

Sverige med och utan kärnkraft*

Rent tekniskt föreligger ett stort antal möjliga alternativ för den framtida energiförsörjningen. De skilda energislag, som kan ingå, granskas här från strikt ekonomiska synpunkter. Därefter diskuteras och värderas ett antal energipolitiska strategier, vilka innebär olika blandningar av de skilda energislagen.

För en ekonom som för sitt framtida uppehälle inte är omedelbart beroende av utgången av allmänna val kan det synas naturligt att behandla frågan om den svenska framtida energiförsörjningen som ett val mellan olika energislag men också med osäkra kostnader. Problemet blir att finna en "portfölj" av olika komponenter som ger en "hygglig" blandning mellan förväntad avkastning och osäkerhet i avkastningen.

I denna artikel skall jag därför från strikt ekonomiska synpunkter granska och diskutera de skilda energislag som kan ingå i den svenska energiförsörjningen. Efter denna genomgång skall jag helt kort skissera några av konsekvenserna av att fortsätta den portföljsammansättning som indikerades av 1975 års energibeslut. Detta basalternativ kan sedan jämföras med olika alternativ som kommit fram i den politiska debatten; först och främst kommer då ett alternativ som innebär att

kärnkraften avvecklas. För att få en något vidare belysning skall jag också helt kort beröra alternativ som innebär en satsning på rent inhemska energikällor och ett alternativ som innebär att olika former av "förnyelsebara" energikällor skall prioriteras.

Vattenkraften

När det gäller elförsörjningen utgör vattenkraften i dag den dominerande delen. Man kan räkna med att det finns en installerad kapacitet som under ett normalår kan producera omkring 61 TWh.¹ Om man i stället betraktar kapaciteten från effektsidan innebär detta en installerad effekt på ca 14 000 MW. Den samlade effekten av våra vattenkraftinvesteringar svarar således mot effekten i 14—15 kärnkraftaggregat av den typ som byggs i Forsmark. Jämförelsen blir dock inte helt korrekt genom att vattenkraften i genomsnitt inte kan utnyttjas under lika lång tid under ett år. Förutom variationer över året som sammanhänger med tillrinningen i älvsystemen har vattenkraften också den nackdelen att stora variationer föreligger mellan åren p g a nederbörds-

INGEMAR STÅHL är professor i nationalekonomi vid Lunds universitet. Han var ledamot av 1964 års energikommitté och har under senare år framför allt publicerat arbeten kring miljövärdsfrågor, bostadspolitik samt arbetsmarknads- och utbildningspolitik. Han är som expert knuten till den s k tillförselgruppen inom Energikommissionen.

* Denna artikel baseras på arbetsmaterial från den s k tillförselgruppen inom Energikommissionen. Gruppens rapport kommer att publiceras under hösten. Det bör framhållas att det är författarens personliga åsikter som presenteras.

¹ 1 TWh (terawattimme) svarar mot en miljon MWh (megawattimme). 1 MWh är 1 000 kWh (kilowattimme), dvs den energi som en enhet med en effekt på 1 MW producerar under en timme.

förhållanden. Men vattenkraften har också den positiva egenskapen att den förhållandevis lätt låter sig korttidsregleras och kan därigenom möta skiftningar i belastningen under dygnet. Den i sig intressanta frågan om hur utbyggnad och prissättning skall utformas för att möta korta toppar i effektbelastningen skall jag emellertid inte här ytterligare utveckla. (För en utförligare diskussion hänvisas till Bergendal [1974] och Turvey & Anderson [1977]).

Karakteristiskt för vattenkraften är en hög kapitalkostnad och mycket låga driftkostnader. Det är således inte aktuellt att riva redan byggda vattenkraftverk: den rörliga kostnaden rör sig även för gamla anläggningar endast om några kronor per MWh och marknadspriset för elkraft varierar i dag kring en nivå kring 100 kr/MWh.²

