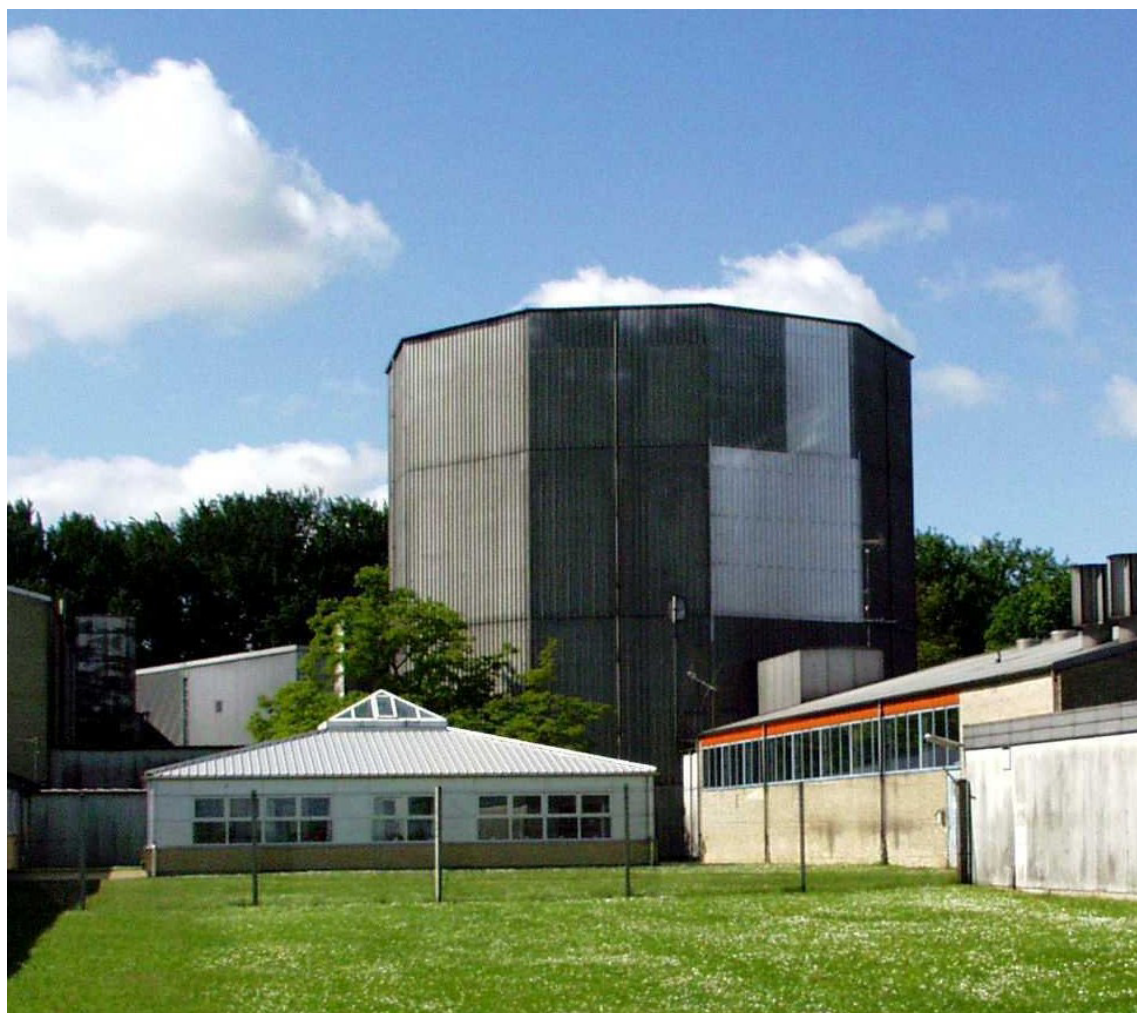


International kernekraftstatus 2002

Redigeret af B. Lauritzen, B. Majborn, E. Nonbøl og
P.L. Ølgaard



Forskningscenter Risø, Roskilde
Marts 2003

Resumé Rapporten er den niende i en serie af årlige rapporter om den internationale udvikling inden for kernekraften med særlig vægt på sikkerhedsmæssige forhold. Den omtaler udviklingen i 2002 og dækker følgende emner:

