

Kärnkraftens globala status och fortsatta utveckling

Elforsk rapport 06:24

Kärnkraftens globala status och fortsatta utveckling

Elforsk rapport 06:24

Kärnkraftens globala status och fortsatta utveckling

Elforsk rapport 06:24

Professor Tomas Lefvert

Förord

I många länder utvecklas nu kärnkraften mycket snabbt och stora forskningsprogram för framtida kärnteknik har startats i de ledande kärnkraftländerna i internationell samverkan. Mot denna bakgrund har föreliggande rapport tagits fram, som beskriver det aktuella läget för kärnkraftens globala status och utveckling.

Projektet har genomförts av professor Tomas Lefvert, KTH, på uppdrag av Elforsk (projekt 2339). Projektet har finansierats av E.ON Sverige, Jämtkraft, Karlstad Energi, Skellefteå Kraft, Statens Kärnkraftinspektion, Umeå Energi, Vattenfall och Öresundskraft.

Projektets referensgrupp har bestått av tekn.dr Pål Efsing, Vattenfall, Anders Jörle, Statens Kärnkraftinspektion, professor em Sven Kullander, Kungliga Vetenskapsakademien, Göran Lagerstedt, Svensk Energi och fil.dr Stig-Erik Larsson CarlBro.

Stockholm mars 2006

Ulf Arvidsson
Elforsk AB
Programområde El- och värmeproduktion

Sammanfattning

I många länder utvecklas nu kärnkraften mycket snabbt. Tredje generationens kärnkraftverk har just börjat byggas och stora forskningsprogram för framtida kärnteknik, generation IV, har startats i de ledande kärnkraftländerna i internationell samverkan. Detta har uppmärksammat även i Sverige och på senare år har flera svenska rapporter publicerats om status och förväntad utveckling av kärnkraften i världen. Mot denna bakgrund har Elforsk tagit fram en ny rapport om kärnkraftens globala status och utveckling. Huvudavsnitt i rapporten handlar om befintlig kärnkraft, där teknik, reaktorsäkerhet och miljökonsekvenser belyses, om nationers och kärnkraftindustrins drivkrafter och planer på att konstruera och bygga nya kärnkraftverk, om kärnbränslecykeln och tillgången på uran, om avfallsfrågor och om framtida kärnteknik i perspektivet 20-30 år. Rapporten innehåller också ett antal teknikbilagor.

För närvarande finns ca 440 kärnkraftreaktorer i drift världen över. De flesta kärnkraftföretag har kunnat höja tillgängligheten och driftsäkerheten i äldre befintliga reaktorer kraftigt och därmed också förbättrat ekonomin så att kärnkraft nu är konkurrenskraftig i många länder, även sådana med avreglerad elmarknad. Det kan då också bli lönsamt med reinvesteringar och många kraftföretag moderniserar, höjer säkerheten och förlänger livslängden på befintliga reaktorer upp emot en total drifttid av 60 år.

Klimatfrågan har utgjort en stark drivkraft för det nyvaknade intresset för kärnkraft. Den totala omgivningspåverkan från kärnkraften är mycket låg i ett livscykelperspektiv och kärnkraften bär redan kostnaderna för den miljöpåverkan den orsakar, de sk externkostnaderna. Dessutom utvecklas reaktorsäkerheten ständigt och äldre reaktorer uppgraderas för att uppfylla nya myndighetskrav. Rapporten belyser i en av teknikbilagorna de principer som styr hur säkerhet byggs in i anläggningen.

Alla aktuella prognoser pekar mot en kraftig ökning av den framtida globala energi- och elförbrukningen, framförallt i länder som Kina och Indien. Detta kommer att innebära en kraftigt utbyggd produktion av fossilkraft. Förnybara energikällor förväntas inom de närmaste decennierna bara bidra till en mindre del. I detta sammanhang är kärnkraften attraktiv som ett alternativ till fossila baskraftanläggningar. När ett kärnkraftverk väl är byggt är driftkostnaderna relativt låga och stabila. I priset för färdigt kärnbränsle utgör kostnaden för råvaran uran bara ca 30%. Bränslekostnaden och, i ännu högre grad, den totala produktionskostnaden är därför relativt okänsliga för råvarupriset. I många länder är nu den totala produktionskostnaden vid drift av ett nytt kärnkraftverk i paritet med eller lägre än kostnaden för ett motsvarande kol- eller gaskraftverk.

De reaktorer som kommer att byggas de närmaste 20 åren har vidareutvecklats från dagens reaktorer med förbättringar avseende säkerhet, ekonomi och driftegenskaper. Dessa tredje generationens reaktorer är konstruerade så att en hardsmälta kan hanteras och evakuering av kringboende inte behövs. Allt detta gör dessa moderna reaktorer konkurrenskraftiga jämfört med de fossila alternativen kol- och gaskraft. Dessa alternativ har på senare år fått högre produktionskostnader genom högre bränslepriser och nya marknadsvillkor där de fossila kraftslagen får betala mer av sina externkostnader. Kina och

Indien har mycket stora utbyggnadsplaner för kärnkraft. Man vill dock snabbt uppnå nationellt oberoende för detta kraftslag och bygger därför också parallellt upp anläggningar i kärnbränslecykeln och för egen reaktortillverkning. Detta drar mycket resurser och den elektriska kapacitet som skall byggas framöver i dessa länder blir framförallt i kolkraftverk som byggs snabbare och med mindre kapitalinsats. Japan och Korea har valt bort fossilkraften och fortsätter att satsa på kärnkraft. I Europa byggs ny kärnkraft i Finland och Frankrike och i USA förväntas en ny order på ett kärnkraftverk inom några år, i så fall den första på nästan 30 år.

Världens urantillgångar är stora i förhållande till nuvarande och prognostiserad användning i kärnkraftverken. De framtida reaktorsystemen siktar mot en sluten bränslecykel med upparbetning av det använda bränslet och där utnyttjandet av råvaran uran blir mycket effektivt. Det uran som finns i jordskorpan räcker på detta sätt mycket länge, åtminstone 1000 år. Härigenom är kärnkraften per definition en uthållig energikälla. Dessutom finns betydligt större mängder uran löst i havsvatten, 1000 gånger mer än i jordskorpan. En ny metod har nyligen framgångsrikt provats i Japan för att utvinna detta uran i stor skala, än så länge dock till ett relativt högt pris.

Även om alltså uranet räcker länge så återstår frågan om det blir tillgängligt i tid i rätt mängd när efterfrågan nu ökar relativt snabbt. En analys av efterfrågan och utbud fram till 2030 har nyligen gjorts som visar att det råder god balans åtminstone fram till 2015. Härefter finns en del frågetecken hur marknaden kommer att bedöma tillgången på möjliga sekundära källor i form av lager och militärt material och behovet av att öka de primära, dvs utvinna nytt uran. Om de sekundära källorna inte uppfyller förväntningarna kan man hamna i tidsnöd när nya uranfyndigheter och gruvor snabbt måste försörja marknaden. Uranpriset, som redan stigit kraftigt de senaste åren mot bakgrund av dessa prognoser, kommer troligen att ligga kvar på en hög nivå. I februari 2006 var priset ca 99 US\$/kgU, en uppgång med 75% från februari 2005.

Det radioaktiva avfallet från ett kärnkraftverk indelas i hög- medel och lågaktivt avfall. Dessa kategorier tas om hand med olika metoder. Den största utmaningen är det högaktiva avfallet som främst utgörs av det använda bränslet. Kärnkraftländerna har att välja mellan direktdeposition av det använda bränslet eller deposition av det avfall som återstår efter upparbetning av bränslet. Vid upparbetningen avskiljs idag uran och plutonium som sedan återförs som bränsle i reaktorn medan de högaktiva restprodukterna förglasas och lagras i väntan på slutförvar eller kompletterande upparbetning där återstående ämnen med långsamt avklingande radioaktivitet avskiljs. Vid direktdeposition tar det åtminstone 100 000 år innan avfallet klingat av till samma radioaktivitetsnivå som den ursprungliga uranmalmen. Efter en fullständig upparbetning kan den tiden kortas med ca en faktor 100. Dessutom blir avfallsvolymererna mindre efter upparbetning.

Sverige, Finland och USA är exempel på länder som för närvarande föredrar direktdeponering medan Frankrike och Japan har valt en sluten bränslecykel med upparbetning och återanvändning av plutonium. I Tyskland har tidigare krävts upparbetning, därefter antingen upparbetning eller direktdeponering och sedan 1998 endast direktdeponering. Den nationella policyn för omhändertagandet av använt bränsle kan alltså växla över

åren beroende på politiska trender. Bl a av detta skäl vill man i allmänhet konstruera slutförvaret för direktdeponering så att bränslet vid behov kan återtas.

Använt bränsle kommer framöver att produceras i ett 40-tal länder som alla förr eller senare måste lösa frågan med slutförvar. I Sverige, som ligger långt framme på detta område, finns en av myndigheterna godkänd metod för utformning av avfallsbehållarna och slutförvaret, så här är frågan om slutförvar i allt väsentligt löst. Finland och USA har också kommit långt på detta område med liknande metod. Många länder kommer bara att ha ett mindre kärnkraftprogram där ett eget slutförvar knappast blir kostnadseffektivt. Den Internationella Atomenergikommissionen i Wien (IAEA) förordar regionsvis gemensamma slutförvar på kommersiella villkor, dels på grund av ekonomin men också för att detta skulle underlätta kontrollen av plutonium. Idag är denna tanke dock politiskt, och i många länder även juridiskt, omöjlig. På längre sikt, när de större kärnkraftländerna löst sina egna behov och de mindre börjar få ett akut behov av en lösning, kan IAEA:s förslag te sig mer attraktivt. I avvaktan på ett slutförvar lagras idag det använda bränslet i särskilda förråd på kärnkraftverket eller i ett centralt mellanlager, som CLAB i Sverige. Lagringstider på 30-50 år är vanliga och härmed finns tid för planering av slutförvar.

Parallellt med att nya reaktormodeller av evolutionär typ, dvs en vidareutveckling av dagens reaktorer, nu tas i kommersiell drift har man startat ett internationellt samarbete för nästa generation reaktorer kallad generation IV. Dessa reaktorer är av en helt annan typ än de lättvattenreaktorer som dominerar idag. Ändå är de flesta av dessa koncept inte nya, flera lanserades redan på 60-talet och en del byggdes också då som forskningsreaktorer. Syftet nu är att utveckla kommersiella reaktorer för framtiden med högt ställda krav på säkerhet, ekonomi och uthållighet. Alla de stora kärnkraftländerna deltar. En reaktormodell som just nu tilldrar sig stort intresse är en gaskyld reaktor med mycket hög utloppstemperatur. Denna reaktortyp kan klara även mycket extrema händelser och kan, förutom el, även producera vätgas. Vätgas bedöms ha en viktig roll som energibäare i framtiden, t ex för att ersätta oljeprodukter i transportsektorn.

Rapporten visar att kärnkraften som en modern, uthållig energikälla återkommit i energidebatten och blivit en viktig del av energipolitiken i de flesta länder av betydelse för världsekonomin.

Innehållsförteckning

1	BAKGRUND	1
2	BEFINTLIGA REAKTORER	7
2.1	ALLMÄNT	7
2.2	UTVECKLING/FÖRNYELSE AV SÄKERHET	9
2.3	HÄLSORISKER, MILJÖPRESTANDA.....	10
2.4	FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR FORTSATT DRIFT	15
3.	NY KÄRNKRAFT - KORTA PERSPEKTIVET	41
3.1	DRIVKRAFTER.....	41
3.2	TEKNIK.....	45
3.3	REAKTORSÄKERHET	45
3.4	EKONOMI.....	46
3.5	PLANER I OLIKA LÄNDER	47
4	KÄRNBRÄNSLE OCH DESS RÅVAROR	61
4.1	KÄRNBRÄNSLECYKELN.....	61
4.2	URAN – EN UTHÅLLIG ENERGIKÄLLA.....	62
4.3	KOMMERSIELL TILLGÅNG PÅ BRÄNSLE.....	63
5	AVFALLSHANtering	68
5.1	SVERIGE	68
5.2	USA	72
5.3	FRANKRIKE	72
5.4	JAPAN.....	75
5.5	FINLAND.....	76
5.6	TYSKLAND	76
5.7	STORBRITANNIEN.....	76
6	NY KÄRNKRAFT, LÄNGRE PERSPEKTIV (>25 ÅR)	78
7	REFERENSER	83

Bilagor

- A** **DAGENS REAKTORTYPER**
- B** **PRINCIPER FÖR REAKTORSÄKERHET**
- C** **REAKTORTYPER AV GENERATION III**
- D** **BRÄNSLECYKELN**
- E** **REAKTORTYPER AV GENERATION IV**

1 Bakgrund

1.1 Allmänt

På senare tid kan man observera ett markant ökat intresse i många länder för kärnkraften. Detta kom tydligt till uttryck vid International Ministerial Conference "Nuclear Power for the 21st Century" som hölls i mars 2005 och arrangerades av OECD och IAEA tillsammans [1].

Flera kärnkraftsländer, i Europa bl a Finland och Frankrike, har således beslutat bygga nya kärnkraftverk medan andra planerar att göra så. Kina och Indien har mycket stora utbyggnadsplaner och Japan och Sydkorea fortsätter att prioritera kärnkraft framför fossilkraft i sina planer för ny elproduktion. I USA förbereder såväl industrin, de federala myndigheterna och flera delstater kärnkraftens "come back". Flera länder hittills utan kärnkraft presenterar också kärnkraftsplaner, dock i allmänhet ännu ej beslutade.

När det gäller utveckling bedriver kärnkraftföretagen forskning som stöd för fortsatt säker drift, och även uppgradering, av befintliga anläggningar. Leverantörerna erbjuder idag nya reaktortyper som inkorporerar kunskap från den omfattande drifterfarenheten av dagens reaktorer och möter nya krav från säkerhetsmyndigheterna. Dessutom finns ett vittomfattande och ambitiöst internationellt utvecklingsprogram, med statligt stöd från flera länder, för mer revolutionär än evolutionär, kärnteknik för kommersiell tillämpning från tidigast 2025.

Denna pånyttfödelse av kärnkraften sker parallellt med en ökad insikt om och respekt för de globala miljöeffekterna från den nuvarande och särskilt den framtida förväntade elproduktionen. Samtidigt ligger nu kostnaderna för att bygga och driva kärnkraftverk i många länder på samma nivå som, eller t.o.m. lägre än, de närmast konkurrerande alternativen med de fossila bränslena kol och gas. Vattenkraften är i många länder redan exploaterad till en hög nivå, åtminstone när det gäller större kraftverk, och de övriga förnyelsebara kraftslagen är ännu långt ifrån konkurrenskraftiga utan bidrag på en avreglerad elmarknad.

I Sverige har vi just stängt den andra av de två reaktorerna i Barsebäck samtidigt som Vattenfall och E.ON Sverige har tagit beslut om stora reinvesteringar i de återstående 10 reaktorerna i Ringhals, Forsmark och Oskarshamn. Det är därför troligt att en betydande andel av svensk elproduktion kommer att ske med kärnkraft under överskådlig framtid.

Mot denna bakgrund har Elforsk tagit fram en rapport som avser att ge en beskrivning av ny kärnteknik i ett internationellt perspektiv. Med ny kärnteknik förstås här dels vidareutveckling av teknik och säkerhet i befintliga anläggningar, dels utveckling av nya reaktortyper. Tidigare rapporter med liknande ambition utgavs 2002 av IVA [2] samt 1999 [3] och 2006 [4] av KSU Analysgrupp. Föreliggande rapport är mer inriktad mot kraftföretagens problemställningar och erfarenheter. Rapporten fångar också den stora förändring som skett de allra senaste åren i inställningen till kärnkraften och hur man i många länder nu har mycket konkreta planer för en utbyggnad.

Huvudavsnitt i rapporten handlar om tekniska, säkerhetsmässiga och ekonomiska förutsättningar för fortsatt drift av befintliga reaktorer, om nybyggnad i det korta perspektivet, om bränsle- och avfallsfrågor och om den nya kärnteknik som nu är föremål för forskning och utveckling och som kan bli kommersiellt tillgänglig efter 2025.

1.2 Reaktortyper i kommersiell drift idag

Just nu finns 443 reaktorer i drift världen över, se Tabell 1.1 och 1.2 som visar hur de fördelar sig geografiskt och på olika reaktortyper. Denna information har, liksom andra data i det följande, hämtats från International Atomic Energy, IAEA, hemsidor [5].

Tabell 1.1 Reaktorer i drift eller under uppförande i olika länder (IAEA)

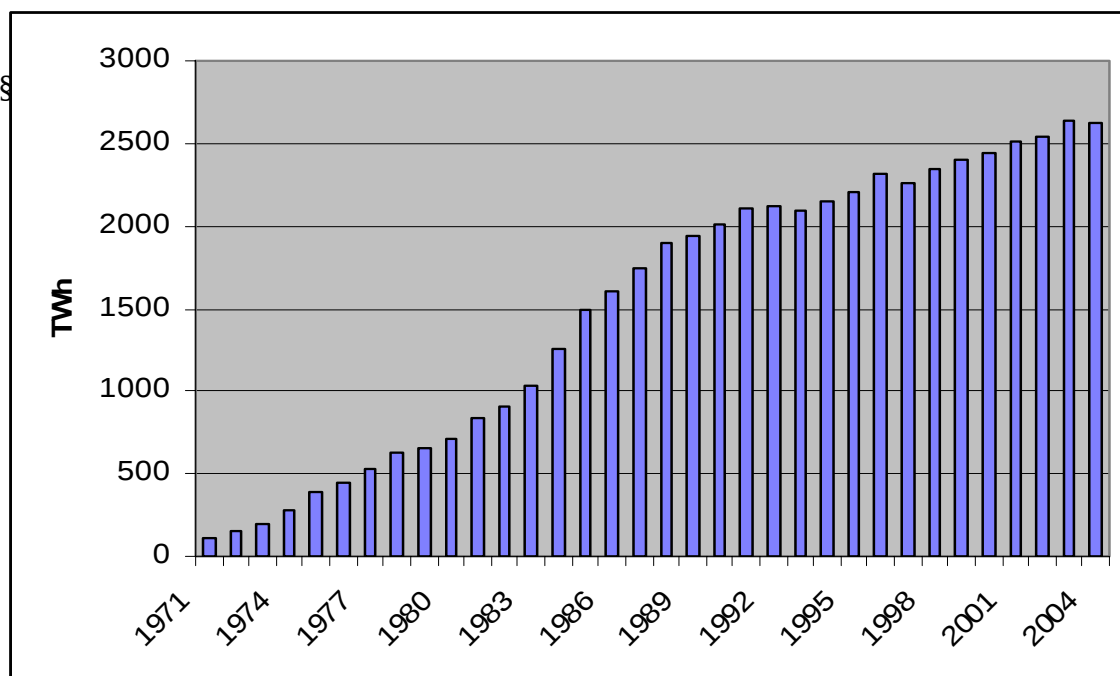
Land	I drift		Under konstruktion	
	Antal reaktorer	Totalt MW(e)	Antal reaktorer	Totalt MW(e)
ARGENTINA	2	935	1	692
ARMENIEN	1	376	0	0
BELGIEN	7	5801	0	0
BRASILLEN	2	1901	0	0
BULGARIEN	4	2722	0	0
FINLAND	4	2676	1	1600
FRANKRIKE	59	63363	0	0
HOLLAND	1	449	0	0
INDIEN	15	3040	8	3602
IRAN	0	0	1	915
JAPAN	56	47839	1	866
KANADA	18	12599	0	0
KINA	9	6602	2	2000
TAIWAN	6	4884	2	2600
KOREA	20	16810	0	0
LITAUEN	1	1185	0	0
MEXICO	2	1310	0	0
PAKISTAN	2	425	1	300
RUMÄNIEN	1	655	1	655
RYSSLAND	31	21743	4	3775
SCHWEIZ	5	3220	0	0
SLOVAKIEN	6	2442	0	0
SLOVENIEN	1	656	0	0
SPANIEN	9	7588	0	0
STORBRIANNIEN	23	11852	0	0
SVERIGE	10	8916	0	0
SYDAFRIKA	2	1800	0	0
TJECKIEN	6	3528	0	0
TYSKLAND	17	20339	0	0
UKRAINA	15	13107	2	1900
UNGERN	4	1755	0	0
USA	104	99210	0	0
Totalt:	443	369728	24	18905

Tabell 1.2 Reaktorer i drift eller under uppförande av olika typ (IAEA)

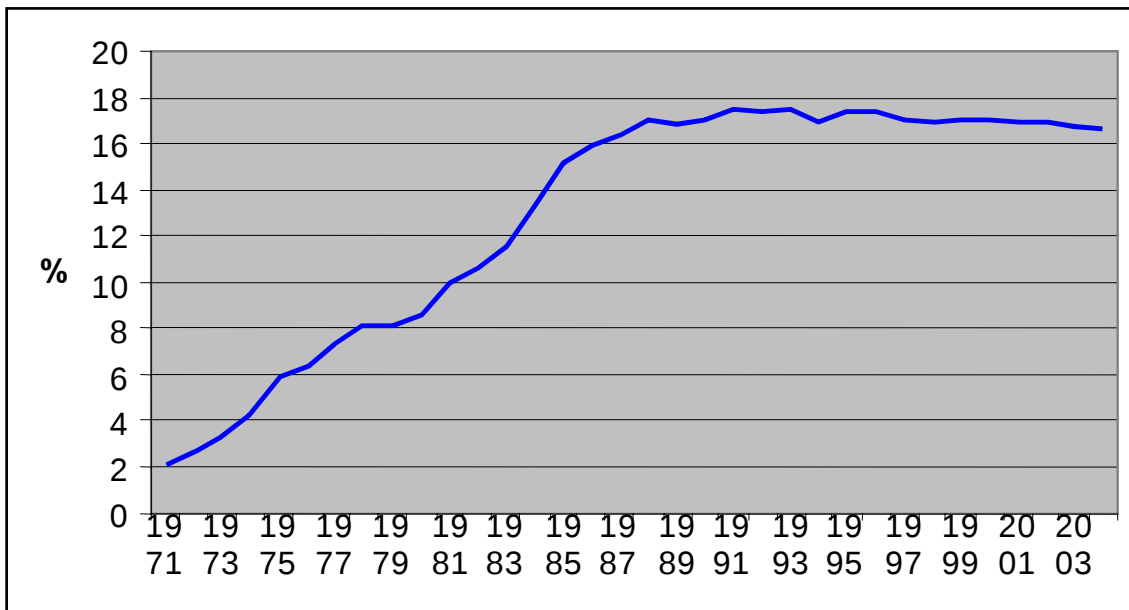
Typ	I drift		Under konstruktion	
	Antal reaktorer	Totalt MW(e)	Antal reaktorer	Totalt MW(e)
ABWR	4	5259	2	2600
AGR	14	8380	0	0
BWR	90	79161	0	0
FBR	3	1039	1	470
GCR	8	2284	0	0
RBMK	16	11404	1	925
PHWR	41	20963	7	2645
PWR	214	205368	3	2766
VVER	53	35870	10	9499
Totalt:	443	369 728	24	18905

Figur 1.1 visar hur kärnkraftproduktionen successivt ökat och Figur 1.2 hur stor andel den utgjort av den totala globala elproduktionen. Produktionsökningen de senaste 10 åren kommer till stor del från förbättrade prestanda i driften där reaktorernas tillgänglighet ökat kraftigt i flera länder. Av Figur 1.2 framgår att redan före 1990 uppnådde kärnkraften den andel, drygt 16%, som den har idag.

Figur 1.1 Global kärnkraftproduktion (IAEA)



Figur 1.2 Kärnkraftens andel av den globala elproduktionen (IAEA)



När det gäller befintliga reaktorer och de som kommer att byggas de närmaste ca 20 åren kommer vi huvudsakligen att diskutera reaktorer av lättvattentyp, tryckvattenreaktorer (PWR) och kokarreaktorer (BWR, ABWR). Som framgår av Tabell 1.2 finns även flera andra typer i drift: VVER - en rysk motsvarighet till PWR, RBMK - en unik rysk kokarreaktor med trycktuber placerade i en grafitmoderator. RBMK-reaktorerna och de äldsta versionerna av VVER har en säkerhetsnivå som inte skulle accepteras i väst.

Kanada har också utvecklat en egen reaktortyp CANDU (PHWR) med naturligt uran som bränsle och tungvatten som kylmedel och moderator. I drift finns också gaskylda reaktorer (AGR och GCR, eller MAGNOX), som varit huvudspåret i Storbritannien. Slutligen finns några mindre, snabba bridreaktorer (FBR). I teknikbilaga A ges en översiktlig beskrivning av dessa olika typer.

1.3 Redan avstängda kraftreaktorer

I Tabell 1.3 listas de reaktorer som stängts av. Skälen för avvecklingen varierar. Skälen för avstängning av Barsebäck 1 och 2 är politiska, medan de reaktorer som var i drift i Östtyskland vid Tysklands återförening stängdes av säkerhetsskäl. Andra reaktorer har stängts av ekonomiska skäl som t ex de äldre GCR i Storbritannien. Avstängningen av RBMK-reaktorn Ignalina-1 skedde efter starka påtryckningar från EU inför Litauens inträde. Det finns också exempel, framför allt från USA, på reaktorer som färdigställts men aldrig startats pga omprioritering av kraftföretaget eller ingripande från lokala myndigheter och domstolar.

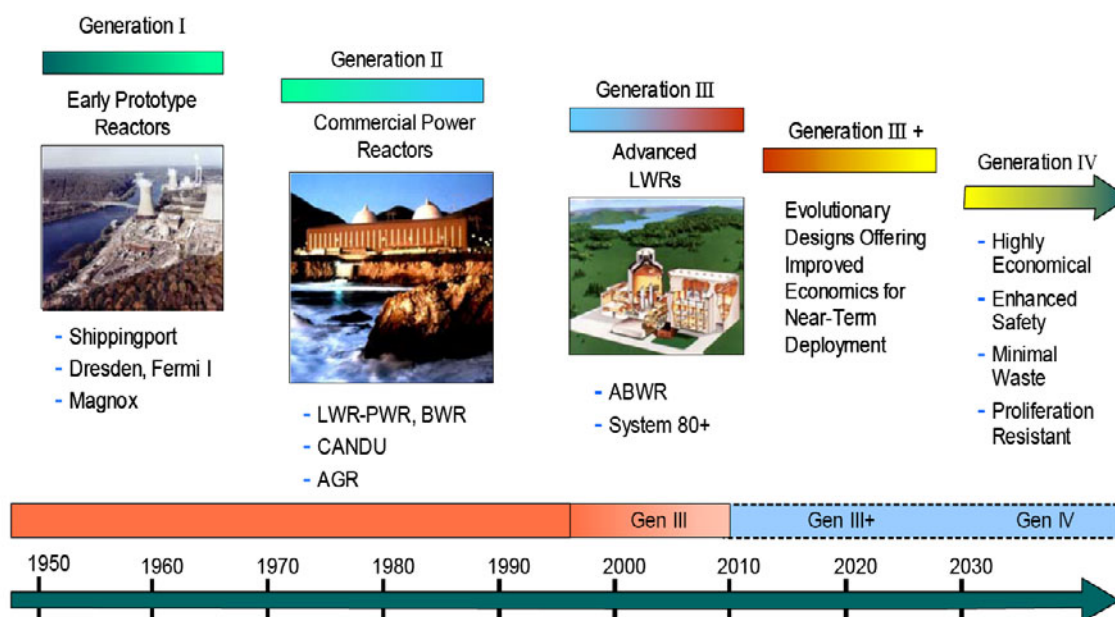
Tabell 1.3 Avstängda reaktorer (IAEA)

Land	Avstängda	
	Antal	Total MW(e)
Armenien	1	376
Belgien	1	11
Bulgarien	2	816
Kanada	8	3561
Frankrike	11	3951
Tyskland	19	5944
Italien	4	1423
Japan	3	320
Kazakstan	1	52
Litauen	1	1185
Nederländerna	1	55
Ryssland	5	786
Slovakien	1	110
Spanien	1	480
Sverige	3	1242
Ukraina	4	3500
Storbritannien	22	2454
USA	23	9590
Totalt:	111	35 824

1.4 Reaktorutveckling

Figur 1.3 illustrerar hur utvecklingen av reaktortyper kan beskrivas i olika generationer [6]

Figur 1.3 Kärnkraftens utvecklingsfaser



Grovt räknat kan man säga att de reaktorer som nu är i drift är av generation I (ett fåtal) och II medan de som kommer att byggas de närmaste 20-25 åren huvudsakligen blir av generation III, såsom t ex exempel den nya reaktorn som är under uppförande i Finland. I ett längre perspektiv införs reaktorer av generation IV. Stora internationella forskningsprogram för olika sådana reaktortyper har just startat. Mer om detta i kapitel 6.

Reaktorer i första generationen, varav de allra flesta nu är avställda, hade karaktären av prototyper med relativt låg elektrisk effekt. Redan då fanns dock flera av de grundläggande säkerhetskraven formulerade i väst, USA ledde denna utveckling, t ex idén om flera barriärer mellan de radioaktiva ämnena i bränslet och omgivningen, inklusive en reaktorinneslutning. Däremot var dessa reaktorer inte särskilt väl anpassade till kommersiella krav och deras livslängd blev därför relativt kort: när de tjänat sitt huvudsyfte som prototyper för vidare utveckling var det oftast inte lönsamt att driva dem vidare.

Reaktorer i andra generationen byggdes i första hand för elproduktion under 1970- och 80-talen. De har ingen enhetlig utformning med avseende på säkerhet. Med Sverige som exempel kan man notera att den första kommersiella lättvattenreaktorn i generation II, Oskarshamn 1 som togs i drift 1972, och den senaste Oskarshamn 3 med start 1986, i ursprungligt skick skilde sig en hel del vad beträffar redundans, diversifiering och separation av säkerhetsrelaterade system (jämför teknikbilaga B). Detta avspeglar den utveckling som ägde rum under 60- och 70-talen på reaktorsäkerhetsområdet. O1-reaktorn har sedan dess uppgraderats för att uppfylla tillkommande krav. De flesta av de reaktorer som nu byggs i världen är fortfarande av andra generationen medan de som närmast kommer att beställas huvudsakligen tillhör generation tre.

Tredje generationens reaktorer har utvecklats utifrån erfarenheterna av föregående generationer. Man tar lärdom av de omfattande drifterfarenheterna världen över sedan 1970-talet, idag mer än 10 000 reaktorår. Reaktorsäkerheten förbättras genom en utformning med långt driven redundans, diversifiering och separation. Man inför också i flera reaktortyper passiva säkerhetssystem, dvs sådana som aktiveras genom naturlagar snarare än de elektriska eller mekaniska anordningar som hittills använts. Driftsäkerheten förbättras också genom större robusthet i konstruktionen och tåligare material. Ekonomiskt sker en förbättring även genom mindre mängd byggnadsmaterial och färre komponenter per installerad MWe och större total kapacitet. Reaktorer av tredje generationen konkurrerar redan framgångsrikt med traditionella kraftslag som kol och gas när det gäller stora kraftverk.

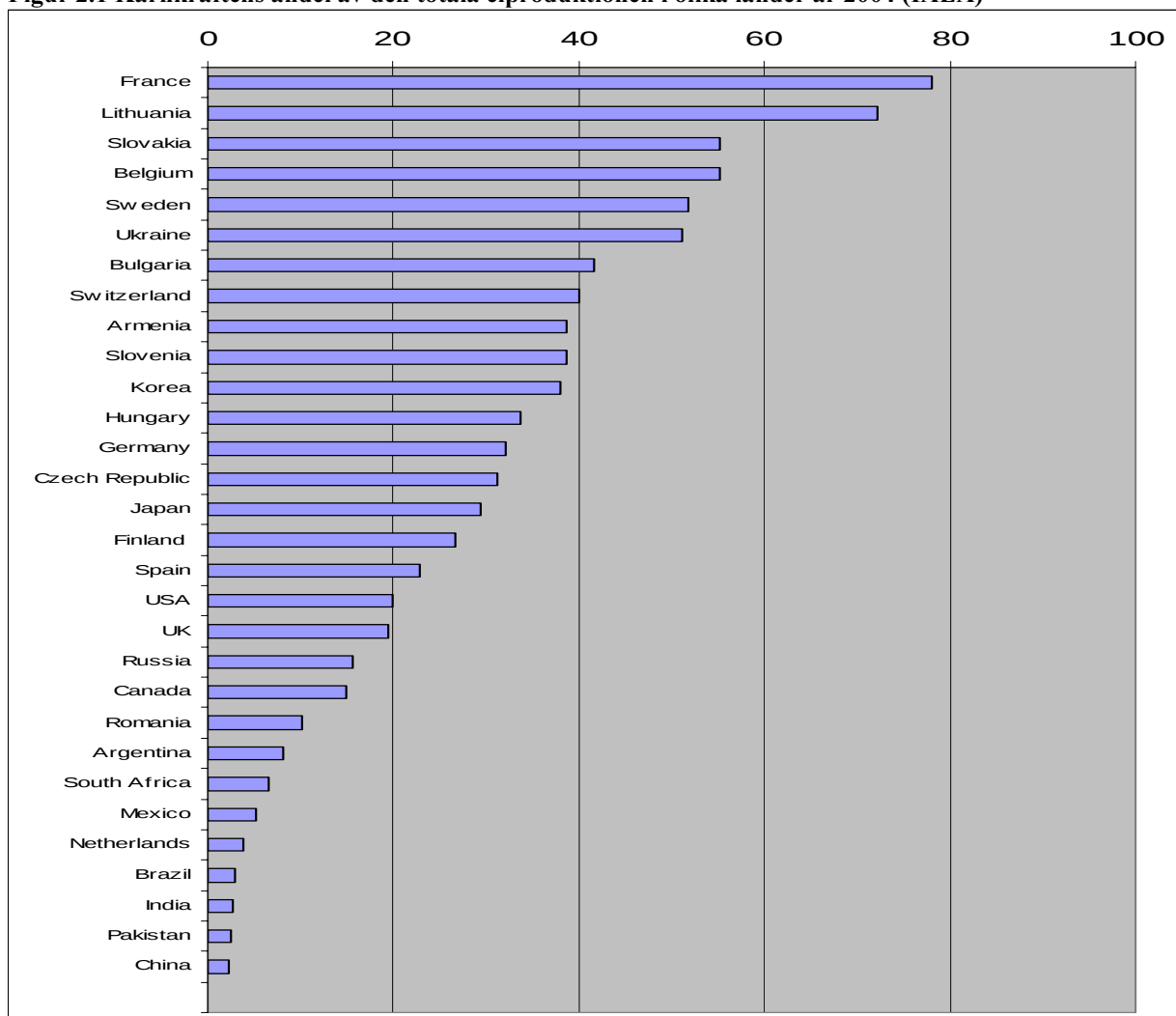
2 Befintliga reaktorer

2.1 Allmänt

Kärnkraftens procentuella andel av elproduktionen i olika länder under 2004 framgår av figur 2.1. Alla dessa länder kommer inte att behandlas här utan vi kommer att välja ut vissa som särskilt intressanta för diskussionen i denna rapport. Urvalet tar bl a hänsyn till landets status som kärnkraftnation, historiskt eller med avseende på aktuella planer.

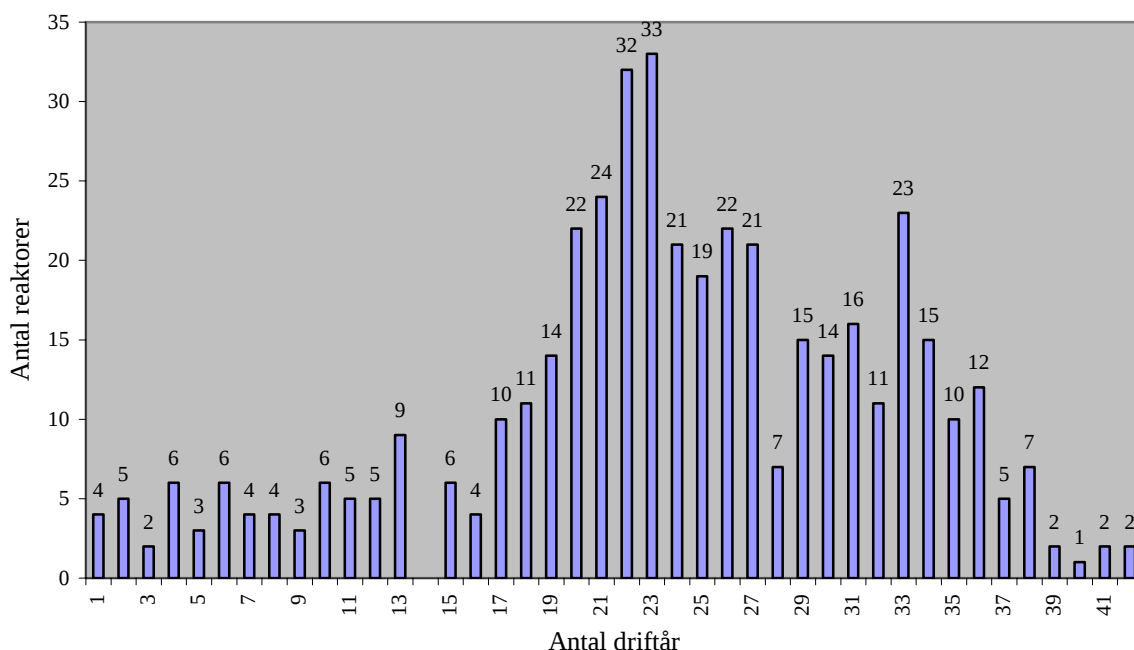
Som framgår av figur 2.2 så har flertalet reaktorer varit i drift åtminstone 20 år. Detta innebär dels att avsevärd drifterfarenhet finns och kunskap om t ex svagheter i konstruktion och material. Å andra sidan medför den långa drifttiden att behovet av reinvesteringar ökar. Större reinvesteringar, som t ex byte av ånggeneratorer eller turbiner kan göras med relativt kort avskrivningstid om man samtidigt höjer reaktorns effekt. Sådana investeringar i höjd effekt är ekonomiskt mycket konkurrenskraftiga i kostnad per installerad kW i jämförelse med nybyggnad, oavsett kraftslag. Kostnaden är ca 1/3 av den för att bygga nytt. De goda drifterfarenheterna med dagens reaktorer vad gäller såväl säkerhet som ekonomi gör det också troligt att den ekonomiska risken med investeringen blir låg.

Figur 2.1 Kärnkraftens andel av den totala elproduktionen i olika länder år 2004 (IAEA)



Figur 2.2 Åldersstruktur för dagens reaktorer (IAEA)

Antal reaktorer i världen (443 st) efter antal driftår (IAEA, jan 2006)



Dagens reaktorer har en förväntad teknisk livslängd av minst 40 år. Det är emellertid drifttillståndets varaktighet som juridiskt sätter gränsen för hur länge en reaktor kan köras. Olika länder har här olika system. Förlängning av drifttillståndet/livslängden är naturligtvis, liksom effekthöjning, en åtgärd av stor ekonomisk betydelse för kraftföretaget. De säkerhetskrav som myndigheten ställer i dessa fall varierar dock mellan olika länder.

Kraftföretagen har idag, tillsammans med leverantörerna, tillgång till en stor mängd data och kunskap som samlats under de många driftåren världen över. Flera databaser finns där kraftföretaget kan tillgodogöra sig andras erfarenheter och tillföra sina egna. Den världsomspännande World Association of Nuclear Operators [7] (WANO) samlar och tillhandahåller sådan information och sörjer också för sk Peer Reviews genom vilka det enskilda kraftföretaget kan få en uppfattning om hur man "sköter sig" på olika områden. WANO:s huvudkontor ligger i London och regionalkontor finns i Moskva, Atlanta, Paris och Tokyo. Sverige är medlem i WANO genom KSU, Kärnkraftsäkerhet och Utbildning AB, som ägs av de svenska kärnkraftföretagen.

De ansökningar om effekthöjning och förlängd livslängd som kraftföretagen lämnar till myndigheterna vilar på olika tekniska bedömningar och slutsatser som i sin tur måste ha stöd i resultat och erfarenheter från reaktordriften och från forskning och utveckling. Samtidigt finns en trend av skärpta säkerhetskrav från myndighetens sida att ta hänsyn till. I Sverige, och även i andra europeiska länder, innebär detta i praktiken att uppgradering av säkerheten görs löpande tillsammans med åtgärder för att höja reaktorns prestanda.

2.2 Utveckling/förnyelse av säkerhet

Reaktorns säkerhet handlar ytterst om att skydda människor i omgivningen från utsläpp av radioaktiva ämnen. Detta åstadkoms genom barriärer och djupförsvar [8], se teknikbilaga B. Många olika reaktortyper, och olika modeller av samma typ, finns i drift idag. Alla måste naturligtvis uppfylla myndigheternas säkerhetskrav. Däremot kan inte marginalerna till myndighetens minimikrav vara desamma. Detta kan t ex ha sin orsak i annan design av säkerhetssystem med avseende på redundans och diversifiering. Frågan uppstår då om krav skall ställas att i säkerhetsarbetet öka dessa marginaler eller om uppfyllandet av de ursprungliga kraven är tillräckligt. Här görs olika avvägningar i olika länder.

Utformningen av de svenska reaktorerna är från början baserad på krav och riktlinjer uppställda av den amerikanska myndigheten Nuclear Regulatory Commission [9] (NRC), med bara ett fåtal svenska tilläggskrav som t ex den 30-minutersregel som ger reaktoroperatören resit medan automatiska åtgärder hanterar det initiala förloppet. Efter mer än trettio års erfarenheter från drift av reaktorer med västerländsk design och ett mindre antal stora störningar, haveriet i TMI det största, har flera länder, däribland Sverige, känt behov av att vidareutveckla nationella och internationella reaktorsäkerhetskrav och successivt uppgradera befintliga reaktorer till en högre säkerhetsnivå.

Andra aktörer, såsom IAEA, OECD/Nuclear Energy Agency (NEA), EU och Western European Nuclear Regulators Association (WENRA) söker också finna gemensamma säkerhetskrav för flera länder eller regioner. De krav som formulerats av expertgrupper tillsatta av IAEA har fått visst genomslag, bl a hos Statens Kärnkraftinspektion (SKI). WENRA publicerade i början av 2006 en rapport som beskriver en harmonisering av reaktorsäkerhetskrav [10]. Syftet var dels att skapa en förståelse mellan medlemsländer om de skillnader som finns i säkerhetskraven, dels att föreslå hur man skulle kunna gå mot en harmonisering av dessa krav.

SKI har på senare år utgivit egna säkerhetskrav och riktlinjer i en serie föreskrifter som berör konstruktion, drift och fysiskt skydd av svenska kärnkraftverk [11]. Dessa kommer att styra de svenska tillståndshavarna de närmaste decennierna.

Den författning som troligen kommer att betyda mest när det gäller kostnader för kraftföretagen är SKIFS 2004:2 "Föreskrifter om konstruktion och utförande av kärnkraftreaktorer." Här definieras nya konstruktionskrav som kommer att kräva miljardinvesteringar i Forsmark, Ringhals och Oskarshamn inom den närmaste tioårsperioden.

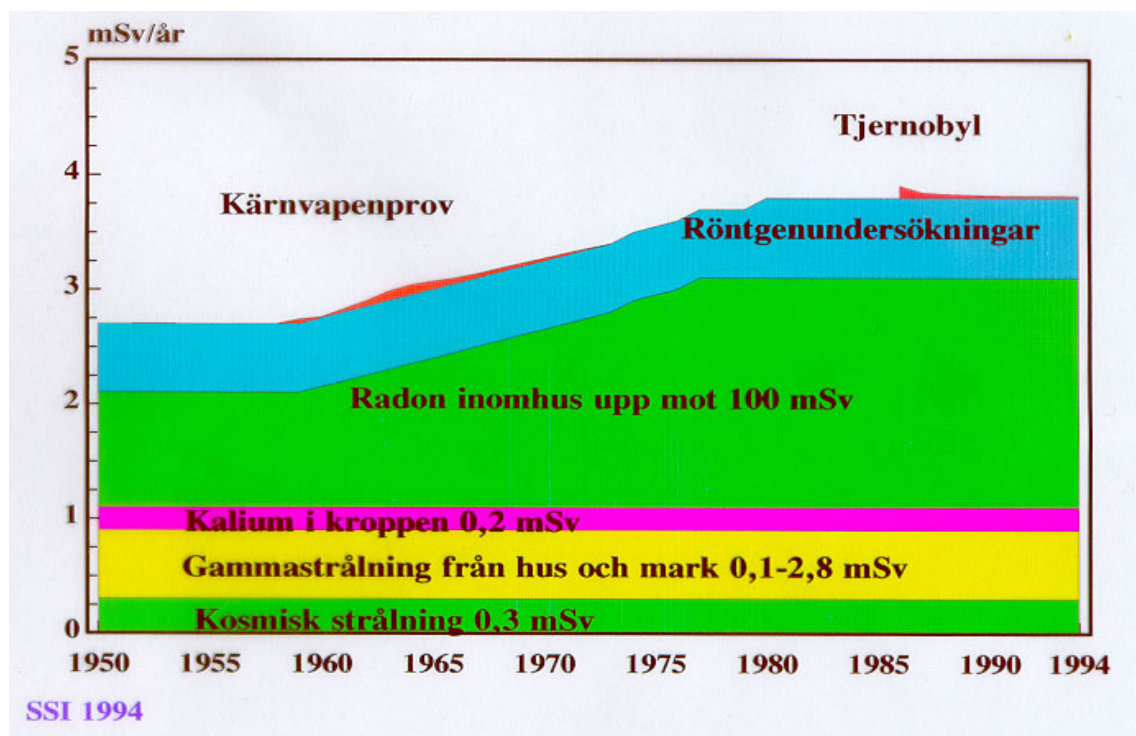
En annan aktuell säkerhetsfråga rör reaktorns fysiska skydd. Det på senare tid alltmer konkreta hotet från terrorister har medfört nya myndighetskrav, SKIFS 2005:1, på detta område. Bl a i USA finns numera vaktpersonal vid kärnkraftverken beväpnade med automatvapen. Även de svenska kraftföretagen arbetar, tillsammans med olika myndigheter, med förstärkt bevakning och olika insatsstyrkor som skall kunna tillgodose SKIs nya krav på fysiskt skydd. Man vill i Sverige så långt det är möjligt undvika beväpnad personal på kraftverken.

2.3 Hälsorisker, miljöprestanda

Den främsta potentiella hälsorisker med kärnkraft utgörs av radioaktiva ämnen som, om de frigörs till omgivningen, kan utsätta människor för joniserande strålning som i sin tur kan ge upphov till cancer. Joniserande strålning är dock inte unik för kärnkraften, alla utsätts vi ständigt för sådan strålning, dels naturlig från radioaktiva ämnen i marken, kosmisk strålning och strålning från ämnen i kroppen, dels från olika medicinska undersökningar som t ex röntgen. Den strålning som absorberas i kroppens vävnader (dos) mäts i enheten Sievert (Sv) och risken för att få cancer anses vara proportionell mot dosen, åtminstone för de måttliga doser som är aktuella här.

