

# Förtida avveckling av kärnkraftverk i USA

USA är det land som idag har flest kärnkraftaggregat (109 st) samtidigt som andelen kärnkraft i elproduktionen är måttlig (23 %). Utbyggnaden av kärnkraft har i praktiken upphört, även om ett nytt aggregat togs i drift under 1996. Kärnkraftalternativet hålls levande genom några utvecklingsprojekt, i vilka industrin och staten deltar.

Det kärnkraften har att konkurrera med är främst kol och naturgas, för vilka den sedan länge aviserade miljöbeskattningen ännu inte genomförts.

Under de senaste tio åren har driftresultaten förbättrats markant för de amerikanska kärnkraftverken. Exempelvis motsvarar den förbättrade utnyttjningsfaktorn ett energitillskott från 25 stora reaktorer.

Fem kommersiella amerikanska reaktorer har de senaste åren lagts ner innan de uppnått vad som internationellt anses vara en tekniskt rimlig livslängd. Svenska politiker har i debatten hänvisat till att 18 amerikanska reaktorer stängts under tiden 1969-96. Detta har lett till den generella slutsatsen att "Kärnkraften är på väg bort som energikälla i de flesta länder och det är uppenbart att det är just USA som leder den utvecklingen" (Lennart Daléus, Dagens Nyheter 1997-05-22).

Förutom de fem kommersiella reaktorer som diskuteras nedan, omfattar de 18 reaktorerna den havererade TMI-reaktorn, en reaktor (Shoreham) som aldrig togs i kommersiell drift, samt ett antal mindre reaktorer av udda konstruktioner och på prototypnivå.

Som framgår av denna Bakgrund har orsakerna till de amerikanska nedläggningarna varit specifika för de enskilda kraftverken eller för förhållandena i USA. Att ta dessa nedläggningar till intäkt för påstående att kärnkraften i USA håller på att avvecklas är vilseledande.

## Överdimensionerad utbyggnad

Efter den första oljekrisen i början på 70-talet blev det uppenbart att utbyggnadsprogrammet för kärnkraften i USA varit överdimensionerat i förhållande till kraftbehovet.

Detta medförde att ett antal beställda och delvis påbörjade reaktorer aldrig färdigställdes. (Detsamma gällde också för koleddade anläggningar.)

Ett exempel är de fem tryckvattenreaktorer i staten Washington, som beställt mot bakgrund av omfattande utbyggnadsplaner för aluminiumindustrin.

Dessa rann emellertid ut i sanden, och endast en av reaktorerna togs i drift. Arbetet på de övriga fyra avbröts på olika stadier av byggprocessen. Parallellt med det svenska "Stålverk 80" är uppenbar.

## Livstidsförlängning – en process som kommit av sig

Idag är 109 kraftproducerande lättvattnenreaktorer i drift i USA. Liksom i många andra länder har kraftverksägarna i USA utgått ifrån en 40-årig teknisk livslängd för sina anläggningar.

Enligt den amerikanska atomenergilagern har tillsynsmyndigheten NRC kunnat utfärda drifttillstånd för 40 år (ursprungligen räknat från tiden för bygglov, men i många fall ändrat till början av fulleffekt-driften). För ett femtiotal aggregat löper detta drifttillstånd ut kring 2010.

Energidepartementet, NRC och kraftindustrin initierade 1985 ett gemensamt projekt för att klarlägga förutsättningarna att förlänga livstiden ytterligare (PLEX, Plant Life EXTension).

Efter en förstudie drogs slutsatsen att inga större hinder förelåg för att driva anläggningarna "väsentligt längre" än de förutsedda 40 åren – 60 år accepterades av NRCs styrelse som mål.

En förutsättning var att kandidaterna för livstidsförlängning i det förgångna uppvisat god driftsäkerhet och dessutom redovisat detaljerade belägg för att man under förlängningstiden kan uppfylla NRCs krav.

Denna redovisning har visat sig vara en kostsam procedur, med osäker utgång, då NRCs krav varit långt ifrån klara.

De flesta kandidaterna har därför dragit sig ur licensieringsprocessen och siktar i stället på tillståndsförlängning för kortare tid i taget.