- Generelle tendenser inden for kernekraftudviklingen
- Tema-artikel: Dekommissionering af de nukleare anlæg på Forskningscenter Risø
- Statistiske oplysninger om kernekraften i 2001
- Større, sikkerhedsrelevante hændelser i 2002
- Udviklingen i Vesteuropa
- Udviklingen i Østeuropa
- Udviklingen i andre lande
- Udvikling af reaktortyper
- Det nukleare brændselskredsløb
- Internationale organisationer

Forsidebilledet viser Forskningscenter Risøs reaktor DR 3, som blev lukket i 2000 og forventes at starte dekommissionering i 2003.

ISBN 87-550-3200-1
ISBN 87-550-3202-8 (Internet)
ISSN 0106-2840
ISSN 1395-5101

Print: Pitney Bowes Management Services Denmark A/S, 2003

Indhold

Forord 4

1 Tendenser i kernekraftudviklingen 5

2 Tema-artikel: Dekommissionering af de nukleare anlæg på Forskningscenter Risø 8

3 Kernekraftens el-produktion 19

4 Større, sikkerhedsrelevante hændelser i 2002 24

5 Vesteuropæiske lande 28

5.1 Sverige 28

5.2 Frankrig, Storbritannien, Tyskland 31

5.3 Andre vesteuropæiske lande 37

6 Central- og østeuropæiske lande 39

6.1 SNG-lande 39

6.2 De centraleuropæiske lande 45

6.3 Skibsreaktorer 50

6.4 Det danske øststøtteprogram 52

7 Øvrige lande 56

7.1 Nord- og Sydamerika 56

7.2 Afrika, Asien og Australien 58

8 Reaktorudviklingen 63

8.1 Trykvandsreaktorer 63

8.2 Kogendevandsreaktorer 66

8.3 Tungtvandsreaktorer 67

8.4 Gaskølede reaktorer 67

8.5 Hurtige reaktorer 68

8.6 Generation IV initiativet 69

9 Brændselskredsløbet 70

9.1 Uranproduktion og -berigning 70

9.2 Brugt brændsel 74

9.3 Deponering af lav-, mellem- og højaktivt affald 75

9.4 Nedlæggelse af nukleare anlæg 79

10 Internationale organisationer 81

10.1 IAEA 81

10.2 OECD/NEA 82

10.3 WENRA 83

10.4 WANO 83

10.5 WNA 83

10.6 EU 83

APPENDIKS A: Reaktortyper 84

APPENDIKS B: INES, den internationale skala for uheld på nukleare anlæg 93

APPENDIKS C: Internationale organisationer 95

APPENDIKS D: Anvendte forkortelser 97

Forord

Denne rapport er den niende i en serie, der har til formål at informere myndigheder, medier og offentlighed om udviklingen inden for kernekraftområdet med særlig henblik på sikkerhedsmæssige forhold.

Rapporten er udarbejdet af den nukleare videnberedskabsgruppe, som har til opgave at sikre opretholdelse af nødvendig viden om reaktorer og deres sikkerhedsproblemer. Gruppen består af ca. 15 personer fra Forskningscenter Risø, Dansk Dekommissionering (DD), Danmarks Tekniske Universitet (DTU) og Beredskabsstyrelsen (BRS). Gruppen følger kernekraftudviklingen, den afholder to årlige seminarer med emner inden for det nukleare område, og den udsender hvert år denne statusrapport.

Årets tema-artikel behandler emnet Dekommissionering af de nukleare anlæg på Forskningscenter Risø, som forventes at gå i gang i 2003.

Følgende medlemmer af videnberedskabsgruppen har bidraget til rapporten med de afsnit, der er nævnt i parentes efter deres navn:

M. Bagger Hansen	Risø	(2)
K. Brodersen	Risø	(9.3)
S. Carugati	Risø	(2, 9.2)
A. Damkjær	Risø	(10, App C)
P. Hedemann-Jensen	Risø	(2)
K. Iversen	Risø	(2)
S.E. Jensen	Risø	(8.3, 8.4, 8.5, App A)
U. Korsbech	DTU	(4, App B)
K. Larsen	DD	(2)
B. Lauritzen	Risø	(5.2, 5.3)
B. Majborn	Risø	(7.2)
M.K. Mariager	Risø	(9.1)
K.B. Nielsen	BRS	(6.4)
E. Nonbøl	Risø	(3, 5.1, 8.1, 8.2, App A)
P.E. Nystrup	BRS	(7.1)
A. Sørensen	Risø	(9.4)
P.L. Ølgaard	Risø	(1, 6.1, 6.2, 6.3, 8.6, App A)

Såfremt nogen skulle ønske at få uddybet de i rapporten behandlede emner, er man velkommen til at kontakte forfatteren af det pågældende afsnit eller en af redaktørerne.