Svenskens medeldos från alla strålningskällor är ca 4 mSv/år [12]. I tabell 2.1 visas hur denna stråldos sammansätts av olika komponenter och i figur 2.3 hur stråldosen har förändrats de senaste 50 åren och hur de radioaktiva utsläppen från provsprängningar med kärnvapen och från Tjernobyl påverkat dosen. Observera den stora ökningen i naturlig bakgrundsstrålning som uppstått genom att bostäder isolerats för att spara energi, något som givit sämre luftväxling och högre doser från det radon som finns i bostaden.

Figur 2.3 Variation i "medelsvenskens" stråldos över tiden (SSI)



Tabell 2.1 Total dos/år (mSv, medelvärden) till "medelsvensken"

Naturliga strålkällor

Radon i inomhusluft	2,0
Kosmisk strålning	0,3
Hus och mark	0,5
Strålning från kroppen	0,2

Konstgjorda strålkällor

Sjukvård	0,6
Kärnvapen	0,01
Industri	0,01
Kärnkraft	0,002
Annat	0,07

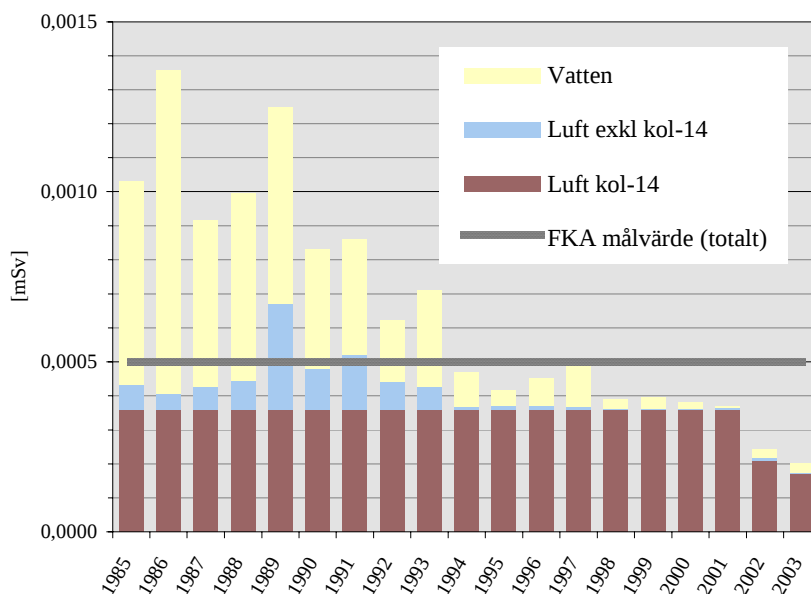
Strålskyddsmyndigheten, Statens strålskyddsinstitut (SSI) har satt gränsvärdet 0,1 mSv/år för dosen till den mest utsatta personen utanför ett kärnkraftverk under normaldrift.

I jämförelse med den naturliga bakgrundsnivån av joniserande strålning ger kärnkraftens radioaktiva utsläpp till omgivande luft och vatten mycket låga doser vid normaldrift. Se figur 2.4 som visar ett exempel från Forsmark av utsläpp till luft och vatten. Utsläppen ligger som synes normalt också långt under myndighetens gränsvärde och kraftföretaget sätter egen, lägre gräns som mål i sin verksamhet, enligt den sk ALARA-principen (As Low As Reasonably Achievable).

Alla länder har stipulerade, låga gränser för utsläpp av radioaktiva ämnen och kärnkraftverken övervakas kontinuerligt i detta avseende. Statistik över dessa utsläpp finns för varje reaktor. Det finns tillfällen då man närmat sig de tillåtna utsläppen, t ex vid drift med skadat bränsle i härden. Motåtgärden är att stänga reaktorn för att avlägsna det skadade bränslet och sedan återuppta driften.

Figur 2.4 Radioaktiva utsläpp i Forsmark (FKA) - Dos till person i kritisk riskgrupp

SSI gränsvärde 0,1 mSv/år



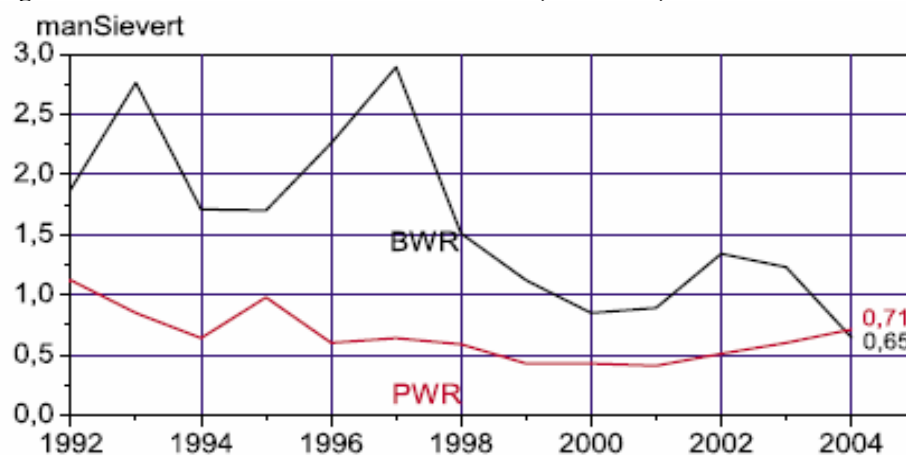
Hälsorisen i form av radioaktiva utsläpp vid störningar och olyckor regleras i reaktorns säkerhetsföreskrifter. Ju mer osannolik en händelse är desto högre sätts det tillåtna utsläppet. För alla händelser som kan förväntas inträffa under reaktorns livslängd (händelser med sannolikhet/år >0.01) skall bränslet i kärnan vara intakt och utsläpp till omvärlden därmed mycket lågt. Reaktorns konstruktionsförutsättningar innebär att även andra, mer osannolika händelser skall beaktas och här kan det uppstå skador på bränslet men radioaktiva utsläpp till omgivningen skall ändå kontrolleras inom snäva gränser och risken för personer som exponeras utanför kraftverket skall hållas låg. Denna systematiska uppdelning av händelser, konsekvenser och acceptanskriterier illustreras i tabell 2.2.

Tabell 2.2 Indelning i händelseklasser enligt IAEA

Occurrence (1/reactor-year)	Characteristics		Terminology	Acceptance criteria
$10^{-2} - 1$ (Expected in the life of the plant)	Expected	Anticipated Operational Occurrences	Anticipated transients, transients, frequent faults, incidents of moderate frequency, upset conditions, abnormal conditions.	No additional fuel damage
$10^{-4} - 10^{-2}$ (Risk greater than 1% over the life of the plant)	Possible	Design Base Accidents (DBA)	Infrequent incidents, infrequent faults, limiting faults, emergency conditions.	No radiological impact at all or no radiological impact outside the exclusion area.
$10^{-6} - 10^{-4}$ (Risk less than 1% over the life of the plant)	Unlikely	Beyond DBAs	Faulted conditions	Radiological consequences outside the exclusion area within limits.
$<10^{-6}$ (Very unlikely to occur)	Remote	Severe accidents	Faulted conditions	Emergency response needed

Dosbelastningen till personalen hålls likaså under uppsikt. Även här finns gränsvärden att respektera, satta av strålskyddsmyndigheten. Dosbelastningen till egen personal (manSv) är ett av flera nyckeltal i kraftföretagens egen bedömning av hur kärnkraftverket drivs. Figur 2.5 visar hur kollektivdosen till personal som arbetar i svenska kraftverk utvecklats för BWR respektive PWR under åren [13]. Dessa värden kan jämföras med globala medelvärden 2001-2003 som enligt WANO var 1,7 manSv och 0,9 manSv för BWR respektive PWR.

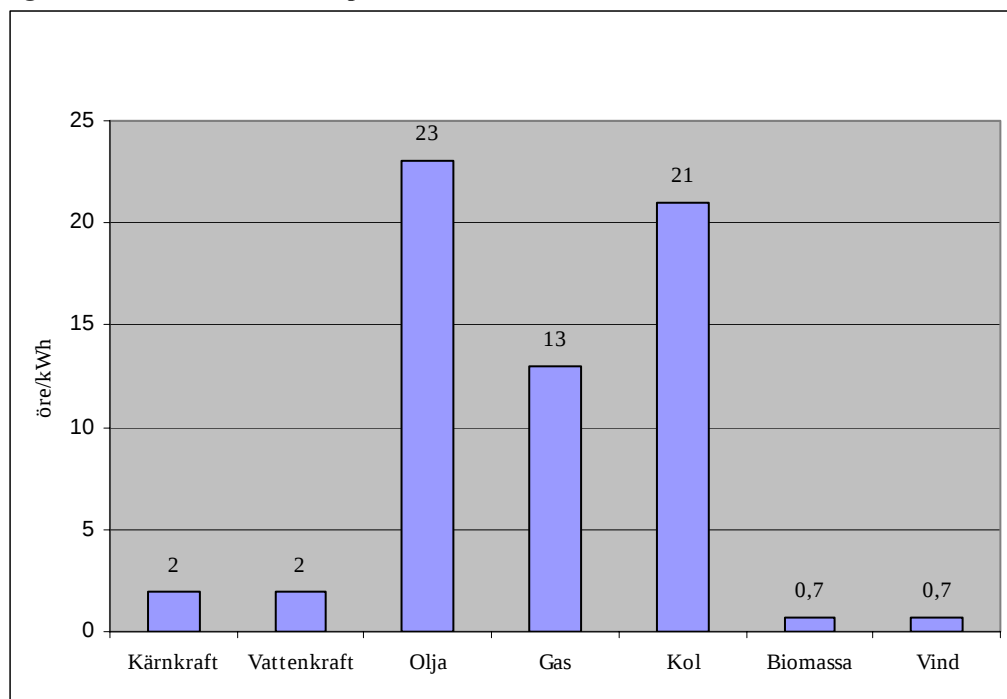
Figur 2.5 Kollektivdos i svenska kärnkraftverk (KSU 2004)



För en uttömmande och rättvisande beskrivning av miljökonsekvenserna av elproduktion med kärnkraft måste emellertid metoden med livscykelanalys tillämpas, dvs miljöbelastning i alla led måste tas med. För kärnkraften ingår då t ex markanvändning, energi- och materialåtgång vid konstruktion, miljöaspekter på uranbrytning, urananrikning, bränsletillverkning, transporter, miljöbelastning under drift, samt slutligen den sk "back end" då det utbrända bränslet skall tas om hand och kärnkraftanläggningen slutligen rivs.

Analysen av miljökostnad för dessa sk "externalities" har nyligen gjorts av EU [14]. Här ses att kärnkraften kommer väl ut i en jämförelse med andra storskaliga elproduktionsmetoder, se figur 2.6 som avser svenska förhållanden.

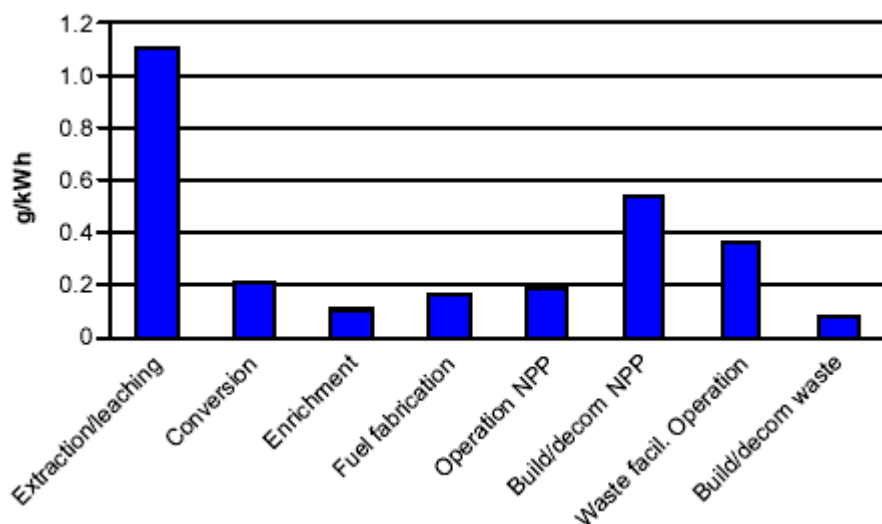
Figur 2.6 Externkostnad vid elproduktion



Källa: Swedish Environmental Institute

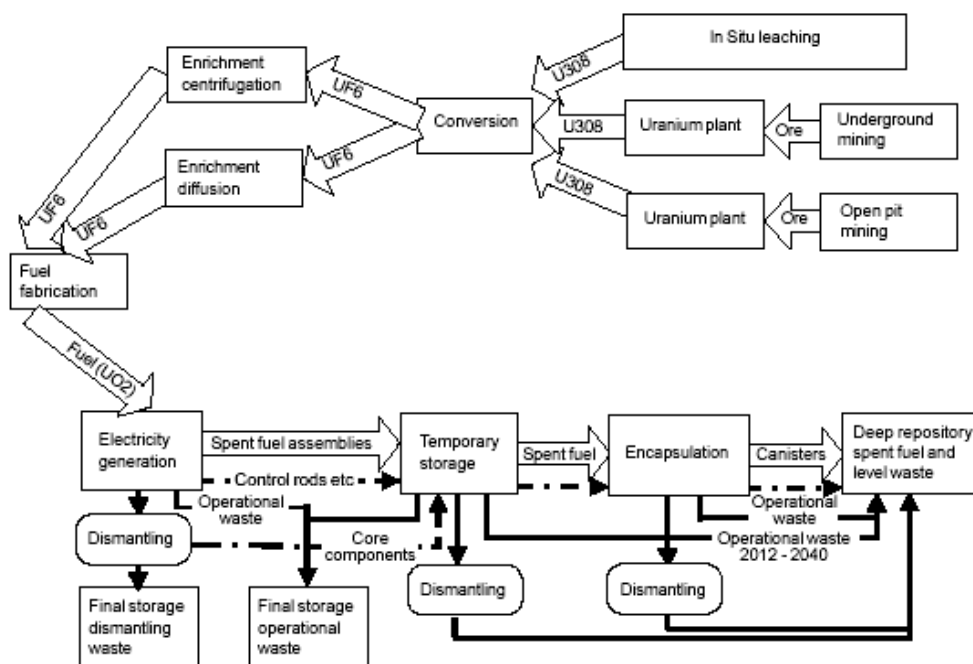
Unikt för Sverige och Vattenfall är också den nyligen genomförda ”Environment Product Declaration” (EPD) [15] som avser elektricitet producerad i Forsmark och Ringhals. I figur 2.7 visas resultat ur EPD för Forsmark avseende CO₂-emissioner till luft, totalt 2,74 g per kWh el producerad under 2002. Här ses bidragen från alla delar av reaktorns livscykel, inklusive kärnbränslet. Gruvdriften, för utvinning av uran, samt byggnad och rivning av kraftverket är de två enskilda aktiviteter som alstrar mest CO₂. Driften (”Operation NPP”) bidrar som synes relativt lite till de totala CO₂-utsläppen.

Figur 2.7 CO₂-emissioner till luft från Forsmark



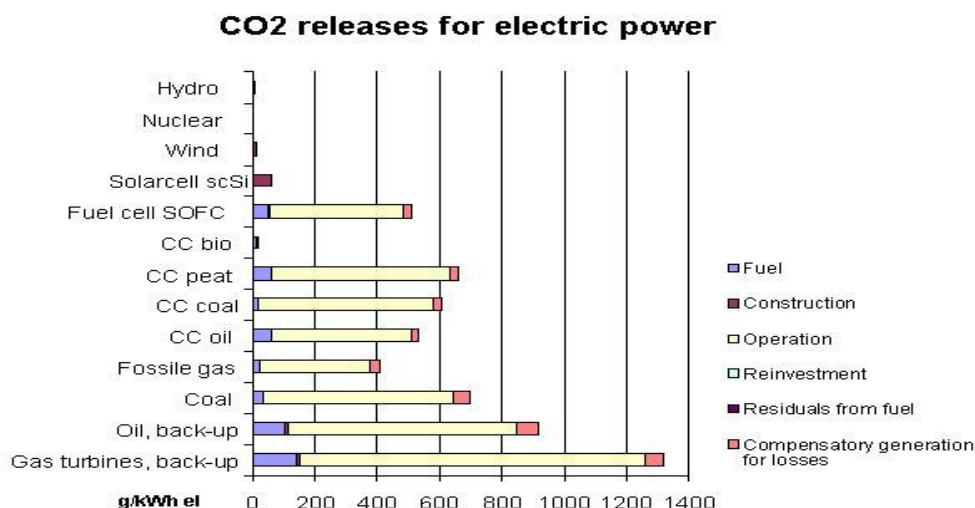
Livscykelanalysen har gjorts enligt nedanstående flödesschema, figur 2.8, se även kapitel 4 där bränslecykelns olika delar behandlas mer utförligt:

Figur 2.8 Flödesschema livscykelanalys för Vattenfalls kärnkraftproduktion



För en jämförelse med andra kraftslag, se nedanstående figur 2.9 tagen ur en Vattenfallsbroschyr [16] med resultat från olika livscykelanalyser. Kärnkraftens totala CO₂-emissioner syns inte ens i den skala som används i figuren och är med andra ord helt försumbara i en denna jämförelse. Samma slutsats får man vid en jämförelse med stoftutsläpp.

Figur 2.9 CO₂-emissioner vid elproduktion



De studier som leder fram till en EPD är inga partsinlagor av kraftföretaget utan resultat av oberoende analys med vedertagen metodik där Vattenfall tagit fram begärda grunddata för anläggningarna och deras drift varefter själva analysen gjorts av oberoende experter. Vattenfall har låtit ta fram EPD även för elektricitet producerad med annan teknik som t ex vattenkraft och vindkraft. Sådan detaljerad information om miljöbelastning från elproduktion efterfrågas numera av Vattenfalls större kunder som indata i deras egen miljöredovisning.

2.4 Förutsättningar för fortsatt drift

2.4.1 USA

Driftdata

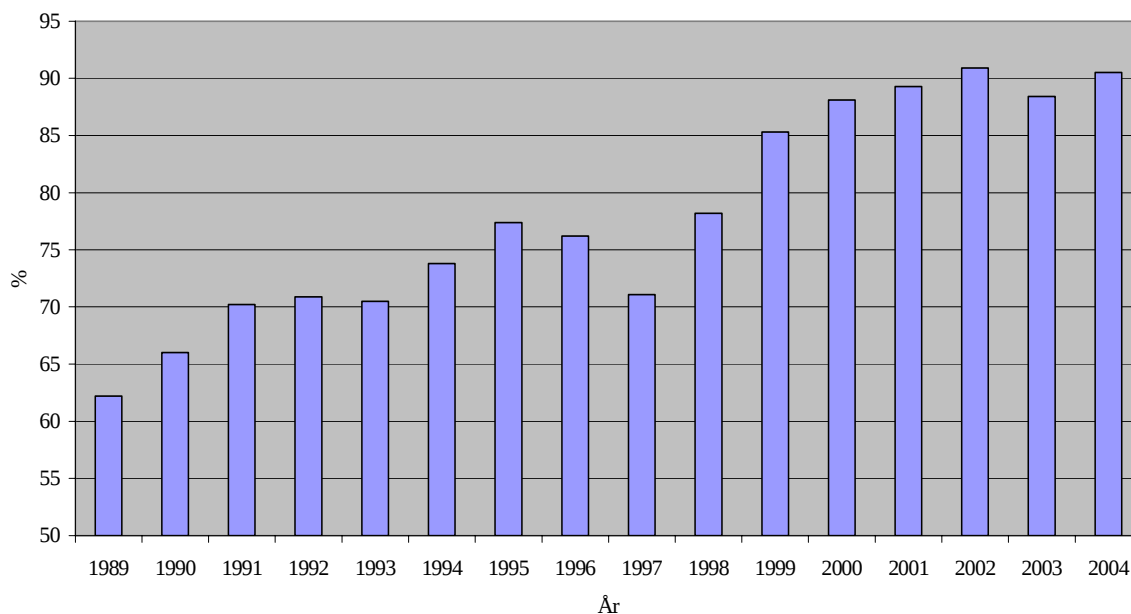
Det finns 104 reaktorer i drift, 70 PWR och 34 BWR. Total elektrisk produktionskapacitet är ca 99 GW. Denna kapacitet är ungefär densamma som i början av 90-talet men i själva verket har flera större förändringar i tillgänglig kapacitet skett under denna period som i stort tar ut varandra:

- i) Minskning med ca 5,7 GW pga av förtida avstängning av 8 reaktorer.
- ii) Nettoökning med ca 3,8 GW genom effektändringar.
- iii) Ökning av 2,3 GW genom uppstart av två nya reaktorer.

På den del av den amerikanska elmarknaden som avreglerats måste den totala produktionskostnaden för kärnkraften ligga under ca 2,0 cents/kWh för att vara konkurrenskraftig. Man kan notera att bland de 8 reaktorer som stängts av enligt i) var det bara en som uppfyllde detta kostnadskrav. Under ii) finns såväl effekthöjningar som exempel på sänkt effekt. Den amerikanska säkerhetsmyndigheten Nuclear Regulatory Commission (NRC) har sedan 1977 godkänt över 100 ansökningar om effekthöjning, den största på 20% men de flesta relativt måttliga (bara 11 st över 6%). NRC behandlar ca 10 ansökningar med genomsnittlig effekthöjning av ca 10%, och förväntar sig ytterligare ca 15 ansökningar de närmaste tre åren.

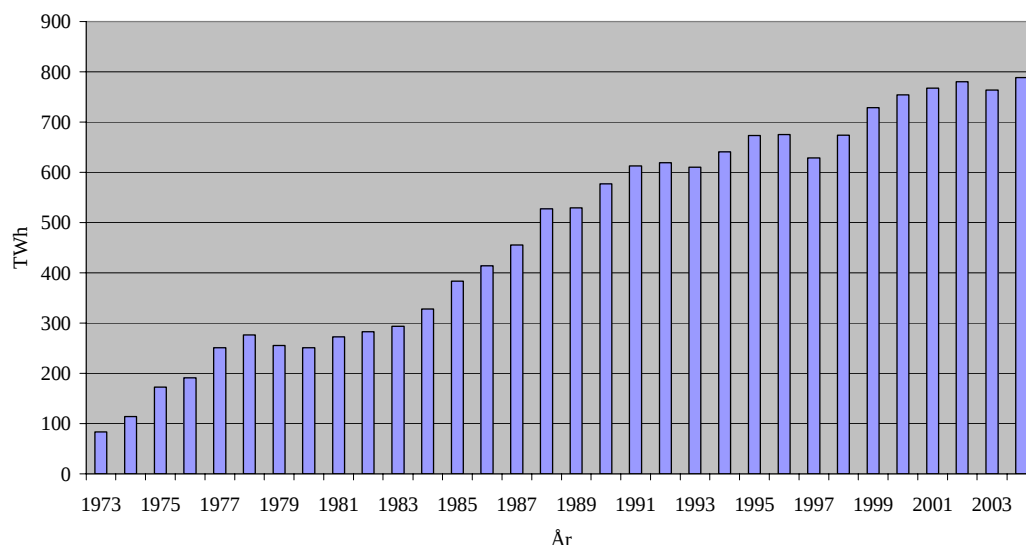
De amerikanska kraftföretagen har åstadkommit en markant höjning av tillgängligheten under de senaste 20 åren som framgår av figur 2.10. Således var den genomsnittliga tillgängligheten 54% år 1980, ökade till 68% fram till 1991 och är nu ca 90%. Detta har främst uppnåtts genom att tiden för revision, då underhåll och bränslebyte sker, successivt har förkortats. Man har också i stor utsträckning gått över från 12-månaders till 18-månaders eller 24-månaders cykler. Detta förkortar den totala tiden för revision, så länge reaktorn inte behöver ställas av oplanerat för underhåll eller reparationer under den mellanliggande driftperioden. Detta har man alltså lyckats bra med, den längsta driftperioden utan avbrott är 707 dygn och kortaste revisionen knappt 15 dagar. Ser man mer i detalj på resultaten så framgår att det är de större kärnkraftföretagen som står för den största förbättringen. Kraftföretag med enstaka reaktorer i drift har haft svårare att klara de stora satsningar som behövs bl a på underhållssidan och får inga rationaliseringsvinster.

Figur 2.10 Genomsnittlig kapacitetsfaktor för reaktorer i USA



Den förbättrade tillgängligheten har inneburit att den totala kärnkraftproduktionen på senare år stigit avsevärt. Detta illustreras i figur 2.11 som visar produktion i TWh från 1989 tom 2004. Vi ser en ökning med 50% under denna period.

Figur 2.11 Total elproduktion i USAs reaktorer



Produktionskostnaden har även utvecklats positivt. Således var den genomsnittliga produktionskostnaden under 2004 1,68 cent/kWh, varav bränslekostnaden utgör 27%. Kärnkraftens produktionskostnad är därmed lägre än kolkraftens i USA.

Amerikanska reaktorer licensieras av NRC för en drifttid på 40 år. Häfter kan man ansöka om förnyad licens för högst 20 år till. Eftersom medeldrifttiden för de 103 reaktorerna är ca 24 år finns redan en önskan hos många att förvissa sig om förlängd livslängd. Detta har pågått flera år redan och idag har 33 reaktorer fått 20 års förlängning, ansökningar för ytterligare 16 reaktorer ligger hos NRC och ansökningar förväntas inom 6 år för ytterligare 25 reaktorer.

Ansökningar om livstidsförlängning, eller "license renewal" i USA, styrs av flera dokument. I grunden ligger lagtexten 10CFR Part 54 som sedan uttolkats och specificerats närmare i olika NRC publikationer [20]: Här har man tagit till vara NRCs och industrins erfarenheter från de många licensieringarna de senaste åren. Metoder för hantering av åldringsfenomenen i reaktorns olika komponenter och system har i flera fall tagits fram av EPRI, se avsnittet *Forskning och utveckling* nedan. Forskning har pågått sedan 1982 på detta område och i detta syfte.

Det bör noteras att NRC inte ställer nya, grundläggande säkerhetskrav på reaktorn vid livstidsförlängning. Reaktorn skall även bortanför de 40 åren uppfylla de konstruktionskrav, "Current Licensing Basis" (CLB), som redan gäller men någon ny CLB definieras inte. Däremot är en CLB i sig själv under utveckling, modifiering kan ske både före och efter 40 års drift. CLB övervakas och utvecklas genom myndighetens kontinuerliga regulativa process. Det uttalas vidare klart i lagtexterna för livstidsförlängning att vad som avses är att identifiera åldringens skadliga *effekter* i anläggningen, inte att identifiera alla åldringsmekanismer. Vid licensiering av förlängd livstid ställs således stora krav på att

tillståndshavaren följer och åtgärddar åldring i specificerade system och komponenter. Kunskap om olika åldringsmekanismer finns naturligtvis ofta ändå genom lång tidigare drifterfarenhet och de många forskningsprojekten. Denna kunskap är värdefull när inspektions- och åtgärdsprogram skall genomföras.

Organisation

En annan intressant trend är den förändrade ägarbilden som är en följd av bl a de nämnda ekonomiska drivkrafterna. Med start 1998 har allt fler mindre kärnkraftföretag i de regioner som har avreglerad elmarknad sålt sina reaktorer till större företag. Ofta har produktionskostnaden i dessa reaktorer varit besvärande hög, vilket däremot inte avhållit köparen. Tabell 2.3 visar dessa förvärv och priser per installerad kW, kärnbränslet ej inkluderat. Som synes har marknadsvärdet för "begagnade" kärnkraftverk stigit betydligt sedan den första försäljningen.

Tabell 2.3 Förvärv av reaktorer i USA sedan 1998

Köpare	Reaktorer	Netto MWe sålt	Pris M\$	Försäljn. avslutad (förväntad)	Pris* \$/kW
Entergy	Pilgrim	670	14	July 1999	21
AmerGen	Three Mile Island	786	23	Dec 1999	29
AmerGen	Clinton	924	20	Dec 1999	22
AmerGen	Oyster Creek	619	10	Aug 2000	16
PECO (Exelon) et al	Peach Bottom, Hope Creek, Salem	714	20	Jan & Oct 2001	28
Entergy	Fitzpatrick & Indian Point 3	1743	636	Nov 2000	280
Entergy	Indian Point 2	939	502	Sept 2001	49
Dominion Res	Millstone	1947	1193	March 2001	613
Constellation	Nine Mile Point	1536	675	Nov 2001	439
Entergy	Vermont Yankee	510	145	July 2002	288
FPL Energy	Seabrook	1024	749	Nov 2002	731
Exelon	Clinton, TMI, Oyster Creek	1210	276	Oct 2003	228
Constellation	R E Ginna	495	408	June 2004	810
Genco & CPSE	South Texas	630	279	May 2005	443
Dominion	Kewaunee	540	192	July 2005	355
FPL Energy	Duane Arnold	419	300	(början av 2006)	716

* Pris exklusive bränsle

Till mönstret hör också sammanslagningar av mindre kärnkraftföretag till större som blir ägare till allt fler reaktorer. Från 1990 till 2004 halverades antalet företag som drev reaktorer, idag finns 32 organisationer som har NRC:s godkännande att driva kärnkraftverk. Dessutom finns exempel på hur flera mindre kraftföretag istället för att sälja sina reaktorer, går samman och bildar ett företag, licensierat för ändamålet av NRC, som ansvarar för driften av reaktorena.

Forskning och utveckling

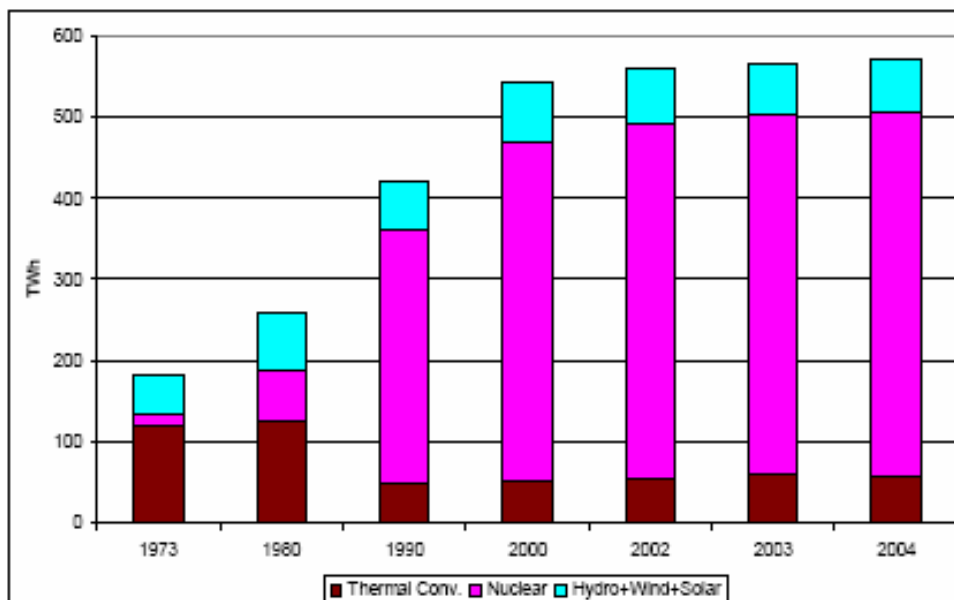
Det har naturligtvis krävts omfattande utredningar och FoU som stöd för ansökningar om effekthöjningar och livstidsförlängning, liksom även för att uppnå störningsfri drift i långa cykler. En del av den nödvändiga forskningen för detta görs av det kraftföretags-gemensamma forskningsbolaget Electric Power Research Institute [21] (EPRI). Kärnkraft är bara ett av flera forskningsområden för EPRI. Forskningen inom kärnkraftsområdet innehåller flera viktiga delområden och projekt som har gett resultat av stor betydelse för fortsatt säker och ekonomisk drift av de amerikanska reaktorerna såsom Equipment reliability, Fuel reliability och Materials degradation/Aging. EPRI:s forskning sker dock mer långsiktigt och med avsikt att ta fram grundläggande information på respektive problemområde. Kraftbolagen har också tillgång till stora och små konsultföretag för mer specifika, kortsiktiga eller brådskande utredningar och uppdrag.

2.4.2 Frankrike

Driftdata

Frankrike har 59 reaktorer i drift med en installerad effekt av 63,5 GWe. Av dessa togs 34 st (om vardera ca 900 MWe) i drift under åren 1977-1987, 20 st (om ca 1300 MWe) under åren 1984-1993 och 4 st i den sk N4 serien (om ca 1500 MWe) under åren 1996-1999. Alla dessa reaktorer ägs och drivs av det statliga kraftföretaget Électricité de France (EDF). Dessutom finns sedan 1973 en snabb sk briderreaktor (FBR) om 233 MWe som nu används mest som testreaktor för framtida reaktorbränslen inklusive experiment med transmutation av aktinider, se även avsnitt 5.3. Dessa reaktorer producerade under 2004 427 TWh el, motsvarande 78% av den totala elproduktionen, se figur 2.12 som ger fördelningen på olika produktionsslag fram tom 2004.

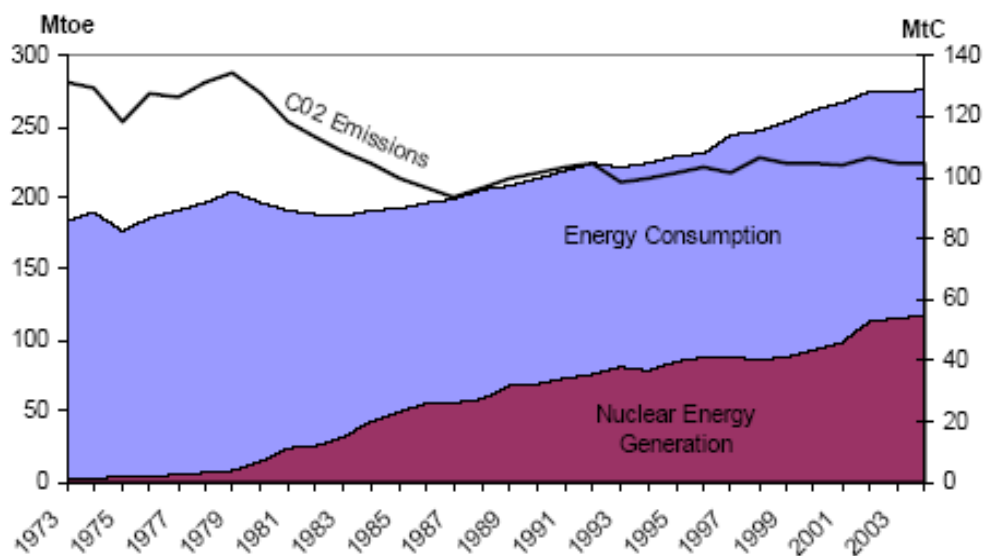
Figur 2.12 Elproduktion i Frankrike 1973-2004 uppdelat på olika kraftslag



Tillgängligheten under 2004 var i genomsnitt 82,8%

Frankrikes stora satsning på kärnkraft för elförsörjning har naturligtvis också medfört stora miljöfördelar. Detta illustreras i figur 2.13 som visar sjunkande CO₂-emissioner när elproduktion med kärnkraft introducerades. Allt sedan 1988 har de totala CO₂ emissionerna legat ungefär konstant trots en stadigt ökande energianvändning i landet.

Figur 2.13 Frankrikes kärnkraftprogram och totala CO₂-emissioner



Organisation

Kärntekniken i Frankrike hanteras huvudsakligen i tre stora organisationer. Forskning och utveckling genom det statliga Commissariat à l'Energie Atomique [22] (CEA), leverantören Areva [23] och kraftföretaget EDF [24]. Areva ägs till största delen av CEA och det finns bara mindre ägare utanför den statliga sfären i hela den kärntekniska branschen.

En ny lag från augusti 2004 styr EDF i riktning mot ett aktiebolag, dock kommer staten att behålla 70% av ägandet.

Forskning och utveckling

EDF har utvecklat följande strategier för att optimera och förnya existerande reaktorer:

- Optimering av reaktordriften genom höjd utbränning, höjd tillgänglighet och livstidsförlängning.
- Förnyelse av en del av anläggningarna med generation III PWR-reaktorer från och med 2020. Beslutet i oktober 2004 att bygga en första EPR möjliggör drift med "first of a kind" reaktor från ca 2012 innan en första serie sådana EPR beställs omkring 2015.
- Etapp 2 av förnyelsen av befintliga reaktorer eventuellt med en snabb reaktor av typ generation IV från och med ca 2040 med en sluten bränslecykel. Med denna strategi måste val av teknologi för snabba reaktorer göras kring 2015/2020 för att först bygga och driva en prototyp av den valda reaktorn och sedan bygga och

driva en "first of a kind" reaktor innan man kan ta i drift en serie sådana reaktorer från 2040 och framåt.

CEA står för huvuddelen av landets kärntekniska forskning. Det finns dock ett väl utvecklat samarbete i forskning mellan CEA, EDF och Areva.

2.4.3 Tyskland

Prestanda

Tyskland har idag 17 reaktorer i drift, se tabell 2.4.

Tabell 2.4 Reactorer i drift i Tyskland

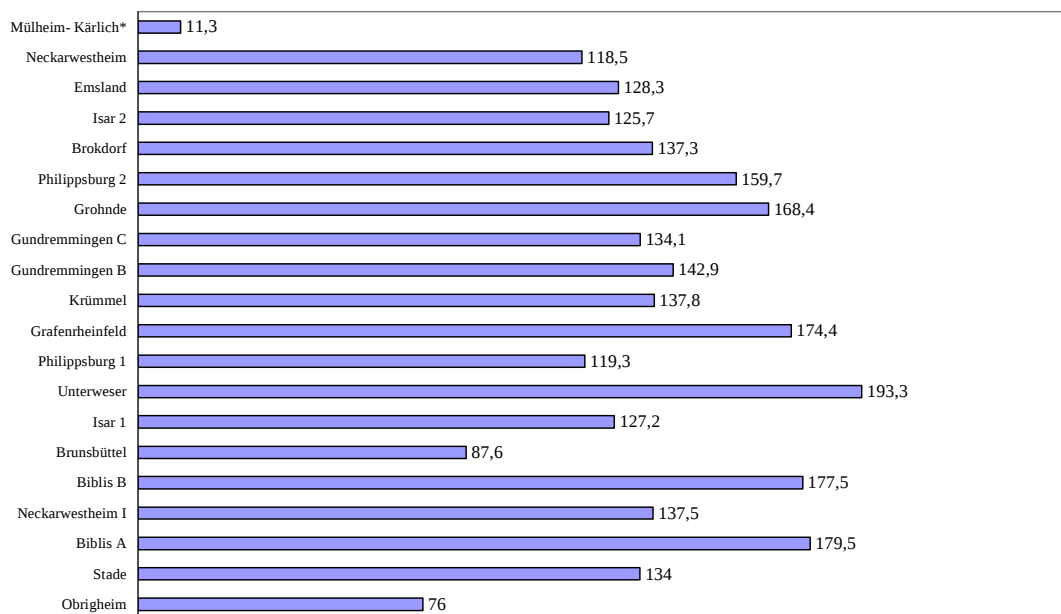
Reaktor	Typ	MWe (netto)	Driftstart (år)
Biblis-A	PWR	1167	1975
Neckarwestheim-1	PWR	785	1976
Brunsbüttel	BWR	771	1971
Biblis-B	PWR	1240	1977
Unterweser	PWR	1345	1979
Isar-1	BWR	878	1979
Phillipsburg-1	BWR	890	1980
Grafenrheinfeld	PWR	1275	1982
Krummel	BWR	1260	1884
Gundremmingen-B	BWR	1284	1984
Gundremmingen-C	BWR	1288	1985
Phillipsburg-2	PWR	1392	1985
Grohnde	PWR	1360	1985
Brokdorf	PWR	1370	1986
Isar-2	PWR Convoi	1400	1988
Emsland	PWR Convoi	1329	1988
Neckarwestheim-2	PWR Convoi	1269	1989
Totalt (17)		20303	

Situationen i landet är fn att industrin och regeringen kommit överens om en plan för utfasning av samtliga reaktorer [25]. I denna plan anges en största mängd elenergi som varje reaktor får producera innan den skall stängas. I genomsnitt motsvarar detta en livslängd för de tyska reaktorerna på ca 32 år. Kraftföretagen kan dock flytta produktion mellan reaktorerna och ett företag kan t ex stänga en mindre lönsam reaktor tidigare för att istället sälja återstående energimängd till ett annat kärnkraftföretag eller själv producera denna elenergi en annan, mer lönsam reaktor.

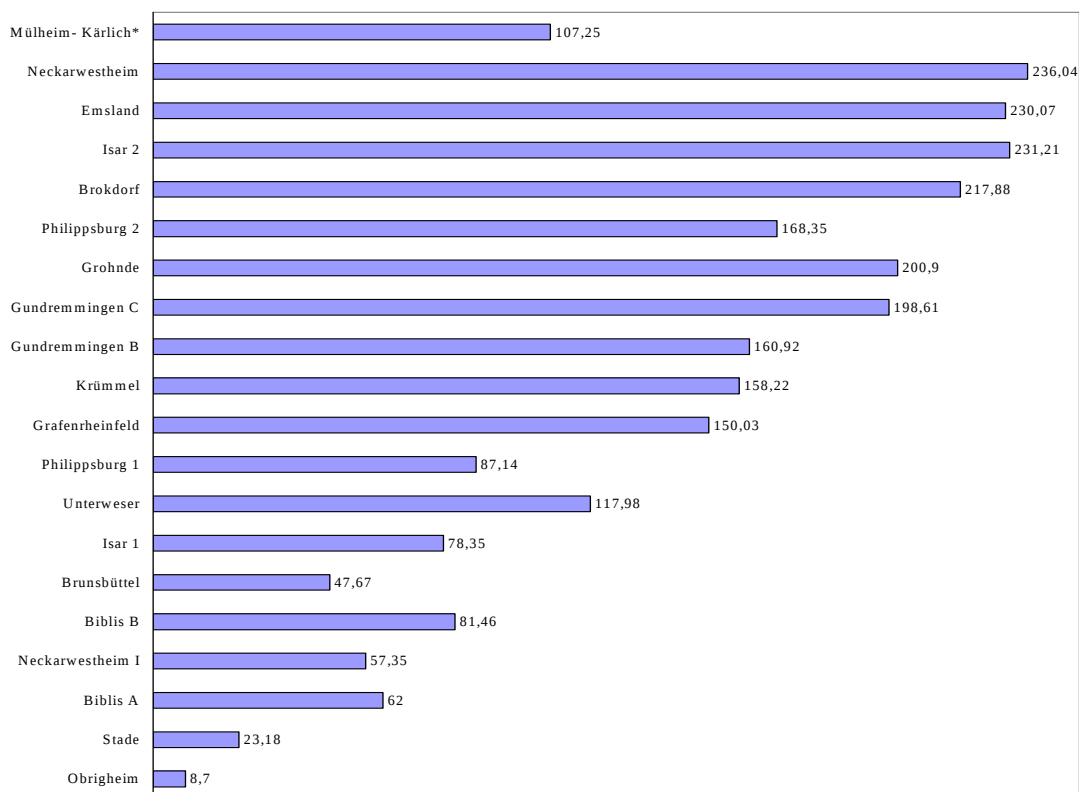
För varje reaktor kan man därför göra en sammanställning som visar antal driftår och producerad energi fram till 2000-01-01, återstående energimängd fr o m år 2000 och därur uppskattad återstående antal driftår, se figurerna 2.14 - 2.16. Hittills har två reaktorer

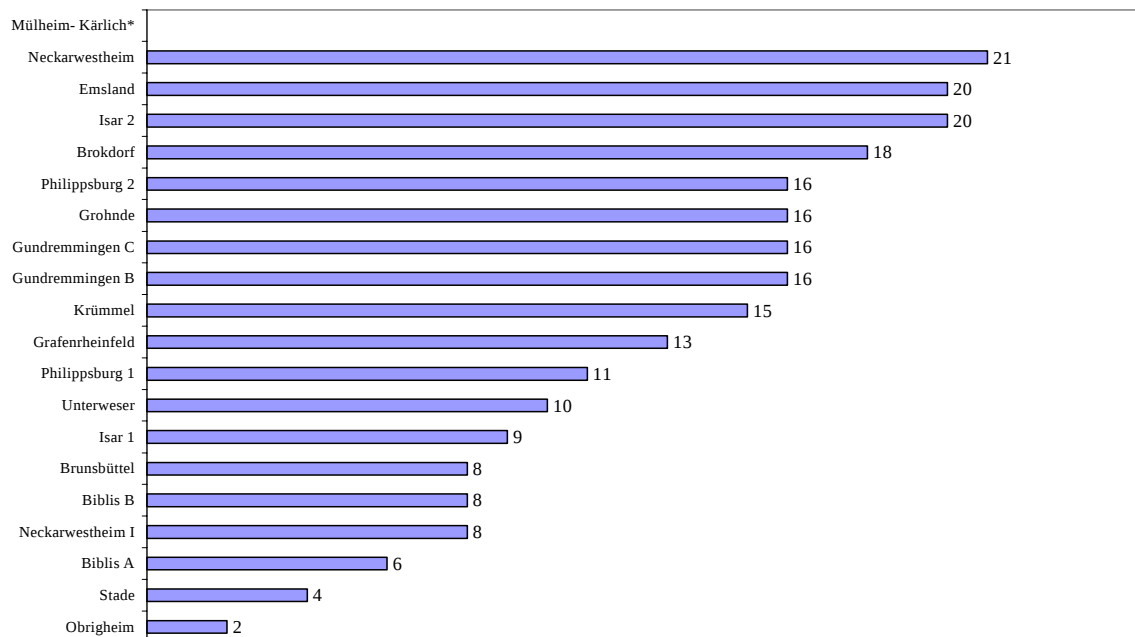
torer, Obrigheim och Stade, stängts av efter dessa kriterier. Diagrammen visar situationen när avtalet tecknades år 2000. I en del fall har kraftföretaget senare flyttat produktion mellan reaktorer vilket förändrar data för dessa reaktorer i de två sista diagrammen.

Figur 2.14 Energi (TWh) generad från start tom 1999-12-31

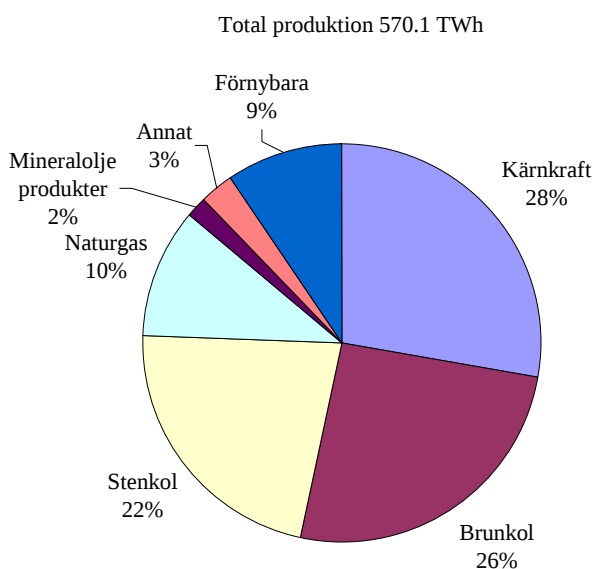


Figur 2.15 Restenergi (TWh netto) från 2000-01-01 enligt avtal



Figur 2.16 Uppskattad återstående drifttid fr o m år 2000 (år)

* Mülheim-Kärlich drevs en kort tid under 1987 och har varit avställd sedan dess. Reaktorn kommer inte att återstartas men har i överenskommelsen tilldelats ett restvärde på produktionsenergi som kan användas av RWE i annan egen reaktor eller säljas till ett annat kärnkraftföretag.