Kostnadsutveckling – konkurrens. Den negativa trenden har bromsats upp och t o m vänt (figur 1). De 109 amerikanska kärnkraftreaktorerna uppvisar stor spridning i fråga om driftekonomi. De bättre har driftresultat i klass med de bra europeiska. Se även faktaruta 3.

Även om USA är nettoimportör av fossilbränsle totalt, finns inom landet stora tillgångar av kol och naturgas. Korta transportvägar och begränsade restriktioner eller avgifter (den aviserade avgiften för koldioxid är ännu inte införd) gör att framför allt kraftverk baserade på kol erbjuder konkurrenskraftiga priser jämfört med kärnkraften.

I synnerhet gäller detta i enkla anläggningar med primitiv avgasrening och låga kapitalkostnader. En pågående avreglering av elmarknaden har också bidragit till att dörren öppnats för ökad konkurrens.

I slutet av 1980-talet introducerade den amerikanska kärnkraftindustrin ett handlingsprogram för att effektivisera driften av kärnreaktorerna och därmed pressa kostnaderna per producerad kWh.

Den negativa trenden har bromsats upp och t o m vänt (figur 1).

År 1995 var den genomsnittliga pro-

### Några fallstudier:

#### Rancho Seco, Connecticut Yankee, Yankee Rowe, San Onofre 1, Trojan

Under 1989-96 togs fem amerikanska kärnkraftverk ur drift innan de ens uppnått den ursprungligen förutsedda åldern:

- Rancho Seco
- Connecticut Yankee.
- Yankee Rowe
- San Onofre
- Trojan

Förutom anläggningsspecifika omständigheter bidrog problem som är utmärkande för den amerikanska kärnkraftmarknaden.

Utslagsgivande var i de fyra senare fallen osäkerheten i de ekonomiska prognoserna.

Denna osäkerhet berodde delvis på oklarhet om tillsynsmyndighetens fram-

duktionskostnaden för en kWh (1 USD = 7,6 SEK): 14,3 öre för kol, 15,4 för kärnkraft och 20,4 för gas.

tida krav och om väntade beskattningsregler.

Ännu en gemensam faktor av stor betydelse var svårigheten att i de aktuella regionerna i en situation av elöverskott konkurrera med billig naturgas och vattenkraft.

I grunden var det således ekonomin – under de i USA rådande förhållandena – som var utslagsgivande.

#### Rancho Seco

I det första fallet, tryckvattenreaktorn Rancho Seco, som inte beskrivs närmare i denna rapport, samverkade flera omständigheter till nedläggningen år 1989.

Huvudskälet var att ägaren, ett relativt litet kraftföretag, saknade kompetens att ansvara för och driva en kärnkraftreaktor, med tillgänglighets- och säkerhetsmässigt dåliga driftresultat som följd.

#### Connecticut Yankee (Haddam Neck)

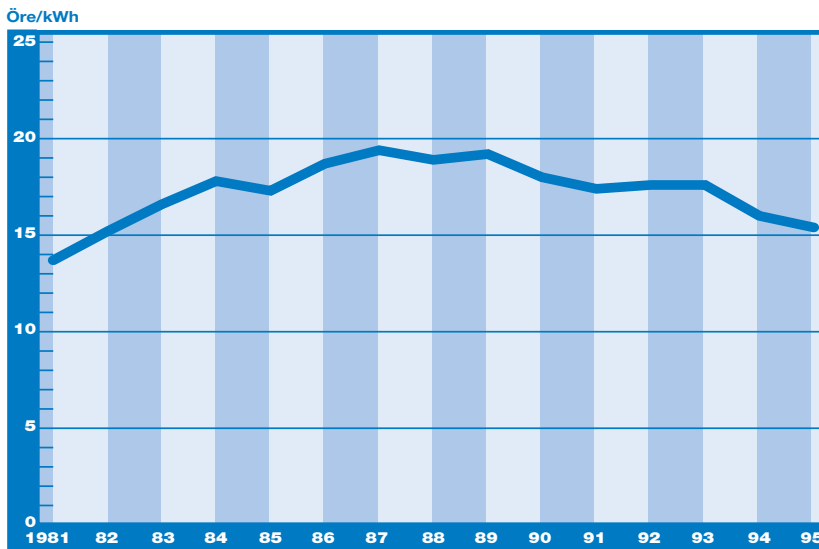
Den senaste nedläggningen, år 1996 av Connecticut Yankee beskrivs inte heller närmare i denna rapport.

