmeproduktionen har ökat kraftigt de senaste åren som följd av ökad beskattning av fossila bränslen.¹ Motsvarande skatter finns inte inom elproduktionen, varför det inte är lönsamt att använda biobränslen där.

Tillgången på bioenergi, framför allt trädbränslen, förväntas öka. Den fysiska potentialen är tämligen oomstridd. Tillgångarna är betydande, särskilt om de totala skogstillgångarna och importmöjligheterna inräknas. Bedömningar av den uthålligt möjliga potentialen är dock mycket svåra att göra, eftersom en mängd faktorer som skogsindustrins utveckling, teknisk utveckling och ekologiska restriktioner har stor betydelse för uppskattningarna.

I förhållande till hur efterfrågan på biobränsle förväntas utvecklas förefaller även försiktiga uppskattningar av tillgångarna vara tillräckliga, när bränslen från jordbruket och importen inräknas.

Priserna på biobränslen avgörs långsiktigt främst av prisutvecklingen på konkurrerande bränslen som olja och kol. Prisnivån kommer att avgöra hur stort utbudet av biobränslen blir. Den tekniska utvecklingen kan komma att sänka uttagskostnaderna, vilket kan öka lönsamheten. Kostnaderna för att utvinna biobränsle torde stiga med ökande kvantiteter, eftersom mer svårtillgängliga sortiment måste tas i anspråk. Det finns även andra faktorer som kan komma att öka kostnaderna vid ett ökat uttag, såsom krav på askåterföring och längre transporter. När marknadspriset på bränslen stiger blir det lönsamt att utvinna biobränslen som tidigare varit olönsamma. Den framtida biobränsleanvändningen är därför beroende av skatterelationerna, prisutvecklingen för konkurrerande bränslen och produktionskostnaderna för biobränslet. En ökad användning av biobränslen kan möjliggöras genom förädling. Detta innebär högre produktionskostnader, men minskar samtidigt transport- och hanteringskostnaderna och har även andra fördelar.

¹ Genomgående används beteckningen biobränsle för vad som enligt svensk standard benämns bioenergi.

Värdet av en eventuell alternativ användning av bränslet utgör en kostnad. Vissa bibränslen har en alternativ användning, andra inte. Avverkningsrester och vissa industriella biprodukter har en begränsad alternativ användning, spån kan användas i skivindustrin. Stamved används inom skogsindustrin. Studier tyder dock på att konkurrensen om råvaran mellan bränslesektorn och skogsindustrin är mycket begränsad.

Lönsamheten för odling av bränslen inom jordbruket måste jämföras med avkastningen för spannmålsodling. Den framtida jordbrukspolitiken kommer därför att vara av stor betydelse. Kalkyler har visat att odling av salix ger lönsamhet vid dagens trädbränslepriser. Det finns dock en viss osäkerhet i dessa kalkyler eftersom erfarenheten av bl.a. kommersiell skörd är begränsad. Den tekniska utvecklingen kan medföra sänkta produktionskostnader. En kraftigt ökad produktion torde därför inte medföra höjda marginalkostnader på sikt. För att öka utbudet av salix och andra bränslen från jordbruket krävs troligen förväntningar om en stabil utveckling av bränslepriset.

Den svenska bibränslemarknaden är i dag regionaliserad, med tämligen begränsad lokal konkurrens. Eftersom bibränslet konkurrerar med alternativa bränslen är incitamenten och förutsättningarna för monopolprissättning begränsade. Trots att marknaden har vuxit kraftigt under de senaste åren har priset på bibränslen inte ökat.

Import är i dag lönsam i viss omfattning. Den framtida importpotentialen är dock beroende av den internationella prisbildningen och i synnerhet beskattningen. Transportkostnaderna blir vid en likformig internationell beskattning avgörande för om prisbildningen på bibränslen kommer att ske internationellt eller i landet. Transportkostnaderna är i dag betydande. Om gemensamma internationella koldioxidskatter skulle införas, torde därför lönsamheten för att exportera bibränslen till Sverige komma att minska. Möjligheterna till handel kommer dock alltid att sätta ett tak för de inhemska priserna.

2 Inledning

Stora förhoppningar sätts till att biobränslen skall bidra till en omställning av energisystemet utan negativa klimateffekter, främst genom värmeproduktion och elproduktion i kraftvärmeverk. Kostnaderna för att använda biobränslen för enbart elproduktion är med nuvarande teknik mycket höga. Avgörande för den framtida användningen av biobränslen är pris- och skatteutveckling samt den tekniska utvecklingen för elproduktion.

På lång sikt antas i allmänhet inte förbränning av biobränslen ge några nettoutsläpp av koldioxid.

Syftet med denna underlagsbilaga är att belysa de framtida möjligheterna att använda biobränslen. De tekniska och ekonomiska förutsättningarna för att utnyttja biobränslen i värme- och elproduktion behandlas utförligt i underlagsbilagorna 1 och 10.

Underlagsbilagan inleds med en genomgång av dagens marknad och bedömningar av den fysiska potentialen och hur det uthålligt möjliga uttaget påverkas av olika bedömningar av biologiska och tekniska restriktioner för främst biobränslen från skogsbruket och jordbruket. Därefter studeras den framtida användningen och prisbildningen för bränslena, följt av en kort beskrivning av de miljöeffekter som kan förväntas vid ett ökat uttag. Avslutningsvis redogörs för torv och avfall som energibärare.

3 Marknaden i dag

Trädbränslen och lutar (returlutar) är de dominerande bibränslena i dag. Returlutarna och en stor del av de övriga industriella biprodukterna förbrukas internt inom skogsindustrin. Av den totala användningen av trädbränslen och returlutar på 71 TWh år 1994 utgjorde industrins interna användning ca 46 TWh, värmeproduktion i fjärrvärmeverk eller hushåll ca 22 TWh och elproduktion genom industriellt mottryck eller i kraftvärmeverk ca 2,3 TWh (se figurerna 4.1 och 4.2). Fjärrvärmeverken använder allt mer bibränslen. Ökningen mellan åren 1992 och 1994 var knappt 5 TWh. Elproduktion med bibränslen i kraftvärmeverken är dock begränsad. År 1994 användes 0,2 TWh bränsle för detta ändamål. Den stora ökningen av bibränsleanvändningen i värmeproduktion förklaras av skatteomläggningen som infördes år 1991, vilken gynnar bibränslen i förhållande till fossila bränslen i framför allt värmeproduktion.

En mindre, men ökande, del av bibränslena saluförs kommersiellt. Industrins användning härrör till stor del från interna källor och förbrukningen av ved i småhus kommer till större delen från användarnas egna skogar. Fjärr- och kraftvärmeverkens trädbränslen köps till större delen på den öppna marknaden. Säljarna är främst skogsbolag och sågverk.

Användningen av bibränslen från jordbruket är av betydligt mindre omfattning än användningen av skogsbränslen. I dag finns ca 15 000 hektar energiskog, vilket på sikt motsvarar 0,5 TWh bränsle per år. Odling av gräs för energiändamål har ingen kommersiell omfattning, utan odlingen sker för utveckling och demonstration. Skörden av jordbruksbränslen uppgick under säsongen 1993/94 till 0,01 TWh salix och 0,06 TWh halm.²

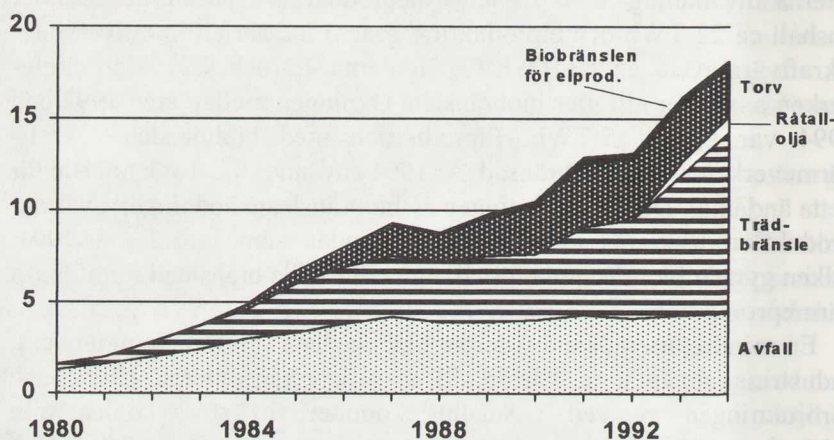
En viss import av bibränslen förekommer. Exempelvis importeras flis från Baltikum och USA, pelleter och briketter från Polen, USA och Kanada, sågverksavfall från Danmark och Norge, avfall från Storbritannien samt olivkärnekross från kontinenten. Importen är tämligen omfattande i volymmått och motsvarade 0,25 TWh under år 1992. Sverige

² NUTEK, *Energigrödor -94*.

exporterade samma år trädbränsle motsvarande 0,05 TWh.³ Importen har ökat till mellan 0,5 och 1 TWh bränsle per år under senare år.⁴

Användningen av trädbränslen i småhus uppskattas till mellan 10 och 12 TWh per år.⁴

Figur 4.1 Användningen av biobränslen, torv m.m. i fjärrvärme, perioden 1980 – 1994, TWh bränsle.

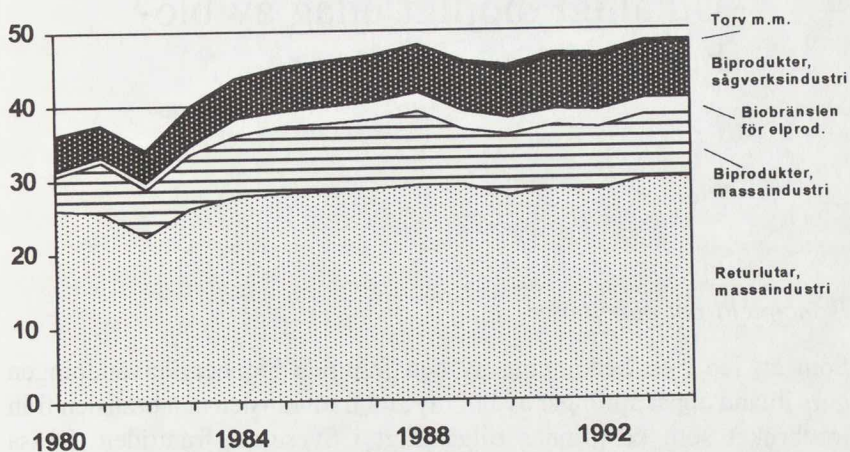


Källa: NUTEK, Energiläget 1995

³ NUTEK, *Forecast for biofuel trade in Europe*, B 1993:10

⁴ NUTEK *Energiläget 1995*

Figur 4.2 Användning av bibränslen, torv m.m. i industrin, perioden 1980 – 1994 , TWh bränsle.



Källa: NUTEK, Energiläget 1995

4 Uthålligt möjligt uttag av bi- bränslen

Principiellt om potentialer

Som ett led i en bedömning av den framtida bioenergianvändningen görs ibland uppskattningar av hur mycket trädbränslen och bränslen från jordbruket som kan finnas tillgängligt i Sverige i framtiden. Dessa uppskattningar är tänkta att avspegla de maximala tillgångarna av inhemskt generade biobränslen. Den fysiska potentialen är tämligen oomstridd. Det är däremot omdiskuterat vilket uttag som är uthålligt möjligt efter ekologiska och tekniska restriktioner. Det är viktigt att vara medveten om att bedömningar av potentialerna inte motsvarar någon förväntad eller önskvärd användningsnivå.

Begreppet fysisk potential för biobränslen torde bygga på att det finns någon form av energiodling på varenda odlingsbar yta i landet. I praktiken bedöms dock vissa biobränslen som ekonomiskt orealistiska, t.ex. stamved från slutavverkningar, som är en värdefull råvara till sågverk och massaindustrier. Ofrånkomligt är dock att stamved i teknisk mening är brännbar. I en total fysisk potential inkluderas därför dessa tillgångar. Andra sortiment, som avverkningsrester och industriella biprodukter, är starkt beroende av skogsindustrins utveckling. Då skogsindustrin i praktiken har en avgörande påverkan på både utbud och efterfrågan på trädbränslemarknaden, har vissa antaganden om dess utveckling gjorts de redovisade bedömningarna av möjligt uttag. Sådana antaganden är dels att stamved från slutavverkningar inte är aktuella som bränsle, dels att volymerna avverkningsrester och biprodukter är beroende av skogsindustrins avverkningar och produktion.

Bedömningarna måste tolkas med försiktighet. Hur mycket biobränsle som kommer att efterfrågas beror på hur konkurrenskraftigt bränslet kommer att vara för produktion av värme eller el i förhållande till alternativa bränslen. Utbudet påverkas av hur lönsamt det kommer att vara att odla, avverka och distribuera biobränslet. De styrmedel som eventuellt används för att korrigera marknadspriserna inte avspeglar

vissa samhällseliga värden, t.ex. olika bränslens miljöpåverkan, kan påverka prisbildningen kraftigt.

En stor del av den fysiska potentialen kan vara olönsam att avverka och distribuera, även efter priskorrigerering genom t.ex. miljöavgifter.

Vissa bedömningar av trädbränslepotentialen som har räknats fram är mycket stora i förhållande till dagens uttag, ibland upp till tio gånger större. Vid en sådan stor expansion av uttaget är det mycket svårt att förutsäga vad som skulle hända med bränslepriset. Bedömningar av det framtida marknadspriset för biobränslen görs ibland utifrån detaljerade kalkyler över avverkningskostnaderna. Om biobränslemarknaden skall expandera flera gånger om, räcker det dock inte med att begränsa prisfrågan till de direkta avverkningskostnaderna, utan kostnaderna för att bygga ut hela marknadssystemet måste beaktas, inklusive skogsägarnas avkastningskrav, kostnaderna för transporter samt användarnas hanteringskostnader. Det är inte heller självklart att marknadspriset kommer att motsvara kostnaderna, utan det kan bli högre som en följd av t.ex. bristande konkurrens. Efterfrågan på en vara som har nära substitut påverkas av prisutvecklingen för alternativerna. För biobränslen finns substitut i form av fossila bränslen, t.ex. kol och olja, samt andra former av energi som el. Prisbildningen behandlas i avsnitt 7.

Potentialernas storlek

Som följd av 1991 års energipolitiska beslut fick en kommission i uppdrag att bl.a. analysera de långsiktiga förutsättningarna för en ökad kommersiell användning av biobränslen. Biobränslekommissionen lämnade år 1992 sitt slutbetänkande Biobränslen för framtiden (SOU 1992:90). Kommissionen gjorde bedömningen att den framtida tillgången på biobränslen kommer att vara god och att den totala potentialen från källorna skog, jordbruk, torv och avfall kommer att vara mellan 173 och 209 TWh år 2000. Bedömningen av skogsbränsletillgången, som redovisas i tabell 4.2, anses av ett antal bedömare vara mycket optimistisk. Biobränslekommissionen gjorde ingen bedömning av huruvida torv och avfall skall betraktas som biobränsle.

Ytterligare restriktioner, t.ex. andra ekonomiska hänsyn har lagts på vissa av de här redovisade bedömningarna av det möjliga trädbränsleuttaget. Detta har skett i varierande grad och det är ofta svårt att förstå hur dessa ekonomiska hänsynstaganden har gjorts. Syftet har varit att räkna bort sådana bränsletillgångar som har ansetts vara uppenbart för dyra att tillvarata.

Energikommissionen har låtit Institutionen för skog-industri-

marknad-studier (SIMS) vid Sveriges lantbruksuniversitet (SLU) göra en ny bedömning av den teoretiska potentialen för det framtida trädbränsleuttaget.⁵ I denna studie anses de restriktioner som ingick i Biobränslekommissionens bedömning av trädbränsletillgångarna inte längre begränsa det möjliga uthålliga uttaget. SIMS bedömning av potentialen är bl.a. därför betydligt större än Biobränslekommissionens.

Skogsindustrin är starkt kritisk till både Biobränslekommissionens och SIMS uppskattningar av tillgångarna på trädbränsle. Branschorganisationen Skogsindustrierna har därför inkommit med en alternativ bedömning av det möjliga uthålliga uttaget.⁶ Både i Biobränslekommissionens och Skogsindustriernas bedömningar är vissa ekonomiska restriktioner lagda.

4.1 Trädbränslen

Fyra övergripande grupper av trädbränslen kan identifieras:

- direkta bränsleavverkningar
- avverkningsrester från gallring och slutavverkning av industrived
- industriella biprodukter (bark, flis och spån från skogsindustrin)
- rivningsvirke och byggavfall.

Bränslena förbränns i ursprunglig form, flisade eller förädlade. De industriella biprodukterna utgör den största andelen av trädbränslena i dag. Massaindustrins biprodukter används nästan uteslutande internt inom industrin. Sågverkens biprodukter säljs i större omfattning på den öppna marknaden. Biprodukterna utnyttjas fullt ut och användningen förväntas därför inte öka i någon större omfattning. Avverkningsrester i form av toppar, grenar och klena stammar är det viktigaste trädbränslet på den öppna marknaden i dag. Framför allt används de inom fjärrvärmesystem, där efterfrågan har ökat kraftigt de senaste åren. Avverkningsresterna eldas i allmänhet som flis. Stamved används endast i begränsad omfattning för energiändamål, främst av småhusägare. I övrigt eldas i viss mån rötskadat virke som håller för låg kvalitet för massa- och

⁵ Institutionen för skog-industri-marknad-studier (SIMS), Sveriges lantbruksuniversitet, *Potentialbedömningar*, Rapport till Energikommissionen.

⁶ Skogsindustriernas potentialbedömning, Rapport till Energikommissionen.

pappersindustrin. Förädlade bränslen kan komma att bli vanligare hos mindre förbrukare, som flerbostadshus, lokaler och småhus.

I tabell 4.1 sammanfattas den nuvarande användningen av trädbränslen.

Tabell 4.1 Nuvarande användning av trädbränslen.

Användare	Trädbränslen	Källa
Massaindustrin	Returlutar. Bark och andra industriella biprodukter.	Internt genererade. Extern försäljning av ind. biprodukter i begränsad omfattning.
Sågverk	Egna bibränsleprodukter spån och bark.	Internt genererade. Ökat överskott som följd av minskad spånskivetillverkning och intern energieffektivisering. Ökad försäljning på marknaden.
Fjärrvärmeprod. inkl. kraftvärme	Flis, förädlade bränslen. Ökade möjligheter att elda spån/bark.	Köps på marknaden.
Övriga värmecentraler	Flis, förädlade bränslen	Köps på marknaden.
Småhus	Direkt bränsleavverkning förädlade bränslen (begr. omfattning).	Ved från egen skog. Förädlade bränslen köps på marknaden.

De skogsresurser som främst är aktuella att använda som bränsle är avverkningsrester och industriella biprodukter (spån, bark och flis). Stamved från förstagallringar ses som en möjlig resurs, främst under lågkonjunktur, av några bedömare, t.ex. SIMS. Skogsindustrierna är tveksamma till möjligheten att använda gallringsvirket som bränsle med hänsyn värdet av den alternativa användningen. Visst virke som av olika skäl, t.ex. kvalitetsskäl, saknar användning i skogsindustrin, kan också användas som bränsle.

Tillgången till aktuella trädbränslen, avverkningsrester, gallringsved och industriella biprodukter är beroende av skogsindustrins produktionsnivå och virkesbehov. Ökar t.ex. skogsindustrins produktion ökar också mängden avverkningsrester, medan utrymmet för användning av stamved, t.ex. gallringsvirke, som bränsle minskar.

Trädbränslena är ingen homogen produkt för användarna, eftersom olika trädbränslen inte kan förbrännas i samma typ av pannor. De industriella biprodukterna (spån och bark) används främst inom de industrier

där de generats. Pannor för sådana biprodukter har åtminstone tidigare varit ovanliga i annan värmeproduktion. Ett alternativ till att sälja biprodukterna direkt kan vara att förädla dem till pelletter eller briketter. I fjärrvärmens används främst flispannor och i viss mån pannor för förädlade bränslen. Pannor som klarar spån och bark har tillkommit under senare år.

Den framtida tillgången på träbränslen beror på en rad faktorer. Mängden avverkningsrester beror på storleken på avverkningen av industrived, som i sin tur begränsas av skogstillgången. Uttaget av avverkningsrester kan begränsas av ekologiska restriktioner. Ett exempel på hur ekonomiska restriktioner läggs på bedömningen av det möjliga trädbränsleuttaget är att stamved sällan inkluderas i någon större omfattning utom eventuellt gallringsved. Det är knappast realistiskt att det skulle bli lönsamt att använda stamved som bränsle så länge som massa- och pappersindustrin efterfrågar råvaran. I tabell 4.3 redovisas några bedömningar av den framtida potentialen för trädbränslen. De olika bedömningarna baseras på en rad antaganden vilka framgår av tabell 4.2.

I den uppskattning av trädbränslepotentialen som SIMS har gjort för Energikommisionen studeras hur stor del av den möjliga avverkningen som skogsindustrin behöver utifrån alternativa scenarier för dess produktion.

Tabell 4.2 Antaganden till grund för potentialbedömningarna.

Gemensamma antaganden:

- 1992 års avverkningsberäkning (AVB-92) anger skogstillväxten.
- Mängden avverkningsrester beror på avverkningen av stamved för skogsindustrins behov.

Antaganden gemensamma för SIMS och Biobränslekommissionen:

- Stamved är inte aktuellt att använda som bränsle, utom ev. gallringsved.
- Begränsning av ekologiska restriktioner, som följd av bl.a. genombrott för askåterföring.

SIMS specifika antaganden:

- Tekniska framsteg gör det möjligt att tillvarata rester i högre grad.
- Skogsgränsen inget hinder.

Biobränslekommissionens specifika antaganden:

- Vissa schablonmässiga tekniska och ekonomiska restriktioner.

Skogsindustriernas specifika antaganden:

- Oförändrade ekologiska restriktioner
 - Gallringsveden går i allmänhet till skogsindustrin
 - Vissa ekonomiska restriktioner.
-

Tabell 4.3 Bedömningar av uttaget av träbränslen åren 2005 och 2020 samt dagens användning. Avverkningsrester, gallringsved, industriella biprodukter m.m.

		Bio- bränsle- kommis- sionen 2005	SIMS 2005	SIMS 2020	Skogs- indu- strierna 2005	Använd- ning i dag (enligt SIMS)
Avverkningsrester	Med dagens ekologiska restriktioner	22-24			14-17	9
	Efter askåterföring och minskade ekologiska restriktioner	+14-16	63-68	65,5-81	Några TWh/år	
Direkta avverkningar för bränsleändamål	Virke utan industriell användning	+2-4	5	5	0	1,5
	Stamved från förstagallring	+10-15	6,5-18	6,5-18	Enstaka fall vid djupa lågkonjunk.	0,5
	Övrigt (kvarlämnade träd, småträd, röjning, brännved för småhushåll, avverkning på icke skogsmark)		21	21	Ingen bedömn.	11
Industriella biprodukter		12-13	16,5	16-19	Ingen bedömn.	16,5
Återvinningsvirke		4	4	4	-"	1,5
Totalt		64-76	121-127	130	15-20 (saknar flera poster)	40
Ökning jämfört m. dagens anv.		24-36	81-87	90	6-10	

Källor: Biobränslekommissionen (SOU 1992:90).
SIMS, SLU, Rapport till Energikommissionen.
Skogsindustrierna, Rapport till Energikommissionen.

För att åskådliggöra känsligheten för olika produktionsnivåer redovisas två alternativ i tabell 4.4. I ett lågscenari redovisas skogsindustrins virkesbehov när branschens produktion ökar i begränsad omfattning. I det andra scenariet, högscenariet, ökar branschens produktion med 50 % mellan åren 1995 och 2020. Förädlingsgraden, andelen returmassa och andelen importerat virke antas vara samma som i dag. Beräkningarna visar att vid högscenariet kommer virkesbehovet år 2020 att vara större än vad som bedömts som möjligt att ta ut. Eftersom de nuvarande avverkningarna är mindre än vad som är möjligt kan det dock under en begränsad tid finnas utrymme för extra stora uttag i framtiden.

Tabell 4.4 Avverkningsbehov enligt SIMS beräkningar, utifrån olika alternativ för skogsindustrins utveckling (miljoner m³sk)

År	1995	2005	2020
<i>Lågscenari</i> (massa och papper +12% 1995-2020)	76,5	76,5	82,1
<i>Högscenari</i> (massa och papper + 50% 1995-2020, oförändrad förädlingsgrad, returmassa- andel och importandel)	76,5	83,6	101,6

Källa: SIMS, SLU, Rapport till Energikommissionen.

Tabell 4.5 Möjlig årlig bruttoavverkning enligt Avverkningsberäkning-92 (milj. m³sk).

Period	1998-2008	2008-2018	2018-2028	2028-2038
Avverkning	87,2	92,0	92,8	90,9

Källa: SIMS, SLU, Rapport till Energikommissionen.

Skogstillväxt och avverkning

Under lång tid har skogen vuxit mer än vad som tagits ut. Sedan 1920-talet har virkesförrådet vuxit från 1 700 till 2 700 miljoner m³sk.⁷ Enligt

⁷ Hultkrantz, Lars. *Växthuseffekten - slutsatser för jordbruks-, energi- och skattepolitiken* (Ds 1992:15).

den senaste uppskattningen av avverkningspotentialen, AVB 92, är den högsta uthålliga avverkningen 87-93 miljoner m³sk per år, beroende på om hänsyn tas till tillgångarna ovan skogsodlingsgränsen och om en mer långtgående röjning än i dag tillämpas (se tabell 4.5). Den lägre nivån motsvarar ett totalt energiinnehåll på 240 TWh. Dessa uppgifter avser bruttotillgången med hänsyn till ekologiska restriktioner och utan hänsyn till vad som är tekniskt och ekonomiskt möjligt att ta ut. Den genomsnittliga avverkningen under 1990-talet bedöms ligga mellan 63 och 70 miljoner m³sk.⁸

Hittills har förbränningen av stamved varit begränsad utanför hushållssektorn. Biobränslekommissionen räknade inte med någon ökad förbränning av stamved, förutom av ved från gallring. Ur ett tekniskt perspektiv är dock denna potential betydande. Tillgångarna på skog är stora i förhållande till vad som i dag ses som möjligt att använda för energiändamål. Vad skogen kommer att användas till är en fråga om dess värde i olika typer av användningar, vilket behandlas i samband med prisbildningen.

Massa- och pappersindustrins framtida virkesbehov beror på efterfrågan på dess produkter och om returfibrer kommer att utnyttjas i annan omfattning. Branschens efterfrågan på vedråvara förväntas enligt vissa bedömare inte öka i nämnvärd omfattning i framtiden. Under de senaste åren har dock efterfrågan på massaved ökat kraftigt och branschorganisationen Skogsindustrierna bedömer att den kommer att fortsätta öka. Pappersproduktionen bedöms öka med i genomsnitt 2,2 % per år under perioden 1995 – 2005 och med 1,5 % per år under perioden 2005 – 2020. Detta skulle således öka massa- och därmed vedbehovet. Produktionen av avsalumassa förväntas dock inte öka. Denna bedömning av utvecklingen gör att Skogsindustrierna räknar med att det tillgängliga gallringsvirket kommer att användas i massa- och pappersindustrin även i framtiden (se tabell 4.6). Skogsindustrin använder råvara från förstagallringar i dag. Om avverkningen är liten, på grund av t.ex. lågkonjunktur i massaindustrin, kan dock gallringsvirke bli ekonomiskt tillgängligt för bränsleanvändning. Uttaget av bränsle vid gallringar är således konjunkturberoende.

⁸ *Biobränslen för framtiden* (SOU 1992:90).

Tabell 4.6 Skogsindustriernas bedömning av den framtida vedförbrukningen (miljoner m³sk)

	Massaindustrin	Sågverk	Totalt
1992	46	22	68
2005	55	24	79
2020	64	26	90

Anm: Skogsimporten antages bli 6-12 milj m³sk/år

Källa: Skogsindustrierna

Om näringskompensation blir möjlig ökar förutsättningarna för bränsleuttag vid gallring. I den beräkning av tillgångarna som SIMS har gjort för Energikommissionen belyses olika alternativ för tillgångarna på gallringsvirke utifrån skogsindustrins framtida virkesbehov. Beräkningarna visar att om skogsindustrins produktion blir stor i framtiden, så begränsas mängden ved från förstagallringar som kan gå till bränsleanvändning. Å andra sidan ökar då avverkningsresterna.

Förutom stamved från slutavverkning och förstagallring finns det ved som inte är aktuell som råvara i skogsindustrin och därför används eller kan komma att användas som bränsle. SIMS anger kategorier som virke utan industriell användning (kasserat virke), kvarlämnade träd och småträd, röjningsvirke och avverkningar från icke skogsmark. En del av dessa virkestyper förbränns i dag i småhus. SIMS anger en sammanlagd ökningspotential på 13,5 TWh per år. Även denna potential är dock ifrågasatt. Både SIMS och Biobränslekommissionen antar att massa- och pappersindustrin kommer att kassera virke i ökande omfattning, som följd av stigande kvalitetskrav. Kassationspotentialen bedömdes av Biobränslekommissionen till 2 – 4 TWh per år, medan SIMS anger 5 TWh per år, vilket de uppskattar vara en ökning med 3,5 TWh per år jämfört med i dag. Enligt Skogsindustrierna är dock dessa förändringar av kvalitetskraven genomförda sedan några år och ytterligare höjningar är inte aktuella.

Rapporterna från Biobränslekommissionen och SIMS skiljer sig väsentligt åt vad gäller det totala bränsleuttaget från direkta bränsleavverkningar. Den förra anger 12 – 19 TWh per år och den senare 32,5 – 44 TWh per år till år 2005. En stor del av skillnaderna mellan de två bedömningarna beror enligt SIMS på att Biobränslekommissionen lade en generell restriktion på uttaget för att beakta tekniska och

ekonomiska svårigheter att tillvarata hela den tekniska potentialen. SIMS gör inte så, med motiveringen att den pågående teknikutvecklingen förutsätts möjliggöra uttag av hela den tillgängliga kvantiteten.

Avverkningsrester

Mängden avverkningsrester som kan tas ut ur skogen är beroende av hur stor den ekologiska störningen av uttaget blir. I avverkningsresterna finns näringsämnen som är nödvändiga för den framtida skogstillväxten. Skogsstyrelsen har därför utfärdat råd om hur mycket avverkningsrester som maximalt bör tas ut. Näringsförlusten kan dock teoretiskt sett ersättas av aska. Uttagspotentialen är således också beroende av möjligheterna att kompensera med askåterföring.

Enligt Biobränslekommissionen och SIMS finns det betydande tekniska möjligheter att öka uttaget av avverkningsrester. Detta uttag motsvarar i dag ca 9 TWh per år. Biobränslekommissionens uppskattning av det möjliga uttaget av avverkningsrester år 2005 uppgick till 36 – 40 TWh per år. SIMS bedömer att 63 – 68 TWh per år är möjligt att ta ut år 2005 och 68 – 81 TWh per år år 2020. Det högre värdet för respektive år avspeglar en större produktion inom massa- och pappersindustrin.

Båda dessa uppskattningar innebär mångdubbla uttag av avverkningsrester jämfört med i dag. Om SIMS bedömning blir verklighet skulle användningen bli åtta gånger dagens. SIMS och Biobränslekommissionen förutsätter att de ekologiska restriktionerna, enligt Skogsstyrelsens nuvarande råd, i princip är borta, genom bl.a. askåterföring. Vidare förutsätter SIMS en teknisk utveckling inom odlings- och avverkningsmekaniken. Uppskattningen av det möjliga uttaget av avverkningsrester bygger således på mycket långtgående antaganden om förändrade förutsättningar i framtiden. Det är viktigt att observera alla de antaganden som görs, och den framtida teknikutveckling som därigenom intecknas redan i dag.

Beräkningarna kan dock överskatta avverkningsresternas fysiska potential. Grundförutsättningen är att avverkningen för skogsindustrins behov ökar, vilket är osäkert. Detta har följder för flera av posterna i bedömningen. Att skogsindustrins efterfrågan på massaved är starkt konjunkturberoende medför att även tillgången på avverkningsrester till viss del kommer att vara cyklisk, vilket ökar osäkerheten i bedömningen av energitillgången.

Askåterföring är i dag på ett försöksstadium. Möjligheterna att i framtiden lätta på Skogsstyrelsens restriktioner, genom bl.a. ask-

återföring, är en omdebatterad fråga. De olika antaganden som görs om detta förklarar till stor del varför bedömningar av skogsbränslepotentialen kan ge så olika resultat. Pågående försök med askåterföring förefaller att ha givit goda resultat (se vidare under avsnittet om miljöeffekter). I vilken takt som de ekologiska restriktionerna eventuellt kan minskas är dock oklart. Detta utreds f.n. av NUTEK, Skogsstyrelsen och Naturvårdsverket. Askåterföring är också en kostnadsfråga.

Skogsindustrierna är starkt kritiska till både Biobränslekommissionens och SIMS beräkningar. Enligt Skogsindustrierna är effekten av de minskningar av de ekologiska restriktionerna som nu övervägs begränsad. Vissa speciella restriktioner som gäller för sydvästra och sydöstra Sverige kan minskas om kompensationsgödning tillämpas. Försök pågår, men tillskottet av bränsle bedöms vara begränsat till ett par TWh per år. Det är f.n. inte aktuellt att minska restriktionerna i övriga delar av landet. Skogsindustrin är även skeptisk till den nivå som Biobränslekommissionen anger som möjlig med dagens restriktioner.

Industriella biprodukter, returlutar m.m.

Industriella biprodukter som flis, spån och bark används i dag till stor del inom de industrier där de genereras. I SIMS beräkningar är tillgången beroende på produktionen i de aktuella branscherna, dvs. sågverk och massaindustri. Skillnaderna mellan olika antaganden är dock ganska små, 2,5 TWh per år 2020.

Returlutar inom massaindustrin står för en stor del av dagens biobränsletillförsel. Dessa är integrerade i de kemiska massafabrikernas interna kemikalie- och energikretslopp och täcker i stort sett respektive fabriks behov av värme. En ökad produktion av massa skulle medföra en ökad mängd returlutar, som dock skulle användas inom respektive fabrik. Returlutarna påverkar således inte utbudet av biobränslen på marknaden.

4.2 Bränslen från jordbruket

Av odlade bränslen bedöms i allmänhet energiskog (salix) ha den största potentialen. Salix ger det största utbytet av energi per ytenhet och har ekonomiska fördelar i förhållande till alternativ energiodling. Vissa möjligheter finns dock att även utnyttja halm.

Träd- och jordbruksbränslepotentialerna skiljer sig åt genom att trädbränslena är beroende av skogstillgången, som förändras mycket långsamt. I jordbruket är bränslena inte biprodukter på samma sätt som trädbränslena, varför det är mindre meningsfullt att beräkna fysiska eller tekniska potentialer. På lång sikt är det teoretiskt möjligt att odla bränslen på all åkeryta, men i praktiken är det ekonomin som blir avgörande för odlingens omfattning.

Grundläggande för produktionen av bränslen inom jordbruket är avkastningen av den alternativa användningen av jordbruksmarken, dvs. spannmålsodling eller dylikt. Den jordbruksmark som enligt tidigare jordbrukspolitiska mål skall ställas om för nya ändamål ses ofta som en potential för odling av salix och energigrödor.

Biobränslekommissionen uppskattade att 800 000 hektar jordbruksmark, som tidigare har använts för livsmedelsproduktion men ställts av, skulle kunna ge 40 – 48 TWh per år från salix och energigrödor. Den totala åkerarealen är i dag ca 2 900 000 hektar, vilket innebär att knappt 30 % av dagens åkermark skulle användas för bränsleändamål enligt Biobränslekommissionens uppskattning. Denna potential sågs dock som mycket långsiktig. På tio till femton års sikt bedömdes den möjliga potentialen vara 15 - 20 TWh per år, i form av salixodling. Halm, som är en biprodukt från spannmåls- och oljeväxtodling, beräknades kunna ge 11 TWh per år.

Biobränslekommissionens uppskattning av potentialen för bränslen från jordbruket betraktas av flera bedömare som mycket hög. Andra uppskattningar visar på avsevärt mindre potential. En studie från SLU anger potentialen vid sekelskiftet till 15 TWh per år.⁹ Lantbrukarnas riksförbunds (LRF) bedömning för samma tidpunkt är 3,5 TWh per år (se tabell 4.7). Eftersom salixodlingar inte är etablerade kan det ta lång tid innan jordbrukare vågar och vill lämna traditionella spannmålsodlingar, vilket också framgår av LRF:s potentialbedömning.¹⁰ Nuvarande prisnivå kan också vara otillräcklig för att göra bränsleodling lönsam.

⁹ Axenbom, Åke m.fl. *Biobränsle från jord och skog. Värdering i ett marknadsperspektiv*. SLU, 1992.

¹⁰ Uppgifter från Dahlgren Lars, Lantbrukarnas riksförbund (LRF).

Tabell 4.7 LRF:s bedömning av potentialen för fast biobränsle från jordbruket, TWh bränsle, tusen hektar.

	Salix	Rörflen	Halm	Summa	Areal, tusen hektar
2000	1	0,5	2	3,5	68
2005	3	1	5	9	135
2010	6	2	7	15	202
2015	10	3	7	19	270
2020	13	4	7	24	337
2025	18	5	7	29	405
2030	22	5	7	34	472

Anm: Förutsätter tämligen kraftig produktivitetsutveckling

Källa: LRF

5 Den framtida efterfrågan på biobränslen

Förutom inom de industribranscher som har tillgång till internt genererade bränslen är biobränslen i dag konkurrenskraftiga främst inom värmesektorn beroende på att koldioxidbeskattningen gör fossila bränslen mycket dyra att använda i värmeproduktion. Biobränsleförbränning har under de senaste åren även gynnats av investeringsstöd till biobränsleeldade kraftvärmeverk. Biobränslenas andelar av bränsletillförseln inom fjärrvärmerna har ökat kraftigt de senaste åren och fossila bränslen har till stor del utkonkurrerats, åtminstone i basproduktionen.

Kostnaderna för olika slag av kraft- och värmeproduktion behandlas utförligt i underlagsbilaga 1. Elproduktion med biobränslen i kondensanläggningar bedöms inte som ekonomiskt realistisk utan att mycket kraftiga fördelar skapas genom beskattning. Kostnaderna för biobränslebaserad kondensproduktion är också mycket osäkra.

Elproduktionen i kraftvärmeverk är i dag begränsad i förhållande till den kapacitet som finns. Faktorer som är väsentliga för denna elproduktions lönsamhet behandlas i underlagsbilaga 10. Här redovisas Fjärrvärmeföreningens potentialbedömning, som kommenteras vidare i underlagsbilaga 10.

Fjärrvärme och kraftvärme

Svenska Fjärrvärmeföreningen gör regelbundet prognoser för den framtida fjärrvärmeproduktionen och energitillförseln för denna. Prognoserna baseras på medlemsföretagens uppskattningar av den egna produktionen i framtiden. Den senaste prognosen visar på en måttlig ökning av fjärrvärmeproduktionen under den närmaste femtonårsperioden (se tabell 4.8). Om i stort sett hela den prognosticerade fjärrvärmeförfrågan år 2010 skulle produceras med träbränslen, vilket medför ett behov på ca 52 TWh bränsle, skulle det motsvara en ökning med 42 TWh jämfört med i dag.

Utifrån Fjärrvärmeföreningens prognos för den framtida efterfrågan

på fjärrvärme har en maximal potential för hur mycket el som kan produceras i kraftvärmeverk beräknats. Fjärrvärmeföreningen antar att det värmeunderlag som kan utnyttjas för kraftvärme är maximalt 36 TWh år 2010. I denna potential förutsätts att all fjärrvärme utom de minsta näten (< 4 MW el) utnyttjas för kraftvärme. Elutbytet i kraftvärme varierar beroende på vilket bränsle som används. Biobränsle ger mindre el vid given värmeproduktion jämfört med t.ex. naturgas. Används hela fjärrvärmeunderlaget för biobränslebaserad kraftvärme (alfavärde 0,5) blir bränslebehovet 60 TWh. För att bedöma det totala biobränslebehovet skall då tillförseln till den övriga fjärrvärmerna läggas till, dvs. 12 TWh. Detta hypotetiska exempel med ett fullständigt biobränslebaserat fjärrvärmesystem ger sålunda ett behov av 72 TWh biobränslen, vilket är en ökning på ca 61 TWh jämfört med i dag.

Tabell 4.8 Fjärrvärmens bränsletillförsel år 1994 och Fjärrvärmeföreningens prognos för åren 2000, 2005 och 2010. TWh bränsle per år.

	1994	2000	2005	2010
Olja	6,2	5,3	4,9	4,0
Gas	4,3	4,0	5,1	7,5
Kol	4,4	3,8	3,8	3,0
Trädbränsle	10,6	16,0	18,2	23,0
Torv	3,2	3,1	2,5	2,2
Elpannor	2,0	1,4	1,7	1,1
Värmepumpar	7,2	6,4	5,4	5,2
Avfall	4,4	4,9	5,0	
Spillvärme	2,9	3,4	3,4	
Hetvatten	0,9	0,9	1,0	
Övrigt	2,0	1,5	1,3	6,4
Summa	48,2	50,7	51,7	52,5
Leverad fjärrvärme	41,1	44,2	45,6	46,9

Källa: Svenska Fjärrvärmeföreningen, Prognos 95.

Enligt prognosen blir tillförseln av trädbränslen för värmeproduktionen 23 TWh år 2010, vilket är avsevärt lägre än den maximala nivån enligt exemplet ovan. Med ett fullt utnyttjande av den tidigare beskrivna kraftvärmepotentialen bedömer medlemmarna att 11 TWh trädbränslen kommer att användas för produktion av el och 22 TWh för värme, under

förutsättning att ingen utbyggnad av naturgasledningar genomförs. Om naturgasnätet vidgas blir biobränsleanvändningen lägre.

Fjärrvärmeföreningen bedömer att det inom ramen för den angivna kraftvärmepotentialen kan dessutom kan bli möjligt att utnyttja kraftvärmeverken även under tider då det inte finns något behov av värme, genom att använda s.k. återkylare. För att denna drift skall bli lönsam krävs dock att elpriserna stiger kraftigt.

Flerbostadshus och lokaler

Vissa flerbostadshus och lokaler som inte är anslutna till fjärrvärme har egna panncentraler eller gemensam uppvärmning genom s.k. blockcentraler. Biobränslen är kalkylmässigt sett mycket gynnsamma i denna användning i förhållande till olja som hittills har dominerat. En ökning med några TWh per år är därför möjlig.

Småhus

I småhus används i dag 10 – 12 TWh biobränslen, främst ved. Pelletteldade pannor med förhållandevis låga driftskostnader kan möjliggöra konvertering av befintliga oljepannor, vilket kan leda till en ökad biobränsleanvändning. Denna teknik är dock ny och tämligen oprövad, varför en storskalig spridning lär dröja. De hårdare miljökrav på äldre vedpannor i tätbebyggda områden som nyligen har beslutats kan komma att medföra en viss minskning. En rimlig uppskattning är att denna minskning kompenseras av ökad eldnings i nya pannor, varför den totala biobränsleanvändningen inte förändras i någon högre grad.

Industrins användning av biobränslen för värme- och elproduktion

Inom industrin, framför allt massa- och pappersindustrin samt sågverken, används internt generade biobränslen för att producera processvärme och viss el. Några massaindustrier och sågverk levererar även fjärrvärme till hushåll. Industrins framtida användning av bioenergi är beroende av storleken på produktionen, hur produktionsprocesserna utvecklas och den interna tillgången på bränslen.

Den grundläggande förutsättningen för produktion av el i industriellt mottryck är att det finns ett behov av ånga i den industriella processen. Lönsamheten för elproduktionen beror sedan på prisrelationen mellan el och det bränsle som används. Om inte de interna bränslena räcker till

måste man köpa olja, vars pris då blir avgörande.

Under 1980-talet var oljan dyr i förhållande till elpriset, vilket ledde till att elproduktionen var begränsad. I dag utnyttjas ca 55 % av industrins befintliga mottryckskraftskapacitet. Ett minskat behov av ånga genom energieffektivisering har minskat möjligheten att öka kapacitetsutnyttjandet vid en given varuproduktion. Genom ångbesparingarna går det åt mindre biobränslen, varför fabrikerna når balans eller överskott på dessa. Detta förbilligar produktionen av mottryckskraft.

Enligt en rapport från Svenska Kraftverksföreningen beräknas inte kapaciteten för industriellt mottryck byggas ut mer än marginellt.¹¹ Utnyttjandet av befintlig kapacitet förväntas dock öka kraftigt, som en följd av ökad produktion av massa och papper och därmed ökade tillgångar på internt genererade bränslen. Elen kan produceras för både interna och externa ändamål.

Förutsättningarna för ökad produktion av mottryckskraft är störst inom massa- och pappersindustrin. I Kraftverksföreningens rapport beräknas produktionen öka från dagens 4 TWh per år till knappt 6 TWh år 2010 och 8 TWh år 2025. En god intern tillgång på biprodukter torde vara viktig för lönsamheten. En ökad produktion av industriell mottryckskraft kommer därför inte att ha någon större effekt på utbudet eller efterfrågan på den öppna biobränslemarknaden.

¹¹ Svenska Kraftverksföreningen, *Produktion av mottryckskraft i svensk industri*, 1995.

6 Räcker biobränslena ?

Den största ökningen av biobränsleanvändningen förväntas ske i fjärrvärmesektorn. På tio års sikt räknar Fjärrvärmeföreningen med att trädbränsleanvändningen ökar med högst 23 TWh per år. Denna ökning bygger dock på en rad förutsättningar, t.ex. en omfattande trädbränsleanvändning inom elproduktionen i kraftvärmeverk. I övriga användningssektorer förväntas inga kraftiga ökningar.

I förhållande till de mest optimistiska bedömningarna av det möjliga uttaget av biobränslen är den förväntade efterfrågeökningen liten. Inte ens i relation till de mest återhållsamma uppskattningarna är det självklart att efterfrågan kommer att nå upp till de uppskattade nivåerna. De mest optimistiska bedömningarna överstiger till och med vad som krävs för att försörja ett kraftigt utbyggt fjärrvärme-/kraftvärmesystem med enbart biobränslen.

Slutsatsen är att det inte är det möjliga uttaget av trädbränslen som kommer att vara begränsande för den framtida användningen av biobränslen. Avgörande blir i stället priset för bränslet.

7 Prisbildningen

Som visades ovan är de fysiska tillgångarna på biobränslen goda, även om storleken på det möjliga uthålliga uttaget är svår att fastställa. Hur stor användningen kommer att bli är därmed i första hand en ekonomisk fråga. Avgörande för om biobränslen kommer att vara konkurrenskraftiga i förhållande till alternativa bränslen och energislag är framtida priser och beskattning. Enligt flera bedömare finns det förutsättningar för att biobränslepriset skall sjunka i reala termer, som följd av bl.a. teknisk utveckling. Andra bedömare tror dock att biobränslepriserna kommer att följa priserna på konkurrerande bränslen och energislag.

Prisutvecklingen

Biobränslen är inte homogena med avseende på hur de produceras. För köparna finns det också skillnader, men dessa beror på att användningskostnaderna varierar mellan olika sortiment. Det avgörande för användarna är inte var och hur bränslet har producerats, utan i vilka pannor som bränslet kan användas och hur det kan hanteras. Spån kan t.ex. inte alltid förbrännas i pannor för flis och förädlade bränslen är enklare att hantera än oförädlade. Priset för bränslet måste således relateras till kapital- och driftskostnaderna för att utnyttja det. Betalningsviljan för olika biobränslen varierar i relation till dessa kostnader. Prisbildningen är svår att förutse. Detta beror dels på att biobränslen omfattar en mängd olika bränslen med varierande alternativ användning, dels på att höga transportkostnader medför att marknaden regionaliseras.

Biobränslen handlas i formerna flis, spån/bark och förädlade (briketter, pelletter, pulver). I dag domineras marknaden närmast totalt av träbränslen. Om bränslen från jordbruket ökar i omfattning kommer de huvudsakligen att säljas som flisad salix och möjligen i förädlad form. De har samma användningsområden som träbränslen.

Träbränslemarknaden är komplicerad p.g.a. att de olika sortimenten säljs på separata delmarknader. Realpriset för träbränslen har sjunkit

det senaste decenniet, trots att efterfrågan samtidigt har ökat kraftigt (se tabell 4.9). Producenterna har inte kunnat göra några stora vinster på trädbränslen och tillgången har under senare år varit större än efterfrågan.

Lönsamheten för att använda bibränslen i värme- och elproduktion är beroende av priset på alternativa bränslen som olja och kol. För värmeproduktion kan också avkopplingsbara elpannor och värmepumpar vara alternativ till bränslen. Elpriset kan därför också påverka prisbildningen på bibränslen. Framför allt påverkar beskattningen bränslevalet.

Tabell 4.9. Priser på skogsbränsleflis åren 1985 - 1994. Öre per kWh bränsle.

	Löpande priser	1994 års priser
1985	10,0	16,2
1986	11,1	17,2
1987	11,4	17,0
1988	11,1	15,6
1989	11,0	14,5
1990	11,5	13,8
1991	11,6	12,7
1992	11,8	12,6
1993	10,8	11,0
1994	10,0	10,0

Anm: Priserna avser vägda genomsnitt för olika slags flis och kunder.

Källa: NUTEK, Energiläget 1995.

Prisbildningen enligt teorin

I debatten om de framtida bibränslepriserna har kostnaderna för att producera bränslet stått i centrum. Det är dock inte säkert att marknadspriset kommer att följa produktionskostnaderna.¹² Biobränslepriset kan i stället komma att följa utvecklingen av priserna för alternativa bränslen, som olja och kol.