Figur 2.17 Tysklands elproduktionsmix 2004

Många tyska reaktorer uppvisar mycket god tillgänglighet och driftekonomi. Under 2004 placerade sig fem tyska reaktorer bland de tio i världen som producerade mest el.

Det är ännu inte klart hur kärnkraftens ca 30% andel i elproduktionsmixen skall ersättas. Figur 2.17 med produktionsandelar 2004 för de olika elproduktionsslagen [26] visar att det blir svårt att undvika ökad fossilanvändning om kärnkraften fasas ut.

2.4.4 Sverige

Driftdata

Basdata för de svenska kärnkraftverken ges i tabell 2.5 nedan. Efter stängningen av Barsebäck 2 den 31 maj 2005 finns nu 10 reaktorer i drift.

Tabell 2.5 Svenska kärnkraftverk

Kärnkraftverk	Reaktortyp	Elektrisk effekt		Termisk effekt (MWt)	Kommersiell drift (År)
		Netto	Brutto (MWe)		
Ågesta	PHWR		12	80 ⁴	1964 ¹
Barsebäck 1	BWR	600	615	1800	1975 ²
Barsebäck 2	BWR	600	615	1800	1977 ³
Forsmark 1	BWR	961	999	2928	1980
Forsmark 2	BWR	959	997	2928	1981
Forsmark 3	BWR	1185	1227	3300	1985
Oskarshamn 1	BWR	467	487	1375	1972
Oskarshamn 2	BWR	602	627	1800	1975
Oskarshamn 3	BWR	1160	1194	3300	1985
Ringhals 1	BWR	830	870	2500	1976
Ringhals 2	PWR	870	910	2652	1975
Ringhals 3	PWR	920	960	2775	1981
Ringhals 4	PWR	915	970	2775	1983
Totalt i drift		8869	9241		

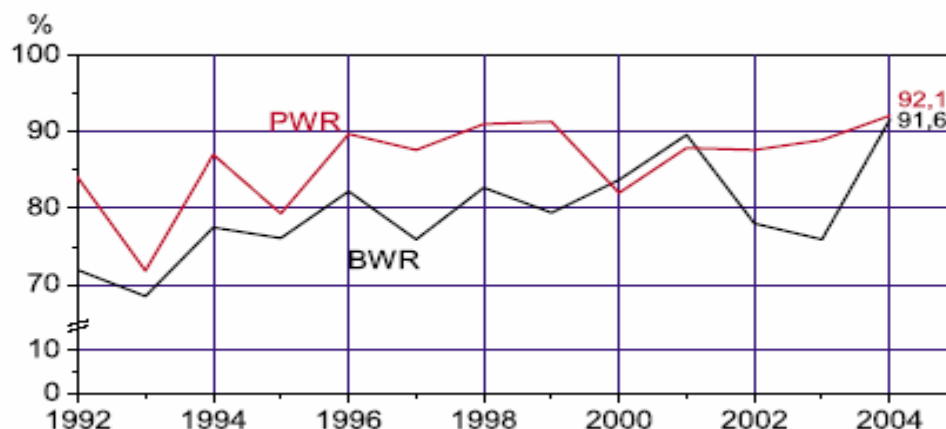
¹Avställd 1974 ²avställd 1999, ³avställd 2005, ⁴Inkl. 68 MW fjärrvärme (effekthöjning 1970 från 65 MW)

Ågestareaktorn är historiskt intressant dels för att det var den första svenska kommersiella reaktorn, för att den var en prototyp för den ursprungliga svenska linjen med natururan och tungt vatten och för att den producerade både el och fjärrvärme. Dess historia har nedtecknats bl a i en SKI-rapport [27].

Tillgängligheten för reaktorerna har under åren ökat från ca 70% till mer än 90% allt eftersom man genom bl a effektiva underhållsåtgärder och god planering uppnått mer störningsfri drift och kortare revisioner. Utvecklingen av tillgängligheten under de senaste drygt tio åren ses i figur 2.18.

Enligt IAEA var det globala genomsnittet åren 2001-2003 för tillgängligheten för BWR 80,0 % och för PWR 85,3 %.

Figur 2.18 Tillgängligheten i svenska kärnkraftverk 1992-2004



Källa: KSU [13]

Såväl Vattenfall som E.ON Sverige har påbörjat moderniseringsprojekt i Ringhals, Forsmark respektive Oskarshamn, som innebär uppgradering av säkerheten samt höjning av den installerade effekten. Planerna och tidtabellen för effekthöjningarna [28] återges i tabell 2.6.

Tabell 2.6 Planerad effekthöjning i svenska reaktorer

	Turbin		Reaktor		Totalt
	MWe	År	MWe	År	MWe
Forsmark-1	50	2005	120	2008	170
Forsmark-2	50	2006	120	2009	170
Forsmark-3	30	(2004)	170	2010	200
Oskarshamn-1	22	(2003)	-	-	22
Oskarshamn-2	30	2009	-	-	30
Oskarshamn-3	30	2008	220	2008	250
Ringhals-1	30	2005	8	2005	38
Ringhals-2	-	-	-	-	-
Ringhals-3			80	2005	
	80	2007	48	2007	208
Ringhals-4	80	2008			
			128	2011	208
Totalt	402		894		1296

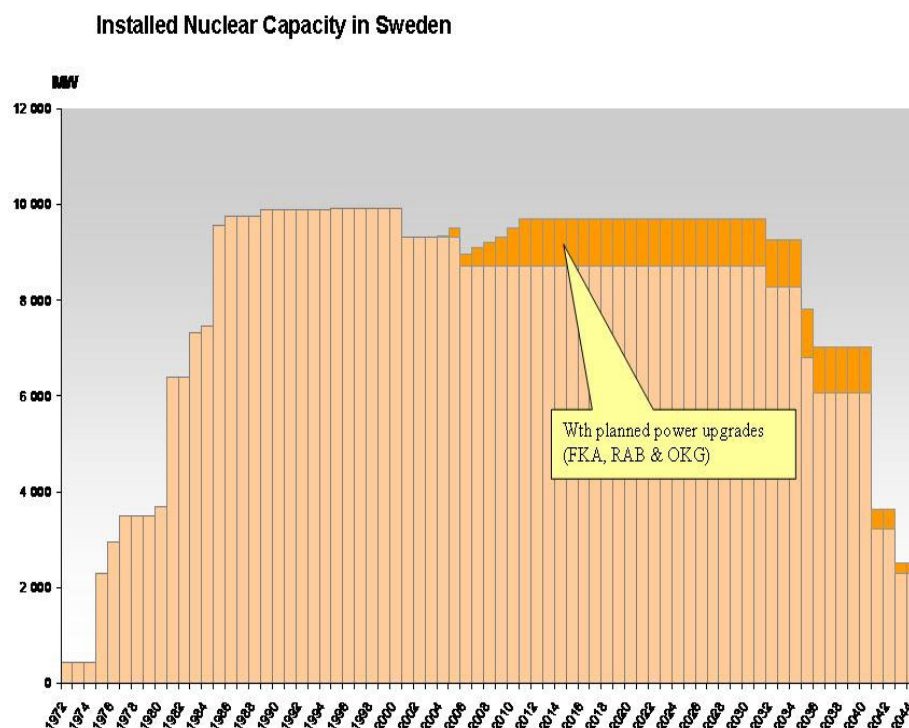
Effekthöjningar görs oftast i två steg. Det första steget ("Turbin") kräver bara ett fåtal anläggningsändringar och kompletterande analyser. Det andra steget ("Reaktor") kräver däremot betydligt mer. Stora delar av turbinanläggningen behöver byggas om eller bytas ut såsom högtrycks- och lågtrycksturbiner, generatorer, mellanöverhettare, förvärmare och transformatorer. En stor mängd säkerhets-, hållfasthets- och tillgänglighetsanalyser måste utföras, liksom modernisering av turbinernas regler- och skyddssystem. Planerade effekthöjningar i svenska kärnkraftverken uppgår enligt tabell 2.6 till 1296 MWe.

I tabellen anges också årtal (2003 till 2011) för genomförande av effekthöjningarna. Vissa effekthöjningar har redan tidigare skett i flera svenska reaktorer, däribland Oskarshamn 1 och Ringhals 2. Dessa har inte tagits med i tabellen som avser den nuvarande satsningen.

Kostnaden per MWe för denna nya kapacitet är som tidigare nämnts betydligt lägre än för nyproduktion, oavsett kraftslag.

Uppgradering av säkerheten sker samtidigt med effekthöjningarna så att de äldre reaktorerna närmar sig säkerhetsnivån för dem som senast togs i drift. Man passar också på att i dessa projekt förbereda reaktorn för drift längre än 40 år genom att åtgärda de komponenter som är mest utsatta för åldring och kan begränsa livslängden. De delar av reaktorns system som till slut blir begränsande är i allmänhet betonginneslutningen och reaktorns kylvattenkanaler. Ett byte av reaktortanken är tekniskt fullt möjligt men troligen inte ekonomiskt försvarbart. Reaktortankens livslängd är i flertalet fall större än 60 år, så denna komponent blir inte nödvändigtvis begränsande för anläggningen.

Figur 2.19 Installerad kärnkraftkapacitet i Sverige med 60 års uppskattad reaktorlivslängd.



Efter 2012 kan det bli aktuellt att licensiera förlängd livslängd för åtminstone vissa av de svenska reaktorerna. Till skillnad från situationen i USA finns i Europa ännu ingen färdig licensieringsmodell hos myndigheterna av hur detta skall gå till. Den totala produktionspotentialen i svensk kärnkraft med effekthöjningar enligt aktuellt program och

livstid 60 år illustreras i figur 2.19. Med detta scenario [29] har vi idag (år 2006) inte ens utnyttjat hälften av den möjliga kärnkraftproduktionen i befintliga reaktorer.

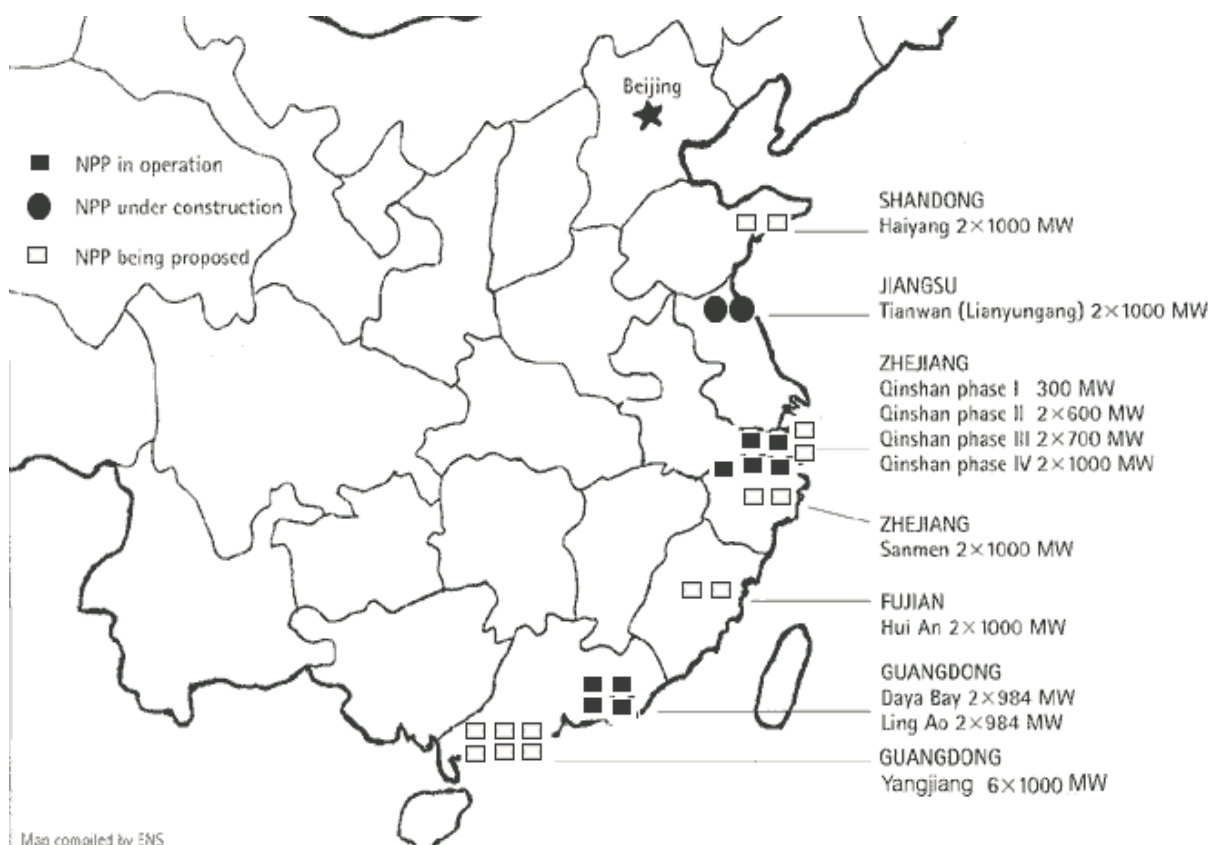
Forskning och utveckling

Ringhals, Forsmark och Oskarshamn bedriver alla FoU som stöd för drift och underhåll samt för utveckling av reaktorsäkerheten. Viktiga områden är material, kemi, hållfasthet och reaktorsäkerhet. Åldringsfrågor har fått allt större betydelse, resultaten från denna forskning är av avgörande betydelse för de pågående moderniseringsprojekten i de svenska kärnkraftverken. Kraftindustrin samarbetar i många projekt på reaktorsäkerhetsområdet och i den mer grundläggande forskningen inom de nämnda områdena

2.4.5 Kina

Utvecklingen av kärnkraften i Kina startade 1970 och industri och myndigheter har nu kommit dithän att man både ekonomiskt och tekniskt kan driva ett stort utbyggnadsprogram. Kol är fortfarande den dominerande energikällan men det mesta kolet finns i norr eller nordväst medan energin just nu främst behövs i de kustnära områdena där också reaktorerna hittills byggts och kommer att byggas de närmaste åren.

Figur 2.20 Kraftstationer för befintliga och planerade reaktorer i Kina



Driftdata

Ca 80% av Kinas el produceras idag med kol. Vattenkraften står för ca 18% med en utbyggnad i två stora projekt som skall ge 18 GWe (Three Gorges) respektive 16 GWe (Yellow River).

Totalt finns 340 GWe installerad effekt som producerade 1575 TWh under 2002. Landet är på väg att utvecklas till en stor kärnkraftnation. Därför beskriver vi i detta avsnitt, liksom i 3.4.2 relativt detaljerat hur man i Kina förberett sig att hantera denna snabba utbyggnad av kärnkraften med avseende på ekonomi, teknik, organisation, forskning och annan infrastruktur.

De två reaktorerna på kraftstationen Guangdong i Daya Bay är av samma typ som de franska 900 MWe-reaktorerna. Framatome har stått för leveransen och EDF för byggnad med medverkan av kinesiska ingenjörer. Hong Kong får ca 70% av produktionen.

Qinshan-1, i Zhejiang provinsen, är den första av de reaktorer som utformats och byggts i Kina, dock med tryckkärl från Mitsubishi i Japan. Byggtiden var 6,5 år med uppstart 1991. Lingao-1 och 2 blev båda klara under 2002. Även dessa är av fransk konstruktion och praktiskt taget identiska med reaktorerna i Daya Bay. Qinshan etapp 2 (block 2 och 3) är av inhemsk konstruktion med beteckning CNP-600, en uppskalad version (2-loop) av block 1. Qinshan etapp 3 (block 4 och 5) utnyttjar CANDU 6 teknologi där Atomic Energy of Canada (AECL) var huvudentreprenör för projektet med "nyckelfärdig" leverans. Byggprojektet inleddes 1997.

Kinas reaktorer, se tabell 2.7, hade under 2002 en tillgänglighet av i medel 77%.

Tabell 2.7 Reaktorer i drift i Kina

Reaktorer	Typ	Nettoeffekt (per reaktor)	Uppstart
Daya Bay-1 & 2	PWR	944 MWe	1994
Qinshan-1	PWR	279 MWe	April 1994
Qinshan-2 & 3	PWR	610 MWe	2002, 2004
Lingao-1 & 2	PWR	935 MWe	2002, 2003
Qinshan-4 & 5	PHWR	665 MWe	2002, 2003
Antal (9)		6587 MWe	

Organisation

De ambitiösa kinesiska planerna för utbyggd kärnkraft hanteras av flera statliga organisationer med ansvar för olika delar, allt ifrån reaktordesign till finansieringen av de nya reaktorerna och upphandling såväl i Kina som i utlandet. China Atomic Energy Authority (CAEA) ansvarar för planering och hantering av de frågor som rör fredliga tillämpningar av kärnenergi och för främjande av internationellt samarbete. CAEA har huvudansvaret för granskning och godkännande av förstudier för nya kärnkraftreaktorer där dock slutligt politiskt godkännande ges av State Development and Planning Commission.

Säkerhetsmyndigheten National Nuclear Safety Administration (NNSA) bildades 1984. State Environment Protection Administration (SEPA) har ansvar för radiologisk uppföljning och hantering av radioaktivt avfall. Ett kraftföretag som vill bygga ett nytt kärnkraftverk skall inlämna anläggningens tekniska underlag till CAEA, ansökan om platsval till NNSA och redovisning av miljöpåverkan till SEPA.

State Nuclear Power Technology Corporation (SNPTC) ansvarar för teknikurval vad gäller utländska offerter genom Preparatory Office/Committee som kan bemannas med expertis från andra organisationer vid behov.

China National Nuclear Corporation (CNNC) styr affärerna i den kärntekniska sfären, inclusive FoU, konstruktion, uranbrytning, anrikning, bränsletillverkning och avfallshandling. Organisationen hävdar att de också står för majoriteten av investeringarna i nya reaktorer. De har byggt Quinshan 1-3 och äger hela denna kraftstation. De är definitivt helt dominerande när det gäller bygandet av reaktorer med inhemsk konstruktion.

China Nuclear Engineering and Construction Group (CNEC) ansvarar för reaktorkonstruktion. China Power Investment Corporation (CPIC) är en stor kraftproducent och det största statsägda bolaget för investering i och drift av kärnkraftverk. Vid utgången av 2004 uppskattades bolagets tillgångar till ca 13 miljarder US\$. De står i främsta ledet i diskussionen av de kärnkraftverk som planeras under femårsprogrammet 2006-2011 och inlämnade fram till mitten av 2005 kärnkraftprojekt med en total kapacitet på drygt 30 GWe till State Development and Planning Commission för godkännande.

Forskning och utveckling

Kina har från början drivit egen reaktorutveckling baserad på tekniköverföring från utlandet. Man har på detta sätt utvecklat en egen, modulär PWR som successivt gått från en 1-loop grundkonstruktion om ca 300 MWe till 2-loop om ca 600 MWe och nu 3-loop med en kapacitet av ca 900 MWe. Dessa reaktorer tillhör generation I-II. De reaktorer som närmast kommer att upphandlas tillhör generation III och Kina avser att även i dessa affärer inkludera ett stort mått av tekniköverföring för att man sedan skall kunna vidareutveckla sin egen konstruktion till samma nivå. På sikt vill man vara oberoende vad gäller såväl tekniken som bränslecykeln.

Kina bedriver även forskning för utveckling av framtida reaktorer men deltar inte direkt i det konsortium som nämns i kapitel 6. En 10 MWt gaskyld demonstrationsreaktor av högttemperaturtyp (HTR-10) fick drifttillstånd år 2000. Konstruktionen bygger på en tidigare tysk HTR, nu nedlagd. Bränslet är i form av partiklar inbäddade i grafit till kulor med diameter 60 mm (pebble bed reactor). Reaktorn, som konstruerades och byggdes vid Institute of Nuclear Energy Technology (INET) vid Tsinghua-universitetet nära Peking, nådde full effekt 2003 med en utloppstemperatur i området 700-950°C. Den ger därmed lämplig processvärme för t ex gasifiering av kol, jfr kapitel 6. Ett intressant experiment genomfördes 2004 för att testa de inherenta säkerhetsegenskaperna. I experimentet stängdes reaktorn av utan någon kylning av resteffekten. Bränsletemperaturen steg inte över 1600°C och inga bränsleskador uppstod.

Ursprungligen kopplades HTR-10 till en ångturbin för kraftproduktion, men i en andra fas skall den drivas vid 950°C och kopplas till en gasturbin. I denna fas kommer samarbete att ske med Korea Atomic Energy Research Institute (KAERI) med huvudfokus på framställning av vätgas.

Nästa steg blir en kommersiell prototyp, HTR-PM, om 195 MWe (450 MWt) som just fått klartecken från myndigheterna och kommer att byggas 2006-2010 vid Weihai i provinsen Shandong. Den kommer till en början att driva en ångturbin med en termisk verkningsgrad av ca 40%. Ett stort kinesiskt kraftföretag, Huaneng, är den ledande organisationen med 50% i ett konsortium som också består av bl a CNEC (35%) och INET 5%. Kostnaden har uppskattats till US\$ 1500/kWe. Avsikten är att denna prototyp skall bereda vägen för ytterligare 18 HTR av samma konstruktion. De skall byggas på samma kraftstation som får en sammanlagd installerad effekt av ca 3,8 GWe. Härfter planeras en serie HTR, eventuellt med Brayton-cykel för turbindriften, för utplacering över hela landet. Jämför Teknikbilaga E där en Brayton-cykel illustreras för de snabba reaktorerna GFR och LFR.

Under våren 2005 träffades ett samarbetsavtal mellan PBMR i Sydafrika och Chinenergy (ägs 50-50 av INET och CNEC) i Peking. PBMR har vidareutvecklat sin HTR sedan 1993, även den baserad på den tyska HTR, och står nu i begrepp att bygga en 125 MWe demonstrationsreaktor.

Både PBMR och HTR-PM planeras kunna tas i drift 2010. Avtalet gäller samarbete, dels i demonstrationsprojekten, dels i en efterföljande kommersialisering. Parterna bedömer att den inherent säkra pebble-bed reaktorn byggd i relativt små enheter på sikt kan ersätta den mer komplexa och storskaliga PWR.

Vidare är en 65 MWt snabb reaktor under uppförande nära Peking som enligt plan skall startas 2008. Kina har bedrivit forskning på detta område snabba reaktorer sedan 1964. Det finns också planer på en fortsättning i form av en prototyp till kommersiell snabb reaktor i full skala till ca 2020 och CNNC förväntar att denna reaktortyp kan komma att dominera fram mot mitten av detta århundrade. Jämför också diskussionen i avsnitt 6.

Utöver dessa projekt har Kina ett tiotal forskningsreaktorer i drift med termisk effekt upp till 15 MW.

2.4.6 Japan

Policy

Utnyttjande av kärnenergi har länge varit en viktig del av den nationella energipolitiken. Japan har inga större tillgångar av varken nukleärt eller fossilt bränsle och måste importera ca 80% av sina energiråvaror. Man var ursprungligen beroende av import av fossila bränslen, särskilt olja från Mellanöstern. Kring tiden för den första oljeprischocken 1973 hade man redan ett litet kärnkraftprogram. Vid omvärdering av landets energipolitik gavs hög prioritet till att minska landets oljeberoende och man ville ha diversifiering genom ett starkt kärnkraftprogram. Man har också steg för steg utvecklat en inhemsk industri för alla delar av kärnbränslecykeln, baserat på importerat uran. Således har man

anläggningar för anrikning, bränsletillverkning, upparbetning och mellanlagring av utbränt bränsle. Dessutom finns sedan 2000 en lag om högaktivt avfall som stipulerar slutförvar i form av djupförvar. Det avfall som avses är de förglasade radioaktiva restprodukterna efter upparbetning.

Idag kan kärnkraftpolicyn kort sammanfattas som:

- Kärnkraften skall även fortsättningsvis ha en mycket viktig roll i elproduktionen.
- Uran och plutonium ur det utbrända bränslet skall, efter upparbetning i landet, återanvändas, först i LWR.
- På sikt utvecklas snabba sk briderreaktorer (FBR) för att förbättra utnyttjandet av råvaran uran.
- Förmedla kärnkraftens fördelar till landets invånare med fokus på reaktorsäkerhet och förhindrande av spridningen av vapenmaterial.

Den sista delen av policyn är särskilt viktig för Japan där folkopinionen i de områden som ligger nära de kärntekniska anläggningarna ofta är negativ. Kanske beror detta på de misstag som begåtts genom åren i såväl statliga som privata kärntekniska anläggningar och som i flera fall orsakats av en föga ändamålsenlig ledningskultur. I Sverige är det tvärtom, invånarna i "kärnkraftkommuner" är de som är mest positivt inställda till den kärntekniska verksamhet som pågår. De känner sig dessutom väl informerade och har förtroende för dem som driver anläggningarna.

Driftdata

Japan har idag 55 reaktorer i drift med en total installerad effekt av ca 46 GWe. Dessa reaktorer står för 34% av landets elproduktion.

Av dessa 55 reaktorer är 27 st BWR med driftstart under perioden 1969-2001, 4 st ABWR (räknas till generation III) startades under perioden 1996-2005 medan 23 st PWR har startår 1969-2001. En BWR och en PWR, båda tillhörande generation II, är under uppförande. Dessutom finns en FBR som nu åter tas i drift efter flera års problem med läckage av kylmedlet natrium. Tillgängligheten hos japanska reaktorer är generellt mycket lägre än i andra länder. Detta beror främst på de långa avställningarna, tre månader är inte ovanligt. I gengäld har man få störningar under drift. I en färsk rapport från Japan Atomic Forum [30] analyseras aktuella frågor som bristande förtroende från allmänheten, de låga tillgänglighetssiffrorna, den förväntat avtagande (från 2006) konsumtionen av energi och el, avreglering av elmarknaden, minskad budget för FoU, vägen mot "Vätgassamhället". Bakom rapporten står ca 40 experter från industri, forskningsinstitut och högskolor. Rapporten formulerar ett antal rekommendationer riktade till industrin och de statliga myndigheterna. En rekommendation till industrin är att, med fokus på reaktorsäkerheten, inleda program för bättre utnyttjande av befintliga reaktorer med avseende på tillgänglighet och livslängd.

Avreglering av den japanska elmarknaden sker steg för steg. Den inleddes år 2000 med de största kommersiella kunderna. Fram till april 2005 gällde avregleringen kunder med anslutning 6 kV eller mer och ett avtalat effektbehov på minst 500 kW. För närvarande gäller avregleringen kunder med ett behov på minst 50 kW.

Forskning och utveckling

Japan har ett mycket stort forskningsprogram som täcker alla delar av kärnkrafttekniken och dess bränslecykel. Man har just konsoliderat och rationaliserat denna verksamhet genom att slå ihop de två dominerande forskningsorganisationerna Japan Nuclear Fuel Cycle Development Institute (JNC) och Japan Atomic Energy Research Institute (JAERI). Den nya organisationen, Japan Atomic Energi Agency (JAEA), får 4400 anställda vid tio forskningsanläggningar och en årsbudget på 161 miljarder yen (ca 11 miljarder SEK). Sammanslagningen är en viktig del av regeringens administrativa och ekonomiska reformprogram och det nya JAEA omfattar nu allt från grundforskning till tillämpade projekt och teknikområden från fission och fusion till avfallshantering.

2.4.7 Korea

Driftdata

Korea har tryckvattenreaktorer dels med tungt (PHWR) och dels med lätt vatten (PWR). Tungvattenreaktorerna är av kanadensisk CANDU-modell medan PWR-reaktorerna ursprungligen byggdes av det amerikanska företaget Combustion Engineering. Genom målmedveten tekniköverföring i samband med dessa affärer är numera Korea helt självförsörjande i design och konstruktion av moderna PWR och tillhörande bränsle. Korea har en tydlig strategi för kärnkraftens utbyggnad och man har under de senaste 20 åren i genomsnitt tagit en ny reaktor i drift varje år, se tabell 2.8.

Tabell 2.8 Reaktorer i Korea

Reaktor	Typ	Effekt (brutto) MWe	Startår
Kori-1	PWR	587	1977
Wolsong-1	PHWR	679	1982
Kori-2	PWR	650	1983
Kori-3	PWR	950	1985
Kori-4	PWR	950	1985
Yonggwang-1	PWR	950	1986
Yonggwang-2	PWR	950	1986
Ulchin-1	PWR	950	1988
Ulchin-2	PWR	950	1989
Yonggwang-3	PWR	950	1994
Yonggwang-4	PWR	950	1995
Wolsong-2	PHWR	700	1997
Wolsong-3	PHWR	700	1998
Ulchin-3	PWR	1000	1998
Ulchin-4	PWR	1000	1998
Wolsong-4	PHWR	700	1999
Yonggwang-5	PWR	1000	2001
Yonggwang-6	PWR	1000	2002
Ulchin-5	PWR	1000	2003
Ulchin-6	PWR	1000	2005
Totalt (20)		16810	

Planerna fram till 2015 innehåller ytterligare 8 reaktorer. Strategin påminner om Japans och den som Kina nu börjat tillämpa. Korea och Japan har också haft liknande förutsättningar med ett stort importberoende av råvaror för energiförsörjning och snabbt växande elbehov.

2.4.8 Indien

Driftdata

Elkonsumtionen i Indien har stigit mycket snabbt på senare år och de 534 TWh man producerade totalt 2002 var nästan dubbelt så mycket som produktionen 1990. Ändå är förbrukningen per kapita bara drygt 500 kWh/år. År 2004 stod kärnkraften för 2,8% av landets elenergi men denna andel väntas öka stadigt framöver.

Indien har idag 15 mindre reaktorer i drift, se Tabell 2.9, med ca 3 GWe installerad effekt (netto). De två första reaktorerna, av BWR-typ och i drift sedan 1969, byggdes en gång av General Electric. Därefter har man utvecklat en egen PHWR-konstruktion baserad på en tidig CANDU-modell och ett initialt samarbete med Atomic Energy of Canada Ltd (AECL). Redan efter att den första PHWR hade byggts i ett gemensamt projekt med AECL 1972 var man klar att fortsätta utbyggnaden och utvecklingen av denna reaktortyp på egen hand, vilket alltså resulterat i 12 PHWR enligt tabell 2.6. Planerna för den fortsatta utvecklingen på kort och längre sikt av kärntekniken beskrivs närmare i avsnitt 3.5.5.

Tabell 2.9 Indiska reaktorer i drift

Reaktor	Typ	MWe netto/ block	Start
Tarapur 1 & 2	BWR	150	1969
Kaiga 1 & 2	PHWR	202	1999-00
Kakrapar 1 & 2	PHWR	202	1993-95
Kalpakkam 1 & 2	PHWR	155	1984-86
Narora 1 & 2	PHWR	202	1991-92
Rawatbhata 1	PHWR	90	1973
Rawatbhata 2	PHWR	187	1981
Rawatbhata 3 & 4	PHWR	202	1999-00
Tarapur 4	PHWR	490	2005
Totalt (15)		2993 MWe	

Bränslecykel

Indiens policy är att vara oberoende på kärnkraftens alla områden, inklusive hela bränslecykeln. Observera dock att anrikning inte ingår i den indiska bränslecykeln. Eftersom landet, i förhållande till den planerade kärnkraftutbyggnaden, har relativt små U-tillgångar, ca 54 000 ton någorlunda säkra tillgångar och ytterligare ca 23 000 ton uppskattade, har man valt att långsiktigt gå över från U- till en toriumcykel i avancerade tungvattenreaktorer. Indien har uppskattningsvis 290 000 ton torium (Th), ca 25% av världens totala Th-tillgångar. Vägen till en renodlad Th-cykel går i tre etapper:

- Natururan i PHWR producerar plutonium (Pu)
- En snabb breeder (FBR) med Pu som bränsle alstrar den fissila isotopen U233 ur Th
- En avancerad tungvattenreaktor (AHWR) förbränner U233 och Th (omvandlat under drift till U233) i bränslet. På detta sätt kommer ca 2/3 av energin från Th.

2.4.9 Ryssland

Kärnkraftteknikens utveckling i Ryssland har gått upp och ner genom åren. Världens första elproducerande (5 MWe) reaktor startades 1954 i Obninsk och man utvecklade under 60-talet två parallella tekniker. En kommersiell lättvattenreaktor VVER växte fram, liksom i USA, ur motsvarande reaktorer för fartygsdrift. Samtidigt utvecklades en lättvattenkyld, grafitmodererad reaktortyp (RBMK) ur de militära reaktorerna för produktion av vapenplutonium. Medan man i väst redan i de första kommersiella reaktorerna valde en betonginneslutning ”för säkerhets skull” ansågs detta inte nödvändigt i dåvarande Sovjetunionen. En sådan säkerhetsåtgärd infördes inte förrän i reaktordesigner från 80-talet och då bara på VVER, uppgraderade modeller av RBMK fick inte heller då någon inneslutning. Efter katastrofen 1986 i RBMK-reaktorn i Tjernobyl och de politiska och ekonomiska kriserna i början av 90-talet tog det tid innan det nya Ryssland åter kunde ta plats i täten för teknikutveckling och fortsätta den egna kärnkraftutbyggnaden. Detta började ske i slutet av 90-talet då Ryssland framgångsrikt förhandlade om export av VVER-reaktorer av ny design till Iran, Kina och Indien och hade bildat nya mer effektiva organisationer för planering, byggande och finansiering av egna reaktorer.

Driftdata

Ryssland har idag 31 reaktorer i drift, se tabell 2.10 och kartbild på nästa sida. Dessa reaktorer producerade under 2004 15.4% av landets elektricitet. Flera reaktorer är under konstruktion såsom illustreras i tabell 2.11. Finansieringen av dessa projekt är dock i flera fall osäker och därmed också tidpunkten för driftstart. Det är också tveksamt om Kursk 5, en RBMK reaktor, alls kommer att färdigställas. Beloyarsk 4 är en snabb, natriumkyld reaktor, en uppgradering av Beloyarsk 3 som togs i drift 1981. Efter det att först USA och sedan Frankrike avbrutit utvecklingen av denna reaktortyp är det nu Ryssland och Japan som konkret driver denna linje vidare, med visst intresse och stöd även från Kina.



Tabell 2.10 Reaktorer i drift i Ryssland

Reaktor	Typ V=PWR	MWe netto, /block	Kommersiell drift
Balakovo 1-4	V-320	950	5/86-12/93
Beloyarsk 3	BN600 FBR	560	11/81
Bilibino 1-4	LWGR	11	4/74-1/77
Kalinin 1-2	V-338	950	6/85, 3/87
Kalinin 3	V-320	950	12/04
Kola 1-2	V-230	411	12/73, 2/75
Kola 3-4	V-213	411	12/82, 12/84
Kursk 1-4	RBMK	925	10/77-2/86
Leningrad 1-4	RBMK	925	11/74-8/81
Novovoronezh 3-4	V-179	385	6/72, 3/73
Novovoronezh 5	V-187	950	2/81
Smolensk 1-3	RBMK	925	9/83-1/90
Volgodonsk 1	V-320	950	3/01
Totalt (31)		21743 MWe	

Tabell 2.11 Reaktorer under byggnad i Ryssland

Drifftagning*	Block	Typ V=PWR	MWe netto
2008	Volgodonsk-2	V-320	950
2010	Balakovo 5	V-320	950
2010	Kalinin 4	V-320	950
2010?	Beloyarsk-4	FBR (BN-800)	750
2011?	Balakovo 6	V-320	950
?	Kursk 5	RBMK	925
Totalt: 6		4675 MWe	

*Föreslagen tidpunkt

Samtidigt som Ryssland har ambitiösa planer på fortsatt kärnkraftutbyggnad, se avsnittet om utveckling nedan, så satsas också mycket på att förbättra driftdata för befintliga reaktorer. Under åren 1998-2003 ökade drifttillgängligheten för de ryska reaktorerne från 56 till 76% och man vill nå ännu längre. Således utvecklar man nya, mer effektiva bränslekonstruktioner och planerar övergång till längre driftcykler i syfte att höja medelutbränningen i VVER med minst 25% och tillgängligheten till ca 87%. Med sådana driftdata skulle Ryssland komma nära västvärldens driftresultat. Även RBMK-reaktorerna har effektiviserats med högre anrikning-utbränning och nya bränslekonstruktioner. Dessa reaktorer använder också numera uran som upparbetats från uttjänt VVER-bränsle.

De fyra små reaktorerne i Bilibino byggdes för att förse denna guldgruvestad med el och värme. Bilibino ligger i ett område med permafrost och långt från alla försörjningsleder. Alla reaktorerne, som ligger i samma reaktorhall, är av kokartyp, med bränslet kylt med lättvatten och modererad med grafit.

Bränslecykeln

Ryssland har eget uran motsvarande ca 4% av världens totala tillgångar upp till ett pris av ca US\$ 80/kg. En del uran fås dessutom från upparbetning av bränsle från VVER-440 reaktorer, snabba reaktorer och ubåtsreaktorer. Ca 2500 ton uran har på detta sätt hittills återanvänts i RBMK-reaktorerna. Härutöver har ca 32 ton plutonium ackumulerats efter upparbetning för användning i sk MOX-bränsle för VVER-1000. MOX står för Mixed Oxide och utgör en blandning av uran- och plutoniumoxid. Till detta kommer 34 ton plutonium från militära lager som skall användas i främst snabba reaktorer. Alla dessa tillgångar beräknas räcka i ca 80 år, eller längre om graden av återanvändning ökar. Eftersom man planerar allt större användning av snabba briderreaktorer från ca 2020 ser man inga problem med bränsletillgången för framtida kärnkraft i landet.

Många av Rysslands bränslecykelanläggningar var ursprungligen avsedda för militärt bruk men har nu byggts ut även för kommersiell användning. Man har alla processled i bränslecykeln: gruvdrift, konvertering, anrikning, bränsletillverkning (dock ännu ej

MOX-tillverkning i stor skala) och upparbetning och man siktar mot en sluten bränslecykel. Avfallet från upparbetning förglasas och lagras. Något slutförvar för detta avfall finns ännu inte men platsundersökningar pågår i granitformationer på Kolahalvön.

Organisation

Sedan 2004 verkar Rosatom, den federala atomenergikommissionen med ansvar för hela Rysslands kärntekniska industri. Här ingår:

- Rosenergoatom för kärnkraftproduktion.
- TVEL för bränsletillverkning.
- Technabexport (Tenex) för utländsk handel med kärnbränsle.
- Atomstroyexport för utländsk handel med kärnteknisk utrustning.

Reaktorsäkerheten övervakas fr o m 2004 av Federal Atomic Supervisory Service.

2.4.10 Kanada

Redan 1944 påbörjade Kanada designen av en tungvattenreaktor och en National Research Experimental Reactor byggdes i Chalk River och startades 1947. Den utgjorde sedan basen för Kanadas mycket framgångsrika utveckling av den sk CANDU-reaktorn (CANadian Deuterium Uranium), modererad och kyld med tungt vatten (PHWR) och med naturligt uran (anrikning 0,71% U235) som bränsle i form av UO₂. Utvecklingen har hela tiden drivits av Atomic Energy of Canada Ltd (AECL) tillsammans med inhemsk industri. En kommersiell prototyp om 200 MWe blev klar 1967 och utgjorde designbasen för Indiens första reaktorer Rawatbhata 1 och 2. Nyckeln till CANDU-reaktors framgång är framförallt konstruktionens enkelhet, möjligheten att använda naturligt uran som bränsle och det faktum att bränsleknippena kan bytas ut under drift. CANDU har exporterats till flera länder, se tabell 2.12.

Tabell 2.12 CANDU-reaktorer i världen

Québec, Kanada	Gentilly 2	1 reaktor
Ontario, Kanada	Darlington	4 reaktorer
	Pickering	8 reaktorer
	Bruce	8 reaktorer
New Brunswick, Kanada	Point Lepreau	1 reaktor
Argentina	Embalse	1 reaktor
Rumänien	Cernavoda	1 reaktor; 1 reaktor under byggnad
Korea	Wolsong	4 reaktorer
Kina	Qinshan	2 reaktorer
Indien	RAPS	2 reaktorer
Pakistan	KANUPP	1 reaktor

Driftdata

Status och data för Kanadas kraftreaktorer ges i tabell 2.13.

Tabell 2.13 Reaktorer i Kanada

Block	MWe netto	Status	Kraftföretag	Uppstart*
Pickering A 1	515	I drift	Ontario Power Gen	1971/ 2005*
Pickering A 4	515	I drift	Ontario Power Gen	1972/ 2003*
Pickering B 5	516	I drift	Ontario Power Gen	1982
Pickering B 6	516	I drift	Ontario Power Gen	1983
Pickering B 7	516	I drift	Ontario Power Gen	1984
Pickering B 8	516	I drift	Ontario Power Gen	1986
Bruce A 1	769	Avställd	Bruce Power	1977
Bruce A 2	769	Avställd	Bruce Power	1976
Bruce A 3	769	I drift	Bruce Power	1977/ 2003*
Bruce A 4	769	I drift	Bruce Power	1978/ 2003*
Bruce B 5	785	I drift	Bruce Power	1984
Bruce B 6	785	I drift	Bruce Power	1984
Bruce B 7	785	I drift	Bruce Power	1986
Bruce B 8	785	I drift	Bruce Power	1987
Darlington 1	881	I drift	Ontario Power Gen	1990
Darlington 2	881	I drift	Ontario Power Gen	1990
Darlington 3	881	I drift	Ontario Power Gen	1992
Darlington 4	881	I drift	Ontario Power Gen	1993
Gentilly 2	638	I drift	Hydro Quebec	1982
Point Lepreau 1	635	I drift	New Brunswick Power	1982
Total operating (18)	12,595			

*Andra året: Återstart efter avställning 1998

Administrativa brister vid drift och underhåll vid flera kanadensiska reaktorer påverkade reaktorsäkerheten negativt och ledde 1997-1998 till att sex block ställdes av. År 2003 och 2005 återstartades fyra av dem efter omfattande moderniseringar, efter analys av kostnad och nytta. A1 och A4 i Pickering fick därmed också drifttiden förlängd till 2018 respektive 2022. Moderniseringsprojektet för A1 kostade 1,0 miljarder C\$, reaktorn återstartades 3 november 2005. Två reaktorer förblir avställda.

I mitten av 2005 beslutade även New Brunswick Power att investera ca 1,4 miljarder C\$, inklusive ersättningskraft, i modernisering av Point Lepreau 1.

Slutligen har Bruce Power i oktober 2005 slutit avtal med provinsregeringen i Ontario om ett moderniseringsprogram av Bruce A1-A4 om sammanlagt 4,25 miljarder C\$. A1 och A2 blir praktiskt taget som nya och man räknar med förlängd drifttid på 25 år. A3 rustas upp när nuvarande drifttillstånd går ut 2009 och A4 får bli nya ånggeneratorer.

Jämfört med läget idag kommer projektet att tillföra provinsen 1,5 av de ca 25 GWe som Ontario beräknas behöva i ny produktionskapacitet de närmaste 15 åren. Hela det fyraåriga projektet styrs av ett avtal mellan företaget och delstaten där samtliga större investeringar specificerats [31]. Återstarten av A1 och A2 sker först efter miljö- och säkerhetsmässig prövning av Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC).

Bränslecykeln

Kanada är världens största producent av uran och står för ca en tredjedel av världsproduktionen. Ca 20% av produktionen används till bränsle i de egna reaktorerna. Fyndigheterna är koncentrerade till provinsen Saskatchewan där numera provinsregeringen aktivt stöder uranbrytningen efter att ha konstaterat att verksamheten är viktig för jobben i provinsen och att miljöeffekterna kan hållas låga. De två största gruvorna, varav en står för nästan 2/3 av landets produktion i fyndigheter med ca 23% uranhalt, är miljöcertifierade enligt ISO 14001. Kanada kan, liksom Australien, öka sin produktion framöver för att tillfredsställa ett förväntat ökat behov, se avsnitt 4.2.

Utöver urangruvorna har Kanada också en konverteringsanläggning varifrån 12400 ton uran/år i form av uranhexafluorid exporteras för anrikning.

2.4.11 Storbritannien

Redan 1953 godkände regeringen byggandet av de första reaktorerna i Calder Hall. Dessa var relativt små, ca 50 MWe, och användes till en början också för att producera plutonium till kärnvapen. Reaktortypen kallas Magnox eftersom bränslekapslingen består av en magnesiumlegering. I övrigt har Magnox-reaktorerna naturligt uran i metallisk form som bränsle, grafit som moderator och CO₂ som kylmedel. Modellen benämns också GCR. Sammanlagt har 26 sådana reaktorer byggts i landet och två sålts till Japan och Italien. Liknande reaktorer byggdes också i Frankrike. Av de 26 reaktorerna har 18 redan ställts av och de återstående kommer av ekonomiska skäl också att ställas av till 2011. Denna reaktortyp har relativt låg termisk verkningsgrad, ca 28%, och dåligt bränsleutnyttjande. En annan nackdel är att upparbetning av Magnox-bränslet krävs eftersom kapslingsmaterialets kemiska aktivitet inte tillåter långtidslagring.

Livslängden för Magnox-reaktorerna var ursprungligen 30 år men de flesta har erhållit förlängt drifttillstånd upp till 50 år, ett tecken på robust konstruktion.

Andra generationens gaskyllda reaktorer, AGR, togs fram som prototyp under senare delen av 60-talet och den första kommersiella reaktorn togs i drift 1976. Denna reaktortyp, som är unik för Storbritannien, behåller grafitmoderering och CO₂-kylning men använder anrikat uran i oxidform som bränsle. Utbränningen är fortfarande låg jämfört med dagens PWR och BWR men verkningsgraden är hög, ca 40%, genom den höga gastemperaturen, drygt 600 °C. Inalles byggdes 14 AGR på vardera ca 600 MWe fram till 1989.

År 1978 beslöts att bygga en första PWR av Westinghouse konstruktion. Planen var ursprungligen att bygga fyra sådana reaktorer men efter avreglering och privatisering av

det kraftföretag som driver reaktorn har planerna av ekonomiska skäl skjutits på framtiden.

Storbritannien har också byggt och drivit två snabba briderreaktorer, varav en prototyp på 254 MWe från 1974-1994.

Driftdata

I tabell 2.14 listas de 23 reaktorer som fn är i drift och som 2004 stod för 19 % (74 TWh) av Storbritanniens elproduktion.