1 Tendenser i kernekraftudviklingen

Den første reaktor blev startet i 1942, men det var først i halvtredserne og senere, at der blev opført såvel forsknings- som kraftreaktorer i større antal rundt om i verden. Da reaktorer ligesom andre tekniske installationer har en endelig levetid, er de fleste af de ældste reaktorer i dag lukket ned og står foran at skulle dekommissioneres eller nedrives. Da dette også gælder Risø's forskningsreaktorer, er emnet for årets temaartikel dekommissionering, eksemplificeret ved dekommissioneringen af Risø's nukleare anlæg.

Fra begyndelsen af 2001 til begyndelsen af 2002 var der en beskeden stigning i den installerede effekt i verdens kernekraftværker (fra 351 til 353 GWe), d.v.s. en stigning på 0,6%. Samtidig steg energiproduktionen på verdens kernekraftværker med 3,9%, hvilket er et udtryk for, at udnyttelsen af bliver stadig bedre. Kernekraftens bidrag til el-produktionen er størst i de industrialiserede lande, men varierer meget fra land til land. Højest lå i 2001 Frankrig og Litauen med 77%, Belgien med 58%, og Slovakiet med 53%.

Hvad kernekraftens fremtidsperspektiver angår, kommer der forskellige signaler fra forskellige dele af verden. I Kina er man i gang med at opføre 8 kernekraftenheder, i Rusland planlægger man en betydelig udbygning af kernekraften, og i USA går regeringen ind for en udbygning. I Finland godkendte parlamentet i 2002 bygning af endnu en kernekraftenhed. På den anden side har regeringerne i Sverige, Tyskland og Belgien besluttet gradvis at udfase kernekraften.

Med de senest udviklede, forbedrede udgaver af kernekraftenheder med trykvands- eller kogendevandsreaktorer forventes det, at de vil kunne bygges til en pris på 1000 til 1500 USD/kWe, hvilket vil gøre kernekraften økonomisk konkurrencedygtig. Hvis der på den anden side er en betydelig risiko for, at et kommende valg kan bringe en regering til magten, som vil lukke landets kernekraftværker, vil el-selskaberne være tilbageholdende med at foretage store investeringer i nye kernekraftværker, idet investeringen i så fald kan være spildt. Med den øgede politiske vægt på begrænsning af udslip af "drivhusgasser", især CO₂ og metan, har kernekraften, der ikke giver sådanne udslip, en væsentlig fordel frem for kul-, olie- og naturgasfyrede kraftværker.

Som allerede nævnt er der i de fleste lande en tendens til, at kernekraftværkerne udnyttes bedre. Denne tendens bliver fremmet af den øgede liberalisering af el-markedet, idet det her gælder om at kunne producere el så billigt som muligt. Liberalisering af el-markedet er dog ikke en ubetinget fordel, idet den gør el-selskaberne tilbageholdende med at investere i nye enheder, nukleare såvel som konventionelle, fordi de ikke længere kan være sikre på at kunne afsætte deres produktion.

Der er også en klar trend i retning af, at el-selskaberne søger at få levetidsforlængelse for eksisterende enheder, f.eks. fra 40 til 60 år. Da der her er tale om afskrevne enheder, bliver disse overordentlig konkurrencedygtige, også selv om sikkerhedsmyndighederne vil stille krav om renovering af dele af enhederne. En anden trend er, at el-selskaberne prøver at øge effekten på eksisterende enheder. En tredje trend er, at der ved fusion skabes større selskaber, der muliggør en billigere produktion.