¹² Avsnittet grundas huvudsakligen på Wibe, Sören: *Prisbildningen på skogsbränslemarknaden*, Rapport till Energikommissionen.

På en konkurrensmarknad är det långsiktiga priset lika med kostnaden för att producera ytterligare en enhet av den aktuella varan, marginalkostnaden. Utifrån detta synsätt är således produktionskostnaderna (inklusive distributionskostnader) centrala för det framtida priset. Resonemanget är dock inte självklart eftersom bibränslemarknaden utgör en del av en större bränslemarknad. Avgörande för priset på denna marknad är marginalkostnaden för att producera ytterligare en enhet värme eller el. Om det marginella bränslet är kol, bestämmer kolpriset även priset för de övriga.

Potentiella köpare av bibränslen är främst värme- och elproducenter. På lång sikt väljer de utrustning och bränslen som ger den billigaste värmen eller elen, på kortare sikt är de bundna av den utrustning som de redan har. (Det finns dock alltid möjligheter att elda med olja, varför oljepriset på kort sikt sätter taket för andra bränslen). Om t.ex. priset på olja stiger kraftigt i förhållande till andra bränslen, kommer ett oljeeldat fjärrvärmeverk förr eller senare att konverteras till något annat bränsle. Marknader för enskilda bränslen är således endast delar av den större bränslemarknaden.

På en väl fungerande marknad där flera varor fyller exakt samma funktion (dvs. är perfekta substitut för varandra) kommer marknadspriset att bli lika för alla dessa varor. På marknaden för uppvärmning innebär detta att priset för alla bränslen kommer att bli detsamma per kWh producerad värme. Vilket priset blir avgörs av det bränsle som används för marginalproduktionen.

På lång sikt bör således kostnaderna per producerad el- eller värmeenhet teoretiskt sett vara lika, oberoende av bränsle. Skillnaderna i pris mellan olika bränslen och andra energibärare bör då endast avspegla att verkningsgraderna samt kapital- och driftskostnaderna varierar vid användningen av olika bränslen. Det är t.ex. dyrare att elda med bi-bränslen än med olja, varför de förra måste vara billigare per tillförd kWh energi. Detta innebär att prisnivån på bi-bränslet kommer att anpassa sig till nivån på alternativa bränslen eller el. Så länge som bi-bränslena inte har tagit över hela den aktuella marknaden kommer således inte produktionskostnaderna eller marknadsstrukturen för bi-bränslen att bestämma priset. Sådana faktorer kommer dock att avgöra hur stor mängd bi-bränslen som kommer att säljas på marknaden. Ju billigare bi-bränslena är att producera desto större del av marknaden kommer de att ta.

Så länge kostnaden för bi-bränsleproduktionen är lägre än marknadspriset på olja och kol är det lönsamt att öka uttaget av bi-bränsle. De

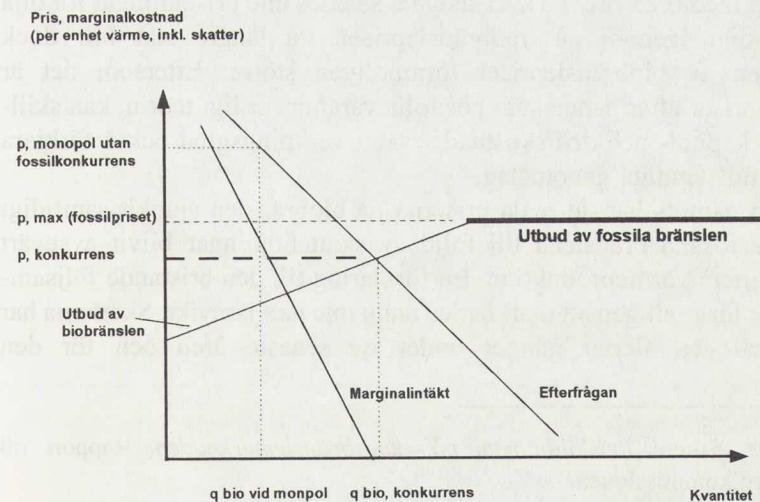
kvantiteter som är enklast och billigast tas ut först. När uttaget sedan ökar måste mindre tillgängliga kvantiteter utnyttjas, med högre kostnader som följd. Till slut kommer kostnaderna i nivå med priset för de fossila bränslena och uttaget av biobränsle blir olönsamt. Priset för de fossila bränslena sätter således marknadspriset och bestämmer ett tak för biobränsleuttaget.

Om fossilbränslepriset stiger höjs taket för biobränslet. Den mängd biobränsle som är lönsam att ta ut ökar, och biobränslet kan ta marknadsandelar från fossila bränslen.

Följsamheten mellan bränslepriserna är en långsiktig process. På kort sikt är inte alla bränslen substitut till varandra. I många värme- och kraftvärmeanläggningar går det snabbt att växla mellan olika bränslen, mellan exempelvis kol och biobränsle. I andra anläggningar som inte är flexibla sker anpassningen genom nyinvesteringar, varför det tar längre tid för ändrade relativpriser att få genomslag. På kort sikt kan det därför finnas ett visst utrymme för högre priser på ett visst bränsleslag än på alternativen.

Innan jämvikt har nåtts på en marknad kan det vara nödvändigt att sälja biobränsle till lägre priser än konkurrerande bränslen, för att överhuvudtaget komma in på marknaden. Eftersom en viss mängd av biobränslena förutsätts vara billigare att producera än fossilbränslen, finns det en marginal att ta av för biobränslesäljaren.

Figur 4.3. Principskiss över prisbildningen på en bränslemarknad där mängden billigt biobränsle är så stor att alternativa bränslen blir utkonkurrerade.



Men även i det fallet finns fossilbränslen med som en potentiell konkurrent. Om bibränslepriset stiger till fossilbränslenivån, på grund av t.ex. förändrade produktionskostnader, byter användarna till alternativet. Utbudskurvan för bibränslet motsvarar marginalkostnads-kurvan. Om konkurrensen är bristfällig kan säljarna försöka att begränsa utbudet för att kunna ta ut ett högre pris. De kan i en sådan situation öka sin vinst genom att sälja en lägre kvantitet till ett högre pris. Den maximala vinsten skulle erhållas när bibränsleproducenternas marginal-kostnad och marginalintäkt är lika.

Om mängden bibränslen som är billigare än fossilbränsle är så stor att den räcker för att tillfredsställa hela marknadens behov sker pris-bildningen på ett annat sätt. Då konkurrerar inte bränslena med varandra (se figur 4.3) Faktorer som produktionskostnader för bränslet och konkurrensen på bibränslemarknaden avgör då priset.

Prisbildningen i praktiken

En empirisk analys av prisbildningen på trädbränslen, på basis av data för åren 1982 - 1992, har gjorts till Energikommissionen.¹³ Resultaten visar att det på industrimarknaden finns ett mycket starkt samband mellan priserna på trädbränsle och fossila bränslen. Så gott som all variation i trädbränslepriset kan förklaras av förändringar i priserna på kol och olja. Oljan var ca 1,6 gånger så dyrt som trädbränsle per kWh bränsle under undersökningens sista år. En ökning av oljepriset med 1 öre per kWh leder enligt skattningarna till att trädbränslepriset samma år stiger med 0,25 öre. På kort sikt slår således inte prisökningar för olja fullständigt igenom på trädbränslepriset. På längre sikt blir dock ökningen av bibränslepriset förmodligen större. Eftersom det är bränslepriser efter panna som bör följa varandra enligt teorin, kan skillnader i kapital- och driftskostnader samt verkningsgrad också förklara detta ofullständiga genomslag.

Som nämnts har de reala priserna på bibränslen sjunkit samtidigt som de fossila bränslena till följd av skattehöjningar blivit avsevärt dyrare inom värmeproduktion. En förklaring till den bristande följsamheten är förmodligen att marknaden ännu inte nått jämvikt. Skatterna har förändrats ett flertal gånger under de senaste åren och för den

¹³ Wibe, Sören: *Prisbildningen på skogsbränslemarknaden*, Rapport till Energikommissionen.

kapitalintensiva värme- och kraftproduktionen tar det lång tid innan skateförändringar får fullständigt genomslag, särskilt i de fall stora nyinvesteringar varit nödvändiga för anpassningen. Ytterligare en förklaring är att det har rått osäkerhet om hur pålitlig och ekonomiskt förläaktig biobränsleledning är. För att kompensera denna osäkerhet har användarna krävt en riskpremie, dvs. ett lägre pris, för att gå över till biobränsle. Det är först när jämvikt och förtroende har etablerats på marknaden som det är möjligt att sätta samma pris på biobränslen som på alternativen.

Prisstatistiken kan också vara svårtolkad p.g.a. förändrade andelar för olika sortiment. Den prisstatistik som oftast används är NUTEK:s priser på skogsbränsleflis. Detta prismått är ett vägt genomsnitt av två produkter på två marknader. Produkterna är skogsflis och industriella biprodukter (spån/bark) och marknaderna är fjärrvärme och industri. Försäljningen av industriella biprodukter har ökat kraftigt i förhållande till skogsfliset under senare år. Det genomsnittliga bränsle som NUTEK:s prisuppgifter avser har således försämrats i kvalitet under perioden, vilket kan förklara en del av prisnedgången.

En rad externa händelser har påverkat biobränslemarknaden under senare år. Dessa har medfört ett ökat utbud av industriella biprodukter och inneburit en press nedåt på priserna, åtminstone temporärt.

En viktig förklaring till det stora utbudet är att ökad produktion i skogsindustrin under de senaste åren har förbättrat tillgången på avverkningsrester och industriella biprodukter. En annan förklaring är att träfiberlagen, som skyddade skivindustrins råvaruförsörjning, avskaffades år 1992. Lagen begränsade utbudet av sågspån för bränsleanvändning. En tredje förklaring är att skatten på industrins användning av fossila bränslen sänktes år 1993, vilket har medfört att industrins oljeanvändning har ökat. En del av de biprodukter som tidigare användes internt säljs numera. Att möjligheterna att använda sågspån och bark i värmeproduktion har ökat genom investeringar i nya förbränningsanläggningar, är ytterligare en faktor som har ökat försäljningen av dessa sortiment.

Kostnader och konkurrens

Den marknad där biobränslen har störst möjlighet att konkurrera med de fossila bränslena är troligen fjärrvärmemarknaden. Där är redan i dag trädbränsleanvändningen lika stor som den sammanlagda användningen av olja och kol. Trädbränsle och olja har hittills inte varit helt utbytbara mot varandra. Traditionellt trädbränsleflis lämpar sig, liksom kolet, bäst

för baslast och olja för topplast. I speciella fall kan dock förädlade biobränslen konkurrera med olja även inom topplasten. Biobränslet har således teoretiska möjligheter att på lång sikt konkurrera ut kol och olja i fjärrvärmens. Att biobränslena skulle bli så dominerande att prisbildningen skulle bli helt opåverkad av prisutvecklingen på kol och olja är dock osannolikt.

I fjärrvärmens finns, förutom kol och olja, andra uppvärmningsalternativ, t.ex. värmepumpar, elpannor och spillvärme. För dessa alternativ torde, liksom för biobränslet, gälla att marginalkostnaderna är högre för de möjligheter som inte redan har utnyttjats. Ytterligare investeringar i t.ex. värmepumpar skulle bli lönsamma om priset på biobränsle stiger.

Kostnaderna för att tillvarata, distribuera och hantera biobränslet är dock avgörande för hur mycket som kommer att bli lönsamt att utnyttja. Biobränslemarknadens struktur har också viss betydelse för bränslepriset på kort sikt.

Biobränslenas kostnader består utöver de direkta produktions- och distributionskostnaderna också av det eventuella värdet av att använda bränslet för något annat ändamål, den s.k. alternativkostnaden. För vissa potentiella bränslen är det alternativa värdet så högt att det omöjliggör bränsleanvändning. Detta gäller t.ex. för stamved, som skogsindustrin är villig att betala mycket för. Det som kännetecknar de biobränslen som i dag används är att de har en begränsad alternativ användning. Ett undantag är spån, som även efterfrågas av träskiveindustrin.

Biobränslets alternativa användning

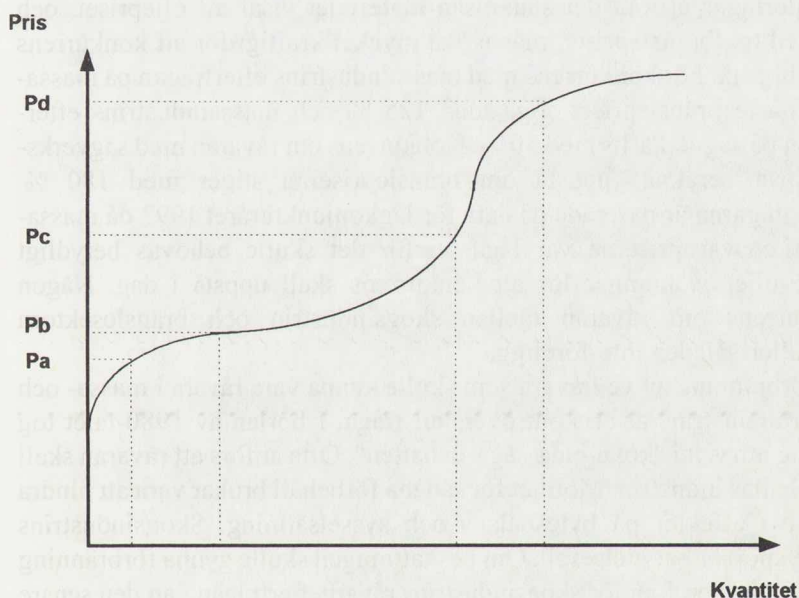
Det kan uppstå efterfrågan på stamved för bränsleändamål om biobränslepriserna blir så höga att konkurrens med massa- och sågverksindustrin uppstår. Vid ökade biobränslepriser ökar emellertid det totala utbudet av ved, vilket torde minska konkurrensen. Avverkningsrester och restprodukter har begränsad alternativ användning. Direkta bränsleaverkningar av ved konkurrerar med massa- och sågverksindustrins behov. Priserna avgörs av industrins respektive bränslesektorns betalningsvilja.

Konkurrensen mellan olika användningar av industrived har

studerats.¹⁴ Det finns tre huvudsakliga användningsområden för veden – sågtimmer, massaved eller bränsle. Betalningsförmågan varierar hos de olika användarna. Sågtimret tål de högsta priserna, medan bränsleanvändningen är mest priskänslig. Användningen för bränsleändamål är i stor utsträckning beroende av beskattningen av fossila bränslen. Med höga skatter på fossila bränslen är det tänkbart att bränsleanvändare kan konkurrera ut massaveds- och t.o.m. sågtimmerköpare.

Figur 4.4 visar hur utbudet av skogsbränsle principiellt påverkas av marknaderna för massaved och sågtimmer.

Figur 4.4 Principskiss över utbudet av trädbränslen med hänsyn till alternativa användningar av vedråvaran.



¹⁴ Wibe Sören, *Prisbildningen på skogsbränslemarknaden*, Rapport till Energi-kommissionen.

Utbudskurvan förändrar sig i förhållande till hur bränsle konkurrerar med massaved och sågtimmer vid olika prisnivåer. Vid låga bränslepriser konkurrerar inte det marknadsförda bränslet med någon annan användning – utbudet består av sådana sortiment som saknar alternativ användning. Vid prisnivån Pa är detta sortiment utnyttjat och när bränslepriset stiger över denna nivå blir det lönsamt för skogsägarna att sälja massaved som bränsle. Vid priset Pb nås den övre smärtgränsen för massaköparna. Ingen ved blir då längre massa. Vid Pc börjar bränsleanvändning konkurrera med sågtimmer och vid Pd blir all industrived bränsle.

I studien har analyserats hur bränslepriserna påverkar massa- och sågtimmerutbudet. Det har inte gått att påvisa någon statistisk samvariation mellan priserna på trädbränsle, massaved och sågtimmer. Simuleringar utifrån det statistiska materialet visar att oljepriset, och därmed trädbränslepriset, måste öka mycket kraftigt för att konkurrens skall uppstå. För konkurrens med massaindustrins efterfrågan på massaved måste bränslepriset stiga med 125 % och massaindustrins efterfrågan på sågverksflis med 50 %. Konkurrens om råvaran med sågverksindustrin beräknas uppstå om bränslepriserna stiger med 180 %. Skattningarna är baserade på data för lågkonjunkturåret 1992 då massa- och skogsvarupriserna var låga, varför det skulle behövas betydligt större oljeprisökningar för att konkurrens skall uppstå i dag. Någon konkurrens om råvaran mellan skogsindustrin och bränslesektorn förefaller således inte föreligga.

Förbränning av vedråvara som skulle kunna vara råvara i massa- och trävaruindustrins är en kontroversiell fråga. I början av 1980-talet tog den sig uttryck i "koka-elda-såga-debatten". Ofta anförs att råvaran skall förbehållas industrin. Motivet för sådana förbehåll brukar vara att hindra negativa effekter på bytesbalans och sysselsättning. Skogsindustrins nettoexport är betydelsefull. Om beskattningen skulle gynna förbränning av trädbränslen framför skogsindustrins råvaruefterfrågan kan den senare till viss del bli utkonkurrerad av bränsleefterfrågan.

Koldioxidbeskattningen för industrin är lägre än för andra sektorer, förutom vad gäller bränslen för elproduktion som är helt undantagna. Om de höga koldioxidskatterna i värmesektorn leder till ökad konkurrens om vedråvaran och därmed kraftigt höjda priser kan de få samma effekt som höga koldioxidskatter för industrin.¹⁵

¹⁵ *Konkurrensneutral energibesättning*, (SOU 1991:90).

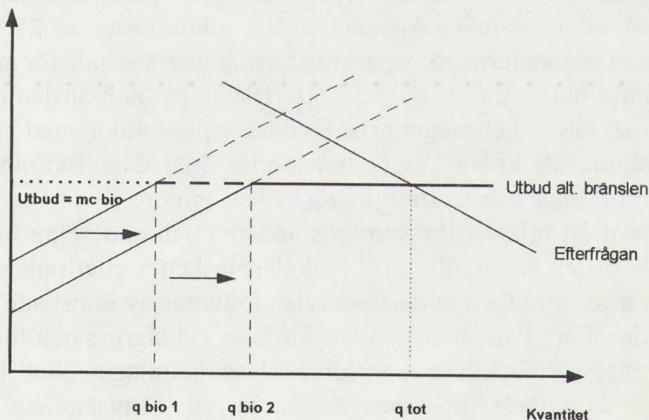
Inom jordbruket konkurrerar bränsle- och spannmålsodling. Lönsamheten för bränsleproduktion är därför beroende av avkastningen på spannmålsodling, vilken i sin tur påverkas starkt av jordbruks- och livsmedelspolitiken. Jordbrukspolitiken har därför stor påverkan på förutsättningarna för produktionen av jordbruksbränslen.

Kostnader för uttag, distribution m.m.

I debatten om bibränslepotentialen har möjligheterna att genom teknisk utveckling sänka produktionskostnaderna setts som ett sätt att sänka marknadspriserna. Om bibränslepriset är lika med priset för alternativen, enligt den långsiktiga jämviktsmodell som redovisats ovan, leder dock inte sänkta kostnader till att priserna sjunker i motsvarande grad. Priset kommer fortfarande att vara lika med alternativens pris, men utbudet av bibränslen kommer att öka som en följd av ökad lönsamhet i produktionen av dessa (se figur 4.5).

Figur 4.5 Principskiss av effekten på prisbildningen av utveckling av bibränsleteknologin. Stor marknad där bibränsle konkurrerar med andra bränslen.

Pris, marginalkostnad
per enhet värme



Om förutsättningarna för handeln med bibränslen förbättrats, bör stordriftsfördelar kunna utnyttjas bättre än i dag, vilket talar för lägre kostnader. En avgörande förklaring till att det inte finns någon nationell

marknad i dag är de höga transportkostnaderna. Om priserna skulle stiga ökar möjligheterna att frakta bränslet längre sträckor.

Produktionskostnaderna för trädbränsle består av kostnaderna för odling, uttag och eventuell förädling. Kalkyler visar att skotning och flisning står för ca hälften av kostnaden för produktion av bränsleflis från avverkningsrester. Biobränslekommissionen uppskattade att effektivare avverkningsteknik och utvecklade avverkningsmetoder kan sänka produktionskostnaden för skogsbränslen med upp till 15 – 20 %. SIMS bedömer att det finns ytterligare möjligheter att sänka kostnaderna för uttag. Framför allt tror man att marginalkostnaderna inte behöver stiga så kraftigt när uttaget ökar. Dessa kostnadsberäkningar gäller dock vid oförändrade transportavstånd.

För att kraftigt kunna öka uttaget av avverkningsrester i skogen, förutsätts att askåterföring blir kommersiellt möjlig. De tekniska möjligheterna till detta behandlas i avsnitt 8 i samband med miljöeffekter. Askåterföringen kommer också att höja kostnaderna för energiproduktion med biobränslen.

Biobränslen har lågt energiinnehåll i förhållande till sin volym, jämfört med t.ex. kol och olja. Användningen av icke förädlade biobränslen förutsätter att transporterna kan begränsas, för att bränslena skall kunna säljas med lönsamhet. Bränslen med lågt värmevärde i förhållande till volymen ger relativt höga kostnader vid långa transporter. Kostnaderna för transporter och lagring står därför för en stor del av produktionskostnaden för trädbränsle, ca 25 – 45 %. I synnerhet kostnaderna för vägtransporter är begränsande för marknaden. Detta talar också för att en ökad efterfrågan på biobränslen endast kan tillfredsställas vid ett högre pris. En ökad elproduktion med biobränslen kan komma att kräva längre transporter än i dag. Båttransporter är tämligen billiga och kan möjliggöra ökad import.

Ett sätt att minska transportkostnaderna och underlätta hanteringen av biobränslen är förädling till pelletter, briketter eller pulver. Kostnaderna för att förädla kan därför delvis motiveras av minskade transportkostnader. Förädlade bränslen har fördelar vid lagring och förbränning, vilket talar för förädling om biobränsleanvändningen skall kunna öka kraftigt. Förädlade bränslen är också en förutsättning för ökad användning i småhussektorn.

Flis från salix går att bränna på samma sätt som trädbränsleflis, varför marknadspriset för flis torde bli lika för de båda sorterna. Stråbränslen, som halm och energigräs, kan inte förbrännas på samma sätt som flis och energigräs är dessutom dyrt att odla. Kostnaderna

energigräs, mätt per kWh utvunnen värme, beräknas därför vara betydligt högre än för salix. Av bränslena från jordbruket bedöms därför salix ha de största möjligheterna att bli konkurrenskraftigt. Framför allt har Mälardalsregionen goda förutsättningar för odling av detta bränsle.

I dag finns 15 000 hektar salixodling. Det saknas dock större erfarenhet av kommersiell skörd. Med nuvarande energibesättning, och med det stöd som funnits för att ställa om till odling av bl.a. salix, har förkalkyler visat på lönsamhet. Typkalkyler visar på en produktionskostnad på mellan 10 och 11 öre per kWh bränsle, vilket är konkurrenskraftigt med dagens priser på trädbränsleflis.¹⁶

Eftersom större erfarenhet av kommersiell skörd saknas i dag, kan dock okända faktorer komma att påverka kostnaderna för jordbruksbränslen. De första begränsade erfarenheterna tyder på lägre avkastning per ytenhet än vad som beräknats, men att utfallet i övrigt stämmer med förkalkylerna.¹⁷

Det sker en tydlig teknisk utveckling av skördemaskiner och växtmaterial, varför kostnaderna torde sjunka på sikt. LRF har t.ex. uppskattat att ny etableringsteknik samt skördeteknik och utvecklad växtförädling kan sänka produktionskostnaderna med 20 – 30 %.

Det finns ett visst motstånd från jordbrukare mot att anlägga salixodlingar. Bedömare vid LRF uppskattar att det behövs en viss höjning av marknadspriset på biobränslen för att få betydande ökning av utbudet av salixflis.

Konkurrensen på biobränslemarknaden

Endast 15 – 20 % av trädbränslena omsätts på den öppna marknaden. Producenterna är i allmänhet även säljare. I dag finns ett femtiotal väl utspridda leverantörer. Den svenska biobränslemarknaden är regionaliserad som en följd av bl.a. de höga transportkostnaderna. Detta innebär att konkurrensen kan vara begränsad lokalt.

Antalet producenter av jordbruksbränslen kommer att vara stort vid en ökad produktion. Bränslet kommer förmodligen att säljas via samma kanaler som trädbränsle. Salix- och trädfelis har liknande egenskaper och kompletterar varandra säsongsmässigt.

Handelsledet är tämligen koncentrerat. De sex största företagen stod för 53 % av marknaden år 1993. Dessa har dock förlorat marknads-

¹⁶ NUTEK, *Energigrödor -94*. R 1994:16.

¹⁷ Uppgifter från Dahlgren, Lars, LRF.

andelar under de senaste åren då tillväxten har skett i nya områden. Det finns i allmänhet endast ett fåtal aktörer i varje region.

Värmeproducenter dominerar köparsidan. Ägare av mindre blockcentraler i flerbostadsområden och värmepannor i skolor, sjukhus och industrier är andra köpare. Avtalen är till stor del långsiktiga och indexerade. Det finns även en begränsad spotmarknad. Priserna på denna marknad är lägre, men tillgången på bränsle är ojämn.

Det lilla antalet säljare i varje region kan begränsa konkurrensen och höja priserna vid stigande efterfrågan. Om detta skulle vara fallet torde dock möjligheterna att frakta biobränslen från andra regioner ha en motverkande effekt. Eftersom fraktkostnaderna är höga kan det dock finnas ett inte obetydligt utrymme för den lokala leverantören att hålla priserna uppe. Skogsägarnas organisation anser dock inte att konkurrensen är alltför begränsad.

Importmöjligheterna

Även om internationell handel med biobränslen begränsas av höga transportkostnader har de internationella priserna troligen viss påverkan på de svenska. Om de svenska priserna stiger i förhållande till de utländska (även vid lika beskattning) kommer sannolikt import att ske vid en prisnivå, som medför att det är lönsamt med båttransporter till Sverige. Det omvända är också möjligt, dvs. att höga internationella priser gör det mer lönsamt att exportera biobränslet. Så länge som transportkostnaderna är betydande kommer handeln förmodligen att förbli begränsad, men möjligheterna till import bidrar idag till att ett tak sätts för de inhemska priserna.

I dag sker en viss import av biobränslen, t.ex. olivkärnekross.¹⁸ Båttransporter medför tämligen billig import, under förutsättning att användningen av biobränslen sker nära hamn. De internationella tillgångarna på biobränslen är stora, framför allt i östra Europa.

I Ryssland finns en god tillgång på sågverksavfall som inte tillvaratas i dag. I Polen finns det behov av att avsätta virke som håller på att förstöras. Svensk skogsindustri köper en del råvaradäri från. Andra potentiella exportländer är de baltiska länderna, USA och Kanada.

Förutsättningar för import är att bränslet är torrt och har hög

¹⁸ NUTEK, *Energiläget 1995*.

energitäthet. Priset för importerat bränsle var 9 öre per kWh år 1992, exklusive fraktkostnader. Inklusivt frakt och andra avgifter var priset 10 – 12 öre per kWh, vid leverans till värmeverk. Priset för motsvarande inhemska bränsle var ca 12 öre per kWh.

Sjötransportkostnaden är förhållandevis låg. År 1988 var den ca 2 – 4 öre per kWh för kortare transporter och 7 – 9 öre per kWh för transporter från Sydamerika. Långa transporter av förädlade bränslen är mer fördelaktiga. Fraktkostnaden för pelletter från USA var t.ex. 2,5 öre per kWh. Import av massaflis är betydligt dyrare.

Förutsättningen för att import skall vara lönsam är att de svenska biobränslepriserna är högre än de utländska. I en situation där endast Sverige tillämpar koldioxidskatter på fossila bränslen kan det därför vara lönsamt även med långväga transporter av biobränslen. Om koldioxidskatterna på fossila bränslen vore enhetliga internationellt, torde det dock bli mer lönsamt att använda biobränslena där de produceras. Detta minskar i sådana fall de svenska importmöjligheterna. Beskattningen måste därför beaktas vid bedömningen av importmöjligheterna.

8 Miljöeffekter

Förbränning av bränslen från skogs- och jordbruket anses inte ge något nettotillskott av koldioxid och andra växthusgaser till atmosfären. Utsläppen av koldioxid vid förbränning av biobränslen uppvägs av att den växande biomassan, t.ex. skogen, genom fotosyntes tar upp atmosfärens koldioxid. Detta gäller under förutsättning att uttaget av biomassa inte överstiger tillväxten. Denna balans upprätthålls oavsett om biomassan förbränns eller om träden och växterna med tiden dör och förmultnar. Det finns dock bedömare som hävdar att möjligheterna att utnyttja skogsbränslen som en s.k. kolsänka måste ses som det reella alternativet till förbränning. På kort till medellång sikt (50 år) bör då bruttoutsläppen av koldioxid vid förbränning jämföras med eldning av fossila bränslen.¹⁹ Klimatfrågan behandlas utförligt i underlagsbilaga 28.

Vid en bedömning av ett bränsles totala miljöpåverkan måste även utsläpp av t.ex. koldioxid vid odling, uttag och transporter beaktas, s.k. livvscykelanalys. Om dessa utsläpp är stora kan ett bränsles miljöpåverkan vara omfattande även om emissionerna är låga vid själva förbränningen. I tabell 4.10 redovisas sammanlagda utsläpp vid användning av biobränsle respektive kol i en förbränningsanläggning.

IEA-studier visar att utsläppen av koldioxid är betydande vid produktion av flytande bränslen i jordbruket, om fossila bränslen används vid odling, uttag och transporter.²⁰ Utsläppen från flytande jordbruksbränslen motsvarar då åtminstone 60 % av utsläppen från jämförbara fossila bränslen, mätt från odling till förbränning. Används biobränslen i produktionen reduceras utsläppen. Motsvarande livscykelanalyser för värme- och kraftproduktion med fasta trädbränslen visar på betydligt lägre utsläpp av bl.a. koldioxid. Detta gäller både energiskog och traditionell skog.

¹⁹ Hultkrantz, Lars: *Växthuseffekten - slutsatser för jordbruks-, energi och skattepolitiken* (Ds 1992:15).

²⁰ IEA 1994, *Biofuels*

Tabell 4.10. Sammanlagda utsläpp från en förbränningsanläggning (CFB*) som använder biobränslen respektive kol (emissioner i mg/kWh bränsle).

	NO _x	SO ₂	CO ₂	stoft
<i>Biobränsle</i>				
Bränsleuttag	110	10	5 600	10
Transport	25	5	2 000	1
Förbränning	250	70	0	60
Summa	385	85	7 600	71
<i>Kolbränsle</i>				
Transport	75	20	4 000	2
Förbränning	250	360	350 000	60
Summa	325	380	354 000	62

* Cirkulerande fluidiserad bädd

Källa: Biobränslekommissionen (SOU 1992:90).

Effekter vid uttag av trädbränslen

Uttag av avverkningsrester i skogen orsakar miljöpåverkan dels genom att näring tas ur skogen, dels genom att skogsmaskinerna orsakar utsläpp.²¹ De näringsämnen som försvinner är kväve och mineraler. De högsta halterna av näringsämnen i skogens biomassa finns i barr, blad och kvistar, dvs. tunna delar som till stor del blir avverkningsrester. I de södra delarna av landet är dock nedfallet av kväve från luften så stort att mark och sjöar riskerar försurning och övergödning. I norra Sverige kan i stället kvävekompensation vara nödvändig vid ett ökat uttag av avverkningsrester. Förlusterna av mineraler vid helträdsuttag fordrar någon form av kompensation genom t.ex. askåterföring.

Ökat uttag av avverkningsrester har också effekter på förna och humus, vilket minskar tillgången på mineraliserad växtnäring och vatten samt försämrar förutsättningarna för bakterier och svampar. En god tillväxt av skogen kan dock motverka den negativa effekten av ett ökat uttag av avverkningsrester.

Djur och växter som är beroende av död eller döende ved kan få sämre förutsättningar vid ett ovarsamt uttag av avverkningsrester. Att

²¹ Bygger huvudsakligen på *Biobränslen för framtiden* (SOU 1992:90).

lämna stubbar och enstaka hela träd kan i många fall dock vara tillräckligt för att undvika negativa effekter.

Floran kan påverkas negativt av ett minskat skydd vid ett ökat restuttag och nedbrytande svampar får sämre tillgång till substrat. Mängden näringsämnen och organiskt material minskar också. Biobränslekommissionen bedömde att dessa effekter gick att hantera genom vissa begränsningar vid helträdsutnyttjande.

Möjligheterna till askåterföring

Motivet för askåterföring är att kompensera för de mineralämnena som förs bort från skogen vid uttag av avverkningsrester och stamved. Även nedfall från atmosfären orsakar mineralförluster genom ökad urlakning. Mineralbalansen är nödvändig för skogens långsiktiga produktionsförmåga.

I och med att huvuddelen av de mineraler som försvinner från skogen vid uttag av bränsle återfinns i den aska som blir kvar efter förbränning är återföring av askan en möjlighet att kompensera för mineralförlusterna. Askan är liksom kalk basisk varför den kan användas för att återställa försurad mark. Askåterföring är dock inte en etablerad teknik utan pilotförsök pågår.

Problem som uppstår i detta sammanhang, och som är föremål för forsknings- och utvecklingsinsatser i syfte att finna lösningar, är bl.a. hur askan kan behandlas för att undvika en alltför snabb tillförsel av salter, vilket kan chocka marken. Ett annat problem är att nitrifikation i marken som följd av ökat pH-värde, kan leda till oönskad utlakning av kväve. Ett tredje forskningsområde är återföring av blandaskor, dvs. askor från samtidig förbränning av trädbränsle och kol. En farhåga är att sådan aska kan innehålla för höga halter av tungmetaller. Detta kan även vara ett problem med aska från salix.²²

²² NUTEK, Ramprogram askåterföring R1994:39.

9 Torv

Torvmarker uppstår genom att markområden försumpas och att sjöar växer igen. Torven består av ofullständigt nedbrutna växter. En fjärdedel av Sveriges totala landareal är torvmark. En yta på 6,4 miljoner hektar har ett torvtäcke som är tjockare än 30 cm. I dag används ca 7 000 hektar för energiproduktion. Torv används även för jordförbättring. Den areal som brukas för torvbrytning motsvarar ca 0,1 % av den torvtäckta arealen och ger ca 5 miljoner m³ i volym. Torvtäcket i orörda torvmossor växer något varje år. Den årliga tillväxten för denna areal beräknas ha ett energivärde på mellan 12 och 20 TWh. Torvproduktionen för energiändamål motsvarar 3 – 4 TWh bränsle per år. Den i dag brukade ytan ger denna energimängd i ca 20 år. Torvproduktionen är mycket väderberoende. Lager och import är därför nödvändiga. Torv kan förbrännas direkt eller i förädlad form. Svenska torvproducentföreningen tror att en fördubblad produktion är möjlig till år 2000 och att potentialen därefter är ännu större.

Koldioxidutsläppen från torvförbränning är omdiskuterade. Inom t.ex. EU, IPCC och IEA betraktas torv som ett fossilt bränsle och koldioxidutsläpp från torvförbränning ingår i den redovisning som klimatkonventionens parter gör till konventionen.

Biobränslekommissionen ansåg år 1992 att det inte förelåg tillräckligt vetenskapligt underlag för att ta ställning till torvens klimateffekter. Förbränning av torv är belagd med svavelskatt, men inte med energi- eller koldioxidskatt.

Nettoeffekterna av torvtäkt och torvförbränning på emissionerna av klimatpåverkande gaser har varit oklar. Från en obruten myr sker emissioner av metan, medan förbränning av torv ger ett betydande engångsflöde av koldioxid till atmosfären. Forskning har genomförts för att få fram säkrare värden på dessa flöden. De senaste beräkningarna, som har redovisats i en rapport från Naturvårdsverket, visar att nettoemissionerna av växthusgaser från torvtäkt och torvförbränning blir mindre än från kolförbränning, men högre än från förbränning av naturgas.²³

²³ SNV rapport 469, *Impact on the greenhouse effect of peat mining and combustion*, 1994.

Tabell 4.12 Torvpriser, värmeverk, löpande priser exkl. skatt öre per kWh, leverat till förbrukare.

	1993	1994
Stycketorv	11,3	11,6
Frästorv	12,0	10,4

Källa: NUTEK, Prisblad för biobränslen, torv m.m.

10 Avfall

Den årliga avfallsproduktionen har varit tämligen konstant under de senaste 15 åren. Detta är resultatet av en ökad återvinning, samtidigt som bruttomängden avfall har ökat. Den teoretiska energipotentialen för dagens totala mängd hushållsavfall är ca 7 TWh per år, varav 5 TWh betraktas som tillgängligt. Med antagandet om att hälften av industriavfallet är brännbart, uppskattas den tillgängliga potentialen för detta avfall till 5 TWh per år. Det är dock svårt att överhuvudtaget uppskatta den totala mängden industriavfall. Avfallets framtida bränslepotalential beror på utvecklingen av den totala avfallsmängden och återvinningen. Strävanden mot ökad återvinning kan minska bränslepotalentialen betydligt. Värmevärdet för sorterat hushållsavfall är i dag ca 2,8 MWh per ton.²⁴

Användningen av avfall som bränsle har ökat kraftigt under de senaste årtiondena. Värmeproduktionen var år 1994 ca 10 % av fjärrvärmeförsörjningen. Kraftvärmeproduktion med avfall är begränsad. Det sker dessutom en viss utvinning av deponigas ur avfall. Genom förbättrad sortering, förbränning och rening av utsläppen har negativa miljöeffekter av avfallsförbränning minskat.

Minst hälften av kostnaderna för hantering av avfall ligger i insamling och transporter. Förbränningsanläggningarna tar betalt för att ta emot avfallet, mellan 50 – 400 kr per ton avfall.

Tabell 4.11. Energi från avfallsförbränning åren 1980 – 91.

	Hushållsavfall (Mton)	Industriavfall (Mton)	Energi (TWh)
1980	0,72	0,14	1,4
1983	0,91	0,17	2,3
1986	1,29	0,24	3,4
1993	1,3	0,37	4,3

Källa: NUTEK Avfall -94, R 1994:17

²⁴ NUTEK, *Avfall -94*, R 1994:17.

Riksdagen beslöt år 1993 om en rad riktlinjer om ökad resurssnålhet, vilket påverkar den framtida avfallshanteringen. Bl.a. angavs kravnivåer för återvinning av förpackningar.

För avfallsförbränning gäller flera utsläppskrav för bl.a. väteklorid, kvicksilver, stoft och dioxiner.

Avfallsförbränning är inte belastad med allmän energi- eller kol-dioxidskatt.

Investeringar i kraftvärmeanläggningar som förbränner fraktioner av sorterat avfall har tidigare kunnat få bidrag motsvarande 75 % av investeringsbidraget för biobränslen, dvs. 3 000 kr per installerad kW el.

5 Lokalisering av ny kraftproduktion

Innehåll

1. Lagarna
2. Myndigheterna
3. Proceduren
4. Åtgärder för att underlätta lokalisering av ny kraftproduktion

Den som vill bygga en ny anläggning för elproduktion måste ta hänsyn till en rad lagar. I vissa fall krävs ett omfattande arbete för att leva upp till reglerna. Många aktörer är inblandade. Den procedur som måste klaras av innan anläggningen kan börja byggas kan därför ta lång tid. Vid planering av nya anläggningar är det viktigt att ta hänsyn till de förutsättningarna.

Här beskrivs de viktigaste lagarna samt de myndigheter och andra aktörer som är inblandade. Dessutom beskrivs de åtgärder som krävs för att få tillstånd att börja bygga en anläggning.

1 Lagarna

I första hand är det sex lagar som har – eller kan ha – direkt betydelse för den som vill bygga en ny produktionsanläggning.

Lagen (1987:12) om hushållning med naturresurser m.m. (NRL)

NRL innehåller de grundläggande bestämmelserna om hushållningen med den fysiska miljön. Den allmänna utgångspunkten, som beskrivs i lagens 1:a och 2:a kapitel, är att marken, vattnet och den övriga fysiska miljön är knappa resurser, som det gäller att hushålla med. För att utnyttja resurserna på ett effektivt sätt gäller det att väga olika intressen mot varandra.

De områden som av olika skäl är särskilt lämpliga att utnyttja på ett visst sätt – för t.ex. rennärning, naturvård, kommunikationer, energiproduktion – kan vara av *riksintresse* (5 - 9 §§). Områden av riksintresse har ett extra starkt skydd mot annan användning. Om ett område är av riksintresse för flera ändamål som inte går att förena så ”skall företräde ges åt det eller de ändamål som på lämpligaste sätt främjar en långsiktig hushållning med marken, vattnet och den fysiska miljön i övrigt” (10 §). Totalförsvarets intressen har dock alltid företräde (10 §).

NRL:s 3:e kapitel anger de områden i landet som i sin helhet är riksintressen med hänsyn till deras natur- och kulturvärden (2 - 6 §§). Inga ingrepp som påtagligt skadar de värdena får göras här, utom sådana som behövs för totalförsvaret (1 §). I 3 § anges de områden där det bl.a. inte får byggas några stora förbränningsanläggningar (minst 200 MW tillförd effekt) eller gruppstationer för vindkraft med en sammanlagd uteffekt av 10 MW eller mer.

”Inom kustområdena och skärgårdarna i Bohuslän från gränsen mot Norge till Brofjorden, i Småland och Östergötland från Simpevarp till Arkösund och i Ångermanland från Storfjärden vid Ångermanälvens mynning till Skagsudde samt på Öland får anläggningar som avses i 4 kap. 1 § första stycket inte komma till stånd.”

Riksintressen för energi

Enligt förordningen (1993:191) om tillämpning av lagen om hushållning med naturresurser m.m. skall Närings- och teknikutvecklingsverket (NUTEK) samråda med länsstyrelserna om vilka områden som är av riksintresse för bl.a. energiproduktion och -distribution. Därefter skall NUTEK lämna skriftliga uppgifter till länsstyrelserna om vilka områden som NUTEK anser vara av riksintresse. Sedan är det länsstyrelsernas uppgift att i samråd med kommunerna bevaka att riksintressena beaktas i kommunernas planering. När översiktsplanen är antagen gäller området som riksintresse, förutsatt att länsstyrelsen och kommunen är överens. Annars är det regeringen som avgör frågan i samband med att den prövar ett konkret ärende.

När det gäller *energidistribution* har arbetet genomförts i Jönköpings, Södermanlands och Örebro län. För övriga län avvaktar NUTEK tills vidare.

NUTEK:s arbete med riksintressen för *energiproduktion* sker på tre områden.

För *vattenkraften* har regeringen redan pekat ut de riksintressanta områdena i den s.k. vattenkraftplanen. NUTEK:s arbete består därför bara av att bevaka att kommunerna tar hänsyn till riksintresset. Det sker genom att länsstyrelserna skickar kommunernas översiktsplaner på remiss till NUTEK.

För *värme kraft* har NUTEK formulerat två kriterier för riksintressen. De är tillgång till hamn och kylvatten. Dessutom är det en fördel om det redan finns järnväg, vägar och kraftledningar i närheten. Eftersom stora delar av kusterna är skyddade från lokalisering av värmekraftverk enligt NRL är det i princip bara de platser där det redan finns tung industri eller kraftproduktion som är aktuella att peka ut som riksintressen för värmekraft. Efter att ha inventerat de möjliga lägena har NUTEK gjort en lista på 17 möjliga lägen. Hittills har samråd med länsstyrelserna genomförts för 7 av dem (Brofjorden, Väröhalvön, Karlshamn, Marviken, Oskarshamn, Oxelösund och Forsmarksområdet). För resten av platserna planeras samråden ske under våren 1996.

När det gäller *vindkraften* arbetar NUTEK med att formulera lämpliga kriterier för riksintressen. Det arbetet beräknas vara klart senast våren 1996.

Inom en del andra kustområden får den typen av anläggningar bara byggas om det redan finns liknande verksamhet på platsen (4 §). Det gäller inom kustområdena och skärgårdarna från Brofjorden till Simpevarp och från Arkösund till Forsmark, utmed Gotlands kust, på Östergarn och Storsudret på Gotland samt på Fårö.

6 § anger var vattenkraftverk inte får byggas. Det gäller dels de s.k. nationalälvarna (Torneälven, Kalixälven, Piteälven och Vindelälven) med tillhörande vattenområden, dels en rad andra vattenområden och älvsträckor.

Vattenområden

I Dalälven	Västerdalälven uppströms Hummelforsen och Österdalälven uppströms Trängslet
I Ljusnan	Voxnan uppströms Vallhaga
I Ljungan	Ljungan uppströms Storsjön samt Gimån uppströms Holmsjön
I Indalsälven	Åreälven, Ammerån, Storån–Dammån samt Härkan
I Ångermanälven	Lejarälven, Storån uppströms Klumpvattnet, Långselån–Rörströmsälven, Saxån, Ransarån uppströms Ransarn samt Vojmån uppströms Vojmsjön
Vapstälven	
Moälven	
Lögdeälven	
Öreälven	
I Umeälven	Tärnaån, Girjesån och Juktån uppströms Fjosoken
Sävarån	
I Skellefteälven	Källflödena uppströms Sädvajaure respektive Riebnes samt Malån
Byskeälven	
Åbyälven	
I Luleälven	Stora Luleälven uppströms Akkajaure, Lilla Luleälven uppströms Skalka och Tjaktjajaure samt Pärälven
Råneälven	
Emån	
Bräkneån	
Mörrumsån	
Fylleån	
I Enningdalsälven	Enningdalsälven uppströms riksgränsen till Norge
Älvsträckor	
I Klarälven	Sträckan mellan Höljes och Edebäck
I Dalälven	Västerdalälven nedströms Skiffsforsen samt Dalälven nedströms Näs bruk
I Ljusnan	Sträckan mellan Hede och Svegsjön samt sträckan mellan Laforsen och Arbråsjöarna
I Ljungan	Sträckan mellan Havern och Holmsjön samt sträckan nedströms Viforsen
I Indalsälven	Lången nedströms Landösjön
I Ångermanälven	Faxälven mellan Edsele och Helgumsjön
I Umeälven	Tärnaforsen mellan Stor-Laisan och Gäuta

De s.k. hushållningsbestämmelser som finns i 2:a och 3:e kapitlet skall tillämpas när regeringen prövar ett ärende enligt 4:e kapitlet och vid myndigheternas beslut enligt en del andra lagar. Det gäller bl.a. plan-

och bygglagen, vattenlagen, miljöskyddslagen och naturvårdslagen. De behandlas senare i det här avsnittet.

4:e kapitlet i NRL anger vilka anläggningar som måste prövas av regeringen (1 §). Det gäller bl.a. förbränningsanläggningar med en tillförd effekt på minst 200 MW och gruppstationer för vindkraft med tre eller flera vindkraftsaggregat med en sammanlagd uteffekt av minst 10 MW. Regeringen kan besluta att också andra anläggningar skall prövas av regeringen. Förutsättningen är att de "kan antas få betydande omfattning eller bli av ingripande beskaffenhet" (2 §).

I 3 § beskrivs det s.k. kommunala vetot. Det innebär att en anläggning som prövas av regeringen måste tillstyrkas av kommunfullmäktige innan regeringen får lämna tillstånd. Om det "från nationell synpunkt är synnerligen angeläget att anläggningen kommer till stånd" får dock regeringen lämna tillstånd mot kommunens vilja. Men det gäller bara om det inte finns någon bättre plats eller en annan kommun som godtar lokaliseringen.

Lagen (1988:950) om kulturminnen m.m. (KML)

Lagen innehåller bl.a. regler om skydd för fasta fornlämningar. Här beskrivs bl.a. vilka undersökningar som länssyrelsen kan kräva för att få reda på hur en anläggning kan påverka fornlämningar.

Plan- och bygglagen (1987:10) (PBL)

PBL innehåller de krav som statsmakterna ställer på kommunernas fysiska planering. Utgångspunkten är att "planläggning skall ske så att den främjar en från allmän synpunkt lämplig utveckling (...)" (2 kap. 1 §). 2 § talar om att NRL skall tillämpas vid planeringen och beslut om bygglov. Bebyggelsen skall lokaliseras med hänsyn till bl.a. de boendes och övrigas hälsa samt möjligheterna att förebygga vatten- och luftföroreningar samt bullerstörningar (3 §).

Kapitel 3 anger kraven på nya byggnader. "Byggnader skall placeras och utformas på ett sätt som är lämpligt med hänsyn till stads- eller landskapsbilden och till natur- och kulturvärdena på platsen" (1 §).