Ägarnas beslut att lägga ned reaktorn fattades med hänsyn till förutsedda omfattande säkerhetshöjande åtgärder samt låga priser för ersättningskraften.

Ägarna hade redan under några år övervägt nedläggningen av Connecticut Yankee inför ett eventuellt beslut om byte av ånggeneratorerna.

Reaktorn hade körts i 29 år, och dess drifttillstånd gick ut år 2007.

Figur 1 Genomsnittliga produktionskostnader för kärnkraftverk i USA. 1,1 öre/kWh för avfallsfonden är inkluderad.



1 US \$ = 7,6 SEK

#### Faktaruta 1 Konventionell teknik

Stora delar av en kärnkraftanläggning bygger på väl beprövad teknik. Den egentliga kärntekniken finns i den värme(ång)-producerande delen av anläggningen, vars väsentligaste del är den i reaktortanken inneslutna härden, där kärnklyvningsprocessen alstrar värme. Men även denna teknik utnyttjar till stor del länge beprövade komponenter – tryckkärl, ventiler, rörledningar etc.

Skillnaden är framför allt att delar av reaktortanken med utrustning utsätts för strålning, vilket ställer särskilda krav på konstruktionsmaterialen. En viktig uppgift för de forskningsreaktorer, som funnits i världen i snart 50 år, har varit att i tidsaccelererade försök

lära känna, förstå och behärska materialproblem som kan uppstå vid bestrålning, även under långa tidrymder.

Ett exempel är materialförsprödning, som innebär att materialets hållfasthet försämras under vissa omständigheter.

Tillsammans finns således i världen en stor erfarenhetsbank uppbyggd för livslängdsbedömningar av kärnkraftanläggningar, baserad på kunskap om komponenters och materials beteenden under långa tidrymder.

Dessutom följs reaktorns viktiga delar upp och kontrolleras med bestämda intervaller.

## Yankee Rowe

*Reaktor: 185 MWe tryckvattenreaktor, Westinghouse/Babcock & Wilcox  
Läge: Rowe, Massachusetts  
Byggstart: November 1957  
Driftstart: November 1960  
Avställd: 27 februari 1992*

Vid nedläggningen var Yankee Rowe med sina 31 driftår det äldsta i drift varande kärnkraftverket i USA. Det 40-åriga drifttillståndet löpte till juli år 2000.

Den ackumulerade utnyttjningsfaktorn (se faktaruta 3) var 74 % och låg därmed omkring 10 procentenheter över det amerikanska medelvärdet. Några nämnvärda störningar hade aldrig inträffat.

De goda driftresultaten aktualiserade en förlängning av drifttillståndet. Yankee Rowe utsågs därför till ett av två aggregat som skulle utgöra pilotfall i programmet för livstidsförlängning.

Som ett led i detta program lade ägarföretaget ned mycket pengar på att utreda eventuella problem med reaktortankens åldring genom försprödning (se faktaruta 1).

Tillsynsmyndigheten NRC granskade de preliminära resultaten och godkände i slutet av 1990 fortsatt drift fram till den planerade revisionsavställningen i april 1992, då ytterligare data skulle erhållas.

Vid denna tid pågick emellertid en intensiv kärnkraftdebatt, där moståndarna särskilt tog fasta på tankproblematiken. Namninsamlingar organiserades, med krav på omedelbar avställning. NRC pressades att på nytt ta upp tankfrågan, och kraftföretaget ålades ytterligare analyser.

I avvaktan på resultaten – och på en planerad fullständig tankprovning – beslöt ägarna själva att ställa av reaktorn i oktober 1991.

Här bör nämnas några tekniska omständigheter som blev avgörande för de följande besluten. Yankee Rowe skilde sig från senare generationers reaktorer, inte bara genom sin låga effekt utan också genom reaktortankens utformning.