Der indtraf i 2002 en alvorlig hændelse på et amerikansk kernekraftværk, hvor man opdagede, at en læk af borsyre næsten havde ætset hul igennem tryktanken på en kraftreaktor. Hændelsen medførte ikke noget udslip eller skader på mennesker, men den viste, at tilsynet med reaktoren, såvel fra personalets som fra myndighedernes side, ikke havde været tilstrækkeligt. I øvrigt viste årets sikkerhedsrelevante hændel-

ser, at uheld ved håndtering af radioaktive kilder til brug i industri eller på hospitaler er mere hyppige end uheld på kernekraftværker.

I Sverige lægger regeringen op til at gennemføre afviklingen af de svenske kernekraftenheder på samme måde som i Tyskland, d.v.s. at der fastsættes en maksimal el-produktion fra de svenske kernekraftværker, hvorefter el-selskaberne kan fordele dem mellem enhederne.

I Storbritannien er man ved af afvikle de gamle magnox-enheder. British Energy, som driver de nyere britiske kernekraftenheder, er kommet ud i økonomiske problemer p.g.a. lave el-priser og driftsforstyrrelser på dets værker og har måttet afvikle en del af sine internationale engagementer. Kernekraftens fremtidige rolle i landet er ikke blevet afklaret i 2002.

I Tyskland er loven om afvikling af landets kernekraftværker blevet vedtaget i forbundsdagen.

Det belgiske underhus har vedtaget en lov om udfasning af kernekraften. Loven skal også behandles af senatet, men dette forventes ikke at medføre hindringer for en gennemførelse. Loven vil medføre en afvikling over 40 år.

Finland har som det første vesteuropæiske land i mange år besluttet at bygge en ny kernekraftenhed.

Mens Hollands tidligere centrum-venstre-regering – uden held – søgte at få lukket landets eneste kernekraftenhed, forventes den nye centrum-højre regering at acceptere fortsat drift af værket.

I Rusland lægger regeringen op til en væsentlig udbygning af kernekraften. I de næste 20 år påregnes der opført 23 nye kernekraftenheder, ligesom man planlægger at levetidsforlænge en række ældre enheder. Man arbejder med udvikling af nye reaktortyper, f.eks. en vismut-bly-kølet hurtigreaktor, og med flydende kernekraftværker, som efter endt brug kan returneres til Rusland. Det russiske parlament har vedtaget en lov, hvorefter landet kan tage imod brugt brændsel fra udlandet til oparbejdning og langtidsoptbevaring. Rusland søger også at få ordrer på bygning af kernekraftværker i udlandet. I øjeblikket bygges der to russiske kernekraftenheder i Indien, en i Iran og to i Kina, men man håber også at få ordrer i Ukraine, Finland og måske Rumænien.

Bulgarien har efter pres fra EU lukket to enheder, Kozloduy-1 og -2, men håber på at kunne fortsætte driften af Kozloduy-3 og -4 trods EU's ønske om lukning.

Litauen har lovet EU at lukke Ignalina-1 i 2005 og Ignalina-2 i 2009, dog forudsat at EU yder betydelig støtte i forbindelse med nedlukningen.

Rumænien er indstillet på at færdiggøre bygningen af Cernavoda-2 med en canadisk reaktor.

Slovakiet har aftalt med EU at lukke de to ældste Bohunice-enheder i 2006 og 2008.

Tjekkiet har haft forskellige, ikke-nukleare problemer med opstarten af de to nye Temelin-enheder, men striden med Østrig om Temelin-værket ser ud til at være bilagt.

Det amerikanske senat har vedtaget at placere deponiet for udbrændt brændsel i Yucca Mountain, men deponiet vil ikke være klar til at modtage brugt brændsel før tidligst i 2010. El-sektoren er fortsat præget af fusioner, køb og salg af enheder og samarbejde mellem mindre selskaber for at forbedre økonomien.

I Japan har der været rettet anklager mod el-selskaber for at hemmeligholde resultatet af inspektioner af reaktorkomponenter, der havde vist revnedannelser. Selskaberne har svaret, at der var tale om frivillige inspektioner, der ikke havde peget på egentlige sikkerhedsproblemer, hvorfor det ikke var nødvendigt at underrette myndighederne.