I kapitel 4 och 5 finns bestämmelser om s.k. översiktsplaner, detaljplaner och områdesbestämmelser. Översiktsplanen skall redovisa de "allmänna intressen som bör beaktas vid beslut om användningen av mark- och vattenområden" och hur kommunen avser att tillgodose riksintressen enligt NRL (4 kap. 1 §). Genom att ta fram en detaljplan skall kommunen pröva vilken typ av bebyggelse som är lämplig för ett

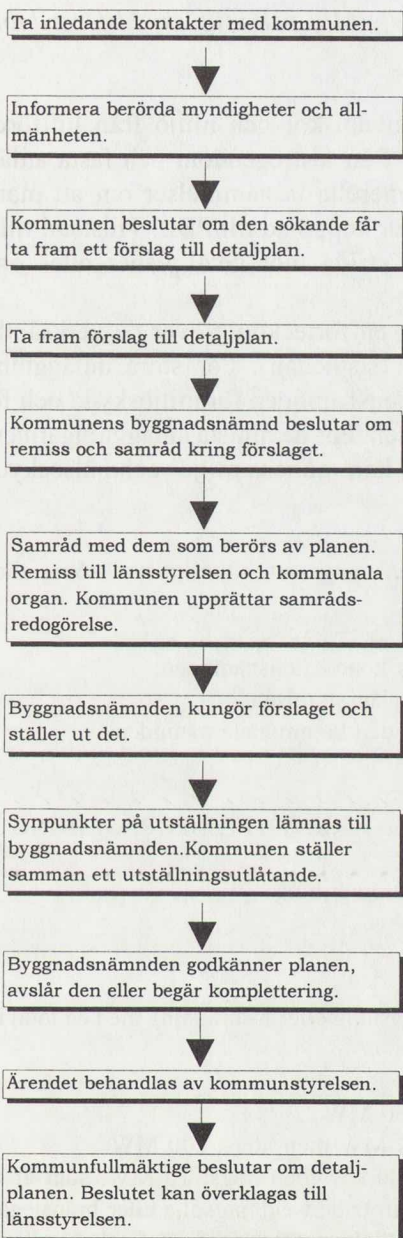
visst område. Om ”tillräcklig reglering” har skett genom områdesbestämmelserna behövs dock ingen detaljplan (5 kap. 1 §).

PBL:s 8:e kapitel handlar om bygglov. En anläggning för kraftproduktion består ju normalt av en eller flera byggnader, och kräver därför bygglov. Samma sak gäller för vindkraftverk (utom de som är mycket små) enligt en särskild bestämmelse i 2 §. Bygglov krävs för att ”uppföra vindkraftverk, om vindturbinens diameter är större än två meter eller om kraftverket placeras på ett avstånd från (tomt)gränsen som är mindre än kraftverkets höjd över marken eller om kraftverket skall fast monteras på en byggnad”. I princip skall bygglov ges till byggnader som inte strider mot detaljplanen (11 §) eller områdesbestämmelserna (12 §), förutsatt att de uppfyller kraven i 2 och 3 kapitlen. Kommunens beslut om bygglov kan överklagas till länsstyrelsen inom 3 veckor efter beslutet (12 kap. 2 §). Länsstyrelsens beslut kan i vissa fall överklagas till Kammarrätten (4 §).

Innehållet i översiktsplanen, detaljplanen eller områdesbestämmelserna kan således ha stor betydelse för möjligheterna att bygga nya anläggningar för att producera el. Om anläggningen kräver tillstånd enligt miljöskyddslagen (se nedan) får tillståndet t.ex. inte strida mot detaljplanen eller områdesbestämmelserna. Att göra en ny plan, eller ändra en befintlig, är en omständlig procedur som är noga reglerat i PBL. Om det är en förutsättning för att bygga en ny anläggning – vilket det ofta är när det gäller stora förbränningsanläggningar – kan det försena projektet kraftigt. Figur 5.1 visar de olika stegen som tas när en detaljplan tas fram eller ändras.

Naturvårdslagen (1964:822) (NVL)

Syftet med NVL är att värna naturvårdens intressen. De s.k. hus-hållningsbestämmelserna i NRL skall dock tillämpas också vid beslut enligt NVL. Lagen innehåller bl.a. bestämmelser om strandskydd, som ofta spelar stor roll för den som vill bygga vindkraftverk.

Figur 5.1. Proceduren för att ta fram eller ändra en detaljplan.

Miljöskyddslagen (1969:387) (ML) och miljöskyddsförordningen (1989:364) (MF)

ML syftar till att skydda människor och miljö från luftföroreningar, buller och andra störningar från fast egendom och fasta anläggningar. Också här gäller NRL:s generella bestämmelser om att marken skall användas på bästa sätt. ML är kopplad till PBL. Tillstånd till miljöfarliga verksamheter får inte strida mot detaljplaner eller områdesbestämmelser (4 §).

I en bilaga till MF finns en förteckning över de verksamheter som kräver tillstånd enligt ML (se nedan). För stora anläggningar skall tillstånd sökas hos Koncessionsnämnden för miljöskydd och för mindre anläggningar hos länsstyrelsen. För de minsta anläggningarna räcker det att anmäla anläggningen till kommunens miljö- och hälsoskyddsnämnd eller motsvarande.

”Vid varje slag av verksamhet anges var tillstånd skall sökas eller anmälan göras enligt följande:

- A: tillstånd skall sökas hos koncessionsnämnden,
- B: tillstånd skall sökas hos länsstyrelsen,
- C: anmälan skall göras till den kommunala nämnden.

4 EL-, GAS-, VÄRME- OCH VATTENFÖRSÖRJNING

41 El-, gas- och värmeförsörjning

(_ _ _)

41.02 anläggning för förgasning eller förbränning med en total installerad, tillförd effekt av

41.02.01 A – mer än 200 MW

41.02.02 B – mer än 10 MW men högst 200 MW

41.02.03 C – mer än 500 kW men högst 10 MW, som är avsedd för annat bränsle än enbart eldningsolja eller bränslegas

41.03 C – stationär förbränningsmotor med en total installerad, tillförd effekt av mer än 500 kW men högst 10 MW, som är avsedd för annat ändamål än enbart som reservaggregat vid elbortfall

(_ _ _)

41.07 gruppstation med vindkraftverk eller vindkraftverk med enstaka aggregat eller grupper av aggregat för en sammanlagd uttagen effekt av

41.07.01 A – mer än 10 MW

41.07.02 B – mer än 1 MW men högst 10 MW

41.07.03 C – mer än 125 kW men högst 1 MW”

I vissa fall skall anläggningarna prövas på annat sätt. Det gäller bl.a. om en anläggning som enligt bilagan till MF skall prövas av länsstyrelsen också skall prövas av regeringen enligt NRL. I så fall är det Koncessionsnämnden som skall pröva anläggningen enligt ML (MF, 5 §).

ML och MF innehåller regler om hur en ansökan till Koncessionsnämnden respektive länsstyrelsen skall göras, och hur myndigheternas prövning skall gå till. Innan ansökan görs måste den som söker tillstånd ”i skäligen omfattning och på lämpligt sätt samråda med de statliga och kommunala myndigheter, organisationer och enskilda som kan ha ett intresse i saken” (12 a §).

Vattenlagen (1983:291) (VL)

VL är en särskild lag med regler om s.k. vattenföretag, t.ex. kraftverk. Alla sådana anläggningar kräver tillstånd enligt VL utom då det är uppenbart att inga allmänna eller enskilda intressen skadas. Hushållningsbestämmelserna i NRL skall tillämpas när en ansökan om tillstånd enligt VL prövas.

Det är vattendomstolen som prövar s.k. vattenmål. Som vattendomstol fungerar en del tingsrätter. Svea hovrätt är överrätt (Vattenöverdomstolen) och sista instans är Högsta domstolen. (13 kap. 1 §)

I vissa fall är det regeringen som skall pröva om ett vattenföretag skall tillåtas. Det gäller t.ex. vattenkraftverk med en installerad generatoreffekt på minst 20 MW samt vid vattenregleringar och -överledningar av en viss storlek (11 kap. 1 §).

VL innehåller noggranna anvisningar om hur prövningen av olika vattenmål skall gå till. Ofta krävs olika typer av samråd och utredningar. Det gäller särskilt sådana vattenföretag som skall prövas av regeringen.

2 Myndigheterna

I avsnitt 1 nämndes flera myndigheter som har uppgifter inom ramen för de olika lagarna. Alla inblandade har dock inte nämnts. Här sammanfattas kort de viktigaste myndigheterna och deras uppgifter.

- *Kammarkollegiet* skall om det behövs föra talan i vattenmål för att ta tillvara allmänna intressen.
- *Kommunen* tar fram översiktsplan, områdesbestämmelser och detaljplaner, samt prövar ansökan om bygglov. Kommunen tar emot anmälan om vissa mindre anläggningar enligt MF. Kommunen får föra talan i vattenmål för att ta tillvara allmänna intressen inom kommunen.
- *Koncessionsnämnden för miljöskydd* prövar större anläggningar enligt ML. Dessutom är Koncessionsnämnden en viktig remissinstans för regeringen när den prövar ärenden enligt NRL.
- *Länsstyrelsen* samråder med kommunen när det gäller översiktsplaner och prövar kommunens beslut om detaljplaner och områdesbestämmelser för att tillgodose riksintressen. Länsstyrelsen samråder kring och prövar ansökningar som berör bl.a. fasta fornlämningar. Länsstyrelsen prövar dispens från strandskydd och beslutar om eventuella förelägganden och förbud enligt NVL. (I många fall har länsstyrelsen beslutat att delegera sådana beslut till kommunerna.)
- *Närings- och teknikutvecklingsverket (NUTEK)* undersöker vilka områden som är av riksintresse för energiproduktion och -distribution, samt lämnar förslag till länsstyrelsen.
- *Regeringen* prövar vissa ärenden enligt NRL (4 kap), VL, PBL och ML.
- *Vattendomstolarna* prövar vattenmål.

Vid sidan av de här myndigheterna – och de som ansöker om tillstånd – finns en lång rad aktörer som alltid eller ibland har en roll i samband med tillämpningen av de olika lagarna. Ofta finns t.ex. olika s.k. sakägare eller andra som på något sätt berörs av den anläggning som planeras, och som därför har rätt att överklaga besluten.

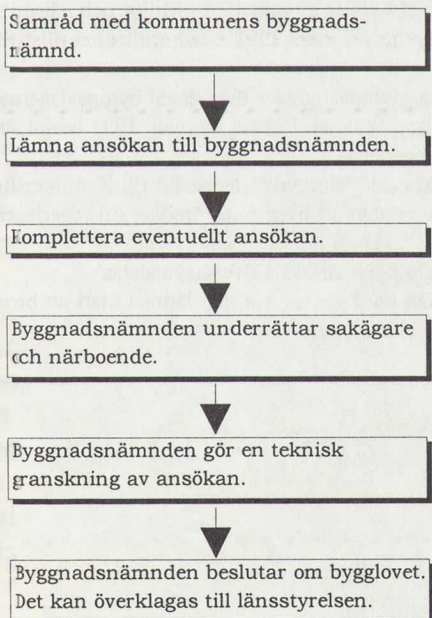
3 Proceduren

Nedan visas några exempel på den procedur som måste klaras av innan t.ex. en anläggning för kraftproduktion kan börja byggas. Beskrivningarna är schematiska och ibland starkt förenklade.

Anläggningar som kräver bygglov

Alla anläggningar som består av en eller flera byggnader kräver bygglov från kommunen. Det gäller också vindkraftverk (se exempel i rutan nedan). Proceduren för en ansökan om bygglov illustreras schematiskt i figur 5.2.

Figur 5.2. Ansökan om bygglov.



Anläggningar på strandskyddat område

- Finns tillstånd enligt NRL, VL eller ML?

Ja – ingen åtgärd.

Nej – sök dispens hos länsstyrelsen enligt 16 a § NVL. Länsstyrelsen prövar frågan och lämnar dispens om det finns särskilda skäl. Annars avslås ansökan. Den sökande eller Naturvårdsverket kan överklaga länsstyrelsens beslut till regeringen. Regeringens prövning kan ta flera år. (Regeringen kan besluta att länsstyrelsens befogenhet skall delegeras till kommunen. I så fall kan kommunens beslut överklagas till länsstyrelsen och därefter till regeringen.)

Exempel på handläggning av en ansökan om bygglov för ett vindkraftverk

I början av år 1990 lämnades en ansökan till kommunen om att få bygga ett vindkraftverk (mindre än 1 MW effekt). Kommunens byggnadsnämnd beviljade bygglov för anläggningen i slutet av juni 1990. Miljö- och hälsoskydds-nämnden godkände anläggningen i mars 1991. Stadsarkitekten tillstyrkte ansökan.

Sedan ägarna till några grannfastigheter överklagat byggnadsnämndens beslut upphävde länsstyrelsen beslutet. I slutet av mars 1992 beslöt länsstyrelsen att inte bifalla överklagandena.

Fastighetsägarna överklagade länsstyrelsens beslut till Kammarrätten. I januari 1993 beslöt Kammarrätten att överlämna ärendet till regeringen för prövning.

I mars 1993 beslöt regeringen att avslå överklagandena.

Drygt 3 år efter ansökan om bygglov var det därmed klart att börja bygga vindkraftverket.

Anläggning som kan ändra naturmiljön väsentligt

- Finns tillstånd enligt VL eller ML?
 - Ja – ingen åtgärd.
 - Nej – samråd med länsstyrelsen innan arbetet påbörjas (20 § NVL). Länsstyrelsen förelägger om åtgärder som skall vidtas för att begränsa skadan eller förbjuder projektet. Länsstyrelsens beslut kan överklagas till Kammarrätten. (Också här kan beslutet delegeras till kommunen. I så fall kan det överklagas till länsstyrelsen och sedan till Kammarrätten.)

Anläggningar som kan påverka fornlämningar

- Undersök om en fast fornlämning kan beröras av projektet. Är det så?
 - Nej – ingen åtgärd.
 - Ja – samråd med länsstyrelsen i god tid innan arbetet skall påbörjas (2 kap. 10 § KML).
- Anser länsstyrelsen att det behövs en utredning (11 §)?
 - Ja – genomför utredningen.
- Skall en fast fornlämning rubbas?
 - Nej – ingen åtgärd.
 - Ja – sök tillstånd hos länsstyrelsen enligt 2 kap. 12 § KML. Länsstyrelsen kan avslå, ge tillstånd eller kräva en arkeologisk undersökning.
- Krävs arkeologisk undersökning?
 - Ja – genomför undersökningen. När den är klar beslutar länsstyrelsen att ge tillstånd eller avslå ansökan.
- Överklagar kommunen eller någon annan länsstyrelsens beslut enligt 2 kap. 24 § KML?
 - Nej – ärendet avslutat.
 - Ja – Regeringen prövar ärendet och beslutar om tillstånd eller avslag.

Det går knappast att säga något generellt om hur lång tid det tar för länsstyrelsen att handlägga ett fornminnesärende. I vissa fall är handläggningstiden mindre än en månad. Men det kan också ta upp till ett år. En genomsnittlig handläggningstid för alla olika typer av fornminnesärenden är ca 4 månader. Ännu svårare är det att bedöma hur lång tid en eventuell arkeologisk undersökning tar. I många fall kan den göras parallellt med andra åtgärder. I så fall behöver inte undersökningen försena projektet.

Mindre förbränningsanläggningar

Med ”mindre förbränningsanläggningar” avses här MF:s definition, dvs. en anläggning med en total installerad effekt på mer än 0,5 MW men högst 10 MW och som skall eldas med annat bränsle än olja eller gas.

- Anmäl till kommunens miljö- och hälsoskyddsnämnd eller motsvarande (eller i vissa fall till länsstyrelsen) i god tid innan anläggningen byggs (19 § MF). Bifoga ritningar, tekniska beskrivningar etc. (2 §). Kommunen (eller länsstyrelsen) skickar ett exemplar av ansökan till länsstyrelsen (Koncessionsnämnden) och ger myndigheter och andra som kan ha ett särskilt intresse i saken möjlighet att yttra sig (22 och 23 §§). Kommunen (länsstyrelsen) utreder ärendet och meddelar eventuellt råd eller föreläggande om försiktighetsmått eller förbud (24 §).

Större förbränningsanläggningar, enstaka vindkraftverk

Här avser MF förbränningsanläggningar med en total installerad effekt på mer än 10 men högst 200 MW och enstaka vindkraftverk eller en grupstation med en sammanlagd uttagen effekt på mer än 1 MW.

- Sök tillstånd hos länsstyrelsen. (Det är huvudregeln. Om regeringen skall pröva ärendet enligt NRL – se nedan – skall tillståndet enligt ML sökas hos Koncessionsnämnden. Samma sak gäller om ärendet har samband med en annan anläggning som prövas av Koncessionsnämnden eller om länsstyrelsen anser att Koncessionsnämnden skall pröva ärendet.) (5 § MF)

Innan ansökan görs skall samråd ske med länsstyrelsen m.fl. som kan ha intresse i saken (12 a § ML).

Ansökan skall innehålla

de uppgifter, ritningar och tekniska beskrivningar som behövs för att bedöma den miljöfarliga verksamhetens beskaffenhet och omfattning, en miljökonsekvensbeskrivning som möjliggör en samlad bedömning av en planerad anläggnings, verksamhets eller åtgärds inverkar på miljön, hälsan och hushållningen med naturresurser,

förslag till de skyddsåtgärder eller andra försiktighetsmått som behövs för att förebygga eller avhjälpa olägenheter från verksamheten och förslag till hur kontroll av verksamheten bör ske,

en redogörelse för det samråd som har ägt rum och vad som därvid har kommit fram (13 § ML).

Länsstyrelsens prövning går i stora drag till så här (14 § ML).

- Ge dem som kan beröras av verksamheten tillfälle att yttra sig genom att kungöra ärendet i ortstidning (eller på annat lämpligt sätt).
- Samråd med de statliga och kommunala myndigheter som har väsentliga intressen att bevaka i frågan (Naturvårdsverket, miljö- och hälsoskyddsnämnden).
- Håll sammanträde med alla inblandade och genomför besiktning på platsen om det behövs för utredningen. Kallelse till sammanträdet och besiktningen skall ske genom kungörelse i ortstidning. Den sökande, Naturvårdsverket och alla som yttrat sig i ärendet skall underrättas på lämpligt sätt.
- Underrätta den sökande om allt som andra tillfört i ärendet och ge denne tillfälle att yttra sig över det.
- Ge eventuellt någon sakkunnig i uppdrag att utreda ärendet särskilt.
- Fatta beslut och skicka det till alla inblandade myndigheter.

Länsstyrelsens handläggningstid för miljöskyddsärenden varierar kraftigt. Enkla ärenden kan ta mindre än en månad, men det finns många exempel på ärenden som tagit mer än ett år. Ett mycket grovt genomsnitt för alla typer av ärenden är sex månader.

Stora förbränningsanläggningar, stora vindkraftstationer

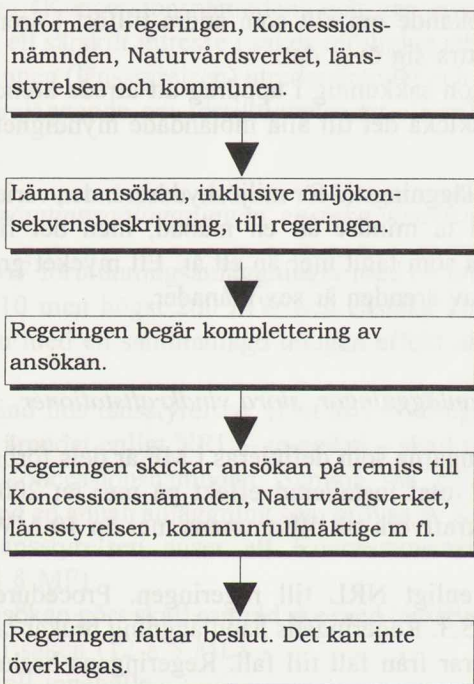
De största anläggningarna som definieras i MF är dels förbränningsanläggningar med en total installerad effekt på mer än 200 MW, dels stationer med vindkraftverk på tillsammans mer än 10 MW.

- Lämna ansökan enligt NRL till regeringen. Proceduren beskrivs schematiskt i figur 5.3. Regeringens handläggning brukar ta upp till ett år, men tiden varierar från fall till fall. Regeringens beslut avgör om anläggningen skall tillåtas på den aktuella platsen.
- Utöver regeringens tillstånd till lokaliseringen av anläggningen enligt NRL krävs Koncessionsnämndens tillstånd enligt ML. (De två prövningarna kan ske parallellt och delvis samordnas.) Ansökan och prövning enligt ML sker på i stort sett samma sätt som vid ansökan till länsstyrelsen (se ovan). Skillnaden är att Koncessionsnämnden skall hålla ett offentligt sammanträde om det inte är uppenbart onödigt.

Enligt Koncessionsnämndens årsredovisning är handläggningstiden för ett tillståndsärende i genomsnitt ca 10 månader. Av den tiden går

ungefär 4 månader åt för de kompletteringar som den sökande måste göra. Ett överklagningsärende tar ca 4 månader i genomsnitt.

Figur 5.3. Schematisk beskrivning av handläggningen av ett ärende som regeringen skall pröva enligt naturresurslagen.



Exempel på ansökan om tillstånd för en stor förbränningsanläggning

Redan på 1970-talet fanns det planer på att bygga ett kraftvärmeverk i Göteborg. Men de las på is eftersom det skulle dröja innan det fanns efterfrågan på ny elproduktion.

I oktober 1986 fick dock Göteborg Energi AB i uppdrag av kommunfullmäktige att utreda olika alternativ för elproduktion. Det skulle ske i samarbete med miljö- och hälsoskyddsnämnden.

År 1989 var utredningen "Kraftvärme i Göteborg" klar. Den redovisades för kommunfullmäktige, och skickades ut på remiss inom kommunen.

I maj 1990 fick Göteborg Energi AB kommunstyrelsens uppdrag att ansöka om att få bygga ett naturgaseldat kraftvärmeverk. Den tillförda effekten var enligt planerna ca 600 MW. Samtidigt fick byggnadsnämnden i uppdrag att ta fram ett förslag till detaljplan för kraftvärmeverket.

I juni 1990 hölls ett offentligt informationsmöte om planerna. Samma dag skickades en ansökan om lokalisering enligt naturresurslagen till regeringen. Några dagar senare sändes en ansökan enligt miljöskyddslagen till Koncessionsnämnden.

I mars 1991 höll Koncessionsnämnden ett offentligt möte om ansökningarna.

(I maj 1991 ansöktes om undantag från den numera avskaffade fastbränslelagen. Statens energiverk meddelade i juni att man medgav undantaget.)

I juni 1991 gav regeringen tillstånd till lokaliseringen enligt naturresurslagen, med vissa villkor. I juni skickades också stadsbyggnadskontorets förslag till detaljplan ut på remiss.

I november 1991 lämnade Koncessionsnämnden sitt tillstånd till att bygga och driva kraftvärmeverket. För tillståndet gällde en rad villkor.

Arbetet med detaljplanen resulterade i ett underlag för utställning. Men planen ställdes aldrig ut. Det har ännu inte fattats något beslut om att bygga kraftvärmeverket.

Vattenkraftverk

Proceduren för att söka tillstånd för att få bygga ett vattenkraftverk är noggrant reglerat i VL. Här återges reglerna i en något förkortad och lätt redigerad form.

I vissa fall är det regeringen som avgör om ett vattenkraftverk skall tillåtas. Det gäller för vattenkraftverk som är avsedda för en installerad generatoreffekt av minst 20 MW, vattenregleringar med en större

vattenståndsskillnad mellan dämning- och sänkningsgränserna än två meter under året eller en meter under veckan samt regleringar med mindre vattenståndsskillnad än som har angetts nu, om därigenom skall utnyttjas ett vattenmagasin av minst 100 miljoner kubikmeter under året eller 10 miljoner kubikmeter under veckan. Det gäller också vattenöverledningar eller andra vattenbortledningar från vattendrag eller sjöar med en normal oreglerad lågvattenföring av minst en kubikmeter i sekunden i bortledningspunkten respektive utloppet, om den vattenföring som skall tas i anspråk överstiger en femtedel av den normala oreglerade lågvattenföringen och det inte är uppenbart att bortledningen kan ske utan olägenhet av betydelse för allmänna intressen (11 kap. 1 § VL).

Innan ansökan lämnas till regeringen skall den som ansöker vidta en rad åtgärder.

- I god tid innan närmare undersökningar påbörjas skall den sökande underrätta Kammarkollegiet, Naturvårdsverket, Boverket, NUTEK, Riksantikvarieämbetet och statens historiska museer samt de länsstyrelser och kommuner som berörs. Samtidigt skall Sjöfartsverket och Fiskeriverket underrättas om deras verksamhet berörs. Statens jordbruksverk skall underrättas om rennärings eller jordbruksmark av större omfattning berörs. På begäran, eller när det finns anledning, skall myndigheterna och kommunerna i fortsättningen få upplysningar om projektet. (8 §)
- När förutsättningarna i stort har klarlagts, skall i samråd med länsstyrelsen i det län där projektet i huvudsak skall utföras berörda kommuner, myndigheter och sammanslutningar få tillfälle att framställa önskemål om projektets närmare omfattning och utformning. (9 §)
- Om projektet kan medföra skada på fisket får Fiskeriverket begära den utredning som behövs. Om rennärings eller Jordbruket kan skadas får jordbruksverket begära motsvarande utredning. Riksantikvarieämbetet och statens historiska museer får begära en kulturhistorisk inventering. Naturvårdsverket får begära den utredning som behövs kring allmänna naturvårdssynpunkter.

De olika myndigheterna skall samråda med vattendomstolen innan de begär utredningarna.

Den som ansöker skall betala kostnaderna för utredningarna, om det inte är "obilligt". (10 §)

- I god tid innan ansökan om tillstånd lämnas in skall den som söker medverka till att information om planläggningen lämnas till Ortsbefolkningen vid sammankomst, genom ortspresen eller på något annat

lämpligt sätt. Om länsstyrelsen i något län som berörs av projektet kräver det så skall det hållas en sammankomst.

Den som söker tillstånd skall på lämpligt sätt ge enskilda personer tillfälle att framställa önskemål om åtgärder för att förebygga eller minska skador av projektet. (11 §)

När regeringen beslutat om att tillåta anläggningen är det Vattendomstolen som prövar frågorna om tillstånd och villkor för vattenkraftverket. Vattendomstolen är bunden av regeringens beslut om tillstånd. I övrigt sker vattendomstolens prövning på samma sätt som i de fall projektet inte behöver godkännas av regeringen.

Ansökningar till vattendomstolen går – något schematiskt – till så här, enligt VL.

- Innan ansökan lämnas till vattendomstolen skall samma förberedelser göras som vid en ansökan till regeringen (se ovan). I ansökan till vattendomstolen skall den som söker tillstånd redogöra för förberedelserna.

- Ansökan skall dessutom innehålla

- de uppgifter, ritningar och tekniska beskrivningar som behövs för att bedöma företagets beskaffenhet, omfattning och verkningar, inklusive en miljökonsekvensbeskrivning,

- uppgifter som behövs för att bedöma om det finns hinder mot projektet från allmänna planeringssynpunkter samt uppgifter om möjlig alternativ lokalisering och om andra vattenföretag eller särskilda anläggningar som kan antas behövas,

- så fullständiga uppgifter som möjligt om vilka fastigheter som berörs samt namn och adress på ägarna och berörda innehavare av särskild rätt till fastigheterna,

- uppgifter om eventuella särskilda bestämmelser med stöd av lag har meddelats för användningen av de mark- och vattenområden som berörs,

- uppgifter om de ersättningsbelopp som den sökande erbjuder till varje sakägare,

- uppgift om det område som enligt sökanden bör utgöra strömfallsfastighet. (19 §)

Sedan börjar själva proceduren för Vattendomstolens prövning.

- Vattendomstolen skall utfärda kungörelse om projektet. Den skall bl.a. innehålla en kortfattad redogörelse för ansökningen och på lämpligt sätt ange de fastigheter som kan beröras.

Ett exemplar av ansökningshandlingarna och av kungörelsen skall skickas till Kammarkollegiet och Fiskeriverket om det behövs, samt till

berörda kommuner, länsstyrelsen och andra statliga myndigheter som kan beröras. (22 och 23 §§)

- Kammarkollegiet skall, om det behövs, föra talan i målet för att ta tillvara allmänna intressen. Kommun får föra talan för att ta tillvara allmänna intressen inom kommunen. Fiskeriverket skall, om handlingar översänts till verket enligt 23 §, yttra sig om effekterna på det allmänna fiskeintresset samt föreslå de bestämmelser som behövs till skydd för fisket. (25 §)
- Erinringar mot ansökningen skall göras i skriftlig inlägga som i tre exemplar ges in till vattendomstolen inom den tid som domstolen har bestämt (minst 30 dagar från kungörandet). (29 §)
- Den fortsatta förberedelsen av målet är skriftlig eller muntlig.

Vattendomstolen bestämmer vad en muntlig förberedelse skall avse och vilka parter som skall inställa sig. Parterna skall kallas till förberedelsen. (30 och 31 §§)

- Om det behövs någon särskild teknisk utredning kan vattendomstolen förordna en eller flera sakkunniga att yttra sig i målet. Vattendomstolen får uppdra åt en eller flera ledamöter att göra en undersökning på platsen. (32 och 33 §)
- Besked om tid och plats för huvudförhandlingen skall i god tid lämnas till parterna. (36 §)
- Om det behövs skall det hållas syn i målet. (38 §)
- Domen skall meddelas så snart som möjligt. Om det inte finns särskilda skäl skall det ske inom två månader efter att huvudförhandlingen avslutades. (43 §)

Vattendomstolens dom kan överklagas till Vattenöverdomstolen. Vilket också görs för det mesta. Då sker en ny förhandling, men med utgångspunkt i samma material som vid vattendomstolens prövning. Vattenöverdomstolens beslut kan i sin tur överklagas till Högsta domstolen (HD). Det är sällsynt att HD tar upp målet, men överklagandet fördröjer projektet med ungefär ett år.

När Vattendomstolen, Vattenöverdomstolen och HD fattat sina beslut vinner domen laga kraft. Då har det ofta gått ca 4 år sedan den formella proceduren kring projektet startade. (Om projektet först skall prövas av regeringen tar det längre tid.) Förutsatt att domen innebär tillstånd är det sedan dags att sätta igång med projektet. Om fisket kan skadas, skall dock anmälan om de planerade arbetena göras till länsstyrelsen innan arbetena påbörjas (4 kap. 3 §).

4 Åtgärder för att underlätta lokalisering av ny kraftproduktion

Som framgått av beskrivningen och exemplen kan den procedur som krävs för att få tillstånd att bygga en ny produktionsanläggning vara omständlig och ta lång tid. Den som vill bygga en anläggning kommer ofta i kontakt med flera olika lagar, procedurer och aktörer.

Många anser att de nuvarande reglerna – och tillämpningen av dem – är ett allt för stort hinder för nya anläggningar för kraftproduktion. Svårigheten att bygga ut vattenkraften i takt med den s.k. vattenkraftplanen är en illustration (se underlagsbilaga 1). Hittills har det inte spelat så stor roll. Sedan de sista kärnkraftreaktorerna togs i drift har produktionskapaciteten gott och väl räckt till för Sveriges efterfrågan på el. Något egentligt behov av nya anläggningar har därför inte funnits. Därför har konflikten mellan t.ex. miljökraven och kraven på att få bygga stora kraftverk sällan ställts på sin spets. I de enstaka fall det har skett har det dock visat sig svårt att få tillstånd till lokalisering. Det gällde t.ex. planerna på ett naturgaseldat kraftverk vid Barsebäck, som stoppades på ett tidigt stadium på grund av den lokala opinionen.

I stället har konflikten mellan elproduktion och andra intressen ofta visat sig vid lokalisering av relativt små vindkraftverk. Intresset för att bygga sådana ökade när staten började ge investeringsbidrag – och senare s.k. miljöbonus – och i takt med att tekniken utvecklades och kostnaderna sjönk. I många fall har byggandet försenats och försvårats på grund av att de kringboende klagat och miljöreglernas krav varit svåra att uppfylla (se exemplet ovan).

Det har dock gjorts en del för att förenkla för den sökande. Här skall några sådana åtgärder beskrivas.

Allmänna råd om vindkraft

I mars 1995 publicerade Boverket s.k. allmänna råd om ”Etablering av vindkraftverk på land” (Boverkets allmänna råd 1995:1). De har tagits fram i samarbete med Naturvårdsverket och NUTEK. Skriften innehåller bl.a. råd om hur olika regler för lokalisering av vindkraftverk skall

tillämpas. Dessutom beskrivs de olika myndigheternas ansvar sam hur det går till att ansöka om tillstånd. Syftet med skriften är att underlätta för såväl myndigheterna som för den som vill bygga vindkraftverk.

Länsstyrelsernas handläggning

Flera länsstyrelser har tagit fram riktlinjer och föreskrifter för hur de skall tillämpa t.ex. NRL och NVL vid lokaliseringar av vindkraftverk. Ett exempel är Länsstyrelsen i Kalmar län. År 1993 publicerades ett "Policydokument för vindkraft på Öland", som bl.a. innehåller en lathund till hjälp för den som söker tillstånd att bygga vindkraftverk. Året efter beslöts om "Riktlinjer för länsstyrelsens tillämpning av naturresurslagens 2 och 3 kap i ärenden om lokalisering av vindkraft på Öland" och om "Föreskrift om obligatoriskt samråd enligt 20 § naturvårdslagen om uppförande av vindkraftverk på Öland inom Borgholms och Mörbylånga kommuner".

Miljöbalken

Flera av de lagar som vi berört är kopplade till varandra. De s.k. hushållningsreglerna i NRL skall t.ex. ligga till grund när PBL, VL, ML och NVL tillämpas. Tillstånd enligt ML får inte strida mot detaljplaner eller områdesbestämmelser som är upprättade enligt PBL.

År 1989 fick den s.k. Miljöskyddskommittén i uppdrag att o.a. samordna de olika lagarna på miljöområdet. År 1993 presenterade kommittén sitt huvudbetänkande (Miljöbalk, SOU 1993:27). Där förslås bl.a. att NVL, ML, NRL och en del andra lagar skall föras samman till en s.k. miljöbalk. Tanken med det förslaget är att skapa en ramlagstiftning som innehåller fler generella föreskrifter än den nuvarande lagstiftningen. På så sätt skulle behovet av tillståndsprövningar minska.

Utredningens förslag har inte genomförts ännu. Istället har en ny utredning tillsatts. Den kallas Miljöbalksutredningen (Dir. 1994:34) och skall bl.a. undersöka hur också VL skall kunna föras in i en ny miljöbalk. Utredningen skall vara klar till sommaren 1996.

Ett av syftena med miljöbalken är att effektivisera prövningen enligt de olika lagarna. Det skall ske dels genom fler generella föreskrifter, dels genom att reglerna och procedurerna samordnas. Tanken är att regleringen inte skall blandas in i prövningsprocessen så ofta. När det

gäller stora anläggningar kommer dock regeringen troligen att ha kvar möjligheten att pröva tillstånden för dem.

Miljöskyddskommittén föreslog också att ideella organisationer skall få generell talesrätt i ärenden om tillståndsprövning, och att det skall inrättas en miljöombudsman med uppgift att ta upp klagomål från enskilda människor. Om de förslagen genomförs kan det sannolikt åtminstone i vissa fall leda till att proceduren för att söka tillstånd tar längre tid. Det skulle i så fall motverka effekten av att rationalisera lagstiftningen.

6 Internationella förutsättningar för svensk import av naturgas

Innehåll

- 1 Inledning
- 2 Reserver och utvinning
- 3 Kostnader
- 4 Användningen av gas i Västeuropa
- 5 Gasmarknadens struktur
- 6 Prissättning
- 7 EU:s intresse
- 8 Framtida marknadsutveckling i Västeuropa
- 9 Frågor vid en ökad svensk gasimport
- 10 Några sammanfattande slutsatser

1 Inledning

I denna underlagsbilaga diskuteras de internationella förutsättningarna och marknadsutsikterna för en ökad svensk import av naturgas. I sammanhanget är det en viktig uppgift att belysa och värdera importstrategier för en ökad svensk gasimport.

I Sverige är naturgas en förhållandevis ny och ännu marginell energikälla, som svarar för knappt två procent av den totala energiförsörjningen. I de delar av Syd- och Västsverige, där gasen sedan tio år är etablerad har den dock uppnått en andel på omkring 20 procent av den regionala energianvändningen. Ungefär samma andel svarar gasen för i såväl Västeuropas som i hela världens energianvändning. Användningen är koncentrerad till de industrialiserade länderna. I Europa har gasens andel av energiförsörjningen vuxit snabbt under de senaste decennierna på grundval av de fyndigheter som har gjorts i Nordsjön och Norska havet men även på basis av import från Nordafrika och Ryssland.

Jämfört med andra fossila bränslen är naturgasens betydelse som energikälla av relativt sent datum. Detta förklaras till stor del av de, i förhållande till värmeinnehållet, mycket höga transportkostnaderna. Naturgas har tidigare inte framstått som ett konkurrenskraftigt alternativ om inte stora marknader har kunnat etableras nära gasfyndigheterna. I detta avseende påminner förutsättningarna om dem som gäller för vissa slag av biomassa och brunkol med lågt energiinnehåll. Teknisk utveckling, när det gäller främst rörläggning men även s.k. förvätskning av naturgas till likvifierad form (LNG), har dock inneburit att marknads geografiska utsträckning efter hand har vidgats. Till detta bidrog även 1970-talets oljeprishöjningar, som innebar att intresset och betalningsförmågan för alternativ till oljan ökade. Även om rörledningar nu sträcker sig över mycket långa avstånd kan man emellertid inte tala om en integrerad världsmarknad.

De mest betydelsefulla användningsområdena för naturgas återfinns inom hushålls- och industrisektorerna. Inom hushållssektorn utnyttjas gasen främst för uppvärmning, medan den industriella användningen kan

indelas i kvalificerad användning inom t.ex. glasindustri samt områden där en högre grad av utbytbarhet föreligger, t.ex. värme- och ångproduktion. I Europa väntas en omfattande övergång ske från, ibland subventionerat, kol till gas i elproduktionssektorn där s.k. kombicykelteknik framstår som ett mycket konkurrenskraftigt alternativ.

I det följande redovisas först reserv- och utvinningssituationen i världen, med tonvikt på de länder i Sveriges närområde som kan bli aktuella som exportländer vid en ökad import av naturgas. Därefter diskuteras kostnader för utvinning och transporter översiktligt. Användningen av gas i Västeuropa tas upp i det därpå följande fjärde avsnittet. I avsnitt 5 behandlas marknadens strukturella drag och utveckling. I avsnitt 6 ges en kortfattad överblick av EU:s roll och i avsnitt 7 behandlas prisättningen. I det därpå följande avsnittet 8 diskuteras den framtida utvecklingen och i avsnitt 9 vissa frågor av betydelse för en svensk importstrategi. Slutligen redovisas slutsatser i avsnitt 10.

2 Reserver och utvinning

Uppskattningarna av de totala naturgasresurserna i världen är liksom de s.k. fastställda reserverna - dvs. den del av resursen, som är påvisad, utbyggd samt tekniskt och ekonomiskt utvinnbar - osäkrare än motsvarande skattningar för råolja och kol. Detta sammanhänger med att naturgas kan förekomma såväl i samband med råoljereservoarer som i separata fyndigheter. I det senare fallet kan naturgasen ha bildats under andra geologiska förutsättningar än de som ger upphov till råolja. De beräkningsmetoder som används för att uppskatta råoljereserver och s.k. associerad gas blir då inte möjliga att tillämpa. Vidare kan energinnehållet - dvs. egentligen kolvätehalten i gasen - variera inom vida gränser, varför genomsnittssiffror baserade på volymuppskattningar kan bli missvisande.

Naturgasreserverna anses dock till sin omfattning vara nästan lika stora som oljereserverna. De uppgick år 1994 till ungefär 149 000 miljarder m³ motsvarande 62 gånger årsproduktionen. Reserverna utgör bara en del av de totala resurserna och kan närmast liknas vid ett inneliggande lager. Medan naturgasanvändningen tidigare huvudsakligen var koncentrerad till Nordamerika har sedan 1960-talet dess betydelse ökat dramatiskt i först Västeuropa, där den har ungefär fördubblats de senaste tjugo åren och sedan i f.d. Sovjetunionen. Bakom detta ligger upptäckten av nya fyndigheter - först i Groningen i Nederländerna och sedan i Nordsjön respektive västra Sibirien. Naturgasreservernas nuvarande fördelning och storlek återspeglar till stor del oljemarknadens utveckling. Reserverna har oftast påträffats vid prospektering efter olja. En stor del är dessutom s.k. associerad gas, vars utvinning är beroende av volymen producerad olja. En stor del av den utvunna gasen har länge saknat ekonomiskt värde i brist på en effektiv efterfrågan. I många fall har naturgas kunnat ses som en biprodukt av oljeutvinningen, som avyttrats till förhållandevis låga priser när lokala avsättningsmöjligheter har funnits. I de fall en marknad för gasen har saknats, exempelvis för de stora oljeproducentländerna i Mellanöstern, har de med oljeutvinningen förenade gasvolymerna avfacklats vid källan eller åter-

injicerats för att höja oljeutvinningskvoten.

Oljeprisökningarna under 1970-talet, jämte den utbyggda infrastrukturen samt rörläggningsteknikens utveckling under de senaste decennierna, har gjort tidigare ointressanta gasförekomster till ekonomiskt utvinnbara reserver. Särskilt snabbt har användningen och utvinningen ökat i f.d. Sovjetunionen, där den ungefär tredubblats de senaste tjugo åren. Dessa reserver är i huvudsak belägna i nuvarande Ryssland och uppges f.n. uppgå till ca 80 gånger årsproduktionen eller 40 procent av världens totala reserver. De kan sannolikt öka betydligt på sikt när det politiska läget och förutsättningarna för prospektering och exploatering, särskilt under medverkan av utländska företag, har stabiliserats. Länderna i Mellanöstern svarar för ca 30 procent av världens gasreserver. En snabb teknisk utveckling, innefattande nya seismiska metoder och s.k horisontell borring, har bidragit till att mindre fyndigheter i Nordsjön, som tidigare var olönsamma att utvinna, nu har tillförts reserverna.

Trots att världsproduktionen av naturgas har fördubblats sedan 1970-talets början, har reserverna vuxit ännu snabbare. Kvoten mellan reserver och utvinning har ökat från drygt 40 till ca 62.

De västeuropeiska gasreserverna utgör bara ett par procent av de globala men representerar ändå vid dagens europeiska utvinningsnivå ca 26 års produktion. Härtill kommer stora fyndigheter som ännu inte tagits i anspråk. Relaterat till produktionen har dock reserverna i Europa minskat under senare år. Samtidigt har Ryssland förstärkt sin strävan att öka exporten till Europa. De fastställda reserverna torde alltså inte utgöra någon restriktion för användningen av naturgas i Europa under de närmaste decennierna.

En uppskattning av de fastställda reservernas fördelning på olika länder ges i figur 6.1.

Ett ökat intresse för naturgas inom de stora konsumtionsområdena har de senaste decennierna lett till ökad takt även i prospekteringen. Det återstår dock fortfarande att undersöka stora områden med god sannolikhet för gasfynd. Världens påvisade naturgasfyndigheter och sannolika möjligheter till nya fynd visar en något annan regional fördelning än motsvarande resursfördelning för olja. De arktiska delarna i Ryssland har nu de största påvisade fynden och sannolikt också den största återstående potentialen för större framtida fynd.

Även Mellanöstern har stora och ännu föga utnyttjade naturgasreserver, som sammanlagt är de näst största reserverna av naturgas i världen. Inom Västeuropa har lokala naturgasfynd efter hand lett till att omfattande rörlägningsnät har byggts upp för transport och distribution. Dessa har successivt kompletterats i samband med att tillförseln ökat

genom import från först näraliggande och senare allt mer avlägset belägna naturgasfyndigheter.

För den europeiska marknaden är de viktigaste naturgasproducenterna Ryssland, Norge, Algeriet, Nederländerna Storbritannien och Danmark. Danmarks produktion är av betydelse främst för den inhemska marknaden och för den nuvarande exporten till Sverige och Tyskland. På sikt kommer de fyra förstnämnda exportländerna att utgöra de viktigaste gasleverantörerna till den europeiska marknaden.

Figur 6.1 visar de för Europa viktigaste naturgasleverantörernas gasreserver (Gm^3) samt export ($mrd\ m^3/år$) och transportavstånd (km) till den europeiska gasmarknaden¹. Uppgifterna gäller för år 1992. Figuren ger en uppfattning om hur begränsade Västeuropas egna reserver är i jämförelse med t.ex. de i Ryssland och Iran.

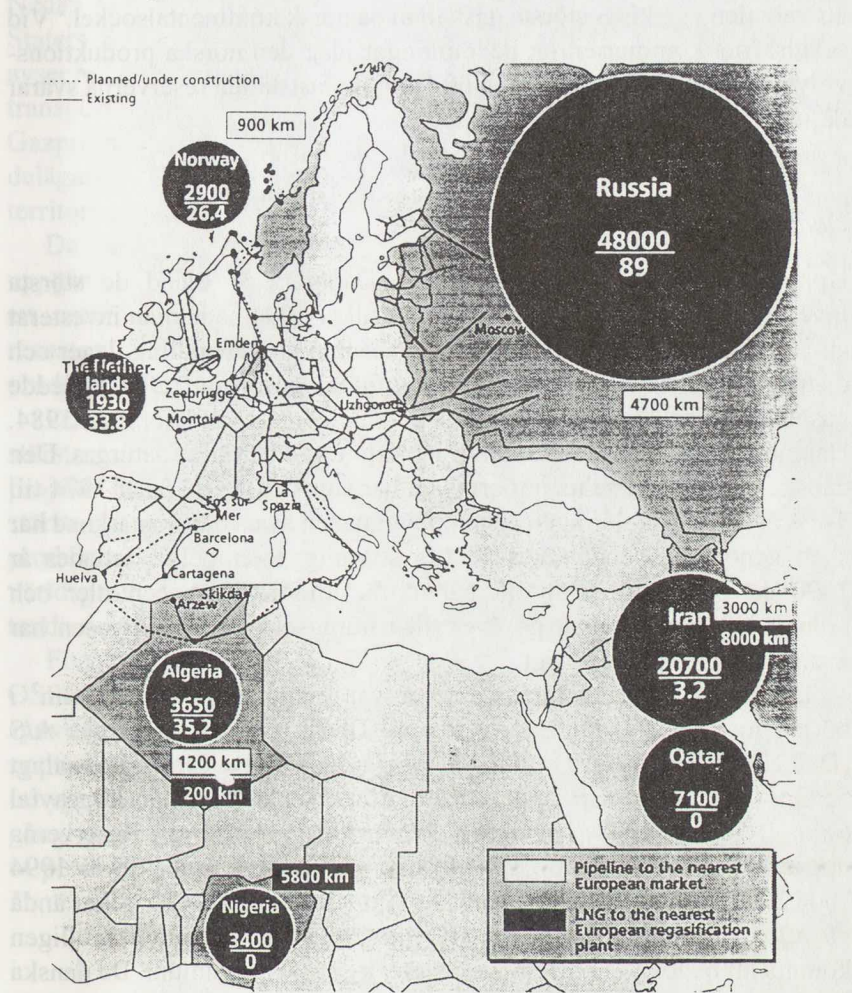
Norge

Samtliga i Norge funna olje- och gasfyndigheter är offshore-fyndigheter, dvs. de är belägna till havs. Gas har hittats såväl i samband med att man påträffat olja som separat. De prospekterade delarna av den norska kontinentalsockeln indelas i allmänhet i följande områden: Nordsjön, Haltenbanken och Tromsøflaket. Man har också letat efter gas i Barents hav och på Svalbard. Efter det att prospekteringen år 1980 inleddes även norr om den sextioandra breddgraden har de största fynden gjorts på Haltenbanken och på Tromsøflaket i södra delen av Barents hav.

Norges totala gasreserver har uppskattas till 3 200 Gm^3 . Av denna gasmängd har ca 400 Gm^3 producerats, medan ca 40 % är kontrakterat för försäljning och resten ännu inte sålts. De osålda och kontrakterade gasreserverna är belägna i huvudsak i Nordsjön (2 204 Gm^3) medan 329 Gm^3 och 257 Gm^3 finns utanför mellersta Norge och i Barents hav. Huvuddelen av den till idag producerade gasen har kommit från fälten Frigg, Ekofisk och Statfjord/Gullfaks/Heimdal. Sleipner Øst-fältet började i oktober 1993 leverera gas inom ramen för Trollgasvtalet. Trollfältets gas kommer att börja utvinnas år 1996 och fältet kommer då

¹ 1 Gm^3 = 1 miljard kubikmeter svarar ungefär mot 1 miljon ton olja till sitt energiinnehåll.

Figur 6.1 Reserver, export och transportavstånd för leverantörer till den europeiska gasmarknaden.



Källa: *Naturgasens roll i Norden och Baltikum fram till år 2010*. Tema Nord 1994:638. Köpenhamn 1994.

att vara den i särklass största gaskällan på norsk kontinentalsockel.² Vid sekelskiftet kommer enligt bedömningar idag den norska produktionsvolymen att uppgå till omkring 60 Gm³, de fastställda reserverna svarar då mot 50 års utvinning.

Danmark

Uppbyggnaden av naturgassektorn i Danmark är bland de största investeringar som gjorts i landet. Fram till år 1994 hade man investerat ca 30 miljarder danska kronor i transmission, gasbehandling, lager och distribution av naturgas. Dansk Undergrunds Consortium (DUC) inledde gasutvinningen år 1972, men gas började föras i land först år 1984. Danmark är för närvarande självförsörjande vad beträffar naturgas. Den danska energitillförselns importandel har sjunkit från 98 % år 1974 till 34 % år 1992. Etableringen och uppbyggnaden av en dansk marknad har skett genom en betydande offentlig styrning. Exempelvis fattades år 1990 ett politiskt beslut om påbud för mindre värmecentraler och koleldade värmeverk att gå över till naturgaseldning. Naturgasen har även gynnats skattemässigt.

Danmarks kända naturgasreserver var sammanlagt ca 203 Gm³ i början av år 1994. DUC:s avtal med Dansk Olje og Naturgas A/S (D.O.N.G.) från år 1979 omfattade leveranser från DUC av sammanlagt 55 Gm³ gas under tidsperioden 1984 - 2009. Senare ingångna köpeavtal (åren 1990 och 1993) har ökat volymen till ca 130 Gm³. Reserverna uppgår till närmare trettio gånger årsproduktionen. Fram till år 1994 hade 29 Gm³ producerats i Danmark. Aktuella bedömningar pekar ändå på att, om inte omfattande nya fynd görs, kan Danmark möjligen komma att behöva importera gas i slutet av nästa decennium. De danska reserverna spelar knappast någon avgörande roll i ett längre perspektiv på en utvidgad nordisk marknad. Däremot kan Danmark genom sitt geografiska läge få betydelse som knutpunkt vid en sammankoppling av ett eventuellt nordiskt system med de mellaneuropeiska och öst-europeiska gasnäten.

