

# Fyra nya kärnkraftsaggregat på sparlåga: Är det ekonomi eller politik?

*Vad skall man göra med de fyra kärnkraftsaggregat som nu byggs i Ringhals och Forsmark? Svaret beror på vad vi tror om det framtida behovet av elektrisk energi. Datorkörningar med ett elbalanssystem har här använts för att beräkna hur man bör förfara med de fyra aggregaten under olika antaganden om den framtida efterfrågan på elenergi.*

Fram till år 1980 vill Statens Vattenfallsverk ta fyra nya kärnkraftsaggregat i drift. Det gäller då Ringhals III och IV samt Forsmark I och II. Dessa aggregat, som är under byggnad, har redan kostad miljardbelopp i investeringar. Kan det då vara förenat med en sund ekonomi att inte göra dem färdiga och ta dem i bruk? Kan verkligen behovet av elektrisk ström ha undergått en så radikal förändring att vi nu inte behöver dessa nya kraftverk?

För att ge svar på dessa frågor har jag utfört ett antal datorkörningar med mitt elbalanssystem. Detta system syftar till en optimal avvägning mellan investering, produktion och prissättning för den svenska elsektorn under de förhållanden som

beräknas 1980, 1985 och 1990.<sup>1</sup> Investeringarna beräknas för kärnkraft, oljekondens och gasturbiner (i MW). Produktionen (i TWh) och priser (i öre/kWh) bestäms för fem olika tidssegment under de angivna åren. Systemet väljer automatiskt de kvantiteter som ger största möjliga sammanlagda resultat för elproducenter och elkonsumenter.<sup>2</sup>

## Prognoser

De datorkörningar som nu utförts bygger på tre alternativa efterfrågeprognoser för 1980, 1985 och 1990. Dessa prognoser, benämnda "MPU", "SIND 1" och "SIND 2", behandlas som referensnivåer vid det nuvarande producentpriset på högspänd elström.<sup>3</sup>

"MPU" står för de prognosantaganden som utförts av Åke Sundström inom Mineralpolitiska utredningen (MPU). Han

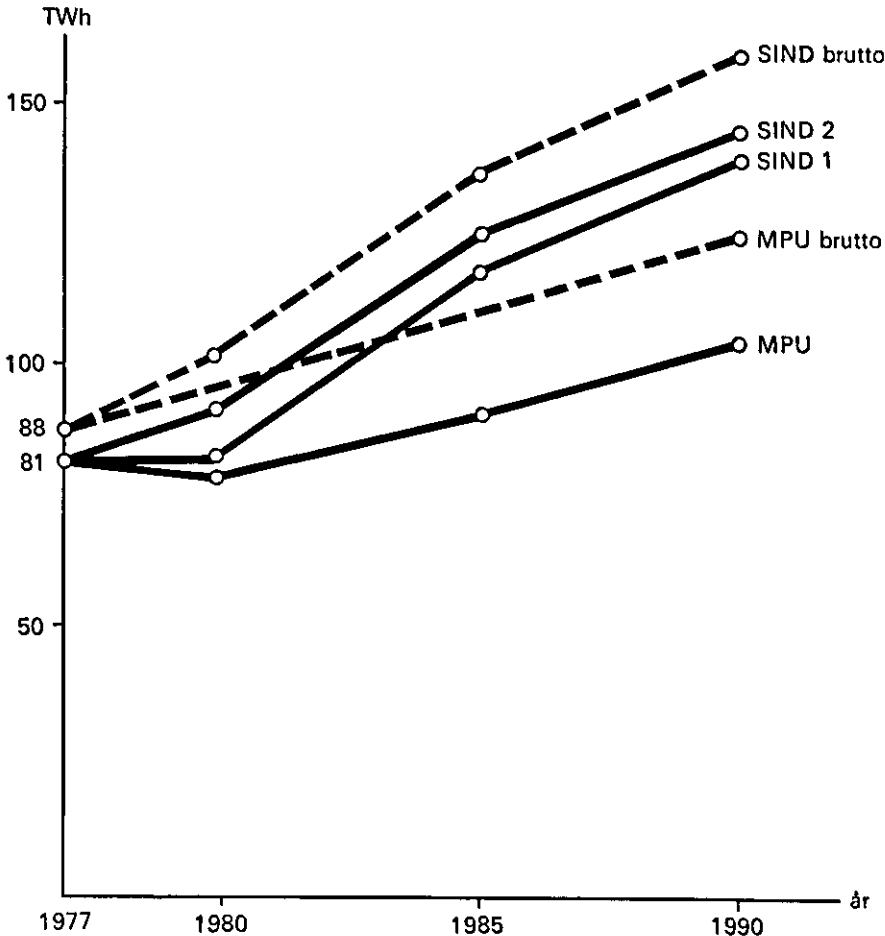
<sup>1</sup> För en detaljerad beskrivning av systemet, se Bergendahl [1974 A, 1974 B och 1975]. För en mera översiktlig beskrivning se Bergendahl [1974 C och 1976].