Nordkorea og USA indgik i 1994 en aftale om, at Nordkorea skulle indstille driften af en lille grafit-kraftreaktor og bygningen af to større. Alle tre reaktorer kan benyttes til produktion af såvel el som våbenplutonium. Til gengæld skulle Sydkorea, Japan og USA levere to 1000 MWe PWR-enheder til Nordkorea samt 0,5 mio. tons olie pr. år, indtil reaktorerne kom i gang. I efteråret viste det sig, at Nordkorea var ved at bygge et uranberigningsanlæg. Herefter indstillede USA olieleverancerne, hvorefter Nordkorea genstartede den lille kraftreaktor og udviste IAEA's inspektører.

Sydafrika arbejder sammen med andre lande på at udvikle en højtemperatur, gaskølet reaktor.

Udviklingsarbejdet inden for kraftreaktorer koncentrerer sig om forbedringer af de eksisterende reaktortyper. Men i den seneste tid er ti lande gået sammen om udvikling af nye reaktortyper, der skal være klar til bygning mellem 2020 og 2030.

Uranproduktionen er rimelig konstant med stabile priser. Næsten halvdelen af kernekraftværkernes uranforbrug dækkes fra lagre og konvertering af våbenuran til lavtberiget uran.

Udviklingen inden for berigningsteknologien viser, at diffusionsanlæg har stadig større problemer med at konkurrere med centrifugeanlæg. Laserberigningsmetoden, som man tidligere anså for meget lovende, har kun vist beskedne fremskridt.

Der er ikke sket en afklaring af, hvordan man bedst skal behandle det udbrændte brændsel. Man kan deponere det udbrændte brændsel, enten i dybe deponier eller i overfladedeponier. Man kan oparbejde brændslet og genanvende uran og plutonium. Herefter kan man deponere det resterende højaktive affald eller lade det undergå transmutation, hvorved affaldets farlighed reduceres.

I mange lande arbejdes der med at bygge deponier til lav- og mellemaktivt affald og med at dekommissionere gamle nukleare anlæg.

2 Tema-artikel: Dekommissionering af de nukleare anlæg på Forskningscenter Risø

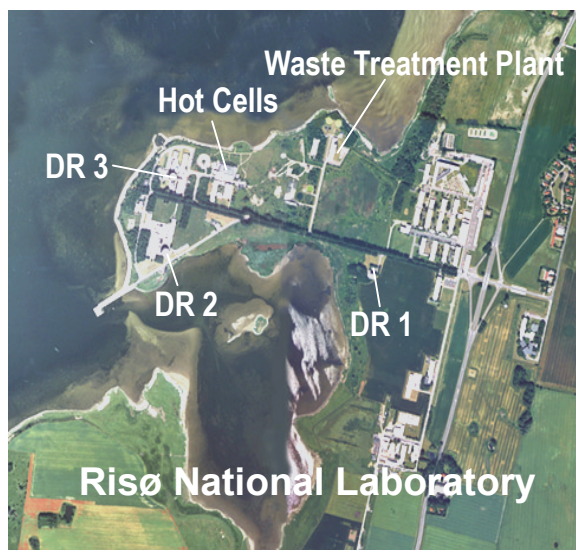
Indledning

Efter 40 års nuklear forskning er det besluttet at lukke alle de nukleare anlæg ved Forskningscenter Risø med undtagelse af Behandlingsstationen for radioaktivt affald, dvs. forskningsreaktorerne DR 1, DR 2 og DR 3 samt Hot Cells anlægget. På et senere tidspunkt vil det blive besluttet at dekommissionere disse anlæg, hvor Behandlingsstationen for radioaktivt affald vil blive dekommissioneret som den sidste. Reaktor DR 2 blev lukket i 1975, Hot Cells anlægget i 1993 og reaktorerne DR 1 og DR 3 i 2000.

Målet for dekommissioneringen er, at området frigives til ubegrænset brug (green field), hvor alle bygninger, udstyr og materialer, som ikke kan dekontamineres til fastlagte frigivelsesniveauer, fjernes. Ansvar for dekommissioneringen af Risøs nukleare anlæg ventes med en folketingsbeslutning i 2003 overdraget til det nye statsejede selskab Dansk Dekommissionering.