Den intressanta frågan för framtiden är därför om det fortfarande finns utbyggbara vattenkraftresurser som är konkurrenskraftiga med andra energislag. Den konventionella visdomen har länge sagt oss att så inte skulle vara fallet. Men denna syn har i hög grad baserats på energipriserna före hösten 1973 och helt orimliga krav på avkastning och avskrivningstider. I bl a Vattenfalls egna kalkyler har man utgått från räntesatser kring 8—10 procent. Det är troligt att man därvid blandat samman dagens höga nominalräntor och de *real*a räntekrav som rimligtvis bör ligga till grund för långsiktiga investeringar. Detta problem är välkänt inte minst från bostadsområdet [Ståhl 1975 och Hansson 1977]. Om man utgår från en kalkyl i fasta priser (men med de korrigeringar som är nödvändiga för framtida relativprisförändringar) och en realräntesats kring 4 procent får man det något överraskande resultatet att det fortfarande finns en möjlighet att bygga ut ca 25 TWh till en kostnad som understiger kostnaden i "näst bästa" alternativ — kärnkraften. Hittills orörda älvar som därvid blir aktuella är bl a Kalix, Torne och Pite älvar. Dessutom aktualiseras kompletterande anläggningar i flera andra älvar.

Totalt svarar en sådan utbyggnad mot 4—5 stora kärnkraftaggregat av Forsmark-typ. Denna investering skulle också ge de nya kraftverksägarna en jordränta (eller "fallränta") på över 500 miljoner kronor per år om det långsiktiga elpriset bestämmes av produktionskostnaderna i nya kärnkraftverk. Man skulle alltså kunna kompensera naturvårdsintressen med ett i detta sammanhang gigantiskt belopp om jordräntan överfördes till det allmänna. Dessutom kan kraftverksutbyggnaden ske i områden med uppenbara sysselsättningsproblem.

Kärnkraften

Vi har i dag åtta kärnkraftaggregat som är i drift eller mycket nära att köras igång. I drift är två aggregat i vardera Oskarshamn, Barsebäck och Ringhals. I tur att tas i drift under 1978 är det tredje aggregatet i Ringhals och det första i Forsmark. Det är här fråga om "sunk costs" som inte kan återvinnas. Om man ställer av aggregaten eller river dem uppkommer betydande kostnader och endast vissa komponenter kan efter mycket omfattande investeringar användas för exempelvis kolbaserad elkraft. Restvärdet är i detta senare sammanhang så lågt att det praktiskt sett kan vara billigare att bygga helt nya koleldade verk.

Den rörliga kostnaden i dessa aggregat vid fortsatt kärnkraftdrift rör sig om 30—35 kronor per MWh. Av denna kostnad är ca 15 kronor kostnad för råranet. Även vid en mycket kraftig prisökning på råran kommer således dessa verk att ha rörliga kostnader väsentligt under dagens prisnivå för elkraft. Man skall då också ha i minnet att med dagens uranprisnivå förefaller en inhemsk brytning av Ranstaduran att vara en företagsekonomiskt fördelaktig affär. En reservation måste dock tillsvi vidare göras för de ännu inte kvantifierade miljökostnaderna vid en

² Priser och kostnader anges medvetet per MWh och inte KWh för att undvika den illusion om litenhet som lätt uppstår när man talar om ören i stället för tiotals kronor. 100 kr/MWh svarar mot 10 öre/KWh.

omfattande brytning och etablering av tung processindustri i Ranstadorrådet.

Den totala energiproduktionen i de åtta aggregaten är ca 27 TWh. Till skillnad från vattenkraften är emellertid kärnkraften svår att korttidsreglera. Har man väl startat ett aggregat försöker man köra så länge det går innan något driftfel inträffar eller ett planerat bränslebyte skall genomföras. Kärnkraftverk som levererar "baskraft" i kombination med vattenkraftverk som kan ta toppbelastningar är därför tekniskt sett en ganska fördelaktig lösning.

Om man omedelbart skulle stänga av de befintliga kärnkraftsaggregaten och tvingades producera samma energimängd i oljekraftverk eller kolkraftverk med en kostnad kring 130—150 kr/MWh skulle vi således få en samhällsekonomisk merkostnad på minst 2,7 miljarder kronor per år. Den totala förlusten fram till sekelskiftet då anläggningarna är tekniskt mogna för avställning efter hänsyn till stigande underhållskostnader över tiden blir drygt 30 miljarder kronor (nuvärde vid 4 procents realränta). Det är detta belopp som blir notan för de första stegen i "marschen ut ur kärnkraftsamhället". Ingen hänsyn har därvid tagits till att ersättning med andra energislag kan kräva import och investeringar som lägger stora band på den ekonomiska politiken under de närmaste åren.