Tabell 2.14 Reaktorer i drift i Storbritannien

Reaktorer	Typ	Effekt/block netto MWe	Driftstart
Dungeness A 1 & 2	Magnox	225	1965
Oldbury 1 & 2	Magnox	217	1968
Sizewell A 1 & 2	Magnox	210	1966
Wylfa 1 & 2	Magnox	490	1971-72
Dungeness B 1 & 2	AGR	555	1985-86
Hartlepool 1 & 2	AGR	605	1984-85
Heysham 1 & 2	AGR	575	1985-86
Heysham 3 & 4	AGR	625	1988-89
Hinkley Point B 1 & 2	AGR	610	1976-78
Hunterston B 1 & 2	AGR	595	1976-77
Torness 1 & 2	AGR	625	1988-89
Sizewell B	PWR	1188	1995
Totalt (23)		11852	

Bränslecykeln

Storbritannien importerar allt uran men har i övrigt egna anläggningar för konvertering, anrikning, bränsletillverkning (Magnox, AGR och PWR) och upparbetning. Återanvändning av plutonium i form av plutoniumoxid blandat med uranoxid (sk MOX-bränsle) anses inte lönsamt så det plutonium som hittills separerats lagras tills vidare. Tillverkning av MOX-bränsle är ca 5 ggr dyrare än av uranoxidbränsle vilket skulle göra den totala bränslekostnaden ca 2 ggr högre om allt bränsle var MOX. Upparbetning av Magnox-bränsle sker sedan 1964 i en särskild anläggning i Sellafield med kapacitet på ca 1500 t/år. Denna anläggning kommer att stängas efter 2011, när Magnox-reaktorerna stängts. I Sellafield finns en anläggning, THORPE, ca 850 t/år, för upparbetning av oxidbränsle. Huvuddelen av kapaciteten i THORPE används för utländska kunder. Av ca 2160 ton oxidbränsle från AGR har ännu bara ca hälften upparbetats. Vid ett rörbrott i april 2005 i en avgränsad del (cell) av anläggningen läckte 83 000 liter av syraupplöst bränsle ut i cellen. Läckaget nådde inte ut till omgivningen men den aktuella cellen kan tills vidare inte användas när driften av anläggningen återupptas.

3. Ny kärnkraft - korta perspektivet

3.1 Drivkrafter

Aktuella prognoser visar signifikanta öknings i såväl den globala energi- som elförbrukningen i perspektivet 20-25 år. En sådan prognos ges av Energy Information Agency (EIA) inom amerikanska Department of Energy. I figurerna 3.1 och 3.2 illustreras den globala förväntade ökningen i energiförbrukning fördelat på olika regioner i världen med olika ekonomistatus [32]. Man väntar sig att de i dag underutvecklade länderna kommer att stå för den största ökningen. I prognosen antas att i dessa regioner kommer man i stort att fördubbla sin konsumtion av el per person.

I detta referensscenario för energiförbrukningen, som innehåller nybyggd kärnkraft enligt de planer som viktiga länder presenterat, blir trots allt kärnkraftens roll inte så stor. Därför förväntas också CO₂-emissionerna öka kraftigt. Den största ökningen kommer i utvecklingsländer som Kina och Indien.

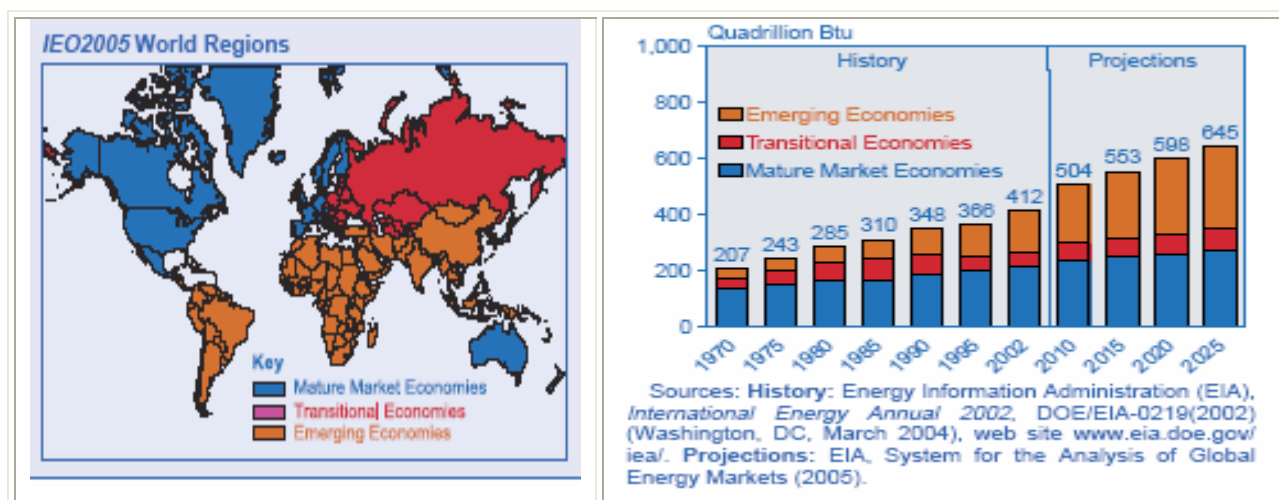
Huvuddelen av behovet kommer med nödvändighet att täckas av fossil produktion, främst kol och gas. Den enda icke fossila storskaliga elproduktionsmetod som kan växa signifikant under denna period är kärnkraften och, i några länder, även vattenkraften. De förnyelsebara teknikerna ökar men kan bara ge ett relativt litet bidrag i denna globala översikt, i paritet med det som prognosticeras för kärnkraften.

Den slutsats man dragit är att man inte kan vara utan någon av de nämnda storskaliga produktionsmetoderna. Dessutom kommer miljöfördelarna med kärnkraft alltmer i förgrunden. Därför har också kärnkraften en viktig roll i de globalt dominerande ländernas strategier för framtida elproduktion. Hämskon är den stora kapitalinvestering som krävs.

Figur 3.1 Ekonomiska regioner samt historik och prognos för global energikonsumtion

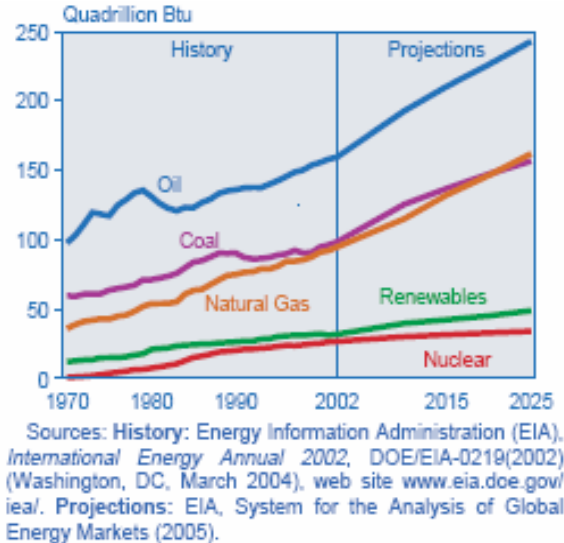
Indelning i ekonomiska regioner

Energikonsumtion

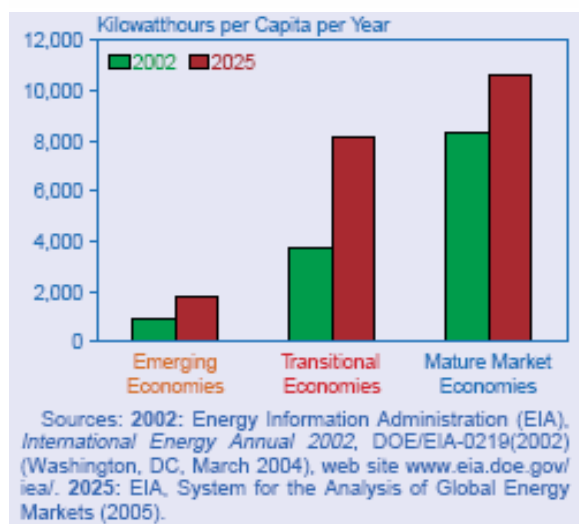
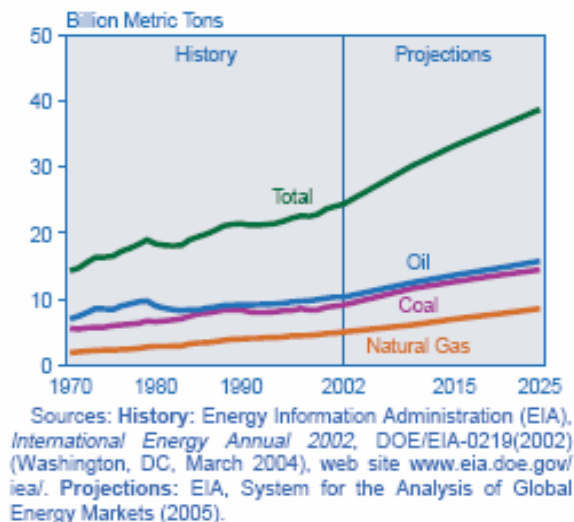


Figur 3.2 Historik och prognos för global energiproduktion, dess CO₂-emissioner samt elförbrukning per capita

Energiproduktion



CO₂-emissioner

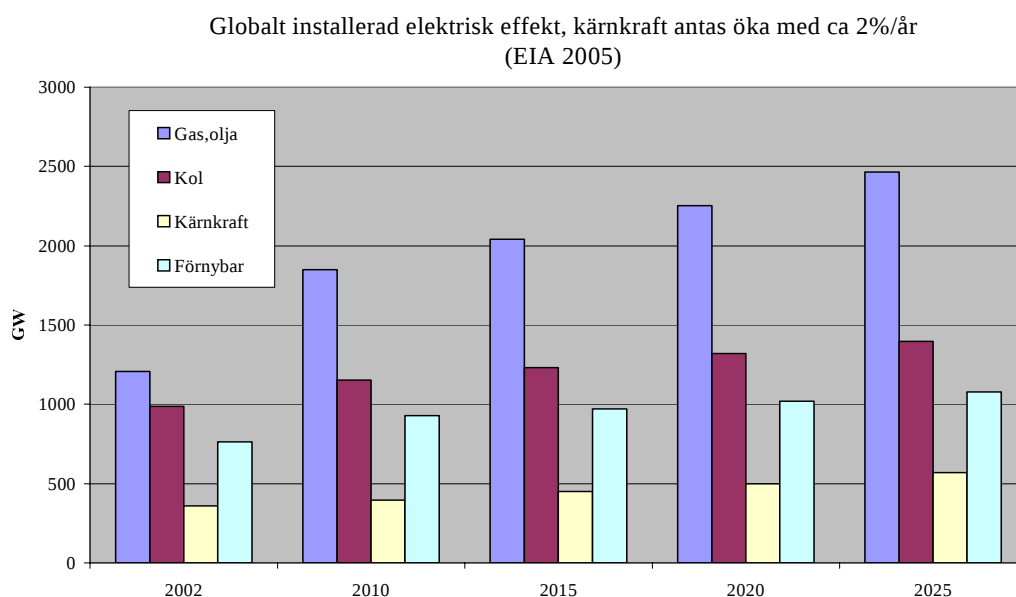


Om vi betraktar elproduktionen så antar EIAs prognos att totalt installerad kärnkrafteffekt i medel ökar med ca 2%/år och når 570 GW år 2025, se figur 3.3.

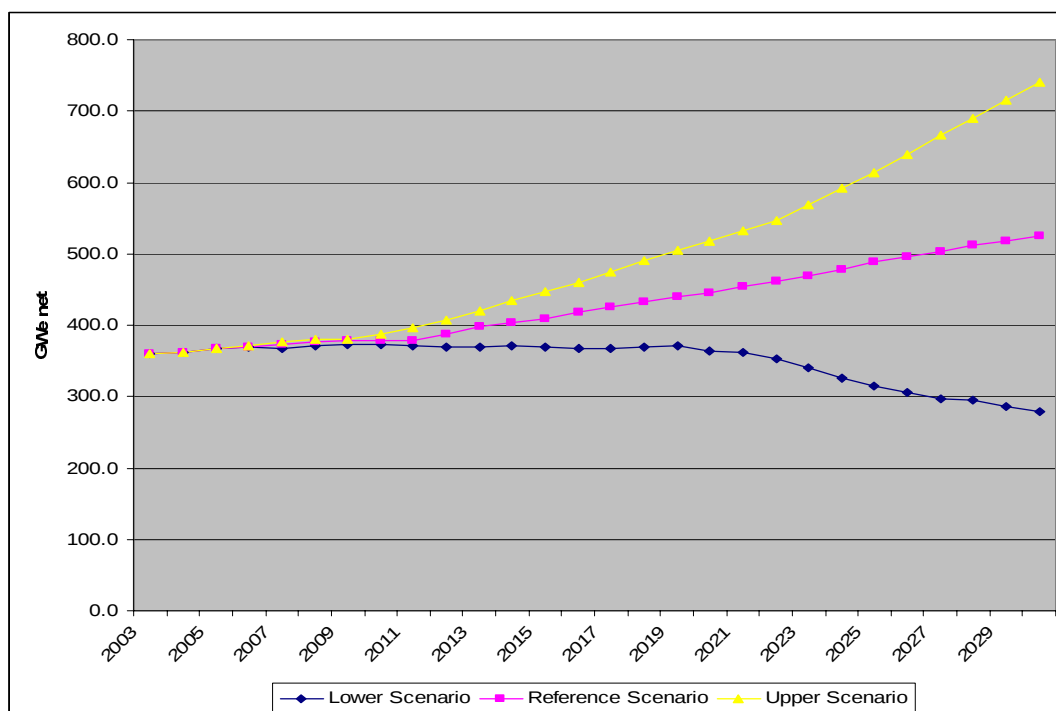
Det finns flera prognoser för framtida energi- och elförbrukning. En alldeles ny har publicerats av World Nuclear Association [33] (WNA), baserad på analyser och slutsatser gjorda av experter från WNAs medlemsföretag, dvs den globala kärnkraftindustrin som omspänner hela kärnbränslecykeln från gruva till avfallshantering. Man har gått igenom land för land och bedömt förmåga och vilja att bygga ny kärnkraft och rusta upp befintlig för längre drifttid och/eller högre effekt. Deras metod skiljer sig från den gängse som i allmänhet ser marknadskrafter som drivande. Kärnkraften har historiskt utvecklats på annat sätt och i de stora länder, inklusive USA, som idag mest energiskt arbetar för kärnkraftens utveckling är drivkraften ofta nationellt strategisk med signifikant statlig inblandning.

WNAs prognos, som bara rör utvecklingen av kärnkraften, presenteras i tre scenarier; en låg, en referens och en hög, se figur 3.4. Scenarierna omfattar allt från en signifikant pånyttfödelse av kärnkraften globalt till ingen ytterligare nyinstallation över perioden fram till 2030. WNAs referensfall motsvarar en genomsnittlig kapacitetsökning på 1,4% och ger något lägre värden på installerad kärnkrafteffekt år 2025 än i EIAs referensfall, ca 490 mot 570 GWe, respektive. Ett annat sätt att illustrera kärnkraftutbyggnaden är som andel av den totala elproduktionskapaciteten, se figur 3.5 som också är från WNA.

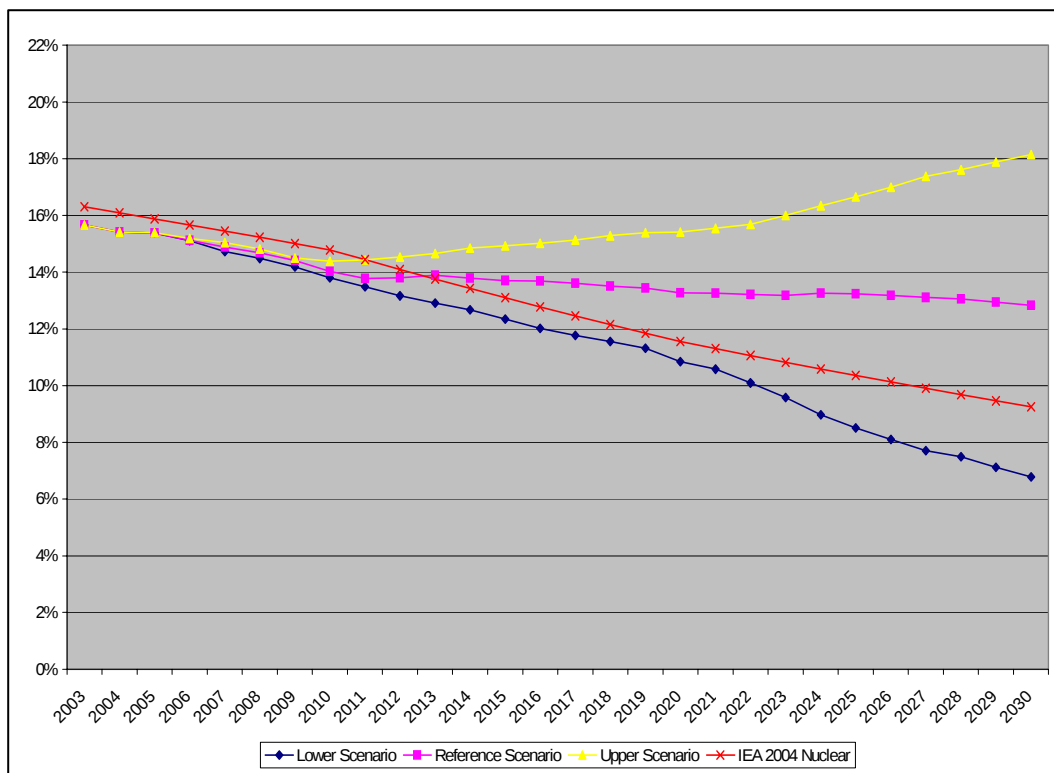
Figur 3.3 Historik och prognos för globalt installerad elektrisk effekt (EIA 2005)



Figur 3.4 Prognos för installerad effekt i kärnkraftverk (WNA 2005)



Figur 3.5 Prognos av kärnkraftens andel av den globala elproduktionen (WNA 2005)



Figur 3.5 visar att bara i den höga, förmodligen orealistiska, prognosen ökar kärnkraftens andel i elproduktionen. En jämförelse har också lagts in här med den prognos som nyligen gjorts av OECD-organet International Energy Agency [34].

Vi har tagit med några olika, aktuella prognoser för att visa att osäkerheten naturligtvis är rätt stor för kärnkraftens framtida utbyggnadstakt, både i absoluta termer och i relation till andra kraftslag. WNAs prognos skall vi använda igen i kapitel 4 där det framtida bränslebehovet diskuteras.

Det är dock fakta att Kina och Indien har mycket ambitiösa kärnkraftsprogram, Japan och Korea har prioriterat kärnkraft framför fossilkraft, USAs energiministerium arbetar med industrin [37] för att bereda vägen för en ny generation kärnkraftverk i USA, Frankrike har en strategi klar för hur de nuvarande reaktorerna skall kunna ersättas. Det finns därmed starka drivkrafter och väl utvecklade planer för en kärnkraftutbyggnad i många länder, liksom trovärdig finansiering i flera stora kärnkraftländer.

Slutligen kan nämnas att flera länder som inte tidigare haft kärnkraft nu planerar för detta. I Indonesien har det statliga kraftföretaget tecknat en avsiktsförklaring med Korea om att bygga landets första reaktor. Platsen för reaktorn och kostnaden har inte angetts. Vietnam har också uttalade planer på kärnkraft, liksom Turkiet.

3.2 Teknik

De reaktorer som kommer att byggas under perioden tillhör, med något undantag, Generation III. Det finns flera kandidater. General Electric (GE) har redan byggt Advanced BWR (ABWR) i Japan och ytterligare två ABWR är under uppförande i Taiwan. Framatome ANP saluför European Pressurized Water Reactor (EPR), som nu byggs i Finland och skall byggas i Frankrike. GE har också utvecklat en kokarreaktor med passiva säkerhetssystem, Economic Simplified BWR (ESBWR), som är under licensiering i USA. Framatome ANP licensierar också en sådan Simplified BWR (SBWR 1000). Westinghouse har en Advanced PWR (AP600) redan licensierad sedan flera år och den uppskalade AP1000 fick sin licens i januari 2006.

Härutöver kan även nämnas den kanadensiska reaktorn ACR-700, den ryska VVER 392, System 80+ från fd Combustion Engineering samt BWR 90+ från fd ABB Atom. Modellen System 80+ har tagits över av den kärntekniska industrin i Sydkorea som vidareutvecklat den till en egen Generation III-variant, APR-1400 för konstruktion av kommande reaktorer i Sydkorea och eventuellt på export till Indonesien.

Jämför också teknikbilaga C.

3.3 Reaktorsäkerhet

De nämnda reaktorerna i generation III har adresserat frågan om säkerhet på olika sätt. ABWR, EPR, VVER 392, ACR-700 och System 80+ förlitar sig fortfarande huvudsakligen på aktiva säkerhetssystem, sådana som för sin funktion kräver aktivering genom andra mekaniska eller elektriska system. Säkerheten har höjts genom åtgärder som dubbel inneslutning, bättre separation av kritiska säkerhetssystem, bättre redundans och diversifiering och förbättrade möjligheter att hantera svåra haverier som kan ge ångexplosioner och härdsmläta. Allt detta åstadkoms inom ramen för beprövad teknik.

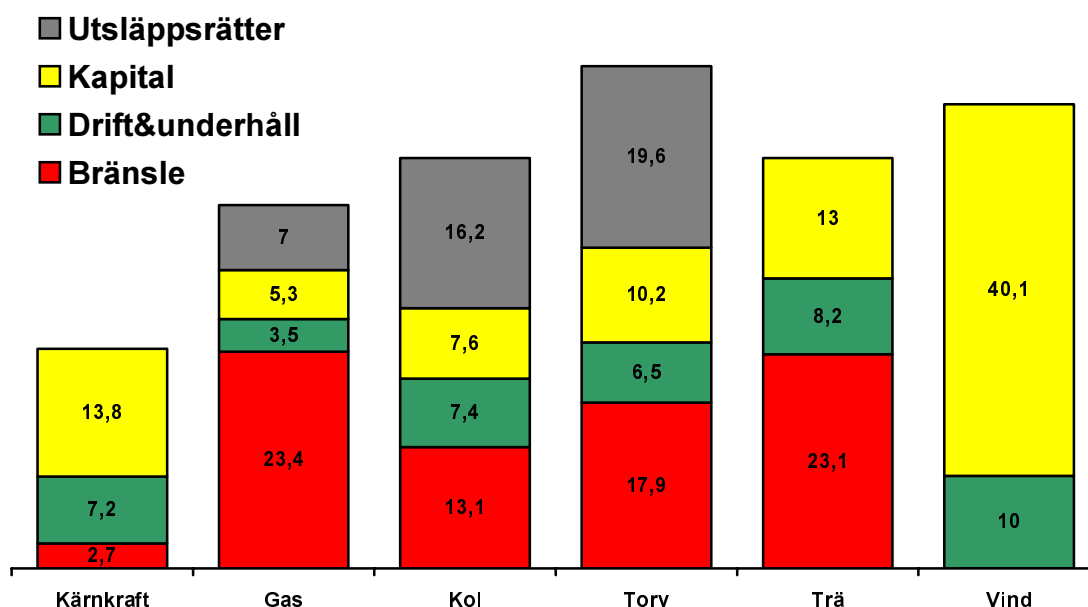
Den finska EPR som är under konstruktion har också fått förstärkt konstruktion för att klara störtande trafikflygplan. Av dessa reaktorer har ABWR och System 80+ typgodkännande från NRC i USA och EPR har inlett den processen. EPR granskas nu av den finska och den franska myndigheten i visst samarbete. Utvecklingen av EPR stöddes av kraftföretag i Frankrike och Tyskland. Svenska kraftföretag deltog dock också aktivt i detta arbete. Dessutom enades de tyska och franska säkerhetsmyndigheterna om en gemensam kravbild vad gäller reaktorsäkerheten i EPR.

De andra reaktormodellerna i generation III; AP1000, ESBWR och SBWR1000, har infört passiva säkerhetssystem, sådana som förlitar sig på naturlagar för sin funktion. De nya systemen, som ännu inte är beprövad teknik, har dock genomgått storskaliga tester i laboratoriemiljö där den önskade funktionen har bekräftats. Däremot finns alltså ännu ingen erfarenhet från reaktordrift.

3.4 Ekonomi

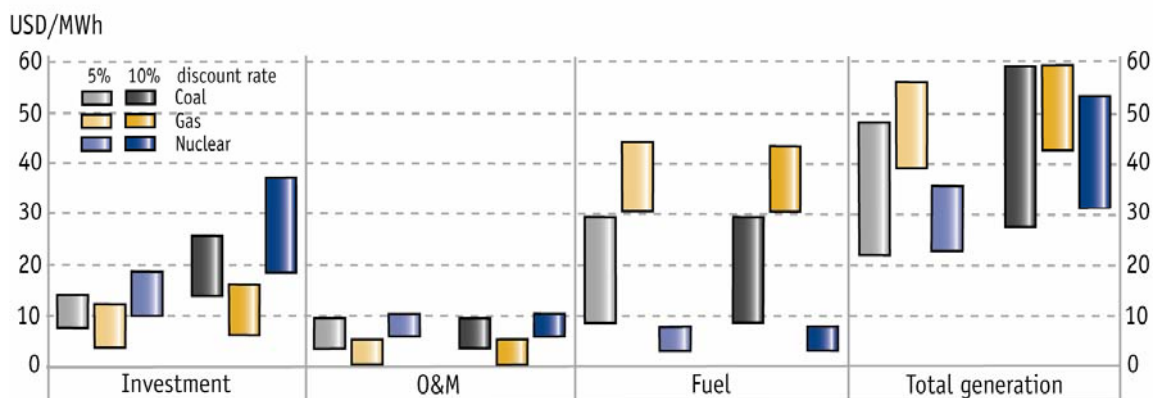
Inför beslutet att bygga en ny reaktor i Finland utredde TVO kostnaderna för olika alternativ [35]. Om man tar hänsyn även till den nya marknaden från april 2005 för handel med utsläppsrätter blir resultatet som i figur 3.6. Med finska kostnadsparametrar framstår kärnkraftalternativet som närmast självklart ur ekonomisk synpunkt. Dessutom spelade miljöhänsyn en viktig roll i Finland. En produktionsanläggning praktiskt taget utan CO₂-utsläpp kommer att underlätta för Finland att uppfylla sina åtaganden enligt Kyoto-protokollet.

Figur 3.6 Jämförelse mellan elproduktionskostnader i Finland (€/MWh) för olika produktionsslag. Kalkylränta 4%. Drifttid 8000 tim/år för alla utom vindkraft som antas ha 2200 tim/år (TVO).



En sammanställning av förväntade kostnader för ny elproduktion i olika länder, bl a Finland, har publicerats av International Energy Agency (IEA) inom OECD [36]. Resultaten sammanfattas i figur 3.7 där kärnkraftens kostnader (US\$/MWh) kan jämföras med andra kraftslag. De kostnadsintervall som staplarna anger återspeglar variationen i kostnadsparametrar i de olika länder som bidragit till studien. Som synes är driftkostnaderna ganska lika i de olika alternativen medan kärnkraften har klart högsta investeringskostnaden men överlägset lägsta bränslepriset. Vad gäller totalkostnaden ligger kärnkraften ungefär på samma nivå som kol men klart lägre än gas. Investeringsviljan för ny kärnkraft i länder med marknadsekonomi beror främst på investerarnas tålamod med återbetalning och förtroende för kärnteknikens roll i den nationella energipolitiken. I det finska exemplet skall investerarna själva ha den producerade elen, så här är motivationen speciell. När reaktorn väl är byggd är produktionskostnaden stabil och mycket okänslig för variationer i bränslepriset.

Figur 3.7 Kostnad för ny elproduktion (NEA/IEA 2005)



3.5 Planer i olika länder

I tabell 3.1 ges en översikt av reaktorer som planeras eller har föreslagits fram till juli 2005 i olika länder. Med planerade reaktorer menas sådana som har godkänts och vilkas finansiering är klar. Kategorin föreslagna reaktorer omfattar reaktorer där det finns en tydlig avsikt att bygga men ännu inget godkännande och ingen finansiering.

Tabell 3.1 Planerade och föreslagna reaktorer (WNA)

Land	Planerade reaktorer Juli 2005		Föreslagna reaktorer Juli 2005	
	Antal	M W e	Antal	M W e
Brazilien	1	1245	0	0
Bulgarien	0	0	1	1000
Egypten	0	0	1	600
Finland	1	1600	0	0
Frankrike	0	0	1	1600
Indien	0	0	24	13160
Indonesien	0	0	2	2000
Iran	1	950	3	2850
Israel	0	0	1	1200
Japan	12	14782	0	0
Kanada*	4	2570	0	0
Kina	8	8000	19	15000
Korea	8	9200	0	0
Nordkorea	1	950	0	0
Pakistan	1	300	0	0
Rumänien	0	0	3	1995
Ryssland	1	925	8	9375
Slovakien	0	0	2	840
Sydafrika	0	0	1	125
Tjeckien	0	0	2	1900
Turkiet	0	0	3	4500
Ukraina	1	950	0	0
Vietnam	0	0	2	2000
Totalt	39	41472	73	58145

* Bland Kanadas planerade reaktorer finns två tidigare avställda som skall återstartas

3.5.1 USA

USA har sedan flera år målmedvetet arbetat på att återuppta byggandet av kärnkraftreaktorer. Detta har skett, och sker, genom ett nära samarbete mellan energidepartementet (DOE) och industrin [37]. NRC har också bidragit verksamt genom att sjösätta ett nytt system för licensiering av reaktorer.

Redan 1983 påbörjade DOE och industrin ett gemensamt program i syfte att bibehålla kärnkraft som en option för landets storskaliga elproduktion och att definiera vad som skulle krävas för att ny kärnkraft skulle kunna byggas. Detta samarbete tog form i bl a det sk Advanced LWR Program som drevs från mitten på 80-talet fram till sent 90-tal. Såväl europeiska som asiatiska kraftföretag deltog aktivt i arbetet och dess finansiering. I detta samarbete mellan statliga organisationer och industrin studerades olika avancerade reaktortyper från tre amerikanska tillverkare: AP600 från Westinghouse, System 80+ från Combustion Engineering och SBWR från General Electric. Ett viktigt resultat var ALWR Utility Requirements Document.

Programmets resultat har lagt grunden till DOEs och industrins nuvarande program för att ta i bruk nya, standardiserade reaktorer. Under sena 80-talet gjorde NRC om licensieringsförfarandet för nya reaktorer i syfte att få en enklare och mer förutsägbar process. Dessa nya regler finns i lagtexten 10 CFR Part 52-ett resultat av gemensamma ansträngningar från Kongressen, industri, DOE och andra intressegrupper. Nya begrepp är certifiering av standardiserad design (DC), Early Site Permit (ESP) och ett kombinerat tillstånd för konstruktion och drift (COL). Ett första steg mot DC utgörs av Final Design Approval (FDA). Den nya tillståndprocessen ökar allmänhetens delaktighet i den tidiga fasen och är mer effektiv för alla parter.

Ett typgodkännande genom en DC innebär att säkerhetsproblemen har blivit lösta under medverkan av såväl myndighet som allmänheten. Det finns sedan ingen laglig grund att överklaga med hänvisning till reaktorsäkerheten. Tre reaktortyper har hittills erhållit DC: ABWR och System 80+ i maj 1997, AP600 i december 1999 samt AP1000 i januari 2006. En DC gäller i 15 år.

Industrin har själv drivit projektet FOAKE: first-of-a-kind-engineering för dels en normalstor reaktor ABWR, dels den mindre AP600. Detta projekt kostade 200M\$, delfinansierades till hälften av DOE och gav som resultat en väl underbyggd prognos av kostnader och tidplaner för konstruktion av dessa reaktortyper. Denna information är tillgänglig för kraftföretagen som underlag i beslutsprocessen att beställa en ny reaktor.

Det institutionella ramverk och grundläggande forskningsprogram som på detta sätt skapades under 90-talet har sedan utgjort grunden för fortsatta, gemensamma initiativ mellan DOE och industrin. ALWR-programmet fortsatte som ett framgångsrikt partnerskap inom forskningen och andra gemensamma initiativ ledde fram till metoder som NRC nu tillämpar för licensiering av livstidsförlängning.

I februari 2004 formulerade DOE och industrin sin nya gemensamma plan [37]. Denna plan, som bygger på det gemensamma programmet Nuclear Power 2010, lanserat i september 2002, har två huvudmål:

1) Bygga nya kärnkraftverk, med följande delmål:

- Demonstrera licensieringsprocessen som leder fram till ESP och COL.
- Fokusera FoU så att DC kan erhållas för de mest konkurrenskraftiga reaktorer av typ Generation III+. Man siktade på beslut från industrin att beställa en ny reaktor under 2005.
- Driva utveckling av teknik och processer så att ledtiden från beställning till idrifttagande inte överstiger 5 år.
- Identifiera och genomföra åtgärder på statliga och industriella sidan som förstärker affärsmässigheten och industrins infrastruktur så att nya reaktorer kan tas i drift från 2010.

2) Förbättra driftdata hos de reaktorer som är i drift, med följande delmål:

- Utveckling av produktionsteknik för väsentligt kapacitetstillskott hos nuvarande reaktorer till 2015.
- Utveckling av avancerad teknik och "asset management strategies" som möjliggör långsiktig och säker reaktordrift.
- Fysiskt skydd utvecklas.
- Etablera teknisk bas för robust reaktorbränsle med utbränning minst 80 GWd/tonU (lokalt toppvärde).

Den strategiska planen genomförs i en organisation som leds av chefen för DOEs kontor för Nuclear Energy, Science and Technology tillsammans med ordförande i NEIs Advisory Committee for Nuclear Strategic Issues och ordf i EPRIs Nuclear Power Council. NEI-Nuclear Energy Institute är branschorgan för den kärntekniska industrin i USA och EPRI de amerikanska kraftföretagens gemensamma forskningsbolag.

Det kan noteras att utvecklingen mot dessa delmål redan pågått sedan en tid, jämför t ex licensieringen för livstidsförlängning och EPRIs "Robust Fuel Project", i vilket Vattenfall deltar. Dessutom öppnade DOE 2001 för ansökningar om ESP med federal delfinansiering. Tre kraftföretag ansökte: Exelon, Entergy och Dominion för kraftstationerna Clinton, Grand Gulf respektive North Anna. Dessa stationer har redan reaktorer i drift men med plats för fler. Ingen reaktortyp behöver specificeras vid en ansökan om ESP.

Nästa initiativ från DOE kom 2003 då man öppnade för ansökningar om COL med löfte om delfinansiering upp till 50% för beviljad ansökan. Syftet var tvåfaldigt: att uppmuntra dels kraftföretagen att konkret ta fram en licensansökan och dels leverantörerna att ta fram detaljerad teknisk byggbeskrivning och pålitliga kostnadsuppskattningar. För det första syftet finns DOE finansiering upp till 50M\$ och för det senare ca 200 M\$ per leverantör, pengar som sedan återtas genom royalty. Under 2004 fick DOE in två ansökningar från två olika industrikonsortier. Det ena konsortiet är NuStart Energy Development LLC som leds av Exelon och omfattar nio större kraftföretag som representerar mer än hälften av USAs reaktorer. I konsortiet ingår även Westinghouse, General Elec-

tric och EDF International. Denna gruppering kommer att förbereda två ansökningar om COL, en för ESBWR och en för AP1000 på kraftstationerna Grand Gulf respektive Bellefonte. Ansökan planeras till 2008 och NRC tros behöva ca två år för sin granskning. Kring 2010 kan alltså NRC, efter 30 års uppehåll, komma att ge en bygglisans för en ny reaktor i USA.

I september 2005 meddelades att Constellation, ett av kraftföretagen i NuStar, har ingått avtal med Areva att satsa på EPR (USEPR) i stället för ESBWR och AP1000. Constellation stödjer fortfarande NuStar men deras kraftstationer är numera reserverade för EPR. På Arevas huvudkontor i USA arbetar nu ca 200 ingenjörer för att fram till 2007 förbereda en ansökan om DC för USEPR hos NRC. Constellation räknar med att kunna ha en USEPR i drift till år 2015.

Det andra konsortiet leds av Dominion och innehöll ursprungligen Atomic Energy of Canada Ltd (AECL), Hitachi och Bechtel. Man inledde med att satsa på AECLs nya reaktortyp ACR-700 som utvecklats från den framgångsrika Candu-6 tungvatten-teknologin men nu med lättvatten som kylmedel. Hitachi och Bechtel spelade nyligen nyckelroller i byggandet av Candu-6 i Kina. I januari 2005 ombildades dock detta konsortium efter signaler från NRC att det skulle ta mycket lång tid att erhålla en DC för ACR-700 som ju är helt ny teknik för myndigheten. I konsortiet har AECL och Hitachi ersatts med GE och huvudspåret för en COL är ESBWR. Dominion förväntas lämna in ansökan 2006, inklusive platsval, dvs innan ESBWR kan få en DC. Observera att varken ESP eller COL innebär något åtagande att bygga en reaktor.

Det finns också ett tredje konsortium, bestående av TVA, GE, Toshiba och Bechtel som har sökt och fått DOEs stöd i form av delfinansiering 50% till den totala kostnaden 4 M\$ för att göra en analys av möjligheterna (feasability study) att bygga en ABWR vid kraftstationen Bellefonte i Alabama. Denna station har två stora PWR vilkas konstruktion avbröts 1988 när reaktor 1 var 88% klar. Förstudien, som nu avslutats, ledde inte till fortsatt satsning på ABWR. Istället annonseras nu AP1000 för Bellefonte.

Läget i november 2005 för de olika ansökningarna var:

Sökande	Kraftstation	Reaktortyp (antal reaktorer)	Tidpunkt för ansökan
<i>Avsikt att ansöka om bygg- och drifttillstånd (COL)</i>			
Constellation	Calvert Cliffs eller Nine Mile Point	USEPR(1)	2008
Duke Power	Ej annonserat	AP1000(2)	Sent 2007/tidigt 2008
Entergy Nuclear	River Bend	ESBWR(1)	Ej annonserat
NuStart	Bellefonte	AP1000(1)	Sent 2007/tidigt 2008
NuStart	Grand Gulf	ESBWR(1)	Sent 2007/tidigt 2008
Progress Energy	Ej annonserat (North/South Carolina)	Ej annonserat	2008
Progress Energy	Ej annonserat (Florida)	Ej annonserat	2008
Southern Nuclear	Vogtle	Ej annonserat	2006 (ESP/förstudie -COL)
<i>ESP ansökningar under NRC granskning</i>			
Dominion Energy	North Anna	ESBWR(1)	9/2003
Entergy Nuclear	Grand Gulf	ESBWR(1)	10/2003
Exelon Generation	Clinton	Ej annonserat	9/2003

I augusti 2005 godkände Kongressen USA:s nya Energy Policy Act och lagfästes samtidigt av presidenten. Här finns flera åtgärder som kommer att underlätta för byggandet av ny kärnkraft. Här följer kort beskrivning av de viktigaste:

- Lånegaranti för nya produktionsanläggningar som främjar utvecklingen av ny energiteknik som undviker, minskar eller tar hand om luftföroreningar och utsläpp av växthusgaser. Dessa tekniker inkluderar sedan tidigare förnybar energi, kolförgasning och bränsleceller med vätgas men numera även kärnenergi. Lånegarantin kan vara upp till 80% av projektkostnaden. Energiministern sätter nivån och återbetalning måste ske inom 30 år eller 90% av projektets livstid. En garantifond bildas för dessa lån för att minska statens exponering. Projektägaren betalar för lånegarantin en viss summa till denna fond, en liten bråkdel av hela garantibeloppet.
- Skattelindring för produktion i nya anläggningar. En skattecredit om 1,8 cents/kWh medges för installerad effekt upp till 6000 MW i kärnkraftverk under de åtta första driftåren. Anläggningarna måste tas i drift före 2021.
- ”Standby support” som kompensation för ekonomisk skada vid förseningar bortom industrins kontroll som inträffar under byggtiden eller under uppstartperioden. Stödet gäller förseningar som orsakas dels av att NRC inte håller sina tidplaner och dels av eventuella stämningsansökningar.
- För kärnteknisk FoU avsätts 2,7 miljarder\$. Detta inkluderar 1,25 miljarder\$ för design och konstruktion av en gaskyld högttemperaturreaktor (HTGR) som prototyp för ett av de framtida koncepten inom generation IV: en reaktor som producerar både vätgas och el.
- En biträdande energiminister för kärnenergi tillsätts.

I USA har således alla aktörer samverkat till att bereda väg för nybyggnad av kärnkraftverk. I och med den nya Energy Policy Act har nu även federala, finansiella stödåtgärder utlovats. Det är nu upp till kraftföretagen i de aktuella konsortierna att fatta de nödvändiga besluten om investering i ett nytt kärnkraftverk. Enligt de nuvarande tidplanerna kan detta förväntas 2006- 2008.

3.5.2 Kina

Utöver de nio reaktorerna som redan är i drift är två nya reaktorer sedan 1999 under konstruktion, se tabell 3.2. Dessa nya reaktorer är av modell AES-91, en PWR i generation II av rysk konstruktion.

Tabell 3.2 Kärnkraftverk under uppförande i Kina

Reaktor	Typ	Nettoeffekt	Byggstart	Uppstart*
Tianwan-1	PWR (VVER)	950 MWe	1999	2005
Tianwan-2	PWR (VVER)	950 MWe	1999	2006
Totalt (2)		1900 MWe		

* Senast annonserad tidpunkt

Från och med 2006, när alla 11 reaktorer är i drift finns alltså ca 8350 MWe installerad effekt i kärnkraftverk.

Kina har i sin energipolicy satt upp följande riktlinjer:

- PWR-teknik skall vara huvudlinjen men inte den enda reaktortypen.
- Kärnbränsle skall tillverkas och levereras inom landet.
- Egen tillverkning av kärnkraftverk och deras komponenter eftersträvas, och man skall kunna förlita sig till egen design och projektstyrning.
- Inte desto mindre uppmuntras internationellt samarbete.

Den kinesiska regeringen planerar att öka kärnkraftkapaciteten, från dagens 6,6 GWe till ca 40 GWe till 2020, vilket skulle innebära att ca 2 GWe tillkommer varje år. Detta skulle öka kärnkraftens andel av den totala elproduktionen från 2,3% år 2004 till ca 4% år 2020, enligt de nu gällande kinesiska prognoserna för framtida elbehov. Även med detta stora program om ca 30 reaktorer på 15 år skulle alltså kärnkraften fortfarande bara utgöra en mycket liten del av elförsörjningen. I femårsplanen 2006-2010 finns ett stort antal reaktorer planerade, se tabell 3.3. Fler än 16 provinser, regioner och samhällen har anmält sin avsikt att bygga kärnkraftverk under denna femårsplan. Provinserna kommer att, tillsammans med leverantörerna, ta fram förslag till 2008 och ansöka om tillstånd hos regeringen före 2010.

Tabell 3.3 Föreslagna reaktorer i Kina

(samtliga PWR)

Kraftstation-fas	Provins	MWe brutto
Hongyanhe	Liaoning	4x1000
Haiyang	Shandong	6x1000
Weihai	Shandong	1x195
Hui'an	Fujian	2x1000
Qinshan-5	Zhejiang	2x1000
Tianwan-2	Jiangsu	2x1000
Tianwei, Lufeng	Guangdong	6x1000
Yangjiang-2	Guangdong	2x1000/1500
Yangjiang-3	Guangdong	2x1000/1500
Taishan Yaogu	Guangdong	3x1000
Jinzhouwan	Liaoning	2x1000
	Jiangsu	2x300
	Hainan	2x300
Fuling	Chongqing	2x900
	Anhui	4x1000
	Jilin	4x1000
antal 46		42-44000

Det kan noteras i tabell 3.3 att det planerade kraftverket i Weihai i Shandong om 195 MWe är en kommersiell prototyp av en gaskyld, högtemperaturreaktor som, enligt beslut nyligen, kommer att byggas 2006-2010.

Läget just nu är att beslut har fattats om att bygga två stora PWR vid vardera Sanmen i provinsen Zhejiang och Yangjiang i Guangdong. Yangjian är planerad för upp till 6 reaktorer. Anbud har infordrats på PWR av typ generation III från Atomstroyexport, Ryssland, Areva (Framatome ANP) och Westinghouse. Dessa företag har offererat reaktormodellerna V-392, EPR och AP1000, respektive. Offerterna utvärderas under 2005 och beslut väntas i början av 2006. Utvärderingskriterier är tekniknivå och i vilken utsträckning tekniken är prövad, pris, omfattning av lokala leveranser och tekniköverföring. Beställande kraftföretag är China National Nuclear Corporation (CNNC) för reaktorerna i Sanmen och China Guangdong Nuclear Power Corporation (CGNPC) för Yangjiang. Viss försening i utvärderingen tycks ha uppstått pga interna diskussioner om hur mycket lokala leveranser och tekniköverföring som skall krävas.

Härutöver har CGNPC tecknat avtal med kinesiska design- och tillverkningsföretag för att bygga två PWR om vardera 1 GWe utgörande fas 2 i utbyggnaden av kraftstationen i Lingao, se Tabell 3.4. Byggstart är i december 2005 och de planeras vara i drift 2010 resp 2011. Tekniken är en kinesisk variant av Generation-II.

Tabell 3.4 Reaktorer för byggstart 2005-2006 i Kina

Kraftstation	Provins	MWe brutto
Lingao-2	Guangdong	2x1000
Qinshan-4	Zhejiang	2x650
Sanmen	Zhejiang	2x1000/1500
Yangjiang-1	Guangdong	2x1000/1500
antal 8		7300-9300

General Electric, USA har på senare tid visat stort intresse för den kinesiska marknaden i syfte att få vara med och offerera i nästa beställningsomgång. GE erbjuder ABWR och ESBWR.

Frågan om tekniköverföring har alltid varit viktig för Kina som ju syftar till att ta över mer av reaktorbyggandet inom landet. Denna policy drivs dock inte lika starkt av alla beställare och investerare. CNNCs planer är att projekten som nu upphandlas skall medföra tillräcklig tekniköverföring även inom generation III så att man i fortsättningen kan bygga de flesta reaktorerna själv. Man vill satsa på en 1 GWe inhemsk PWR (CNP-1000) där utveckling redan pågått sedan ca 10 år. De närmaste 15 åren kan utbyggnadsbehovet täckas genom att bygga sex sådana reaktorer på varje kraftstation i östra Kina och successivt implementera utländsk teknik från de projekt som nu är under upphandling.

Å andra sidan har företaget CGNPC planer på att själv bygga 20 av de 30 reaktorer som planeras fram till 2020 och då med i huvudsak utländska leverantörer.

En tredje stor investerare är CPIC som har tittat på området utanför södra Kina och Guangdong. Här har man hittills fört diskussioner med sex olika provinsregeringar för framtida investeringar i kärnkraft. Vem som slutligen får gehör hos den centrala regeringen får framtiden utvisa. Alla är dock överens om målet att bygga ca 30 reaktorer fram till 2020.