Tanken hade en diameter på mindre än 3 meter. Detta gjorde att bränslet befann sig mycket nära tankväggen, som därigenom var utsatt för exceptionellt kraftig neutronbestrålning.

Dessutom fanns för Yankee Rowe inte det materialuppföljningsprogram som krävts för senare reaktorer (se faktaruta 1).

I en förnyad granskning konstaterade NRC bl a att avsaknaden av relevanta materialprov måste kompenseras med mycket försiktiga antaganden i hållfasthetsberäkningarna.

Ur NRCs kriterier för återstart kunde

utläsas betydande osäkerhet beträffande de slutliga kraven, och därmed beträffande de kostnader som skulle uppstå för att tillgodose dem.

Beslutet om Yankee Rowes framtid sammanföll med en lågkonjunktur i regionen, och ett därmed sammanhängande elöverskott.

På grund av det rådande låga priset på naturgas var el från befintliga gaskraftverk billigare. Vissa delägare i Yankee Rowe ägde också gas- och kolkraftverk.

Trots önskemål om diversifierad produktionskapacitet och gardering mot stigande gaspriser ledde den ekonomiska osäkerheten beträffande de slutliga myndighetskraven, i kombination med elöverskottet, till beslutet att lägga ner Yankee Rowe åtta år innan drifttillståndet löpt ut.

Någon ansökan om förlängning lämnades aldrig in.

Beslutet om nedläggningen togs mot bakgrund av vissa juridiska förhållanden som är speciella för USA: motståndare till en anläggning kan kräva omprövning i domstol av redan beviljade tillstånd genom offentliga utfrågningar.

Enda syftet är ofta att förhala driften, med betydande kostnader som följd. Denna risk vägs givetvis in i kraftföretagets kostnadskalkyler.

### Faktaruta 2 Ekonomiska faktorer – en jämförelse med Europa

Ett kärnkraftverks ekonomi är avhängigt av kapitalkostnaden och kostnaderna för drift och underhåll. Konkurrenskraften kan dessutom påverkas av politiska beslut som beskattningen av olika energikällors miljöpåverkan. Jämfört med fossilkraften har kärnkraften en hög kapitalkostnad och en låg bränslekostnad. Elkostnaden blir därför känslig för byggtidens längd (under vilken det nedlagda kapitalet inte förräntas) och för hur pass väl verket kan utnyttjas under driftperioden (utnyttjningsfaktorn, se faktaruta 3).

På följande punkter finns stora olikheter mellan USA och andra västländer, däribland Sverige.

- **Byggtiderna** har genomgående varit mycket längre i USA – det dubbla är inte ovanligt.
- Den genomsnittliga **utnyttjningsfaktorn** för de amerikanska verken har varit låg jämfört med t ex den svenska. Insatserna i USA har fokuserats på detta problem och förbättringar har åstadkommit. År 1984 var denna faktor 68 % och 1996 uppnåddes 82 %. För Sverige låg den genomsnittliga tillgänglighetsfaktorn för perioden 1984–96 på drygt 80 %. Förbättringen av de amerikanska reaktorens utnyttjningsfaktor motsvarar ett energitillskott från 25 reaktorer på vardera 1000 MWe.

En bidragande orsak till den låga utnyttjningsfaktorn i USA är de långa avställningarna för bränslebyte och underhåll. I Sverige är avställningstider på 4-6 veckor praxis, medan de amerikanska verken ser detta som ett mål att sträva efter. Medianvärdet i USA var 1990 drygt 11 veckor men hade 1996 minskat till ca 8 veckor.

Förklaringarna till de kortare revisionsavställningarna i andra länder är flera, men några av dem är:

- bättre och effektivare planering med lång framförhållning
- högre kompetens hos egen personal och entreprenörer
- bättre utnyttjning av datoriserade stödsystem.
- Ännu en viktig orsak till höga drift- och underhållskostnader vid amerikanska kärnkraftverk är att antalet anställda per installerad MWe är 2–3 gånger större än i Sverige och andra europeiska länder. Orsaker med detta kan härledas till effektivitet i verksamheten och olika praxis när det gäller antalet anställda, t ex bevakningspersonal: på ett flertal amerikanska verk består bevakningsstyrkan av flera personer än hela driftorganisationen på svenska kärnkraftverk.