Två aggregat — Ringhals 4 och Forsmark 2 är under byggnad och ytterligare två aggregat (Forsmark 3 och Oskarshamn 3) befinner sig på "ritbordsstadiet" — i praktiken på verkstadsgolvet även om de direkta byggnadsarbetena avbrutits. Redan gjorda investeringskostnader torde för dessa fyra enheter röra sig om drygt 3 miljarder kronor — kapital som om anläggningarna inte tas i drift aldrig kommer att ge någon avkastning.

För ett helt nytt kärnkraftsaggregat av storleksordningen 1 000 MW räknar man i dag med en kostnad på ca 3 miljarder kronor, dvs 3 000 kr per installerad KW. Vid en realräntesats på 4 procent och en livslängd på 25 år ger detta ett övre tak för elkraftpriset på 100 kr/MWh (1977

års priser). Därvid har också betydande marginaler lagts in för stigande uranpriser, uppberedningskostnader och rivningskostnader.

En fortsatt produktion av kärnkraftverk, för vilka teknik och kostnader är förhållandevis väl kända, ger alltså ett långsiktigt stabilt elkraftpris på 100 kr/MWh i dagens penningvärde. Detta pris ligger visserligen något över dagens priser för baskraftleveranser men dagens prisbild är till viss del präglad av en genomsnittsprissättning baserad på historiska kostnader i befintliga verk. En rimligare prissättningsnorm baserad på den långsiktiga marginalkostnaden, dvs styckkostnaden i senast tillkomna verk, ger möjlighet att teckna långsiktiga kontrakt på nivå 100 kr/MWh (med knytning till ett allmänt prisindex) så länge kärnkraftutbyggnad är den väsentliga komponenten i kraftinvesteringarna.

En höjning av den nu aktuella prisnivån medför visserligen vinster i redan byggda enheter — en kombination av inflationsvinster och jordräntor i väl belägna vattenkraftverk. Men dessa vinster kommer till stor del att beskattas bort och kan också vara nödvändiga för finansieringen av de fortsatta investeringsprogrammen. (Kalkylen baseras på en realränta på 4 procent men samtidigt måste företagen betala en nominalränta kring 10 procent vilket ger en kraftig belastning på likviditeten under anläggningarnas första år. Endast mycket solida företag kan klara denna typ av långsiktiga investeringar i nuvarande ränte- och inflationsläge.) Det bör också påpekas att elkraften i dag har en högre skattesats när det gäller energibeskattningen än importbränslena. En övergång till en neutral moms i stället för nuvarande diskriminerande energibeskattning kan leda till en ökning av elförbrukningen och en minskning av oljeimporten som gör ytterligare elkraftinvesteringar nödvändiga. Det är dock fortfarande oklart i vilken grad ytterligare energikrävande produktion — exempelvis aluminiumframställning — är lönsam vid ett pris som svarar mot den långsiktiga marginalkostnaden för elkraft. En anpass-

ning av priset samt en övergång till en neutral beskattning kan därför få effekter som delvis motverkar varandra.

Olje- och kolbaserad elkraft

Elkraft producerad med utgångspunkt från olja förekommer i dag i två former. Dels finns ett antal kraftverk som enbart producerar el, dels finns det verk som samtidigt producerar hetvatten och el. Det är i första hand lönsamheten i de rena kraftverken som är av intresse i dagens läge. Den tillgängliga effekten i dessa verk är i dag omkring 3 000 MW. Den rörliga kostnaden i dessa verk är med dagens oljepriser och efter devalveringen lägst 100 kr/MWh. Detta innebär att den rörliga kostnaden för oljebaserad elkraft ligger över den totala styckkostnaden för elkraft från nybyggda kärnkraftverk. Det skulle alltså vara lönsamt att långsiktigt ersätta redan befintliga oljekraftverk med nya kärnkraftverk — i praktiken betyder detta att oljekraftverken endast skulle tas i drift under exceptionella torrår.