3.5.3 Frankrike

EDF har beslutat att bygga en EPR i Flamanville med början 2007 och planerad uppstart 2012. Man förhandlar också med andra europeiska kraftföretag, främst i Italien och Tyskland, om deläggande i denna och andra reaktorer framöver. Efter några års drifterfarenhet med den egna EPR och kännedom även om de finska drifterfarenheterna från 2009 med samma reaktortyp, kommer EDF att fatta beslut om att bygga ytterligare reaktorer för att ersätta gamla som tas ur drift. Utbyggnadstakten kommer att bero på hur EDF värderar möjligheten att förlänga livslängden på 900 MW-reaktorerna bortom 40 år. Just nu har de drifttillstånd fram till 30 år. Franska myndigheter kräver en ny omfattande säkerhetsanalys vart tionde år. Vad gäller tekniken för fortsatta reaktorbyggen finns förutom EPR även AP1000 och ESBWR från General Electric med som kandidater, än så länge. Om erfarenheterna med EPR blir goda kan man förmoda att den inhemska EPR blir den klart dominerande reaktortypen när EDF förnyar sin reaktorpark.

3.5.4 Japan

Japan fortsätter utbyggnaden av kärnkraften i enlighet med den uttalade policyn. Två reaktorer, en PWR och en ABWR är under byggnad och blir klara 2009 resp 2011. I övrigt ser planerna fin ut som i tabell 3.5 som visar de reaktorer som har beställts eller är planerade i en nära framtid. Enligt denna plan byggs ytterligare 11 reaktorer fram till 2017.

Tabell 3.5 beställda och planerade reaktorer i Japan

Antal reaktorer/ kraftverk	Typ	MWe/ reaktor	Kraft- företag	Start kon- struktion	Start drift
2	ABWR	1380	Tepco	2007	2011-2012
1	ABWR	1383	EPDC	2006	2012
2	APWR	1538	JAPC	2007	2014-2015
2	ABWR	1385	Tepco	2007&2009	2013&2015
1	ABWR	1385	Tohoku	2011	2016
1	BWR	825	Tohoku	2011	2016
2	ABWR	1373	Chugoku	2009&2012	2014&2017
Totalt (11)		13 407			

I utvecklingen på längre sikt deltar Japan mycket aktivt i samarbete om reaktorer av typ generation IV, se kapitel 6.

Japan Atomic Industrial Forum publicerade i november 2004 en vision av Japans energibehov och produktionskapacitet år 2050 [38]. I studien gjordes ett antal antaganden om det framtida samhället, de två grundläggande att man måste ha en stabil energiförsörjning och att CO₂-emissionerna måste kontrolleras så långt möjligt. Folkmängden förutspås växa fram till 2007 för att sedan avta till en nivå om 80% av det högsta värdet till år 2050. Landets BNP ökar fram till 2030 och förblir sedan konstant. Japan måste även i fortsättningen lita till import av olja och gas. Priset på olja antas öka till det dubbla fram till 2050 och gaspriset med 50%. CO₂-emissionerna får inte överstiga 60% av 1990 års värden. Slutligen antar man att kapaciteten för kärnkraft i stort sett kan fördubblas till 90 GWe under perioden. Man använder sedan en prognosmodell som minimerar den totala kostnaden i hela energisystemet och kommer då fram till en prognos, eller vision, enligt tabell 3.6 över energiproduktionen fördelad på olika produktionsslag. Det totala produktionsbehovet har sjunkit till drygt 80% av dagens nivå beroende dels på den minskade befolkningen men också på effektivare energianvändning. I fallet "Nuclear Expansion Case" minskar användningen av kol och olja medan användningen av gas (LNG) ökar, liksom energin från förnyelsebar produktion.

Tabell 3.6 Prognos till 2050 för produktion av primär energi i Japan

Kind of Primary Energy	2000	2050			
	Results	Nuclear Expansion Case		Nuclear Cessation Case	
Oil	279.0 (51)	↓	99.5 (21)	↓	88.4 (20)
Natural gas (LNG)	70.0 (13)	↑	106.4 (23)	↑	235.4 (54)
Coal for steel-making	49.5 (9)	↓	33.8 (7)	↓	31.8 (7)
Coal for power generation	52.6 (10)	↓	21.9 (5)	↓	1.7 (1)
Nuclear energy	68.4 (13)	↑	151.6 (33)	↓	0 (0)
Renewable energies	29.6 (6)	↑	50.2 (11)	↑	79.3 (18)
Total [Percentage of 2000]	549.1 (100) [100%]		463.4 (100) [84%]		436.6 (100) [80%]

I tabell 3.6 finns också ett alternativ där kärnkraften fasas ut helt till 2050. I detta ser man att gas i stor utsträckning måste ersätta kärnkraften. Den förnyelsebara energiproduktionen ökar också med de högre kostnadsramar som blir tillåtna i detta scenario. Denna ökning kan dock inte på långt när kompensera för bortfallet av kärnkraften. Detta får till följd att CO₂-emissionerna ökar fram till 2050 och enda sättet att hålla internationella åtaganden, t ex enligt Kyotoprotokollet, blir att avskilja och lagra CO₂. Detta har naturligtvis också ett pris som inte är medtaget i kalkylen bakom tabell 3.6.

Hela energisystemets kostnad per producerad enhet är 20% lägre med kärnkraft än utan. I ett land som Japan med mycket låg egenförsörjning på energiråvara blir alltså utbygg-

nad av kärnkraft ett mycket gott alternativ med avseende på såväl ekonomi och miljö som trygghet i försörjningen.

Bränslecykeln

Japan beslutade tidigt om en sluten bränslecykel, liksom Frankrike. Man håller fast vid denna policy trots låga uranpriser under många år och trots att en studie nyligen genomförd av regeringen visar på en väsentligt lägre kostnad över de närmaste 60 åren för alternativet med direktdeponering. Efter upparbetning vill man således återföra resturan och plutonium som MOX-bränsle i sina LWR. Hittills har man låtit upparbeta det utbrända bränslet hos Cogema eller BNFL och tagit emot tre leveranser av sammanlagt drygt 2 ton upparbetat plutonium. Den första leveransen 1992 var i form av Pu-oxid avsedd som bränsle för den snabba reaktorn Monju. Detta har ännu inte kommit till användning pga driftstopp efter det natriumläckage som inträffade 1996. Den andra leveransen var i form av MOX för LWR och skedde 1999. En del av detta bränsle var avsett för en PWR ägd av Kansai Electric Power Co och här upptäcktes att vissa data från kvalitetskontrollen i Sellafield förfalskats. MOX-partiet återsändes 2002 till BNFL. Den tredje leveransen bestod av MOX-bränsle från BNFL för användning i en ABWR tillhörig TEPCO.

Fram till september 2005 hade myndigheten Nuclear and Industrial Safety Agency (NISA) godkänt användningen av MOX i flera reaktorer. Detta skulle kunna ske fr o m 2010, efter att vissa modifieringar gjorts i reaktorerna. Japans Federation of Electric Power Companies har som mål att använda MOX i 16 reaktorer 2010.

Politiska problem kan försena denna tidplan. Regeringarna i de två prefekturer där flera av de reaktorer ligger som skulle ha MOX-bränsle vill förbjuda användningen av MOX pga plutoniuminnehållet. En juridisk process pågår. Under tiden växer Japans lager av plutonium. I slutet av 2004 uppgick det till 43 ton separerat reaktorplutonium, varav knappt 6 ton i Japan och resten i Europa, främst Frankrike.

I april 2005 godkände den lokala regeringen byggandet av en fabrik för tillverkning av MOX-bränsle i Rokkasho där också den upparbetningsanläggning finns som just byggs färdigt för ca 20 miljarder US\$. Upparbetningsanläggningen startas nu upp för att tas i drift 2007. Japan sänder inte längre bränsle för upparbetning utomlands utan planerar att själv ta hand om det i den nya anläggningen.

3.5.5 Indien

Dagens per capita elförbrukning väntas stiga en faktor 3 fram till 2020. För närvarande produceras ca hälften av elenergin med kol, men koltillgångarna är begränsade i landet och man vill av försörjningsskäl satsa på att kraftigt bygga ut kärnkraften med sikte på Th-cykeln. Ett långsiktigt mål är att kärnkraften 2050 står för ca 25% av elproduktionen. Detta är ett mycket ambitiöst program.

Just nu är 8 reaktorer under byggnad, se tabell 3.7. Förutom fortsatt utbyggnad av PHWR-flottan noterar man två stora VVER-1000 (V-392) som byggs av det statliga kraftföretaget Nuclear Power Corporation of India Ltd (NPCIL), samma företag som har

byggt och äger alla de indiska reaktorer. Ryssland kommer att leverera det anrikade bränslet, men Indien kommer att upparbeta det och behålla plutoniet. Dessa två VVER ligger inte i linje med Indiens bränslecykelstrategi men byggs ändå för att bidra till att det snabbt växande elbehovet kan täckas.

Däremot är den FBR som är under konstruktion i Kalpakkam helt i linje med strategin. Denna FBR kommer att använda MOX-bränsle med Pu från de existerande PHWR och med en sk blanket av Th runt härden för att alstra U233.

Tabell 3.7 Reaktorer under konstruktion i Indien

Reaktor	Typ	MWe netto/block	Start
Tarapur 3	PHWR	490 MWe	2007
Kaiga 3 & 4	PHWR	202 MWe	2007
Rawatbhata 5 & 6	PHWR	202 MWe	2007, 08
Kudankulam 1 & 2	PWR (VVER)	905 MWe	2007, 08
Kalpakkam PFBR	FBR	470 MWe	2010
Totalt (8)		3128 MWe	

Under perioden 2010 till 2020 planeras, som en del av den nationella strategin, fortsatt utbyggnad enligt tabell 3.8 nedan.

Tabell 3.8 Planerad kärnkraftutbyggnad i Indien 2010-2020

Reaktortyp	Effekt (MWe)	Antal
PHWR	220	4
PHWR	700	10
FBR	500	3
VVER	1000	6
AHWR	300	?

Med detta program skulle Indien ha ca 20 GWe kärnkraft kring 2020.

3.5.6 Ryssland

Elbehovet i Ryssland stiger fn med ca 3%/år. Dessutom vill man dra ner på användningen av den egna gasen för elproduktion eftersom man kan få upp till 5 gånger mer betalt för gasen vid export. Ca 50 GWe av befintlig produktionskapacitet når slutet av sin livslängd kring 2010. Alla dessa faktorer motiverar en kraftig utbyggnad av kärnkraften som enligt nuvarande planer skall stå för ca 25 % av elproduktionen år 2020 mot 28% för gasen. Detta skall bli möjligt genom ett program för ersättning och utbyggnad enligt tabell 3.9. Reaktorer av typ VK är en ny kokardesign. RBMK ingår uppenbarligen inte i de framtida planerna. Notera också den femte reaktorn i Beloyarsk som är en blyvismutkyld snabb reaktor, en av de reaktortyper som ingår i reaktorprogrammet Generation IV.

Riktlinjer för kostnader och driftdata i detta program är:

- Produktionskostnad högst 3 UScents/kWh.
- Kapitalkostnad högst 1000US\$/kW.
- Drifttid minst 50 år.
- Drifttillgänglighet minst 90%.

Tabell 3.9 Beställda eller planerade reaktorer i Ryssland

Block	Typ	MWe*	Uppstart
Ersättningskraft:			
Leningrad NPP-2 1&2	PWR	1500	2012,15
Novovoronezh 6	PWR	950	2016
Kursk NPP-2 1&2	PWR	1500	2016,19
Ny kärnkraft:			
Kursk 6	PWR ²	950?	?
Bashkira 1	PWR	950	2012
North-West 1	VK ³	300 ¹	2011
Smolensk 4	PWR ²	950	2012
North-west 2	VK ³	300 ¹	2013
Bashkira 2	PWR	950	2014
Volgodonsk 3	PWR	950	2015
Volgodonsk 4	PWR	950	2017
Tatar 1	PWR	950	2016
Smolensk NPP-2 1&2	PWR ²	950	2017,19
Tatar 2	PWR	950	2018
South Ural 1, 2	PWR ⁴	950	2016,19
Novovoronezh 7	PWR	950	2016
Bashkir 3&4	PWR	1500 ¹	2018,20
Tatar 3	PWR	1500 ¹	2020
Beloyarsk 5	BREST	300	2020

¹Bruttoeffekt

²VVER-1000 ersätter RBMK vid Smolensk & Kursk

³BWR typ VK-300.

⁴South Urals skulle först vara BN-800, kan ändras igen.

VVER-reaktorerna är under ständig utveckling, se tabell 3.10 som visar de olika typerna och modellerna från modell V-230 till den senaste V-448. Anpassning sker dels mot egna krav och dels mot kraven på exportmarknaden där Areva och Westinghouse är svåra konkurrenter. Beprövad design just nu är V-320, V-428 och V-392. Modellen V-428 har exporterats till Kina och har reglersystem av västerländsk konstruktion. Modellen V-392 har exporterats till Indien, planeras för Novovoronezh 6 och 7 och offereras till Kina (Sanmen och Yanjiang).

Designen för modellen V-448, om ca 1500 MWe, skall vara klar kring 2007 och skall kunna tas i drift kring 2013. Byggekostnaden för V-448 projekteras bli densamma som för V-320, dvs endast 2/3 av den senares kostnad per installerad kW.

Tabell 3.10 Utveckling av nya VVER modeller

Generisk reaktortyp	Reaktor modell	Kraftverk
VVER-440	V-230	
	V-213	
VVER-1000	V-320	
	V-428	AES-91
	V-392	AES-92
VVER-1500	V-448	

3.5.7 *Kanada*

De fyra reaktorerna i Darlington, Ontario utgör designbasen för modellserien CANDU-9 med effekt kring 900 MWe. CANDU-9 kan ta oxidbränsle i olika form. Förutom dagens natururan även låganrikat uran, återanvänt uran från upparbetning, MOX (en blandning av uran och plutonium), utbränt PWR-bränsle i direkt användning och slutligen även torium.

Kanada har idag inga officiella planer på att bygga ny egen kärnkraft även om frågan diskuteras på allvar. De närmaste åren gör man framför allt stora reinvesteringar i äldre reaktorer såsom redovisades i avsnitt 2.4.10. Det statliga forskningslaboratoriet AECL har dock ända sedan starten 1952 målmedvetet arbetat med reaktorutveckling. Aktuell just nu är en reaktortyp i tredje generationen Advanced Candu Reactor, ACR. En modell om 750 MWe, ACR-700, är färdigutvecklad och närmar sig designcertifiering i Kanada och AECL räknar med att de första reaktorerna av denna typ kan tas i drift 2012. I ACR behålls det tunga vattnet under lågt tryck som moderator medan lättvatten används för kylning i de trycksatta bränsleknippena. Härmed måste uranbränslet anrikas upp till ca 1,5% U^{235} . Detta ger fördelar genom högre utbränning av bränslet och därmed mindre mängder högaktivt avfall för samma energiproduktion. Genom den långt drivna modulariseringen och standardiseringen av komponenter räknar AECL med att byggtiden kan minskas till 36 månader från och med den femte reaktorn jämfört med 44 månader för den första. ACR-700 är tänkt att byggas i par. Byggekostnaden uppskattas till 1255 US\$/kWe för den första och under 1100 US\$/kWe för följande reaktorer. Reaktorutvecklingen inriktas nu alltmer på en större modell ACR-1000 på ca 1200 MWe.

På längre sikt har AECL Candu-X på ritbordet. Detta är en reaktor som använder superkritiskt vatten för kylning. Sådana reaktorer ingår som ett av koncepten i det internationella samarbetsprojektet Generation IV och Kanada leder utvecklingen av denna typ i Generation IV, jämför även avsnitt 6.

3.5.7 *Finland*

Som nämnts tidigare i denna rapport bygger kraftföretaget TVO i Finland nu en ny PWR-reaktor om 1600 MWe av modell EPR med Areva som leverantör. Reaktorn, som blir Finlands femte, skall enligt planen tas i drift 2009. Kostnaden är 3 miljarder €. EPR byggs för en livslängd av 60 år.

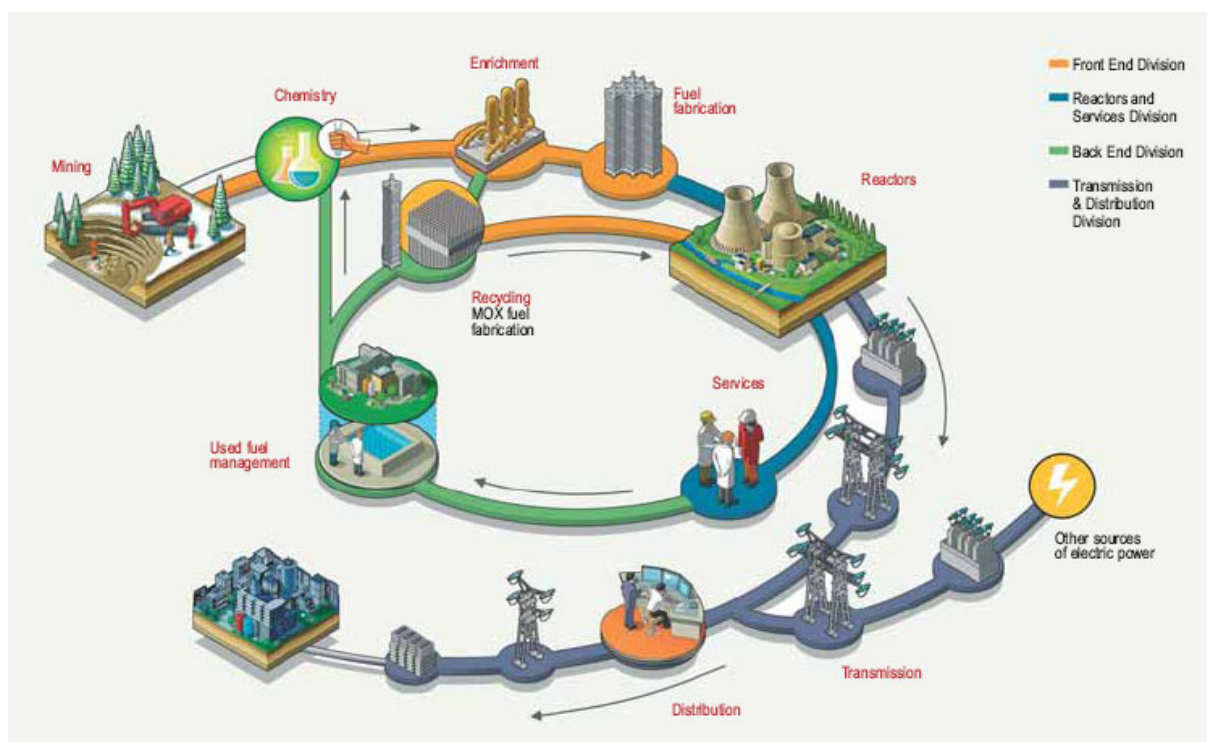
4 Kärnbränsle och dess råvaror

I detta avsnitt diskuterar vi först kärnbränslecykeln fram till och med tillverkningen av de bränsleknippen som sätts in i reaktorhärden (front end). Hanteringen av det slutanvända kärnbränslet och andra radioaktiva avfallsprodukter från driften av kärnkraftverket tas upp i kapitel 5. Efter avsnittet om "front end" diskuteras uran som uthållig energikälla och vi ger också aktuella analyser av projekterad tillgång och efterfrågan på natururan på världsmarknaden utgående från prognoser om kärnkraftens globala utbyggnad.

4.1 Kärnbränslecykeln

Kärnbränslecykeln, dess produkter och processer, i sin mest generella form illustreras nedan. Frankrike, Japan och Ryssland tillämpar alla en sluten bränslecykel där utbränt bränsle upparbetas för att extrahera resturan och plutonium som sedan återförs till reaktorerna som MOX-bränsle. USA, Tyskland, Sverige, Finland m fl har idag ingen sluten bränslecykel utan bryter kedjan med slutförvar i läget "used fuel management".

Figur 4.1 Schematisk bild av kärnbränslecykeln



Källa: Framatome

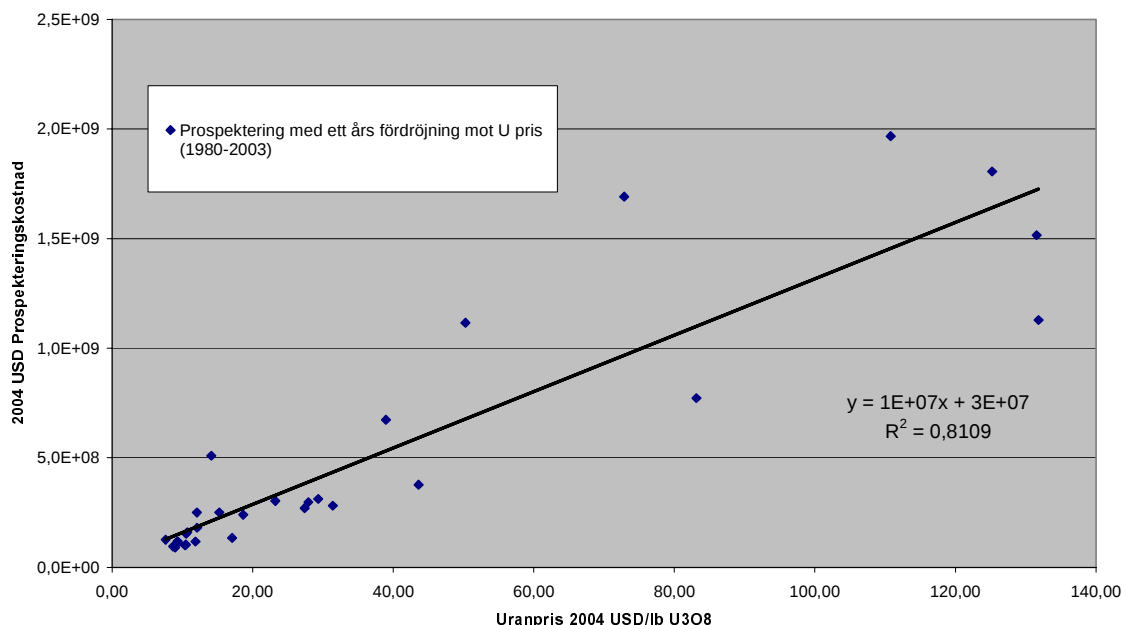
Kärnbränslecykelns olika delprocesser i "front end" är: uranutvinning, konvertering, anrikning och bränsletillverkning. Dessa delprocesser beskrivs mer i detalj i teknikbilaga D som bygger på en nyligen utgiven rapport från Vattenfall Bränsle AB [39].

4.2 Uran – en uthållig energikälla

Uran är inte en förnybar energikälla men tvärtom vad som ofta hävdas är uran en uthållig energikälla, till skillnad från de fossila energikällorna kol, olja och gas [40]. CO₂ släpps inte ut vid själva kärnkraftproduktionen (och mycket små mängder även i ett livscykelperspektiv enligt avsnitt 2.3) och jordens totala urantillgångar i jordskorpan och havsvatten är mycket stora i jämförelse med användningen. Med utgångspunkt från världens nuvarande kärnkraftproduktion och nuvarande uranpriser skulle kända, lättillgängliga urantillgångar räcka i uppåt 100 år. Här är inte uranet i havsvattnet inräknat. Det har ännu inte varit lönsamt kommersiellt att utvinna uran ur havsvatten. Japanska forskare undersöker en metod för utvinning i stor skala av uran ur havsvatten [41]. Något kg har hittills utvunnits på detta sätt till mycket hög kostnad. Målet är att utvinna uranet till en kostnad av 80-130 \$/kgU. Den totala mängden uran i havsvattnet är ca 1000 gånger större än vad som kan utvinnas genom gruvdrift.

Det finns ett tydligt historiskt samband mellan uranpris och investering i uranutvinning [42], se figur 4.2. Figuren återger på den vertikala axeln hur stora resurser per år, mätt i 2004 års US\$, som industrin historiskt satsat på prospektering. På den horisontella axeln finns uranpriset året innan investeringen gjordes, nya investeringar/neddragningar kommer med viss fördröjning när uranpriset ändras. Investeringarna innebär dels att tidigare olönsamma gruvor kan återuppta driften, dels att man vid prospektering finner nya urantillgångar. Vid en fördubbling av uranpriset har kända tillgångar av uran i jordskorpan på detta sätt blivit uppåt 10 gånger större.

Figur 4.2 Utgifter för prospektering mot uranpriset på världsmarknaden (R Price 2005)



Observera att elkostnaden från kärnkraft ökar bara ca 5% om uranpriset fördubblas. Dessutom utvecklas nu nya typer av reaktorer, se kapitel 6, som kommer att utnyttja uranet ca 50 gånger effektivare än dagens reaktorer. I det perspektivet, och utan att tillgodoräkna sig uran i havsvatten, har kärnkraften en uthållighet på tusentals år och uppfyller därför kriterierna på en uthållig energikälla enligt den definition som gavs 1987 av den sk Brundtlandkommissionen [43]:

"Sustainable development is development that meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs."

Med dagens prognos om fortsatt höga uranpriser kan man förvänta nya investeringar i prospektering och utvinning av uran. Det rapporteras t ex [17] att Areva planerar att investera kring 500 M€ fram till 2010 för att fördubbla sin nuvarande uranproduktion (från 5317 tU år 2004). Utöver de länder som brukar bli aktuella i sådana fall (Kanada, Nigeria och Kazakstan) planeras prospektering även i Finland, Mongoliet, Australien och Sydafrika. Vidare har ett kanadensiskt företag nyligen försäkrat sig om rättigheterna till flera mindre uranfyndigheter i Jämtland och Västerbotten. Förberedelser görs alltså i stort och smått för att möta en förväntad ökning i efterfrågan på uran på världsmarknaden.

4.3 Kommersiell tillgång på bränsle

Med den prognostiserade utbyggnad av kärnkraften som gavs i kapitel 3 ställer man sig frågan om de olika processerna i kärnbränslecykeln kommer att ha tillräcklig kapacitet.

Vi skall studera detta mot bakgrund av WNAs prognos [33] och se på råvaran uran och de olika förädlingsprocesserna fram till att bränslet är klart att användas i reaktorn. Det måste först betonas att de idag kända urantillgångarna räcker mer än väl för försörjning av reaktorerna i de olika scenarierna till 2030 och längre, se föregående avsnitt. Det är mer en fråga om man kan öka uranbrytningen i den takt som erfordras i scenarierna med växande kärnkraftproduktion.

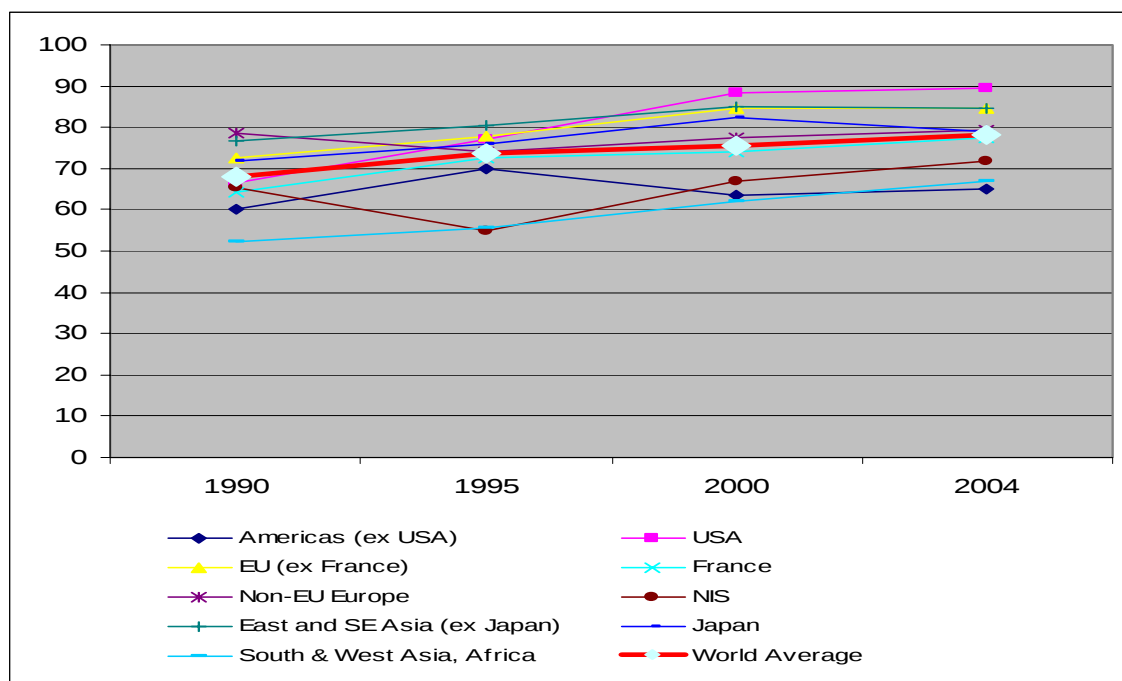
WNA har i sin rapport analyserat de faktorer som påverkar den mängd uran, anrikning och bränsleknippen som minst behövs för att producera den prognostiserade mängden elenergi i kärnkraftverk i de olika scenarierna. Den viktigaste enskilda faktorn är reaktornas kapacitetsfaktor som är den aktuella energin producerad under året uttryckt i % av den energi som skulle producerats om reaktorerna gått för fullt hela året. Utvecklingen av kapacitetsfaktorn i olika delar av världen illustreras i figur 4.3

Kapacitetsfaktorn påverkar direkt och proportionellt behovet av uran och anrikning.

Observera att ett vanligare mått på reaktorns produktionsförmåga är (energi)tillgängligheten som definieras som den procentuella andel av den maximala produktionen som reaktorn skulle varit i stånd att producera om det begärts. Detta senare mått är mer rättvisande som kvalitetsmått på reaktordriften i de fall reaktorn körs med lastföljning eller annan avsiktlig effektbegränsning som s.k. "coast down"-drift. Detta senare driftsätt har varit vanligt för svenska reaktorer och man planerade för successiv sänk-

ning av reaktorns effekt under tiden före sommaravställningarna då elpriserna och elbehovet i allmänhet också var i avtagande. Effektsänkningen byggdes in genom att reaktorn laddades med mindre bränsle än vad som skulle krävts för full effekt under hela året. Man optimerade alltså bränslekostnaden direkt mot förväntat behov/pris. På den nya, avreglerade elmarknaden varierar elpriset mindre över året och utnyttjandet av coast-down har minskat.

Figur 4.3 Kapacitetsfaktorer i olika regioner 1990-2004



Andra faktorer som påverkar bränslebehovet är driftcykelns längd, valet av U^{235} -halt i det utarmade bränslet (det som blir över vid anrikningen), effektivare utformning av bränslet och ökad utbränning. WNA har tagit hänsyn till alla dessa faktorer, baserat på den information man har om branschens planer, och gjort prognoser över förväntat behov av natururan samt konverterings-, anriknings- och tillverknings tjänster svarande mot det prognostiserade produktionskapaciteten.

Baserat på de tre scenarierna för utveckling av elproduktionskapaciteten (se kapitel 3) kan man så härleda motsvarande scenarier för uranbehovet. Detta befanns öka med i snitt 2% per år fram till 2030, dvs en något högre siffra än ökningen i elproduktion. Denna skillnad är ett sammanvägt resultat av dels högre förväntad kapacitetsfaktor hos reaktorerna som ger ökat uranbehov, dels nya strategier för bränsleutnyttjande som ofta ger lägre behov.

I ett sista steg analyserar man tillgången på bränsle och dess råvaror.

WNA tar också hänsyn till att de olika lager av uran som finns hos kraftföretag, handlare och vissa stater kan komma ut på marknaden. En annan aspekt är återföringen av militärt plutonium till kraftreaktorer i form av sk MOX-bränsle (mixed-oxide, en blandning

av Pu- och U-oxider) från förra Sovjetunionen och USA. Detta MOX-bränsle kan användas tillsammans med eller i stället för bränsle med anrikat uran. Ytterligare en råvarukälla utgörs av upparbetat uran som separerats vid upparbetning av det utbrända kärnbränslet.

Slutligen kan nämnas de stora lager som finns av utarmat uran, idag ca 1 500 000 tU. Icke nukleär användning av detta material uppgår kanske till ca 1000 ton per år så lagret kommer att växa allt eftersom man anrikar mer natururan eftersom 80-90% av den mängd natururan som matas in i anrikningen kommer ut som utarmat uran. Denna restprodukt kan naturligtvis också anrikas upp till nivån 0.71% för naturligt uran eller högre. Ekonomin i detta beror av relativa priser på marknaderna för uran och anrikning samt eventuell överskottskapacitet i anrikning. Idag är det dock bara i Ryssland som kostnadsparametrarna är sådana att man kan driva anrikning av utarmat uran på kommersiell basis.

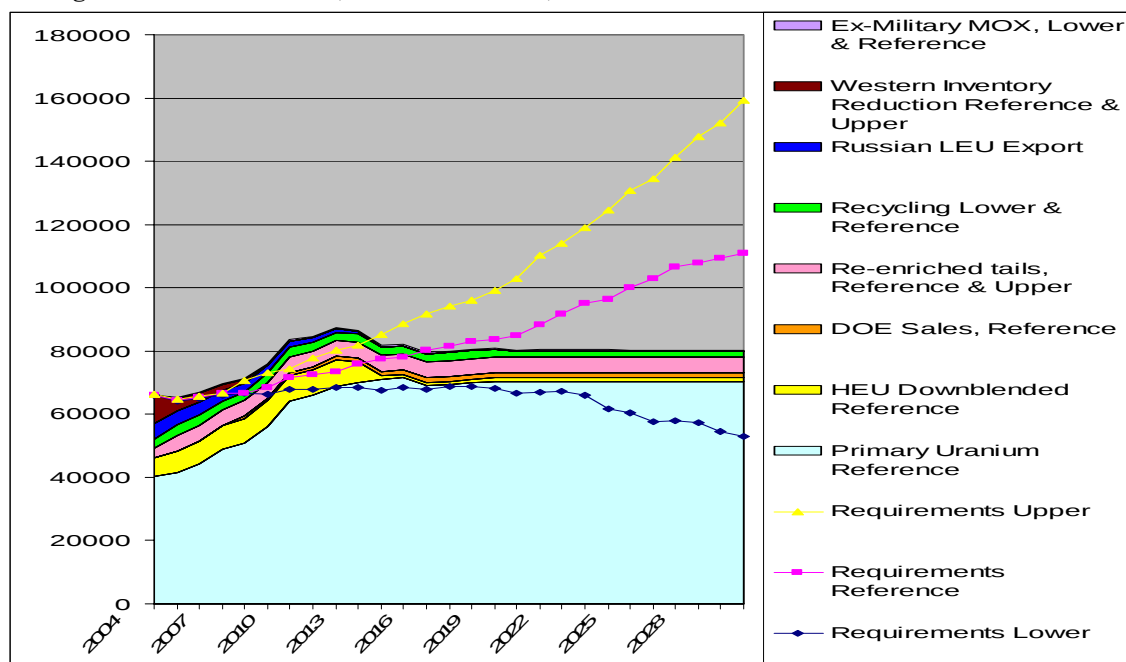
Även när det gäller anrikning finns, förutom den ordinära processen där natururan anrikas till en för LWR-bränsle lämplig nivå, också höganrikat material (HEU) med militärt ursprung. Detta material kan blandas ut med natururan, eller utarmat uran, så att slutprodukten får en anrikning lämplig för LWR. Denna process pågår redan sedan flera år genom ett avtal mellan USA och Ryssland och mängderna är så stora att världsmarknadspriset påverkas. I ett perspektiv fram till 2030 har emellertid detta militära material förbrukats.

När det gäller tekniken för anrikning förväntas en utfasning av gasdiffusionsmetoden, som är alltför energikrävande, och en utbyggnad av gascentrifugtekniken. Ny teknik, där anrikning sker med hjälp av laser, är under utveckling men förväntas inte ge väsentliga bidrag under perioden.

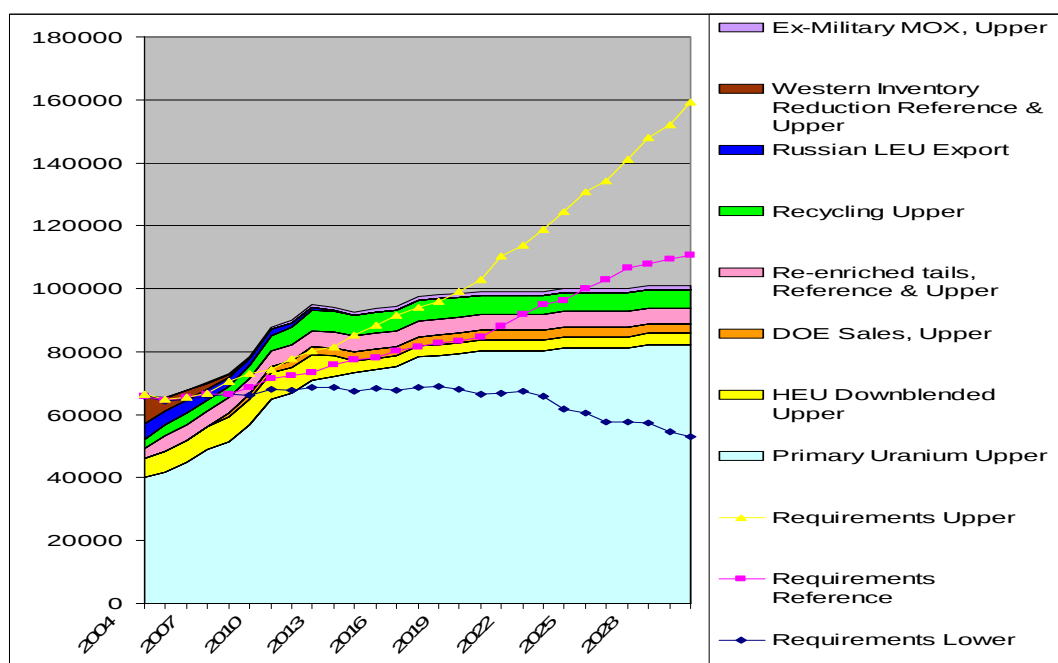
På tillförselsidan har WNA också studerat några olika scenarier; låg, referens och hög. Vill man slutligen jämföra behovet med tillförseln finns alltså många kombinationer av scenarier. Vi visar här hur referensscenariet och det höga scenariet för tillförsel klarar av de tre olika globala behovsscenarierna. Detta illustreras i figurerna 4.4 respektive 4.5.

Om man kombinerar alla primära (från uranbrytningen) och sekundära urankällor kan man dra slutsatsen att bränslemarknaden kommer att ha en adekvat försörjning fram till åtminstone 2015. I det höga tillförselscenariet ser det bra ut under större delen av prognosperioden. En viktig brytpunkt är när avtalet mellan USA och Ryssland om HEU går ut 2013. Då måste den primära uranproduktionen öka kraftigt för att kompensera detta bortfall av anrikat uran i försörjningskedjan. De prisökningar man sett de senaste åren, som kommer att fortsätta om prognoserna stämmer, bör dock kunna stimulera gruvföretagen till förnyad prospektering och utveckling av nya gruvor.

Figur 4.4 Global tillförsel, referensscenariet, tU



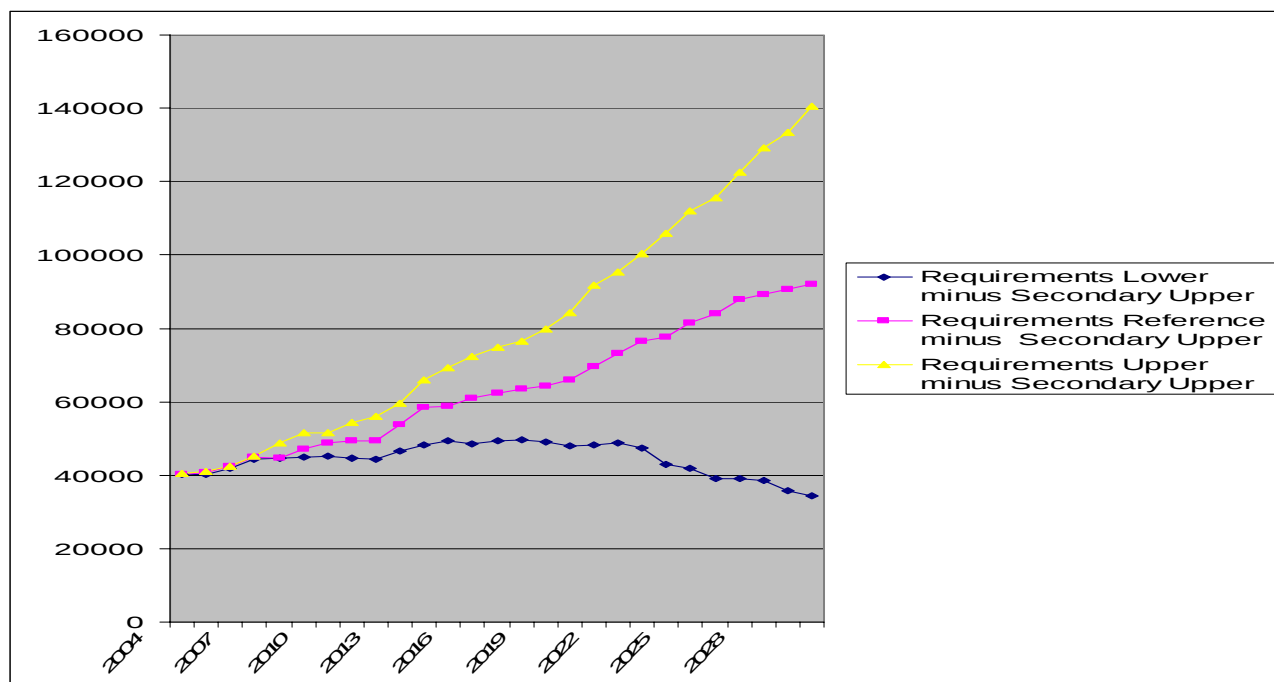
Figur 4.5 Global tillförsel, höga scenariet, tU



Om man antar att de olika sekundära källorna kommer att leverera enligt det höga tillförsels scenariet kan man beskriva behovet av ökad primär uranproduktion som i fig 4.6 där den sekundära tillförseln subtraherats från de tre behovsscenarierna för uran. Referensscenariet kräver således att den primära uranproduktionen ökar från 40 000 tU/år

2004 till minst ca 90 000 tU/år 2030. Observera att vi i figur 4.6 antagit det mest optimistiska utfallet för den sekundära urantillförseln. En kraftig utbyggnad av uranproduktionen krävs uppenbarligen för att tillfredsställa behovet i de två tillväxtscenarierna. Denna förväntade trend kan alltså leda till högre uranpriser.

Figur 4.6 Erforderlig primär uranproduktion, tU



5 Avfallshantering

Avfall från kärnkraftverk kommer att produceras i ca 40 länder världen över. Alla dessa har inte lämpliga geologiska formationer för att djupförvara avfallet, den metod som allmänt rekommenderas för åtminstone det avfall som härrör från det utbrända bränslet. Dessutom har många av dessa länder bara små kärnkraftprogram och det vore inte ur strikt ekonomisk synpunkt lönsamt att bygga dessa kostnadskrävande anläggningar i alla dessa länder. IAEA har kraftigt förespråkat att sådant avfall skulle kunna transporteras från ett land till ett annat och där tas om hand, under kommersiella villkor, i storskaliga regionsvisa djupförvar. Detta är naturligtvis ekonomiskt rationellt men också bra ur icke-spridningssynpunkt. Verkligheten idag är emellertid att sådana transporter i allmänhet är förbjudna och regionsvisa förvar politiskt omöjliga. Idag är det bara Ryssland som lämnat ett sådant erbjudande och förklarat sig villig att i ett första steg ta emot använt bränsle som tillverkats i Ryssland.

Avfallet delas upp i driftavfall, rivningsavfall och använt kärnbränsle. Det radioaktiva avfallet delas i sin tur upp i låg-, medel-, och högaktivt avfall. En indelning görs också i kort- och långlivat avfall, med hänsyn till hur lång tid de radioaktiva ämnena finns kvar i avfallet. Det utbrända bränslet med bränslestavar och styrstavar är högaktivt avfall. Det radioaktiva driftavfallet är låg- och medelaktivt. Det består av skyddskläder, verktyg och utbytta delar som använts inom aktiva områden i kärnkraftverken samt filter och jonbytarmassor. Det lågaktiva avfallet behandlas antingen på kärnkraftverket och förvaras sedan i ett eget markförvar vid kraftverket, eller också hanteras det tillsammans med det medelaktiva avfallet. En del lågaktivt avfall kan, efter källsortering och rengöring, ha så låg aktivitet att det kan hanteras som vanligt icke-aktivt avfall. Det innebär att avfallet kan friklassas och återanvändas eller deponeras på en vanlig deponi.

En studie genomfördes nyligen inom EU för att ta reda på EU-medborgarnas åsikter om radioaktivt avfall [44]. Slutsatserna är nedslående: bara 25% av de svarande känner att de är välinformerade i frågan. Man känner inte till hur avfallet hanteras ens i det egna landet och ser transporter och lagring av avfallet som en stor risk. De som är mer välinformerade, Sverige (51%), Slovenien (46%) och Finland (43%) kom högst i studien, ser också mindre risk i avfallshanteringen. En liten förbättring har skett sedan 2001 då 21% kände sig välinformerade.

I det följande beskriver vi hur avfallet tas om hand i några utvalda länder.

5.1 Sverige

Medelaktivt avfall och en del lågaktivt avfall transporteras till SFR (Slutförvar för radioaktivt driftavfall), som är beläget under havsbotten vid Forsmark. Där ska avfallet slutförvaras och hållas inneslutet tills radioaktiviteten har avklingat till en ofarlig nivå. Man beräknar att avfallet om ca 500 år inte avger mer strålning än den naturliga bakgrundsstrålningen i det omgivande berget.

Använt kärnbränsle är högaktivt avfall och förvaras ca ett år på kärnkraftverket och därefter 30-40 år i CLAB (Centralt Lager för Använt Bränsle), för att sedan kapslas och slutligen placeras i ett djupförvar. I det följande beskrivs de svenska avfallsanläggningarna kortfattat. Mer information och tekniska beskrivningar ges i aktuella rapporter från Svensk Kärnbränslehantering AB [45].

SFR

Slutförvaret för radioaktivt driftavfall, SFR, ligger nära kärnkraftverket i Forsmark och har varit i drift sedan 1988. SFR är en central anläggning för slutförvaring av kortlivat låg- och medelaktivt avfall med svenskt ursprung. SFR ligger i urberg på mer än 50 meters djup under havsbotten och täcks av 5 meter vatten. Två kategorier avfall hanteras i SFR, driftavfall från kärnkraftverken och liknande avfall från industri, sjukvård och forskningsinstitut.

Endast låg- och medelaktivt avfall förvaras i SFR. Det medelaktiva avfallet utgörs huvudsakligen av jonbytarmassa. Radioaktivt material fastnar på rörväggar, ventiler, pumpar etc. Detta tas om hand när komponenterna byts. Det mesta av detta material utgörs av lågaktivt avfall. Till denna grupp räknas även allt material t ex verktyg, skoskydd etc, som används i utrymmen där radioaktiva ämnen kan förekomma.