## San Onofre 1

Reaktor: 436 MWe tryckvattenreaktor, Westinghouse

Läge: San Clemente, Kalifornien

Byggstart: 1964

Start kommersiell drift: Januari 1968

Avställd: 30 november 1992.

Fram till 1980 hade aggregatet uppnått en kumulativ utnyttjningsfaktor på ca 70 %. Efter olyckan i Three Mile Island 1979 tvingades aggregatet till flera långa och kostsamma avställningar för att höja säkerheten. Detta medförde att utnyttjningsfaktorn över blockets hela drifttid bara blev 56 %.

I början av 90-talet återstod fortfarande ett antal myndighetskrav att uppfylla, till en uppskattad kostnad av 150 miljoner dollar.

*I USA styrs kraftföretagens policybeslut och taxor av sk Public Utility Commissions, en myndighet på delstatsnivå som finns i samtliga delstater i USA. PUC övervakar företag som sysslar med el, gas och kommunikation (telefon och kabel-TV).*

*PUC kontrollerar de avgifter företagen får ta ut av kunden, anger mått på de olika tjänsternas tillförlitlighet och definierar ansvarsbildningen.*

*PUC deltar också i beslut som rör företagets långsiktiga planering, t ex angående behovet av el.*

*Ledamöterna i PUC är antingen folkvalda eller utnämnda av delstatsgu-*

*vernören. Någon motsvarighet till PUC finns inte utanför USA.*

Infören granskning av Kaliforniens PUC (CPUC) hade kraftföretaget 1991 lämnat in en obligatorisk "övergripande resursplan" (Integral Resource Planning, IRP).

Planen omfattade 32 scenarier, dvs olika kombinationer av ekonomiska antaganden, de flesta med nödvändighet spekulativa. De gällde t ex följande frågor:

- Vilken utnyttjningsfaktor skulle uppnås under den återstående drifttiden?
- Skulle drifttillståndet kunna förlängas?
- Skulle ånggeneratorerna behöva bytas?
- Hur skulle naturgaspriset utvecklas?
- Hur skulle man värdera förhindrade koldioxidutsläpp?

De 32 scenarierna uppvisade allt ifrån en beräknad nettovinst på 625 miljoner till en förlust på ca 175 miljoner dollar.

Trots att de förutsatte förbättringar av anläggningen, hamnade det stora flertalet scenarier på plus-sidan vid fortsatt drift.

CPUC underkände emellertid ett antal för kärnkraftverket gynnsamma antaganden. Verket fick t ex inte tillgodoräkna sig möjligheten av licensförlängning, vilket påverkade kostnadskalkylen för ånggeneratorbyte i negativ riktning.

Vidare underkändes en prognosti-

serad utnyttjningsfaktor på 70 % med hänvisning till 1980-talets betydligt sämre värde.

Miljöfördelar i form av förhindrade koldioxidutsläpp fick inte tas med i kalkylen (vilket strider mot en av delstaten Kalifornien utfärdad förordning att alla utsläpp till luften och havet skall betraktas som tillkommande kostnader).

Priset på naturgas skulle antas förbli oförändrat lågt.

Med bl a dessa begränsningar kom CPUC fram till att fortsatt drift av San Onofre 1 till år 2000 skulle medföra en nettokostnad av 118 miljoner dollar. I detta läge erbjöds kraftföretaget två alternativ, nämligen

– att som oberoende kraftproducent fortsätta driften och söka täckning för alla uppkommande kostnader via det av CPUC fastställda elpriset

– eller att lägga ner aggregatet i slutet av 1992 och då tillåtas ta ut alla icke-amorterade kostnader via elräkningarna.

Kraftföretaget valde det senare alternativet som bedömdes medföra den mindre risken.

Beslutsprocessen som resulterade i nedläggning av San Onofre 1 föranledde hård kritik mot IRP-förfarandet. Det påpekades att den komplicerade sammanvägningen av ett stort antal osäkra faktorer ger ett falskt sken av vetenskaplighet.