Kostnadsläget för oljekraftverken innebär också att det vid nuvarande eller vid en stigande oljeprisnivå knappast kan bli aktuellt med nyinvesteringar. Visserligen är investeringskostnaderna för olje- och kolkraftverk lägre än för kärnkraftverk men de rörliga kostnaderna är så höga att man för dessa energislag får räkna med styckkostnader kring 150 kr/MWh. En mycket begränsad utbyggnad med ett eller några kolbaserade kraftverk får närmast motiveras av att man vill ha flera olika energikällor i försörjningssystemet. Det relativa kostnadsläget är i dag sådant att kolkraftverk ställer sig något billigare än oljekraftverk. Prisförväntningarna i branschen tycks också vara inställda på en fortsatt ökning av oljepriset.

Långsiktiga energipriser

Det är uppenbart mycket svårt att göra långsiktiga prisprognoser för olja och kol. Det finns naturligtvis en risk att man alltför lätt förlänger kortsiktiga pristrender under 1970-talet. Betraktar man mer långsiktiga trender under efterkrigstiden

blir slutsatserna inte lika enkla. Realpriset på olja — priset på "crude" importerat till Sverige men deflaterat med konsumentprisindex — är nu detsamma som under Koreakrisåren med en lång period med stabila prissänkningar däremellan (med vissa avbrott för återkommande kriser i Mellanöstern).

Expertisen tycks dock vara ganska enig om att en uttömning som resulterar i stigande priser förefaller rimlig. De kända reserverna är 100 miljarder ton och den årliga förbrukningen 3 miljarder ton. Uppskattningar av ännu inte kända reserver ligger kring 200 miljarder ton. Detta innebär att man skall finna ytterligare 8 stycken Saudi-arabien men troligtvis till priset av stigande kostnader. Även om en uttömning i fysisk mening aldrig kommer att ske så innebär de begränsade reserverna att oljan kommer att förbehållas i första hand samfärdsel och petrokemisk industri där substituten är relativt dyrbara.

Därtill kommer att oljemarknaden i ökande grad blir en politiskt bestämd marknad. Förutom det politiska läget i Mellanöstern utgör den amerikanska energipolitiken ett stort osäkerhetsmoment. Måttliga variationer i amerikansk självförsörjningsgrad ger stora utslag på de internationella oljemarknaderna. Den svenska positionen med vårt starka oljeberoende för uppvärmningen är därför problematisk. Osäkerheten kan till viss del övervinnas dels genom en fortsatt satsning på kärnkraft, dels genom en mer aktiv oljepolitik med svenskt deltagande i produktionsledet.

Många prognoser tyder på ett starkare kolberoende under de kommande decennierna i den globala ekonomin. Ur ekonomiskt perspektiv är koltillgångarna mycket stora. Problemen är främst att brytnings- och hanteringstekniken är relativt arbetskraftsintensiv och att en lång rad nya miljöproblem dyker upp. Flera projekt med dagbrottsgruvor har stoppats av miljöskäl i USA. Koleldade kraftverk ger mycket stora svaivelutsläpp om de inte kompletteras med en relativt dyr renings-teknik. Ask- och gipshögar som avfalls-

produkter från kraftverk måste tas om hand i känsliga kusttrakter.

Några preliminära slutsatser

Kol kan i första hand konkurrera med oljan i stora anläggningar med möjlighet att klara hanterings- och miljöproblem. Däremot är det knappast något realistiskt alternativ vid exempelvis individuell uppvärmning. En central fråga för den svenska försörjningen är därför om oljepriset kommer att öka så kraftigt att eluppvärmning eller hetvatten från verk baserade på kärnkraft eller kol kommer att bli gynnsammare alternativ än dagens individuella uppvärmning.

Vi befinner oss redan i dag i en situation där eluppvärmning och individuell oljeuppvärmning kan vara likvärdiga för nybyggda småhus. En årlig konsumtion på 3 m³ olja kostar i dag ca 1 900 kr för en villaägare. Om alternativet är eluppvärmning blir kostnaden ca 2 250 kr (15 MWh × 150 kr/MWh) när hänsyn tas till omvandlingskostnader och energiskatt. En fullt neutral energiskatt skulle krympa marginalen ytterligare. Eluppvärmning fordrar mindre installationer och ger i vissa avseenden en ytterligare bekvämlighet. En stabil prisnivå för kärnkraftproducerad elkraft och stigande priser för olja kan således på sikt ge betydande förskjutningar av vår energikonsumtion i riktning mot ökad elkraftanvändning för uppvärmning.