² Trollavtalet, som slöts i slutet av 1986 avser leveranser av 500 Gm³. Dessa leveranser är inte, vilket tidigare var det vanliga för enskilda gasfält, uteslutande knutna till produktionen från själva Trollfältet, utan leveranser kan ske och sker redan från andra fält. Utvinningen av Trollfältets tillgångar förväntas stäcka sig åtminstone över de närmaste trettio åren.

Ryssland

Nedan behandlas det forna Sovjetunionen, dvs. nuvarande Oberoende Staters Samfund (OSS) som en helhet, eftersom tillgängliga uppgifter avser hela f.d. Sovjetunionen och hela produktionskedjan från letning till transport och försäljning ligger i händerna på det ryska gasföretaget Gazprom, som verkar i flera av de forna delstaterna med dessa som delägare. Den absoluta merparten av reserverna finns dock på ryskt territorium.

De sammanlagda kända reserverna inom OSS fortfar att öka och uppgår till 54 000 Gm³. Största delen av reserverna är koncentrerade till ett antal stora fyndigheter i främst nordvästra Sibirien. De totala resurserna i OSS antas uppgå till 300 000 Gm³ varav 3 % har producerats och 20 % upptäckts.

De största kända gasfyndigheterna finns i Västsibirien, där också de största satsningarna görs. Aktiviteterna kan uppdelas på fyra huvudprojekt: Urengoy, Jamburg, Jamal och Karasjön. Urengoy är världens största gasfält. De ursprungliga kända gasreserverna var 12 500 Gm³ och produktionen är 340 Gm³ per år, motsvarande en sjättedel av världsproduktionen. Jamburg är Rysslands näst största gasfält, omfattande 4 500 Gm³ i kända reserver. Utbyggnaden av Jamal har försenats.

Förutom gasfyndigheterna i Västsibirien har Ryssland och de övriga OSS-staterna betydande andra reserver. Ur europeisk och nordisk synvinkel är fyndigheterna i Barents hav de mest intressanta. År 1988 upptäcktes Schtockmanovskoje, innehållande upp till 3 000 Gm³. En utbyggnad av gasfälten i Barents hav torde inte bli aktuell förrän någon gång under tiden 2010 - 2015. Gazproms målsättning är att först bygga ut produktionen i Västsibirien.

3 Kostnader

De avgörande betingelserna för naturgasanvändningens utveckling är, förutom priserna på substitut som olja och kol, produktions- och transportkostnadernas utveckling. Av särskilt intresse är de tekniska framsteg som gjorts beträffande letnings- och utvinningsteknik och anläggning av rörledningar på havsbotten.

Produktionskostnaderna är svåra att beräkna. Med avseende på främst prospektering och utveckling, men även på utvinning, är naturgas oftast att betrakta som en med motsvarande led inom oljebranschen förknäad verksamhet. Letnings- och produktionskostnadernas fördelning på olje- respektive gasutvinning kan därför bli relativt godtycklig. Dessutom är gasutvinningen till stor del koncentrerad till horisontellt och vertikalt integrerade företag, som verkar på en fåtalsmarknad, varför en uppskattning av produktionskostnaderna blir vanskelig att genomföra. De tekniska bestämmningsfaktorerna för kostnaderna är gasfältets storlek, antal borrhål och geografisk belägenhet. Produktionskostnaderna kännetecknas av hög kapitalintensitet och skalfördelarna är betydande. Avskrivningstider, diskonteringsräntor och kapacitetsutnyttjande få stor betydelse för kostnaden liksom de geografiska förhållandena.³ (Offshore eller arktisk produktion ger väsentligt högre kostnader). Härtill kommer att reserverna, dvs. de utvinnbara gasmängderna, revideras efter land. Bristen på insyn gör det dock svårt att närmare granska eller värdera sådan uppgifter. Den tekniska utvecklingen och ökad konkurrens verkar kostnadssänkande, en sänkning i sin tur motverkas av tilltagande havsdjup i letningsområdena. Uppskattningar av utvinningskostnaderna uppvisar stor spridning såväl inom som mellan olika producentländer. IEA anger ett kostnadsintervall, som sträcker sig från 0,1 till 2,2 USD

³ Se Dahl, C. och Gjelsvik, E. : "European Natural Gas Cost Survey", *Resources Policy*. September 1993.

per MBtu.⁴ Den holländska gasen är minst kostsam att utvinna i Euriopa. Brittisk gas utvinns till medelhöga kostnader och den norska gasen uppvisar de högsta produktionskostnaderna. Rysk gas anges kosta mellan 0,5 och 1,5 USD per MBtu att utvinna.

De relativt höga transportkostnaderna har, som framhållits ovan, varit av avgörande betydelse för naturgasens konkurrenskraft gentemot råoljan. För att transportera en i energivärde med en viss kvantitet råolja jämförbar volym naturgas krävs rörledningar respektive LNG-fartyg som är fyra respektive två gånger så stora som motsvarande transportmedel för råolja. Gastransporter är alltså väsentligt dyrare än oljetransporter men å andra sidan i de flesta fall billigare än transport av el. Av mycket stor betydelse är den teknikutveckling för rörläggning på sjöbotten som på bara några år har halverat tiden för rördragning, vilket betyder mycket för att nedbringa räntekostnaderna under en anläggnings uppbyggnadstid.

Transportkostnaderna bestäms främst av rörledningens längd. IEA anger för LNG-transporter en styckkostnad kring 2 USD per MBtu/100 km vilket ger brytpunkter vid vilka rörtransporter är billigare för transportavstånd under 350 mil (offshore) respektive 550 mil (onshore). Rörledningens volym avvägs kostnadsmissigt mot antalet kompressionsstationer. Betydelsefulla är också markförhållanden och tillståndsgivning. Vissa länder tar ut en transiteringsavgift. Enligt IEA antyder aktuella studier att kostnaderna för produktion kan komma att falla med mellan en tredjedel och hälften i framtiden. Stora delar av bedömda framtida kostnadsadsminskningar ligger dock i många fall på transportledet. Denna kostnadskomponent är kapitalintensiv och känslig för riskavlastning och därigenom påverkbar genom politiska beslut. Ett uttryck för att den svenska marknaden är relativt gles är att den transporterade mängden gas per meter ledning i Sverige är endast hälften av motsvarande kvot i flertalet europeiska länder.

IEA:s beräkningar för transportkostnader till närmaste kontintala gräns visar tydligt att gasen från Nordsjön i detta led har fördelar som ibland balanserar produktionskostnadsnackdelar till följd av djupförhållanden (se tabell 6.1).

⁴ 1 Btu = British thermal unit (brittisk termisk enhet). 1 MBtu = 1 milj Btu = 290 KWh. 1USD/MBtu motsvarar ungefär 2,5 öre/kWh.

Tabell 6.1 Kostnader för utvinning och transport av naturgas. (USD per MBtu)

Fyndighet	Produktions- kostnad	Transport kostnad	Kostnad vid EU-gräns
Groningen	0,1	0,15	0,25
Algeriet	0,5	0,45	1,06
Ekofisk	1,0	0,34	1,34
Sleipner	1,1	0,46	1,56
Heimdal	1,25	0,57	1,82
Troll-Emden	1,2	0,76	1,96
Troll-Zeebrugge	1,2	1,09	2,29
Libyen	0,5	1,93	2,43
Haltenbanken	1,42	2,11	2,81
Urengoi	0,5	1,88	3,22
Qatar (LNG)	0,5	2,82	3,32
Jamal	0,75	1,98	3,37
Nigeria(LNG)	0,7	2,70	3,40
Iran	0,5	2,04	4,09
Turkmenistan	0,5	1,99	4,49

Källa: IEA.

Anm: I vissa fall tillkommer transiteringsavgifter till kostnaderna. Dessa har inte särredovisats här.

IEA:s beräkningar visar också hur transportkostnaderna påverkas av naturliga förhållanden som havsdjup. Det framgår också att LNG-transporter medför höga kostnader som är likvärdiga endast med relativt avlägsna källor i Mellersta östern och Centralasien.

Till kostnader för transport på högtrycksnät kommer distributionskostnader samt kostnader för lastutjämning och lagring, vilka främst belastar användningen i hushålls- och industrisektorerna.

4 Användningen av gas i Västeuropa

Gasförbrukningen i Västeuropa har ökat kraftigt de senaste decennierna speciellt under 1970-talet. Gasen utgjorde vid sextiotalets mitt ungefär 2,5 % av primärenergiförbrukningen. Denna andel hade vid 1990-talets början ökat till nära 20 % på bekostnad av olja och kol. Storbritannien, Tyskland, Frankrike och Italien är de viktigaste konsumentländerna och svarar för drygt fyra femtedelar av den totala användningen. Med undantag av Norge, som i stort sett saknar inhemsk avsättningsmarknad, uppvisar gasproducerande länder en högre andel gas i sin energiförsörjning än övriga förbrukarländer, vilkas andelar varierar mellan 10 - 20 procent. Gasens konkurrenskraft skiljer sig mellan olika användningsområden. Den är ofta störst i hushållssektorn, där elektricitet och lätt eldningsolja är de främsta substituten. Konkurrenskraften är sämre i industrin, där gasen måste konkurrera med billigare substitut som tjock eldningsolja och kol. Hushålls- och industrisektorerna svarar för ungefär drygt respektive knappt en tredjedel vardera av den totala användningen i Västeuropa.

En kraftig tillväxt av förbrukningen för elproduktion har sin grund i den goda lönsamhet som en övergång från kol- till naturgaseldade kraftverk uppvisar. Ett EG-direktiv från 1975 begränsade tidigare användningen av gas i denna sektor, då gasen ansågs allt för högvärdig för att nyttjas för elproduktion. Sjuttioalets knapphetsperspektiv har emellertid kommit i bakgrunden samtidigt som miljöhänsynen har ökat i betydelse. I och med att detta direktiv upphörde att gälla år 1989, öppnades en ny marknad för naturgas.

En ökad användning av naturgas kan komma att ske p.g.a. klimatpolitiska strävanden. I jämförelse med kol ger naturgas vid förbränning upphov till endast ungefär hälften så mycket koldioxid per energienhet. En övergång från kol till gas kan därför komma att bli ett viktigt inslag i strategier för åtgärder mot klimatförändringar, eftersom koldioxid är den viktigaste s.k. växthusgasen. Modern teknik för elgenerering, s.k. kombicykelteknik, har därtill numera mycket hög verkningsgrad.

Totalt sett förbrukas i EU-länderna gas motsvarande 280 Gm³. Härav svarar källor inom EU och då främst Nederländerna och Storbritannien, men även Danmark, Tyskland, Italien och Frankrike för omkring 160

5 Gasmarknadens struktur

I de flesta av Västeuropas länder svarar ett enda nationellt gasföretag för merparten av gasinköpen och för de längre transportererna inom landet. De nationella gasföretagens marknadsställning är ett resultat av antingen lagstiftning och statliga förordningar eller av de teknisk-ekonomiska förutsättningarna. Under senare år har betydelsefulla förändringar skett, delvis som ett resultat av politiska strävanden med syfte att förbättra konkurrensen på marknaderna. I många fall finns det ägarsamband mellan de nationella transiteringsföretagen och de inhemska gasproducenterna. Även där sådana band inte existerar, har gasföretagen i regel en mycket stark ställning i förhållande till lokala gasproducenter. Producenterna har i praktiken sällan haft alternativa kunder. De stora oljebolagen är i flera fall representerade på både köpar- och säljarsidan. Detta gäller t.ex. det holländska Gasunie, som ägs till hälften av Shell och Exxon.

De nationella gasföretagens förhandlingsposition mot utländska gasleverantörer är givetvis mindre stark än när det gäller inhemska producenter. I de stora exportländerna Algeriet, Nederländerna och OSS/Ryssland sköts all gasexport av en enda institution. I Norge förhandlar det s.k. gasförhandlingsutvalget, med representanter för de norska företagen Statoil, Hydro och Saga, för producenterna. Vilka fält som skall stå för de leveranser som följer med exportavtal diskuteras i en större grupp, försyningsutvalget.

I samtliga exportländer är regeringen starkt engagerad i utrikeshandeln med gas. De långsiktiga avtalen har ibland varit förenade med överenskommelser om s.k. motköp av säljarlandet. Den finska naturgasimporten från Ryssland ingick i den bilaterala handelsöverenskommelsen mellan Finland och dåvarande Sovjetunionen. Den starka statliga engagemanget får ses mot bakgrund av att det oftast är fråga om mycket omfattande och långsiktiga bilaterala åtaganden av stor försörjningspolitisk och ekonomisk betydelse.

Det mycket koncentrerade exportledet kan underlätta samverkan

mellan producentländer när det gäller pris- och produktionspolitik.⁵ Under senare år har viktiga tendenser till förändring uppträtt på den europeiska gasmarknaden. Drivkrafterna har varit bl.a. de norska förhandlingserfarenheterna i samband med Trollavtalet och EU:s strävan att åstadkomma ökad konkurrens genom att söka tvinga fram tillgång till transportkapacitet i de stora nationella bolagens nät för utomstående företag. En viktig faktor som påverkar strukturen har också varit utvecklingen i nuvarande Ryssland.

Tidigare hade var och en av gasexportörerna i princip ett fåtal kunder att välja mellan. I praktiken begränsas kundkretsen av geografiska avstånd. Därför svarar ett mindre antal av de nationella gasföretagen för huvuddelen av Västeuropas totala import. Exportörernas valmöjlighet begränsas ytterligare om köparna uppträder i samordnade konsortier. Detta skedde t.ex. vid Trollförhandlingarna i mitten av 1980-talet och var en förutsättning för att detta mycket stora projekt skulle kunna realiseras. Härefter har Norge strävat efter att diversifiera sina avsättningsmöjligheter. Från den norska delen av Nordsjön byggs eller planeras flera ledningar och leveranser görs nu inte enbart till nationella företag utan även till andra kunder t.ex. kraftföretag.

I Storbritannien är det tidigare nationella gasmonopolet under avveckling. Delar av den brittiska marknaden har öppnats för konkurrens med tillgång till transporttjänster i det nationella rör-systemet (s.k. third party access). Detta har bl.a. lett till nya kontraktsformer och direkta leveransavtal mellan gas- och kraftproducenter utan mellanhänder. Förutom Storbritannien är Tyskland det enda landet i Europa där konkurrens råder mellan gasföretag i avsättningsledet. Det ryska företaget Gazprom har där tillsammans med det tyska företaget Wintershall etablerat ett alternativ till det tidigare dominerande Ruhrgas-monopolet genom att anlägga egna rörledningar hellre än att avvakta en eventuell framtida tillgång till de befintliga rörledningarna.

Ett visst mått av integration framåt innebär det att man från norsk sida har ägarandelar i rörledningar i Storbritannien och Tyskland. Även

⁵ En sådan samverkan behöver varken vara öppen eller uttalad och kan därför vara svår att belägga. Ett exempel som anförts är att Ryssland under Trollförhandlingarna lämnade marknaden och avstod från ge konkurrerande anbud. Se Statens Energiverk: *Internationella bränslemarknader*. 1988:4. Stockholm 1988.

ryska Gazprom har i kölvattnet av förändringarna i Ryssland inriktat sin strategi i marknads- och konkurrensorienterad riktning och etablerat sig "nedströms" i flera länder. Utöver ovan nämnda projekt i Tyskland har man samarbetsavtal eller deläggande i bl.a. Finland. Gazprom har också redovisat intresse för en etablering av en förlängning av rörledningen i Finland till eller genom Sverige ner till kontinenten.

Slutanvändarna av gas har vanligtvis inte möjlighet att välja leverantör utan ställs inför ett monopol, ett nationellt gasföretag eller en lokal distributör. Prisdiskriminering mellan olika slaga av slutanvändare underlättas av detta monopolförhållande och tillämpas ofta. Den marknadskraft som monopolsituationen ger begränsas främst av konkurrensen mellan gas och andra energislag. Gaspriset kan inte varaktigt sättas högre än priserna på de substitut som står till varje användargrups förfogande. Möjligheterna att utnyttja monopolställningen till att höja priser och vinster begränsas också ofta av att flera av de nationella gasföretagen i sina stadgar hindras från att vinstmaximera. EG-kommissionen har aktualiserat en prövning av huruvida existerande importmonopol överensstämmer med EU:s konkurrensbestämmelser.

Sådana prövningar har hittills haft en begränsad effekt. Finland och Danmark har emellertid avskaffat de legala importmonopol som tidigare rådde i dessa länder.

En institutionell förändring av betydelse som har diskuterats sedan slutet av 1980-talet, är EG-kommissionens propå om att införa s.k. "common carriage", dvs. en förpliktelse för de nationella gasbolagen att under vissa omständigheter transportera gas som de inte äger. Denna strävan redovisas i avsnitt 7 nedan.

Det finns ännu endast ett fåtal exempel på integration bakåt från distributions- och transiteringsleden till producentledet. Brittiska kraftproducenter har förvärvat ägarandelar i Nordsjöproduktionen och även Gaz de France har redovisat planer på ett sådant engagemang.

6 Prissättning

Praktiskt taget all västeuropeisk försörjning med gas baserar sig på långsiktiga kontrakt, som löper över många år. Kontraktens innehåll är känt endast i den utsträckning som kontrahenterna valt att ge det offentlighet. En viss offentlighet har åstadkommits genom EU:s direktiv om pristranparens.

Eftersom produktionen såväl som transporterna av gas är kapital-intensiva, är det vanligt att både producenter och konsumenter är angelägna om att binda upp varandra med hjälp av kontrakt som löper under upp till tjugo år. Dessa kontrakt kan innehålla bestämmelser om att köparen är tvungen att betala även för leveranser som han, t.ex. p.g.a. efterfrågeminskning, inte behöver. Dessa s.k. take or pay-klausuler tillämpas ofta med viss flexibilitet genom att överblivna volymer av gas kan sparas till senare bruk.

Den alternativprissättning, som nu råder och som innebär att gasens pris relateras till kundens näraliggande alternativa bränsle, ofta olja, har inte alltid varit förhärskande. När Groningenfältet öppnades i Nederländerna tillämpades inledningsvis en konkurrens- och kostnadsorienterad prissättning för att få marknaden att expandera. I samband med oljekriserna kom reservernas uttömbarhet i förgrunden, vilket jämte de höga oljepriserna lyfte gaspriserna till alternativprissättningsnivå utan att köparna egentligen motsatte sig detta.⁶

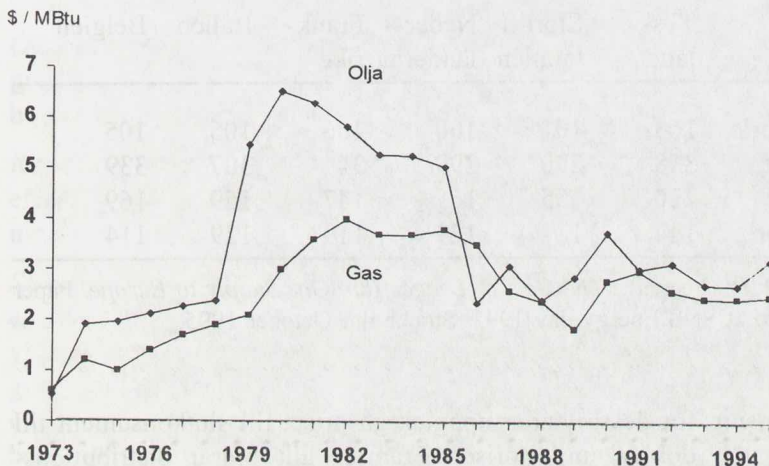
Principen om alternativkostnadsprissättning har sedan dess tillämpats inte endast av Nederländerna utan även av norska, ryska och algeriska producenter. Principen innebär att köparens ekonomiska fördel av att köpa gas starkt begränsas, i den mån han inte i sitt kontrakt förmår avlägsna sig nedåt från det pristak som alternativpriserna utgör. Eftersom gaspriserna knyts till ändringar i oljepriserna, har fluktuationer och den tidvis instabila utvecklingen på oljemarknaden också lett till regelbundet återkommande omförhandlingar och en ökad flexibilitet.

⁶ Se Estrada, J., Bergesen, H. O., Moe, A., och Sydnes, A. K.: *Natural Gas in Europe. Markets, Organisation and Politics*. London 1987.

Omfattande och mycket långsiktiga kontrakt har ansetts utgöra en viktig förutsättning för att garantera avkastning på de stora och odelbara investeringarna i produktionen. Långa kontrakt har också tryggt utnyttjandet av de nationella gasföretagens och de lokala distributörernas transportnät, liksom deras möjlighet att garantera försörjningen. Gasbranschen i Europa har därför kännetecknats av mycket stabila kundrelationer.

Figur 6.2 visar hur genomsnittspriserna på gas vid import till Västeuropas kust har utvecklats sedan 1970-talet.

Figur 6.2 Prisutveckling på olja och gas, USD per milj Btu. I löpande importpriser. Årsgenomsnitt.



Källor: IEA och Gas strategies, London

Gaspriset har ibland anpassats till oljepriset med viss fördröjning, vilket inte helt framgår av de årsvisa genomsnittsnöteringar som redovisats i diagrammet ovan. Under 1980-talet anpassades importpriserna på gas snabbare till energimarknadens fluktuationer. Prisändringarna på råolja och oljeprodukter spelar fortfarande den avgörande rollen för gasprisets justeringar i de flesta kontrakten, men eftersläpningen i gasprisernas anpassning har kortats ned. Det är vanligt att kontrakten innehåller en prisjusteringsklausul med hänsyn till inflation och valutakursförändringar. På senare år har även kol- och elpriserna fått viss betydelse vid bestämningen av gaspriser. Avtalet år 1988 mellan den nederländska kraft-

gruppen SEP och Statoil, som gick vid sidan Gasunie vid export av norsk gas till Nederländerna från mitten av 1990-talet, till priser som i huvudsak relateras till kolprisutvecklingen, är det mest kända exemplet på detta.

En översikt av priserna för gas för olika användarkategorier i sex europeiska länder visar en betydande prissplittring framför allt mellan användarkategorierna men också mellan länderna (se tabell 6.2.)

Tabell 6.2. Jämförelse mellan importpriser och priser för naturgas för förbrukare i sex europeiska länder. Index, importpriset i Nederländerna = 100.

	Tysk- land	Storbri- tannien	Neder- länderna	Frank- rike	Italien	Belgien
Importpris	103	101	100	106	105	105
Hushåll	358	290	299	344	307	339
Industri	220	155	165	147	159	169
Kraftverk	144	111	123	119	129	114

Källa: Odell, Peter R.: *The Cost of Longer Run Gas Supply to Europe*. Paper presented at SNS Energy day 1995. Stockholm October 1995.

I genomsnitt för dessa länder uppgick gaspriset till slutkonsument till ungefär det dubbla importpriset. Framför allt bidrar distributionskostnaderna i hushållsektorn till detta. Elsektorn uppvisar de lägsta priserna, vilket hänger samman med att de har en jämn och hög förbrukning.

7 EU:s intresse

Att satsa på infrastruktur och nätverk har blivit en strategisk fråga för EU. Sådana investeringar betecknas som ett s. k. "gemensamt intresse". I Maastricht-fördraget förbinder sig EU att främja utvecklingen av de europeiska näten för energidistribution, transporter och datakommunikation. Detta kan ses som ett uttryck för den grundläggande tanken bakom EU – en strävan mot ökad integration av Europas länder.

När det gäller naturgasen finns följande tre mer specifika motiv.

Öka försörjningstryggheten. Genom att koppla ihop de olika ländernas gasnät minskar risken för avbrott och andra störningar. Det gäller också hopkopplingar med länder utanför EU.

Regionalpolitik. Med hjälp av olika typer av infrastruktur vill EU ge eftersatta regioner inom unionen bättre ekonomiska och sociala förutsättningar.

Skapa en mer effektiv marknad. Med ett hopkopplat gasnät får de enskilda kunderna en, i vart fall fysisk, möjlighet att köpa gas från vilken leverantör som helst. Det kan leda till ökad konkurrens mellan gasleverantörerna och i ett senare skede även i distributionsledet, vilket i sin tur kan pressa ned priserna. Ett första steg i en sådan process beslutades av EU år 1992. Det främsta syftet med s.k. common carriage är att bryta de nationella och regionala gasbolagens geografiska monopol. Genom att ge öppen tillgång till transport av gas i befintliga rörledningar för andra än rörägaren avser man att bryta den konkurrensbegränsning som detta - tidigare naturliga - monopol innebär.

Man strävar också efter att förbättra konkurrensen genom att ge ökad offentlighet åt den traditionellt mycket slutna prissättningen på gas. Detta har till en del genomförts genom det s.k. pristransparensdirektivet.

Det ursprungliga direktivförslaget angående tillgänglighet för tredje man till transiteringstjänster (s.k. third party access) förkastades av ministerrådet. Ett nytt förslag om s.k. negotiated third party access förutsatte att man förhandlingsvägen skulle uppnå tillgång till transportmöjligheter. Vad som kommer att ske med detta förslag kan för närvarande inte bedömas.

Det framstår dock som klart att tillgång till rörtransporter i befintliga system är en viktig förutsättning för en gashandel som kännetecknas av en effektiv konkurrens av det slag som EG-kommissionen förespråkar i sin s.k. grönbok om en europeisk energipolitik.

EU:s strävanden på gasområdet kan få en positiv betydelse för Sverige. Mest intressant är kanske frågan om en gasledning från Finland genom Sverige till Danmark. Härigenom skulle leveranser från Ryssland kunna nå kontinenten via en alternativ väg som inte går genom Öst-europa. Då skulle såväl försörjningstryggheten som konkurrensen kunna öka, både i Sverige, Finland och i övriga EU-länder. Ryssland skulle, i likhet med Norge i väst, kunna ytterligare kringgå tyska Ruhrgas starka ställning och därtill undvika de transiteringar genom Ukraina, som tidvis har vållat problem och kostnader.

Om en sådan investering betraktas som tillräckligt strategisk är det möjligt att EU är berett att bidra till att finansiera åtminstone delar av den. Enligt vissa bedömningar skulle ett sådant stöd i form av fördelaktiga lån eller garantier, kunna uppgå till 30 procent av den totala finansieringen. En förutsättning för ett sådant stöd skulle då vara att ledningen gjordes tillgänglig för utomstående företag. Det finns dock cirka 70 andra sådana transnationella gasprojekt som konkurrerar om EU:s medel.

8 Framtida marknadsutveckling i Västeuropa

Tillgängliga prognoser visar i allmänhet att förbrukningen av gas kommer att öka betydligt i Västeuropa de närmaste åren. Ett uttryck för detta är den prognos av IEA som redovisas i World Energy Outlook (1995). Enligt denna prognos väntas efterfrågetillväxten fortsätta; fram till år 2010 räknar man med att totala gasförbrukningen inom Västeuropa ökar med 66 procent medan en femdubbling av användningen beräknas för kraftsektorn. Därigenom skulle gasens andel av primärenengiproduktionen växa från 17 till 24 % för de västeuropeiska industriländerna mellan åren 1991 och 2010. I kraftsektorn är motsvarande tal 6,5 procent respektive 22 procent. Flera andra prognoser pekar i samma riktning. Särskilt anmärkningsvärda är prognoserna för elsektorn där dagens bedömningar tar sin utgångspunkt i det faktum att EG:s direktiv som begränsade användningen i denna sektor har upphört att gälla och att en växande efterfrågan på el tillgodoses av gaskraft samtidigt som kolkraften minskar. En sammanställning pekar på en genomsnittsbedömning på ytterligare 100 Gm³ år 2000 och därefter en ökning till 435 Gm³ år 2010 att jämföra med dagens cirka 250 Gm³.⁷ Totalt sett skulle alltså förbrukningen kunna komma att nästan fördubblas de närmaste 15 åren.

Gasreserverna i Europa är koncentrerade till Norge, Nederländerna och Storbritannien. Nederländernas utvinning antas avta om tio år från ca 88 Gm³ år 2005 till 71 Gm³ år 2010. Denna minskning balanseras av en ökning av produktionen i Storbritannien och möjligen även i Danmark. Bedömningen av produktionsutvecklingen i dessa länder har reviderats uppåt under senare tid, som en följd av att utvinningstekniken har utvecklats med lägre kostnader som följd.

Självförsörjningsgraden inom EU väntas enligt IEA minska så att importberoendet skulle komma att öka från en andel på cirka en

⁷ Se Estrada, J., Moe, A., and Martinsen, K.D.: *The Development of the European Natural Gas Market. Environmental, Economic and Political Perspectives*. Chichester 1995.

tredjedel till ungefär hälften vid sekelskiftet. Denna ökning ryms inom ramen för redan kontrakterade gasvolymer. Efter sekelskiftet skulle importberoendet inom EU komma att öka till mellan 75 och 80 procent, vilket jämte ett förutsett tilltagande beroende av OPEC-länderna när det gäller olja åter skulle aktualisera försörjningstrygghetsaspekterna för Europas energitillförsel. Särskilt på elproduktionssidan har tvekan inför de politiska risker som idag förknippas med utvecklingen i Algeriet och Ryssland kommit att innebära ett ökat intresse för norsk gas från bl.a fransk men även tysk sida.

På utbudssidan kan noteras att fyndfrekvensen på den norska kontinentalsockeln har avtagit, men att tillväxten av nya gasfynd ändå är tre gånger så stor som produktionen. Norge befinner sig i en stark expansionsfas när det gäller produktion och leveranser och gasen har redan övertagit oljans roll som den mest betydelsefulla exportvaran. De avtal som ingåtts kommer vid sekelskiftet att höja hittillsvarande nivå om ca 25 Gm³ till lägst 50 Gm³ men troligen före år 2010 upp till 65 Gm³. De största norska avtalen är knutna till det mycket stora Trollfältet, som nu befinner sig i slutstadiet av sin utbyggnad.⁸

I stortingsmelding nr 44, 1995 konstaterar den norska regeringen att Norge under år 1994 svarade för omkring 15 procent av den utvunna naturgasen i Västeuropa och att denna andel utifrån redan ingångna avtal kan komma att uppgå till 40 procent om tio år. För närvarande uppgår reserverna till 100 gånger produktionen men med den nämnda expansionen kommer denna kvot att falla till 40 - 50. Från de norska producenternas håll framhåller man att utvinningen i detta skede skulle kunna höjas ytterligare till omkring 80 Gm³ men att det förutsätter avsättningsmöjligheter och konkurrens på lika villkor. Som potentiella marknader för denna ytterligare utvinning pekar man på Sverige och Finland samt sydöstra delarna av Europa.

En avgörande fråga för om denna ökade export, som bygger på utbyggnad av ny kapacitet, skall realiseras är om detta kan ske till kostnader som gör det möjligt att avtala om konkurrenskraftiga priser. De senaste årens realprisfall på olja har genom kontraktens utformning lett till sänkta gaspriser, vilket i flera fall inneburit att omförhandlingar med högre gaspriser som krav från säljaren har genomförts.

Tidigare har redovisats kostnadsuppskattningar för bl.a Nordsjön. Det

⁸ Se Sveriges exportråds handelskontor i Oslo: *Norge som gasleverantör*. Rapport till Energikommissionen. Januari 1995.

bör understrykas att dessa är osäkra och att man vid en rangordning mellan dem skulle behöva ta hänsyn till sådana strategiska överväganden som inte rymms i en kalkyl av rent företagsekonomiskt slag. Samtidigt skall påpekas att kapitalkostnaderna för projekt inom det s.k. NOR(sk) SOK(kel)- programmet har kunnat sänkas med upp till 50 procent. IEA drar slutsatsen att med de priser som man antagit och som följer oljepriserna uppåt till 28 dollar per fat år 2010, kan balans uppnås mellan utbud och efterfrågan. I ett fall med konstanta olje- och gaspriser anser man dock att det skulle kunna uppstå brist på gas som eventuellt skulle pressa gaspriset över dess nuvarande paritet med oljepriset.

Frågan om den ryska gasexportens framtid är också föremål för stort intresse. Trots de omfattande politiska förändringar som skett har exportkontrakten kunnat uppfyllas. Det tidigare Sojuzgas, numera Gazprom, har bedrivit en aktiv marknadspolitik, som bl.a. syftar till att diversifiera transportvägarna till det kontinentala nätet. En fallande inhemsk konsumtion har lämnat utrymme för en ökad export. Gasexporten svarar alltjämt för en mycket stor del av intäkterna av utländsk valuta. I likhet med vad som gäller för en annan exportör, Algeriet, kan man förvänta att den politiska utvecklingen kan få viss betydelse för köparnas intresse. I en studie som nyligen genomförts pekar man på Gazproms möjligheter och incitament att effektivisera gasanvändningen inom landet och därigenom frigöra kvantiteter för export. Ett icke in-tecknat utrymme för export skulle enligt denna studie år 2000 uppgå till 70 Gm³ och år 2010 till omkring 100 Gm³.⁹

Norden

I den studie som nyligen på Nordiska ministerrådets uppdrag har utarbetats av nordiska gasföretag, är en utgångspunkt att de nordiska länderna ligger mellan de mycket stora gasreserverna i Norge och Ryssland, samtidigt som den nordiska användningen är begränsad.¹⁰ Detta hänger samman med tillgången till konkurrenskraftiga alternativ och en jämförelsevis låg befolkningstäthet. I studien redovisas beräkningar av potentiella avsättningsmängder som kan möjliggöra till-

⁹ Se Stern, Jonathan P.: *The Russian Gas "Bubble". Consequences for European Gas Markets*. The Royal Institute of International Affairs. London 1995.

¹⁰ Ekono Energy Ltd.: *Naturgasens roll i Norden och Baltikum fram till år 2010*. TemaNord 1994: 638. Nordiska ministerrådet. Köpenhamn 1994.

komsten av ett internordiskt gasnät.

Ett sådant gasnät skulle förbinda Sverige och Finland och därmed komma att utgöra en förbindelse mellan ryska och norska gasfält.¹¹ Mot bakgrund av de exportpotentialer som redovisats ovan förefaller en möjlig tillkommande nordisk efterfrågan av den storlek som rapporten anger - utan svensk kärnkraftsavveckling - beskedlig. En sammanlagd finsk - svensk efterfrågad volym på 6 - 8 Gm³ är, enligt flera bedömningar, ungefär den minsta volym som skulle kunna bära ett nordiskt gasprojekt med en ledning från havet utanför Norge till svensk västkust och därefter upp till Stockholmstrakten, via Bottenhavet anslutande till den befintliga ledningen i Finland. Vid en svensk kärnkraftsavveckling skulle denna efterfrågade volym utan vidare kunna fördubblas om gasen blev ett huvudalternativ som ersättning i kraftproduktionen. Fortfarande skulle en sådant efterfrågetillskott med största sannolikhet kunna rymmas inom den potential som Ryssland och Norge har.

Priser

Ovan har framhållits en rad faktorer som kan komma att bidra till att produktionskostnaderna för gas kan komma att falla. Prisbildningen i importledet har emellertid vanligtvis inte varit knutet till kostnadsbildningen. I hängnet av höga oljepriser har ett litet antal producenter med hänvisning till knapphet och riskbild kunnat hävda en alternativkostnadsprissättning och tillgodogjort sig betydande marginaler. Perioder av aktiv priskonkurrens har också förekommit. Realt fallande oljepriser har under senare år minskat denna marginal. Dessa producenters kunder har ofta uppträtt som monopsonister (ensamköpare), vilkas avsättningsmarknader ofta har varit reglerade. Denna marknadsstruktur har inneburit att utrymmet mellan kostnader och priskonkurrerande alternativ har varit föremål för förhandlingar mellan transiteringsföretagen och producenterna.

När det gäller det framtida priset på naturgas kan till att börja med konstateras att IEA, i sin ovan refererade studie, förutsätter en fortsatt koppling till oljepriset i referensfallet. Om man genom t.ex. EU:s strävanden eller p.g.a. ett utbudsöverskott skulle kunna åstadkomma

¹¹ Förutsättningar för en sådan förbindelse anges i studien. Vad gäller svenska förhållanden har dessa på Energikommisionens uppdrag granskats av konsulter. Granskningsresultaten redovisas i underlagsbilaga 3.

ökad konkurrens mellan gasförsäljarna, skulle detta emellertid kunna leda till en prissättning, som i högre grad relaterades till kostnaderna. Sådana effekter kan eventuellt uppkomma i ett inte alltför avlägset tidsperspektiv. Åren före sekelskiftet kommer flera nya rörledningar att tas i bruk. Det gäller bl.a. den brittiska Interconnector-ledningen till Belgien, den ryska ledningen genom Polen, en ledning för algerisk gas via Marocko till Spanien och NETRA-ledningen för norsk gas till Tyskland. Några av dessa ledningar var sommaren 1995 inte fullt upptecknade. Det är möjligt, men inte alls säkert, att det i detta perspektiv uppkommer en priskonkurrens, som innebär att alternativprissättning och därmed förbunden koppling till oljepriset försvagas.

Utvecklingen i Ryssland och andra stater inom OSS kan bli av stor betydelse för den framtida utvecklingen av gaspriserna. En effektivisering av den tidigare med marknadsekonomiska mått slösaktiga energianvändningen i dessa länder kan frigöra betydande gasvolymen för export, vilket möjligen skulle kunna påverka priserna nedåt. En ofördelaktig utveckling av den politiska situationen i Ryssland kan emellertid också bidra till att köparna föredrar norska kontrakt med påföljande prispress uppåt för gasleveranser från Norge. Det är också tänkbart att en öppen eller underförstådd uppdelning av marknaden mellan Ryssland och Norge kan uppstå med återverkningar på prisbildningen.

9 Frågor vid en ökad svensk gasimport

Den svenska naturgasimporten inleddes för tio år sedan. Marknaden har inte expanderat på det sätt man tidigare räknade med, vilket bl.a. kan tillskrivas förändringar av energibeskattningen. Importen av gas från Danmark uppgick år 1993 till 0,81 Gm³. De nu löpande avtalen upphör gradvis att gälla med början strax efter sekelskiftet. Vattenfall Naturgas svarar för importen av gas till Sverige och driften av den befintliga stamledningen. Ägandebilden har varit skiftande och innehöll under en period ett betydande inslag av utländska företag.

Under årens lopp har en rad olika gasimportprojekt utretts och analyserats. De alternativ som diskuterats har varit tillförsel av gas från

- norska områden, sjö- eller landvägen eller via Danmark,
- tillförsel av rysk gas via Finland eller runt Östersjön via det befintliga nätet på kontinenten,
- en ökning av importen från Danmark.

Den volymmässiga utvecklingen av det svenska gasbehovet förväntas bli starkt beroende av takten i omställningen av det svenska energisystemet och behovet av tillkommande produktion eller import av el. Ett nära beroende kan därför komma att föreligga mellan el- och gasmarknadernas utveckling i de nordiska länderna. Utformandet av en importstrategi för ökad svensk gasimport kan därför väntas bli betingad av utvecklingen och integrationen av mellanstatlig elhandel. Alternativ kan vara import av el eller import av gas för elproduktion. Om importen blir omfattande kan allmänt sägas att transport av gas är mindre kostsam än motsvarande överföring av importerad el. Härtill kommer att en import av gas kan göra det möjligt att utnyttja värmeunderlag för kraftvämeproduktion.

En utgångspunkt för en ökad svensk gasimport kan vara ett ökat utnyttjande av den befintliga ledningen längs västkusten. Denna rörlednings kapacitet är inte fullt utnyttjad. Dessutom kan kapaciteten

ökas genom installation av kompressorer. I en situation utan kärnkrafts-avveckling är marknadstillväxten längs det befintliga röret begränsad men inte obetydlig. I det fall kärnkraften avvecklas uppstår en möjlighet att lokalisera gaskraftverk vid eller i närheten av Barsebäck och Ringhals varigenom delar av den befintliga infrastrukturen skulle kunna utnyttjas.

Det norska företaget Saga Petroleum har redovisat en plan för en gradvis ökad gasimport från fält i Nordsjön till i första hand Västkusten. I en första fas skulle man kunna exportera gas via existerande rörledningar till Danmark från södra Nordsjön, via Emden i Tyskland och eventuellt genom att byta med dansk export till Tyskland. (dvs. den norska gasen skulle gå till Tyskland och den danska till Sverige). Härigenom skulle det bli möjligt att försörja ett eller ett par gaskraftverk i Västsverige med gas från Norge. Den producerade elen skulle enligt Saga delvis kunna avsättas i de östra delarna av Norge och man skulle, till skillnad från vad som gäller vid gaskraftproduktion på norska västkusten, kunna tillgodogöra sig ett värmeunderlag och även minska förlusterna i det norska stamlinjenätet för el. I ett senare skede skulle projektet, beroende på efterfrågeutvecklingen i Sverige och Danmark, kunna kompletteras med en rörledning direkt från Nordsjön till norra Jylland och därifrån vidare till Göteborgstrakten. En sådan tillförsel till det befintliga röret i båda ändar skulle öka dess transiteringskapacitet.

En kraftig ökning av gasimporten förutsätter betydande och långsiktigt stabila avsättningsmöjligheter. Den studie som våren 1995 presenterades av Nordiska ministerrådet antyder att ett gemensamt svenskt-finskt importprojekt, varigenom Sverige och Finland skulle få potentiell tillgång till såväl norska som ryska leveranser, måste ha en kapacitet och volym på 6 - 8 Gm³ för att kunna få företagsekonomisk bärkraft. Den ökade leveranssäkerhet och förbättrade köparposition, som importländerna härigenom skulle kunna uppnå, motvägs av de begränsade avsättningsmöjligheter, som föreligger längs vissa delar av den tilltänkta sträckningen. Från norskt håll bedöms marknaden som möjligen alltför begränsad, medan man från rysk och finsk sida pekar på värdet av en alternativ transportled till de stora marknaderna på kontinenten, vilket skulle ligga i linje med de intressen som uttalats av EU.

Nordiska ministerrådets studie förutsatte inte någon ökad efterfrågan till följd av en svensk kärnkraftsavveckling. Om en sådan avveckling aktualiseras och kärnkraften delvis förutsätts att ersättas med gaskraft ökar den svenska efterfrågan så att en rörledning till och genom Mellansverige kan vara ekonomiskt försvarlig även utan vidare

utbyggnad till Finland.¹² Däremot gäller inte motsatsen, en ledning som byggs till Finland via Sverige och försörjs med norsk gas förutsätter en avtappning på vägen för att kunna bära sig ekonomiskt. Att nå tillräckligt stora volymer i Norden kan därför kräva en samordning av köparsidan.

En sådan samordning skulle i så fall kräva ett omfattande planeringsarbete, där inte minst frågan om kapacitetsuppbyggnadens och importens tidsprofil har stor vikt. Sedan väl rörledningar har installerats är det nämligen av stor vikt för kostnadstäckningen att marknadspotentialen tas i ansåp så fort som möjligt. I den mån gasbaserad el skall ersätta kärnkraft framstår därför värdet av en planerad, tidsangiven ut- respektive infasning som betydande.

En viktig fråga i en importstrategi är naturligtvis varifrån importen skall ske. Valet av tillförselalternativ är avhängigt flera kriterier för tillförselkällorna: ekonomi, närhet, tidigare diversifiering, politisk stabilitet, teknisk tillförlitlighet och möjlighet till integration mellan berörda företag framåt eller bakåt.

Sverige är ett av ett fåtal europeiska gasimportberoende länder, som för sin försörjning är beroende av enbart en leverantör. Finland är ett annat exempel. Det finska beslutet att inte öka importberoendet med mindre än att detta kan ske i samband med en diversifiering av importen får ses mot denna bakgrund.

Vid en diversifiering av svensk import och/eller en samtidig ökning ligger det närmast till hands att denna av resurs- och geografiska skäl inriktas på leveranser eller kontrakt med företag i Ryssland eller Norge. Norge framstår självfallet som en från politiska utgångspunkter stabil leverantör. Även ryska leveranser har hittills kännetecknats av stor stabilitet. Efter Sovjetunionens sammanbrott har det förekommit vissa störningar till följd av problem med transiteringen genom det numera självständiga Ukraina som har tappat av rysk gas avsedd för den kontinentala marknaden, då man p.g.a. bristande betalning fått nedskärningar av de egna leveranserna från Ryssland. Dessa störningar har under korta perioder inneburit betydande bortfall av ryska leveranser till Västeuropa och kan ses som ett av skälen till att en ny rörledning nu byggs genom Vitryssland och Polen. Det skall också framhållas att den

¹² Se Radetzki, M.: *The Integration of Scandinavia- A Semi-Virgin Gas Consumption Region- with the European Natural Gas Market*. Paper presented at SNS Energy Day 1995. Stockholm 1995.

del av det ryska systemet, som vore aktuell för leveranser till Sverige via Finland inte påverkades av störningarna i Ukraina. Avbrott eller störningar av gasleveranserna från Ryssland till Finland har varit mycket kortvariga och sällan förekommande och har kunnat hänföras till tekniska orsaker. I själva verket skulle det kunna hävdas att export längs denna ledning är den säkraste av hela den ryska gasexporten eftersom den inte förutsätter någon transitering genom andra f.d Sovjet-republiker.¹³

Frågan om varifrån gasen skulle importeras sammanhänger utöver den faktiska tillgången på gas även med möjligheten att skapa tillräckligt starka köparkonstellationer. Uppbyggnaden av ett nationellt gasnät anses ofta förutsätta aktörer med stark finansiell bas och en betydande uthållighet. Stordriftsfördelar och odelbarheter innebär oftast att nätet åtminstone under uppbyggnadsfasen utgör ett monopol.

I Sverige svarar Vattenfall Naturgas för importen av gas från Danmark. Tidigare har företag från producentsidan - Dargas, Statoil och Shell - varit representerade på ägarsidan. I flertalet europeiska länder har ett starkt statligt engagemang karaktäriserat import- och transiteringsledet. Skälen har varit energiförsörjningens strategiska betydelse, investeringarnas storlek och långsiktighet samt transiteringens karaktär av naturligt monopol. I våra nordiska grannländer tillkommer för dansk och norsk del att det har varit fråga om att kontrollera utvinning och användning av nationella råvaruresurser med stor politisk betydelse, och för Finlands del att gasimporten ingick som en del av det statligt avtalade bilaterala handelsutbytet med dåvarande Sovjetunionen.

För svensk del är det inte nödvändigt med ett statligt importföretag. Däremot är det viktigt att den potentiella efterfrågan på gas "samlas upp" i ett företag inför projektering, planering och förhandling om importavtal. Gasens strategiska roll i svensk energiförsörjning skulle naturligtvis öka vid en ökad gasanvändning särskilt i elproduktionen. Mot bakgrund av de omregleringar, som företagits på elområdet, och företagets ökade ansvar för upprätthållandet av tillräcklig försörjningsberedskap kan knappast försörjningsskäl anföras för ett statligt engagemang.

Dessa reformer innebär samtidigt en omfördelning av riskbärandet mellan stat och företag. Investeringens storlek och långsiktighet innebär att de som investerar utsätts för risker som i betydande grad kan härledas till energipolitiska åtgärder. Särskilt har man från gasintres-

¹³ Se *Gas Strategies for Sweden*. Report prepared for Swedish Energy Commission by Gas Strategies, London August 1995.

senternas sida pekat på beskattningens betydelse och fäst uppmärksamheten på att möjligheten av förändringar i skattesystemet, som inte kan förutses, har en mycket stor betydelse för viljan att investera i anläggningar för gastransport och gaskraftproduktion.

Staten förefaller således vad gäller en eventuell utökad gasimport ställas inför ett val. I det fall man vill underlätta eller främja en ökad gasimport står i princip två vägar öppna: antingen går staten in och delar investeringsrisken genom deläggande, kredit- eller prisgarantier eller så utformas den statliga politiken så att den från investerarnas utgångspunkter ter sig tillräckligt förutsägbar, stabil eller uthållig för att investeringen skall komma till stånd utan riskerna uppfattas som alltför stora. I det fall staten avstår från eget engagemang eller från att garantera en gasinvestering och inte heller lyckas formulera och genomföra en långsiktigt stabil politik, kan en ökad gasanvändning komma att ske gradvis och därför också möjligen till högre kostnader eftersom stordriftsfördelar och odelbarheter inte kan tas till vara på samma vis. En sådan utveckling kan komma att leda till att gasens andel av den framtida el- och energiförsörjningen begränsas av den nuvarande ledningens kapacitet och sträckning.

Förenklat kan sägas att vad det gäller frågan om kärnkraftens framtid så gynnas en ökad gasanvändning av en avveckling, som styrs av en reglerad tidplan, medan småskaliga alternativ som t.ex. biobränsle i högre grad kan komma att gynnas av en kärnkraftsavveckling, för vilken skatter utnyttjas som styrmedel. Denna slutsats modifieras naturligtvis av de närmare betingelserna för hur ett sådant skatte- respektive lagreglerat program för utfasning av kärnkraft formuleras.

Risikfördelningen mellan köpare och säljare på gasmarknaden regleras av långsiktiga kontrakt. I dessa kontrakt tar vanligen köparen volymrisken genom en s.k. "take or pay"- klausul. I praktiken finns dock en benägenhet att inte fullt ut fördela risken för otillräcklig avsättning på det vis som uttrycket antyder. Säljaren avstår tidvis från fullständig betalning för den gas som inte kan avsättas och omfördelningar kan göras över tiden. Säljaren står oftast för de risker som ändrade prisförhållanden ger upphov till, eftersom priserna knyts till alternativen snarare än till säljarens kostnader. Under senare år har tillkommit s.k. "indifference contracts". Gaspriset knyts i dessa till köparens alternativa kostnad för elproduktion, exempelvis kolkondens, och frigörs helt från explicit koppling till oljepriset. Andra konstruktioner som kan aktualiseras är att köparen tar en större andel av prisrisken genom att i högre utsträckning än för närvarande acceptera prisgolv. I gengäld kan

säljaren acceptera ett tak för priset som inte får överskridas, oavsett vad som händer med priserna för alternativa energislag.