<sup>2</sup> I ekonomiska termer: Systemet maximerar de diskonterade producent- och konsumentöverskotten. Kalkylräntan är satt till 8 procent.

<sup>3</sup> Priset vid produktionskallan. Detta pris antas 1977 ligga på en nivå av 7,65 öre/kWh. För en beräkning av konsumentpriset tillkommer ett pålägg för att täcka distributionskostnader, överföringsförluster och transformationsförluster.

*GÖRAN BERGENDAHL är professor i företagsekonomi vid Göteborgs universitet. Hans specialitet är användning av ekonomisk analys inom privata företag och statliga förvaltningar. De senaste årens forskning har han ägnat åt transportsystem och energiförsörjning. Han är som expert knuten till den sk styrmedelsgruppen inom Energikommissionen.*

Diagram 1. Elprognoser för alternativen MPU, SIND 1 och SIND 2. (Streckade linjer anger bruttovärden, dvs de inkluderar såväl industriellt mottryck som kraftvärme).



räknar där med en årlig ökning, av BNP med 2,25 procent. Till detta kommer en årlig inkomsteffekt av 1,25 procent, vilket vid fasta priser ger en årlig efterfrågeökning av  $1,25 \times 2,25 = 2,81$  procent. Då en uppskattning av 1977 års elförbrukning pekar mot 88 TWh, så innebär en ökning av 2,81 procent per år att "MPU" motsvarar 95 TWh 1980, 110 TWh 1985 och 125 TWh 1990. Från detta skall dragas elproduktion från industriellt mottryck och kraftvärme. Om man i likhet med CDL är optimistisk<sup>4</sup> och här räknar med 18 TWh 1980, 19,5 TWh 1985 och 20 TWh 1990 så innebär prognosen MPU ett netto av 77 TWh 1980, 90,5 TWh 1985 och 105 TWh 1990.

SIND 1 baseras på Statens Industriverks energiprognos<sup>5</sup> där man uppskattar elförbrukningen till 137,5 TWh 1985. Industriverket anger inga värden för 1980 eller 1990. Om man förutsätter att även dessa värden bör klart överstiga MPU:s och om man antar en viss avmattning efter år 1985 så bör rimliga motsvarigheter vara 100 TWh 1980 och 160 TWh 1990. I SIND 1 antar jag dessutom samma optimistiska utbyggnad av industriellt mottryck och kraftvärme vilket innebär en nettoprognos för SIND 1 av 82 TWh 1980, 118 TWh 1985 och 140 TWh 1990.

<sup>4</sup> Se CDL [1972].

<sup>5</sup> Se Statens Industriverk [1977]

Tabell 1.