En rad andra intressanta perspektiv öppnar sig också för framtiden. De tre storstadsområdena skulle till stor del kunna få sin värmeförsörjning genom kärnkraftverk som förutom elproduktion ger hetvatten, vilket genom stora rörlednings-system kan kopplas till redan befintliga lokala fjärrvärmesystem. Preliminära lönsamhetskalkyler antyder en god lönsamhet för sådana kombinationsverk i Barsebäck (Malmö—Lundområdet), Ringhals (Göteborg) och i Forsmark (med två aggregat som försörjer Stockholm och Uppsala). En expansion med ytterligare fyra kärnkraftaggregat av denna typ har dessutom en rad intressanta industripolitiska

effekter genom att överkapacitet i stål- och verkstadsindustri kan utnyttjas.

I ett ännu mer långsiktigt perspektiv förefaller det som en kombination av bättre isolering och värmepumpar till stor del kan klara lokaluppvärmningen. Det är här fråga om en förhållandevis lågvärdig energiform — nämligen att producera inomhustemperaturer kring 20°C och varmvatten kring 50—60°C. Värmepumpar fungerar som ett slags omvända kylskåp och kyler ner luften eller marken kring husen och använder denna energi till uppvärmning. Inte minst med hänsyn till vårt klimat och våra krav på värmekomfort kan utvecklingsarbete på detta område vara av ett stort intresse.

Inhemska bränslen och förnyelsebara resurser

I delar av den energipolitiska debatten har man starkt betonat möjligheterna av att utnyttja olika inhemska energislag (torv, energiskogar) eller förnyelsebara (främst vindkraft men också här kommer energiskogarna in).³

Även om kostnadsunderlaget ännu inte är tillfredsställande förefaller torv och energiskogar knappast att kunna konkurrera med kol under överskådlig period. Det är därvid främst avverknings- och transportproblem som blir avgörande. För att ersätta ett större kärnkraftverk fordras en avverknings- och transportapparat som hanterar omkring 5 miljoner ton material per år. Lönsamhet kan kanske föreligga för relativt små anläggningar i direkt anslutning till avverkningsplatserna men det blir då fråga om ganska små bidrag till energiförsörjningen. Ett ökat utnyttjande av skogsavfall i anläggningar knutna till massaindustrin kan också vara kostnadsmässigt realistiskt.

Vindkraften ser inte heller särskilt

³ Jag bortser härvid från att icke anrikat uran är en betydande inhemsk energikälla. Tillgångarna enbart i Ranstad rör sig om 300 000 ton uran som räcker till drift av en Forsmarkreaktor under 2 000 år (eller 20 stora reaktorer under 100 år). Sett från energisynpunkt är Ranstad väsentligt större än de norska oljefyndigheterna i Nordsjön.

gynnsam ut. Optimistiska och teoretiska beräkningar antyder att det skulle vara möjligt att producera kanske 25 TWh till ett pris kring 170 kr/MWh. Man skulle då behöva ungefär 2 500 vindkraftaggregat. En större produktion innebär att lägen med sämre vindförhållanden måste utnyttjas, samtidigt som svårigheter uppstår genom att en stor del av vattenkraften måste reserveras för att komplettera vindkraften under perioder med vindstilla eller låga vindhastigheter. Kostnaderna stiger därvid avsevärt för vindkraftproduktionen. Dagens prototypanläggningar har kostnader på flera tusen kronor per MWh och en mer seriös introduktion av energislaget måste därför baseras på en betydande optimism när det gäller möjligheterna att uppnå produktivitetsvinster genom utvecklingsarbete och serieproduktion.