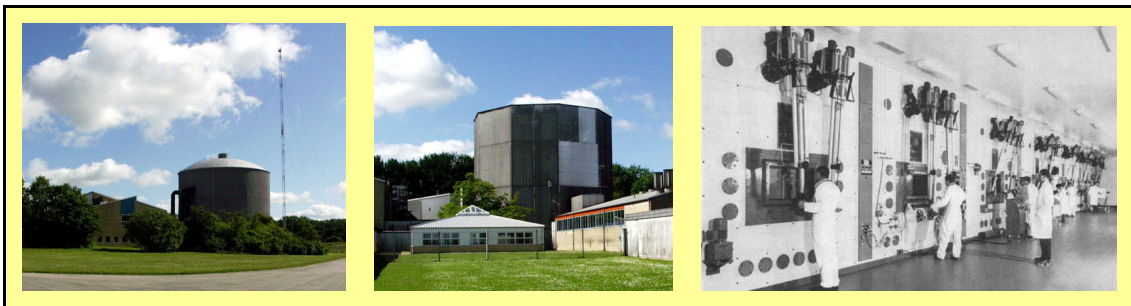
Beskrivelse af de nukleare anlæg på Forskningscenter Risø

De nukleare anlæg på Risø består af tre forskningsreaktorer (DR 1, DR 2 og DR 3), Hot Cells anlægget og Behandlingsstationen for radioaktivt affald med tilhørende lagre. Placeringen fremgår af Figur 2.1.



Figur 2.1 Placering af de nukleare anlæg på Risø

Forskningsreaktorerne DR 2 og DR 3 samt Hot Cells anlægget ses i Figur 2.2.



Figur 2.2. Fra venstre til højre, forskningsreaktorerne DR 2, DR 3 samt Hot Cells anlæggets indre.

Aktivitetsindholdet i hvert af de nukleare anlæg er anslået på grundlag af målinger og beregninger, og resultatet vises i Tabel 2.1.

Tabel 2.1. Aktivitetsindhold i de nukleare anlæg på Forskningscenter Risø.

Nukleart anlæg	β -/ γ -aktivitet [GBq]	α -aktivitet [GBq]
Lager for højaktivt affald	700.000	30.000
Lagerhal for affaldstromler	4.800	-
Behandlingsstation for radioaktivt affald	8.500	10
Forskningsreaktor DR 3	200.000	-
Hot Cells anlæg	3.000	100
Forskningsreaktor DR 1 inkl. brændsel	100	5
Forskningsreaktor DR 2	60	-
Kælder DR 2 (tritium i tungt vand fra DR 3)	3.000.000	-

Som det fremgår af Tabel 2.1, udgør tritium i tungt vand fra reaktor DR 3 den største enkeltaktivitet på de nukleare anlæg, men tritium er en radionuklid med meget lav toksicitet. De største potentielle radiologiske risici vil opstå ved dekommissionering af reaktor DR 3 og Hot Cells anlægget. Selv om de potentielt største doser kan forekomme ved håndtering af affald i lageret for højaktivt affald, så er dette affald sikkert opbevaret i rustfri stålbeholdere, og sandsynligheden for eksponering er ganske lav.

De væsentligste karakteristika for hvert af de nukleare anlæg på Risø gennemgås kort i de følgende afsnit.

Forskningsreaktor DR 1

DR 1 var en 2 kW termisk homogen reaktor med en kerneopløsning, som indeholdt 20% beriget uran-brændsel og anvendte let vand som moderator. Den første kritikalitet blev opnået den 15. august 1957. I de første 10 år blev reaktoren anvendt til neutronforsøg, og derefter hovedsageligt til uddannelsesformål. I efteråret 2000 blev det besluttet at lukke reaktoren.

Reaktorkernen består af en kugleformet stålbeholder, som indeholdt 13,4 liter uranyl-sulfat opløst i let vand. Omkring kernen er anbragt en grafitreflektor i en stålbeholder og en afskærmning af tungbeton. Reaktoren har forskellige bestrålningsfaciliteter. Reaktoren blev reguleret af to rustfrie stålkontrolstænger med borkarbid. Ud over disse

større reaktorkomponenter findes der tilslutningsrør, rekombineringsenhed, blyskjold, kølerør, osv.