Kraftslag	Investering (kr/kW)	Underhåll (kr/kW och år)	Bränsle mm (öre/kWh)
1. Vattenkraft	440	—	0,28
2. Kärnkraft	2 800	90	2,7
3. Oljekondens (baskraft)	1 900	50	7,5
4. Oljekondens (toppkraft)	1 450	33	9,0
5. Gasturbiner	900	20	16,0

SIND 2 utgår ifrån de bruttovärden som angivits för SIND 1 (100 TWh, 137,5 TWh resp 160 TWh) medan jag nu antar en avsevärd reducerad utbyggnadstakt beträffande kraftvärmeverk och industriellt mottryck, nämligen 9 TWh 1980, 12 TWh 1985 och 15 TWh 1990.<sup>6</sup> En netto-prognos för SIND 2 blir därför 91 TWh 1980, 125,5 TWh 1985 och 145 TWh 1990. I diagram 1 återfinns samtliga tre prognoser: MPU, SIND 1 och SIND 2.

Samtliga prognoser förutsätter givna priser. Om man dessutom tänker sig att elkonsumenterna är känsliga för prisförändringar, så är det lämpligt att räkna med priselasticiteter. Kalkylerna är utförda för alternativen  $-0,25$  och  $-0,5$ . Innebörden av detta är att det fordras en prisökning med 4 procent resp 2 procent för att åstadkomma en sänkning av prognoserna med 1 procent.

Övriga förutsättningar har varit att:

a) det fordras en reservkapacitet av 20 procent.

b) kostnaderna för investering, underhåll och bränsle (i 1977 års prisnivå) framgår av tabell 1.

c) tillgängligheten hos de olika kraftslagen beräknas enligt tabell 2.

d) den ingående kapaciteten år 1977 är 13 580 MW vattenkraft, 3 760 MW kärnkraft, 3 550 MW oljekondens (2 400 MW baskraft och 1 150 MW toppkraft) samt 2 100 MW gasturbiner.

e) utbyggnaden av vattenkraften har nått till en nivå av 14 370 MW 1980, 15 600 MW 1985 och 16 200 MW 1990.

f) energiproduktionen från vattenkraft beräknas bli 62,5 TWh 1980, 64 TWh 1985 och 65 TWh 1990.

<sup>6</sup> Dessa värden är uppskattade av Harald Ljung, SIND.

## Resultat

Datorkörningarna har skett såväl för en politik med obegränsad kärnkraftutbyggnad kallat "FRI KÄRNKRAFT" dels också för en politik med stopp för kärnkraftens expansion kallat "INGEN NY KÄRNKRAFT", (se tabell 3). För båda alternativen förutsätts att anläggningar i drift, dvs Oskarshamn I och II, Ringhals I och II samt Barsebäck I och II på tillsammans 3 760 MW, får användas även i fortsättningen.

FRI KÄRNKRAFT innebär att man för samtliga tre prognosalternativ tar anläggningarna Ringhals III och IV (R III och R IV) samt Forsmark I och II (F I och F II) i drift. Om dessa investeringar kan anses vara så uppbundna att nästan alla planerade resurser är ianspråktagna så kommer den extra kostnaden för drift huvudsakligen att röra sig om bränslekostnader i storleksordningen 3 öre/kWh.

För samtliga prognosalternativ (MPU, SIND 1 och SIND 2) kommer det därmed att uppstå en kraftig överkapacitet 1980. Elproduktionen måste därvid begränsas till vattenkraft och kärnkraft. För vissa prognosalternativ (MPU och SIND 1 i kombination med den lägre priselasticiteten  $\epsilon = -0,25$ ) kommer man då att

Tabell 2.

Kraftslag	Tillgänglighet	
	Vinter	Sommar
1. Vattenkraft	99 %	95 %
2. Kärnkraft	75 %	50 %
3. Oljekondens (baskraft)	90 %	80 %
4. Oljekondens (toppkraft)	90 %	80 %
5. Gasturbiner	90 %	80 %

Tabell 3. Optimala investeringsbehov och energibalanser för åren 1980, 1985 och 1990 (samtliga alternativt inkluderar de sex kärnkraftsaggregat som redan är i drift.)