Naturgasen

Naturgas kan för Sveriges del bli aktuell i två former. Först finns projekt att transportera naturgas antingen från Nordsjön eller Sovjet i rörledningar till Sydsverige eller Mellansverige. I bägge fallen innebär detta att man kopplar in sig på redan befintliga nät och det blir fråga om relativt begränsade kvantiteter. Kostnadsmissigt följer också naturgasen oljepriset. En nackdel för Sveriges del är att vi saknar egna rörledningssystem och utspridningen över stora ytor av potentiella konsumenter — främst på industrisidan. I andra hand finns det s k Kockumsprojektet som innebär att man skulle transportera fryst gas i tankers från Mellanöstern och bygga upp ett mycket omfattande gasförsörjningssystem i Sverige med bl a gasdrivna kraftverk. De totala investeringskostnaderna kan bli helt gigantiska genom att en helt ny infrastruktur måste byggas upp. Långa transporter är inte heller särskilt fördelaktiga genom att 0,25 procent av gasen kokar bort under varje transportdygn. På marknaden för flytande naturgas (LNG) måste vi dessutom konkurrera med länder som redan har en omfattande infrastruktur. På sikt förefaller det också

troligt att en stor del av denna gas kommer att användas nära källorna i petrokemisk industri, konstgödselindustri och för nya ståltillverkningsprocesser. Som ett alternativ till nuvarande kärnkraftverk faller Kockumsprojektet helt bort genom sina höga kostnader.

Olika försörjningsstrategier

Med utgångspunkt från komponentbeskrivningarna skall jag i det följande diskutera några alternativa strategier. Diskussionen baseras därvid på ett ännu icke publicerat beräkningsmaterial från en av expertgrupperna inom Energikommissionen.

1975 års energipolitik

Ett första alternativ som kan sägas innebära att man accepterar kärnkraften som en teknisk lösning men fortfarande räknar med en icke alltför drastisk ökning av priserna på fossila bränslen innebär i stort sett följande utveckling under den närmaste tjuogoårsperioden:

Kärnkraftutbyggnaden fortsätter och utöver de tolv enheter som i dag finns i drift eller under konstruktion tillkommer ytterligare 6 kärnkraftaggregat samt 4 kombinerade aggregat för elproduktion och hetvattenproduktion. Hela denna utbyggnad kan rymmas på redan etablerade platser. Oljeberoendet kommer att successivt sjunka — även absolut — men mindre tillskott sker med något eller några gaseldade och koleldade kraftverk. Lokaluppvärmningen kommer att i ökad grad baseras på fjärrvärme och elvärme. Den individuella uppvärmningen kommer alltså att helt domineras av oljan medan uran, naturgas och kol kommer in på fjärrvärmemarknaden. Utvecklingen kan sägas vara anpassad till den relativprisutveckling som beskrivits ovan. Det bör därvid betonas att i kostnaderna för kärnkraftverken har betydande marginaler lagts in för säkerhet, upparbetning och lagring.

När det gäller vattenkraftutbyggnaden sker denna förhållandevis försiktigt vilket innebär att miljönackdelarna antagligen värderas mycket högt. Vindkraft och torv-

baserade anläggningar kommer in snarast som försöksanläggningar. Med en snabbare prisutveckling på olja än för kol är det rimligt att utgå från att vissa industriella processer successivt övergår till kol.

Ett utvecklingsalternativ av detta slag förefaller ganska odramatiskt. Någon fysisk energibrist kommer inte att uppträda och några drastiska kostnadsökningar är det inte heller fråga om. Kärnkraften ligger som en bas med sitt relativt väl prognostiserbara pris samtidigt som oljeberoendet minskar. De "nya" investeringar det är fråga om är främst mottagningsanläggningar och en viss transportkapacitet för kol samt en anslutning till redan befintliga internationella rörledningssystem för gas. En betydande diversifiering i "energiportföljen" blir resultatet. Det är inte heller aktuellt med några mer omfattande "crash"-program på forsknings- och utvecklingssidan — exempelvis får omfattningen av det trots allt begränsade vindkraftsprogrammet bli beroende av om de relativt optimistiska kostnadsberäkningarna håller när offerterna på fullskaleanläggningar kommer in. Samtidigt kan man räkna med att de ökade relativpriserna för energi efter 1973 successivt slår igenom i form av mindre energiintensiva processer och bättre isoleering.