En väg som ånyo har aktualiserats när det gäller att fördela risken är möjligheten att köpare och säljare integrerar sin verksamhet genom delägande. För svensk del torde det i första hand vara aktuellt att undersöka möjligheten till och konsekvenserna av ett norskt eller ryskt delägande i en svensk rörledning.

En svensk strategi för ökad gasimport betingas av kostnaden för tillgängliga alternativ till gasen. Om denna tillgång till alternativ begränsas, så påverkas köparens förhandlingssituation. Köparens förhandlingsposition försvagas i den mån konkurrenskraftiga alternativ bortfaller eller saknas. Ett sätt att mildra denna effekt är möjligen att avtala om import av gas inför en kärnkraftsavveckling, vars takt sedan får bero på tillgången på konkurrenskraftiga alternativ som då redan föreligger på marknaden. En ökad gasanvändning skulle då föregå och underlätta en avveckling av kärnkraftverk. I det motsatta fallet, då kärnkraften avvecklas först enligt en bestämd tidsplan, erhålles visserligen goda planeringsförutsättningar men samtidigt minskar förhandlingsstyrkan gentemot gasexportörer påtagligt.

10 Några sammanfattande slutsatser

Internationella prognoser pekar på att industriländerna för sin energiförsörjning kan komma att bli alltmer beroende av Mellanöstern, framför allt vad gäller oljeimporten. Möjligheten till ökad bränsleimport från närbeliggande länder bör ses i detta perspektiv.

Sveriges geografiska läge, mellan stora gasreserver i Norge och Ryssland, gör det möjligt med gastillförsel från dessa två exportörer. En införsel av gas från dessa länder skulle också tillgodose krav på diversifiering av gasimporten som nu enbart består av dansk gas. Såväl Norge som Ryssland uppfyller kriterier rörande långsiktig tillgång, leveranssäkerhet och närhet till den svenska marknaden.

Den västeuropeiska gasmarknaden kan de närmaste åren komma att karaktäriseras av ett viss utbudstryck, vilket kan leda till att priserna i högre grad än tidigare frikopplas från oljeprisutvecklingen och baseras på kostnader för utvinning och transport. Utbudssituationen är alltså gynnsam ur såväl ekonomisk som säkerhetsmässig synvinkel.

Ett annat drag i utvecklingen har varit ett tilltagande intresse från exportörernas sida att etablera sig nedströms genom delägande i transiteringsledet. En sådan riskdelning skulle kunna aktualiseras även vid en ökad svensk gasanvändning.

En ledning genom Sverige skulle innebära att tillförselmöjligheterna och försörjningstryggheten ökade även i Finland. Konkurrensen på gasmarknaden i de nordiska, baltiska och övriga europeiska länderna skulle öka. Den glesa bebyggelsen i Sverige gör dock att det i stora delar av landet finns begränsade avsättningsmöjligheter.

Det är inte sannolikt att någon investering i ny gasinfrastruktur kommer att ske om inte aktörerna är övertygade om att stabila och långsiktiga regler kommer att gälla för den svenska energiförsörjningen eller att någon form av statligt engagemang kan påräknas. Vid en fortsatt utbyggnad av det svenska gasnätet är det nödvändigt att, som på andra ledningsbundna marknader, noggrannt övervaka och kontrollera drift och prissättning, då en eller ett fåtal mycket starka aktörer kan väntas kan få en dominerande roll i transiteringsledet. En möjlighet vore

att låta staten bekosta eller garantera utbyggnaden eller ha ett avgörande inflytande över stamnätet. Energiföretagen skulle därmed på kommersiella villkor kunna köpa de tjänster de önskar.

I en sådan situation skulle alltså staten ta en aktiv del i uppbyggnaden av en infrastruktur på naturgasområdet. Detta är vanligt på flera områden. Jämförelser kan göras med stamnätet för el, utbyggnaden av järnvägsnätet etc. I flertalet andra länder har naturgasintroduktionen skett med någon form av statligt engagemang.

Det bör understrykas att ett statligt engagemang inte behöver innebära statliga subventioner till naturgasanvändning. Enligt tidigare beslutade riktlinjer skall bl.a. investeringar i rörledningar och inköp av gas ske efter kommersiella villkor. Ett statligt engagemang kan ändå vara önskvärt eller nödvändigt. En anledning kan vara konkurrensaspekten, dvs. att stamledningen utgör ett s.k. naturligt monopol. En annan är den siktlängd gäller för såväl investeringar som importavtal, och som medför att aktörerna är kraftigt exponerade för risker för förändringar i exempelvis energibesättning. De historiska erfarenheterna med avseende på långsiktig stabilitet i energi- och skattepolitiska beslut pekar på att dessa risker är beaktansvärda. En tredje anledning till ett statligt engagemang är att säljarsidana kan ställa krav på en stark köpar-konstellation med stor finansiell uthållighet. Ett gemensamt svensk-finskt samarbete kan aktualiseras inför en ökad svensk import av naturgas. Eventuellt kan ett sådant samarbete även omfatta Danmark och de baltiska staterna.

Den alternativprissättning som nu tillämpas för gas i Sverige innebär att det pris köparen får betala är relaterat till priset på det alternativa bränsle eller energislag som finns att tillgå. Vid förhandlingar om importavtal utgör dessa prinsnivåer med avdrag för transport- och distributionspålägg en övre gräns för prissättningen. Den undre gränsen utgörs av producentlandets kostnader för utvinning och transport. Inom detta förhandlingsutrymme bestäms prisklausulerna av parternas förhandlingsstyrka. Ett beslut om kärnkraftsavveckling och/eller skärpta begränsningar för koldioxidutsläpp i anslutning till förhandlingar om naturgasimport, skulle kunna påverka förhandlingssituationen genom att höja den övre prisgränsen.

Det krävs ett omfattande arbete för att uppnå ett naturgasavtal. Förhandlingar och bakomliggande analyser från både köpar- och säljarsidan fordrar tid och resurser. Vanligen tar det flera år att genomföra processen fram till ett färdigt avtal. Avtalen skall ge en bas för mycket stora ekonomiska åtaganden med lång varaktighet från båda sidor. De investeringar i gasfält och rörledningssystem som det handlar om kostar oftast flera tiotals miljarder kronor och de måste motsvaras av ett

trovärdigt ansvar från köparsidan att motta och betala för leveranserna. En förutsättning på den svenska köparsidan är därför en part som har både klara förutsättningar att uppfylla gjorda åtaganden och de resurser, som krävs för ett seriöst och effektivt förhandlingsarbete. Mandat och resurser för den svenska parten måste klargöras innan eventuella förhandlingar inleds. Långsiktigt stabila riktlinjer för svensk energipolitik är sannolikt en nödvändig förutsättning för att förhandlingar skall kunna inledas.

7 Programmen för omställning och utveckling av energisystemet

Innehåll

- 1 Sammanfattning och kommentarer
- 2 Bakgrund
- 3 1991 års energipolitiska beslut
 - 3.1 Stöd till kraftvärmeproduktion med biobränslen
 - 3.2 Investeringsstöd till vindkraft
 - 3.3 Investeringsstöd till solvärme
 - 3.4 Energiteknikfonden
 - 3.5 Främjande av elproduktion baserad på biobränslen
- 4 Utvärdering av programmen för utveckling och omställning av energisystemet
 - 4.1 Investeringsstöd till biobränsleeldad kraftvärme
 - 4.1.1 Resultat
 - 4.1.2 Slutsatser
 - 4.2 Investeringsstöd till vindkraft
 - 4.3 Investeringsstöd till solvärme
 - 4.4 Energiteknikfonden
 - 4.4.1 Erfarenheter

Referenser

- Bilaga A Energipolitiska insatser åren 1975 - 1993
Bilaga B Utvärderingar av energiforskningsprogrammet
Bilaga C Sammanfattning av remissynpunkter på NUTEK:s Energi-
rapporter 1993 och 1994

Sifferhänvisningar i texten avser referenslista.

1 Sammanfattning och kommentarer

Sammanfattning

1991 års energipolitiska beslut resulterade bl.a. i att medel avsattes för stöd till investeringar i biobränslebaserad kraftvärme (4 000 kronor per kW installerad eleffekt för nya anläggningar), vindkraft (f.n. 35 % av investeringskostnaden) och solvärme (f.n. 25 % av investeringskostnaden). Dessutom tillfördes Energiteknikfonden medel. Stöden, liksom medelstillskottet till Energiteknikfonden, infördes den 1 juli 1991 och planerades att gälla under en sex- respektive femårsperiod. Vidare beslöts att avsätta särskilda medel till utvecklingsinsatser för biobränslen samt aviserades att en särskild biobränslekommission skulle tillkallas för att analysera förutsättningarna för en ökad kommersiell användning av biobränslen. Biobränslekommissionen föreslog senare att en särskild programstyrelse skulle tillsättas med syfte att främja ökad användning av biobränslen vid elproduktion. Programstyrelsen har antagit namnet Styrelsen för främjande av biobränsle-el, FABEL. Stöd enligt detta program har kunnat lämnas sedan den 1 juli 1992. Programmet skall vara avslutat den 1 juli 1997.

Syftet med investeringstöden var att främja introduktion av solvärme och vindkraft samt investeringar i kraftvärmeproduktion med biobränslen. Som motiv angavs att förnybara energislag har klimat fördelar som inte kommer till uttryck i energibeskattningen. Exempelvis är fossila bränslen i värmeproduktion belagda med koldioxidskatt, medan så inte är fallet vid elproduktion. En koldioxidskatt på elproduktion skulle dock höja totalkostnaderna i det svenska energisystemet och kunna medföra att kondensanläggningar i de övriga nordiska länderna skulle komma att utnyttjas före inhemska anläggningar. I avvaktan på internationell samordning av åtgärder för att begränsa koldioxidutsläppen bedömdes andra styrmedel behövas. Investeringstöden skulle öka incitamenten att producera el och värme med alternativa energislag samt främja kraftvärmens.

Energiteknikfonden och FABEL är inriktade på teknikutveckling, vilket alltså inte var syftet med investeringstöden.

NUTEK skall varje år till regeringen bl.a. redovisa resultaten av de energipolitiska programmen. Detta görs i årliga rapporter. I Energirapport 1993 redovisas resultaten av en fördjupad studie av investeringsstöden, medan Energirapport 1994 koncentrerades på Energiteknikfonden.

Denna underlagsbilaga redovisar huvudsakligen hittills avläsbara resultat av de energipolitiska programmen samt FABEL.

Medelstillelningen fördelar sig enligt följande:

Vindkraft	Investeringsstöd 250 miljoner kronor. Beviljade t.o.m 1995-08-31. Medlen intecknade, 213 aggregat, motsvarande 67 MW/0,16 TWh _{el} .
Solvärme	Investeringsstöd till småskaliga anläggningar 42,5 miljoner kronor. Medlen intecknade, motsvarande ca 0,015 TWh. Investeringsstöd till storskaliga anläggningar f.n. 10 miljoner kronor. Beviljade 1,4 miljoner kronor, motsvarande 0,001 TWh.
Biobränslen - kraftvärme	Investeringsstöd 1 000 miljoner kronor. Beviljade 996 miljoner kronor, motsvarande maximalt 1,7 TWh el (6 TWh br). 28 av 49 anläggningar hade tagits i drift den sista maj 1995. Dessutom ineliggande ansökningar om 506 miljoner kronor.
- el (FABEL)	Stöd 625 miljoner kronor. Beviljade ca 100 miljoner kronor.
Energiteknikfonden	Sammanlagt 187 miljoner kronor årligen under fem år (f.n. fördelat på NUTEK, KFB och Miljödepartementet) för att utveckla eller förbereda kommersiell introduktion av ny energiteknik eller miljöskyddsteknik ^a .

^a Medelstillelningen har utsträckts i tiden. Sammanlagt kommer fonden att tillföras 167 miljoner kronor år 1995/96.

Stöden har lett till investeringar i bibränslebaserad kraftvärme (inklusive konverteringar av fossileldade anläggningar), i småskalig vindkraft samt i småskaliga solvärmeinstallationer. Storskalig användning av de sistnämnda teknikerna har däremot rönt litet eller inget intresse.

Investeringsstöden har inte märkbart gynnat teknikutveckling. Inte heller har stöden i någon större utsträckning gynnat svenska tillverkare av utrustning. Vindkraftsmarknaden domineras t.ex. av danska leverantörer.

Stöd ur Energiteknikfonden har beviljats till flera teknikområden, bl.a. träbränsle och energiodling, förbränning och förgasning samt vindkraft. Delar av investeringsstöden till vindkraft och solvärme har förts över till Energiteknikfonden.

Kommentarer

Investeringsstöden har medfört att investeringar gjorts i bibränsleeldade kraftvärmeverk, vindkraftverk och solvärmeanläggningar. Stöden har resulterat i en ökad elproduktionskapacitet, främst i bibränsleeldade kraftvärmeverk.

Lönsamheten för ny elproduktionskapacitet är dock beroende även av andra faktorer som t.ex. prisutvecklingen på el och bränslen. Det är dock sannolikt att huvuddelen av den utbyggnad av bibränslebaserad kraftvärme, vindkraft och solvärme som har skett under senare år inte skulle ha genomförts utan stödinsatserna. För denna bedömning talar den starka kraftbalans som har rått under stödperioden. De nya anläggningarna har tillkommit under en period med låga elpriser och skulle därför i allmänhet ha svårt att nå lönsamhet utan investeringsstödet.

Mot denna bakgrund kan syftet - att stimulera utbyggnad av ny elproduktion baserad på alternativa energislag - i stor utsträckning anses ha nåtts. Att utbyggnaden skett under en period med låg efterfrågan på el har därvid inneburit en kostnad för att tidigarelägga investeringarna jämfört med om de hade skett på kommersiella grunder.

NUTEK har i sina utvärderingar undersökt i vilken utsträckning stödinsatserna har främjat den tekniska utvecklingen. NUTEK har alltså valt att granska effekterna på de framtida produktionsmöjligheterna med alternativa energislag, snarare än på de omedelbara effekterna i form av ny elproduktionskapacitet. Enligt NUTEK bör stöden ge incitament för

teknisk utveckling, lägre produktionskostnader, ökad teknikacceptans samt beträffande biobränslen ökad storskalighet i biobränsleledningen i framtiden. Någon effekt avseende t.ex. teknisk utveckling kan dock stöden inte ansetts ha haft.

Vindkraft

Det första vindkraftsaggregatet i Sverige togs i drift i augusti 1983. Från denna tidpunkt till 1991 års energipolitiska beslut byggdes utan stöd 38 vindkraftverk med en sammanlagd effekt på 5,8 MW. Från det att investeringsstödet infördes i juli 1991 och fram till september 1995 har investeringsstöd beviljats till 213 aggregat med en sammanlagd effekt på ca 67 MW och en förväntad elproduktion på ca 0,16 TWh (alla aggregat har ännu ej tagits i drift). Medlen är in-tecknade genom beslut. Att stödet har haft en inverkan på investeringarna torde vara klart. En miljöbonus på 9 öre/kWh till leverantörer av vindkraftproducerad el infördes den 1 juli 1994. Effekten av denna har ännu ej varit möjlig att kvantifiera, men NUTEK har observerat ett kraftigt ökat intresse för att uppföra nya vindkraftverk.

Investeringsstödet medför att produktionskostnaderna sjunker till ca 70 % av kostnaden utan stöd. Produktionskostnaden för ett aggregat på 400 kW uppgår till ca 22 öre/kWh när investeringsstödet medräknas. Med miljöbonusen inräknad blir ägarens kostnad ca 13 öre/kWh.

De flesta vindkraftverk som inledningsvis fick stöd var av storleken 150 eller 225 kW, medan de anläggningar som byggs nu är i huvudsak på 500 kW. Intresset för att bygga storskalig vindkraft - 2 till 3 MW - har inte ökat till följd av investeringsstödet, varför medel har förts över till Energiteknikfonden för att möjliggöra ytterligare utvecklingsinsatser.

Investeringsstödet för vindkraft tycks inte ha haft någon större effekt på den tekniska utvecklingen eller på produktionskostnaderna. De vindkraftverk som byggts med stödet är till övervägande del dansk-tillverkade. Den danska vindkraftindustrin har en betydande del av världsmarknaden. Någon kostnadspress nedåt har ej observerats. Dock har den förhållandevis begränsade marknaden och låga lönsamheten enligt NUTEK motverkat kostnadsökningar. Den svenska tillverkarindustrin är mycket liten och har inte berörts av stödet i någon större omfattning.

Enligt NUTEK har investeringsstödet förmodligen lett till en ökad acceptans för vindkraftstekniken. Detta kan bero på att investeringsstöden i enlighet med det energipolitiska beslutet förenats med kvalitetskrav. Stöd ges endast till kommersiellt tillgängliga typgodkända

kraftverk, varigenom problem med "barnsjukdomar" kan undvikas.

Vindkraft gynnas i dag kraftigt genom investeringsstöd och miljöbonus. Vindkraftens problem är dock inte enbart ekonomiska. Köparna av vindkraftverk är ofta enskilda personer eller mindre föreningar för vilka tillståndsproceduren kan vara komplicerad. Lokalt finns motstånd mot byggande av vindkraftverk. Uppförande av vindkraftverk har ofta kommit i konflikt med andra intressen, mot vilka vindkraften kan ha svårt att hävda sig.

Solvärme

Efterfrågan på stöd till solvärme i bostäder har varit stort. Storskaliga solvärmeanläggningar har däremot rönt litet intresse. I dag beviljade ansökningar om stöd till investeringar i solvärme i bostäder motsvarar en förväntad värmeproduktion på 0,015 TWh/år. För storskalig solvärme motsvarar beviljade och inneliggande ansökningar en värmeproduktion på 0,001 TWh.

Sedan solvärmestödet introducerades har antalet godkända solfångarfabrikat ökat från tre till ca trettio. Marknaden domineras dock av ett fåtal tillverkare.

Projektkostnaden, uttryckt i kronor per m² installerad solfångare har enligt Boverket i stort varit oförändrad sedan stödet infördes. En viss sänkning kan konstateras. Detta kan tyda på att investeringsstödet har medfört sänkta priser i takt med en växande marknad. Lågkonjunkturen inom byggbranschen kan dock vara en annan förklaring. Även anläggningarnas storlek - ca 10 m² - har i stort varit oförändrad sedan stödet infördes.

För solvärme i bostäder räcker stödet endast undantagsvis till att göra en investering lönsam. För att göra solvärmetekniken lönsam skulle krävas ungeför en halvering av dagens kostnader. Storskalig solvärme är inte lönsam ens med stödet annat än i vissa specifika installationer.

För privatpersoner som investerar i solvärme är dock den ekonomiska aspekten inte alltid avgörande.

Det finns indikationer på att investeringsstödet till solvärme har haft vissa effekter på den tekniska utvecklingen inom området. Utan investeringsstödet skulle det knappast finnas någon svensk solvärmeindustri i dag. En svensk tillverkningsindustri finns, där åtminstone vissa företag bedöms ha potential att överleva även utan stöd. Investeringsstödet har bidragit till att skapa den bas av hemmamarknad som krävs

för att kunna utveckla absorbatortillverkningen.

Biobränslebaserad kraftvärme

Av 1 000 miljoner kronor i beviljade medel har ca 800 miljoner kronor gått till investeringar i ny kraftvärme, motsvarande en biobränsleanvändning på 3,4 TWh. Av de resterande medlen har 31 miljoner kronor betalats i form av retroaktiva stöd, 54 miljoner till ombyggnad av hetvattenanläggningar till kraftvärmeanläggningar och 115 miljoner till konvertering av fossilbränsleeldade kraftvärmeanläggningar till biobränsle.

Den totala förväntade biobränsleanvändning i dessa anläggningar uppskattas till ca 6 TWh per år. Detta antagande baseras bl.a. på angivna utnyttjandetider^b på 4 700 timmar/år i genomsnitt för kommunala kraftvärmeverk och 7 100 timmar/år i genomsnitt för industriellt mottryck. Vid dessa utnyttjningstider skulle den tillkommande elproduktionen uppgå till 1,7 TWh. Det är tveksamt om anläggningarna på kort sikt kommer att utnyttjas så mycket, åtminstone vad gäller kommunala kraftvärmeverk.

Av totalt 49 anläggningar som har beviljats stöd hade 28 tagits i drift i maj månad 1995. Fem av de kommunala kraftvärmeverk som erhållit stöd kan nu redovisa driftstatistik för en hel eldningssäsong. Den redovisade elproduktionen från dessa anläggningar är i de flesta fall något lägre än den möjliga, till följd av såväl driftekonomiska avgöranden som vissa "barnsjukdomar".

Genomsnittlig möjlig drifttid för de röt- och deponigasanläggningar som erhållit stöd är 7 812 timmar under en eldnings säsong. Den verkliga drifttiden har varit 5 250 timmar, till följd av motorhaverier och problem med gasproduktjonen. Elproduktionen har under eldnings säsongen 1994/95 uppgått till 4,4 GWh.

Tack vare den starka kraftbalansen har det under stödperioden inte funnits behov av ny elproduktionskapacitet, varför det är osäkert i vilken omfattning investeringar i kraftvärme skulle ha gjorts utan stöd. Troligen hade i vissa fall investeringar i stället gjorts i värmproduktionsanläggningar. Enligt NUTEK är bidraget helt avgörande för uppförandet av kraftvärmeanläggningarna. Stödet har forcerat fram investeringar i

^b Utnyttjandetiden uttrycker det antal timmar som en anläggning skulle behöva köras på full effekt för att producera en viss mängd el. Utnyttjandetiden skall ej förväxlas med drifttiden, dvs. det antal timmar som en anläggning körs utan hänsyn till hur stor del av effekten som utnyttjas.

elproduktion i en situation med elöverskott. Den direkta effekten av stödet i form av ny bibränsleanvändning som ej skulle tillkommit utan stöd är svår att uppskatta.

Stödet har i genomsnitt uppgått till 21 % av investeringskostnaden. Kapitalkostnader och bränsleprisförändringar, inklusive förändringar av skatter och avgifter, påverkar projektens lönsamhet mycket kraftigt. Vid nuvarande elprinsnivå är investeringsprojekten mer känsliga för bränsleprisförändringar än för ändringar i elpriset.

Retroaktivt stöd, som också har utgått, kan ha effekt på valet av investering om investeraren i förväg känner till stödet och räknar med det i sin kalkyl. I princip bör retroaktiva stöd bara lämnas i undantagsfall, t.ex. om det skulle lösa uppenbara rättviseproblem.

En viss del av stödet har gått till röt- och deponigasanläggningar. Dessa skulle ha varit lönsamma även utan stöd. Stöd till röt- och deponigasanläggningar har inte haft någon större inverkan på bibränslemarknaden, men har varit gynnsamt ur klimatsynpunkt då metanutsläppen från deponierna minskar. Att medge stöd till denna typ av anläggningar förefaller dock tveksamt, eftersom åtgärderna i många fall är lönsamma även utan stöd.

Biobränslestödet har inte haft någon större effekt på den tekniska utvecklingen. En stor del av anläggningarna har byggts med utländska pannor. Den svenska marknaden torde vara för liten för att kunna påverka de utländska tillverkarna i någon större omfattning. Stödet har dock i viss utsträckning gynnat svenska underleverantörer. Bland annat gäller detta leveranser av ångturbiner. I huvudsak har konventionell och beprövad teknik valts, varför effekten på teknikutvecklingen förmodligen är begränsad.

I en situation när den underliggande efterfrågan på ny el är mycket låg, finns det en risk för att stöd till investeringar i ny kraftproduktion kan få negativa effekter i framtiden. Vid en kärnkraftsavveckling skulle kraftvärmen t.ex. kunna fylla en mycket viktig roll i energisystemet. Detta kan leda till ökade framtida incitament för teknikutveckling, med bl.a. högre elutbyte som mål. De som har investerat i kraftvärme i dag kommer då att ha anläggningar baserade på "gammal" och mindre eleffektiv teknik. Detta kan bl.a. leda till krav på ytterligare kompensation från de som nu har erhållit stöd. Att stöd till investeringar kan leda till att de genomförs vid fel tidpunkt är emellertid ett generellt problem. Vid utformning av investeringsstöd bör därför de långsiktiga förutsättningarna noga analyseras.

Investeringsstöd som styrmedel

Huruvida investeringsstöd är den effektivaste formen för att främja omställningen av energisystemet bör övervägas i en större styrmedelsanalys. Det är möjligt att miljöskatter och -avgifter i produktionen är effektivare styrmedel än investeringsstöd för att främja utvecklingen av miljöacceptabel elproduktion. Båda slagen av styrmedel har också andra effekter som måste vägas in i en samlad analys. Som nämnts ovan finns det risk för att den tekniska utvecklingen inte kan tillgodogöras om investeringar tidigareläggs som följd av ett investeringsstöd. Direkt stöd till forskning och teknikutveckling samt teknikupphandling kan vara exempel på bättre sätt att främja utveckling av ny teknik.

Biobränslen är, som en följd av beskattningen, konkurrenskraftiga vid värmeproduktion. En koldioxidskatt på elproduktion skulle öka konkurrenskraften för biobränslen vid elproduktion, men detta medel har avvisats för att det skulle kunna äventyra den elintensiva industrins internationella konkurrenskraft. Vidare kan införandet av koldioxidskatt på bränsle för elproduktion innebära att importerad kolkondens får en konkurrensfördel.

En avreglerad elmarknad ger konsumenterna möjlighet att välja produktionskälla för den el de köper. Konsumenter som vill stödja miljövänlig elproduktion kan köpa s.k. "grön el". Marknaden för t.ex. vindkraft kan på detta sätt öka.

Ett slopat investeringsstöd skulle kunna få negativa effekter för svenska företag om dessa blivit beroende av investeringsstödet. Detta är dock en näringspolitisk fråga. På samma sätt bör eventuella effekter på biobränslemarknaden av slopat investeringsstöd behandlas i jordbruks- och skogspolitiska sammanhang.

Beträffande FABEL är det för tidigt att uttala sig om resultatet. NUTEK konstaterar dock att intresset hittills har varit tämligen svalt för denna typ av projekt, som ju rymmer ett visst mått av risk eftersom stödet bara ges till ny och oprövad teknik.

2 Bakgrund

Energipolitiska insatser har i Sverige bedrivits sedan 1970-talet. De sammanlagda kostnaderna för dessa uppgick år 1992 till ca 23 miljarder kronor. Insatserna beskrivs kort i bilaga 7A.

Regeringen redovisade i proposition 1990/91:88 om energipolitiken riktlinjer för omställningen och utvecklingen av energisystemet. Propositionen hade som grund den partiöverenskommelse om energipolitiken som träffades den 15 januari 1991 mellan socialdemokraterna, folkpartiet liberalerna och centerpartiet. I propositionen presenterades bl.a. åtgärder för att främja utvecklingen av ny elproduktion samt ett program för effektivare energianvändning. Riksdagen beslutade våren 1991 i enlighet med propositionen (bet. 1990/91:NU40, rskr. 1990/91:373).

Nedan ges en översikt av de åtgärder som beslutades samtidigt med de energipolitiska riktlinjerna. Huvuddelen av framställningen är en beskrivning av de hittills avläsbara resultaten av insatserna för att främja utvecklingen av ny kraftproduktion.

Andra utvecklings- och forskningsinsatser, exempelvis kraftföretagens, omfattas inte av denna redovisning.

I underlagsbilagorna 23, 32 och 33 redovisas åtgärder för att stimulera förnybara energislag i andra länder (23) samt energiforskningen i Sverige (32, 33).

3 1991 års energipolitiska beslut

I det åtgärds paket som beslutades samtidigt med 1991 års energipolitiska riktlinjer ingår bl.a. åtgärder för utveckling och introduktion av ny elproduktionsteknik samt ett program för effektivare energianvändning. För det sistnämnda anslogs 965 miljoner kronor under en femårsperiod.^c

Avseende utveckling och introduktion av kraftproduktionsteknik beslöts om följande åtgärder:

3.1 Stöd till kraftvärmeproduktion med biobränslen

Till investeringar i nya anläggningar för biobränslebaserad kraftvärme lämnas ett bidrag med 4 000 kronor per kW installerad eleffekt. För ombyggnad av befintliga värmeverk och fossilbränslebaserade kraftvärmeverk till anläggningar för kraftvärmeproduktion med biobränslen lämnas ett bidrag med 25 % av investeringskostnaden. Även kraftvärmeanläggningar inom industrin kan vara stödberättigade.

Med biobränslen avses här träbränslen, energigrödor och halm, även i förädlad form såsom biogas, pelletter m.m. Anläggningar som förbränner vissa sorterade avfallsfraktioner kan få ett reducerat stöd om 3 000 kronor per kW installerad eleffekt, om förbränningen är motiverad av såväl energi- som miljömässiga skäl. Dessutom kan kraftvärmeanläggningar som utnyttjar deponigas som utvinns ur avfall få stöd. Förbränning av torv eller osorterat avfall ger inte rätt till stöd. Ett villkor för stöd är att anläggningsägaren under en femårsperiod binder sig för en biobränsleanvändning på minst 85 % av den totala bränsleförbrukningen.

Avsikten med stödet var att främja biobränslebaserad kraftvärme och öka biobränslenas konkurrenskraft. Stödets utformning upprätthåller incitamenten för att hålla nere anskaffningskostnaderna, vilket motverkar

^c Underlagsbilaga 14.

riskan för prishöjningar till följd av investeringsbidraget.

För att förbättra konkurrenskraften hos befintliga anläggningar för elproduktion med bibränslen lämnas ett bidrag på 1 000 kronor per kW installerad eleffekt. Bakgrunden till detta stöd var det förslag till förändring av den allmänna energiskatten som föreslogs i samma proposition och som något försämrade konkurrenskraften för bibränslen. För att säkerställa en fortsatt användning av bibränslen i befintliga anläggningar bedömdes ett särskilt stöd behöva lämnas.

De båda stöden utdelas under en sexårsperiod. De administreras av NUTEK. För insatserna avsattes totalt 1 000 miljoner kronor.

3.2 Investeringstöd till vindkraft

I den energipolitiska propositionen anfördes att storskalig vindkraft fortfarande behöver flera utvecklingssteg innan tekniken kan bli kommersiell. Däremot bedömdes mindre och medelstora vindkraftverk kunna betraktas som kommersiell teknik med kostnader i nivå med annan ny kraftproduktion. Förutom den ökade prioritet, som inom ramen för Energiteknikfonden skulle ges utveckling av storskalig vindkraft (se nedan), beslöts om ett bidrag med 25 % av investeringskostnaden för investeringar i vindkraft med en eleffekt på minst 60 kW. För stödet avsattes 250 miljoner kronor under en femårsperiod.

Investeringstödet administreras av NUTEK. Stödnivån höjdes den 1 januari 1993 till 35 % av investeringskostnaden.

Riksdagen beslutade våren 1994 att från och med den 1 juli 1994 bevilja vindkraftproducerad el en miljöbonus på 8,8 öre/kWh. Miljöbonusen är kopplad till beskattningen av el och indexuppräknas på samma sätt som denna. Bonusen uppgår därmed f.n. till 9 öre/kWh.

3.3 Investeringstöd till solvärme

Tidigare lämnades bidrag med 50 % av investeringskostnaden för solvärmeanläggningar. Stödnivån minskades från år 1987 till 35 %. I den energipolitiska propositionen anfördes att den koldioxidskatt och den svavelskatt som infördes den 1 januari 1991 hade lett till att bidragsbehovet för solvärme sjunkit. Mot denna bakgrund föreslogs en sänkning av stödet till 25 % av investeringskostnaden.

Den 1 januari 1993 höjdes stödnivån till 35 %, för att åter sänkas till

25 % från den 1 juli 1994.

Stöd till solvärme i bostäder handhas av Boverket, medan NUTEK svarar för övriga tillämpningsområden, t.ex. fjärrvärme, blockcentraler och uppvärmning av kommersiella lokaler.

Stödsystemet gäller under en femårsperiod. För insatserna anslogs totalt 50 miljoner kronor, fördelat på 25 miljoner kronor till Boverket och 25 miljoner kronor till NUTEK. Därefter har Boverket tilldelats ytterligare sammanlagt 17,5 miljoner kronor, samtidigt som totalt 15 miljoner kronor överförts från NUTEK:s del av investeringsstödet till Energiteknikfonden. Till investeringsstödet har alltså avsatts totalt ca 52 miljoner kronor.

3.4 Energiteknikfonden

Energiteknikfonden inrättades den 1 juli 1988 (prop. 1987/88:90, bet. 1987/88:NU40, rskr. 1987/88:375). Stöd ur fonden lämnas för att utveckla eller förbereda kommersiell introduktion av ny energi- eller miljöskyddsteknik. Fonden tillförs medel som motsvarar 10 kr per kubikmeter olja av koldioxidskatten på oljeprodukter. Som ett resultat av 1991 års energipolitiska beslut tillförs fonden dessutom 110 miljoner kronor årligen under femårsperioden 1991 - 1996. Sammanlagt tillförs fonden budgetåret 1995/96 187 miljoner kronor över två anslag på statsbudgeten. Av medlen disponerade Statens naturvårdsverk 25 miljoner kronor årligen t.o.m budgetåret 1993/94 för stöd till ny miljöskyddsteknik. Dessa medel disponeras f.n. av Miljödepartementet. Även Kommunikationsforskningsberedningen disponerar vissa medel, bl.a. för utvärdering av motoralkoholteknik.

Stöd ur fonden kan lämnas i form av villkorliga bidrag, bidrag, lånegarantier och lån. Grundregeln är att stöd lämnas till användaren av den nya tekniken. I vissa fall kan dock även tillverkaren få stöd i form av lån. Av stödformerna dominerar bidragen klart. Den lägsta investering som berättigar till stöd är 250 000 kronor.

Enligt det energipolitiska beslutet skall utveckling av storskalig vindkraft samt utvecklings- och demonstrationsprojekt rörande användning av motoralkoholer ges ökad prioritet vid fördelning av stödet ur Energiteknikfonden. Samtidigt medgavs att stöd ur fonden även fick lämnas till programorienterad verksamhet och kollektivforskning inom energiområdet.

Dåvarande Statens energiverk, nu Närings- och teknikutvecklingsverket (NUTEK), fick i juni 1991 i uppdrag att årligen redovisa programmen för omställning och utveckling av energisystemet. Vidare

skall NUTEK följa elbalansens utveckling och tillkomsten av ny kraftproduktion, särskilt med avseende på förnybara energikällor. NUTEK har till regeringen inkommit med Energirapporter åren 1992, 1993 och 1994.

3.5 Främjande av elproduktion baserad på biobränsle

I det energipolitiska beslutet ingick att 625 miljoner kronor avsattes för bl.a. utvecklingsinsatser för biobränslen. I den energipolitiska propositionen aviserades att en biobränslekommission skulle tillkallas för att analysera förutsättningarna för en ökad kommersiell användning av biobränslen samt lämna förslag till åtgärder för att stärka biobränslenas konkurrenskraft på lång sikt. I november 1991 presenterades ett delbetänkande, El från biobränslen (SOU 1991:31). I regeringens proposition 1991/92:97 Om främjandet av biobränslen föreslogs mot bakgrund av betänkandet bl.a. tillsättandet av en särskild programstyrelse med uppgift att främja ökad användning av biobränslen genom att lämna stöd för demonstration av ny elproduktionsteknik med höga verkningsgrader. Närmare preciseringar av uppdraget lämnades i Biobränslekommissionens slutbetänkande Biobränslen för framtiden (SOU 1992:90). Riksdagen beslöt sedan i enlighet med propositionens förslag.

Mot denna bakgrund inrättades hösten 1992 Styrelsen för främjande av Biobränsle-El, FABEL. Uppdraget skall avslutas senast den 1 juli 1997. Syftet är att bidra till ökad effektivitet och bättre miljöprestanda hos teknik för elproduktion med biomassa. Stödinsatserna skall inriktas på användning av biobränsle för elproduktion. Preliminärt är 500 av 625 miljoner kronor avsatta för detta. Den teknik som stöds skall vara kommersiellt tillgänglig under 1990-talet. Huvuddelen av stödet bör inriktas mot anläggningsstorlekar där den stora kraftvärmepotentialen finns. Tekniken bör på sikt också kunna vara intressant för ren elproduktion. Stöd kan ges till teknik som rör värmesektorn, eller hanteringen av biobränslet, men sådana insatser måste på sikt förväntas kunna bidra till en ökad elproduktion ur biomassa. Stödets storlek, dvs. summan av bidrag och eventuella lån, är maximerad till 50 % av mottagarens kostnad för åtgärden.

Stödet finns att söka sedan den 1 juli 1992. Från den 15 januari 1994 kan stöd även lämnas till demonstrationsanläggningar för framställning av etanol ur cellulosahaltiga råvaror.

4 Utvärdering av programmen för utveckling och omställning av energisystemet

Resultat av energipolitiska insatser, inklusive forskning, har sammanställts och utvärderats i stor omfattning. I bilaga 7B redovisas översiktligt ett par utvärderingar som under senare tid gjorts av Energiforskningsgruppen och Ingenjörsvetenskapsakademien.

I enlighet med regeringens uppdrag har NUTEK inkommit till regeringen med årliga Energirapporter. I Energirapport 1993¹ redovisas utförligt de dittills avläsbara effekterna av de tre investeringsstöden, medan Energirapport 1994² mer har koncentrerats på Energiteknikfonden. Dessutom redogörs där för programmet FABEL.

4.1 Investeringsstödet till biobränsleeldad kraftvärme

4.1.1 Resultat

Fram till juni 1994 har 49 ansökningar om investeringsstöd till biobränslebaserad kraftproduktion beviljats, motsvarande sammanlagt 996 miljoner kronor. Det fanns i september 1994 dessutom 15 inneliggande ansökningar motsvarande 506 miljoner kronor. Om redan beviljade medel utnyttjas, räcker alltså inte den miljard som avsattes för ändamålet i den energipolitiska propositionen till samtliga ansökningar.

I tabell 7.1 framgår hur många anläggningar av olika typer som fått stöd (exklusive två anläggningar som erhållit retroaktiva stöd) samt den förväntade el- respektive värmeproduktionen i anläggningarna.

Tabell 7.1 Investeringsstöd till kraftvärmeverk. Fördelning på anläggningstyper.

Teknik	Antal	Effekt MW _{el} /MW _v	Angiven produktion GWh _{el} /GWh _v	Angiven utnyttjandetid timmar/år
Röt- och deponigasanl.	27	14/21	90/138	6 400
Kommunal kraftvärme	15	223/485	1059/2650	4 700
Industriellt mottryck	5	16/34	112/194	7 100
Avfall	2	75/226	408/700	4 500
Totalt	49	327/776	1 669/3 682	

Källa: NUTEK

Den totala bibränsleanvändningen i dessa anläggningar förväntas uppgå till ca 6 TWh per år. Tillkommande elproduktion förväntas uppgå till 1,7 TWh vid angivna utnyttjningstiderna.

Av totalt 49 anläggningar som har beviljats stöd hade 28 tagits i drift i maj 1995. Fem av de kommunala kraftvärmeverk som erhållit stöd kan nu redovisa driftstatistik för en hel eldningssäsong. Den redovisade elproduktionen från dessa anläggningar är i de flesta fall något lägre än den möjliga, till följd av såväl driftekonomiska avgöranden som vissa "barnsjukdomar". Röt- och deponigasanläggningar hade i genomsnitt drifttider på 5 250 timmar under eldningssäsongen (rapport från sex av 15 anläggningar). Detta är lägre än den genomsnittliga möjliga drifttiden, 7 812 timmar, vilket förklaras med motorhaveri samt problem med gasproduktionen. Elproduktionen från dessa sex anläggningar uppgick under eldningssäsongen till 4,4 GWh.

Hur bidragen fördelats på olika anläggningar framgår av tabell 7.2.

Tabell 7.2 Fördelning av investeringsstöd till kraftvärmeanläggningar

Ny kraftvärme	
- Trädbränsle	708 miljoner kronor
- Röt- och deponigas	25 miljoner kronor
-Avfall	63 miljoner kronor
Konvertering från hetvatten till kraftvärme	
- Trädbränsle	27 miljoner kronor
- Avfall	27 miljoner kronor
Ombyggnad från fossil- till biobränslekraftvärme	115 miljoner kronor
Retroaktivt	32 miljoner kronor

Källa: NUTEK

Den totala investeringsvolymen för kommunala kraftvärmeanläggningar uppgår till 3 800 miljoner kronor. Bidragsandelen per projekt uppgår i genomsnitt till 21 %.

Till de tre anläggningar som sist erhöll stöd utgick endast reducerat stöd, eftersom medlen annars inte skulle ha räckt till alla tre bidragsökande. Till dessa utgick därför stöd med 3 000 kr/kW el.

Typiska investeringskalkyler i de kommunala kraftvärmeverk som erhållit stöd baseras på följande förutsättningar:

5 % real kalkylränta, 25 år avskrivningstid,
bränslepriset 12 öre/kWh, ingen real prisförändring,
elprisökning 1 - 2 % per år reall,
skatter och avgifter på dagens nivå,
värmekreditering motsvarande alternativ baslastproduktion för hetvatten.

Enligt NUTEK påverkar förändringar i kapitalkostnader och bränslepris, inklusive förändringar av skatter och avgifter, utfallet mycket kraftigt. Uppföljning av kalkylerna tyder på att anläggningarna kommer att vara lönsamma efter 7 - 15 år.

Bidraget är enligt NUTEK helt avgörande för anläggningarnas genomförande.

Det är oklart vilken verklig utnyttjningstid anläggningarna kommer att få, då denna är beroende av bl.a. elbehov och elprisutveckling.

Utnyttjandetiden för kommunala kraftvärmeanläggningar var i genomsnitt endast ca 2 500 timmar år 1993 och något mer år 1994.

Det kan nämnas att stödets utformning inte medger någon prioritering mellan ansökningarna. Den som uppfyller de formella kraven är berättigad till stöd. I princip har stöd därför beviljats i den ordning ansökningarna kommer in till NUTEK. Projekt som ur exempelvis utvecklingssynpunkt kan bedömas som mer angelägna än andra, har därmed ej kunnat prioriteras.

NUTEK:s utvärdering

Investeringsstödet utvärderades inför Energirapport 1993. En utvärdering av stödet bör enligt NUTEK göras med utgångspunkt i stödets effekt när det gäller utveckling och introduktion av ny konkurrenskraftig och miljövänlig teknik.¹ Eftersom det i dag inte finns något direkt behov av investeringar i ny elproduktion bör stödet, enligt NUTEK, främja ny teknik. Vidare borde flera beställningar till följd av stödet leda till sänkta produktionskostnader. Stödet bör dessutom bidra till att acceptans för tekniken skapas genom att investeringar genomförs. Den ökade användningen av biobränslen bör leda till bättre förutsättningar för en mer storskalig användning i framtiden.

Biobränsleanvändning och elproduktion

Enligt Energirapport 1993 motsvarade de dittills beviljade och inbyggda ansökningarna en biobränsleanvändning på 2,7 respektive 3,5 TWh, totalt ca 6 TWh. Sannolikt hade en stor del av denna biobränsleanvändning tillkommit även utan stöd eftersom biobränslenas konkurrenskraft är stark i värmeproduktion. I en oberoende utvärdering som NUTEK lät göra uppskattas att de då beviljade stöden endast givit upphov till 0,5 TWh i ny biobränsleanvändning.³ Resterande 2,2 TWh hänförs till användning i redan byggda anläggningar som fått retroaktivt stöd eller som följd av att skatter och avgifter i värmeproduktion gynnar biobränslen i förhållanden till fossila bränslen.

NUTEK bedömer dock att effekten av stödet på sikt blir en ökad biobränsleanvändning på 0,8 - 1,5 TWh. Detta förutsätter att kraftvärmeanläggningarna får avsättning för hela sin elproduktion, vilket dock bedöms vara tveksamt under de närmaste åren.

År 1993 producerades totalt 8 TWh el i kraftvärmeverk, inklusive

industriellt mottryck. Utnyttjningstiden i kommunala kraftvärmeverk var i genomsnitt 2 500 timmar. De tekniska förutsättningarna möjliggör längre utnyttjningstider, men den faktiska efterfrågan på värmen och de låga elpriserna gör det att det inte är lönsamt att driva anläggningarna under så lång tid av året.

Biobränslemarknad

Värmeverken är den största köparen av den marknadsförda volymen trädbränslen. Industrikunderna bedöms av biobränsleleverantörerna som mindre intressanta. Många av dessa, exempelvis inom skogsindustrin, äger själva råvarubasen och har tillgång till interna bränslen, t.ex. bark och lutar.

Enligt biobränsleleverantörerna väntas investeringsstödet leda till att försäljningen av biobränslen ökar. Leverantörerna bedömer att kraftvärmeverken även i framtiden kommer att elda biobränslen. Framför allt de mindre leverantörerna har stor tillförsikt inför framtiden, då de förutsätter att dagens, för biobränslen gynnsamma energi- och miljöpolitik, kommer att bestå. Större leverantörer uttrycker dock en tydlig osäkerhet inför långsiktigheten i dagens politik.

Leverantörer av utrustning

Marknaden för utrustning till kraftvärme kan delas upp i två marknader, konventionell kraftvärme samt biogasbaserad kraftvärme. Det senare innebär ett utnyttjande av bioenergi i gasform med gasmotorteknik.

Marknaden för konventionell kraftvärmeutrustning grupperas efter tillförd bränsleeffekt i småskalig (upp till 20 MW br, 4,5 MW el), mellanskalig (20 - 150 MW br, 4,5 - 41 MW el) samt storskalig (över 150 MW br, över 41 MW el).¹ Företag som levererar småskaliga anläggningar är till övervägande del svenskägda. De större pannstillverkarna är med ett undantag utländska.

Tänkbara köpare av utrustning är enligt leverantörerna i huvudsak de kommunala energiverken. Också massa- och pappersindustri, sågverk och övrig industri kan vara köpare. Småskalig teknik är till följd av låga elpriser och alltför höga investeringskostnader för närvarande inte intressanta ur försäljningssynpunkt.

Leverantörer av konventionell kraftvärmeutrustning bedömer att energiskatter och miljöavgifter har störst påverkan på marknaden. Därefter kommer investeringsstödet samt elbehov och elpris.

Stödet tycks ha medfört försäljningsintäkter för främst utländska

företag. Enligt de företag som intervjuats har stödet inte lett till satsningar på teknikutveckling. Däremot erhålls drifterfarenheter. Biobränsleledning anses vara en etablerad teknik. Vissa av de stora företagen satsar dock utvecklingsmedel på ny kraftvärmeteknik där förgasningstekniken är ett prioriterat område.

Röt- och biogasgasanläggningar saluförs i Sverige huvudsakligen genom agenter till utländska företag. För biogasbaserad kraftvärme har det tagits fram enhetsmoduler i containrar som är kompletta. Tekniken anses vara relativt okomplicerad, med undantag av själva gasutvinningen. Genom modulförfarandet har priserna kunnat sänkas och investeringsbidraget (4 000 kr/kW el) utgör nu mellan 40 och 70 % av investeringskostnaden.

Stödet har inneburit att det i många fall har investerats i kraftvärme i stället för i enbart värmeanläggningar vid reningsverken. Utan stöd hade vissa anläggningar säkert ändå utnyttjat metangasen för värmeproduktion.

Köpare av utrustning

De intervjuade köparna uppger att de mest betydelsefulla, och samtidigt de mest osäkra, faktorerna i en investeringskalkyl är energiskatter och miljöavgifter. Många misstror energipolitiken och ger som exempel tidigare stöd till torv och värmepumpar. Osäkerheten medför att investeringar görs i bränsleflexibel utrustning, vilket ökar anläggningskostnaderna. Dessutom tillämpas kortare avskrivningstider vilket missgynnar kapitalintensiva alternativ som biobränslen. Överinvesteringarna leder till högre värmesatser. Om rådande skatter och avgifter består (1 januari 1993) bedöms företagen fortsätta att elda biobränslen även efter föreskrivna fem år.

4.1.2 Slutsatser

Beviljade medel uppgår till 996 miljoner kronor vilket, om anläggningarna utnyttjas i den omfattning bidragstagarna uppskattat, förväntas ge en biobränsleanvändning på 6 TWh br, och en elproduktion på 1,7 TWh el. Den maximala installerade effekten beräknas uppgå till ca 327 MW el. Av totalt 49 anläggningar som beviljats stöd har 28 tagits i drift. Fem av de kommunala kraftvärmeverk som erhållit stöd kan nu

redovisa driftstatistik för en hel eldningsäsong. Den redovisade elproduktionen från dessa anläggningar är i de flesta fall något lägre än den möjliga, till följd av såväl driftekonomi som vissa "barnsjukdomar". Erfarenheter finns rapporterade från sex av 15 röt- och deponigasplanläggningar. Elproduktionen från dessa har till följd av motorhaverier och problem med gasproduktionen varit lägre än förväntat. För övriga stödbeviljade anläggningar saknas alltså ännu uppgifter om verklig drifttid och elproduktion.