Under drift av kärnkraftverket utsätts delar i och runt reaktortanken för bestrålning. Genom reaktorvattnet sprids också radioaktiva ämnen till andra delar av kraftverket. När kärnkraftverket ska rivs måste därför dessa delar tas om hand som radioaktivt avfall. Rivningsavfallet är i huvudsak låg- och medelaktivt och kortlivat. Detta avfall planeras bli deponerat i en tillbyggnad av SFR efter särskilt tillstånd från svenska regeringen.

När avfallet kommer till SFR är det inneslutet i skyddande behållare. Det medelaktiva avfallet är dessutom ingjutet i betong eller asfalt. Annat lågaktivt avfall är förbränt och kommer till anläggningen i plåtfat. På så sätt förekommer inga fria radioaktiva ämnen i SFR.

Mellanlager

CLAB ligger på Simpevarpshalvön i nära anslutning till Oskarshamns kärnkraftverk. CLAB, som har varit i drift sedan 1985, består av en mottagningsdel i marknivå, där behållarna tas emot och bränslet lastas ur under vatten. Själva lagringsutrymmet ligger i två likadana bergrum med taket 25-30 m under markytan. Bergrummen, som är 120 m långa, innehåller fyra lagringsbassänger och en reservbassäng.

Innan det använda bränslet flyttas till CLAB har det lagrats i minst nio månader i kärnkraftsverkens egna bränslebassänger. Under denna tid avklingar större delen av radioaktiviteten i bränslet. Radioaktiviteten i bränslet är dock alltså mycket hög, vilket medför att bränslet måste strålskrämas och kylas. Använt bränsle transporteras till CLAB inneslutet i tunga transportbehållare som ger strålskydd och skyddar mot skador. Behållarna är robusta och konstruerade för att klara stora yttre påfrestningar, som fall från nio meters höjd, eller yttre tryck, som motsvarar 4000 m vattendjup.

I CLAB lagras det använda kärnbränslet i djupa vattenfyllda bassänger. Vattnet ger strålskärmning och kylning. Efter 30-40 års lagring i CLAB har radioaktiviteten minskat med ytterligare ungefär 90 %, men bränslet måste fortfarande strålskärmas. Då ska det använda kärnbränslet kapslas in för placering i djupförvaret.

Inkapsling

Inkapslingen är tänkt att göras i en särskild anläggning i anslutning till CLAB. I inkapslingsanläggningen tas bränsle emot ifrån CLAB:s förvaringsbassänger. Det placeras direkt i en kopparkapsel samtidigt som det kontrolleras och torkas. Därefter försluts kapseln eventuellt efter att den fyllts med ädelgas. Efter kontroll att kapslarna är täta och rena förs de till ett buffertlager innan de transporteras till djupförvaret. Inkapslingen kommer att utföras fjärrmanövrerat i väl strålskärmade utrymmen. Transporten kommer att ske i samma typ av behållare som idag används för transporter av använt bränsle från kärnkraftverken till CLAB. I ett senare skede ska även övrigt långlivat avfall behandlas i inkapslingsanläggningen. Exempel på sådant avfall är hårdkomponenter, t ex styrtstavar, och andra interna delar från reaktortanken, som blivit aktiverade genom neutronstrålning under reaktorns drift. Planen är att ingjuta dessa komponenter i betong.

Djupförvar

Nuvarande plan är att det använda kärnbränslet ska inneslutas i kopparkapslar. Kapseln är en av de viktigaste barriärerna, eftersom den skall hålla bränslet avskilt från grundvattnet under mycket lång tid. Den skall således vara tät och inte korrodera i det grundvatten som finns i berg, eller pressas sönder av de mekaniska påfrestningar den utsätts för i djupförvaret. För att åstadkomma detta är avsikten att kapseln skall tillverkas med en yttre kapsel av koppar, som ger korrosionsskydd och en inre insats av gjutjärn eller stål, som ger mekanisk stabilitet.

Koppar korroderar mycket långsamt i det syrafria och syrefattiga grundvatten som finns djupt i svensk berggrund. Eventuellt syre kommer snabbt att brytas ned av några av de hundratals arter av mikroorganismer som finns i det grundvatten som sipprat genom urberget under tusentals år. Genomförda studier visar att kopparkapseln kommer att förbli vattentät under minst en miljon år vilket är betydligt längre än de ca 100.000 år som bränslet avger mer strålning än rik uranmalm.

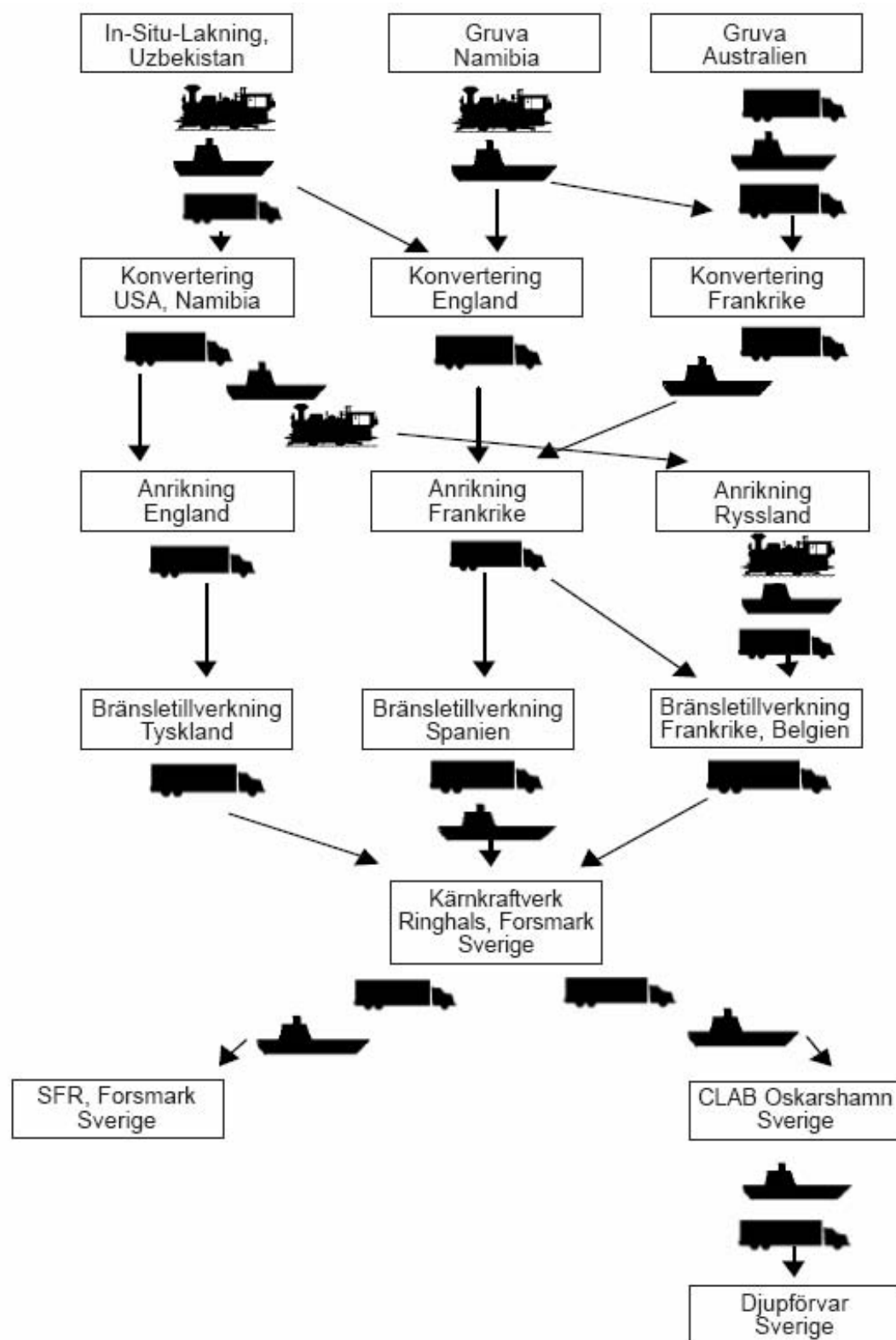
Transporter

De transporter som krävs under kärnbränslelivscykeln sker med lastbil, fartyg och tåg beroende på var gruvan ligger och vilka anläggningar som är involverade innan bränslet laddas i reaktorn.

Transportvägarna från urangruva till kärnkraftverk till avfallsanläggning ser idag för Forsmark och Ringhals ut som på bilden i figur 5.1.

Malmen transporteras med lastbil från gruva/uranverk till konverteringsanläggningarna. Transporter från Australien och Nordamerika går med lastbil och båt. Inom Europa används främst lastbil men även båt.

Figur 5.1 Transportvägar för kärnbränsle till Forsmark och Ringhals



5.2 USA

Den amerikanska policyn har sedan president Carters tid varit att, liksom i Sverige, förbjuda upparbetning av utbränt bränsle och bara se det som högaktivt avfall. I USA har kraftföretaget ansvaret för att bränslet lagras på kraftstationen tills det tas över av den federala regeringen genom DOE för placering i djupförvar. Det finns ännu inget sådant förvar i USA och DOE har missat den tidpunkt under 1998 då man skulle ha tagit över. Detta har medfört problem för flera kraftföretag som har fått bygga egna markförråd som komplettering till reaktorns förvaringsbassänger. Kraftföretagen har sedan en tid betalat 0,1 cent/kWh till en fond som skall bekosta slutförvaret. Denna fond har nu ca 24 miljarder \$. Sedan flera år satsar DOE på att bygga slutförvaret i Yucca Mountain i Nevada. Utredningsarbetet har inte påvisat några oöverstigliga tekniska eller vetenskapliga hinder för det föreslagna djupförvaret och Kongressen har lagfäst Yucca Mountain som landets permanenta förvar för högaktivt avfall. Yucca Mountain är tänkt för 70 000 ton högaktivt avfall varav 63 000 ton utbränt kärnbränsle, 2333 ton utbränt bränsle från ubåtsprogrammet och från DOEs anläggningar samt 4667 ton annat högaktivt avfall. Det finns redan drygt 50 000 ton utbränt bränsle från det civila kärnkraftprogrammet som väntar på slutförvar så det står redan klart att Yucca Mountain med nuvarande förvaringsteknik inte kan ta hand om det utbrända bränslet från hela det amerikanska kärnkraftprogrammet, som nu dessutom inkluderar allt fler reaktorer med 20 års förlängd drifttid.

Flera kraftföretag har stämt staten för de extra kostnader som uppstått i och med att något förvar inte fanns till 1998. Således har Exelon fått 300 M\$ för att täcka sådana extra lagringskostnader och fler företag står på tur i den juridiska processen. Dessa ersättningar betalas med skattemedel och inte ur avfallsfonden.

5.3 Frankrike

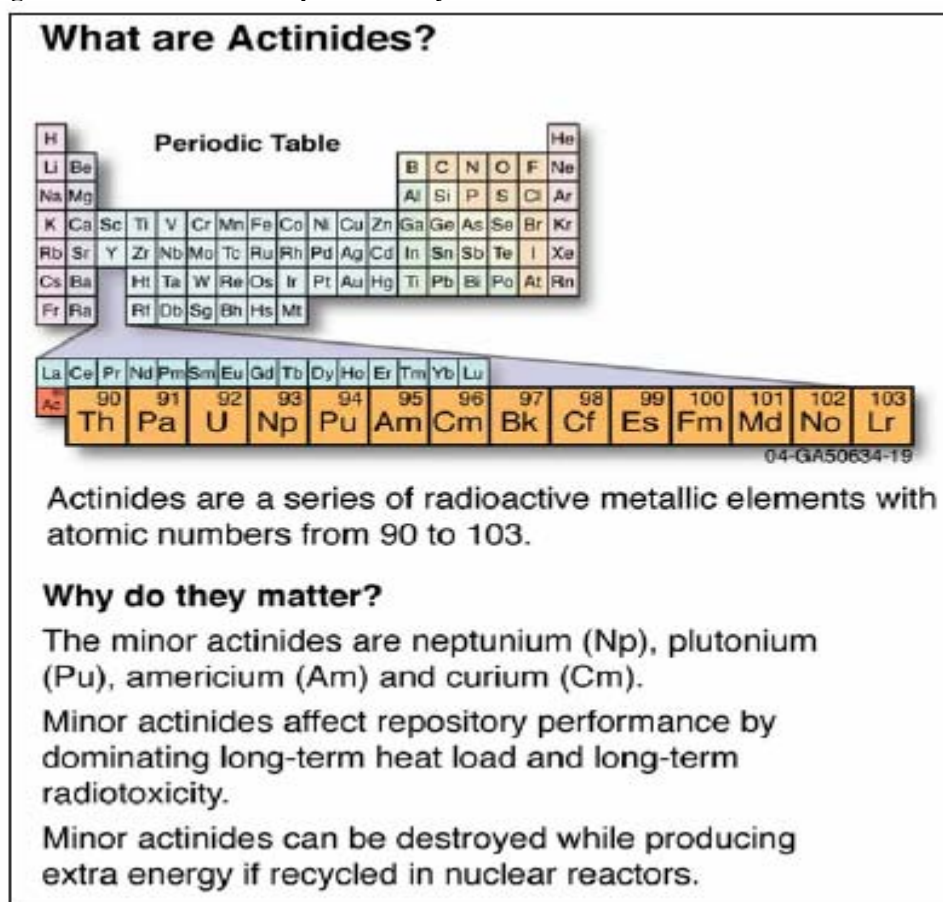
I Frankrike upparbetas det utbrända bränslet och uran och plutonium återförs i form av sk MOX-bränsle till flera av reaktorer. Övriga restprodukter i det högaktiva avfallet förglasas och lagras tills vidare i väntan på en slutlig lösning. Denna kommer att beslutas av parlamentet under 2006. Sedan 1991 har man i Frankrike forskat längs tre linjer som stöd för beslut om framtida avfallspolicy i syfte att ta fram och validera de metoder och processer som behövs samt att ge en plan för hur de kan implementeras industriellt. Forskningen kostade 2,2 miljarder € under perioden 1992-2003.

De tre linjerna är [46]:

i) Separation och transmutation

Före transmutation måste det upparbetade bränslet genomgå en process där man avskiljer dels de lägre aktiniderna, se figur 5.2, Pu, Neptunium (Np), Curium (Cm) och Americium (Am) som har halveringstider på hundratusentals år, dels vissa fissionsprodukter med halveringstider kring tusen år.

Figur 5.2 Aktiniderna i det periodiska systemet

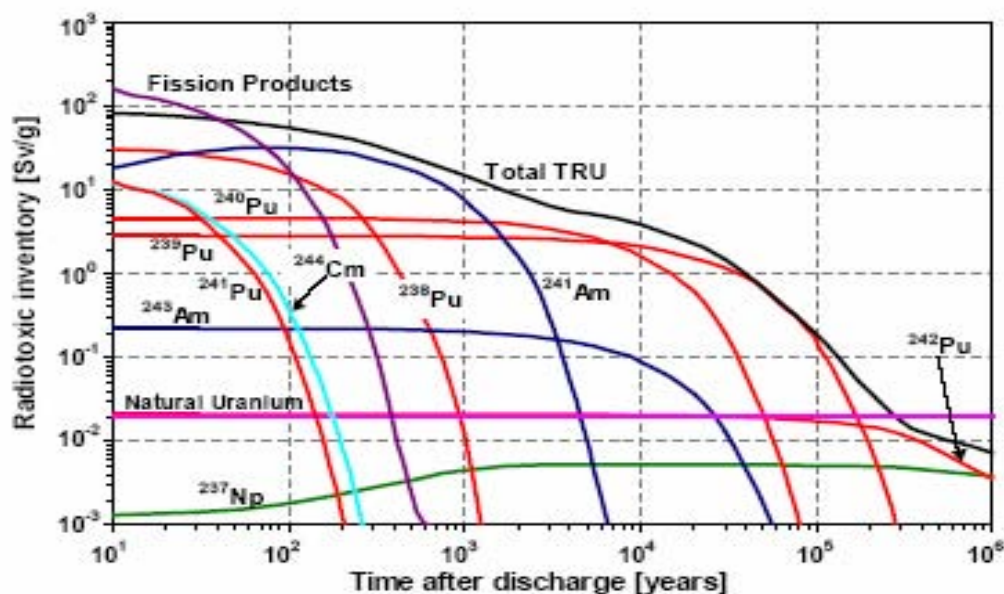


Fissionsprodukterna förglasas för slutförvar medan aktiniderna byggs in i reaktorbränsle så att de i en reaktor kan klyvas till fissionsprodukter som sedan slutförvaras. Toxiciteten i detta slutförvarade avfall kommer att klinga av mer än 100 ggr snabbare än utan separation-transmutation och dessutom blir naturligtvis mängden avfall mindre. Se figur 5.3 som visar hur radiotoxiciteten (Sievert/g) hos de berörda isotoperna i utbränt kärnbränsle klingar av [47]. Det framgår av denna figur tydligt att de aktinider som man främst vill oskadliggöra är Pu och Am. Observera referensnivån för toxiciteten hos naturligt uran, dvs den råvara man ursprungligen tog upp. När toxiciteten hos avfallet faller under denna nivå betraktas avfallet som ofarligt.

Separationsprocessen har demonstrerats i liten skala. Den industriella tillämpningen, som kommer att ske i anslutning till upparbetningen, kan ske först när upparbetningsanläggningen i La Hague skall förnyas ca 2040.

Transmutation har också verifierats vetenskapligt, främst genom experiment i den snabba reaktorn Phénix. För att realisera en industriell tillämpning av transmutation krävs nya reaktortyper ur generation IV eller en underkritisk reaktor driven av en protonaccelerator, en sk Accelerator Driven System (ADS). Med tanke på den tid det kommer att ta att utveckla dessa nya reaktorsystem och demonstrera dem för industriell tillämpning kan transmutation i stor skala inte förväntas före 2040.

Figur 5.3 Radiotoxiciteten, i Sv per gram utbränt bränsle, hos de dominerande aktiniderna, jämfört med toxiciteten hos den mängd naturligt uran som behövs för att producera 1g U235 anriktat till 3,7% (ca 20 mSv/g). TRU-transuraner



ii) Geologiskt djupförvar

Man studerar här ett system likt det svenska och tittar på granit men framför allt på lerformationer. ANDRA är den statliga organisation som ansvarar för detta. Forskningen har gett goda resultat och man uppskattar att ett sådant slutförvar, med möjlighet att kunna återta avfallet vid behov, skulle kunna tas i drift kring 2020-2025.

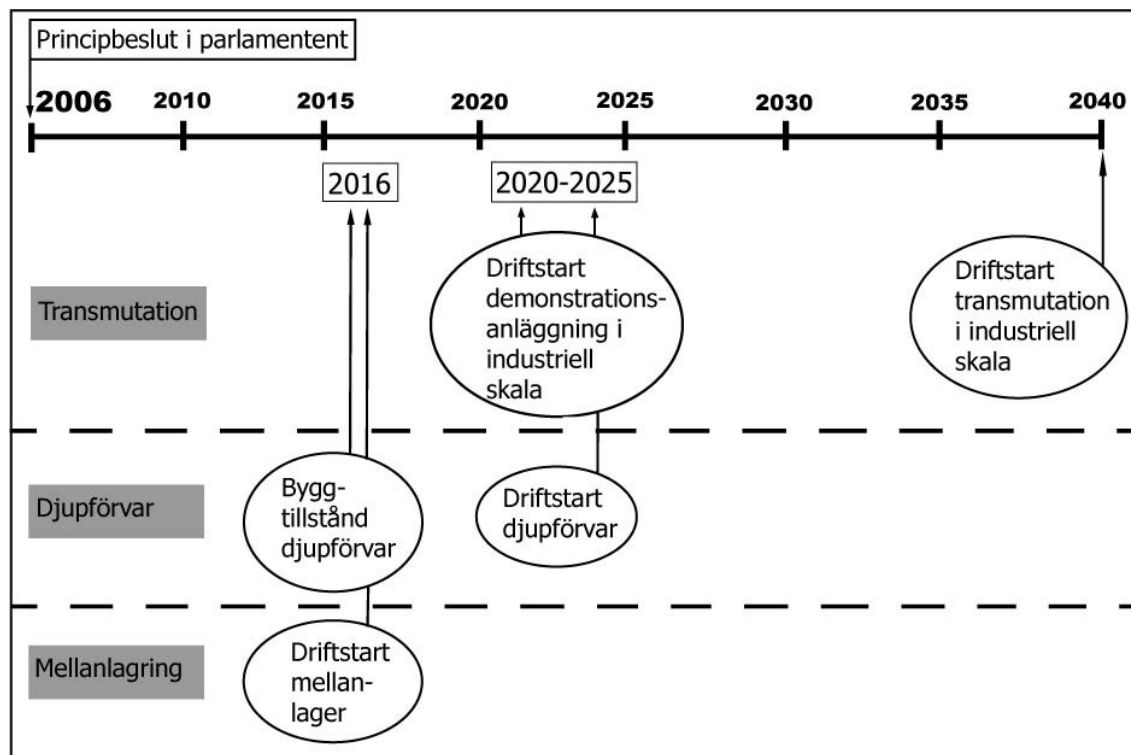
iii) Konditionering och provisorisk långtidsförvaring

Här handlar det om förvaring av hög- och medelaktivt avfall i eller just under marknivå i 100-300 år som komplettering till den långtidsförvaring man har idag utformad för en lagringsperiod av ca 50 år. Stora framsteg har gjorts i utveckling och validering av metoder på detta område, t ex för kompaktering och stabilisering av avfallet, och en första anläggning skulle kunna tas i drift kring 2015.

Forskningen har visat att de tre linjerna är komplementära både till sin natur och med hänsyn till tidsperspektiv. Eftersom transmutation inte kommer in förrän efter 2040 måste en växande mängd upparbetat bränsle förvaras flera decennier. Det måste därför vara möjligt att återta lagrat material för senare separation och transmutation. Utbränt MOX-bränsle kräver också lång svalningstid, 60-80 år, innan upparbetning kan företas. Även den växande mängden av sådant avfall måste därför kunna tas om hand säkert i relativt långt tidsperspektiv.

Det är troligt att parlamentet kommer att fatta ett principbeslut om att utnyttja alla de tre alternativen. Transmutation kan bli den långsiktiga lösningen, som gör bränslecykeln uthållig och minimerar avfallsmängderna som går till det slutliga förvaret, medan djupförvar och "mellanlager" behövs både på kort och lång sikt. En möjlig tidtabell för detta ges i figur 5.4 nedan.

Figur 5.4 Tidplan för hantering av använt bränsle i Frankrike



5.4 Japan

Japan har ett mellanlager för högaktivt avfall i drift sedan 1995 i Rokkasho. Detta år fick man också den första leveransen dit av inglasat avfall från upparbetningen i Europa. I maj 2000 införde parlamentet en lag om slutlig deponering av högaktivt avfall. Detta skall ske i djupförvar i geologiska formationer och med avfallet i inglasad form. Detta föranledde kraftföretagen att i oktober 2000 bilda en Nuclear Waste Management Organisation (NUMO) för att planera för ett slutförvar: välja en plats, demonstrera tekniken, licensiera, bygga, driva och övervaka anläggningen. Förvaret konstrueras så att avfallet kan återtas inom 50 år. Man räknar med att det japanska kärnkraftprogrammet har producerat ca 40 000 behållare med förglasat avfall fram till 2020.

NUMO kommer att ta fram en lista till 2007 på de platser som är möjliga och lämpliga. Slutligt val av plats beräknas ske kring 2025, drift av slutförvaret fr o m 2035. Den uppskattade kostnaden om ca 28 miljarder US\$ finansieras med fonder som byggs med avgifter från kraftföretagen på 0,2 yen/kWh. Dessa fonder organiseras sedan oktober 2005 av Radioactive Waste Management Funding and Research Centre (RWMC). De fonder som tidigare byggts upp hos kraftföretagen förs över hit och företagen får ersättning ur fonden för upparbetningskostnader.

Japan har redan i ca 20 år bedrivit forskning på avfallsområdet så den tekniska basen för ett slutförvar finns. Berglaboratoriet i Horonobe på Hokkaido har utforskat sedimentära

bergsformationer och man utvidgar nu med byggandet av vertikala schakt och horisontella "gallerier" för den fortsatta forskningen i realistisk miljö. En liknande anläggning byggs på annan plats för studier i vulkanisk bergart.

Slutförvaret utformas så att ca 20 behållare med inglasat högaktivt avfall kapslas in i stålbehållare som slutligen på plats omges av bentonitlera. I en första fas placeras dock stålbehållarna åtkomliga i väl ventilerade bergrum som återfylls och stängs efter ca 300 år. Vid det laget har radioaktivitet och värmeavgivning klingat av väsentligt så att det återfyllda förvaret kan hålla mycket högre avfallstäthet än t ex ett slutförvar med utbränt bränsle. Optionen att kunna återta avfallet är mindre intressant för de inglasade resterna efter upparbetning än för slutförvar med utbränt bränsle som ju fortfarande innehåller en stor energipotential.

5.5 Finland

De finska planerna på avfallsområdet liknar mycket de svenska men man ligger före i tidsschemat för djupförvar genom att platsen redan bestämts, i anslutning till reaktorn i Olkiluoto. Ett mellanlager för utbränt bränsle finns också i drift i Olkiluoto.

5.6 Tyskland

Mellan 1994 och 1998 accepterade regeringen såväl upparbetning som direktdeponering av utbränt bränsle. Detta efter en period då upparbetning krävdes. Från och med 1998 gäller istället bara direktdeponering men fortfarande har kärnkraftföretagen upparbetningskontrakt om ca 7,3 miljarder US\$ med BNFL och Cogema. Kraftföretagen är ansvariga för mellanlagring av det utbrända bränslet och har gått samman i bolag för att gemensamt kunna bygga och driva sådana lager i Ahaus och Gorleben. Rådande strategi är dock fortfarande att lagra det utbrända bränslet vid reaktorn.

Förbundsregeringen har ansvaret för att bygga och driva förvar för det högaktiva avfallet men dessa planer har hittills bromsats av delstaternas regeringar. Hanteringen av det högaktiva avfallet från driften av de tyska reaktorerna är därför fortfarande ett olöst problem. Om Gorleben, den enda platsen som undersökts hittills för djupförvar av utbränt bränsle, skulle visa sig vara lämplig kan den knappast få drifttillstånd före 2030.

Högaktivt avfall från upparbetning väntas åter till Tyskland kring 2022 i ca 166 behållare för att då lagras tillsammans med de 39 som redan finns på plats i Gorleben.

Anläggningen i Ahaus används för lagring av medelaktivt avfall och den i Konrad, fd järngruva, för lagring av lågaktivt avfall från och med 2010, då pågående juridiska processer förväntas ha avslutats.

5.7 Storbritannien

Under 2004 års Energy Act bildades Nuclear Decommissioning Authority (NDA) med uppdraget att ta hand om det samlade avfallet från och rivningen av 20 kärntekniska anläggningar, inklusive 39 reaktorer, 5 upparbetningsanläggningar och dessutom andra

anläggningar inom bränslecykeln samt forskningsanläggningar. Den totala kostnaden har uppskattats till 48 miljarder pund över många år och med behov av mer än 1 miljard pund/år de första 10-15 åren. Rivning av avställda reaktorer sker successivt och i en takt som är "reasonably practical". Just nu finns följande reaktorer på rivningslistan:

Tabell 5.1 Avstängda reaktorer som skall rivas i Storbritannien

Reaktorer	Typ	Effekt/reaktor netto MWe	Avställning år
Berkeley 1 & 2	Magnox	138	1988-89
Bradwell 1 & 2	Magnox	123	2002
Calder Hall 1-4	Magnox	50	2003
Chapelcross 1-4	Magnox	49	2004
Hinkley Pt 1 & 2	Magnox	235	2000
Hunterston A 1 & 2	Magnox	160	1989-90
Trawsfynydd 1 & 2	Magnox	196	1993
Windscale	AGR	28	1981
Dounreay PFR	FBR	254	1994
Winfrith	SGHWR	92	1990
Totalt: 21			

Erfarenheterna hittills är att kostnaderna blir lägre än vad som ursprungligen prognostiserats. Det bör påpekas att rivningskostnaderna per effektenhet blir ca 5 ggr högre för gaskylda reaktorer än för LWR. Detta beror på de stora materialvolymerna och på svårigheterna att "oskadliggöra" grafiten. De avfallsmängder som behöver tas om hand vid rivning av gaskylda reaktorer är ca 10 ggr större än de för LWR.

6 Ny kärnkraft, längre perspektiv (>25 år)

I avsnitt 1 presenterades utvecklingen av olika reaktorgenerationer under ca 50 år och vi konstaterade att de allra flesta reaktorer som kommer att byggas de närmaste 25 åren kommer att tillhöra generation III som är en vidareutveckling av tidigare reaktor-modeller. Det finns emellertid också seriösa planer på helt nya reaktortyper som inför ny teknik, en annorlunda bränslecykel och nya säkerhetslösningar. Här kan man inte enkelt dra lärdom av erfarenheten från driften av de tidigare reaktorerna – dessa nya modeller innebär mer revolutionär än evolutionär utveckling. Med tanke på den långa utvecklings- och verifieringstid som gäller innan sådana nya koncept når kommersiell tillämpning har man redan nu, parallellt med att generation III fasas in, påbörjat forskningen på reaktortyper av denna generation IV.

Generation IV, som ursprungligen var ett initiativ från amerikanska DOE, är nu ett sant internationellt projekt där deltagare från tio länder har signerat en gemensam viljeyttring att föra detta projekt vidare genom bildandet av Generation IV Industrial Forum (GIF). EU ingår också i denna grupp med samma status som ett land. De elva medlemmarna i GIF är därför idag: Argentina, Brasilien, Kanada, EU, Frankrike, Japan, Sydafrika, Sydkorea, Schweiz, Storbritannien och USA. Om individuella EU-länder, som inte är medlemmar i GIF, vill delta kan de gå genom EUs Joint Research Centers (JRC). I Sverige förbereds nu ett forskningsprogram inom generation IV på KTH, Chalmers och Uppsala universitet och man söker stöd från kärnkraftföretagen och de strategiska forskningsstiftelserna (SSF) gemensamt.

Inom GIF tog man fram en sk Road Map [6] i december 2002 som definierade grundläggande kriterier, de nya reaktortyperna och de huvudsakliga forskningsområdena. Målen och kriterierna för utvärdering av reaktortyperna inom generation IV (GIV) är:

Uthållighet

- De kärnenergisystem som ingår i GIV skall ge uthållig energiproduktion som uppfyller globala miljömål.
- GIV-systemen skall minimera och hantera sitt kärnavfall och minska belastningen på framtida generationer att hantera avfallet.

Ekonomi

- GIV-systemen skall ha en klar kostnadsfördel över livscykeln i jämförelse med andra energiproduktionsmetoder.
- Den finansiella risken för GIV-systemen skall inte vara högre i andra energiprojekt.

Reaktor- och driftsäkerhet

- Drift av GIV-systemen skall kunna ske med mycket hög säkerhet och tillförlitlighet.
- GIV-systemen skall ha en mycket låg sannolikhet för härdskada.
- GIV-systemen skall inte kräva utrymningsplaner för omgivande befolkning.

Icke spridning och fysiskt skydd

- GIV-systemen skall kunna visa att de utgör en mycket ofruktbar väg för att avlänka eller stjäla fissilt material av vapenkvälité och de skall också säkerställa ökat fysiskt skydd mot terroristattacker.

Den tekniska Road Map som tagits fram har valt ut sex olika reaktortyper för GIV, se tabell 6.1. I teknikbilaga E illustreras dessa reaktortyper utförligare.

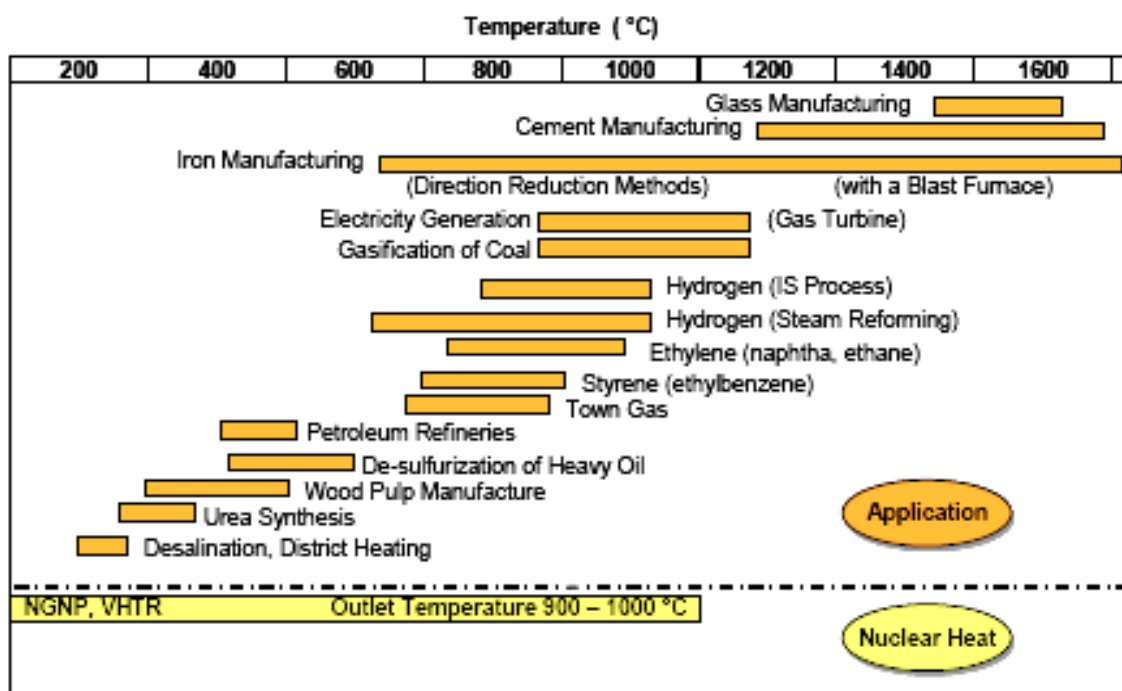
Tabell 6.1 De utvalda reaktorsystemen i generation IV och några viktiga egenskaper hos dem

Reaktor-system	Reaktor-typ	Bränsle-cykel	Storlek	Tillämpningar	FOU
<i>Very High Temperature Gas Reactor (VHTR)</i>	<i>Termisk</i>	<i>Öppen</i>	<i>Medelstor</i>	<i>El- och vätgasproduktion, processvärme</i>	<i>Bränsle, material, vätgasproduktion</i>
<i>Supercritical Water Reactor (SCWR)</i>	<i>Termisk</i>	<i>Öppen, sluten</i>	<i>Stor</i>	<i>Elproduktion</i>	<i>Material, reaktorsäkerhet</i>
<i>Gas-Cooled Fast Reactor (GFR)</i>	<i>Snabb</i>	<i>Sluten</i>	<i>Medelstor</i>	<i>El- och vätgasproduktion, hantering av aktinider</i>	<i>Bränsle, material, reaktorsäkerhet</i>
<i>Lead-alloy Cooled Fast Reactor (LFR)</i>	<i>Snabb</i>	<i>Sluten</i>	<i>Liten</i>	<i>El- och vätgasproduktion</i>	<i>Bränsle, material</i>
<i>Sodium Cooled Fast Reactor (SFR)</i>	<i>Snabb</i>	<i>Sluten</i>	<i>Medelstor</i>	<i>Elproduktion, hantering av aktinider</i>	<i>Avancerad återcyklning av bränsle</i>
<i>Molten Salt Reactor (MSR)</i>	<i>Termisk</i>	<i>Sluten</i>	<i>Stor</i>	<i>El- och vätgasproduktion, hantering av aktinider</i>	<i>Bränsle, bränsleprocesser, material, reaktor- & driftsäkerhet</i>

De energiprodukter som dessa reaktorsystem producerar är alltså inte bara el utan även vätgas och processvärme i allmänhet med tillämpning på t ex avsaltning av vatten.

En översikt ges i figur 6.1 över temperaturkrav för olika sådana processtillämpningar. Reaktortypen VHTR med utloppstemperatur 900-1000 °C kan uppenbarligen användas för att leverera värme till många olika industriella processer. Den främsta drivkraften för utvecklingen av denna reaktortyp är dock idag dess potential för vätgasproduktion i kombination med elproduktion.

Figur 6.1 Krav på temperaturen för olika processtillämpningar



I USA driver man därför nu reaktorprojektet NGNP-Next Generation Nuclear Power som blir en heliumkyld (man kommer också att analysera alternativet saltsmälta för kylning), grafitmodererad termisk reaktor. Syftet med NGNP är tvåfaldigt. Man vill demonstrera dels en VHTR prototyp i full skala licensierad för kommersiell användning av NRC, dels säker och ekonomisk samproduktion av el och vätgas.

Den grundläggande tekniken för NGNP har redan etablerats genom flera tidigare forskningsprojekt både i USA (DRAGON, Fort St.Vrain) och Tyskland (AVR, THTR). Mer kommersiella förebilder finns också i form av General Atomics Gas-Turbine Modular Helium Reactor (GT-MHR), AREVAs High Temperature Reactor Concept och Pebble Bed Modular Reactor (PBMR) projekterad av ett konsortium lett av Sydafrika. Dessutom demonstreras nu viktiga reaktorkomponenter och material för en VHTR genom dels det japanska projektet High-Temperature Engineering Test Reactor (HTTR), dels det kinesiska High-Temperature Reactor (HTR). I HTTR-projektet uppnådde man i april 2004 en utloppstemperatur av 950 °C och demonstrerade därmed att denna typ av reaktor når in i det driftområde som behövs för effektiv vätgasproduktion.

Mot denna bakgrund av erfarenheter från andra projekt kan därför NGNP-projektet mer fokuseras på att demonstrera säkerheten och driftekonomin hos en VHTR snarare än grundkonstruktionen i sig. Ändå kommer den återstående FOU-verksamheten att pågå till ca 2012 varefter reaktorn byggs och tas i drift kring 2017. Uppskattad kostnad för NGNP är 1,8-2,4 miljarder \$. Vi såg i avsnitt 3.5.1 att det nu finns 1,25 miljarder \$ i statligt stöd att driva projektet, men det behövs också annan finansiering för att kunna slutföra det. USAs NGNP-projekt är naturligtvis nära relaterat till GIV.

För att återgå till presentationen av GIF: I tabell 6.2 illustreras hur GIFs medlemsländer ställer sig till att satsa på egen forskning på de olika reaktorsystemen. Det syns tydligt att VHTR är favorit, trots att den i sig själv inte uppfyller alla grundläggande krav för ett energisystem i GIF, bränslecykeln är ju öppen. I kombination med andra reaktortyper ur GIF kan ändå det sammansatta energisystemet uppfylla kravet på uthållighet med avseende råvaran uran. I tabell 6.2 ses också att både MSR och LFR har svagt stöd hos GIF-länderna, trots god potential i förhållande till GIF-målen. En gissning kan vara att VHTR tillsammans med en snabb reaktor, GFR eller SFR, blir de ledande kandidaterna i den fortsatta utvecklingen. En snabb reaktor behövs ju för att ta hand om aktiniderna, vilket är viktigt med tanke på systemets uthållighet.

Tabell 6.2 GIF-ländernas intresse för egen forskning&utveckling på de olika reaktorsystemen

Reak-torsy-stem	Argentina	Brasilien	Canada	Frankrike	Japan	Sydkorea	Sydafrika	Schweiz	Storbri-tannien	USA	EU
VHTR	N	N	X	H	H	H	M	M	H	H	H
SCWR	N	N	H	M	M	M	X	H	F	M	M
GFR	N	N	X	H	M	M	M	H	H	H	M
LFR	N	N	X	F	F	F	X	M	X	M	X
SFR	N	N	X	H	H	H	X	X	M	M	X
MSR	N	N	X	F	X	F	X	X	F	F	M

N	X	F	M	H
Neutral	Nej	Svagt	Medel	Starkt

I februari 2005 skrev fem GIF-länder på ett gemensamt avtal [48] om konkret forskningssamarbete. Dessa länder är USA, Kanada, Frankrike, Japan, Storbritannien. EU förväntas också ansluta sig så snart de byråkratiska processerna genomlöpts. Detta steg är mycket viktigt för att forskningen verkligen skall ta fart och för utbyte av resultat mellan parterna.

IAEA driver också ett program om framtida kärnteknik: The International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles (INPRO). En första rapport kom 2003 om metodik att använda för utvärdering av nya reaktorkoncept mot vissa givna kriterier, liknande dem i GIF. I en andra etapp utvecklades metodiken ytterligare och tillämpades på några olika föreslagna koncept. Denna etapp avrapporterades i december 2004. Pågående etapp skall vara klar under 2006 och här kommer man bl a att söka mer samarbete med andra internationella initiativ, främst GIF. Flera GIF-länder deltar också i INPRO.

Slutligen några ord om utvecklingen av fusionsenergi. Denna går långsamt trots väl utvecklat internationellt samarbete och stora ekonomiska resurser. Den enorma potentialen om man skulle lyckas driver detta internationella projekt. Nyligen beslöts att bygga en ny forskningsreaktor (ITER) för fusion i Cadarache i Frankrike. Man är således ännu

inte framme med en prototyp av en kommersiell fusionsreaktor som ju behövs innan konceptet kan bli intressant för kraftföretagen. Även om ITER löser de återstående problemen och prototypen (som i så fall kommer att byggas i Japan) sedan bekräftar konkurrenskraftiga driftegenskaper, är det alltså fråga om flera decennier innan fusionsenergi kan nå marknaden, knappast före 2040.