Politik	Fri kärnkraft			Ingen ny kärnkraft		
	Låg ( $\epsilon = -0,25$ )	Medel ( $\epsilon = -0,5$ )	Medel ( $\epsilon = -0,5$ )	Låg ( $\epsilon = -0,25$ )	Medel ( $\epsilon = -0,5$ )	Medel ( $\epsilon = -0,5$ )
Prognos	MPU SIND 1	SIND 2	MPU SIND 1	SIND 2	MPU SIND 1	SIND 2
<i>Investering</i>						
1980	Ringhals III+IV (1 800 MW)					
	Forsmark I+II (1 800 MW)					
1985	—	—	—	—	—	—
	—	—	1 050 MW	2 450 MW	—	650 MW
	—	—	kärnkraft	kärnkraft	—	oljekond.
1990	—	2 400 MW	3 400 MW	4 850 MW	—	2 750 MW
	—	kärnkraft	kärnkraft	kärnkraft	—	oljekond.
<i>Energibalans 1980</i>						
Vattenkraft (TWh)	62	62	62	62	62	62
Kärnkraft (TWh)	40	40	40	40	21	21
Oljekondens (TWh)	—	—	—	—	—	1
Netto (TWh)	102	102	102	102	83	83
<i>Energibalans 1985</i>						
Vattenkraft (TWh)	64	64	64	64	64	64
Kärnkraft (TWh)	40	40	46	54	21	21
Oljekondens (TWh)	—	3	7	18	22	11
Netto (TWh)	104	107	111	136	107	96
<i>Energibalans 1990</i>						
Vattenkraft (TWh)	65	65	65	65	65	65
Kärnkraft (TWh)	40	47	54	80	21	21
Oljekondens (TWh)	—	18	16	9	43	24
Netto (TWh)	105	130	135	154	129	110

tvingas avyttra elenergin till priser ned mot 3 öre/kWh för att man överhuvud taget skall kunna finna någon avsättning. I realiteten innebär detta att man omkring 1980 tvingas exportera el till låga priser.

Detta ger mycket små marginaler. Förutsättningen att R III, R IV, F I och F II är i det närmaste klara är därför mycket väsentlig. Är detta inte en realitet utan betydande investeringsbelopp kan senareläggas, så bör inte dessa kraftverk komma i drift förrän 1985.

Även om man förutsätter FRI KÄRNKRAFT innebär detta dock inte att några nya kärnkraftsanläggningar (utöver R III, R IV, F I och F II) bör tas i bruk förrän tidigast år 1985. Men för att de skall komma så tidigt fordras en högre priselasticitet ( $\epsilon = -0,5$ ). Prognosen SIND 1 kräver då en investering av 1 050 MW medan SIND 2, som har en något högre nettoprognois, leder till en investering på 2 450 MW. Den lägsta prognosen MPU kräver ingen ny kärnkraft förrän tidigast 1995.

INGEN NY KÄRNKRAFT innebär att R III, R IV, F I och F II ej får tas i bruk i framtiden. Priserna kommer då att stiga och kommer därigenom att dämpa elförbrukningen. För prognosen MPU är denna dämpning tillräcklig för att klara energibalansen. För SIND 1 och SIND 2 krävs dessutom (vid en låg priselasticitet) investeringar i oljekondens till viss del 1985 men till största delen 1990.

Kombinationen av

a) tre prognosalternativ (MPU, SIND 1 och SIND 2)

b) två priselasticiteter ( $\epsilon = -0,25$  och  $\epsilon = -0,5$ )

c) två kärnkraftsalternativ (FRI KÄRNKRAFT resp INGEN NY KÄRNKRAFT)

ger tolv olika utfall av energiproduktionen. Tillhörande investeringsbehov och energibalanser (se tabell 3) har beräknats med s k flerperiodisk lineär programmering. Just nu ingår enbart tre tidsperioder (1980, 1985 och 1990) och existerande teknik för kraftproduktion. Programmet har emellertid utvecklats till att omfatta ytterligare tre tidsperioder (fram till år 2010) och till att innehålla alternativa

energikällor. Detta sker av Berndt Andersson och på uppdrag av Delegationen för Energiforskning (DFE).<sup>7</sup>

## Slutsatser

Vad visar då de ekonomiska kalkylerna? Vad skall man göra med de fyra kärnkraftsaggregat som nu byggs i Ringhals och Forsmark? Svaren på dessa frågor hänger samman med vad vi tror om det framtida behovet av elektrisk energi. Blir det så lågt som MPU-prognosen menar eller så högt som SIND-prognoserna säger?