I själva verket blir förfarandet lätt ett verktyg för partsintressen.

### Faktaruta 3 Några godhetstal för kraftverksdrift

**Utnyttjningsfaktorn** är kvoten mellan den mängd kWh en kärnreaktor producerat under kalenderåret och den teoretiskt sett maximalt möjliga mängden kWh som skulle kunna produceras under samma tidrymd, om reaktorn inte ställdes av för t ex bränslebyte eller reparationer.

**Tillgänglighetsfaktorn** är kvoten mellan den mängd kWh som anläggningen stått redo att producera under ett kalenderår, och den teoretiskt sett maximala mängden.

Eftersom elproduktionen i varje ögonblick måste överensstäm-

ma med efterfrågan, dras produktionen ner när efterfrågan minskar.

I länder som USA, med mycket fossilkraft och lite kärnkraft, får den förra svaret för "lastföljningen" medan kärnkraften får producera maximalt. Utnyttjningsfaktorn för kärnkraften blir då lika med tillgänglighetsfaktorn.

I Sverige däremot kan utnyttjningsfaktorn bli lägre än tillgänglighetsfaktorn, som då är det bättre måttet på anläggningens kvalitet.

### Faktaruta 4 Ånggeneratorbyten

Korrosion i tryckvattenreaktorernas ånggeneratorer har blivit ett internationellt problem. Ånggeneratorbyten har genomförts vid många anläggningar.

Vid verk med god driftekonomi (som Ringhals 2 och 3) kan

kostnaderna tjäna in på 5–7 år, men för de ekonomiskt svagaste anläggningarna i USA kan ett eventuellt framtida behov av ånggeneratorbyte bli avgörande för ett beslut om nedläggning.

## Trojan

*Reaktor: 1130 MWe tryckvattenreaktor, Westinghouse  
Läge: Prescott, Oregon  
Byggstart: 1971  
Start kommersiell drift: Maj 1976  
Avställd: 4 januari 1993*

Trojan var det enda amerikanska kärnkraftblock som inte gick kontinuerligt med full effekt. På grund av den goda tillgången på vattenkraft i regionen tvingades aggregatet ofta till nedregleringar som kunde innebära långa avställningar (se faktaruta 3).

Till dessa utifrån påtvingade driftinskränkningar kom under senare år problem med ånggeneratorerna. Allt detta gjorde att den ackumulerade utnyttjningsfaktorn efter 16 års drift var så låg som 54 %.

Från mars 1991 till februari 1992 var blocket avställt för kartläggning och åtgärdande av korrosionssprickor i ånggeneratortuberna.

Ca 20 % av tuberna krävde reparationsåtgärder, och det stod klart att ånggeneratorerna skulle behöva bytas före år 2011, då det 40-åriga drifttillståndet löpte ut.

Kostnaden för bytet uppskattades till 200 miljoner dollar.

### Skärpta krav

I samband med driftstoppet 1991-92 utfärdade NRC skärpta interimistiska krav om pluggning av skadade tuber.

En kostnadskalkyl som kraftföretaget redovisade i augusti 1992 framstod en nedläggning av Trojan 1996 som det minst kostsamma alternativet.

Den beräknade skillnaden i förhållande till drift fram till år 2011 var ca 100 miljoner dollar.

Detta låg inom osäkerheten i beräkningarna: en rimlig ökning av naturgaspriset och en marginell minskning av kärnkraftverkets drift- och underhålls-

kostnader skulle kasta om kostnadsrelationen mellan alternativen.

Det osäkra beslutsunderlaget gjorde att det i branschen talades om ”voodoo-planering”.

Bara tre månader efter beslutet om nedläggning 1996 uppkom det avgörande problemet för Trojan i form av ett nytt ånggeneratorläckage.

Läckaget var mindre än vad som var tillåtet enligt blockets tekniska specifikationer men större än vad som föreskrevs i NRCs interimskriterier, som dessutom enligt myndigheten skulle komma att skärpas ytterligare.

Mot denna bakgrund ansåg kraftföretaget att den prognostiserade utnyttjningsfaktorn var alltför optimistisk.