7 Referenser

- [1] OECD/IAEA International Ministerial Conference: Nuclear Power for the 21st Century, Paris, 21-22 mars 2005, <http://www.parisnuclear2005.org/accueil.htm>
- [2] Högberg L., Kärnkraften idag och i framtiden, Kungliga ingenjörsvetenskapsakademien, 2002
- [3] Bernander Ö., Kärnkraftens utvecklingsmöjligheter, Bakgrund Nr 1 mars 1999, KSU Analysgrupp,
- [4] Carl-Erik Wikdahl, Kärnkraften i världen-nystart för utbyggnad, Bakgrund Nr 1 februari 2006, KSU Analysgrupp
- [5] IAEA:s hemsidor www.iaea.org
- [6] A Technology Road Map for Generation IV Nuclear Energy Systems, GIF 002-00, December 2002, US DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee and the Generation IV International Forum
- [7] World Association of Nuclear Operators, WANO, www.wano.info, www.wano.org (för medlemmar)
- [8] International Nuclear Safety Advisory Group, Defence in Depth in Nuclear Safety, INSAG-10, IAEA 1996
- [9] General Design Criteria for Nuclear Power Plants, 10 Code of Federal Regulation (CFR), Appendix A to Part 50.
- [10] Harmonization of reactor safety, Report by WENRA reactor harmonization working group, January 2006
- [11] Statens Kärnkraftinspektions författningssamling: SKI föreskrifter om mekaniska anordningar i vissa kärntekniska anläggningar, SKIFS 2000:2; SKI föreskrifter om säkerhet i kärntekniska anläggningar, SKIFS 2004:1; SKI föreskrifter om konstruktion och utförande av kärnkraftsreaktorer, SKIFS 2004:2; SKI föreskrifter om fysiskt skydd av kärntekniska anläggningar
- [12] Fickfakta om strålning, Forsmarks Kraftgrupp AB, OKG Aktiebolag, Vattenfall Ringhals AB
- [13] Erfarenheter från driften av de svenska kärnkraftverken 2004, KSU 2004
- [14] External Costs- Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport, EUR 20198, European Commission 2003
- [15] Vattenfall AB:s certifierade miljödeklaration av el från Forsmarks kärnkraftverk, EPD S-P-00021, 2001-02-01, uppdaterad augusti 2005; Vattenfall AB:s certifierade miljödeklaration av el från Ringhals kärnkraftverk, EPD S-P-00026, 2002-02-15, uppdaterad juni 2004
- [16] Livscykelanalyser för elproduktion, Vattenfallbroschyr, 2002?
- [17] World Nuclear Association (WNA), www.world-nuclear.org,
- [18] Nucleonics Week, www.platts.com
- [19] Nuclear Energy Institute (NEI), www.nei.org
- [20] NRC rapporter Reg Guide 1.188 "Standard Format and Content for Applications to Renew NPP Operating Licenses" (2001), en manual (Standard Review Plan) för NRCs granskning av ansökningarna NUREG-1800 (2001) samt "Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report" NUREG 1801 vols1,2 (2001). Utkast till en reviderad version av NUREG-1801, daterad september 2005, finns också.
- [21] Electric Power Research Institute (EPRI), www.epri.com
- [22] Commissariat de l'Energie Atomique (CEA), www.cea.fr
- [23] AREVA www.areva.com
- [24] Electricité de France (EDF), www.edf.com

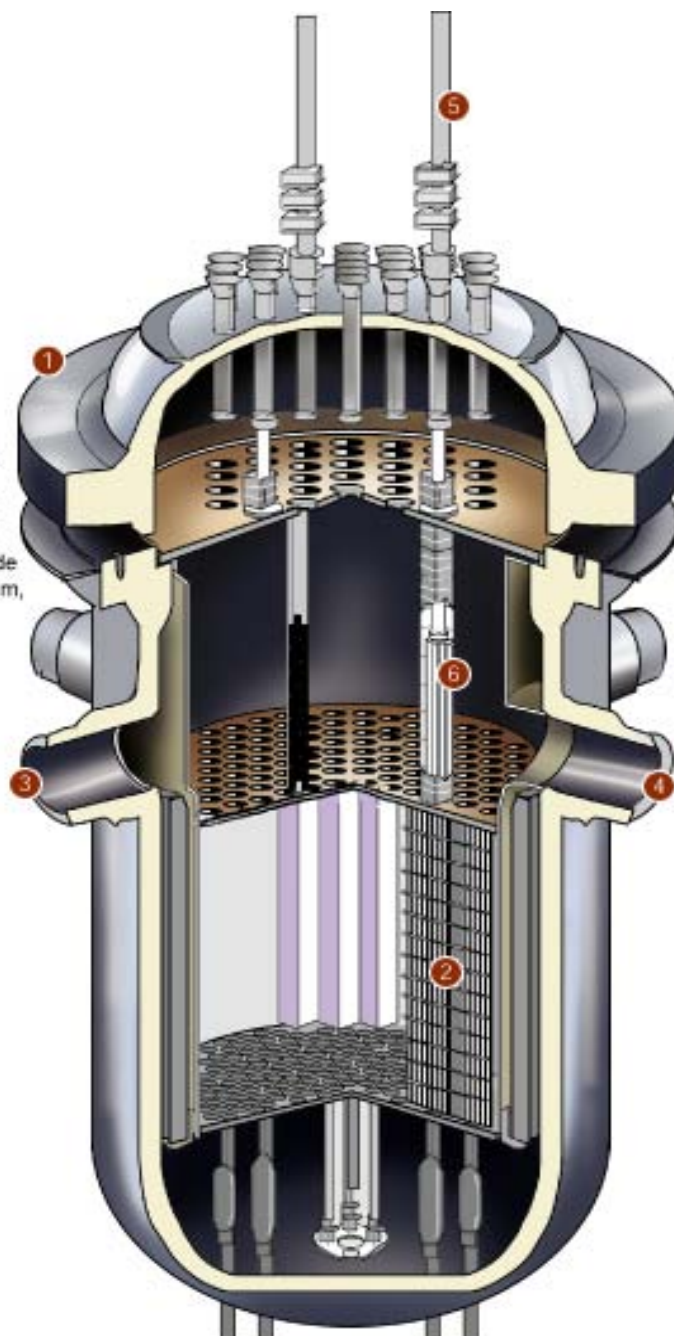
-
- [25] Avtal mellan förbundsregeringen och kraftleverantörerna den 14 juni 2000, utkast svensk översättning, Svensk Energi 200?
 - [26] Data från Verband der Elektrizitätswirtschaft, VDEW i Tyskland
 - [27] Alvar Östman, Erfarenheter av den svenska linjen tungt vatten och naturligt uran i Ågesta kraftvärmeverk, SKI Rapport 02:54, 2002
 - [28] Stig-Erik Larsson, Sammanställning av planerade effekthöjningar i svenska kärnkraftverk, privat kommunikation 2005
 - [29] Karl-Fredrik Ingemarsson, Yngve Flodin, Vattenfall Nuclear Generation in Sweden, intern Vattenfall rapport, 2005
 - [30] What Should be Done in the Upcoming 10 years for Revitalizing Nuclear Businesses in Japan? Japan Atomic Industrial Forum (JAIF, www.jaif.or.jp), 2004
 - [31] Bruce power refurbishment implementation agreement, Bruce Power and Ontario power authority, Oct. 17, 2005
 - [32] Annual energy outlook, US Department of Energy, Energy Information Administration (EIA, www.eia.doe.gov), 2005
 - [33] The global nuclear fuel market, supply and demand 2005-2030, World Nuclear Association, 2005
 - [34] World energy outlook, OECD International Energy Agency (IEA, www.iea.org), 2004
 - [35] Tarjanne R, Luostarinen K, Competitiveness comparison of the electricity production alternatives, 2003
 - [36] Projected costs of generating electricity, Nuclear Energy Agency (NEA, www.nea.fr) and IEA, 2005 update
 - [37] Strategic plan for light water reactor research and development, US Department of Energy/Nuclear Power Industry, 1st edition February 2004
 - [38] 2050 nuclear vision and roadmap, JAIF, 2004
 - [39] Kärnbränslecykeln, Rapport från Vattenfall Bränsle AB, 2003?
 - [40] Uran-en uthållig energikälla, Bakgrund nr 1, maj 2005, KSU Analysgrupp
 - [41] Sven Kullander et al, Report from a visit to Japan in March 2005, IVA, Uppsala universitet, Svensk Energi
 - [42] R Price, An analysis of uranium exploration and price, NEA news 2005-No. 23.1, Nuclear Energy Agency 2005; R Price personlig kommunikation 2005
 - [43] Slutrapport "Our Common Future", Världskommissionen för miljö och utveckling, 1987
 - [44] Radioactive waste, Special Eurobarometer 227, European Commission, September 2005
 - [45] Det svenska avfallsprogrammet SKB 2000, Djupförvar för använt kärnbränsle SKB 2003, Svensk Kärnbränslehantering AB (SKB, www.skb.se)
 - [46] Bataille C, Birraux C, "Pour s'inscrire dans la durée: une loi en 2006 sur la gestion durable des déchets radioactifs", L'état d'avancement et les perspectives des recherches sur la gestion des déchets radioactifs, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Mars 2005
 - [47] Actinide and Fission Product Partitioning and Transmutation; Status and Assessment Report, OECD Nuclear Energy Agency, Paris, France 1999
 - [48] Framework agreement for international collaboration on research and development of Generation IV nuclear energy systems, February 28, 2005

A Teknikbilaga A – Kommersiella reaktortyper i drift i dag

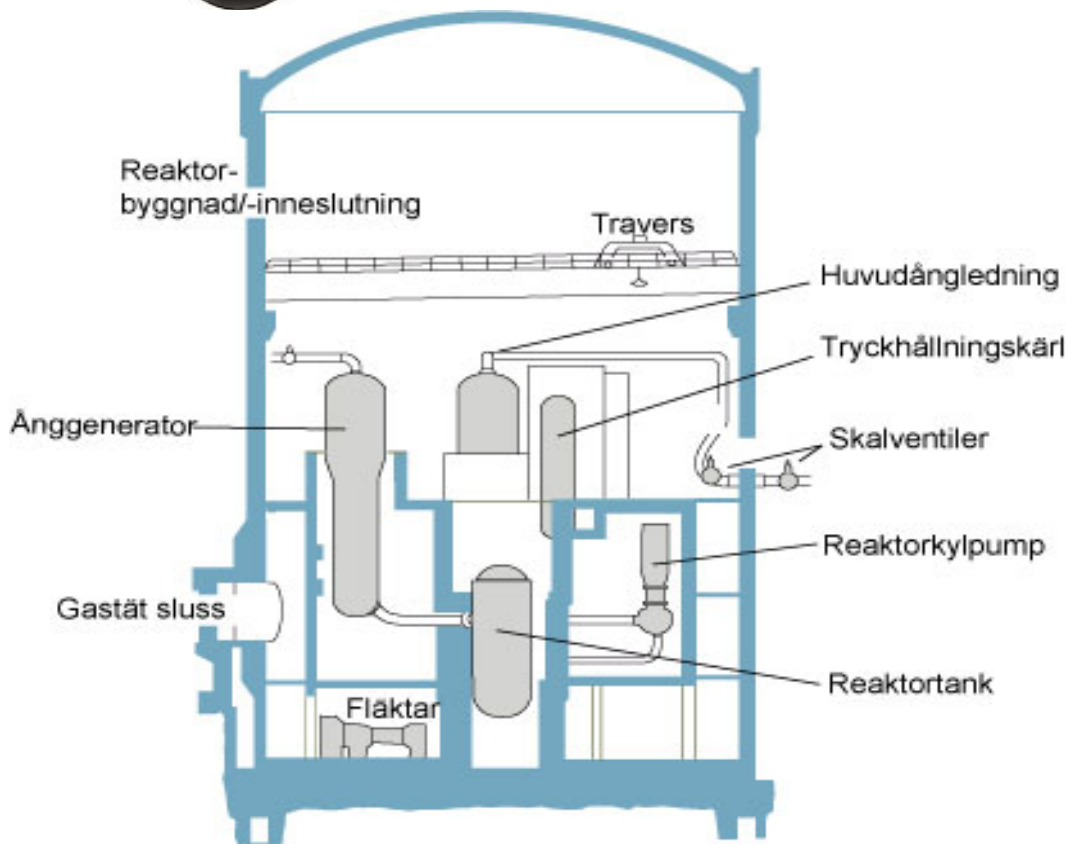
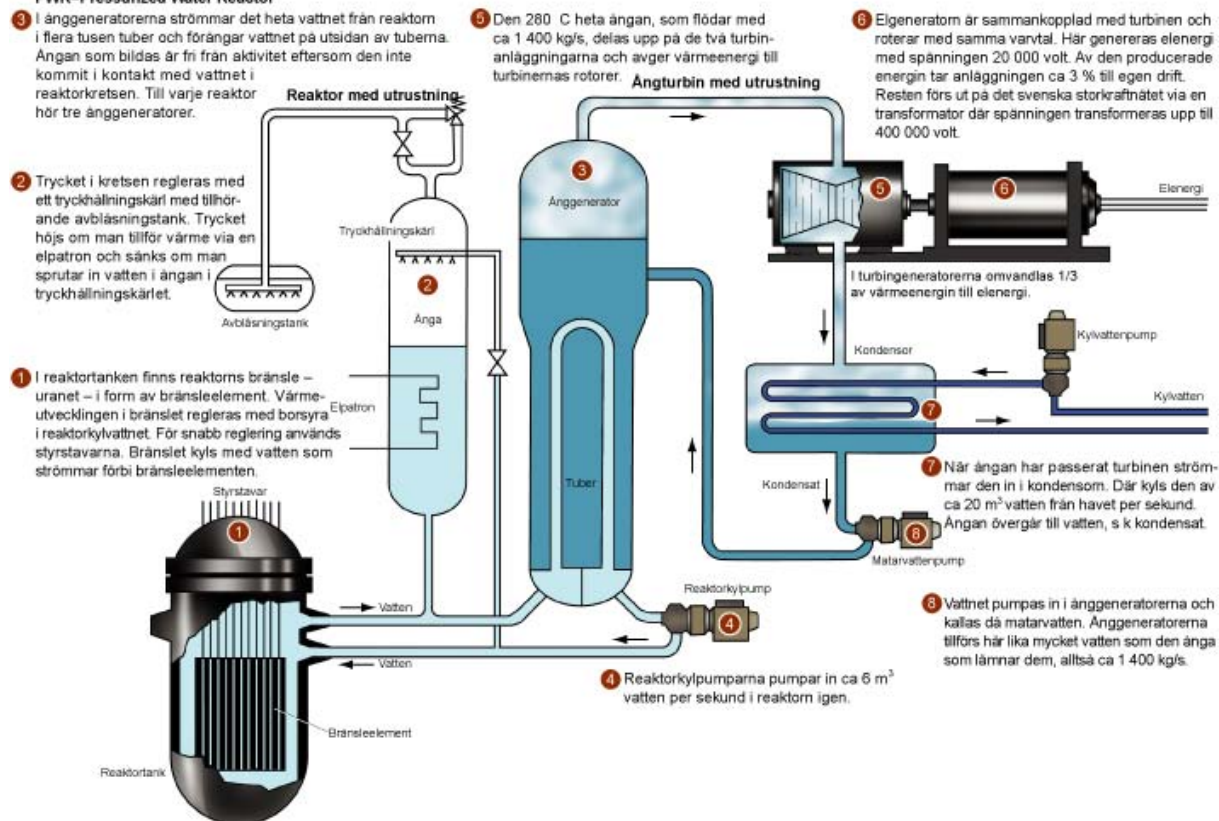
I denna bilaga presenteras några av de reaktortyper som är i drift idag. Tonvikt läggs på PWR och BWR som tillsammans (inkl VVER) utgör 357 av de 443 reaktorer som fn är i drift. Illustrationerna har ställts till förfogande av KSU.

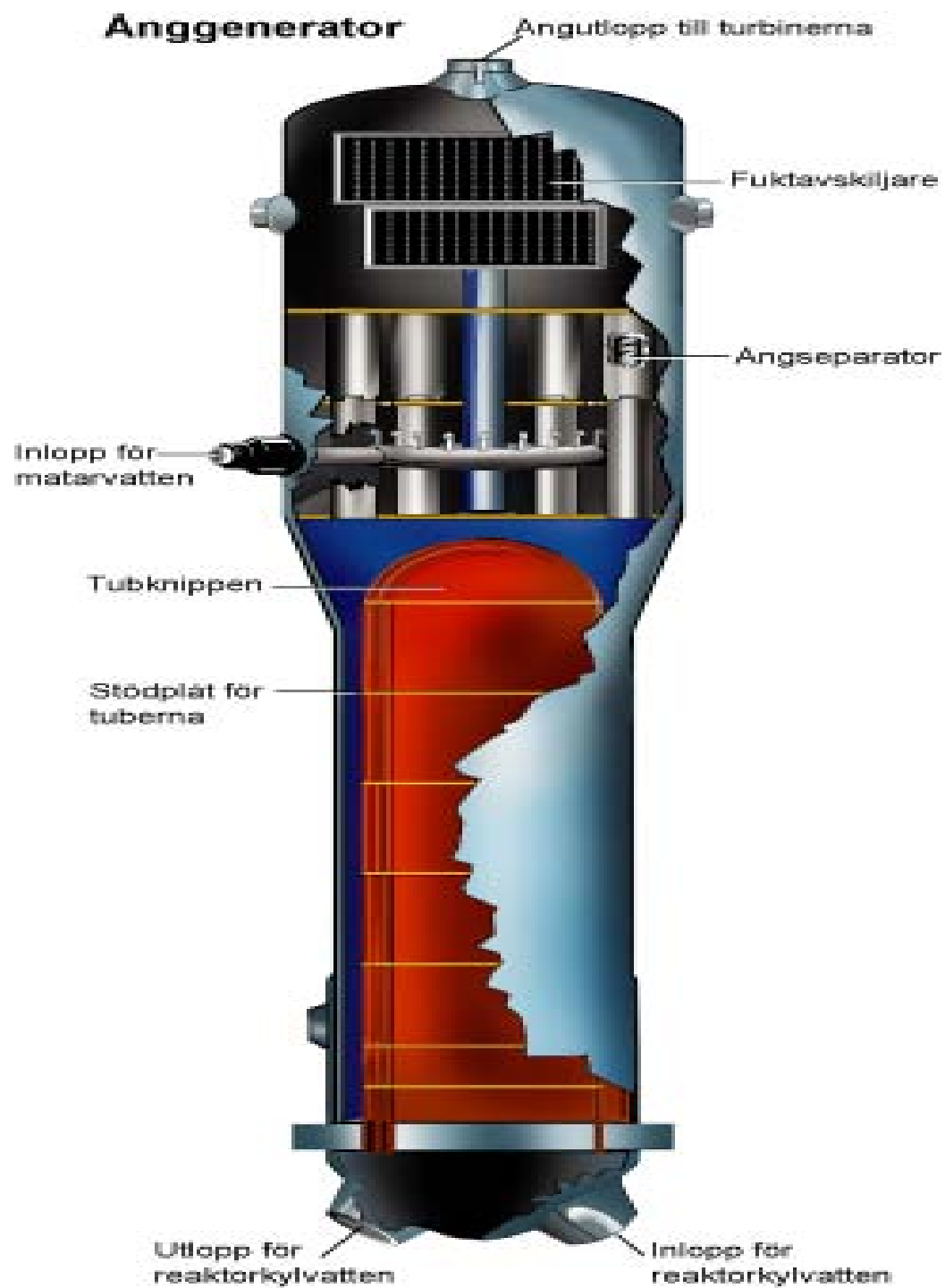
Tryckvattenreaktor PWR= Pressurized Water Reactor

- 1 I en tryckvattenreaktor är härden mer kompakt och reaktortrycket högre än i en kokvattenreaktor. Eftersom vattnet inte kokar i reaktorn behövs ingen utrustning för att skilja av ånga i tanken. En tryckvattenreaktortank är därför lägre och har mindre diameter och tjockare vägg än motsvarande kokvattenreaktortank. Höjden är 13 m, bredden 4 m, väggen 20 cm.
- 2 Bränsleelement, ca 160 stycken.
- 3 Inlopp för reaktorkylvatten, tre stycken.
- 4 Utlopp för reaktorkylvatten, tre stycken. Vattnets temperatur är ca 320 °C.
- 5 Styrstavsdrivdon.
- 6 Styrstavar, ca 50 stycken.



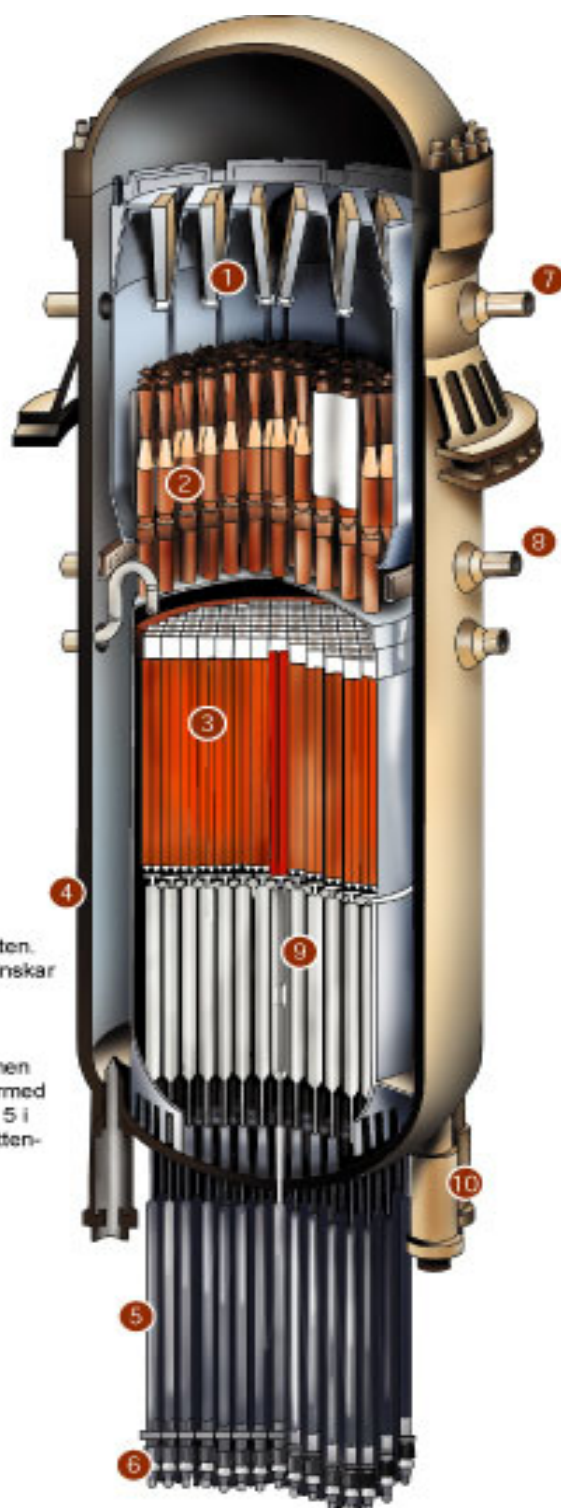
PWR=Pressurized Water Reactor

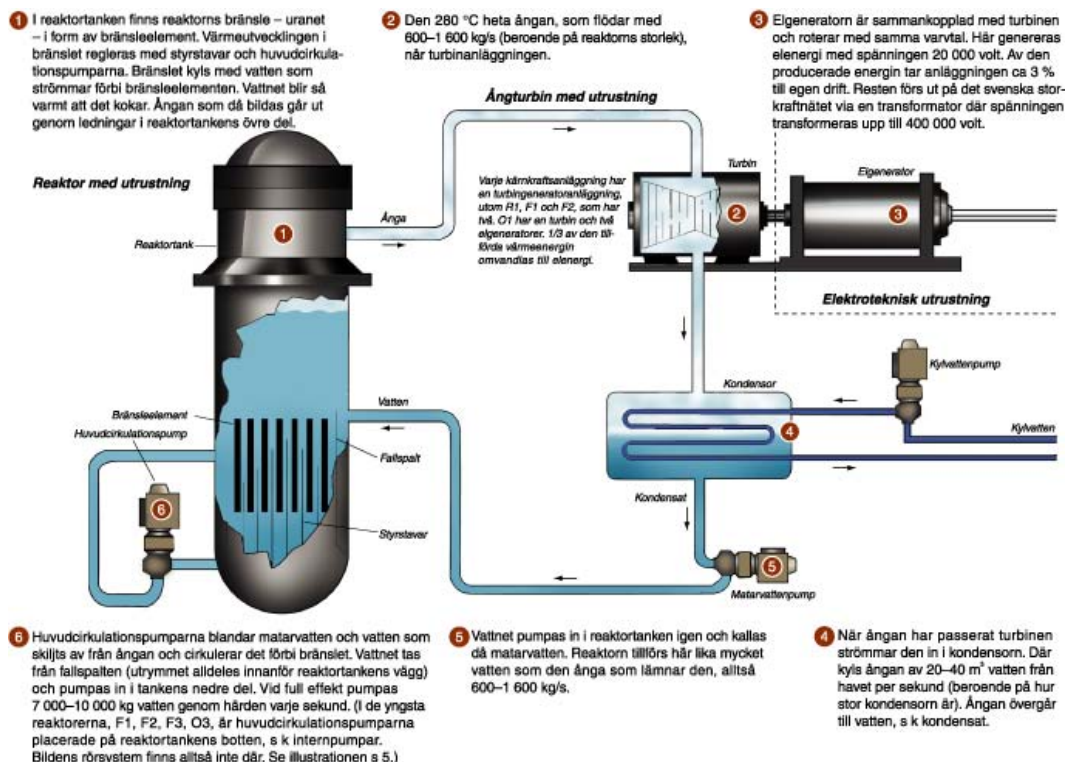




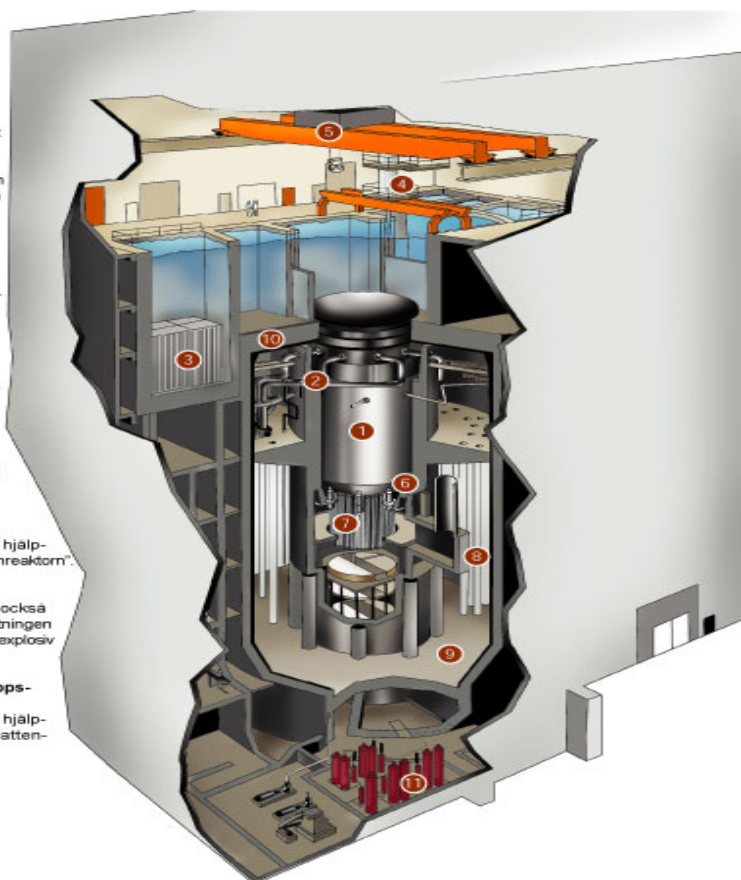
Kokvattenreaktor BWR = Boiling Water Reactor

- 1 Fuktavskiljare
Tar hand om de sista fuktesterna i ångan. Ångan strömmar genom veckade plåtpaket, vatten skiljs av och rinner ner i fallspalten.
- 2 Ångseparator
Ångseparatorena minskar ångans vattenhalt. Ånga-vattenblandningen sätts i rotation, vattendroppar skiljs då av och rinner ner i fallspalten.
- 3 Bränsleelement
400–700 st som sammanlagt väger 80–120 ton.
- 4 Reaktortank
En reaktortank är 20 m hög och 6 m i diameter. Tankväggen är ca 15 cm tjock.
- 5 Ledrör för styrstavsdrivdon
- 6 Drivdonsmotor
- 7 Utlopp för ånga
Det finns fyra eller fler utlopp.
- 8 Inlopp för matarvatten
- 9 Styrstav
100–175 st. Med styrstavarna regleras reaktoreffekten. När stavar dras ut ökar effekten, när de skjuts in minskar den.
- 10 Huvudcirkulationspump
4–8 st, inbyggda som här, eller yttre som i illustrationen på s 4. Genom att ändra pumparnas varvtal, och därmed vattenflödet, kan man reglera reaktoreffekten (se s 5 i "Några viktiga hjälp- och säkerhetssystem för kokvattenreaktor").

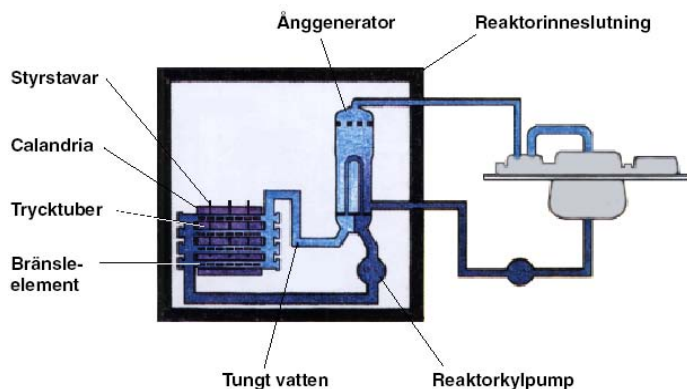




- 1 Reaktor**
- 2 Ängledningar**
- 3 Bränslebassäng**
Här förvaras använt bränsle i avvaktan på transport till Centralt mellanlager för använt kärnbränsle (CLAB) i Oskarshamn. Bassängen är vattenfylld – vatten är en bra strålskärm och ett bra kylmedel.
- 4 Bränslebytesmaskin**
- 5 Taktravers**
För slyftning av reaktortanklocket.
- 6 Huvudcirkulationspumpar**
- 7 Drivdon för styrstavar**
Styrstavssystemet beskrivs på s 5 i häftet "Några viktiga hjälp- och säkerhetssystem för kokvattenreaktor".
- 8 Nedblåsningsrör**
Beskrivs på s 9 i "Några viktiga hjälp- och säkerhetssystem för kokvattenreaktor".
- 9 Kondensationsbassäng**
Beskrivs på s 7 i "Några viktiga hjälp- och säkerhetssystem för kokvattenreaktor".
- 10 Reaktorinneslutning**
Klarar högt tryck (5 bar) och är också strålskärm. Under drift är inneslutningen fylld med kvävgas, som hindrar att explosiv gas bildas vid ett haveri.
- 11 Kvävgastankar för snabbstopps-systemet**
Beskrivs på s 5 i "Några viktiga hjälp- och säkerhetssystem för kokvattenreaktor".



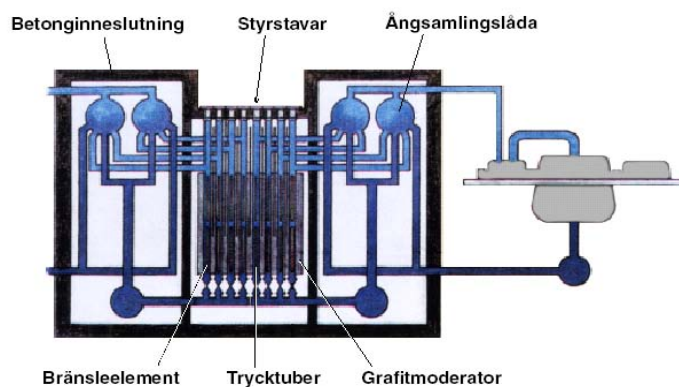
Tungvattenreaktor, CANDU



Analysgruppen vid KSU

Reaktortyp utvecklad av AECL i Kanada och exporterad till flera länder. Totalt finns idag 41 CANDU-reaktorer i drift. Använder naturligt uran som bränsle. Bränslebyte under drift

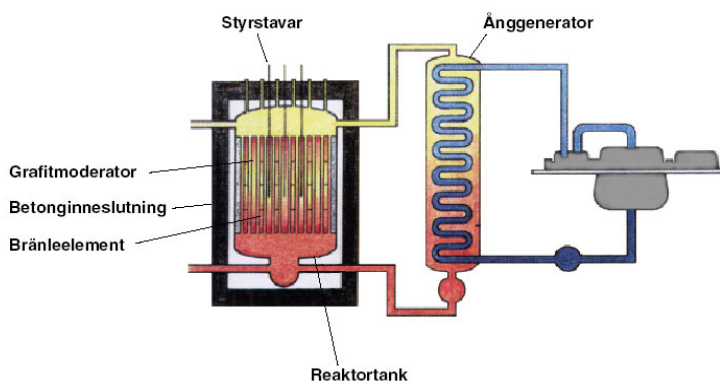
Kanalkokarrektor, RBMK



Analysgruppen vid KSU

Den ryska RBMK-reaktorn har ingen inneslutning. Bränslebyte under drift. Signifikanta säkerhetshöjande åtgärder har införts sedan Tjernobylolyckan.

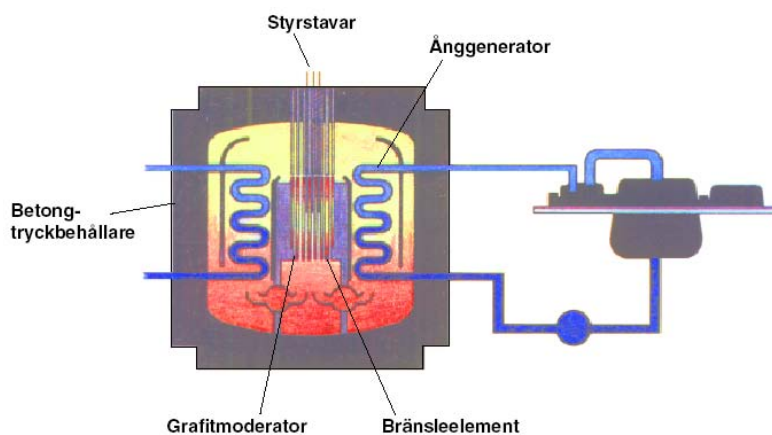
Gaskyld reaktor, Magnox



Analysgruppen vid KSU

MAGNOX är en reaktortyp av generation I som huvudsakligen byggts i Storbritannien och som nu är under avveckling. Kyls med CO_2 och använder naturligt uran som bränsle.

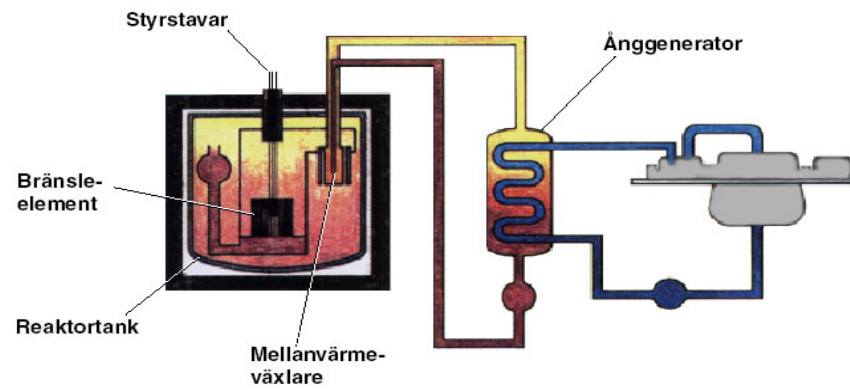
Gaskyld reaktor, AGR



Analysgruppen vid KSU

Har bara byggts i Storbritannien. En modernare version av MAGNOX. Anrikat bränsle.

Snabb bridreaktor



Analysgruppen vid KSU

Reaktorer av denna typ med Na-kylning finns i drift i Ryssland, Frankrike och Japan.

B Teknikbilaga B - Reaktorsäkerhet

De grundläggande säkerhetsfunktionerna som reaktorns säkerhetssystem, tekniska som administrativa, skall utföra är:

- Styrning av reaktiviteten
- Kylning av bränslet
- Inneslutning av radioaktivt material och styrning av utsläpp under normaldrift samt begränsning av utsläpp vid olyckor.

Begreppet djupförsvar är centralt inom reaktorsäkerheten. Det har tillkommit för att skydda såväl allmänheten som de som arbetar i ett kärnkraftverk. Tanken är att alla säkerhetsåtgärder, vare sig de vilar på organisation, mänskligt beteende eller utrustningar, skall omfatta flera skikt av överlappande åtgärder eller anordningar så att om ett fel inträffar skall det kompenseras eller rättas till utan att någon kommer till skada. Denna idé om flera skyddsnivåer är grundtanken i begreppet djupförsvar.

Reaktorns säkerhet vilar också på att flera fysiska barriärer upprättats mellan det radioaktiva materialet i bränslet och reaktorns omgivning: kapslingen kring själva bränslekutsarna, reaktortanken och reaktorinneslutningen. Djupförsvaret utformas så att dessa barriärer så långt möjligt förblir intakta genom att djupförsvarets olika nivåer inrättas i en hierarkisk ordning enligt Tabell B.1

Tabell B.1, Djupförsvarets nivåer

Djupförsvars-nivå	Syfte	Huvudsakligt sätt att uppnå syftet
Nivå 1	Förhindra onormal drift och uppkomsten av fel	Marginaler och hög kvalitet i konstruktion och drift
Nivå 2	Styra onormal drift och upptäcka fel	System för styrning, begränsning och skydd samt andra övervakningsåtgärder
Nivå 3	Styra olyckor inom konstruktionsgränserna	Tekniska säkerhetsanordningar och administrativa procedurer
Nivå 4	Styra svåra haverier på sådant sätt att haveriet inte fördjupas och så att följdverkningarna lindras	Kompletterande åtgärder och haverihantering
Nivå 5	Lindra radiologiska följdverkningar av större utsläpp av radioaktivt material	Beredskapsåtgärder i berörda områden utanför reaktoranläggningen

IAEA har nyligen publicerat en metodrapport som visar hur man kan systematiskt utvärdera djupförsvarets kvalitet i en reaktor (*IAEA Safety Reports Series No.46, 2005*)

För att så långt möjligt garantera funktionen hos de olika tekniska säkerhetsanordningar och system som nämns i tabellen ovan utformas dessa med redundans, diversifiering och separation. Redundans innebär att ett system flerfaldigas i parallella stråk så att den önskade funktionen uppnås även om t ex en pump i ett av stråken inte startar. Diversifiering betyder att önskad funktion uppnås genom olika tekniska lösningar som bygger på olika fysikaliska principer. Ett exempel är snabbstoppsfunktionen i en BWR som normalt sker via ett system trycksatt med en gas men också kan ske genom att styrtavarna ”skruvas” in med hjälp av elektriska motorer. Ett tredje system träder in om de andra fallerar: en borlösning sprutas in i reaktorhärden så att fissionsreaktionerna upphör. Separation innebär att de olika redundanta eller diversifierade systemen placeras åtskilt i anläggningen så att risken minskar för att de skadas samtidigt av t ex en explosion eller brand.

Reaktorsäkerhet är i högsta grad en internationell angelägenhet och samarbete finns mellan säkerhetsmyndigheter i olika länder (ett exempel är WENRA-Western Europe Nuclear Regulators Association) och mellan reaktoroperatörer i hela världen (WANO-World Association of Nuclear Operators). Både IAEA och OECD/NEA arbetar med reaktorsäkerheten i sina medlemsländer. Dessutom finns sedan 1996 även ett juridiskt instrument, Kärnsäkerhetskonventionen (Nuclear Safety Convention), som ålägger konventionens medlemsländer att upprätthålla en hög säkerhet och rapportera hur man uppfyller de ställda kraven. Konventionen har undertecknats av 65 parter och ratificerats av 41 länder.

IAEA utvecklade 1990 tillsammans med OECD den sk International Nuclear Event Scale (INES) för att kunna standardisera och kommunicera händelser i kärntekniska anläggningar till gemene man, se Tabell B.2 på nästa sida.

Man kan notera att reaktorhaveriet 1979 i Three Mile Island 2 (TMI), där större delen av härden smälte, ligger på nivå 5 i skalan dvs bara måttliga mängder radioaktivitet släpptes ut. I termer av nivåerna i djupförsvaret innebär detta att händelsen fångades upp och stannade på nivå 4. Haveriet i Chernobyl däremot gick till nivå 7 och ledde till skador på både hälsa (främst sköldkörtelcancer) och miljö.

Tabell B.2 INES Event Scale (IAEA)

Level Descriptor	Off-Site Impact	On-Site Impact	Defence-in-Depth Degradation	Examples
7 Major Accident	<i>Major Release:</i> Widespread health and environmental effects			Chernobyl, Ukraine, 1986
6 Serious Accident	<i>Significant Release:</i> Full implementation of local emergency plans			-
5 Accident with Off-Site Risks	<i>Limited Release:</i> Partial implementation of local emergency plans	Severe core damage		Windscale, UK, 1957 (military). Three Mile Island, USA, 1979.
4 Accident Mainly in Installation either of:	<i>Minor Release:</i> Public exposure of the order of prescribed limits	Partial core damage. Acute health effects to workers		Saint-Laurent, France, 1980 (fuel rupture in reactor). Tokai-mura, Japan, 1999 (criticality in fuel plant for an experimental reactor).
3 Serious Incident any of:	<i>Very Small Release:</i> Public exposure at a fraction of prescribed limits	Major contamination, Overexposure of workers	Near Accident. Loss of Defence-in-Depth provisions	Vandellos, Spain, 1989 (turbine fire, no radioactive contamination). Davis-Besse, USA, 2002 (severe corrosion)
2 Incident	nil	nil	Incidents with potential safety consequences	
1 Anomaly	nil	nil	Deviations from authorised functional domains	
0 Below Scale	nil	nil	No safety significance	

C Teknikbilaga C - Reaktortyper tillhörande Generation III

En mycket utförlig och komplett sammanställning ges i *IAEA TECDOC 1391 Status of Advanced LWR Designs 2004*. IAEA-rapportens avsnitt om design för stora, mer än 700 MWe, och mellanstora, 300-700 MWe, reaktorer är av direkt intresse för denna rapport. Här begränsar vi oss till de reaktortyper som fn ligger närmast internationell kommersialisering.

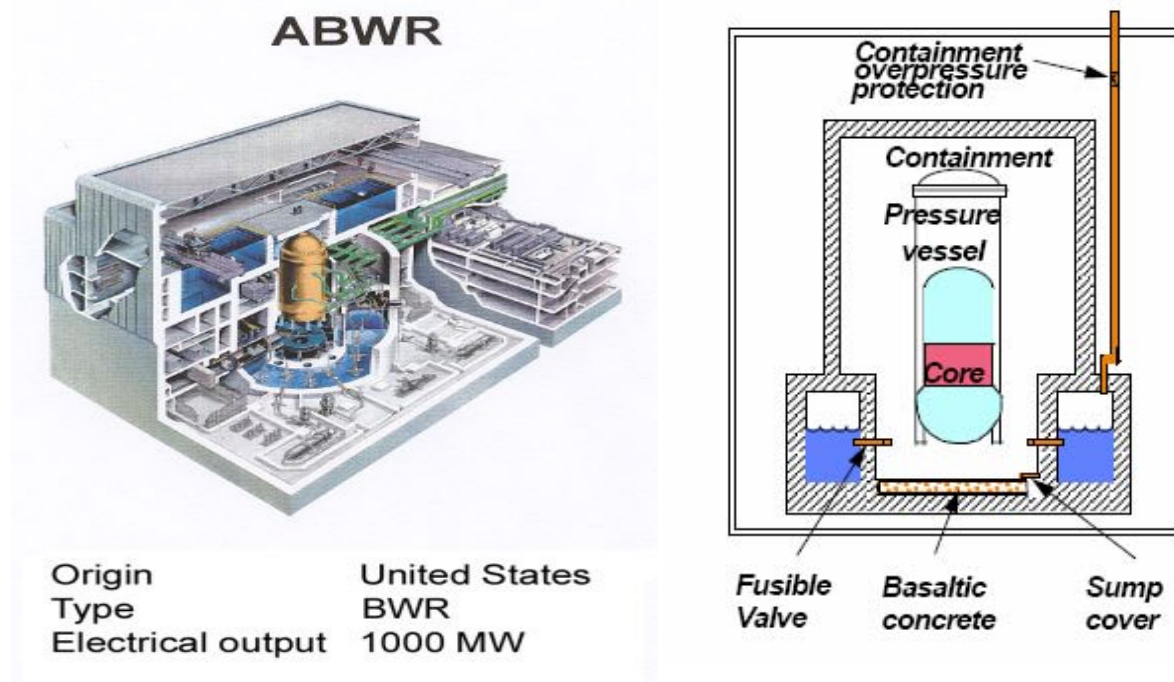
En stor utmaning vid utveckling av dessa nya reaktortyper har varit att få dem ekonomiskt konkurrenskraftiga i förhållande till stora kol- eller gaskraftverk. Detta söker man uppnå genom modularisering, standardisering och förenkling i utformningen av reaktorn. En annan utmaning har varit att ytterligare höja säkerheten. I de nya säkerhetskraven ingår att ytterligare minska sannolikheten för olyckor och dessutom ändå bättre kunna lindra konsekvenserna om en sådan olycka trots allt skulle inträffa. Målet har varit att eliminera olyckssekvenser som kan leda till stora utsläpp tidigt i ett scenario och att svåra olyckor, som i ett sent skede kan leda till att inneslutningens integritet bryts, betraktas i reaktorns konstruktion så att konsekvenserna av sådana olyckor bara kräver begränsade skyddsåtgärder.

Flera olika tekniska metoder används för att uppfylla dessa säkerhetskrav. Reaktorn kan utformas med större inventarium av vatten, lägre effekttäthet, redundanta och diversifierade säkerhetssystem med större tillförlitlighet och med förbättrad fysisk separation. Man har också i vissa reaktortyper infört passiva system för kylning och kondensation. Passiva system behöver inga elektriska eller mekaniska anordningar för att initieras utan litar här till naturlagar som tyngdkraften och konvektion. Slutligen har inneslutningen gjorts ändå starkare, ibland har man tom dubbel inneslutning som extra skydd mot yttre påverkan.

C.1 Advanced Boiling Water Reactor (ABWR)

Denna reaktortyp, som konstruerats av General Electric, har redan byggts i flera exemplar i Japan, de två första ABWR togs i drift 1996 respektive 1997. Ytterligare några är under konstruktion i Japan och i Taiwan. Ett viktigt säkerhetskrav vid utformningen av ABWR har varit att minska härdskadefrekvensen med ca en faktor tio i förhållande till befintliga reaktorer. De faktorer som mest bidragit till förbättrad byggekonomi är minskad volym i reaktorbyggnaden och långt driven modularisering.

Drifterfarenheterna hittills är goda och bekräftar prognoser om bättre tillgänglighet och lägre stråldoser till personal än befintliga BWR. Illustrationerna i Teknikbilaga A av BWR ger en god principiell bild även av ABWR. Härutöver visas i figur på nästa sida en översiktsbild av en ABWR samt skiss av dess konsekvenslindrande system vid svåra haverier.



Figur C1. Advanced Boiling Water Reactor (ABWR)

C.2 European Pressurized Water Reactor (EPR)

Utformningen av EPRs förmåga att hantera svåra haverier har gjorts så att utrymning av omgivande befolkning ej skall behövas. EPR har utformats för att kunna hantera och kyla en härdsmlta. En dubbel inneslutning ger extra skydd mot externa händelser. EPR har också en långt utvecklad fysisk separation av redundanta säkerhetssystem, som framgår av illustrationerna i figur C2. Detta minskar risken för "common cause failures".

Byggekostnaden per installerad kW kan hållas rimligt låg genom att anläggningen är så stor-1600 MWe. Reaktorn har vidare utformats för att förenkla underhållet och tillåta en mycket hög tillgänglighet. Dessutom räknar man från början med en livslängd av 60 år.

C.3 Advanced Pressurized Water Reactor AP1000

Denna reaktortyp, som har konstruerats av Westinghouse, erhöill Design Certification (DC) från NRC 26 januari 2006 och har därmed licensierats fullständigt i USA. AP1000, utvecklad från den tidigare av NRC godkända modellen AP600, är en två-loops reaktor med drygt 1100 MWe effekt. AP1000 har passiva säkerhetssystem och långt driven förenkling i utformning vilket underlättar i både drift och underhåll och minskar kostnader och byggtid. Leverantören uppskattar att kostnaden för en anläggning med två AP1000 ligger kring 1100\$/kWe efter det att ett antal AP1000 redan byggts.

Utformningen bygger på moduler, i standardutförande består reaktorn av 50 större och 250 mindre moduler. De mindre modulerna kan skickas på järnväg och tillverkas parallellt och oberoende av varann i fabriker som påminner om skeppsvarv.

Säkerhetssystemen litar till naturlagarna för sin funktion: tyngdkraften, naturlig cirkulation och komprimerad gas driver reaktorns kylsystem efter en reaktorolycka.

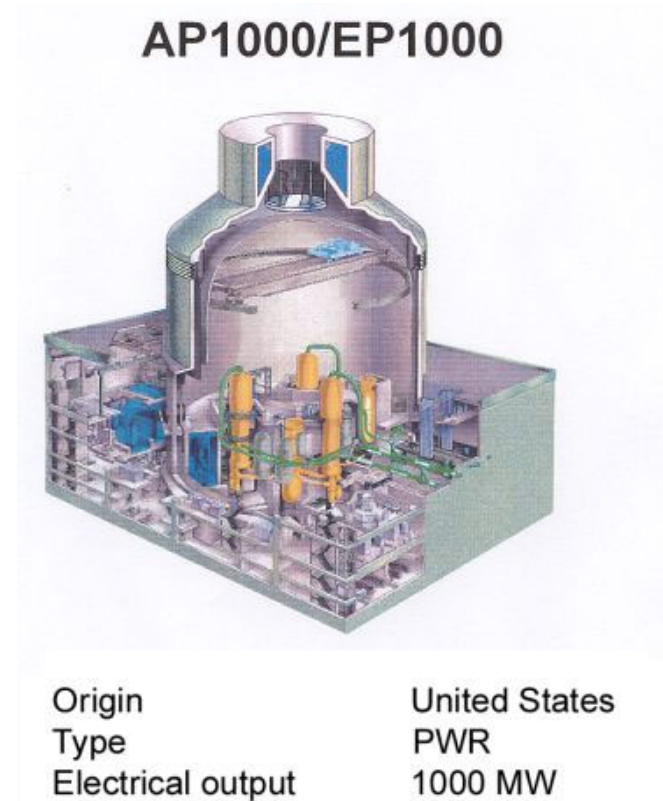
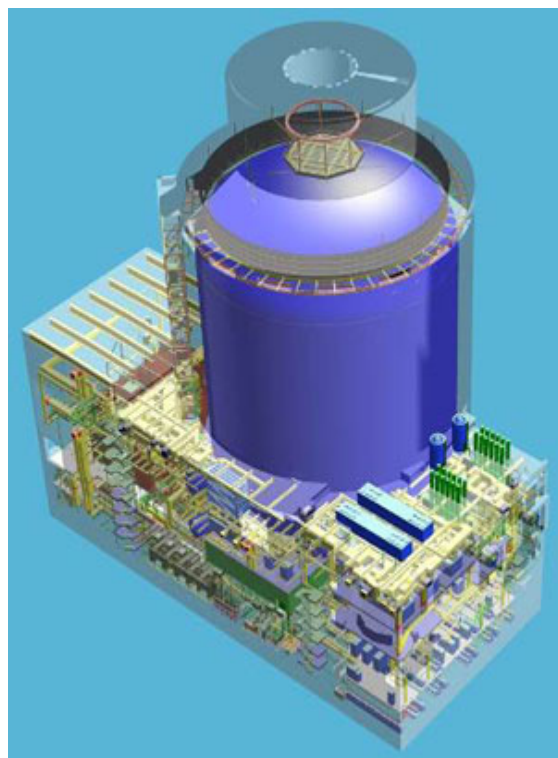
Figur C2. European Pressurized Water Reactor (EPR)



The reactor containment building has two walls: an inner pre-stressed concrete housing (5) and an outer reinforced concrete shell (6), both 1.30 m thick. It houses the reactor coolant system, the main components of which are the reactor vessel (1), the steam generators (2), the pressurizer (3) and the reactor coolant pumps (4). Inside the containment there is a special area (7) where in the event of core meltdown, any of the molten core escaping from the reactor vessel would be collected, retained and cooled. The turbine building (10) houses the equipment that transforms the steam produced into electricity: the turbine, the alternator and the transformer, which is connected to the grid. In the event of a power blackout, diesel generators, housed in two separate buildings (9), supply electricity to the safety functions.