Vid ett lågprognosalternativ (av typ MPU) skall man bygga de fyra nya kärnkraftsaggregaten så sakta som möjligt. Annars står vi där 1980 med en överkapacitet i kärnkraftverk, där vi tvingas exportera elenergi till priser som ej förräntar de gjorda investeringarna.

Men även om en högre prognos (av typ SIND 1 eller SIND 2), beräknas slå in, så kan det vara lönsamt att bygga de fyra aggregaten R III, R IV, F I och F II i en långsammare takt än man har idag. Samtidigt innebär en högre prognos att ett elfte kärnkraftsaggregat (Forsmark III) kan behövas redan 1985.

Det fordras alltså mer ingående kostnadskalkyler för att bedöma om de fyra aggregaten skall byggas långsammare. Beräkningarna visar dock klart att det krävs andra skäl än de rent ekonomiska för att helt avbryta byggandet av dessa aggregat.

Men tänk om man trots allt bestämmer sig för att ej ta dessa fyra aggregat i drift. Då visar beräkningarna att man har stora möjligheter att klara sig utan andra investeringar fram till 1995. Det fordras ett högre prognosalternativ i kombination med en lägre priskänslighet för att kräva en alternativ investering redan till 1985.

Men en total avveckling av kärnkraften då? Ja, detta svarar inte beräkningarna på. Då måste man istället räkna med långsiktiga konsekvenser av den karaktär som Andersson redovisar.<sup>8</sup> Han beräknar en merkostnad av ca 40 miljarder kronor över en tjuugoårsperiod för att ta samtliga

<sup>7</sup> Se Andersson [1977].

<sup>8</sup> Se Andersson [1977] sid 36—37

kärnkraftverk ur bruk till 1987. Detta höga belopp beror av att man måste åstadkomma betydande nyinvesteringar i kol-kraftverk för att klara en sådan nedläggning.

Det första steget in i vår ovissa energihushållning måste därför vara att begära nya kostnadskalkyler från Vattenfall. Dessa kalkyler skall redovisa kostnaderna för att bygga de fyra nya kärnkraftsaggregaten i ett långsammare tempo. Och där kommer en viktig post att bli de omfattande räntebesparingar en sådan senareläggning medför.

#### Referenser

- Andersson, B., [1977], "Strategistudier för Sveriges framtida energiförsörjning", *FE-rapport 86*, Företagsekonomiska Institutionen, Göteborg
- Bergendahl, G., [1974 A], *Investment and Operation of Electricity: I. A Multi-period Cost Minimization Model for Sweden*, (WP 74—7), European Institute for Advanced Studies in Management, Bryssel
- [1974 B], *Investment and Operation of Electricity: II. Price Discrimination and Nuclear Postponement* (WP 74—15), European Institute for Advanced Studies in Management, Bryssel
- [1974 C], "Kärnkraftutbyggnaden och priset på elenergi", *Ekonomisk Debatt*, årg 2, nr 6
- [1975], *Investment and Operation of Electricity: III. Principles for Pricing Peak and Off-peak Load* (WP 75—10), European Institute for Advanced Studies in Management Bryssel
- [1976], "Ingen mera kärnkraft — klarar vi det och vad kostar det?" *Ekonomisk Debatt*, årg 4, nr 4
- Centrala Driftsledningen (C.D.L.) [1972], "Sveriges Elförsörjning 1975—1990". *1972 års studie*, Stockholm
- Statens Industriverk [SIND], (1977), *Sveriges energikonsumtion till 1985, Referensprognos*, SIND PM 1977: 5, Stockholm