Ingen ny kärnkraft

Ett andra alternativ — som uppenbart har ett stort politiskt intresse — är en successiv avveckling av kärnkraften. Det kan därvid vara lämpligt att först diskutera ett delalternativ där de nuvarande 12 kärnkraftsaggregaten bibehålls men inga ytterligare investeringar sker på kärnkraftsidan. Detta innebär först att vattenkraftanläggningarna måste byggas ut i snabbare takt. Kol, olja och gas kommer att öka i betydelse jämfört med det första alternativet. Några direkt fysiska försörjningsproblem behöver inte uppstå men man får räkna med att elpriset — om det baseras på de marginella anläggningarna — stiger från 100 till 150 kr/MWh. Vi saknar fortfarande utredningsmaterial

som beskriver vad detta kan innebära för total energikonsumtion och industristruktur men det är troligt att svensk exportindustri baserad på energiintensiva processer inom metallurgi och skogsindustri förlorar en del av sina komparativa fördelar. Eluppvärmning blir mindre attraktiv och det skapas en vidgad marknad för bl a koleldade värmeverk. En betydande ökning av utsläpp av koldioxid och svaveldioxid kommer att äga rum som säkert aktualiserar en annan miljödebatt än den vi idag har kring kärnkraftverken.

Detta delalternativ innebär en viss sänkning av de totala energiinvesteringarna i landet (främst genom bortfallet av ytterligare kärnkraftverk) medan de totala driftkostnaderna i systemet kommer att öka samtidigt som importen ökar.

Total avveckling av kärnkraften

Ett mer dramatiskt delalternativ är ett politiskt beslut att avveckla även nu befintliga kärnkraftverk fram till 1985 (alternativt 1990). Jag har tidigare beskrivit storleksordningen av den samhällsekonomiska förlust som uppstår. Övergångsproblemen kan också bli mycket omfattande genom att en tredjedel av elproduktionen faller bort. Även om man på sikt kan investera och importera sig ut ur detta politiskt påtvingade läge kan man under ett antal anpassningsår tvingas till kombinationer av ransonering och en elprisättning baserad på ren knapphet. Vår kännedom om priselasticiteterna är inte tillräcklig men det förefaller inte orealistiskt att räkna med priser kring 200 kr/MWh innan ersättningsproduktion i framför allt koleldade kraftverk kommer till stånd. Övergången innebär också stora problem för den energibaserade industrin. Återgång till oljeeldning i eluppvärmda hus samt full drift av samtliga oljeeldade kraftverk ingår också i delalternativet.

I princip innebär alternativet en övergång till en "kolekonomi" men fortfarande med stora inslag av olja och en ökning av gastillförseln. En snabbare utbyggnad av vattenkraften ingår också i bilden. Eftersom vindkraften inte kan expandera särskilt snabbt och inte heller blir lönsam

om elproduktion kan ske från koleldade verk erbjuder detta energislag knappast något alternativ under den svåra omställningsperioden under början av 1980-talet.

Jämfört med det första alternativet — ett slags förlängning av 1975 års energipolitik — hamnar vi i ett läge med såväl ökade investeringar (för att kompensera bortfallet av kärnkraftverken) som ökade driftkostnader (varav en ökande del utgöres av importbränslen). Det är uppenbart att detta alternativ endast kan motiveras av politiska och etiska argument, som tillmätts ett implicit värde på tiotals miljarder kronor.

Minskat importberoende

Ett annat intressant alternativ kan vara en strategi som systematiskt försöker minska vårt importberoende. Motiven för detta kan vara ekonomiska: man förväntar en snabbare ökning av priserna på fossila bränslen eller en försämring av svenska terms-of-trade som gör importsubstitution attraktiv. Speciellt kan man därvid vara intresserad av att minska oljeberoendet. Tekniskt innebär detta alternativ inte några större svårigheter. Kärnkraftinvesteringarna påskyndas ytterligare. Kol går in som energiråvara i industriella processer och i olika former av värmeverk. Brytning, anrikning och uppberedning av svenskt uran kan komma att aktualiseras samtidigt som torv och biomassor kan bli aktuella. Om oljeberoendet skall minska på samfärdselsidan kan en svensk metanoltillverkning komma till stånd. Någon höjning av elpriset behöver dock inte bli aktuell utan detta pris bestäms fortfarande av kärnkraftens långsiktiga gränskostnad. I första hand torde det vara samfärdselsektorn som får vidkännas en prishöjning. Detta alternativ är förhållandevis investeringsintensivt — investeringarna i inhemska energiproduktionsanläggningar kan öka med mellan 20 och 45 procent jämfört med "basalternativet". Skillnaderna sammanhänger främst med om man specifikt vill frigöra sig från oljebehovet (det lägre alternativet) eller därutöver önskar frigöra sig från import av kol och uran.