The major safety systems comprise four sub-systems or "trains" and each train is capable of performing itself the complete safety function. There is one train in each of the four safeguard buildings (1), separated from each other by the reactor building (2) to prevent simultaneous common-cause failure of the trains. The outer shell (1) covers the reactor building (2), the spent fuel building (3) and two of the four safeguards buildings (4). The other two safeguard buildings (5) are protected by being in a different location.

Figur C3. Advanced Pressurized Water Reactor AP1000



Tabellen nedan visar hur man sparar in på olika reaktorkomponenter och byggmaterial genom den förenklade utformningen.

AP1000 förenklad utformning		
Komponent	Generation II 1000 MWe PWR (referens)	AP1000
Pumpar	280	180
Säkerhetsklassade ventiler	2800	1400
Säkerhetsklassad rörledning (ft)	110000	19000
Kabel (miljoner ft)	9,1	1,2
Jordbävningssäker byggnad (miljoner kubikfot)	12,7	5,6

C.4 Economic Simplified Boiling Water Reactor (ESBWR)

En aktuell referens är *Nuclear News*, Januari 2006 där ESBWR presenteras ingående. Utvecklingen på General Electric av denna reaktortyp började redan 1990 med en modell SBWR på 670 MWe som senare övergavs då den inte kunde ge tillräckligt hög nominell effekt för att bli ekonomisk. I den fortsatta utvecklingen mot ESBWR lades stor vikt vid enkelhet, standardisering, driftflexibilitet och ekonomi.

Enkelhet uppnåddes bl a genom att antal system och byggnader minskades. Så införde man t ex passiva säkerhetssystem och naturlig cirkulation. Standardisering genomfördes både på system och komponentnivå. Reaktorn har fått utvidgade driftmarginaler: reaktortanken är stor och håller ett stort inventarium av vatten och ånga, det finns ingen driftpunkt med termohydraulisk instabilitet. Låga kostnader uppnås dels genom att utvecklings- och licensieringskostnaderna kunnat hållas nere, att drift och underhåll för- enklas och att byggtiden förkortats. GE har också kunna ta delar av konstruktionen från sin beprövade ABWR, i tabellen nedan visas några viktiga skillnader i konstruktion mellan BWR/6 , ABWR och ESBWR, reaktormodeller i generation II, III och III+, respektive.

Parameter	BWR/6	ABWR	ESBWR
Effekt (MWt/MWe)	3900/1360	3926/1350	4500/1550
Reaktortanken (höjd/diam)m	21,8/6,4	21,7/7,1	27,7/7,1
Antal bränsleknippen	800	872	1132
Aktiv bränslehöjd,m	3,7	3,7	3,0
Effekttäthet (kW/l)	54,2	51	54
Cirkulationspumpar	2 (yttre)	10 (interna)	0
Pumpar i säkerhetssystemen	9	18	0
Säkerhetsrealterade dieselgeneratorer	3	3	0
Reglersystem och instrument	Analog, enkanal	Digitala, flerkanaliga	Digitala, flerkanaliga
Härdska defrekvens/år	10^{-6}	$2 \cdot 10^{-7}$	$3 \cdot 10^{-8}$
Volym för säkerhetsbyggnader (m ³ /MWe)	170	180	130

De system som inte är beprövad teknik genom demonstration i en reaktor har ändå testats i stor skala i experiment så att den önskade funktionen kunnat verifieras.

NRC handlägger sedan december 2005 en ansökan om ”design certification” av ESBWR och tidplanen pekar på att myndighetens utvärdering kan vara klar till 2007. Detta skulle passa bra med de planer som en del amerikanska kraftföretag har på en ansökan om COL-kombinerad bygg- och driftlicens för en ESBWR 2007-2008.

C.5 VVER-1000/V-392

Denna ryska reaktormodell från Atomenergoprojekt/Gidropress har utvecklats från erfarenheter med drift av modellen V-320 med strävan till förbättrad säkerhet och förenkling. Både passiva och aktiva säkerhetssystem används. Reaktorn har dubbel inneslutning.

Investeringskostnaden för den V-392 som byggs i Novovoronezh är bara drygt 60% av en motsvarande V-320. Även elproduktionskostnaden beräknas bli betydligt lägre för V-392 än för V320. Här anges en minskning med ca 30%.

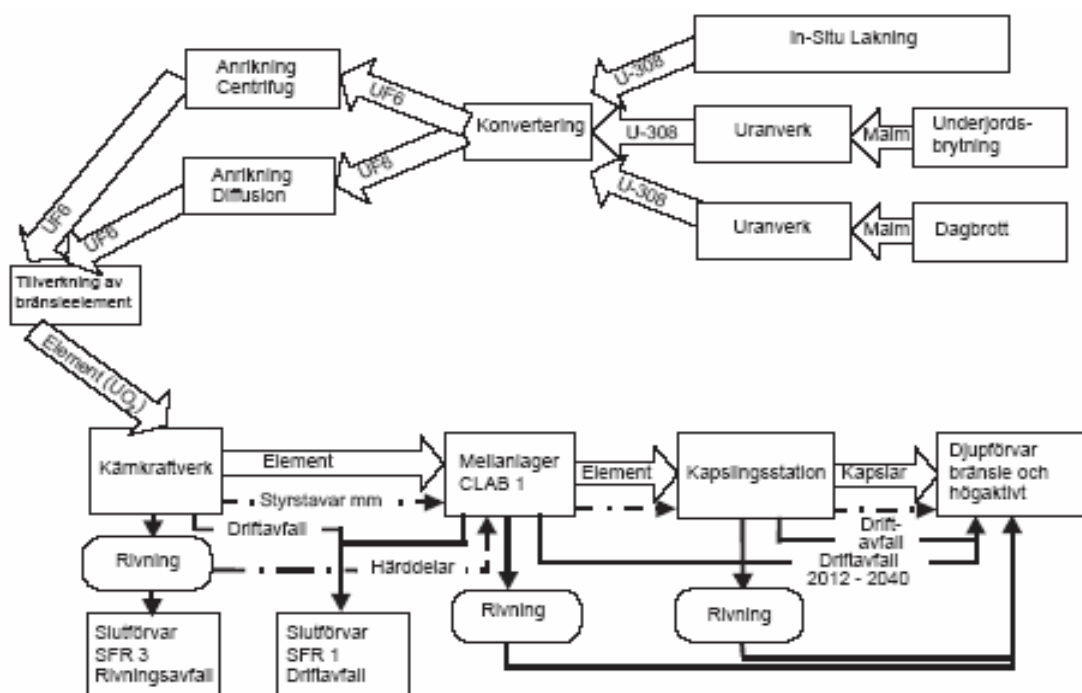
Reaktorn har exporterats till Indien där två block är under uppförande i Kudankulam med planerad uppstart 2007 och 2008. Ryssland har också offererat V-392 till Kina i en pågående upphandling.

D Teknikbilaga D - Kärnbränslecykeln

D.1 Inledning

Bränslet i ett kärnkraftverk består av uran som förekommer rikligt i jordskorpan. Det är ca 500 gånger vanligare än guld och ungefär lika vanligt förekommande som tenn. Naturligt uran består av isotoperna uran-238 (ca 99,3 %) och uran-235 (ca 0,7 %) och spår av uran-234. Det är ur strålningssynpunkt ofarligt att vistas nära eller till och med hålla i naturligt uran. Uran är dock en toxisk tungmetall som är giftig ur kemisk synpunkt om det kommer in i kroppen. Kärnbränslecykeln, dess produkter och processer, i sin mest generella form illustreras nedan. I Sverige har vi ingen sluten bränslecykel utan bryter med slutförvar i läget "used fuel management".

I flödesschemat nedan visas steg för steg uranets väg från brytning till slutlig avfallsförvaring med tillämpning på svenska förhållanden, se också kapitel 5 om avfallshantering.



D.2 Uranutvinning

Uran kan utvinnas ur jordskorpan på olika sätt, i dagbrott, underjordsgruva eller med In-Situ-Lakning. Tekniken att bryta uran skiljer sig inte nämnvärt från brytning av t. ex. järn- eller kopparmalm. Valet av brytningsmetod beror i stort sett på relativ brytkostnad och på faktorer som storlek, form, djup och koncentration av malm i malmkroppen. För att få gruvdrift lönsam utvinns ofta flera olika ämnen i samma gruva/dagbrott. Miljö-, hälso- och säkerhetsaspekter vid gruvdrift är likartade oavsett vilken malm som bryts.

Dagbrott

Malmen transporteras till ett uranverk, som i allmänhet ligger nära gruvan. I uranverket krossas och mals malmen till sand och blandas med vatten till en slurry. Därefter lakas uranoxiden ut med svavelsyra och syralösningen inklusive uranoxiden separeras från sanden. Lösningen renas och behandlas med ammoniak, så att en pulverformig urandioxid erhålls s.k. yellowcake., innehållande ca 70 % uran. Pulvret, U_3O_8 , packas sedan i ståltunnor som försluts innan transport.

Urandioxiden är svagt radioaktivt och den strålning som en person som står en meter från en sådan tunna exponeras för är ca hälften av den exponering man utsätts för (grund av kosmiskstrålning) under en flygresor på 10.000 m höjd.

Den återstående slurryn pumpas från uranverket till en uppsamlingsdamm. Processen i gruvan och uranverket ger upphov till avfallsprodukter i form av kemikalier, sand och avloppsvatten. Avloppsvattnet renas och neutraliseras genom tillsatser av kalk och bariumklorid, och fällningen tas om hand innan vattnet släpps ut. De fasta restprodukterna deponeras i tömda dagbrott. När ett dagbrott tagits ur produktion, fylls det med fyllmassor och jord och återplantering sker, för att i möjligaste mån återskapa den ursprungliga vegetationen (baslinjen). Fyllningen har också till syfte att minska radongasutsläppen till nivåer kring, eller under den naturliga nivån.

Underjordsgruva

Det finns flera olika brytmetoder under jord och det beror på malmkroppens karaktärstik. I de gruvor där uranhalten är mycket hög sker brytningen helt automatiserat då strålningsnivåerna nere i gruvan är för höga för personal att vistas i (på grund av radon). I Olympic Dam i Australien, primärt en koppargruva, används skivrasbrytning vilket innebär att områden av mineralhaltig malm sprängs systematiskt. Malmen krossas under jord och hissas till lager på ytan genom schakt. Malmbearbetning sker på samma sätt som vid dagbrott.

In-Situ-Lakning

In-Situ är latin och betyder "på plats". In-Situ-metoden, ISL, används i Nord Amerika, Australien och forna Sovjetunionen. En syralösning, alkalisk lösning eller vatten pumpas genom den porösa malmkroppen under jord och löser upp uranet. Uranet utvinns sedan ur en slurry efter att ha pumpats upp till markytan. Urandöttrar, som t ex radium, stannar i malmkroppen och därmed undviks ett ökat utsläpp av radongas till biosfären. ISL-gruvor består av borrhål, pipelines, en kompakt och relativt enkel uranutvinningsanläggning, samt torkanläggning.

D.3 Konvertering

Rening

Urankoncentratet, eller "yellowcake", måste vidareförädlas innan det kan användas som bränsle i kärnkraftverk. Först måste koncentratet renas på neutronabsorberande ämnen som annars skulle förhindra kedjereaktionen i reaktorn och stoppa fissionsprocessen. In till raffinaderiet, kommer urankoncentrat och ut kommer rent UO_3 .

Konvertering

Konvertering genomförs i två steg. Först tillsätts fluorvätesyra till urantrioxiden (UO_3) för att erhålla urantetrafluorid (UF_4). Därefter får UF_4 reagera med flourgaz för att bilda gasen uranhexafluorid (UF_6). UF_6 har den egenskapen att den ändrar aggregationstillstånd inom ett smalt intervall. Gasen får passera genom ett antal filter och slutligen genom kylfickor för att samlas upp som kristallin UF_6 . UF_6 omvandlas till en vätska genom uppvärmning och vätskan övergår i fast form vid tryckökning och transporteras i flytande form i specialdesignade stålcylindrar.

D.4 Anrikning

Kraftproducerande lättvattenreaktorer använder bränsle med en U-235 koncentration av 3-5 %. Uranhexafluorid är vid rumstemperatur ett fast ämne, påminnande om paraffin. Vid 65°C och uppåt är UF_6 i gasform och kan anrikas, genom gasdiffusionsmetoden eller gascentrifugmetoden, i båda metoderna anrikas UF_6 från 0,7 % uran-235 till den önskade nivån (resten av uranet är uran-238). Uranet bibehålls hela tiden i form av UF_6 och kylv till fast form innan det transporteras till bränslefabriker.

Gasdiffusionsmetoden

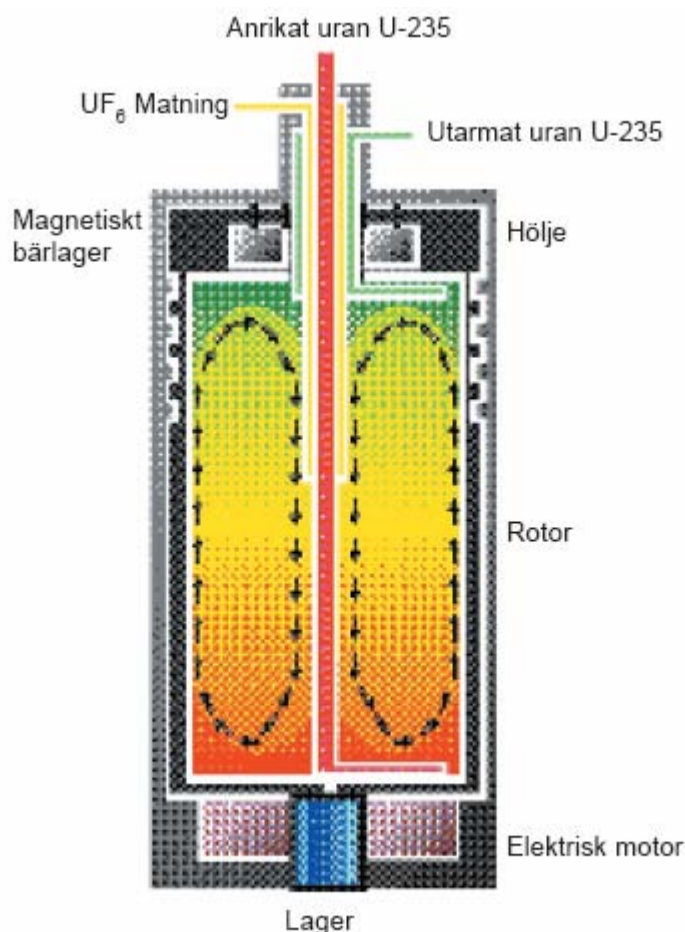
Gasformig UF_6 passerar genom ett fint, poröst filter. Eftersom uran-235 är något lättare än uran-238 kommer gasen på utsidan av filtret att bli något anrikad. Detta måste upprepas 1.400 gånger för att få den önskade halten 3-5 % uran-235. Metoden är mycket energikrävande, cirka 3-4 % av den optimala framtida energiproduktionen från motsvarande bränslemängd krävs. Slutprodukterna är UF_6 anrikad till 3-5 % av uran-235 och utarmat uran vars halt av uran-235 varierar omvänt mot världspriset på uran.



Rör innehållande filter, genom vilka UF_6 passerar.

Gascentrifugmetoden

Isotopen U-238 är tyngre än isotopen U-235, och centrifugalkrafterna kommer att separera de två isotoperna genom att slunga den tyngre U-238 mot centrifugens ytterväggar. En centrifug består av en vacuumtub med en cylindrisk rotor, 1.2 m lång och 15.20 cm i diameter, som snurrar med 50.000-70.000 rpm i en omgivning med extremt låg friktion. Uranhexafluoriden matas in i rotorn där gasen sätts i rörelse. Centrifugalkraften trycker den tyngre isotopen U-238 närmare väggen där gasen utarmas på U-235, medan gasen närmast axeln anrikas på U-235. Processen snabbas på ytterligare genom att gasflödet inuti centrifugen skapar en temperaturgradient, som får den på U-235 utarmade gasen att flöda uppåt längs centrifugväggen och den på U-235 anrikade gasen att röra på sig nedåt längs axeln. De två gasflödena tas ut genom ledningar i ändarna av centrifugen. För att erhålla önskad U-235 halt (3-5 %) kan man använda sig av flera centrifuger i serie (kaskad), eftersom anrikningen i en enda centrifug är ytterst begränsad. Restprodukten, den utarmade andelen innehåller 0,2-0,4 % U-235 beroende på rådande uranpriser. Kaskadkopplade centrifuger kan vara i drift i 10 år utan underhåll. Metoden är energieffektiv, ca 0,1 % av den energimängd som kan produceras förbrukas i processen.



Centrifugmetoden.

D.5 Bränsletillverkning

Uranet kommer till bränslefabriken som anrikat UF_6 i fast form och återupphetas till gasfas. Genom tillsatser av ammoniak, syrgas och vätgas bildas urandioxid i pulverform UO_2 . Pulvret pressas till cylindriska kutsar som väger 6.7 gram.

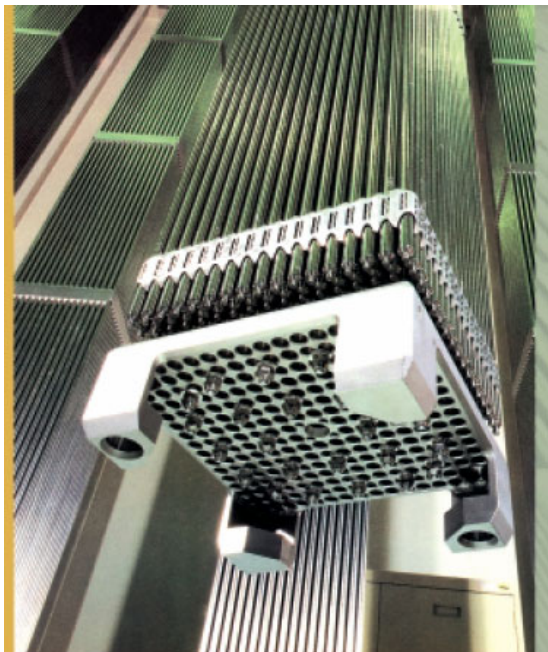
Kutsarna sintras till hög kemisk stabilitet och slipas till rätt form. Därefter placeras 300-370 kutsar i ca 3,7 m långa rör av en zirkoniumlegering (zirkaloy). Rören trycksätts med helium och försluts i ändarna för att forma bränslestavar. Dessa sätts samman till bränsleknippen. Antalet bränslestavar per knippe beror på reaktorns design. I en kokarvattenreaktor (BWR) finns det mellan 400 och 700 bränsleknippen som innehåller sammanlagt upp till 70.000 stavar. I en tryckvattenreaktor (PWR) finns det ca 160 bränsleknippen med sammanlagt upp till 42.000 stavar.



UO_2 kutsar:



Bränslestavar:



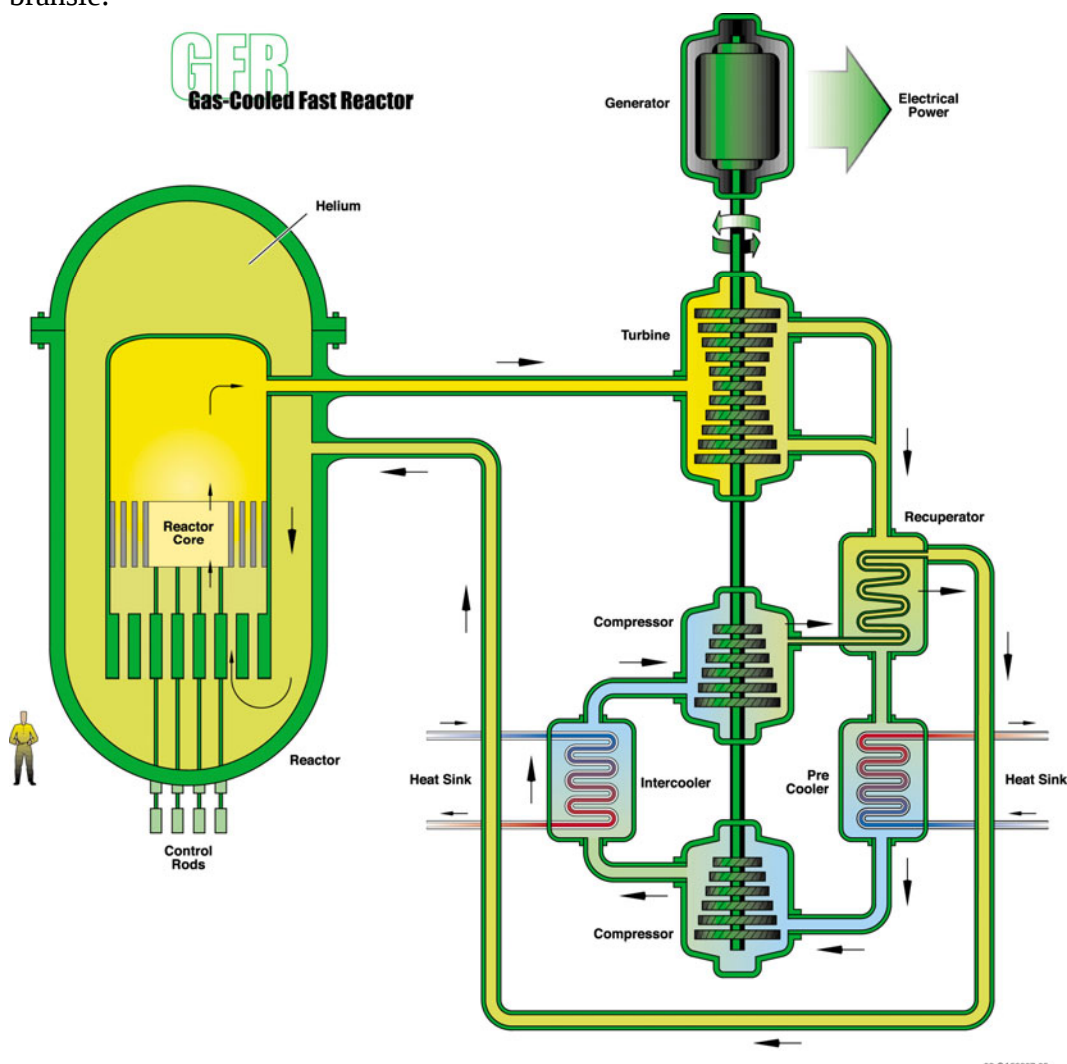
Bränsleknippe PWR

E Teknikbilaga E - Reaktortyper i Generation IV

De sex reaktortyperna beskrivs ingående i "A Technology Road Map for Generation IV Nuclear Energy Systems", referens [6] i huvudrapporten. Såväl teknik som prioriterade forskningsområden och tidplaner diskuteras där.

E.1 Gas-cooled fast reactor (GFR)

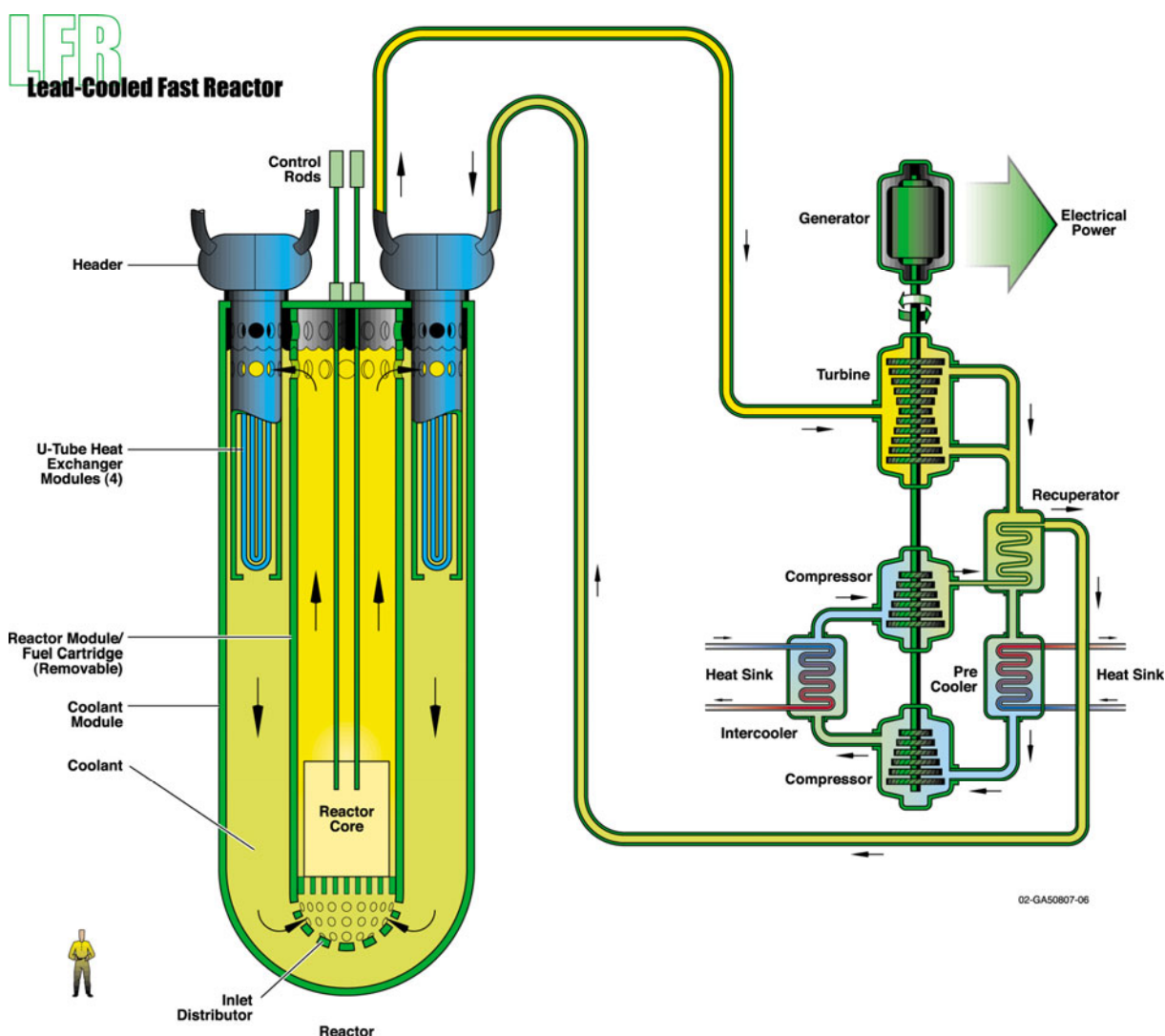
GFR är en heliumkyld snabb reaktor som arbetar med en sluten bränslecykel. Gasens höga utloppstemperatur möjliggör såväl elproduktion, med en heliumturbin, som effektiv processvärme, t ex för framställning av vätgas på termokemisk väg. Genom kombinationen av snabbt neutronspektrum och återcyklning av aktinider blir mängden långlivade isotoper i det använda bränslet minimal. I ett snabbt neutronspektrum kan man också använda tillgängligt fissilt (U^{235} , Pu^{239}) och fertilt (U^{238}) material ca 100 gånger mer effektivt än i termiska reaktorer utan återcyklning. Även det utarmade uran som är restprodukt vid anrikning kan således användas här. Referensanläggningen inkluderar på samma plats anläggningar för hantering av det använda bränslet och tillverkning av nytt bränsle.



E.2 Lead-cooled fast reactor (LFR)

Detta reaktorsystem kylv med flytande bly eller en flytande legering bly-vismut. LFR har ett snabbt neutronspektrum och en sluten bränslecykel. Reaktorn kan byggas i flera olika storlekar från små 50-150 MWe "batterier" med mycket lång drifttid mellan bränslebyten till moduler om 300-400 MWe till stora enskilda, anläggningar om 1200 MWe.

Batterivarianten är ett litet fabriksbyggt kraftverk där härden är i form av bränslekassetter som räcker 15-20 år. Modellen är tänkt för områden med små nät och/eller utvecklingsländer som inte är intresserade av att utveckla egen infrastruktur för bränslecykeln för att kunna driva kärnkraftverk. Detta koncept, med låg kostnad/MWe och inget eget ansvar för det högaktiva avfallet kan vara mycket attraktivt för sådana marknader. Av de olika LFR-modellerna var detta den som fick den högsta utvärderingspoängen mot de generella mål som uppsatts för Generation IV reaktorer. Å andra sidan har den också den högsta kostnaden för R&D och längsta utvecklingstiden.



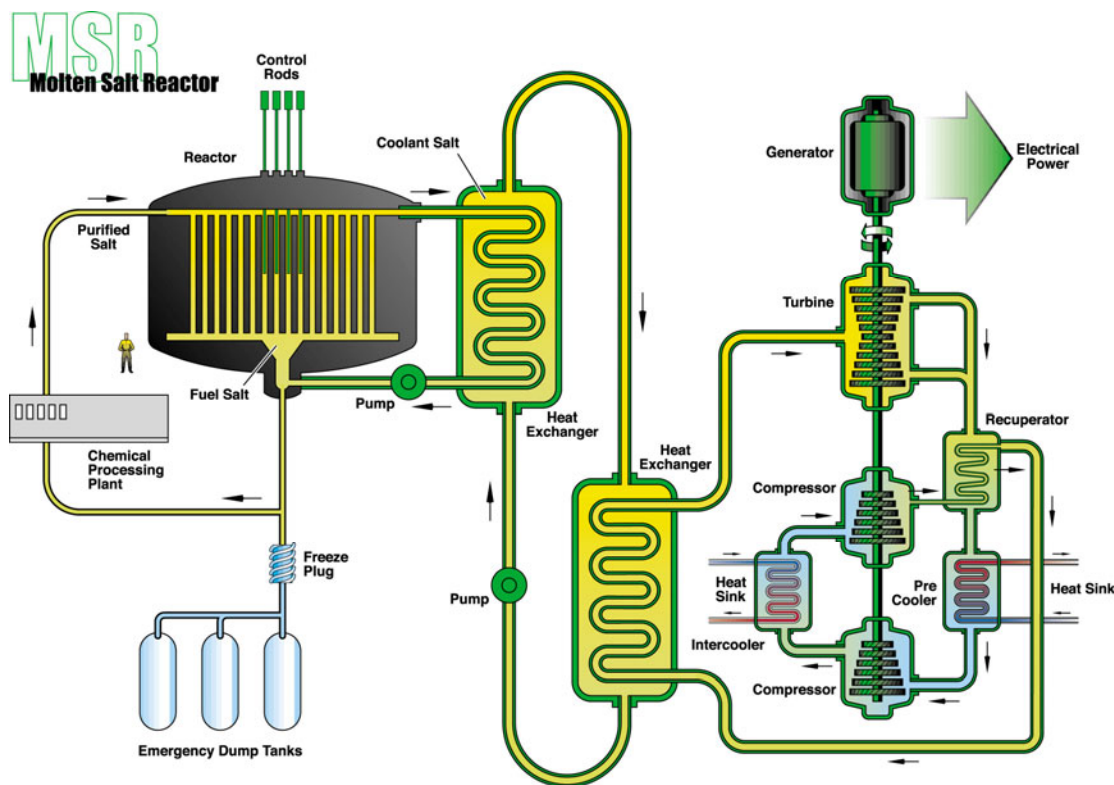
E.3 Molten salt reactor (MSR)

Här alstras fissionsenergin i en saltsmälta som cirkuleras runt i primärsystemet. Bränslet utgörs av uran och/eller plutoniumfluorider upplösta i en blandning av andra smälta fluorider (Na och Zr). MSR har följande unika egenskaper som kan ge fördelar:

- God neutronekonomi som ger potential för att bränna aktindier och ge hög konversion
- Drift vid hög temperatur medger vätgasproduktion
- Smälta fluoridsalter har mycket lågt ångtryck vilket minskar påfrestningarna på reaktorkärlet och rörledningarna.
- Inherent säkerhet erbjuds genom garanterat dränage, passiv kylning och ett litet inventarium av flyktiga fissionsprodukter i smältan
- ”Bränslebyte” och ”upparbetning”, inklusive borttagande av fissionsprodukterna, sker under drift.
- Aktinider kan enkelt blandas ner i smältan i varierande sammansättning, ingen komplicerad bränsletillverkning erfordras.

Å andra sidan finns flera utmaningar och frågor att lösa:

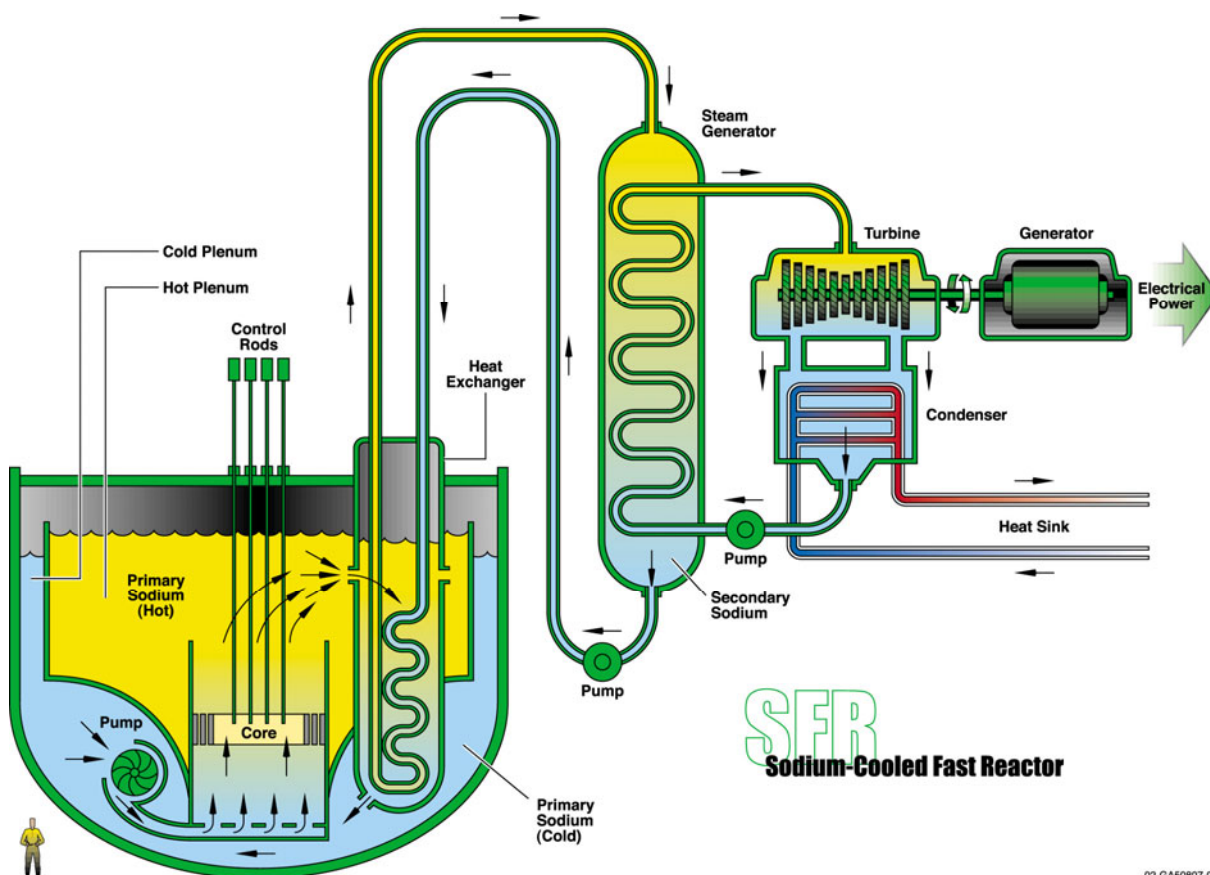
- Aktiniders och lantaniders löslighet i saltsmältan
- Livscykelperspektiv på saltsmältan, dess kemi och avfallsprodukter
- Finna lämpliga material som tål saltsmältan vid höga temperaturer
- Utfällningar av ädelmetaller i primärsystemets värmeväxlare
- ”Upparbetningskemin” i saltsmältan



02-GA50807-02

E.4 Sodium-cooled fast reactor (SFR)

SFR är en snabb reaktor med sluten bränslecykel. Den har en viktig roll i hanteringen av använt bränsle, särskilt hanteringen av plutonium och andra aktinider. Rollen kan utvidgas till att innefatta elproduktion men då krävs först innovationer för att minska kapitalkostnaderna. Den är lika bränsleeffektiv som LFR och kan utvinna praktiskt taget hela natururanets energiinnehåll. I dagens LWR med direktdeponering av det använda bränslet utvinns bara ca 1%. SFR kan konstrueras i olika storlekar från modulära system om några hundra MWe upp till stora reaktorer på 1500-1700 MWe. Utloppstemperaturen för kylmedlet natrium är ca 550°C, för lågt för vätgasproduktion. Relativt stor erfarenhet finns i Frankrike, Japan och Ryssland som byggt och drivit prototyper och till och med en fullskalemodell, Superphenix i Frankrike, nu avställd. Detta gör att SFR relativt snart skulle kunna byggas för den primära roll som nämns ovan, driftstart projekteras till ca 2015. En utmaning är att också få SFR att kunna producera el kostnadseffektivt. En annan att utveckla processerna i bränslecykeln så att SFR kan fylla sin roll att ta hand om aktiniderna från använt LWR-bränsle. Två bränsleoptioner finns. Blandoxider eller metalliskt bränsle. Oxidbränslet har man stor erfarenhet av medan metalliskt bränsle måste utforskas vidare.

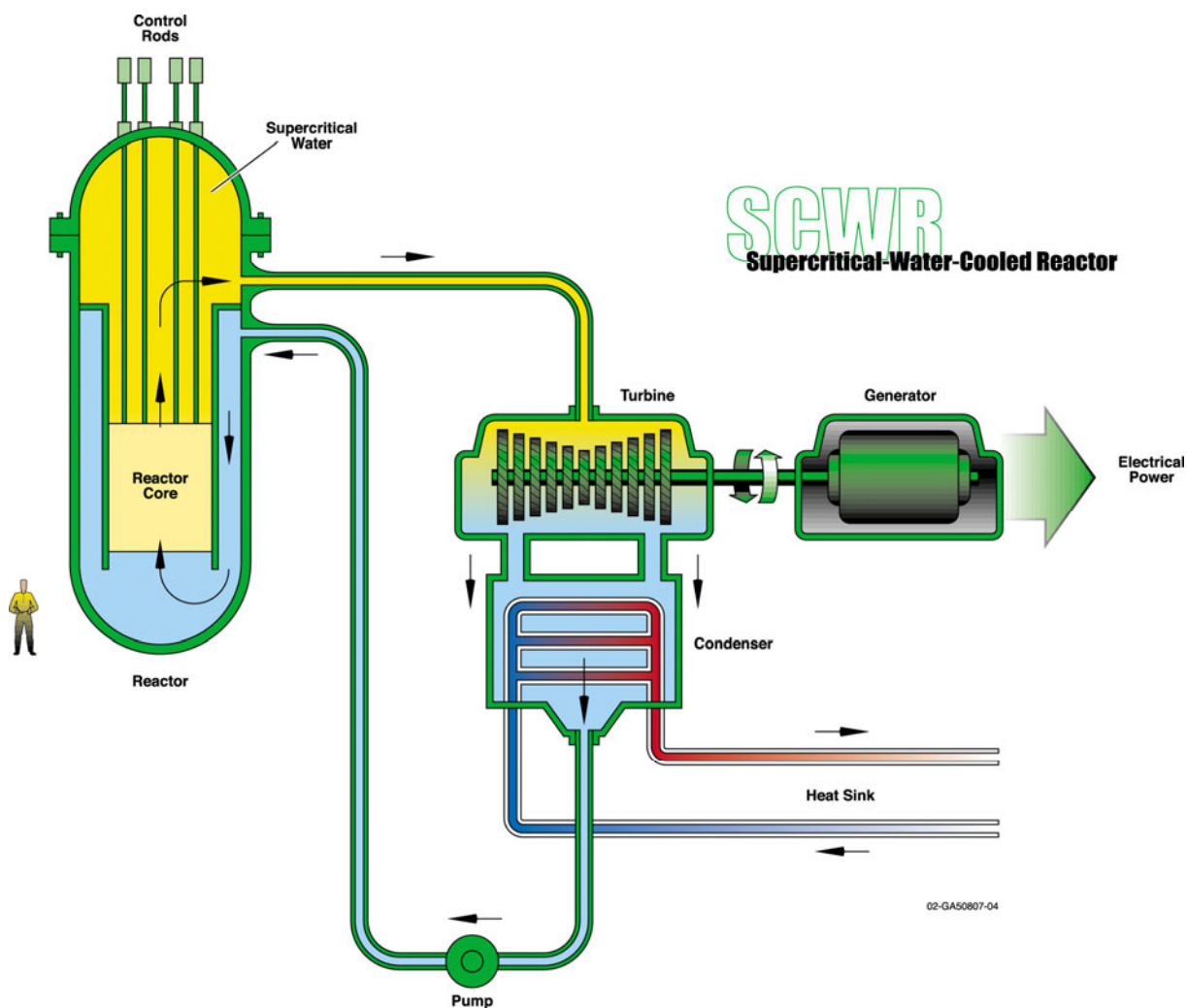


02-GA50807-03

E.5 Super-critical water cooled reactor (SCWR)

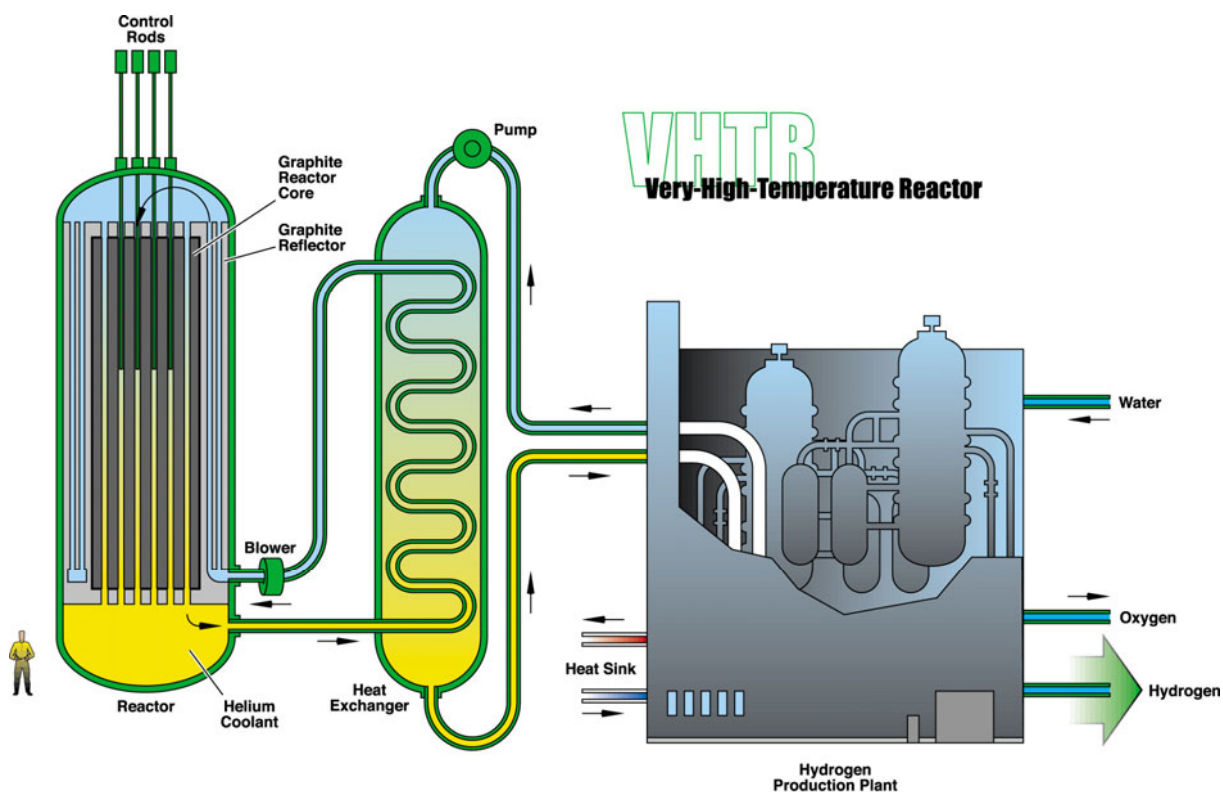
Reaktorn arbetar vid hög temperatur och högt tryck i en driftpunkt ovanför vattnets kritiska punkt (374°C, 22.1 Mpa). Man kan ha såväl termiskt som snabbt neutronspektrum, beroende på hur härden utformas. SCWR har egenskaper som särskiljer dem positivt från dagens LWR i generation III:

- Termisk verkningsgrad upp till 44%
- Lägre massflöde för samma effekt i härden möjliggör mindre pumpar och mindre dimensioner i rörledningar och andra komponenter i primärsystemet.
- Lägre kylmedelsinventarium pga lägre densitet och "once-through". Kan ge möjlighet till mindre inneslutningsbyggnad
- Ångtorkare, ångseparatorer och ånggeneratorer behövs inte, SCWR blir enklare, med färre stora komponenter.



E.6 Very-high-temperature reactor (VHTR)

VHTR innebär ett nytt utvecklingssteg för denna reaktortyp. Tidigare finns erfarenheter från GTMHR och PBMR. VHTR är grafitmodererad, alltså termisk, och kylvätskes med helium. Reaktorn är den främsta kandidaten bland GenIV-reaktorerna när det gäller vätegasproduktion och andra processer som kräver hög temperatur, t ex stål- och aluminiumtillverkning. Utloppstemperaturer över 1000°C är möjliga, vilket också ger god verkningsgrad, över 50%, för elproduktion. Härden kan utformas antingen med en sorts bränsleknippen ("prismatic") eller med bränslet i form av små kulor ("pebble-bed"). Det finns erfarenheter från forskningsreaktorer av bägge dessa härdtyper. Figuren nedan visar VHTR som producent av processvärme med värmeväxlare. Vid samproduktion av el tillkommer en heliumturbin i primärkretsen ("direct cycle").



02-GA50807-01

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS – ELFORSK – AB
Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30. Telefax 08-677 25 35
www.elforsk.se