Biobränslen gynnas av rådande miljöavgifter och skatter vid värmeproduktion inom alla sektorer utom industrin. En successivt ökad användning av biobränslen hade därför varit trolig även utan stöd. Denna användning skulle dock inte ha skett i kraftvärmeverk, utan enbart i värmeproduktion. Några kommuner har tidigare lagt en redan planerad investering i kraftvärme. Stödet forcerar således installationer i en situation med elöverskott. Leverantörer av utrustning har gynnats. Osäkerheten om den framtida energipolitiken har medfört att investeringar görs i bränsleflexibel utrustning, vilket ökar anläggningskostnaderna. Dessutom tillämpas kortare avskrivningstider vilket missgynnar kapitalintensiva alternativ som biobränslen. Överinvesteringarna leder till högre värmesatser.

Investeringsstödet har inte bidragit till den tekniska utvecklingen inom området. Utvecklingen inriktas mot den stora internationella marknaden och dess efterfrågan.

Stödets utformning medger inte någon prioritering mellan ansökningar. Den som uppfyller de formella kraven är berättigad till stöd. I princip har stöd därför beviljats i den ordning ansökningarna kommit in till NUTEK. Redan år 1993 översteg de sammanlagda beviljade och inneliggande ansökningarna den avsatta summan. Projekt som ur exempelvis utvecklingssynpunkt kan bedömas som mer angelägna än andra kan därför inte prioriteras. Enligt NUTEK kan stödets roll som redskap för att åstadkomma en omställning av energisystemet ifrågasättas.

Retroaktivt stöd anses av NUTEK vara en onödig åtgärd, eftersom staten genom skatter och avgifter redan skapat konkurrensfördelar för biobränslen.

När det gäller biogas har stödets andel varit mellan 40 och 70 % av anläggningskostnaden trots att projekten varit lönsamma även utan stöd.

Stödet torde enligt NUTEK inte ha bidragit till att stärka det svenska näringslivets konkurrenskraft då merparten av de tillverkande företagen är utländska.

Enligt Svenska Fjärrvärmeföreningen bör kommenteras nyttan av att uppföra anläggningar nu och inte i samband med en kärnkraftavveckling

då en mycket stor produktionskapacitet kan måsta uppföras på kort tid. En sådan situation kan leda till kraftigt höjda kostnader. En ökad andel småskalig kraftvärme i det svenska elproduktionssystemet leder enligt Fjärrvärmeföreningen till ökad leveranssäkerhet.

4.2 Investeringsstöd till vindkraft

Ett huvudmotiv till investeringsstödet var att korrigera vissa oönskade effekter som energiskatterna förväntades ge upphov till, dvs. neutralisera effekter av att bränslen för elproduktion inte belastas med skatt.

Investeringar, installerad effekt

Satsningar på vindkraft började i Sverige i mitten av 1970-talet med stöd till forskning och utveckling av storskalig vindkraft. Två stora prototypaggregat byggdes, Maglarp (3 MW) i Skåne och Näsudden (2 MW) på Gotland. Det första kommersiella vindkraftverket installerades år 1983 och var på 55 kW.

Till och med augusti 1995 har stöd beviljats till 213 aggregat. Den installerade effekten för dessa uppgår till sammanlagt ca 67 MW och den förväntade elenergiproduktionen till 0,16 TWh/år. Fram till den 30 juni 1991 byggdes utan stöd 38 vindkraftverk med en sammanlagd effekt på cirka 5,8 MW.

De flesta vindkraftverk som har erhållit stöd är av storleken 150 eller 225 kW. Utvecklingen går mot större aggregat. Det största aggregatet som fått stöd är på 500 kW.

De anslagna medlen är intecknade genom beslut. De som har investerat i vindkraftverk är främst enskilda personer och kommunala energiverk.

Marknaden för små och medelstora vindkraftverk domineras i Sverige av två danska tillverkare, för vilka den svenska försäljningen motsvarar ca 5 % av omsättningen. Förutom ett verk som är svensktillverkat är samtliga installerade verk i Sverige danska. Den danska vindkraftindustrin har en betydande andel av världsmarknaden, med Tyskland som viktigaste exportland.

Det svenska företag som inom ramen för investeringsstödet levererat ett vindkraftverk har tidigare erhållit stöd för teknikutveckling, både ur Energitteknikfonden och energiforskningsprogrammet.

4 Två andra svenska tillverkare har inte fått del av något investeringsstöd, men däremot av utvecklings- och demonstrationsstöd. Det ena företaget är helt inriktat på storskaliga anläggningar medan det andra, förutom att utveckla stora anläggningar, har tagit fram ett aggregat på 400 kW. De båda företagen är var för sig knutna till de tidiga försöksanläggningarna Näsudden och Maglarp.

Utvärdering av stödet

Investeringsstödet för vindkraft utvärderades utförligt av NUTEK i Energirapport 1993, medan de stöd som ges inom ramen för Energiteknikfonden analyserades separat i 1994 års Energirapport (se avsnitt 4.3.4).

Sammanfattningsvis konstateras att den största nyttan med stödet är att investeringar har gjorts i kraftverk som annars inte hade uppförts och att det därigenom har lett till ökad teknikacceptans.¹ Kompetensen hos lokala och regionala myndigheter att handlägga vindkraftsärenden har ökat. Dessutom har problem som hänger samman med formerna för tillståndsgivning och tillämpningen av gällande lagstiftning för ett nytt teknikslag lyfts fram.

Det framhålls bl.a. att stödet är viktigt för svenska företag i deras strävan att etablera sig på den svenska, och i framtiden den internationella, marknaden. Målen för stödprogrammen är dock i första hand energi- och miljöpolitiskt och inte att stödja enskilda företag och branscher.

Den tillkommande nyttan av att bygga ytterligare små och medelstora vindkraftverk är enligt NUTEK liten. För att vindkraften skall bli intressant från nationell elförsörjningssynpunkt måste det, enligt den energipolitiska propositionen, finnas förutsättningar för en storskalig introduktion av vindkraft. Detta förutsätter billigare och mer arealeffektiva verk.

NUTEK:s bedömning är att det nuvarande investeringsstödet inte främjar en sådan utveckling. Orsaken är dels att det lett till uppförande av små vindkraftverk, dels att kompetensuppbyggnaden på användarsidan har skett hos aktörer som i de flesta fall är för små för att i framtiden kunna bygga och driva vindkraftverk i en större omfattning. För att främja utvecklingen mot billigare och mer arealeffektiva verk bör stödet ändra karaktär. Pengarna skulle enligt NUTEK göra mer nytta om de satsades på forskning kring och utveckling av

större vindkraftverk.^d

En annan lösning skulle kunna vara att låta investeringsstödet användas även till teknikupphandling, genom att ta bort kraven på typgodkännande av aggregaten. Inom ramen för investeringsstödet bör prioriteringar kunna ske i riktning mot de större aggregat (500 kW) som finns på marknaden. En geografisk prioritering skulle styra investeringarna till de områden som har de bästa förutsättningarna. Inom NUTEK pågår f.n. arbete med att peka ut sådana områden.

Hur investeringsstödet resulterar i att produktionskostnaderna för vindkraft minskar framgår av tabell 7.3⁴.

Tabell 7.3 Produktionskostnader vindkraft med och utan bidrag. Kapitalkostnaderna är beräknade med en real kalkylränta på 5 % och en avskrivningstid på 25 år.

Storlek	Summa exkl.bidrag öre/kWh	Summa inkl bidrag öre/kWh
400 - 500 kW	31,2	21,3
200 - 250 kW	30,3	20,6
100 - 150 kW	35,9	23,3

Anm: Rotorarea 5000 kWh/m², år

Till den som levererar vindkraftsproducerad el ges sedan den 1 juli 1994 en miljöbonus på 9 öre/kWh. Bonusen utgår i form av en skattebefrielse hos eldistributören. Bonusen skall slussas vidare till vindkraftägaren. Vid förbrukning av egenproducerad vindkraftsel utgår ingen bonus, men då tas ingen elskatt ut.

Vindkraftens produktionskostnader, miljöpåverkan m.m. beskrivs utförligare i underlagsbilaga 1.

^d Medel har förts över till Energiteknikfonden

4.3 Investeringstöd till solvärme

De statliga investeringstöden till solvärme i bostäder handhas av Boverket och inom övriga områden av NUTEK.

Efterfrågan på stöd till solvärme i bostäder har varit relativt stor enligt Boverket.⁵ Däremot har intresset för att investera i andra och större solvärmeanläggningar varit litet. Detta beror enligt NUTEK på att den storskaliga solvärmetekniken inte är lönsam ens med stödet. Inte heller i bostäder räcker stödet annat än i undantagsfall till att göra investeringen lönsam. För privatpersoner som investerar i solvärme är emellertid den ekonomiska aspekten inte alltid avgörande.

Solvärme kan i Sverige bara bli ett komplement till annan uppvärmning av en bostad och av tappvarmvatten. Enligt Boverket är det främst el som ersatts med de anläggningar som fått stöd.⁵ I snitt fås med ett solvärmesystem en reduktion av det årliga värmeenergibehovet med ca 300 kWh per m² solfångararea.

Normalt kan ett solvärmesystem svara för ca hälften av en bostads tappvarmvattenförbrukning och ca 10 - 20 % av bostadens uppvärmningsbehov. För ett småhus motsvarar detta ca 20 - 30 % av det totala årliga värmeenergibehovet. Resten täcks med elpatron, vedpanna eller oljepanna. För att klara större delen av en bostads värmeenergibehov med solvärme krävs stor solfångararea och lagringskapacitet vilket avsevärt ökar kostnaderna. Den största produktionen av värme i solfångare sker under sommar och vår/höst då det totala värmebehovet är litet.

Lönsamheten för olika tillämpningar av solvärme har beräknats.¹ Beräkningarna visar att solvärmetekniken endast undantagsvis är lönsam, och då i vissa speciella tillämpningar. För solvärme i ett småhus behövs ungefär en halvering av kostnaden för att nå kostnadsnivån för uppvärmning med ett konventionellt energislag.

Intresset för stödet

Intresset för stöd till solvärme i bostäder har varit stort. Fram till augusti 1994 hade stöd på 42,5 miljoner kronor beviljats till 2 200 projekt (4 500 lägenheter), vilket motsvarar ca 32 000 m² solfångare. Detta är en tre gånger mer än vad som redovisats i Energirapport 1993. Sedan hösten 1994 är de anslagna medlen intecknade.⁵ Hittills är 22,5 miljoner kronor utbetalt. Under de tre år stödet funnits har antalet bidragsberättigade solfångarmodeller ökat från 7 till 34 stycken, vilka representeras av 20 olika tillverkare. Marknaden domineras dock av ett

fåtal tillverkare. Utbetalade och beviljade medel förväntas resultera i en värmeproduktion på ca 0,015 TWh.

Statens provningsanstalt har utfört en utvärdering av 60 stycken små solvärmesystem som fått statligt investeringsstöd. Resultatet visar att erfarenheterna i stort varit goda, men att energiutbytet varit något lägre än förväntat.⁷

Stödnivån sänktes den 1 juli 1994 från 35 till 25 %. Då var dock medlen redan in-tecknade. Boverket har dock inte märkt något minskat intresse för solvärme till följd av sänkningen.

Av investeringsstödet som reserverats för stora anläggningar, (ursprungligen 25 miljoner kronor, men efter den överföring till energiteknikfonden som nyligen gjorts, 15 miljoner kronor) har ca 1,4 miljoner kronor beviljats, fördelade på 25 projekt. Den totala investeringskostnaden för projekten uppgår till ca 5,8 miljoner kronor. Den totala solfångararean är ca 4 864 m² och värmeproduktionen uppskattas till 1 065 MWh. Projekten är fördelade på byggnader och simbassänger. Produktionen för simbassänger kan schablonmässigt uppskattas till 200 kWh/m², år, totalt 184 MWh, och för uppvärmning av byggnader till 400 kWh/m², år, totalt 881 MWh.

Projektkostnaden per kvadratmeter installerad solfångare i bostäder har i genomsnitt sjunkit något under stödperioden.^{1,5} Dock är kostnadsreduktionen inte större än att den kan hänföras till de allmänt pressade priserna inom VVS-området till följd av konjunkturläget. En stor del av de anläggningar som nu byggs i bostäder är dock självbyggen vilket innebär sänkta kostnader. Anläggningens storlek i bostäder har också varit i stort oförändrad - ca 10 m² - enligt Boverkets stödhandläggare.

Effekter av stödet

Stödet påskyndar en marknadsintroduktion av solvärme i Sverige, men gör den inte till ett konkurrenskraftigt energislag. För att nå lönsamhet krävs i genomsnitt ungefär en halvering av solvärmekostnaden.¹ Undantaget är de självbyggda systemen, med dess potential är liten. Endast solfångare för självbygge och vissa speciella tillämpningar, exempelvis uppvärmning av simbassänger, kan förväntas nå lönsamhet utan större utvecklingsinsatser. De företag som tillverkar solfångare är små och har begränsade utvecklingsresurser. För att solfångartekniken skall kunna förväntas bidra till omställningen av energisystemet krävs således

ytterligare teknikutveckling.

Stödet är av väsentlig betydelse för att hålla nuvarande tillverkare kvar på marknaden. De företag som tillverkar absorbatörer och de som tillverkar solfångare för självbygge har dock potential att överleva av egen kraft.

Enligt en konsultstudie skulle det utan investeringsstödet inte finnas någon svensk solvärmeindustri i dag.¹ Stödet till teknisk utveckling bedöms dock haft betydligt större effekt än investeringsstödet, och speciellt betydelsefullt har stödet till utveckling av absorbatortekniken varit. Ett svenskt företag har 20 % av den europeiska marknaden för absorbatörer.

4.4 Energiteknikfonden

Energiteknikfonden inrättades år 1988. Syftet var i första hand att samordna de statliga stödinsatserna för utveckling av miljövänlig energiteknik. Tidigare hade liknande stöd givits inom ramen för Bränslemiljöfonden (som var en fortsättning på Kolmiljöfonden) samt inom programmet för utveckling och introduktion av ny teknik inom energiområdet (som var en fortsättning på Oljeersättningsfonden).

Stöd från Energiteknikfonden kan lämnas till projekt vars ändamål är att utveckla eller förbereda kommersiell introduktion av ny energiteknik.⁶ Av särskild betydelse är utveckling av ny teknik som kan minska miljöpåverkan av förbränning och förgasning. Stöd kan lämnas till kraftvärmeanläggningar med goda miljöprestanda, vindkraft, små vattenkraftverk samt teknik som möjliggör direkt utnyttjande av solenergi och biobränslen. Även teknik för ersättning av el med andra uppvärmningssystem omfattas.

Inför 1991 års energipolitiska proposition (prop. 1990/91:88) utvärderades Energiteknikfonden av dåvarande Energiforskningsnämnden. En slutsats var att fonden i huvudsak har fungerat bra men att vissa justeringar av stödreglerna borde genomföras. Den 1 juli 1991 ändrades reglerna, så att stöd också kunde lämnas till programorienterad forskning och kollektivforskning. Som en följd av detta har insatserna till forskning ökat kraftigt medan satsningarna på demonstrationsanläggningar har minskat.

För budgetåret 1994/95 var 100 miljoner kronor anvisat för särskilda ändamål med en fördelningenligt tabell 7.4.

Tabell 7.4 Energiteknikfonden, anvisade medel 1994/95. Miljoner kronor.

Motoralkoholer (KFB)	30
Miljöanpassade fordon (NUTEK)	15
Utvecklingsinsatser (NUTEK) avseende	
storskalig solvärme	5
solenergi	5
vindkraft	5
samt effektiviseringsåtgärder	40
Totalt	100

Källa: NUTEK

Av medelstilledningen under budgetåret var därmed 87 miljoner kronor tillgängliga för "fria" ändamål.

I fonden fanns den 30 april 1995 (inklusive reservationer) 96 miljoner kronor disponibla för fria ändamål. Vidare fanns 11 miljoner kronor disponibelt för miljöanpassade fordon, 7,5 miljoner kronor för solvärmeteknik, 5 miljoner kronor för solenergi, 5 miljoner kronor för vindkraft samt medel för effektiviseringsåtgärder inom bostäder, lokaler och industri. Sammanlagt finns därmed f.n. 200 miljoner kronor disponibla.

Ansökningarna, och därmed medelsanvändningen, har ökat under de senaste åren. Under perioden 1984 till 1990 beviljades mellan 40 och 90 miljoner kronor årligen. Perioden 1991 till 1994 är siffran 120 till 170 miljoner kronor.

Projekt finansierade ur fonden

Verksamheten som erhållit bidrag till fonden analyserades i samband med Energirapport 1994. Då hade totalt 220 projekt beviljats stöd, vanligen i form av stöd på mellan 25 % och 40 % av investeringskostnaden. Projekten motsvarade drygt 460 miljoner kronor i beviljade

medel till 125 stödmottagare. Totalt hade 39 ansökningar avslagits och 79 ansökningar återtagits av de sökande.

De beviljade projekten indelas i demonstrationsanläggningar, pilotanläggningar, forskningsprojekt, metodutvecklingsprojekt samt utredningar. Stöd till pilot- och demonstrationsprojekt har i stor utsträckning involverat tillverkare och leverantörer av utrustning.

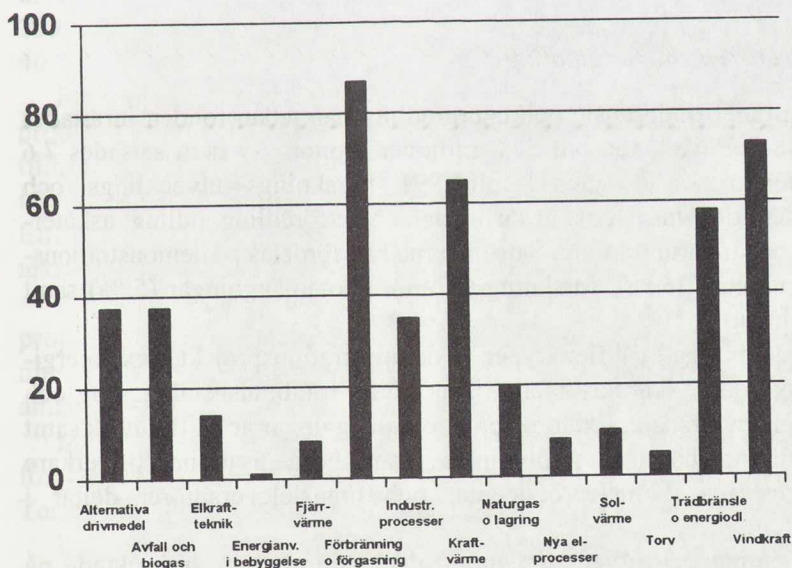
Totalt hade 61 demonstrationsanläggningar fått stöd ur fonden vilket motsvarar ca 40 % (ca 170 miljoner kronor) av beviljade medel. Av dessa erhöll de två största demonstrationsprojekten - förgasningsprojektet i Värnamo och vindkraftprojektet Näsudden II - 70 miljoner kronor, dvs. 40 % av det totala stödet till demonstrationsprojekt.

Vad avser pilotanläggningar hade totalt 22 projekt erhållit stöd. Stödsumman uppgick till ca 80 miljoner kronor. Huvudsakligen har stöd på mellan en och fem miljoner kronor givits.

Stöd till utredningsprojekt har delats ut i motsvarande omfattning som till pilotanläggningar, medan forskningsprojekten erhållit något mer. Till metodutvecklingsprojekt har utdelats ca 10 miljoner kronor.

Stöd ur Energiteknikfonden har beviljats till olika teknikområden, se figur 7.1 nedan.²

Figur 7.1 Energiteknikfonden, teknikområden. Miljoner kronor.



Källa: NUTEK

De stora skillnaderna i medelstilleddning till de olika stödområdena beror bl.a. på att satsningar har skett på ett mindre antal demonstrationsanläggningar vilka erhållit betydande belopp, exempelvis inom områdena förbränning och förgasning samt vindkraft.

Projekt som får stöd ur energiteknikfonden är alltid samfinansierade med icke statliga organisationer eller företag. Den totala kostnaden för de projekt som fonden har delfinansierat uppskattas till ca 1,8 miljarder kronor.² Av denna kostnad har fonden bidragit med 460 miljoner kronor.

Energipolitiska beslut har varit vägledande när det gäller val av inriktning och områden för projektstöd. Bedömningar har också gjorts av stödmottagarnas förmåga att genomföra projekten samt av projektens demonstrationsvärde och relevans. Det har inte funnits brist på medel i fonden och alla angelägna projekt har kunnat få stöd.

4.4.1 Erfarenheter

Nedan beskrivs erfarenheter från stödområdena trädbränslen och energiodling, förbränning och förgasning (inklusive kraftvärme) samt vindkraft.

Trädbränsle och energiodling

Till området trädbränsle och energiodling har sedan fonden inrättades år 1988 beviljats stöd om 57,2 miljoner kronor. Av dem satsades 7,6 miljoner kronor före den 1 juli 1991. Forsknings- utvecklings- och demonstrationsinsatserna är inriktade på växtförädling, odling, askåterföring och råvaruförädling. Satsningarna kan fördelas på demonstrationsanläggningar (36 %), forskning (57 %), pilotanläggningar (5 %) samt utredningar (2 %).

Medel har gått till flera typer av demonstrationsprojekt, t.ex. energiskogsskördare, skärmaskiner, flismaskiner, trädbränsleanläggning och förädling av bränsle. Exempel på pilotanläggningar är en fluidtork samt avvattning av bark genom pressning. Branschorganisationer, tillverkare av utrustning, bränsleproducenter och bränsleleverantörer deltar i projekten.

Forskning och utveckling inom olika ramprogram är inriktade på frågor om exempelvis energiodling och skogsmaskiner.

Det är svårt att isolera Energiteknikfondens roll inom området, som sedan slutet av 1970-talet varit föremål även för andra statliga insatser, t.ex. energiforskningsprogrammet och jordbrukspolitiska satsningar.² Dessa har påverkat utvecklingen. Även lågkonjunkturen och höjda kvalitetskrav på skogsprodukter har varit av betydelse. Satsningar ur fonden har varit inriktade på samspel mellan trädbränsle- och virkesuttag, maskinutveckling, askåterföring samt demonstration av bränsleförädling. Insatserna har skett i nära samarbete med branschens företag och forskare.

Förbränning och förgasning, inklusive kraftvärme

Utvecklingen inom kraftvärmeområdet är nära knutet till utvecklingen av teknik för förbränning och förgasning. Aktörerna är ofta desamma, varför områdena redovisas tillsammans.

Ur energiteknikfonden har beviljats 86,5 miljoner kronor till projekt rörande förbränning och förgasning, och till kraftvärme knappt 65,6 miljoner kronor. Insatserna är inriktade på förbränningsteknik, miljöteknik och nya produkter.

De förbränningstekniska satsningarna avser ett antal olika bränslen och tekniska lösningar och syftar bl.a. till att förbättra befintlig teknik genom praktiska försök och utvärderingar, teoretiska studier och utveckling av modellerings teknik. Fonden finansierar fr.o.m. den 1 juli 1991 ett flertal forskningsprogram. Finansiering sker vanligtvis med 40 % statlig insats och 60 % privat, eller annan, insats.

På miljöteknikområdet har satsningarna inriktats på skilda miljöproblem och miljöskyddsåtgärder. Ofta göra praktiska försök med tillhörande utvärderingar. Energibranschen har även genom samverkan i Svensk energiutveckling, som numera ingår i det branschgemensamma Elforsk, och med högskolan genomfört utvärderingar av framför allt tekniska lösningar för reduktion av NO_x.

När det gäller nya produkter är satsningarna främst inriktade på projekt inom områdena förgasning och katalytisk förbränning. Förgasningsprojekten har varit inriktade på demonstration av produktionsanläggningar, försök i pilotanläggningar och förstudier.

En särskild satsning har gjorts på en större förstudie av ett förgasningsprojekt baserat på svenskutvecklad teknik som genomförs av Termiska Processer Studsvik, TPS. Projektet är lokaliserat till Brasilien.

Undervisning och forskning i förbränningsteknik har pågått under lång tid vid de tekniska högskolorna. En del av de satsningar som har gjorts genom Energiteknikfonden utförs av forskare eller har en forskar-

medverkan. En integration mellan fondens satsningar och högskoleprojekt återfinns i flera fall. Det finns ingen skarp gränsdragning mellan projekt finansierade ur energiforskningsprogrammet respektive Energiteknikfonden.

Fonden delfinansierar några större IEA-projekt i vilket ett antal företag samverkar. Detta har lett till internationella kontakter bland forskare.

Vindkraft

Forskning om vindkraft startade i Sverige år 1975 med grundläggande studier och försök, bl.a. en kartläggning av vindförhållandena i landet. Från slutet av 1970-talet inriktades satsningarna på teknisk utveckling av stora vindkraftverk. Forskningen har byggts upp genom medel från energiforskningsprogrammet. Det statliga stödet var till en början inriktat främst på den storskaliga tekniken.

Ur Energiteknikfonden har beviljade medel till vindkraft uppgått till omkring 75 miljoner kronor, varav drygt 31,5 miljoner kronor efter den 1 juli 1991. Satsningarna fördelar sig mellan demonstrationsanläggningar (71 %), pilotanläggningar (5 %) samt utredningar och utvärderingar (24 %).

Exempel på projekt är demonstrationsanläggningen Näsudden II, där Vattenfall fått stöd med 29 miljoner kronor. Anläggningen, som är svensktillverkad, uppfördes år 1993 och representerar en vidareutveckling av den teknik för storskalig vindkraft som började utvecklas på 1970-talet och som resulterade i det första demonstrationsaggregatet på Näsudden. Vattenfall har dessutom erhållit medel för ett aggregat på 400 kW i Lysekil. Där jämförs ett danskt standardaggregat med ett som utvecklats och tillverkats av ett svenskt företag, och vars tekniska lösning skiljer sig från den som andra tillverkare av små och medelstora vindkraftverk tillämpar. 2 miljoner kronor har gått till en kommun för uppförandet av demonstrationsanläggningar tillverkade av ett svenskt företag. På Hönö uppförs en pilotanläggning där halvskaleförsök av vissa tekniska lösningar prövas. Sydkraft har beviljats stöd för ett havsbaserat vindkraftverk i Blekinge. Aggregatet har en effekt på 250 kW och är dansktillverkad. Anläggningen skall testas under fem år och bl.a. ge svar på hur vatten och klimat påverkar kraftverket, samt hur detta påverkar fiske och miljö. Dessutom skall driftsäkerhet och ekonomi studeras.

Kraftindustrin har tidigt deklarerat att den enbart är intresserad av storskalig vindkraft. Många små aggregat anses leda till driftstekniska problem. Stora vindkraftverk uppvisar dock än så länge väsentligt högre elproduktionskostnader än små och medelstora. Investeringsstödet har ännu inte givit den storskaliga tekniken ett genombrott. För att åstadkomma detta krävs med dagens elpriser en teknisk utveckling som reducerar kostnaderna per kW till minst en tredjedel.

Vindkraften skulle ha stora svårigheter att utvecklas utan statligt stöd. Detta förhållande förstärks av att efterfrågan på ny kraftproduktionskapacitet för närvarande är låg. Vindkraftsanläggningar är svårare att hantera i ett kraftproduktionssystem än de flesta andra elproduktionsanläggningar, eftersom produktionen varierar över tiden. Däremot utgör deras miljöegenskaper ett viktigt argument för statliga satsningar.

De projekt som finansierats av Energiteknikfonden har koncentrerats på utveckling och demonstration av vindkraftsanläggningar i medelstor och stor skala, och utgör en fortsättning på de forsknings- och utvecklingsinsatser som har byggts upp med medel från energiforskningsprogrammet. All forskning om vindkraft finansieras via detta program, varför det kan vara svårt att separera effekterna av satsningar från Energiteknikfonden respektive energiforskningsprogrammet.

Synpunkter från aktörer

Vid analysen av Energiteknikfonden har ett antal aktörer - forskare, tillverkare och leverantörer samt beställare och köpare - intervjuats.

Forskarna är i stort sett positiva till den samverkan med kommersiella aktörer som många av fondens projekt har inneburit. De anser att problem löses bäst genom pilotförsök eller gemensamma diskussioner med avnämarna. Forskarna är ofta inte medvetna om de finansieras från energiforskningsprogrammet eller Energiteknikfonden.

Många tillverkare av utrustning inom området trädränslen och energiodling anser att projekten har varit nyttiga och värdefulla för företagens egna utvecklingsinsatser. Produkterna utvecklas primärt för den svenska marknaden.

De stora leverantörerna av utrustning inom området förbränning och förgasning, inklusive kraftvärme, inriktar sig på produkter som bedöms att bli efterfrågade på världsmarknaden. Den svenska marknaden är av underordnad betydelse.

Ekonomisk risk och osäkerhet vad gäller skatter och avgifter på energi är påtagliga problem för mer än 60 % av de tillfrågade köparna. De tycks dock inte anse att teknisk risk är något större hinder för

investeringar.

Sammanfattningsvis ifrågasätter nästan samtliga intervjuade trovärdigheten och långsiktigheten i energipolitiken. Av de faktorer som påverkar anläggningsekonomin är de viktigaste konsekvenser av energipolitiken och de upplevs som de i särklass mest osäkra.

Energirapporterna har remissbehandlats. En mycket kort sammanställning av remissvaren ges i bilaga 7 C.

Referenser

1. NUTEK Energirapport 1993.
2. NUTEK Energirapport 1994.
3. Utvärdering av stödet till bibränsleeldad kraftvärme samt vindkraft. En konsultstudie. NUTEK R 1993:29.
4. NUTEK. Produktionskostnader 1995-03-16. Rapport till Energi-kommissionen.
5. Johansson Peter, Boverket. Personlig kommunikation.
6. Proposition 1987/88:90.
7. Statens Provningsanstalt. Rapport 1995:09 Solvärmesystem i småhus - en fältundersökning.

Energipolitiska insatser åren 1975 - 1993

På uppdrag av regeringen redovisade NUTEK i april 1993 rapporten *Utvärderingar av svensk energipolitik 1975 - 1993* (NUTEK R1992:12). Rapporten innehåller en sammanställning av de statliga energipolitiska insatserna samt de utvärderingar som gjorts under perioden. I rapporten delas dessa insatser in i forskning samt ekonomiska, administrativa och informativa styrmedel.

Forskning

Energiforskningsprogrammet har löpt i treåriga ramprogram, varav det första sträckte sig från år 1975 till 1978. Ansatsen i det första programmet var att pröva alla möjliga utvecklingsvägar för att anpassa det befintliga energiförsörjningssystemet till en förändrad omvärld med miljöproblem och begränsade oljeresurser. I början av 1980-talet prioriterades insatser som förväntades leda till kommersiellt utnyttjande på kort eller medellång sikt. Senare program har prioriterat mer grundläggande forskning.

I energiforskningsprogrammet har även ingått ett särskilt energi-relaterat byggforskningsprogram. Ett komplement till detta har varit stöd till experimentbyggnad, vilket infördes år 1978 och upphörde 1990/91.

Ekonomiska styrmedel (ekonomiskt stöd)

Ekonomiskt stöd har givits i skilda former och under årens gång bildat en kedja av program av varierande omfattning. En ambition har varit att stimulera tillämpning av ny och befintlig teknik för oljeersättning och energieffektivisering. I flertalet fall har syftet varit att stödja en tillämpning av resultat från energiforskningsprogrammet. Exempel på ekonomiskt stöd är investeringsbidrag till prototyp- och demonstrationsanläggningar (1974 - 1980), oljeersättningsprogrammen (1981 - 1986) samt Energiteknikfonden (1988 -). Stödformen har varit en blandning av investeringsbidrag och subventionerade lån.

Förutom ovanstående stöd infördes år 1974 bidrag och subventionerade lån till ombyggnad och nyproduktion av bostäder. Syftet var

i första hand att stimulera energihushållning, även om andra investeringar också fick stöd. Under 1980-talets senare del inordnades detta stöd i det övriga bostadsfinansieringsprogrammet.

1991 års energioverenskommelse resulterade i att medel avsattes för stöd till investeringar i biobränslebaserad kraftvärmeproduktion, vindkraft och solvärme (Se avsnitt 3 i denna underlagsbilaga).

Vidare har 20 miljoner kronor avsatts till utveckling av småskalig förbränning av biobränslen.

I enlighet med regeringens proposition 1992/93:179 Åtgärder mot klimatpåverkan m.m., beslöts år 1993 att 50 miljoner kronor skulle avsättas under budgetåret 1993/94 för att förbättra de ekonomiska möjligheterna för anslutning av exempelvis blockcentraler, industrier och lokaler, till befintligt fjärrvärmennät.

Stödets syfte var att stimulera en ersättning av oljeeldade pannor med fjärrvärme och på så sätt reducera koldioxidutsläppen från uppvärmningssektorn. Dessutom ökar underlaget för en utbyggnad av kraftvärme. Av bl.a. arbetsmarknadsskäl utformades stödet som ett tidsbegränsat bidrag. Det trädde i kraft den 1 juli 1993 och avsåg investeringar beställda efter den 15 mars 1993 och där ansökan om bidrag inkommit senast den sista juni 1994.

Bidrag lämnades med 15 % av investeringskostnaden för den del av distributionsanläggningen som fanns mellan produktionsanläggningen för fjärrvärme och abonnentens anläggning.

I den ekonomisk-politiska propositionen (1994/95:25, bet. 1994/95:FiU1) föreslogs att 100 miljoner kronor skulle avsättas under år 1995 för i stort samma ändamål. Riksdagen beslutade i enlighet med propositionens förslag.

Från och med den 1 juli 1994 ges bidrag med 9 öre/kWh för fjärrvärmeleveranser till industrin. Samtidigt togs skattereduktionen på fossila bränslen i fjärrvärme för industrileveranser bort.

Administrativa styrmedel

Lagen (1977:439) om kommunal energiplanering infördes år 1977. Enligt lagen skall kommunerna i sin planering främja hushållning med energi samt verka för en säker och tillräcklig energitillförsel. Kommunen är dessutom skyldig att ha en aktuell plan för tillförsel, distribution och användning av energi. Till denna plan skall miljökonsekvensbeskrivningar upprättas. NUTEK skall bistå kommunerna i planeringsarbetet samt följa, analysera och utveckla den kommunala energiplaneringen.

Fastbränslelagen (1981:599) utgjorde ett led i programmet för att ersätta olja. Enligt lagen skulle en eldningsanläggning som ej är tillfällig uppföras eller installeras så att den kan eldas med fast bränsle och därefter bibehållas i sådant utförande så länge den är i bruk. År 1984 infördes en energipolitisk prövning av nytillkommande koleldade anläggningar så att dessa enbart fick uppföras när det ej är tekniskt och ekonomiskt rimligt att använda inhemska bränslen. Efter en utredning av en arbetsgrupp inom Näringsdepartementet (Ds 1993:85) lade regeringen fram en proposition (1993/94:212) med förslag om att avskaffa lagen. Riksdagen beslutade senare i enlighet med propositionen.

Miljöskyddslagen (1969:387) och naturresurslagen (1987:12) ställer krav på tillstånd för energiproduktionsanläggningar över en viss storlek. I samband med tillståndet kan villkor ställas ur miljösynpunkt. Miljöskyddslagen och naturresurslagen behandlas utförligare i underlagsbilaga 5.

Till administrativa styrmedel hör också byggregler och normer.

Information

År 1974 tillsattes Energisparkommittén. Kommitténs huvudsakliga verksamhet var att informera olika grupper i samhället om möjligheter att spara energi. I samband med att Statens energiverk bildades år 1983 fördes energisparkommitténs verksamhet över till den nybildade myndigheten.

Vid sidan av denna verksamhet har det pågått besiktnings- och rådgivningsprogram. Ett av programmen har varit riktat till kommuner och omfattat information och rådgivning till framför allt hushållen. Det började år 1977 och pågick till år 1986. Ett annat program pågick mellan åren 1974 och 1987 och var riktat till näringslivet, framför allt liten och medelstor industri. Vidare har ett omfattande stöd till utbildning av bl.a. fastighetsskötare utgått. Detta stöd infördes i början av 1980-talet och upphörde år 1988.

År 1975 infördes en energiinriktad prototyp- och demonstrationsverksamhet, EPD. Syftet med denna har varit att genom utbildning och demonstration förmå användare att lära sig hantera befintlig utrustning på ett mer energihushållande sätt. År 1979 samordnades verksamheten med kommunernas energiverksamheter och övergick senare i personalägd företagsform.

NUTEK förfogar över medel för informationsinsatser för bla.

effektivare energianvändning. Här fokuseras exempelvis på goda exempel på hur energianvändningen kan minskas och kampanjer för strömsnåla varor.

Utvärderingar

NUTEK har i ovan nämnda rapport (Utvärderingar av svensk energipolitik 1975 - 1993) haft som utgångspunkt att ge en samlad och strukturerad bild av de utvärderingar som tidigare gjorts och, i den mån det varit möjligt, presentera en samlad bedömning av de olika energipolitiska insatserna.

Genomgången av utvärderingarna har lett till slutsatsen att den statliga energipolitiken under perioden 1975 - 1993 till sin helhet utvärderats i relativt stor omfattning, men att vissa styrmedel utvärderats i begränsad omfattning. Många av utvärderingarna har dessutom haft andra mål än att värdera nyttan av programmen. Även utvärderingarnas ambitionsnivå och tillgänglighet varierar.

Möjligheterna att utifrån resultaten av utvärderingarna ge en bedömning av de energipolitiska insatserna varierar därmed. Någon samlad bedömning av hur insatserna verkat tillsammans som en del av energipolitiken har enligt NUTEK inte varit möjlig.

Beträffande de ekonomiska styrmedlen uppgår stöden till *kommunala energiverk och övrigt näringsliv* från år 1974 fram till den sista juni 1993 till ca 9 700 miljoner kronor i 1992 års penningvärde. Stödformen har varit en blandning av investeringsbidrag och subventionerade lån.

Stödet till näringslivet har utvärderats, men flera faktorer gör det svårt att utifrån materialet göra någon samlad bedömning av nyttan med stöden. För det första är det flera typer av investeringar som fått stöd, för det andra har inte alla stödformer utvärderats och dessutom är flera av rapporterna enligt NUTEK snarare dokumentationer än utvärderingar. I underlagsbilaga 15 redovisas resultat av visst investeringsstöd till industrin. Översikten visar bl.a. att det är svårt att dra generella slutsatser om denna verksamhet.

Bidrag och lån för energisparåtgärder i *bostäder* infördes år 1974. Den totala omfattningen uppgår i 1992 års penningvärde till 6 000 miljoner kronor. Låneutbetalningarna uppgår till ca 7 000 miljoner kronor i nominella priser.

Stödet till bostäder har utvärderats i relativt stor omfattning och analyserna har varit inriktade på att beräkna energispareffekterna. Då utvärderingsmaterialet är relativt omfattande och de olika resultaten pekar i samma riktning anser NUTEK att det är möjligt att göra en

bedömning av stödet. NUTEK anser att de vidtagna energisparåtgärderna givit en energibesparande effekt som varit i linje med de uppställda målen, men att det uppnådda sparandet endast till begränsad del varit en följd av att det funnits möjligheter att söka statliga bidrag.

Programstyrelsen för FABEL skall senast den 1 september varje år redovisa resultaten av stödverksamheten. I 1994 års rapport konstateras att det fram till den 1 juni 1994 hade fattats beslut om stöd på totalt 20,4 miljoner kronor. Av medlen återstår därmed 605 miljoner kronor. Bland de projekt som erhållit stöd kan nämnas ett utvärderingsprogram avseende den nya förgasningsanläggningen i Värnamo samt en nykonstruerad ångtork för bibränslen i Borås. Vidare har stöd lämnats till förprojektering och studier av anläggningar för tillämpning av den atmosfäriska förgasningstekniken som utvecklats i Studsvik, samt till Vattenfall för projektering av en anläggning som utgör en fortsättning på det nedlagda s.k. VEGA-projektet (vedförgasning).

Enligt programstyrelsens rapport medför det låga elpriset i kombination med stark elbalans i Sverige att intresset för investeringar i ny elproduktion är lågt. Den hittills begränsade internationella marknaden verkar hämmande på industrins insatser för utveckling av ny teknik för elproduktion baserad på bibränslen. Intresset för elproduktion baserad på bibränsleförgasningsteknik har dock ökat utomlands.

Det tidsbegränsade *investeringsstödet till fjärrvärmeanläggningar* resulterade i godkännande av 52 ansökningar, av totalt 111 inkomna, inom de disponibla 50 miljoner kronorna. De beviljade ansökningarna omfattade åtgärder i 54 fjärrvärmenät och redovisade en sammanlagd koldioxidreduktion på 202 000 ton/år. Sveriges totala utsläpp av koldioxid var år 1992 till ca 60 000 000 ton, varav förbränning i el-, gas- och värmverk svarade för ca 8 000 000 ton.

Utvärderingar av energiforskningsprogrammet

Den ekonomiska omfattningen av det statliga energiforskningsprogrammet för perioden 1975 till 1993 uppgick till ca 8 300 miljoner kronor i 1992 års penningvärde (NUTEK R1992:12). För åren 1994 - 1996 har ca 210 miljoner kronor per år avsatts. Ett komplement till byggforskningen i energiforskningsprogrammet har varit stödet till experimentbyggande vilket infördes år 1978 och upphörde vid utgången av 1990/91. Den totala omfattningen av detta stöd uppgick till 700 miljoner kronor i 1992 års penningvärde.

Energiforskningsprogrammet har löpande utvärderats, senast av bl.a. Energiforskningsgruppen (Ds 1992:122, Ds 1993:45) och Ingenjörsvetenskapsakademien (Energi för kommande generationer).

Energiforskningsgruppen

Energiforskningsgruppen inrättades år 1991 i enlighet med vad som föreslagits i proposition 1990/91:90 Om forskning. Gruppen var fristående från de medelsbeviljande myndigheterna och skulle komplettera programorganens redovisningar och analyser av energiforskningens inriktning. Därvid skulle den samlade energirelaterade tekniska, naturvetenskapliga och samhällsvetenskapliga forskningen utvärderas. Arbetet har redovisats i bl.a. rapporterna Energiforskningens mål och medel (Ds 1992:122) samt Svensk energi-forskning i ett internationellt perspektiv (Ds 1993:45). I båda rapporterna konstateras att en stor del av den svenska energiforskningen i dag sker genom ett internationellt samarbete. Den internationella andelen väntas öka, och den främsta orsaken till detta är närmandet till EU och den förändrade politiska situationen i östra Europa.

I *Energiforskningens mål och medel* görs vissa jämförelser mellan Sverige och ett stort antal andra industriländer. Redovisningen baseras på material från IEA. Det konstateras att de totala svenska insatserna per capita avseende energiforskning, utveckling och demonstration (EFUD) sedan 1975 och fram till början på 1990-talet legat över medelvärdet för IEA-länderna. Vissa år satsades per capita i Sverige avsevärt mer än vad som gjordes i t.ex. Tyskland. Under de senare åren har vi närmast oss

medelvärdet. Beträffande satsningar inom olika teknikområden noteras att man i Sverige gjort jämförelsevis små satsningar inom området systemanalys. I Sverige utvecklas ett stort antal tekniker och deltekniker, medan relativt liten uppmärksamhet ägnas energisystemets övergripande problem och sammanhang, både i tekniskt, miljörelaterat, organisatoriskt och ekonomiskt avseende. Inom området förnybara energikällor görs i Sverige relativt stora satsningar på solvärme, biomassa och vind men små satsningar på solcellsteknik. Sverige lägger dessutom enligt rapporten troligen en större andel av sina statliga energiforskningsanslag på grundläggande forskning än vad som är fallet i andra länder. Stora industrinationer såsom exempelvis USA, Japan och Tyskland förefaller att på ett tydligare sätt ha inriktat energiforskningsprogrammen på områden där hemmaindustrin har styrkepositioner. Den strategiska grundforskningen förefaller mer uttalat vara en bas för forskarrekrytering och kunskaper. Dessa länders program verkar ha en tydligare näringspolitisk profil än det svenska.

Energiproblem måste, enligt rapporten, granskas i globalt, europeiskt och nationellt perspektiv samt i flera tidsperspektiv. Detsamma gäller energiforskning. Sambandet mellan ekonomi och miljö behöver beaktas speciellt. Det understryks att det energipolitiska perspektivet förändrats under tidsperioder som är mycket kortare än de perspektiv som måste gälla för en meningsfull forskning. Omvärldsfaktorer, inte minst prisändringar, har påverkat energipolitiken. Ett forskningsprogram måste ha sådan utformning att dess relevans inte äventyras av sådana förändringar. Vissa forskningsområden med koppling till miljön har kommit i skymundan enligt rapporten. Det gäller t.ex. utsläpp från småskalig vedeldning, vilka är lika stora som från trafiken, CFC-problematiken (freon) i värmepumpar samt området miljöteknik, vilket bedöms ha stor framtida global marknadspotential.

I rapporten föreslås att kollektivforskningen bör få en utvidgad roll inom det framtida energiforskningsprogrammet. En orsak till detta är att en ökad konkurrens mellan energiföretag kommer leda till ett minskat intresse för gemensam forskning och utveckling. Vidare saknar författarna svenska statliga forskningsinstitut som kan överbrygga gapet mellan högskoleforskning och industriell verksamhet och menar att kollektivforskning skulle kunna minska detta gap. Kollektivforskning förutsätts förbättra industrirelevansen, då industrin bättre än staten kan bedöma de mest angelägna projekten.

I rapporten *Svensk energipolitik i ett internationellt perspektiv* diskuteras huvudsakligen den svenska energiforskningen i ett EU-

perspektiv. Svenskt forskningssamarbete inom EU bör enligt författarna ha som mål att stärka den svenska industrins konkurrenskraft, ge resultat som bildar underlag för energipolitiska beslut samt att det bedrivs en forskning som motsvarar minst de medel som satsas. EU:s program inom energiforskningsområdet bör huvudsakligen ses som ett komplement och kan ej ersätta det nationella energiforskningsprogrammet. Det utvidgade internationella samarbetet bör koncentreras på de nischer där svensk energiforskning har en unik och hög internationell kompetens. Exempel på detta är bioenergi, förbränning, och energieffektivisering.

Det konstateras vidare i rapporten att det kommer ta ett antal år för svenska högskolor, universitet och forskare att lära sig de administrativa systemen inom EU och bli kända. Kompetens måste byggas upp för exempelvis ansökningsprocedur, kontraktsförhandlingar, processen med att finna samarbetspartner i EU-länderna m.m. För detta behövs hjälp inom högskolor och ansvariga myndigheter.

Ingenjörsvetenskapsakademien

Ingenjörsvetenskapsakademien, IVA, utkom år 1992 med en rapport, Energi för kommande generationer, där bl.a. statliga forskningsinsatser under perioden 1975 - 1992 utvärderats. IVA konstaterar att forskningsinsatserna minskat. Från att ha varit mycket höga i början av 1980-talet är de nu av ungefär samma storleksordning som med Sverige jämförbara länder. De svenska insatserna är dock mer inriktade på förnybara energikällor samt energihushållning.

Enligt IVA är det viktigaste resultatet av forskningsinsatserna den kompetenshöjning som har åstadkommit inom vissa teknikområden. Det kommersiella genomslaget är inte lika tydligt. Något försök till att ge ett övergripande omdöme över hela energiforskningen har inte gjorts. IVA:s slutsats är att dock att ett av målen med forskningen, att skapa beslutsunderlag för det energipolitiska beslutsfattandet, har uppnåtts. Däremot anser man inte att målet att förändra energisystemet har nåtts. Detta bedöms inte som överraskande, då bl.a. leddiderna från idé till kommersiell produkt är långa.

IVA har vidare i sin studie analyserat förutsättningarna för en lyckad teknisk utveckling samt samhällets - framför allt statens - roll i den processen. IVA konstaterar att det, bl.a. mot bakgrund av de långa leddiderna, krävs ett uthålligt ekonomiskt engagemang från berörda parter och en förvissning om att projekten, när produkterna väl är etablerade på marknaden, kommer visa hög lönsamhet. Man betonar

behovet av att åstadkomma en tidig och nära koppling mellan marknaden och utvecklingsarbetet.

Långa ledtider och höga investeringskostnader leder till tröghet mot förändringar. Den utveckling inom elsektorn som skett i Sverige kan enligt IVA ha varit resultatet av en snabb tillväxt med jämförelsevis låga räntor. Under de senaste 10 - 20 åren har tillväxttakten i energianvändningen och därmed investeringsbehovet minskat, räntorna har gått upp och utvecklingskostnaderna ökat. Ny energiteknik utvecklas därför i huvudsak om det finns en internationell marknad i sikte.

Enligt IVA har staten för det mesta små möjligheter att via ekonomiska stöd till utvecklingsprojekt påverka teknikutvecklingen. Slutsatsen är att försök att subventionera fram ny teknik genom utvecklingsstöd till företag är en dyr och ineffektiv metod. Studien föreslår att dessa stöd avvecklas. Samtidigt bör staten medverka till att stödja branschgemensam forskning.

IVA har slutligen analyserat tekniska möjligheter, nyckelteknologier och utvecklingsbehov med anknytning till energiområdet. Mot den bakgrunden anser IVA att Sverige särskilt bör satsa på systemteknik, materialteknik, förgasnings- och förbränningsteknik, ytors fysik och kemi, kärnenergiteknik med fission och fusion, underhållsteknik i vid bemärkelse samt bioteknik.

Sammanfattning av remissynpunkter på NUTEK:s Energirapporter 1993 och 1994

Remissvar på Energirapport 1993

Den övervägande delen av remissinstanserna delar NUTEK:s uppfattning att delar av investeringsstöden borde föras över till Energiteknikfonden^e för teknikutveckling och forskning. När det gäller stöd för biobränslen pekar Konkurrensverket bl.a. på att en överföring också minskar risker för negativa effekter på konkurrensen. Svenska Bioenergiföreningen menar dock att en överföring av medel från kraftvärmestödet till teknikutveckling måste förenas med en koldioxidbeskattning inom elsektorn. Vissa remissinstanser förordade inte en överföring av medel. Dit hörde bl.a. Statens naturvårdsverk, som anför att stödet faktiskt ökat biobränsleanvändningen, och dåvarande Värmeverksföreningen, nu Fjärrvärmeföreningen. Lantbrukarnas riksförbund framhåller att medel finns avsatta för utveckling av ny elgenereringsteknik (FABEL) vilka i stället skulle kunna kombineras med investeringsstödet.