Det intressanta med dessa alternativ är att det tekniskt — framför allt genom kärnkraft, inhemskt uran och teknologiskt kunnande — finns en option att långsiktigt möta även drastiska oljeprisökningar eller försämringar av svenska terms-of-trade utan några större ekonomiska påfrestningar eller direkta krisituationer. Ett visst frågetecken måste dock sättas för möjligheterna att få en lönsam övergång från bensin till inhemskt producerade bränslen som metanol. Importvolymen minskar kraftigt men intressant att notera är att även de totala driftkostnaderna för energisystemen minskar genom en övergång till mer kapitalintensiv teknik.

Förnyelsebara energikällor

En mer "politisk" strategi är att systematiskt öka de förnyelsebara resursernas andel av energiförsörjningssystemet. Elproduktionen kan då baseras på en fortsatt utbyggnad av vattenkraftverk. Men därutöver tillkommer en betydande andel med kraftverk först eldade med torv och sedan biomassa från odlingar av energiskogar. En kraftig utbyggnad sker av vindkraften. Hetvattenanläggningar för torv och biomassa kan ersätta den individuella oljeuppvärmningen. Transportsektorn står också inför en stor omvandling eftersom syntetiska bränslen som metanol måste utgöra basen.

Detta alternativ karakteriseras av mycket höga investeringskostnader — och antagligen även mycket omfattande utvecklingsarbeten genom att det delvis är okänd teknologi eller produktion i mycket stor skala baserad på teknologi som i dag endast finns på laboratoriestadiet. En överslagsberäkning antyder en investeringsökning kring 60 procent i förhållande till basalternativet. Driftkostnaderna för systemet ökar också. Resultatet måste också bli en kraftig elprishöjning genom att vindkraft och biomassekraft blir bestämmande i de marginella anläggningarna.

Några slutsatser

Denna genomgång torde visa att det tekniskt föreligger ett stort antal möjliga strategier för den framtida energiförsörjningen. Två av de här beskrivna alternativen är dock ekonomiskt sett underlägsna — avveckling av befintlig kärnkraft och satsning på förnyelsebara resurser. Bägge dessa alternativ kräver såväl ökade investeringar som ökade driftkostnader. De totala kostnadsökningarna jämfört med basalternativet rör sig för det senare alternativet — förnyelsebara resurser — kring 100 miljarder kronor. Det blir därvid fråga om en drastisk omställning av den svenska ekonomin där stora delar av den traditionella exportindustrin knappast längre har några komparativa fördelar.

Av större intresse är självklart alternativ som innebär ett minskat olje- eller importberoende eller ett slut på vidare kärnkraftutbyggnad. Det första alternativet är investeringsintensivt och minskar importvolymen. Det andra alternativet minskar investeringarna och ökar importen. Man kan säga att bägge dessa alternativ kan bli realistiska vid förändringar av framtida oljepriser eller svenska terms-of-trade. En sänkning av oljepriserna —

som under 1960-talet — aktualiserar alternativet med ett stopp av vidare kärnkraftutbyggnad. Alternativet med en kraftig imports substitution blir en ekonomiskt motiverad reaktion på ökade oljepriser eller försämrade terms-of-trade. Men poängen med dessa alternativ är att vi inte behöver fatta några avgörande beslut i dag utan att vi med ett fullföljande av 1975 års kärnkraftprogram kan avvakta vad som kommer att hända på oljemarknaderna under de närmaste åren. Alternativet visar att vi trots allt har en betydande handlingsfrihet utan några drastiska omställningar av den svenska ekonomin.

Referenser

- Bergendahl, G., [1974], "Kärnkraftsutbyggnaden och priset på elenergi", *Ekonomisk Debatt*, årg 2, nr 6
- Hansson, I., [1977], *Bostadsfinansiering och bostadsbeskattning under inflation*, Statens Råd för Byggnadsforskning, Stockholm
- Ståhl, I., [1975], "Indexlänens uppgång och fall i Sverige", *Skandinaviska Enskilda Bankens kvartalsskrift*, nr 1
- Turvey, R., & Anderson, D., [1977], "Electricity Economics", *World Bank Research Publication*, Washington