Då dessutom priset på ersättningskraft kunde antas bli lågt, bl a genom tecknade långtidskontrakt med elleverantörer i Kalifornien, beslöt ägarna den 4 januari 1993 att omgående lägga ner Trojan.

## Sammanfattning

Kraven på säkerhet och ekonomi är de två faktorer som generellt bestämmer livslängden för en anläggning.

Någondera, eller båda i kombination, har spelat en avgörande roll för den förtida avvecklingen av ett antal kärnkraftaggregat i USA.

En tredje faktor har varit otydligheten i det statliga regelverket, som bidragit till att göra kostnadsprognoserna osäkra.

TMI-olyckan 1979 föranledde krav på kostsamma åtgärder för att höja säkerheten. En del aggregat har länge uppvisat dåliga driftresultat, vilket tillsammans med höga personalkostnader lett till dålig lönsamhet.

Lönsamheten måste bedömas utifrån den ofta hårda konkurrensen från andra inhemska kraftslag, främst kol och na-

turgas, för vilka den aviserade miljöbeskattningen ännu inte genomförts.

En sådan beskattning, också med ett lågt värde, skulle dramatiskt påverka de ekonomiska förutsättningarna att driva kolkraftverk, och i mindre grad gaskraftverk.

Situationen för amerikansk kärnkraft är dock inte genomgående dystert – branschens ansträngningar de senaste åren att höja säkerheten, uppnå högre tillgänglighet samt minska driftkostnaderna har på det hela taget varit framgångsrika.

Spridningen mellan verken är emellertid stor. De bättre anläggningarna kan jämföras med de bästa västeuropeiska och hävdar sig således väl i konkurrensen med andra kraftslag. De sämre

kämpar onekligen för sin överlevnad.

Också om folkopinionen är generellt mindre negativ än i delar av Europa förväntas inom en nära framtid ytterligare tidiga nedläggningar bland de verk som inte lyckas uppfylla ställda säkerhets- och lönsamhetskrav.

Som framgår av denna Bakgrund har orsakerna till de amerikanska nedläggningarna varit specifika för de enskilda kraftverken eller för förhållandena i USA.

Att ta dessa nedläggningar till intäkt för påståendet att kärnkraften i USA håller på att avvecklas är vilseledande.

*Jean-Pierre Bento*

*Svante Nyman † (1931–1996)*

*Evelyn Sokolowski*

**Kärnkraftsäkerhet och Utbildning AB (KSU)**, utbildar personal vid de svenska kärnkraftverken genom bl a träning i simulatorer och teoretiska kurser i kärnkraftteknik på högskolenivå.

KSU utvärderar också störningar som inträffat i svenska och utländska kärnkraftverk och är den svenska länken i ett internationellt nätverk för utbyte av drifterfarenheter.

Verksamheten ger även grund för samhällsinformation om kärnkraftsäkerhet, joniserande strålning samt riskjämförelser mellan olika energislag. Detta sker efter utvärdering av Analysgruppen.

KSU finns i Studsvik, nära Nyköping, och ägs av Vattenfall AB, OKG Aktiebolag och Barsebäck Kraft AB

#### **Analysgruppen vid KSU**

**Jean-Pierre Bento**, civilingenjör, KSU  
**Per-Åke Bliselius**, tekn lic, IAEA, Wien  
**Monika Eiborn**, fil. kand, ABB Atom AB  
**Monica Gustafsson**, docent, IAEA, Wien  
**Ingemar Lindholm**, tekn. lic, Projekt Kärnbränsle & Miljö  
**Gustaf Löwenhielm**, tekn dr, Forsmarks Kraftgrupp AB  
**Anders Pechan**, utredn. sekr, Analysgruppen vid KSU  
**Agneta Rising**, fil. kand, Vattenfall AB, Ringhals  
**Evelyn Sokolowski**, docent, K S U  
**Lars Thuring**, civilingenjör, Barsebäck Kraft AB  
**Gunnar Walinder**, professor, strålningsbiolog  
**Carl-Erik Wikdahl**, civilingenjör, EnergiForum AB

---