Även avseende vindkraft och solvärme var flera instanser positiva till en ökad teknikutvecklingsinsats. LRF anser dock att den satsning som görs på små och medelstora vindkraftverk är tillräcklig. Boverket anser när det gäller stora vindkraftverk att det inte är självklart att en snabb introduktion är önskvärd, då stora vindkraftverk i de flesta fall kommer att få svårt att bli accepterade. SNV anser dock att en utbyggnad främst bör ske med stora kraftverk, om vindkraften skall kunna ge ett reellt tillskott till landets elförsörjning.

Byggeforskningsrådet anser vad gäller solvärme att det behövs ytterligare medel för utvecklingsinsatser, framför allt vad gäller stora solvärmesystem. IVA anser att investeringsstödet till solvärme bör avvecklas och medlen överföras till grundläggande forskning och utveckling avseende omvandling av solenergi till el eller vätgas. Några remissinstanser, däribland Boverket, SNV och Svenska solenergiföreningen, anser att investeringsstödet ej bör sänkas till 25 %, som

^e Medel har sedan dess förts över till Energiteknikfonden.

NUTEK föreslagit, då man menar att det bl.a. är för tidigt att avläsa effekter av stödet på den tekniska utvecklingen och att det har givit effekter på bostadsmarknaden.

Remissvar på Energirapport 1994

Svenska Kraftverksföreningen framhåller att om vindkraften skall ge ett mer påtagligt bidrag till landets elförsörjning krävs satsningar på utbyggnad av stora aggregat. Det är därför angeläget att vindrika områden som är lämpliga för vindkraft markeras som riksintressen för energiproduktion. Vägverket anser att en hög prioritet bör ges utvecklingen av alternativa drivmedel och förordar projekt med teknikupphandling av bränslesnåla tjänstebilar. Statens väg- och transportforskningsinstitut anser att biomassa bör användas på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt, varvid användning av biobränslen för fordonsdrift bör ställas mot alternativa utnyttjandemöjligheter i samhället. Marknadpriserna bör styras mot en optimal användning av biobränslen.

Byggforskningsrådet anser att rådet bör få tillgång till Energiteknikfonden med reducerade krav på samfinansiering för vissa utsatta teknikområden inom den energirelaterade verksameten, framför allt solvärme- och energilagringsområdet.

SNV menar att kunskapsspridningen från projekt finansierade från Energiteknikfonden måste bli bättre.

Riksrevisionsverket pekar på att det i rapporten konstateras att den förändring i regelverk som gjordes för Energiteknikfonden år 1991 lett till en tyngdpunktsförskjutning från produktutveckling till teknikutveckling (forskning). RRV saknar en analys om huruvida detta är en önskvärd utveckling.

8 Analys av produktionskostnader m.m. vid svenska kärnkraftverk

Olle Westin och Håkan Gehlin
Öhrlings, Coopers & Lybrand

Innehåll

- 1 Uppdrag
- 2 Metod och begränsningar
 - 2.1 Redovisningsprinciper
- 3 Produktionskostnader
 - 3.1 Forsmark
 - 3.2 OKG
 - 3.3 Barsebäck
 - 3.4 Ringhals
 - 3.5 Sammanfattning och slutsatser
- 4 Ekonomiska relationer mellan kärnkraftbolagen
och deras ägare
 - 4.1 Kartläggning
 - 4.2 Jämförelse med TVO
 - 4.3 Slutsats

Bilagor

- 1 Forsmark Kärnkraftsverk: Produktionskostnader och investeringar
- 2 Oskarshamn Kärnkraftsverk: Produktionskostnader och investeringar
- 3 Barsebäck Kärnkraftsverk: Produktionskostnader och investeringar
- 4 Ringhals Kärnkraftsverk: Produktionskostnader och investeringar

1 Uppdrag

Öhrlings Reveko AB har erhållit i uppdrag av energikommissionen att analysera:

- produktionskostnaderna vid svenska kärnkraftverk,
- hur koncerninterna mellanhavanden prissätts mellan kärnkrafts- verksamheten och övrig verksamhet hos kärnkraftverkens ägare.

2 Metod och begränsningar

Analysen har baserats på offentligt material, företrädesvis årsredovisningar för de aktuella bolagen. Ett utkast till rapport har kommenterats av Svenska Kraftverksföreningen.

Analysen avseende produktionskostnaderna sträcker sig över perioden 1984 - 1994. Verksamheten vid ett kärnkraftverk (Ringhals) har ej bedrivits inom ett separat bolag, utan inom moderbolaget Vattenfall AB. Verksamheten i Ringhals bedrivs inom affärsområde Elproduktion tillsammans med annan värmekraft, vattenkraft och ett bränslebolag. För detta affärsområde redovisas uppgift om försäljning, men inte om kostnader eller resultat. Sådana uppgifter redovisas för produktområde El, där affärsområdena Elproduktion, Elförsäljning och Elnät ingår. Det har således inte varit möjligt att analysera Ringhals produktionskostnader eller hur mellanhavandena med övriga delar av Vattenfall-koncernen prissätts på grundval av offentligt material. Vattenfall AB har till Energikommissionen lämnat uppgifter om produktionskostnader för

Ringhals åren 1992 - 1994. Dessa ligger till grund för uppgifter om Ringhals i denna rapport. Vidare har Vattenfall lämnat vissa kompletterande uppgifter om Forsmark.

Syftet med analysen är att den skall ge uppgifter om historiska produktionskostnader, uppdelade på driftskostnad, avskrivningar och räntekostnader för de olika verken såväl i absoluta tal som per kWh.

Baserad på tillgänglig produktionsstatistik samt vissa antaganden om reaktorernas anskaffningskostnad fördelas kostnaderna per reaktor. Därvid är det nödvändigt att, i avsaknad av internt material, göra vissa schablonmässiga fördelningar och antaganden. Dessa kommenteras i avsnitt 3.

Den andra delen av analysen avseende hur koncerninterna mellanhavanden prissätts mellan kärnkraftsverksamheten och ägarnas övriga verksamhet är svår att genomföra utan tillgång till intern information. Vi har därför i en första fas kartlagt vilka interna transaktioner som redovisats mellan parterna. Därefter analyseras genom en känslighetsanalys vilken omfattning dessa mellanhavanden måste ha för att i någon omfattning påverka de totala produktionskostnaderna. Slutligen görs en bedömning om redovisade nivåer på dessa internmellanhavanden förefaller rimliga.

Som en avstämning avseende produktionskostnader görs en översiktlig jämförelse med produktionskostnader vid ett finskt kärnkraftverk.

2.1 Redovisningsprinciper

Då verksamheten vid kärnkraftverk är kapitalintensiv påverkar avskrivningsprinciperna för anläggningar jämförelsen mellan kärnkraftverken.

Barsebäck och Forsmark förefaller i huvudsak numera använda samma avskrivningstider för anläggningar. Avskrivningar enligt plan är fördelade med lika belopp under anläggningens beräknade livslängd. Dessa anges till 25 år för maskiner och byggnader, 20 år för markanläggningar och 5 år för inventarier. Forsmark tillämpade tidigare (före 1984) en avskrivningstid om 20 år för maskiner och byggnader. År 1992 skrevs maskiner och inventarier tillhörande grundinvesteringarna inte av fullt ut enligt plan till följd av för höga avskrivningar under tidigare år. 1993 och 1992 är därför inte jämförbara i avskrivningshänseende. Kvarstående avskrivningsbelopp från tidigare år som överstiger plan justeras linjärt under respektive anläggnings återstående

livslängd.

OKG anger att huvuddelen av maskiner och inventarier numera skrivs av under 25 år, medan byggnader och markanläggningar skrivs av med skattemässigt högsta tillåtna belopp. Av de i årsredovisningen beskrivna redovisningsprinciperna för OKG framgår inte fullt ut om de överensstämmer med Barsebäcks och Forsmarks. Då både Barsebäck och OKG tillhör samma koncern torde det dock vara rimligt att anta att så är fallet.

1990 ändrade OKG redovisningsprinciperna genom att extra kraftavgifter från vissa delägare, vilka tidigare år förts som rörelseintäkter, redovisas från och med 1990 under bokslutsdispositioner liksom motsvarande avskrivning utöver plan. För tidigare år har vi räknat om avskrivningarna enligt den nya redovisningsprincipen för att få jämförbarhet över perioden. Motsvarande ändring gjorde Forsmark 1991, där har dock justeringen inte påverkat de planenliga avskrivningarna.

Samtliga kärnkraftverk har gjort stora avskrivningar utöver plan. Dessa ingår inte i vår beräkning av avskrivningskostnader.

Principerna för aktivering respektive kostnadsföring kommenteras i likhet med vad som är brukligt inte i årsredovisningarna. Skillnader kan därför förekomma mellan enskilda år och mellan olika kärnkraftverk. Med hänsyn till att verksamheterna reviderats och att jämförelserna avser en längre tidsperiod bedömer vi att eventuella skillnader inte är väsentliga.

OKG ändrade 1993 redovisningsprinciperna så att ränta utgår på övriga fordringar och skulder till delägare. Räntenettet för 1993 utgjorde 159,2 Mkr OKG tillgodo. Produktionen detta år uppgick till 10,950 Gwh, vilket således medför att produktionskostnaden minskade med cirka 1,5 öre/kWh. Forsmark anger att mellanhavanden som avser extra kraftavgifter på delägarna löper utan ränta. Barsebäck anger inte vad som gäller i ränteavseende på fordringar och skulder till moderbolaget. Det synes dock som ingen eller mycket låg ränta utgår på Barsebäcks fordringar på moderbolaget.

För att göra detaljerade jämförelser av redovisningsprinciperna vid kärnkraftverken erfordras tillgång till ytterligare information utöver den som lämnas i årsredovisningarna.

3 Produktionskostnader

Vi har baserat på den information som går att utläsa ur årsredovisningarna gjort beräkningar av produktionskostnaderna för de olika kärnkraftverken och även de olika reaktorerna. Vi har inte kunnat separera kostnader för produktionen vid Ringhals ur Vattenfalls årsredovisning då kärnkraftverksamheten inte redovisats separat. Vi har därför baserat beräkningarna på det underlag som Vattenfall lämnat.

I bilaga 1 till denna rapport redovisas i tabellform våra fullständiga beräkningar. Beräkningarna baseras på följande förutsättningar och antaganden:

- samtliga kostnader är omräknade till 1994 års prisnivå. Kostnaderna för tidigare år har räknats upp med nettoprisindex,
- driftskostnader, avskrivningar, och räntor är hämtade ur årsredovisningarna för respektive kärnkraftverk,
- produktionsstatistiken är hämtad ur kvartalsredovisning från SKI och från årsredovisningarna för respektive kärnkraftverk,
- för analysen av driftskostnadernas utveckling för enskilt år har en genomsnittlig produktionskostnad per kWh för den studerade perioden beräknats. Denna multiplicerad med respektive års produktion jämförs med verkligt inflationsjusterat utfall.

Beräkningarna av produktionskostnaderna för varje enskild reaktor har skett enligt följande:

- De rörliga produktionskostnaderna avser främst avgift för avfallshantering och bränsle. Avgiften för avfallshantering har baserats på faktiskt uttagna avgifter, vilka varierar omkring 2 öre/kWh. Övriga rörliga kostnader har bedömts uppgå till 2,5 öre. De rörliga kostnaderna har beräknats genom att denna summa multiplicerats med varje enskild reaktors produktion. Det rörliga produktionskostnadsantagandet får ses som ett schablonantagande. Kostnaderna för bränsle beror av hur bränslekostnaderna har kunnat optimeras för enskilda reaktorer,
- kärnkraftverkets övriga driftskostnader har beräknats genom att

kärnkraftverkets totala driftskostnad minskats med de rörliga driftskostnaderna. Den enskilda reaktorns övriga driftskostnader har erhållits genom att dividera övriga driftskostnader med antalet reaktorer vid verket. Vi har således antagit att övriga driftskostnader inte är storleks- eller produktionsrelaterade. Antagandet bygger på att funktionsövervakning, kontroll m.m. erfordras i samma omfattning även vid tillfälliga produktionsminskningar samt i allt väsentligt är oberoende av reaktorns storlek. Den enskilda reaktorns driftskostnad blir således summan av de på beskrivet sätt beräknade rörliga och fasta driftskostnaderna,

- avskrivningarna för enskilda reaktorer har beräknats genom att den specifika reaktorns ackumulerade investeringar har ställts i relation till kärnkraftverkets ackumulerade investeringar, multiplicerat med kärnkraftverkets totala investeringar,
- räntekostnaderna för varje reaktor har beräknats med samma procent-sats som avskrivningarna då vi antagit att lånen är relaterade till investeringarna.

3.1 Forsmark

Vid beräkningarna av kapitalkostnaderna vid enskilda reaktorer i Forsmark har följande antaganden gjorts:

- för åren 1992-1994 har använts den fördelning av produktionskostnaderna mellan reaktorer som Vattenfall uppgivit för Energi-kommissionen. På basis av dessa uppgifter har kapitalkostnaderna beräknats,
- för tidigare år har samma procentuella fördelning av kapital-kostnaderna mellan reaktorer använts som 1992 - 1994.

Vid beräkningen av produktionskostnader har följande ändring gjorts i förhållande till vad som redovisats under avsnitt 3:

- Forsmark redovisar relativt betydande intäkter vid sidan av kraftförsäljning, 1994 uppgick de till 205,8 Mkr. Vi har antagit att de huvudsakligen avser ersättning för drift av gasturbinerna i Gunnarsbo och Hallstavik samt av slutförvar av radioaktivt avfall för Vattenfalls och SKBs räkning. Vi har vidare antagit att ersättningen härför är kostnadsbaserad. De fasta driftskostnaderna för Forsmark har därför minskats med samma belopp som posten "Övriga rörelse-intäkter" uppgår till med ett undantag. Fram t.o.m. 1987 erhöll Forsmark särskild ersättning från staten för förluster genom lägre kraftproduktion till följd av att byggandet och därmed idrifttagningen

av Forsmark III blivit försenad på grund av skilda regeringsbeslut. Denna ersättning om sammanlagt 940 Mkr under åren 1984 - 1987 har redovisats under posten Övriga rörelseintäkter. Vi har dock valt att inte reducera driftskostnaderna med denna ersättning då uppgiften har varit att ta fram de faktiska produktionskostnaderna.

Baserat på gjorda antaganden erhålls följande inflationsjusterade kostnad (öre) per kWh för Forsmark under den studerade perioden:

År	Driftskostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
1994	8,6	3,1	4,7	16,5
1993	9,2	3,4	6,9	19,6
1992	10,0	2,6	9,2	21,9
1991	9,9	3,4	6,9	20,3
1990	10,7	4,2	7,2	22,2
1989	11,8	4,2	9,9	25,8
1988	11,3	4,8	9,0	25,1
1987	12,7	4,2	11,3	28,2
1986	11,7	4,5	11,9	28,1
1985	14,0	5,3	12,0	31,2
1984	15,0	4,6	10,8	30,4

Samtliga kostnadsslag, driftskostnader, avskrivningar samt räntor har minskat under den studerade perioden. Jämfört med genomsnittlig driftskostnad under perioden, 11,36 öre/kWh, har driftskostnaden under 1990-talet minskat med knappt 2 öre/kWh.

Vid en uppdelning på de tre reaktorerna erhålls följande kostnad per kWh (öre):

Reaktor I	Driftskostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
1994	9,0	2,0	3,0	14,1
1993	9,5	1,6	3,3	14,4
1992	10,4	1,2	4,4	16,0
1991	10,1	1,6	3,2	14,9
1990	11,2	2,1	3,6	16,9
1989	12,1	2,0	4,7	18,8
1988	11,5	2,2	4,2	18,0

Reaktor II	Driftskostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
1994	8,9	1,9	2,8	13,6
1993	9,7	1,8	3,6	15,2
1992	10,4	1,3	4,8	16,5
1991	10,4	1,8	3,6	15,7
1990	11,0	2,2	3,7	16,9
1989	12,3	2,2	5,2	19,7
1988	11,4	2,3	4,4	18,2

Reaktor III	Driftskostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
1994	8,2	5,0	7,7	20,9
1993	8,7	6,2	12,5	27,3
1992	9,4	4,7	16,9	31,1
1991	9,4	6,4	12,8	28,6
1990	10,0	7,6	13,0	30,5
1989	11,1	7,7	18,0	36,7
1988	11,1	9,3	17,8	38,2

Reaktor III har lägre driftskostnader än reaktor I och II beroende på större produktion och följaktligen lägre fasta driftskostnader per kWh. De högre investeringskostnaderna för reaktor III kompenseras inte av den större produktionen. Sammanlagt får alltså reaktor III de högsta produktionskostnaderna med de förutsättningar som vi har redovisat.

I bilaga 1 redovisas de detaljerade beräkningarna.

3.2 OKG

Vid beräkningarna av investeringarna i enskilda reaktorer i OKG har följande antaganden gjorts:

- fram t.o.m. 1984 har kostnaden fördelats lika mellan reaktor I och II,
- 1985 - 1986 är Reaktor III under konstruktion och alla investeringar har hänförts till denna,
- 1987 sker omfattande ombyggnader på reaktor II och III. Investeringar på maskiner har fördelats med 40 % på reaktor II och III och 20 % på reaktor I. Byggnader och markanläggningar har fördelats lika mellan reaktorerna,
- 1988 - 1992 har investeringarna fördelats lika mellan reaktorerna,
- 1993 sker ombyggnad på reaktor I och II. Alla investeringar har delats mellan dessa två reaktorer,
- 1994 avser 558,6 Mkr av investeringarna reaktor I. Resterande investeringar har delats lika mellan reaktor I och II.

Vid beräkningen av produktionskostnader har följande ändring gjorts i förhållande till vad som redovisats under avsnitt 3:

OKG redovisar relativt betydande intäkter vid sidan av kraftförsäljning, 1994 uppgick de till 146,3 Mkr. Vi har antagit att de huvudsakligen avser ersättning för drift av slutförvar av radioaktivt avfall för SKBs räkning. Vi har vidare antagit att ersättningen härför är kostnadsbaserad. De fasta driftskostnaderna för OKG har därför minskats med samma belopp som posten Övriga rörelseintäkter uppgår till.

År	Driftskostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
1994	12,0	3,5	6,0	21,5
1993	13,9	4,2	8,3	26,4
1992	11,9	3,7	9,5	25,2
1991	10,1	3,0	7,7	20,7
1990	11,5	3,6	8,3	23,4
1989	11,5	3,9	9,6	25,0
1988	11,9	4,3	9,3	25,6
1987	12,9	4,4	10,6	27,9
1986	11,8	3,7	10,5	26,0
1985	17,6	2,9	6,3	26,7

Den genomsnittliga driftskostnaden under perioden har uppgått till 12,51 öre/kWh. Under åren 1991-1993 ökade driftskostnaderna per kWh kontinuerligt. Skälet torde främst vara den minskade produktionen under denna period. 1994 sjönk driftskostnaderna åter till följd av ökad produktion.

Reaktor I	Driftskostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
1994	-	-	-	-
1993	-	-	-	-
1992	22,5	2,6	6,8	31,9
1991	13,5	1,4	3,6	18,6
1990	17,4	2,0	4,5	23,8
1989	15,0	1,7	4,2	21,0
1988	16,4	2,1	4,4	22,9
1987	16,4	1,8	4,2	22,4
1986	15,6	1,6	4,5	21,7
1985	20,6	1,0	2,1	23,6

Reaktor II	Driftskostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
1994	11,7	1,1	1,9	14,6
1993	17,7	2,0	3,8	23,5
1992	15,7	1,7	4,5	21,9
1991	11,9	1,2	3,1	16,2
1990	12,6	1,3	2,9	16,8
1989	13,1	1,5	3,6	18,1
1988	12,6	1,4	3,0	17,0
1987	13,9	1,4	3,4	18,8
1986	13,1	1,2	3,3	17,6
1985	16,4	0,7	1,5	18,5

Reaktor III	Driftskostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
1994	8,1	4,0	6,9	19,0
1993	8,5	4,4	8,6	21,4
1992	8,3	4,6	11,9	24,8
1991	8,0	4,4	11,2	23,6
1990	9,0	5,4	12,4	26,8
1989	9,2	6,1	14,8	30,0
1988	9,8	7,0	15,1	31,9
1987	10,7	7,4	17,9	36,0
1986	9,8	5,8	16,4	32,0
1985	16,6	6,5	14,2	37,3

Driftskostnaderna för de olika reaktorerna har påverkats kraftigt av produktionsstörningarna i reaktor I och II. Reaktor I har varit driftstoppad sedan hösten 1992. Produktionen i Reaktor II låg 1992 och 1993 på ungefär två tredjedelar av tidigare nivåer under perioden. Under 1994 ökade produktionen kraftigt och den översteg genomsnittet för perioden 1985 - 1994.

För reaktor III har driftskostnaderna den senaste femårsperioden pendlat mellan 8,0 öre/kWh och 9,0 öre/kWh.

Reaktor III har väsentligt högre kapitalkostnader än Reaktor I och II. Reaktorn har större kapacitet och byggdes i ett högre kostnadsläge än Reaktor I och II.

I bilaga 2 redovisas de detaljerade beräkningarna.

3.3 Barsebäck

Vid beräkningarna av investeringarna i enskilda reaktorer vid Barsebäck har följande antaganden gjorts :

- 1975 har alla investeringar hänförs till reaktor I utom arbete och förskott till leverantörer. Dessa hänförs till reaktor II. Reaktor I togs i drift 1975-07,
- 1976 - 77 har alla investeringar hänförs till reaktor II. Denna togs i drift 1977-01,
- 1978 - 85 har alla investeringarna delas lika mellan de båda reaktorerna,
- 1986 har maskininvesteringarna delats upp så att 75 % belastar reaktor I och 25 % reaktor II. Under året har omfattande arbeten skett på turbinsidan på reaktor I samt utbyte av högtrycksturbinen. Övriga investeringar har fördelats lika mellan reaktorerna,
- 1987 - 1988 har maskininvesteringarna delats upp så att 25 % belastar reaktor I och 75 % belastar reaktor II p g a investeringar i reaktors II:s högtrycksturbin. Övriga investeringar har fördelats lika mellan reaktorerna,
- 1989 - 1992 har alla investeringar delas lika mellan reaktorerna,
- 1993 har alla investeringar fördelats lika mellan reaktorerna. Under året har nödkylningen förbättrats på båda reaktorerna, vilket tog en månad för vardera reaktorn,
- 1994 har alla investeringar fördelats lika mellan reaktorerna.

Vid beräkningen av produktionskostnader har följande ändring gjorts i förhållande till vad som redovisats under avsnitt 3:

Barsebäck redovisar relativt betydande intäkter vid sidan av kraftförsäljning, 1994 uppgick de t ex till 110,8 Mkr. Det framgår inte av årsredovisningen vad intäkten avser. Vi har antagit, i likhet med Forsmark och OKG, dels att intäkten inte är direkt hänförlig till kärnkraftproduktionen, dels att ersättningen är kostnadsbaserad. De fasta driftskostnaderna för Barsebäck har därför minskats med samma belopp som posten Övriga rörelseintäkter uppgår till.

År	Driftskostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
1994	12,7	1,5	0,4	14,5
1993	14,4	2,3	0,5	17,3
1992	14,5	2,4	1,0	17,9
1991	11,1	1,4	0,9	13,4
1990	12,2	1,6	0,9	14,6
1989	12,4	1,6	0,6	14,6
1988	12,6	1,6	0,6	14,8
1987	13,8	1,6	0,8	16,2
1986	14,0	1,7	1,1	16,8
1985	13,4	1,6	1,3	16,4
1984	13,6	1,7	1,4	16,7

Den genomsnittliga driftskostnaden under perioden har uppgått till 13,15 öre/kWh. Under åren 1984 - 1991 sjönk driftskostnaderna från nivån 14 öre/kWh till cirka 11 öre/kWh. Under åren 1992 - 1993 ökade driftskostnaderna per kWh till 14 öre/kWh. 1994 sjönk driftskostnaderna till 12,7 öre/kWh till följd av ökad produktion.

Avskrivningarna låg under perioden 1984 - 1991 på knappt 2 öre/kWh för att därefter öka till drygt 2 öre/kWh. Skälet var att produktionen minskade. 1994 sjönk avskrivningarna till 1,5 öre/kWh.

Reaktor I	Driftskostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
1994	12,1	1,3	0,3	13,7
1993	14,0	2,1	0,5	16,5
1992	14,1	2,1	0,8	17,1
1991	11,2	1,3	0,8	13,3
1990	12,1	1,4	0,8	14,2
1989	12,3	1,5	0,5	14,2
1988	12,6	1,5	0,5	14,6
1987	13,7	1,4	0,7	15,8
1986	13,7	1,5	1,0	16,2
1985	13,7	1,5	1,2	16,3
1984	13,5	1,5	1,2	16,1

Reaktor II	Driftskostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
1994	13,3	1,7	0,5	15,5
1993	14,9	2,6	0,6	18,1
1992	14,9	2,8	1,1	18,8
1991	11,0	1,6	1,0	13,5
1990	12,2	1,8	1,0	15,0
1989	12,5	1,8	0,6	14,9
1988	12,6	1,8	0,6	15,0
1987	14,0	1,8	0,8	16,6
1986	14,2	1,9	1,3	17,4
1985	13,2	1,8	1,4	16,5
1984	13,8	1,9	1,6	17,2

Driftskostnaderna per producerad kWh i Reaktor I och II ökade väsentligt under 1992 och 1993 genom att produktionen sjönk till cirka två tredjedelar av nivåerna under tidigare år under perioden. Driftskostnaderna minskade 1994 för båda reaktorerna till följd av ökad produktion.

Kapitalkostnaderna är jämfört med andra kärnkraftverk låga.

I bilaga 3 redovisas de detaljerade beräkningarna.

3.4 Ringhals

Baserat på erhållna uppgifter från Vattenfall blir produktionskostnaderna följande för Ringhals.

År	Driftskostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
1994	9,52	2,27	1,53	13,32
1993	11,22	2,74	2,13	16,08
1992	12,03	2,60	2,41	17,04

Den genomsnittliga driftskostnaden har under perioden uppgått till 10,92 öre/kWh.

Reaktor I	Driftskostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
1994	10,82	2,10	1,41	14,33
1993	14,28	2,56	2,08	18,93
1992	18,15	2,94	2,94	24,03

För reaktor I har den genomsnittliga driftskostnaden under 1992 - 1994 uppgått till 14,42 öre/kWh.

Reaktor II	Driftskostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
1994	9,41	2,19	1,55	13,15
1993	17,83	4,92	4,01	26,76
1992	11,50	2,60	2,44	16,54

För reaktor II har den genomsnittliga driftskostnaden under 1992 - 1994 uppgått till 12,91 öre/kWh.

Reaktor III	Driftskostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
1994	8,72	2,58	1,53	12,82
1993	8,69	2,58	1,74	13,01
1992	11,15	2,97	2,46	16,58

För reaktor III har den genomsnittliga driftskostnaden under 1992 - 1994 uppgått till 9,52 öre/kWh.

Reaktor IV	Driftskostnad	Avskrivningar	Räntor	Summa
1994	9,38	2,17	1,62	13,0
1993	9,19	2,09	1,77	13,0
1992	10,01	2,09	2,07	14,0

För reaktor IV har den genomsnittliga driftskostnaden under 1992 - 1994 uppgått till 9,53 öre/kWh.

I bilaga 4 redovisas de detaljerade beräkningarna.

3.5 Sammanfattning och slutsatser

För den studerade perioden 1984 - 1994 har Forsmark haft de lägsta genomsnittliga driftskostnaderna 11,36 öre/kWh medan OKG (12,51) och Barsebäck (13,15) legat cirka 1 - 2 öre/kWh högre. Skälen härtill torde

vara att en stor del av driftskostnaderna är fasta och att reaktorerna i Forsmark, som har större produktionskapacitet i genomsnitt än reaktorerna i Barsebäck och OKG, följaktligen får lägre driftskostnader. Driftstörningarna i Barsebäck och OKG har också varit större än i Forsmark.

Driftskostnaderna per kWh i Forsmark har visat en sjunkande tendens under perioden. I både Barsebäck och OKG har driftskostnaderna ökat kraftigt under 1992 - 1993 till följd av driftstörningar. Under 1994 minskade driftskostnaderna per kWh till följd av att både Barsebäck och OKG kraftigt ökade sin produktion.

Avskrivningarna har hela perioden legat lägst i Barsebäck, medan OKG och Forsmark de senaste legat på ungefär samma nivå uttryckt i öre/kWh. Detsamma gäller kostnader för räntor.

Vad gäller enskilda reaktorer har reaktorerna i Barsebäck samt de två äldsta reaktorerna i OKG och Ringhals de högsta driftskostnaderna.

För Ringhals har material erhållits för perioden 1992 - 1994. Det innebär att jämförbarheten med övriga verk är begränsad. Den genomsnittliga driftskostnaden är 10,9 öre/kWh. För övriga verk har driftskostnaderna under denna period varit 9,3 för Forsmark, 12,6 för OKG och 13,9 för Barsebäck.

4 Ekonomiska relationer mellan kärnkraftbolagen och deras ägare

4.1 Kartläggning

Ekonomiska relationer mellan ett bolag och dess ägare kan vara av olika natur. Den vanligaste relationen är att ägaren erhåller utdelning på sitt aktieinnehav. Det finns dock andra mellanhavanden särskilt i de fall ägaren utgörs av en juridisk person. Det kan vara att bolaget säljer eller köper tjänster och/eller varor från ägaren. I det fall bolag och dess ägare ingår i ett koncernförhållande skall det framgå av årsredovisningen hur stora de koncernmässiga relationerna är. Det framgår normalt inte hur stora internköp resp internförsäljningarna är mellan varje enskilt bolag inom en koncern, vilket försvårar analyser av mellanhavandena.

Vad gäller interna mellanhavanden mellan helägda dotterbolag sinsemellan eller i relation till moderbolaget kan incitamentet till marknadsmässig prissättning av varor och tjänster vara lågt då resultat-effekten ändå hamnar hos ägarna. Det kan t o m vara så att vissa tjänster utförs av en part helt vederlagsfritt. Det som talar för att mellanhavandena skall ske till marknadsmässiga priser är att det därigenom är möjligt att bättre mäta effektiviteten i organisationerna.

Det kan ur skattesynpunkt vara förmånligt att i vissa fall ej redovisa vinster i vissa bolag. Genom att genomföra vissa transaktioner till ej marknadsmässig ersättning kan resultat flyttas mellan olika bolag. I det fall det rör sig om dotterbolag med mer än 90 procentigt ägande kan samma effekt uppnås via koncernbidrag. Vid andra ägarförhållanden finns inte denna möjlighet. För att varje part skall få rättvisande del av resultatet finns därför ett starkt incitament till marknadsmässig prissättning.

Vad gäller samtliga kärnkraftverk kan det konstateras att ägarna svarat för en stor del av finansieringen av anläggningkapitalet. Det finns även betydande rörelseskulder och rörelsefordringar mellan kärnkraftverken och ägarna.

Ringhals

Ringhals är en del av Vattenfall AB och det finns därför ingen separat offentlig årsredovisning för verksamheten. Det är mot denna bakgrund inte möjlig att utifrån officiellt tillgängligt material uttala sig om de interna transaktioner som sker mellan kärnkraftverksamheten i Ringhals och Vattenfalls övriga verksamhet sker till marknadsmässiga villkor.

Forsmarks kraftgrupp

Forsmark ägs till 74,5 % av Vattenfall och 25,4 % av Mellansvenska Kraftgrupp AB. Delägarna i Mellansvenska Kraftgrupp är Gullspång Kraft AB, Krångede AB, Stockholm Energiproduktion AB och Värmlandskraft-Forsmarkdelägarna AB.

Av årsredovisningen för Forsmark framgår att bolagets ägare genom avtal åtagit sig att via kraftavgifter svara för bolagets samtliga kostnader i förhållande till sina andelar. Vidare framgår att verksamheten i princip inte skall ge något överskott.

Tolkningen av orden "samtliga kostnader" bör enligt vår mening vara att samtliga kostnader verkligen finns med i det belopp som anges i årsredovisningen och att det inte finns några kostnader som täcks på annat sätt.

Driften av kärnkraftverket sköttes av Vattenfall på entreprenad t o m 1992. Därefter har driftorganisationen övertagits av Forsmark. Det innebär att mellanhavandena har minskat mellan Vattenfall och Forsmark.

Forsmark lämnade 1994 ersättning till koncernbolag för inköp av vissa tjänster om totalt 208 Mkr. Denna ersättning utgjorde 0,9 öre per kWh eller 10 % av driftkostnaderna för kärnkraft alternativt cirka 5 % av produktionskostnaderna. Ersättningen har ökat kraftigt jämfört med 1993 då den uppgick till cirka 70 Mkr.

I och med att det finns två olika ägare till Forsmark ökar komplexiteten i det fall man önskar att exkludera vissa tjänster eller produkter från den officiella redovisningen. Det innebär att den avräkning som skall ske avseende kraftavgifterna måste anpassas med hänsyn till dessa justeringar.

Mot bakgrund av vad som angivits ovan förefaller det inte troligt att kostnader som hör till driften av Forsmark istället belastat dess ägare.

Forsmark har långfristiga skulder om 6633 Mkr 1994-12-31. Härav svarar ett svenskt obligationslån för 1390 Mkr, lån hos Vattenfall Treasury om 2525 Mkr och utländska lån 2129 Mkr. Ny finansiering sker hos Vattenfallkoncernens internbank, Vattenfall Treasury. Lån från

delägarna uppgår till 4502 Mkr, varav från Vattenfall 3354 Mkr.

Forsmark har fordringar på delägarna om sammanlagt 5935 Mkr, varav 187 Mkr är kortfristig del 1994-12-31.

Räntevillkoren på lån från ägarna och fordringar på dessa framgår inte av årsredovisningarna. Överslagsmässigt motsvarar erlagda räntor till Vattenfall en räntesats om cirka 10 %. Som framgått av avsnitt 2.1 regleras mellanhavanden som avser extra kraftavgifter genom revers som löper utan ränta.

OKG

OKG har ett flertal energiföretag som ägare där Sydkraft dominerar med över 50 % av aktiekapitalet. OKG är sedan 1993 ett dotterbolag till Sydkraft.

Enligt ett konsortialavtal skall delägarna för levererad kraft erlagga avgifter som täcker OKGs nettokostnader. Av årsredovisningen för 1994 framgår att bland rörelsekostnaderna finns 29 Mkr som avser inköp från andra koncernföretag inom Sydkraftkoncernen. Kostnaden uppgick till 0,2 öre per kWh 1993.

Detta tyder på att de interna mellanhavandena vad avser rörelsekostnaderna är mycket små i relation till bolagets driftskostnader, cirka 2 %, eller cirka 1 % av produktionskostnaderna.

Mot bakgrund av samma skäl som vad avser Forsmark förefaller det som om det inte finns några driftskostnader som hör till driften av verket och som belastat ägarna direkt.

OKG har långfristiga skulder om 6900 Mkr 1994-12-31. Härav svarar svenska och utländska obligationslån för 4849 Mkr. Därutöver har OKG lån från delägarna om 1800 Mkr. Ränta utgår på dessa lån fr.o.m. 1993. OKG har fordringar på delägarna om sammanlagt 7800 Mkr 1994-12-31. Härav avser 2098 Mkr fordringar för fakturerade kraftavgifter för 1994 och tidigare för vilken betalning ännu inte infordrats för OKGs löpande drift. På dessa fordringar utgår ränta fr.o.m. 1993.

Räntenettet 1994 avseende övriga fordringar på delägare (2098 Mkr) och lån från delägarna (1800 Mkr) uppgick till 54,6 (159,2) Mkr OKG tillgodo. Härav svarade Sydkraftkoncernen för 24,6 (86,8) Mkr.

Räntevillkoren på lån från ägarna och fordringar på dessa framgår inte av årsredovisningarna. Räknet på genomsnittlig fordran motsvarar erhållen ränta en räntesats om 8,7 %. Som framgått av avsnitt 2.1

regleras mellanhavanden som avser extra kraftavgifter genom revers som löper utan ränta.

Barsebäck

Barsebäck Kraft AB, tidigare Sydsvenska Värmekraft AB, är ett helägt dotterbolag till Sydkraft AB. Av årsredovisningen framgår det att 5 % av inköpen av material och tjänster under 1994 (20 % år 1993) har köpts från övriga koncernbolag. Orsaken till det höga mellanhavandet under 1993 är att verksamheten hade drivits på entreprenad av Sydkraft. Fr o m 1994 är all personal anställd i Barsebäck, vilket enligt bolaget innebär att verksamheten därmed drivs efter samma principer som övriga bolag i koncernen. Vad som mer i detalj menas med den sista meningen framgår dock inte.

Vi har jämfört de ovan nämnda 20 procenten med motsvarande siffra när Vattenfall drev Forsmark på entreprenad. Vattenfall erhöll då knappt 40 % av totalkostnaden som ersättning från Forsmark. Någon förklaring till denna stora diskrepans har vi dock ej kunna finna.

Till skillnad från de två tidigare beskrivna kraftverken Forsmark och OKG är Barsebäck helägt. Detta innebär att det inte finns några intressekonflikter vad avser fördelning av resultat. Det bör dock konstateras att det inte heller finns några skattemässiga skäl att justera resultatet inom koncernen då eventuella överskott från Barsebäck kan disponeras skattefritt via koncernbidrag.

Vi kan dock konstatera att då relationen mellan Barsebäck och andra koncernbolag varit stora kan även smärre avvikelser från marknads-mässig prissättning för varor och tjänster få stor effekt på kostnaderna. Det bör dock observeras att Barsebäck är det kärnkraftverk som har den högsta genomsnittskostnaden per kWh.

Barsebäck har långfristiga skulder om 237 Mkr 1994-12-31. Härav svarar skulden till moderbolaget för 229 Mkr. Därutöver finns en kortfristig skuld till koncernbolag om 377 Mkr.

Barsebäck har kortfristiga fordringar på koncernbolag om sammanlagt 246 Mkr 1994-12-31.

Barsebäck redovisar räntor till och från moderbolag. De redovisade räntorna från moderbolaget uppgick 1994 till 0 kr, medan räntorna till moderbolaget uppgick till 40.527 Kkr. I förhållande till genomsnittlig skuld motsvarar nämnda belopp en ränta om 12,5 %.

4.2 Jämförelse med TVO

Vi har som angivits ovan beräknat de genomsnittliga driftskostnaderna (öre/kWh) för Forsmark, OKG och Barsebäck. Dessa uppgår till 11,36 för Forsmark, 12,51 för OKG och 13,15 för Barsebäck.

Vi har som en känslighetsanalys gjort jämförelse med det finska kärnkraftföretaget Teollisuuden Voima OY (TVO). Bolagets två reaktorer producerade under 1992 11 593 GWh vilket var ett kapacitetsutnyttjande av drygt 93 %.

Baserat på de för bolaget redovisade driftskostnaderna för perioden 1988 - 92 har vi årligen räknat om kostnaderna till svenska kronor och därefter räknat om kostnaderna till 1994 års nivå med NPI. Vi erhåller då en kostnad om 11,9 öre/kWh. Vi kan konstatera att denna kostnad ligger inom det intervall som redovisats för de svenska kärnkraftverken ovan.

4.3 Slutsats

Kärnkraftverken har inte som primärt syfte att redovisa vinst. Resultatet av verksamheten kommer istället ägarna till del genom nivån på kraftavgifterna. Prissättningen sker således inte utifrån marknadsmässiga grunder utan snarare utifrån verkens totala kostnader. Dessa kostnader påverkas delvis av skattemässiga överväganden genom att stora överavskrivningar görs. Vi har i våra beräkningar inte inkluderat kostnader för överavskrivningar. Ägarna är vidare skyldiga att köpa kraft i proportion till sin ägarandel.

Utifrån det material som vi analyserat finns det inget som stöder att driftskostnader som är hänförliga till kärnkraftföretagen istället bärs av dess ägare. Vid en jämförelse med det finska kärnkraftföretaget TVO kan vi konstatera att dess driftskostnader ligger i nivå med de svenska företagen. Vad gäller kapitalkostnader är bilden mer splittrad. Som exempel kan nämnas att OKG inte betalade någon ränta på lån från delägarna före 1993 och inte heller erhöll någon ränta på fordringar. Delägarna har således historiskt burit en del av kapitalkostnaderna. För att få en samlad bild av i vilken utsträckning marknadsmässiga relationer råder i finansieringshänseende mellan ägarna och kärnkraftsbolagen fordras dock mer information än vad som framgått av årsredovisningarna.

Bilaga 1

Forsmark Kärnkraftsverk

Justerat till 1994-års prisnivå
Mkr

	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985	1984
Driftskostnad	2.101,5	2.047,2	2.182,1	2.314,3	2.201,6	2.285,0	2.413,1	2.546,9	2.610,2	2.154,6	1.851,9
Avskrivning	754,6	759,1	561,1	800,7	871,7	817,1	1.010,1	841,6	1.004,0	811,8	572,6
Räntor	1.150,4	1.528,7	2.009,0	1.606,2	1.492,8	1.916,3	1.922,0	2.274,3	2.671,8	1.851,5	1.335,8
Summa kostnad	4.006,5	4.335,0	4.752,2	4.721,2	4.566,1	5.018,4	5.345,2	5.662,8	6.286,1	4.817,9	3.758,4
Produktion GWh	24.295	22.173	21.749	23.292	20.614	19.427	21.265	20.071	22.362	15.430	12.378
Kostnad per kWh, Öre										f 3 i drift	
Driftskostnad	8,6	9,2	10,0	9,9	10,7	11,8	11,3	12,7	11,7	14,0	15,0
Avskrivning	3,1	3,4	2,6	3,4	4,2	4,2	4,8	4,2	4,5	5,3	4,6
Räntor	4,7	6,9	9,2	6,9	7,2	9,9	9,0	11,3	11,9	12,0	10,8
Summa	16,5	19,6	21,9	20,3	22,2	25,8	25,1	28,2	28,1	31,2	30,4

Analys av driftskostnaden

Driftskostnad medel Öre = 11,36

Justerad Driftskostnad Mkr

Diff mot redovisad driftskostnad

2.759,2	2.518,2	2.470,1	2.645,3	2.341,2	2.206,3	2.415,1	2.279,5	2.539,7	1.752,4	1.405,8
(657,7)	(471,0)	(388,0)	(331,0)	(139,6)	78,7	(2,0)	267,4	70,5	402,2	446,1
1	1.014	1.057	1.102	1.163	1.242	1.319	1.409	1.448	1.509	1.614

Justerat med nettoprisindex till
1994-års prisnivå.

**Forsmark Kärnkraftsverk
Reaktor 1**

Mkr	1994	1995	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985
Miljö-bränsle	340,0	327,1	332,0	379,3	342,2	373,0	442,0	0,0	0,0	0,0
Total Driftskostnad	668,0	664,7	706,9	757,2	700,4	740,6	788,3	849,0	870,1	718,2
Avskrivning	147,1	113,9	84,2	120,1	130,8	122,6	151,5	126,2	150,6	121,8
Räntor	224,3	229,3	301,4	240,9	223,9	287,4	288,3	341,1	400,8	277,7
Summa	1 039,5	1 007,9	1 092,4	1 118,2	1 055,1	1 150,6	1 228,1	1 316,3	1 421,4	1 117,7
Produktion GWh	7 392	7 012	6 828	7 483	6 260	6 130	6 839	0	0	0
Kostnad per kWh Öre										
Driftskostnad	9,0	9,5	10,4	10,1	11,2	12,1	11,5			
Avskrivning	2,0	1,6	1,2	1,6	2,1	2,0	2,2			
Räntor	3,0	3,3	4,4	3,2	3,6	4,7	4,2			
Summa	14,1	14,4	16,0	14,9	16,9	18,8	18,0			

Driftskostnad medel Öre = 10,54

**Forsmark Kärnkraftsverk
Reaktor 2**

Mkr	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985
Miljö-bränsle	353,1	313,0	327,6	362,4	350,7	361,1	450,2	0,0	0,0	0,0
Driftskostnad	681,1	650,6	702,5	740,3	709,0	728,7	796,5	849,0	870,1	718,2
Avskrivning	143,4	121,5	89,8	128,1	139,5	130,7	161,6	134,7	160,6	129,9
Räntor	218,6	244,6	321,4	257,0	238,9	306,6	307,5	363,9	427,5	296,2
Summa	1 043,0	1 016,7	1 113,7	1 125,4	1 087,3	1 166,0	1 265,6	1 347,5	1 458,2	1 144,3
Produktion GWh	7 676	6 710	6 738	7 149	6 416	5 933	6 966	0	0	0
Kostnad per kWh Öre										
Driftskostnad	8,9	9,7	10,4	10,4	11,0	12,3	11,4			
Avskrivning	1,9	1,8	1,3	1,8	2,2	2,2	2,3			
Räntor	2,8	3,6	4,8	3,6	3,7	5,2	4,4			
Summa	13,6	15,2	16,5	15,7	16,9	19,7	18,2			

Driftskostnad medel Öre = 10,59

Forsmark Kärnkraftsverk

Reaktor 3	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985
Mkr	424,4	394,2	397,8	419,0	433,9	448,1	482,1	0,0	0,0	0,0
Miljöbörlande	752,4	731,8	772,7	816,9	792,2	815,7	838,4	849,0	870,1	718,2
Driftkostnad	464,1	523,8	387,1	532,5	601,5	563,8	697,0	580,7	692,8	560,2
Avskrivning	707,5	1 054,8	1 386,2	1 108,3	1 030,1	1 322,2	1 326,2	1 569,2	1 843,6	1 277,6
Räntor	1 924,0	2 310,4	2 546,1	2 477,6	2 423,7	2 701,8	2 851,5	2 998,9	3 406,4	2 555,9
Summa	9 227	8 451	8 182	8 660	7 938	7 364	7 460	0	0	0

Kostnad per kWh, Öre	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985
Driftkostnad	8,2	8,7	9,4	9,4	10,0	11,1	11,1			
Avskrivning	5,0	6,2	4,7	6,4	7,6	7,7	9,3			
Räntor	7,7	12,5	16,9	12,8	13,0	18,0	17,8			
Summa	20,9	27,3	31,1	28,6	30,5	36,7	38,2			

Driftkostnad medel Öre = 9,69

Forsmark Kärnkraftsverk

Produktion	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985
Prod. reaktor 1	7 392	7 012	6 828	7 483	6 260	6 130	6 839			
Prod. reaktor 2	6 676	6 710	6 738	7 149	6 416	5 933	6 966			
Prod. reaktor 3	9 227	8 451	8 182	8 660	7 938	7 364	7 460			
Total prod.	24 296	22 173	21 749	23 292	20 614	19 427	21 265	0	0	0

Utkomst efter skatter från Vinstmånad	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985
Reaktor 1 del av avskr.	19,5%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
Reaktor 2 del av avskr.	19,0%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%
Reaktor 3 del av avskr.	61,5%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

År	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985
År	205,8	210,7	102,8	150	40,5	11,9	41,6	4,6	67,9	2,4
Miljöbörlande	4,6	4,6	4,6	4,6	4,7	4,9	4,9	4,4	4,4	4,4

År för icke kärnkraftsrelaterade kostnader

Oskarshamn kärnkraftsverk

Justerat till 1994-års prisnivå

Mkr	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985
Driftskostnad	1 548,4	1 516,8	1 540,3	1 650,9	1 627,5	1 709,1	1 743,5	1 876,1	1 871,7	1 851,4
Avskrivning	452,0	462,7	475,3	491,4	514,6	584,0	634,3	638,7	588,3	303,6
Räntor	777,8	909,6	1 231,3	1 253,7	1 178,0	1 425,7	1 358,8	1 542,4	1 655,6	659,6
Summa kostnad	2 778,2	2 889,1	3 246,9	3 396,0	3 320,1	3 718,8	3 736,6	4 057,2	4 115,6	2 814,6
Produktion GWh	12 941	10 950	12 907	16 388	14 184	14 904	14 592	14 521	15 799	10 534
Kostnad per KWh Öre										
Driftskostnad	12,0	13,9	11,9	10,1	11,5	11,5	11,9	12,9	11,8	17,6
Avskrivning	3,5	4,2	3,7	3,0	3,6	3,9	4,3	4,4	3,7	2,9
Räntor	6,0	8,3	9,5	7,7	8,3	9,6	9,3	10,6	10,5	6,3
Summa	21,5	26,4	25,2	20,7	23,4	25,0	25,6	27,9	26,0	26,7

Analys av driftskostnaden

Driftskostnad medel Öre = 12,51

Justerad Driftskostnad Mkr

Diff mot redovisad driftskostnad

	1 618,4	1 369,4	1 614,1	2 049,4	1 773,8	1 863,8	1 824,8	1 815,9	1 975,8	1 317,3
	(70,0)	147,5	(73,8)	(398,5)	(146,3)	(154,7)	(81,4)	60,1	(104,1)	534,0
Justerad med nettoprisindex till 1994-års prisnivå.	1	1 014	1 057	1 102	1 163	1 242	1 319	1 409	1 448	1 509

Bilaga 2

Oskarshamn kärnkraftsverk

Reaktor 1	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985
Mkr	0,0	0,0	79,2	155,0	121,8	165,7	158,6	191,3	199,7	182,8
Mjöljörbränsle										
Total Driftskostnad	335,0	350,2	401,7	452,5	433,4	476,2	470,3	530,2	488,0	566,8
Avskrivning	66,1	48,5	46,6	47,6	49,0	55,0	58,7	56,9	50,4	26,4
Räntor	113,7	95,3	120,7	121,5	112,3	134,3	125,8	137,4	141,9	57,3
Summa	514,7	494,0	569,0	621,6	594,7	665,5	654,8	724,5	680,4	650,4
Produktion GWh	0	0	1.785	3.349	2.494	3.176	2.863	3.233	3.134	2.753
Kostnad per KWh Öre										
Driftskostnad			22,5	13,5	17,4	15,0	16,4	16,4	15,6	20,6
Avskrivning			2,6	1,4	2,0	1,7	2,1	1,8	1,6	1,0
Räntor			6,8	3,6	4,5	4,2	4,4	4,2	4,5	2,1
Summa			31,9	18,6	23,8	21,0	22,9	22,4	21,7	23,6

Driftskostnad medel Öre = 17,17

Oskarshamn kärnkraftsverk

Reaktor 2	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985
Mkr	187,4	111,2	126,6	189,9	197,8	205,5	244,7	250,3	272,6	261,1
Mjöljörbränsle										
Total Driftskostnad	522,3	461,4	449,0	487,4	509,4	516,1	556,4	589,2	560,9	645,1
Avskrivning	48,2	51,0	49,2	50,3	51,9	57,6	61,6	59,8	50,4	26,4
Räntor	82,9	100,2	127,4	128,3	118,7	140,6	131,9	144,4	141,9	57,3
Summa	653,5	612,5	623,6	666,0	680,0	714,3	749,8	793,5	753,3	728,8
Produktion GWh	4.461	2.611	2.851	4.103	4.050	3.940	4.417	4.230	4.278	3.933
Kostnad per KWh Öre										
Driftskostnad			15,7	11,9	12,6	13,1	12,6	13,9	13,1	16,4
Avskrivning			1,1	2,0	1,3	1,5	1,4	1,2	1,2	0,7
Räntor			3,8	3,1	2,9	3,6	3,0	3,4	3,3	1,5
Summa			21,9	16,2	16,8	18,1	17,0	18,8	17,6	18,5

Driftskostnad medel Öre = 13,87

Oskarshamn kärnkraftsverk

Reaktor 3	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985
Mkr										
Miljöbränsle	356,2	355,1	367,2	413,6	373,2	406,3	405,1	417,7	534,4	255,5
Driftkostnad	691,1	705,3	689,6	711,1	684,7	716,8	716,8	756,6	822,7	639,5
Avskrivning	337,7	363,2	379,5	393,5	413,7	471,4	514,0	522,0	487,5	250,9
Räntor	581,2	714,0	983,2	1.003,9	947,0	1.150,8	1.101,2	1.260,6	1.371,8	545,0
Summa	1.610,0	1.782,5	2.052,3	2.108,5	2.045,5	2.339,0	2.332,0	2.539,2	2.682,0	1.435,4
Produktion GWh	8.480	8.339	8.271	8.956	7.640	7.788	7.312	7.058	8.387	3.848
Kostnad per kWh Öre										
Driftkostnad	8,1	8,5	8,3	8,0	9,0	9,2	9,8	10,7	9,8	16,6
Avskrivning	4,0	4,4	4,6	4,4	5,4	6,1	7,0	7,4	5,8	6,5
Räntor	6,9	8,6	11,9	11,2	12,4	14,8	15,1	17,9	16,4	14,2
Summa	19,0	21,4	24,8	23,6	26,8	30,0	31,9	36,0	32,0	37,3

Driftkostnad medel Öre = 9,80

Oskarshamn kärnkraftsverk

Produktion	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985
Prod. reaktor 1	0	0	1.785	3.349	2.494	3.176	2.863	3.233	3.134	2.753
Prod. reaktor 2	4.461	2.611	2.851	4.103	4.050	3.940	4.417	4.230	4.278	3.933
Prod. reaktor 3	8.480	8.339	8.271	8.936	7.640	7.788	7.312	7.058	8.387	3.848
Total prod.	12.941	10.950	12.907	16.388	14.184	14.904	14.592	14.521	15.799	10.534
Energitillgänglighet										
Reaktor 1	0	0	50	89	65	88	75	89	84	74
Reaktor 2	89	55	60	84	89	88	88	89	89	88
Reaktor 3	89	92	90	92	86	93	84	91	93	--

Oskarshamn

	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985
Investering i										
Reaktor I										
Maskiner	558,6	96	16	21	12	24	49	49		
Byggnader	0,6	0	2	4	8	1	3	9		
Markanläggning	0	0	0	0	0	0	0	2		
Summa	559	96	18	25	20	25	52	60	0	44
Ack. summa	1.751	1.192	1.096	1.078	1.053	1.033	1.008	956	897	897
Reaktor II										
Maskiner	24	96	16	21	24	24	49	98		
Byggnader	0,7	0	2	4	8	1	3	9		
Markanläggning	0	0	0	0	0	0	0	2		
Summa	25	96	18	25	32	25	52	109		44
Ack. summa	1.278	1.253	1.157	1.139	1.114	1.082	1.057	1.005	897	897
Reaktor III										
Maskiner	24	0	16	21	24	24	49	98	124	
Byggnader	0,7	0	2	4	8	1	3	9	6	
Markanläggning	0	0	0	0	0	0	0	2	5	
Summa	25	0	18	25	32	25	52	109	135	3.853
Ack. summa	8.952	8.927	8.927	8.909	8.884	8.852	8.827	8.775	8.666	8.531
Mark			0	0	0	0	(1)	1	0	3
Total summa	609	192	54	75	84	74	156	278	135	3.940
Ack. tot. summa	11.980	11.372	11.180	11.126	11.051	10.966	10.893	10.737	10.459	10.324
Reaktor 1 del av avskr. %	15%	10%	10%	10%	10%	9%	9%	9%	9%	9%
Reaktor 2 del av avskr. %	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%	9%	9%	9%
Reaktor 3 del av avskr. %	75%	79%	80%	80%	81%	81%	81%	82%	83%	83%
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Avdrag för icke kärnkraftsrelaterade kostnader

År	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985
Miljöbörnsle	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,4	4,4
	146,3	137,7	106	98,1	92,9	75,3	81,6	77,3	245,5	54,3

Barsebäck Kärnkraftverk

Justerat till 1994-års prisnivå (NPI)

Mkr	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985	1984
Driftkostnad	1 026,6	862,1	799,5	1 008,9	1 035,3	1 056,0	1 106,1	1 246,6	1 187,8	1 129,4	1 112,8
Avskrivning	119,1	139,7	132,6	132,1	134,3	140,1	144,3	145,4	145,1	138,2	138,5
Räntor	32,5	30,7	53,7	82,0	73,8	47,4	48,8	67,6	95,4	111,4	112,3
Summa kostnad	1 178,1	1 032,4	985,7	1 223,0	1 243,4	1 243,5	1 299,3	1 459,6	1 428,4	1 379,0	1 363,5
Produktion GWh	8115	5984	5510	9111	8520	8534	8786	9004	8501	8405	8182
Kostnad per KWh Öre	12,7	14,4	14,5	11,1	12,2	12,4	12,6	13,8	14,0	13,4	13,6
Driftkostnad	1,5	2,3	2,4	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,6	1,7
Avskrivning	0,4	0,5	1,0	0,9	0,9	0,6	0,6	0,8	1,1	1,3	1,4
Räntor	14,5	17,3	17,9	13,4	14,6	14,6	14,8	16,2	16,8	16,4	16,7
Summa	10351	10338	10330	10334	10338	10342	10246	10232	9913	9883	9976
Total produktion GWh	-24	-431	-48	-35	-468	-717	-140	-198	0	0	0
Kraftbalansreglering	-778	-2174	-3327	-74	-47	-119	-39	-189	0	0	0
Fel i anläggningen	-1434	-1749	-1445	-1114	-1303	-972	-1281	-841	-1412	-1478	-1794
Normal revision	8115	5984	5510	9111	8520	8534	8786	9004	8501	8405	8182
Prod GWh	1 066,8	786,7	724,4	1 197,8	1 120,1	1 121,9	1 155,0	1 183,7	1 117,6	1 105,0	1 075,6
Driftkostnad medel Öre =	(40,3)	75,4	75,2	(188,9)	(84,8)	(65,9)	(48,9)	62,9	70,3	24,4	37,1+25584
Justerad Driftkostnad Mkr	1	1,014	1,057	1,102	1,163	1,242	1,319	1,409	1,448	1,509	1,614
Diff mot retovisad driftkostnad											
Justering med nettoprisindex till 1994-års prisnivå.											

13,15

Bilaga 3

Barsebäck Kärnkraftsverk

Reaktor 1

	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985	1984
Mkr											
Driftskostnad	528,9	437,5	405,4	501,5	520,2	531,1	553,1	626,0	600,0	559,5	559,9
Avskrivning	54,8	64,3	59,7	59,4	60,5	63,0	64,9	65,4	65,3	60,8	60,9
Räntor	14,9	14,1	24,1	36,9	33,2	21,3	22,0	30,4	42,9	49,0	49,4
Summa	598,6	515,9	489,2	597,9	613,8	615,4	640,0	721,8	708,2	669,3	670,2

Produktion GWh

4161

Kostnad per kWh Öre

Driftskostnad	12,1	14,0	14,1	11,2	12,1	12,3	12,6	13,7	13,7	13,7	13,5
Avskrivning	1,3	2,1	2,1	1,3	1,4	1,5	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5
Räntor	0,3	0,5	0,8	0,8	0,8	0,5	0,5	0,7	1,0	1,2	1,2
Summa	13,7	16,5	17,1	13,3	14,2	14,2	14,6	15,8	16,2	16,3	16,1

Driftskostnad medel Öre = 12,99

Barsebäck Kärnkraftsverk

Reaktor 2

	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985	1984
Mkr											
Driftskostnad	497,7	424,6	394,2	507,4	515,2	525,0	553,1	620,6	587,8	569,9	552,9
Avskrivning	64,3	75,4	72,9	72,7	73,9	77,0	79,4	80,0	79,8	77,4	77,5
Räntor	17,5	16,6	29,5	45,1	40,6	26,1	26,9	37,2	52,5	62,4	62,9
Summa	579,5	516,6	496,6	625,1	629,6	628,1	659,3	737,7	720,1	709,6	693,3

Produktion GWh

4021

Kostnad per kWh Öre

Driftskostnad	13,3	14,9	14,9	11,0	12,2	12,5	12,6	14,0	14,2	13,2	13,8
Avskrivning	1,7	2,6	2,8	1,6	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,8	1,9
Räntor	0,5	0,6	1,1	1,0	1,0	0,6	0,6	0,8	1,3	1,4	1,6
Summa	15,5	18,1	18,8	13,5	15,0	14,9	15,0	16,6	17,4	16,5	17,2

Driftskostnad medel Öre = 13,32

Avdrag för ricke kärnkraftsrelaterade kostnader

2 2,9

År

1985

Mjölör-hörselise

Mjölör och betänkslängden för 1985-1987 har beräknats som ett medelvärde då inga siffror för dessa år redovisats i ÅR.

1986

1987

1988

1989

1990

1991

1992

1993

1994

Bilaga 4

Ringhals kärnkraftsverk

Justerat till 1994-års prisnivå

Mkr	1994	1993	1992
Driftskostnad	2356	2.208	2.482
Avskrivning	562	538	536
Räntor	379	419	498
Summa kostnad	3297	3.166	3.516
Produktion GWh	24.756	19.682	20.632
<u>Kostnad per KWh Öre</u>			
Driftskostnad	9,52	11,22	12,03
Avskrivning	2,27	2,74	2,60
Räntor	1,53	2,13	2,41
Summa	13,32	16,08	17,04
<u>Analys av driftskostnaden</u>			
Driftskostnad medel Öre =	10,92		
Justerad Driftskostnad Mkr	2.704	2.150	2.253
Diff mot redovisad driftskostn	(348)	59	228
Justering med nettoprisindex ti 1994-års prisnivå.	1	1,01	1,06

Ringhals kärnkraftsverk**Reaktor 1**

	1994	1993	1992
Mkr			
Total Driftskostnad	583	571	614
Avskrivning	113	102	99
Räntor	76	83	99
Summa	772	756	813

Produktion GWh 5.389 3.997 3.383

Kostnad per KWh Öre

Driftskostnad	10,82	14,28	18,15
Avskrivning	2,10	2,56	2,94
Räntor	1,41	2,08	2,94
Summa	14,33	18,93	24,03

Driftskostnad medel Öre = 14,42

Ringhals kärnkraftsverk**Reaktor 2**

Mkr			
Driftskostnad	589	474	597
Avskrivning	137	131	135
Räntor	97	106	127
Summa	823	711	859

Produktion GWh 6.259 2.656 5.195

Kostnad per KWh Öre

Driftskostnad	9,41	17,83	11,50
Avskrivning	2,19	4,92	2,60
Räntor	1,55	4,01	2,44
Summa	13,15	26,76	16,54

Driftskostnad medel Öre = 12,91

Ringhals kärnkraftsverk**Reaktor 3**

Mkr

Driftskostnad	599	581	627
Avskrivning	177	172	167
<u>Räntor</u>	<u>105</u>	<u>117</u>	<u>138</u>
Summa	881	870	932

Produktion GWh	6.873	6.686	5.622
----------------	-------	-------	-------

Kostnad per KWh Öre

Driftskostnad	8,72	8,69	11,15
Avskrivning	2,58	2,58	2,97
<u>Räntor</u>	<u>1,53</u>	<u>1,74</u>	<u>2,46</u>
Summa	12,82	13,01	16,58

Driftskostnad medel Öre = 9,52

Ringhals kärnkraftsverk**Reaktor 4**

Mkr

Driftskostnad	585	583	644
Avskrivning	135	133	134
<u>Räntor</u>	<u>101</u>	<u>113</u>	<u>133</u>
Summa	821	828	911,13

Produktion GWh	6.235	6.343	6.432
----------------	-------	-------	-------

Kostnad per KWh Öre

Driftskostnad	9,38	9,19	10,01
Avskrivning	2,17	2,09	2,09
<u>Räntor</u>	<u>1,62</u>	<u>1,77</u>	<u>2,07</u>
Summa	13	13	14

Driftskostnad medel Öre = 9,53

9 Landets elenergibalans i stadium 1997 med två kärnkraftblock ur drift

Överingenjör Lars Nilsson
Krångedegruppens Samkörning AB

Innehåll

- 1 Inledning
- 2 Balansförutsättningar
 - 2.1 Användning
- 3 Tillförsel
 - 3.1 Beräkningsresultat

Bilagor

1 Inledning

På uppdrag av Energikommisionen har Lars Nilsson, KGS, beräknat landets elenergi-balans i stadium 1997. Resultatet av beräkningarna, som gjorts med hjälp av KGS kraftbalansprogram KR90, framgår av bifogade två resultatsammanställningar. Den ena visar elenergi-balansen med alla tolv kärnkraftblocken i drift medan den andra visar balansen med två av blocken tagna ur drift. Nedan kommenteras kortfattat balans-förutsättningarna och beräkningsresultaten.

2 Balansförutsättningar

2.1 Användning

- Elförbrukningen i landets antas öka från nuvarande nivå, cirka 136 TWh till cirka 141 TWh d v s med knappt 2 % per år. Förbrukningsprofilen som används har grundats på en "syntetisk belastningskurva" framtagen ur förbrukningsstatistiken från åren 1986 - 1990. Med denna kurva tas en viss hänsyn till att kallare väder än normalt kan inträffa.
- Export av fast kraft till Finland motsvarande de idag kända leveranserna har lagts in med en industriprofil.
- Möjligheten att leverera sekundakraft till de i landets värmeverk och i industrin tillgängliga avkopplingsbara elpannorna har lagts in som tre prisberoende elpanneskikt inom prisintervallet 115 - 180 kr/MWh och omfattande totalt cirka 8.2 TWh.

3 Tillförel

- Vattenkraften i landet har i indata komprimerats till 12 stycken älvgrupper. Vid beräkningarna har statistik över tillrinningarna under åren 1950 - 1990 använts, vilket ger en normalårsproduktion på cirka 64 TWh.
- Vindkraften har lagts in med cirka 50 MW, som med en antagen utnyttjningstid på cirka 2 000 timmar, ger en årsenergiproduktion på 0.1 TWh.
- Kärnkraften med alla tolv blocken i drift ger en tillgänglig produktion på cirka 73 TWh. Tillgängligheten under icke revisionstid har därvid satts till 94 % för BWR och till 92 % för PWR reaktorerna. Dessa värden har grundats på de senaste tio årens produktstatistik. Revisionstiden har antagits till 4 veckor för BWR och till 5 veckor för PWR. Avdrag har dessutom gjorts för coast-down med 2 % och för kylvattenförluster med 1 %.
- Kärnkraften med två block om tillsammans 1400 MW tagna ur drift ger en tillgänglig produktion på cirka 63 TWh med motsvarande förutsättningar i övrigt som ovan.
- Industrimottrycket är uppdelat på två skikt beroende på bränsleslag. Med internbränsle avses industrins skogsavfall, lutar m m. Externbränslet är övervägande olja.
- Kraftvärmemottrycket bestäms av fjärrvärmeunderlaget och varierar därför med årstiden. Fullt tillgängligt finns mottrycket endast under vinterperioden. Totalt tillgängligt mottryck uppgår enligt kraftföretagens uppgifter till cirka 6.4 TWh. I vissa kraftvärmeverk finns möjlighet att fylla ut den ej fullt utnyttjade mottrycksproduktionen med kondenskraft. Denna sk kondenssvansproduktion finns således endast tillgänglig under vår-, sommar- och höstperioden och kan som mest uppgå till cirka 2.6 TWh.
- Kondenskraftproduktionen fördelad på ett trettioal oljekondensblock i landet kan totalt ge cirka 22 TWh. De har fördelats på tre prisskikt beroende på den rörliga produktionskostnaden. Den antagna produktionsförmågan förutsätter att den dyrare lättoljan, EO1 används i flertalet block.

- Gasturbinernas maximala produktionsförmåga uppgår till cirka 5 TWh, vilket innebär en genomsnittlig utnyttjningstid på cirka 2 800 timmar. Normalt används dock inte gasturbinerna för energi-produktion utan endast som snabb reserv vid överförings- eller produktionsstörningar. Normalt ligger därför utnyttjningstiden kring 100 - 200 timmar.
- Fast import från Norge har lagts in i den omfattning som idag är känd. Viss ytterligare import av tillfällig kraft kan inrymmas i överföringskanalerna med Norge men har inte medtagits i denna studie. Nettoutbytet av tillfällig kraft med grannländerna har antagits hamna kring noll så som det gör idag.
- De rörliga produktionskostnaderna för värmekraften har grundats på följande bränslepriser: Jet = 32 kr/GJ; EO1 = 28 kr/GJ; EO5 = 22 kr/GJ; kol = 15 kr/GJ.

3.1 Beräkningsresultat

Resultatet av beräkningarna redovisas i bifogade två årsbalanssammansättningar, den ena utan kärnkraftreduktion, den andra med två kärnkraftblock tagna ur drift.

- Årsammansättningarna visar landets energibalans i stadium 1997 under ett medeltorrår, -mittår och -vårår. Medelvärdena avser därvid tre år. Medelvärdet av de tre torraste åren i 40-årsserien (1950 - 1990) bildar således det redovisade torråret o s v. Förutom de tre typåren redovisas också medelvärdet av alla de beräknade 40 åren.
- För värmekraften och de avkopplingsbara elpannorna visas tillgänglig energi (GWh/år) samt rörlig kostnad i kr/MWh.
- Brist respektive överskott i balansen (tillförsel - användning) redovisas som en årsumma.
- Medelmarginalkostnaderna redovisas för varje typår.
- Den totala rörliga produktionskostnaden (Mkr/år) redovisas som en differens mot kostnaden för mittåret utan kärnkraftreduktion.

Kraftbalansprogrammet KR90 optimerar utnyttjningen av vattenkraften under vart och ett av de 40 tillrinningsåren så att vattenkraften tillsammans med tillgänglig värmekraft tillgodoser elanvändningen till lägsta totala produktionskostnad. Beräkningarna, som görs för årets alla 52 veckor, tar också, om än någon "grovt", hänsyn till förbrukningens

variationer under veckan d v s förutom en säsonsreglering görs också en korttidsreglering av vattenkraften.

Av sammanställningen av elenergi balansen med två kärnkraftblock ur drift framgår att det under medeltorråret uppstår en viss brist i balansen. På årsbasis kan denna brist framstå som märklig då det samtidigt redovisas outnyttjad produktion i främst oljekondenskraft och gasturbiner. Förklaringen är att den redovisade bristen inträffar då elförbrukningen är som störst i landet d v s under vinterns höglasstid. Den i landet tillgängliga produktionen räcker då inte till för att tillgodose hela förbrukningen utan brist uppstår ett antal timmar under vardags dagtid, s.k. dagenergi brist. Hur kraftsystemet uppfyller kraven på leveranssäkerhet i effekt och energi framgår inte direkt ur denna KR90-beräkning utan resultatet indikerar endast att leveranssäkerheten försämras påtagligt om två kärnkraftblock tas ur drift. Det finns att antal faktorer, som KR90 inte på ett fullgott sätt klarar av att ta hänsyn till, t.ex risken för överföringsbegränsningar i storkraftnätet, för extremt kallt väder eller för större haverier i kärnkraften. För detta fordras beräkningar med en speciell effektmodell, Multiar. Även för att undersöka energileveranssäkerheten i systemet finns en speciell modell, Statistiska Energikriteriet.

Landets elenergi-balans i stadiet 1997 utan kärnkraftsreduktion

Bilaga 1

	Utnyttjad energi				Tillgänglig energi	Rörlig kostnad
	Torrår	Mittår	Vårår	Medelår		
	1-3 *)	21-23 *)	39-41 *)	1-41 *)		
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	kr/MWh
Förbrukning inkl förluster	141,0	141,0	141,0	141,0		
Export; fast kraft Finland	3,8	3,8	3,8	3,8		
Elpannor; avkopplingsbara	1,1	5,3	6,4	4,7	8,2	115-180
Summa användning	145,9	150,1	151,2	149,5		
Vattenkraft	51,5	64,2	75,8	64,3		
Vindkraft; 50 MW 2000 h utn.tid	0,1	0,1	0,1	0,1		
Kärnkraft	73,0	72,3	63,2	70,5	73,1	50
Industrimottryck; internbränsle	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	45
" ; externbränsle	0,6	0,2	0,1	0,3	0,7	125
Kraftvärme; MT-fastbränsle	5,1	4,6	4,1	4,6	5,2	85-95
" ; MT-olja	1,1	0,3	0,2	0,5	1,2	120-130
" ; KD-fastbränsle	1,1	0,3	0,0	0,4	1,8	170-185
" ; KD-olja	0,1	0,0	0,0	0,0	0,8	285
Oljekondenskraft; prisskikt 1	4,4	0,3	0,0	0,9	10,7	260
" ; prisskikt 2	1,0	0,1	0,0	0,2	7,8	285
" ; prisskikt 3	0,1	0,0	0,0	0,0	3,6	345
Gasturbinkraft	0,1	0,0	0,0	0,0	5,2	430
Import; fast kraft Norge	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	
Summa tillförsel	145,9	150,1	151,2	149,5		
Brist (-)/överskott (+)	0,0	0,0	0,0	0,0		
Marginalvärdet; vard.dagtid	288	144	103	166	kr/MWh	
" ; natt o helg	195	108	79	117	kr/MWh	
" ; årsmedel	239	125	90	140	kr/MWh	
Totala rörliga prod.kostnader						
Differens i förhållande till mittår	2535		-819	297	Mkr	

*) Medelvärde av de tre torraste, de tre mittersta, de tre våtaste respektive alla åren i vattenårsserien 1950-1990

Anm. Bränslepriserna som ligger till grund för värmekraftens rörliga produktionskostnader:
Jet=32 kr/GJ; EO1=28 kr/GJ; EO5=22 kr/GJ; kol= 15 kr/GJ

Landets elenergibalans i stadium 1997 med två kärnkraftblock ur drift

Bilaga 2

	Utnyttjad energi				Tillgänglig energi	Rörlig kostnad
	Torrår	Mittår	Våtår	Medelår		
	1-3 *)	21-23 *)	39-41 *)	1-41 *)	TWh	kr/MWh
Förbrukning inkl förluster	141,0	141,0	141,0	141,0		
Export; fast kraft Finland	3,8	3,8	3,8	3,8		
Elpannor; avkopplingsbara	0,1	1,0	2,5	1,2	8,2	115-180
Summa användning	144,9	145,8	147,3	146,0		
Vattenkraft	51,5	64,2	75,7	64,4		
Vindkraft; 50 MW 2000 h utn.tid	0,1	0,1	0,1	0,1		
Kärnkraft	62,8	62,7	55,9	61,4	62,8	50
Industrimottryck; internbränsle	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	45
" ; externbränsle	0,7	0,7	0,5	0,6	0,7	125
Kraftvärme; MT-fastbränsle	5,2	5,1	4,8	5,0	5,2	85-95
" ; MT-olja	1,2	1,1	1,0	1,1	1,2	120-130
" ; KD-fastbränsle	1,7	1,4	0,7	1,3	1,8	170-185
" ; KD-olja	0,5	0,1	0,0	0,1	0,8	285
Oljekondenskraft; prisskikt 1	8,4	2,4	0,9	3,3	10,7	260
" ; prisskikt 2	3,7	0,2	0,0	0,7	7,8	285
" ; prisskikt 3	0,7	0,1	0,0	0,1	3,6	345
Gasturbinkraft	0,4	0,0	0,0	0,1	5,2	430
Import; fast kraft Norge	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	
Summa tillförsel	144,6	145,8	147,3	145,9		
Brist (-)/överskott (+)	-0,3	0,0	0,0	-0,1		
Marginalvärden; vard.dagtid	514	282	184	289	kr/MWh	
" ; natt o helg	292	211	127	203	kr/MWh	
" ; årsmedel	398	245	154	244	kr/MWh	
Totala rörliga prod.kostnader						
Diff. i förh. till mittår utan kärnkraftred.	5284	1285	-56	1694	Mkr	

*) Medelvärde av de tre torraste, de tre mittersta, de tre våtaste respektive alla åren i vattenårsserien 1950-1990

Anm. Bränslepriserna som ligger till grund för värmekraftens rörliga produktionskostnader:

Jet=32 kr/GJ; EO1=28 kr/GJ; EO5=22 kr/GJ; kol= 15 kr/GJ

Statens offentliga utredningar 1995

Kronologisk förteckning

1. Ett renodlat näringsförbud. N.
2. Arbetsföretag – En ny möjlighet för arbetslösa. A.
3. Grön diesel – miljö- och hälsorisker. Fi.
4. Långtidsutredningen 1995. Fi.
5. Vårdens svåra val.
Slutbetänkande av Prioriteringsutredningen. S.
6. Muskövarvets framtid: Fö.
7. Obligatoriska arbetsplatskontakter för arbetslösa. A.
8. Pensionsrättigheter och bodelning. Ju.
9. Fullt ekonomiskt arbetsgivaransvar. Fi.
10. Översyn av skattebrottslagen. Fi.
11. Nya konsumentregler. Ju.
12. Mervärdesskatt – Nya tidpunkter för redovisning och betalning. Fi.
13. Analys av Försvarsmaktens ekonomi. Fö.
14. Ny Elmarknad + Bilagedel. N.
15. Köns handeln. S.
16. Socialt arbete mot prostitutionen i Sverige. S.
17. Homosexuell prostitution. S.
18. Konst i offentlig miljö. Ku.
19. Ett säkrare samhälle: Fö.
20. Utan el stannar Sverige. Fö.
21. Staden på vatten utan vatten. Fö.
22. Radioaktiva ämnen slår ut jordbruk i Skåne. Fö.
23. Brist på elektronikkomponenter. Fö.
24. Gasmoln lamslår Uppsala. Fö.
25. Samordnad och integrerad tågtrafik på Arlandabanan och i Mälardalsregionen. K.
26. Underhållsbidrag och bidragsförskott, Del A och Del B. S.
27. Regional framtid + bilagor. C.
28. Lagen om vissa internationella sanktioner – en översyn. UD.
29. Civilt bruk av försvarets resurser – regelverken, erfarenheter, helikoptrar. Fö.
30. Alkylat och Miljöklassning av bensin. M.
31. Ett vidareutvecklat miljöklasssystem i EU. M.
32. IT och verksamhetsförnyelse inom rättsväsendet. Förslag till nya samverkansformer. Ju.
33. Ersättning för ideell skada vid personskada. Ju.
34. Kompetens för strukturomvandling: A.
35. Avgifter inom handikappområdet. S.
36. Förmåner och sanktioner - en samlad redovisning. Fi.
37. Vårt dagliga blad - stöd till svensk dagspress. Ku.
38. Yrkeshögskolan - Kvalificerad eftergymnasial yrkesutbildning. U.
39. Some reflections on Swedish Labour Market Policy. A.
Några utländska forskares syn på svensk arbetsmarknadspolitik. A.
40. Älvsäkerhet. K.
41. Allmän behörighet för högskolestudier. U.
42. Framtidsanpassad Gotlandstrafik. K.
43. Sambandet Redovisning – Beskattnig. Ju.
44. Aktiebolagets organisation. Ju.
45. Grundvattenskydd. M.
46. Effektivare styrning och rättssäkerhet i asylprocessen. A.
47. Tvångsmedel enligt 27 och 28 kap. RB samt polislagen. Ju.
48. EG-anpassade körkortsregler. K.
49. Prognoser över statens inkomster och utgifter. Fi.
50. Kunskapsläget på kärnavfallsområdet 1995. M.
51. Elförsörjning i ofred. N.
52. Godtrosförvärv av stöldgods? Ju.
53. Samverkan för fred. Den rättsliga regleringen. Fö.
54. Fastighetsbildning – en gemensam uppgift för stat och kommun. M.
55. Ett samlat verksamhetsansvar för asylärenden. A.
56. Förmåner och sanktioner – utgifter för administration. Fi.
57. Förslag om ett internationellt flygsäkerhetsuniversitet i Norrköping-Linköping. U.
58. Kompetens och kunskapsutveckling – om yrkesroller och arbetsfält inom socialtjänsten. S.
59. Ohälsöförsäkring och samhällsekonomi – olika aspekter på modeller, finansiering och incitament. S.
60. Kvinnofrid. Del A+B. S.
61. Myndighetsutövning vid medborgarkontor. C.
62. Ett renat Skåne. M.
63. Översyn av skattereglerna för stiftelser och ideella föreningar. Fi.
64. Klimatförändringar i trafikpolitiken. K.
65. Näringslivets tvistlösning. Ju.
66. Polisens användning av övervakningskameror vid förundersökning. Ju.
67. Naturgrusskatt, m.m. Fi.
68. IT-kommissionens arbetsprogram 1995-96. SB.
69. Betaltjänster. Fi.
70. Allmänna kommunikationer – för alla? K.
71. Behörighet och Urval. Förslag till nya regler för antagning till Universitet och högskolor. U.
72. Svenska insatser för internationell katastrof- och flyktinghjälp. Kartläggning, analys och förslag. Fö.
73. Ett aktiebolag för service till universitet och högskolor m.m. U.
74. Lägenhetsdata. Fi.
75. Svensk flyktingpolitik i globalt perspektiv. A.
76. Arbete till invandrare. A.

Statens offentliga utredningar 1995

Kronologisk förteckning

77. Röster om EU:s regeringskonferens
– hearing med organisationsföreträdare, debattörer och forskare. UD.
 78. Den svenska rymdverksamheten. N.
 79. Vårdnad, boende och umgänge. JU.
 80. EU om regeringskonferensen 1996
– institutionernas rapporter
– synpunkter i övriga medlemsländer. UD.
 81. Ny rätts hjälpslag och andra bestämmelser om rättsligt bistånd. Ju.
 82. Finansieringslösningar för Göteborgs- och Dennisöverenskommelserna. K.
 83. EU-kandidater – 12 länder som kan bli EU:s nya medlemmar. UD.
 84. Kulturpolitikens inriktning. Ku.
 84. Kulturpolitikens inriktning – i korthet. Ku.
 85. Tjugo års kulturpolitik 1974-1994. Ku.
 86. Dokumentation och socialtjänstregister. S.
 87. Försäkringsrörelse i förändring 3. Fi.
 88. Den brukade mångfalden. Del 1+2. Jo.
 89. Svenskar i EU-tjänst. Fi.
 90. Kärnavfall och Miljö. M.
 91. Ett reformerat straffsystem. Del I-III. Ju.
 92. EG:s arbetstidsdirektiv och dess konsekvenser för det svenska regelsystemet. A.
 93. Omprövning av statliga åtaganden. Fi.
 94. Personalavveckling, utbildning och beskattning. Fi.
 95. Hälsodataregister – Vårdregister. S.
 96. Jordens klimat förändras. En analys av hotbild och globala åtgärdsstrategier. M.
 97. Miljöklassning av snökottrar. M.
 98. 1990-talets bostadsmarknad
– en första utvärdering. N.
 99. SMHI:s verksamhetsform? K.
 100. Hållbar utveckling i landets fjällområden. M.
 101. Ett utvidgat EU – möjligheter och problem.
Sammanfattning av en hearing i augusti 1995.
UD.
 102. Medborgarnas EU – frihet och säkerhet?
Frågor om unionens tredje pelare inför regeringskonferensen 1996. UD.
 103. Föräldrar i självförvaltande skolor. U.
 104. Skattereformen 1990-1991. En utvärdering. Fi.
 105. Konkurrens i balans. Åtgärder för ökad konkurrensneutralitet vid offentlig prissättning m.m. N.
 106. Rapporteringsskyldighet för revisorer i finansiella företag. Fi.
 107. Avbytarverksamhetens organisation och finansiering. Jo.
 108. Ny ellag. N.
 109. Likvärdig utbildning på lika villkor. U.
 110. Viljan att veta och viljan att förstå –
Kön, makt och den kvinnovetenskapliga utmaningen i högre utbildning. U.
 111. Omvärld, säkerhet, försvar.
Frågor om EU:s andra pelare inför regeringskonferensen 1996. UD.
 112. Svensk sjöfart – näring för framtiden.
+ Bilagor. K.
 113. Fristående gymnasieskolor. U.
 114. Indirekt tobaksreklam. S.
 115. Ny lag om europeiska företagsråd. A.
 116. Jämställdhet ett mål i utvecklingssamarbetet. UD.
 117. Jordbruk och konkurrens – jordbrukets ställning i svensk och europeisk konkurrensrätt. Jo.
 118. Totalförsvarspiktiga m 95. En utvärdering av de totalförsvarspiktigas medinflytande och av deras sociala och ekonomiska situation under grundutbildningen. Fö.
 119. Ändringar i hyresförhandlingslagen.
Hyresgästinflytande vid ombyggnad m.m. Ju.
 120. TV och utbildning. U.
 121. Riksdagen, regeringen och forskningen. U.
 122. Reform på recept. S.
 123. Subsidiaritetsprincipen i EU. UD.
 124. Ett reformerat hovrättsförfarande. Ju.
 125. Finansiell verksamhet i kris och krig. Fi.
 126. Kostnader för den statliga assistansersättningen. S.
 127. Framtida central Europainformation. UD.
 128. Kulturregndomar och kulturföremål. KU.
 129. En styrande krigsorganisation. Om avsikterna med LEMO-reformen. FÖ.
 130. Sverige i EU – makt, öppenhet, kontroll.
Sammanfattning av ett seminarium i september 1995. UD.
 131. Enklare och effektivare. Om EU:s komplexitet och maktbalanser. UD.
 132. Utvidgning och samspel. EU:s östintegration ur historiskt och ekonomiskt perspektiv. Förhållandet småstat – stormakt : svenskt identitetsbyte. UD.
 133. Bostadsbidragen
– effektivare inkomstprövning
– besparingar. S.
 134. Verklig ledning – obegränsad skattskyldighet för juridiska personer? Fi.
 135. Ubåtsfrågan 1981-1994. Fö.
 136. Rättsväsendets resultat – så kan det redovisas.
Ett förslag till modell för en samlad resultatredovisning. Ju.
-

Statens offentliga utredningar 1995

Systematisk förteckning

Statsrådsberedningen

IT-kommissionens arbetsprogram 1995-96. [68]
Departementskontoret – statsrådsarbete utanför regeringskansliet. [138]

Justitiedepartementet

Pensionsrättigheter och bodelning. [8]
Nya konsumentregler. [11]
IT och verksamhetsförnyelse inom rättsväsendet.
Förslag till nya samverkansformer. [32]
Ersättning för ideell skada vid personskada. [33]
Sambandet Redovisning – Beskattning. [43]
Aktiebolagets organisation. [44]
Tvängsmedel enligt 27 och 28 kap. RB
samt polislagen. [47]
Godtrosvörvärv av stöldgods? [52]
Näringslivets tvistlösning. [65]
Polisens användning av övervakningskameror vid förundersökning. [66]
Vårdnad, boende och umgänge. [79]
Ny rättshjälpslag och andra bestämmelser om rättsligt bistånd. [81]
Ett reformerat straffsystem. Del I-III. [91]
Ändringar i hyresförhandlingslagen.
Hyresgästinflytande vid ombyggnad m.m. [119]
Ett reformerat hovrättsförfarande. [124]
Rättsväsendets resultat – så kan det redovisas.
Ett förslag till modell för en samlad resultatredovisning. [136]

Utrikesdepartementet

Lagen om vissa internationella sanktioner – en översyn. [28]
Röster om EU:s konferens
– hearing med organisationsföreträdare, debattörer och forskare. [77]
EU om konferensen 1996
– institutionernas rapporter
– synpunkter i övriga medlemsländer. [80]
EU-kandidater – 12 länder som kan bli EU:s nya medlemmar. [83]
Ett utvidgat EU – möjligheter och problem.
Sammanfattning av en hearing i augusti 1995. [101]
Medborgarnas EU – frihet och säkerhet?
Frågor om unionens tredje pelare inför konferensen 1996. [102]
Omvärld, säkerhet, försvar.
Frågor om EU:s andra pelare inför konferensen 1996. [111]
Jämställdhet ett mål i utvecklingsarbetet. [116]

Subsidiaritetsprincipen i EU. [123]
Framtida central Europainformation. [127]
Sverige i EU – makt, öppenhet, kontroll.
Sammanfattning av ett seminarium i september 1995. [130]
Enklare och effektivare. Om EU:s komplexitet och maktbalanser. [131]
Utvidgning och samspel. EU:s östintegration ur historiskt och ekonomiskt perspektiv. Förhållandet småstat – stormakt : svenskt identitetsbyte. [132]

Försvarsdepartementet

Muskövarvets framtid. [6]
Analys av Försvarsmaktens ekonomi. [13]
Ett säkrare samhälle. [19]
Utan el stannar Sverige. [20]
Staden på vatten utan vatten. [21]
Radioaktiva ämnen slår ut jordbruk i Skåne. [22]
Brist på elektronikkomponenter. [23]
Gasmoln lamslår Uppsala. [24]
Civil bruk av försvarets resurser – regelverken, erfarenheter, helikoptrar. [29]
Samverkan för fred. Den rättsliga regleringen. [53]
Svenska insatser för internationell katastrof- och flyktinghjälp. Kartläggning, analys och förslag. [72]
Totalförsvarspiktiga m 95. En utvärdering av de totalförsvarspiktigas medinflytande och av deras sociala och ekonomiska situation under grundutbildningen. [118]
En styrande krigsorganisation. Om avsikterna med LEMO-reformen. [129]
Ubåtsfrågan 1981-1994. [135]

Socialdepartementet

Vårdens svåra val.
Slutbetänkande av Prioriteringsutredningen. [5]
Könshandeln. [15]
Socialt arbete mot prostitutionen i Sverige. [16]
Homosexuell prostitution. [17]
Underhållsbidrag och bidragsförskott,
Del A och Del B. [26]
Avgifter inom handikappområdet. [35]
Kompetens och kunskapsutveckling – om yrkesroller och arbetsfält inom socialtjänsten. [58]
Ohälsosförsäkring och samhällsekonomi – olika aspekter på modeller, finansiering och incitament. [59]
Kvinnofrid. Del A+B. [60]
Dokumentation och socialtjänstregister. [86]
Hälsodataregister – Vårdregister. [95]
Indirekt tobaksreklam. [114]

Statens offentliga utredningar 1995

Systematisk förteckning

Reform på recept. [122]
Kostnader för den statliga assistansersättningen. [126]
Bostadsbidragen
– effektivare inkomstprövning
– besparingar. [133]

Kommunikationsdepartementet

Samordnad och integrerad tågtrafik på Arlandabanan och i Mälardalsregionen. [25]
Älvsäkerhet. [40]
Framtidsanpassad Gotlandstrafik. [42]
EG-anpassade körkortregler. [48]
Klimatförändringar i trafikpolitiken. [64]
Allmänna kommunikationer – för alla? [70]
Finansieringslösningar för Göteborgs- och Dennisöverenskommelserna. [82]
SMHI:s verksamhetsform? [99]
Svensk sjöfart – näring för framtiden.
+ Bilagor. [112]

Finansdepartementet

Grön diesel – miljö- och hälsorisker. [3]
Långtidsutredningen 1995. [4]
Fullt ekonomiskt arbetsgivaransvar. [9]
Översyn av skattebrottslagen. [10]
Mervärdesskatt – Nya tidpunkter för redovisning och betalning. [12]
Förmåner och sanktioner – en samlad redovisning. [36]
Prognoser över statens inkomster och utgifter. [49]
Förmåner och sanktioner
– utgifter för administration. [56]
Översyn av skattereglerna för stiftelser och ideella föreningar. [63]
Naturgrusskatt, m. m. [67]
Betaltjänster. [69]
Lägenhetsdata. [74]
Försäkringsrörelse i förändring 3. [87]
Svenskar i EU-tjänst. [89]
Omprövning av statliga åtaganden. [93]
Personalavveckling, utbildning och beskattning. [94]
Skattereformen 1990-1991. En utvärdering. [104]
Rapporteringskyldighet för revisorer i finansiella företag. [106]
Finansiell verksamhet i kris och krig. [125]
Verklig ledning – obegränsad skattskyldighet för juridiska personer? [134]
Kapitalförluster och organisationskostnader vid beskattningen. [137]

Utbildningsdepartementet

Yrkehögskolan - Kvalificerad eftergymnasial yrkesutbildning. [38]
Allmän behörighet för högskolestudier. [41]
Förslag om ett internationellt flygsäkerhetsuniversitet i Norrköping-Linköping. [57]
Behörighet och Urval. Förslag till nya regler för antagning till Universitet och högskolor. [71]
Ett aktiebolag för service till universitet och högskolor m.m. [73]
Föräldrar i självförvaltande skolor. [103]
Likvärdig utbildning på lika villkor. [109]
Viljan att veta och viljan att förstå – Kön, makt och den kvinnovetenskapliga utmaningen i högre utbildning. [110]
Fristående gymnasieskolor. [113]
TV och utbildning. [120]
Riksdagen, regeringen och forskningen. [121]

Jordbruksdepartementet

Den brukade mångfalden. Del 1+2. [88]
Avbytarverksamhetens organisation och finansiering. [107]
Jordbruk och konkurrens – jordbrukets ställning i svensk och europeisk konkurrensrätt. [117]

Arbetsmarknadsdepartementet

Arbetsföretag – En ny möjlighet för arbetslösa. [2]
Obligatoriska arbetsplatskontakter för arbetslösa. [7]
Kompetens för strukturomvandling. [34]
Some reflections on Swedish Labour Market Policy. [39]
Några utländska forskares syn på svensk arbetsmarknadspolitik. [39]
Effektivare styrning och rättssäkerhet i asylprocessen. [46]
Ett samlat verksamhetsansvar för asylärenden. [55]
Svensk flyktingpolitik i globalt perspektiv. [75]
Arbete till invandrare. [76]
EG:s arbetstidsdirektiv och dess konsekvenser för det svenska regelsystemet. [92]
Ny lag om europeiska företagsråd. [115]

Kulturdepartementet

Konst i offentlig miljö. [18]
Vårt dagliga blad - Pstöd till svensk dagspress. [37]
Kulturpolitikens inriktning. [84]
Kulturpolitikens inriktning – i korthet. [84]
Tjugo års kulturpolitik 1974-1994. [85]
Kulturegendomar och kulturföremål. [128]

Statens offentliga utredningar 1995

Systematisk förteckning

Näringsdepartementet

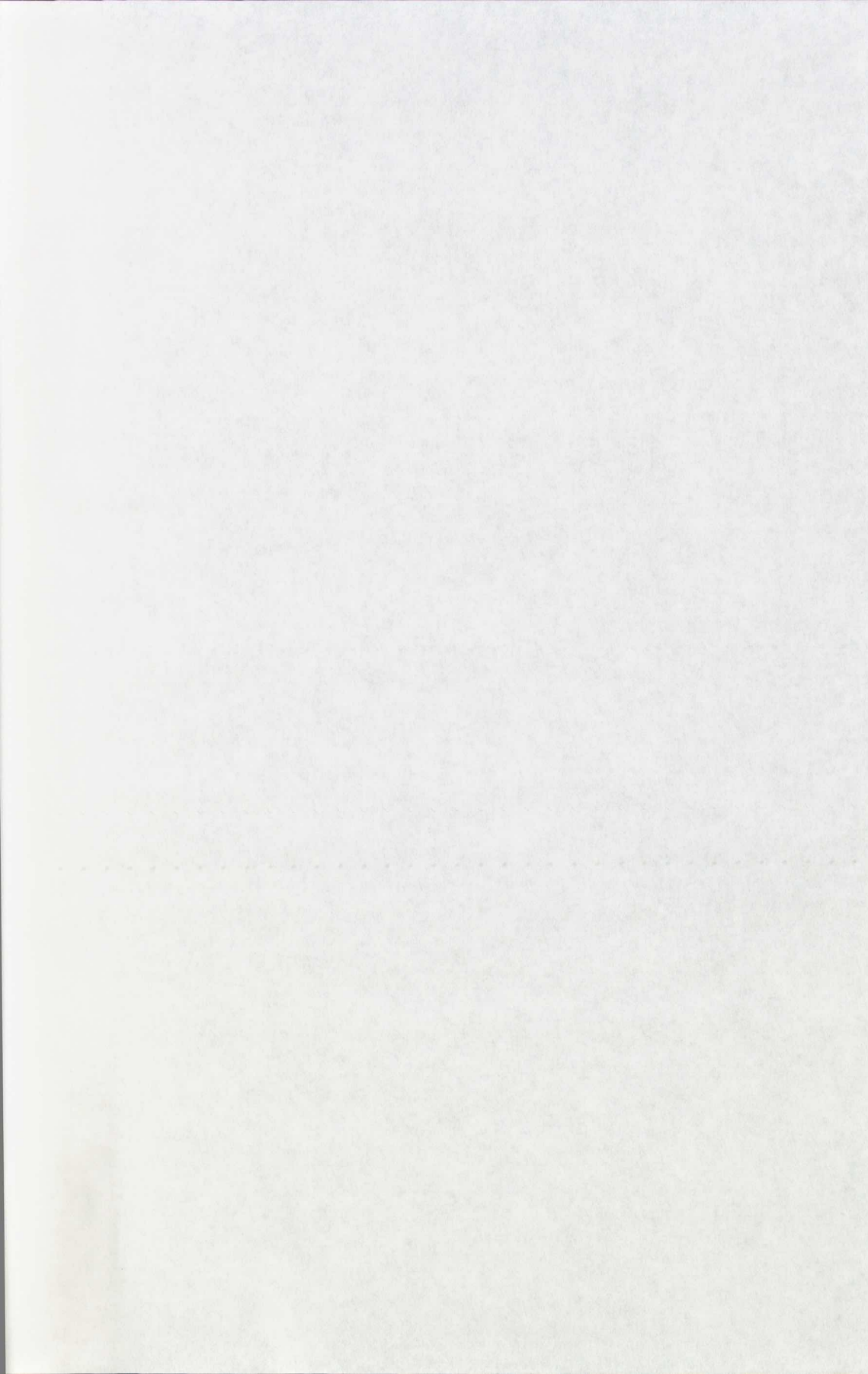
- Ett renodlat näringsförbud. [1]
- Ny Elmarknad + Bilagedel. [14]
- Elförsörjning i ofred. [51]
- Den svenska Rymdverksamheten. [78]
- 1990-talets bostadsmarknad
– en första utvärdering. [98]
- Konkurrens i balans. Åtgärder för ökad
konkurrensneutralitet vid offentlig prissättning m. m.
[105]
- Ny ellag. [108]
- Omställning av energisystemet. [139]
- Omställning av energisystemet.
Underlagsbilagor, del 1-4. [140]

Civildepartementet

- Regional framtid + bilagor. [27]
- Myndighetsutövning vid medborgarkontor. [61]

Miljödepartementet

- Alkylat och Miljöklassning av bensin. [30]
 - Ett vidareutvecklat miljöklasssystem i EU. [31]
 - Grundvattenskydd. [45]
 - Kunskapsläget på kärnavfallsområdet 1995. [50]
 - Fastighetsbildning – en gemensam uppgift för stat
och kommun. [54]
 - Ett renat Skåne. [62]
 - Kärnavfall och Miljö. [90]
 - Jordens klimat förändras. En analys av hotbild
och globala åtgärdsstrategier. [96]
 - Miljöklassning av snöskotrar. [97]
 - Hållbar utveckling i landets fjällområden. [100]
-





FRITZES

POSTADRESS: 106 47 STOCKHOLM
FAX 08-2050 21, TELEFON 08-690 9190

ISBN 91-38-20130-5
ISSN 0375-250X