Rekombineringsenheden, tilslutningsrørene og reaktortanken er de mest aktive komponenter, især p.g.a. ^{137}Cs , som er aflejret på de indvendige overflader (samt små mængder aktinider). Små mængder langlivede aktivitetsprodukter, såsom ^{14}C , ^{60}Co , ^{63}Ni , ^{133}Ba , ^{152}Eu og ^{154}Eu , sidder tilbage i forskellige dele af anlægget, især i kerne-tanken, reflektortanken og betonaufskærmningen.

Forskningsreaktor DR 2

DR 2 var en letvandsmodereret og letvandskølet reaktor af tank-typen med et termisk effektniveau på 5 MW. Reaktoren nåede første gang kritikalitet 19. december 1958. DR 2 blev drevet med fuld effekt fra 1959. Den er især anvendt til isotopproduktion og neutronstråleforsøg. Den blev lukket den 31. oktober 1975 og delvist dekommissioneret. Efter den endelige nedlukning blev de brugte brændselselementer sendt tilbage til USA. Reaktorblokken og kølesystemet blev forseglet og reaktorhallen blev anvendt til andre formål indtil 1997, hvor en undersøgelse blev iværksat forud for dekommissionering.

Reaktorblokken er fremstillet af almindelig beton og tungbeton og indeholder reaktortanken, som er fremstillet af aluminium, samt en blyafskærmning, der omgiver kernen. Op mod reaktorkernen er anbragt en grafitklods (termisk kolonne), der blev brugt til bestrålingsforsøg med termiske neutroner. Reaktortanken er otte meter høj og to meter i diameter, og den er udstyret med forskellige bestrålingsrør. Det primære kølesystem omfatter bl.a. varmevekslere, der er fremstillet af aluminium, og pumper.

Størstedelen af restaktiviteten i reaktorkomponenterne ligger i de rustfrie stålkomponenter og i et vist omfang i afskærmningspropperne og tungbetonskjoldet. De væsentligste radionuklider i reaktorsystemet findes i termisk kolonne ($^{152+154}\text{Eu}$, ^{14}C), reaktortank (^{60}Co), tungbetonskjold (^{133}Ba , $^{152+154}\text{Eu}$), afskærmningspropper (^{60}Co), neutronstrålerør og S-rør (^{60}Co) samt i det primære kølesystem (^{60}Co , ^{137}Cs).

Forskningsreaktor DR 3

DR 3 var en 10 MW tankreaktor med tungt vand som moderator (og delvist reflektor) samt kølemiddel. Den var af DIDO/PLUTO-typen og af engelsk konstruktion. DR 3 nåede kritikalitet for første gang 16. januar 1960 og var siden i drift i en 4-ugers cyklus med 23 dages kontinuerlig drift og 5 dages nedlukning. Den var sidst i drift i april 2000 og blev endeligt nedlukket i september 2000. Brændselselementerne er fjernet og sendt til USA, og det tunge vand er oplagret i rustfrie ståltromler i DR 2's kælder (ca. 15.000 liter).

Reaktoren er anvendt til materialeprøvning, stråleforsøg, isotopproduktion samt siliciumbestråling. Hovedbestanddelene i reaktoren er reaktoraluminiumstank, primært kølesystem (rustfrit stål), grafitreflektor, ståltank, blyafskærmning samt biologisk afskærmning (tungbeton). Grovkontrollarmene (kadmium indlagt i rustfrit stål) opbevares uden for reaktoren på lageret for radioaktivt affald. Hjælpesystemerne findes stadig, men er i øjeblikket ved at blive ændret eller fjernet. Planen er at anvende den aktive håndteringshal til dekommissioneringsaktiviteter, inklusive operationer i skærebassinet.

Den væsentligste aktivitet findes i følgende reaktorkomponenter: Reaktorens aluminiumstank, grafitreflektoren, reaktorens ståltank, topafskærmning, blyafskærmning, den biologiske afskærmning, grovkontrollarmene, forsøgsrør til bestråling samt forsøgsfaciliteterne. Hovedkomponenterne har en samlet vægt på ca. 1.000 ton, og næsten al restaktivitet forefindes her, ca. 200 TBq af radionuklider med mellemlang og lang levetid. Tritium-aktiviteten i tungt vand er ca. 3.000 TBq. Restaktiviteten i reaktor-

komponenterne er anslået på grundlag af beregninger for den britiske DIDO-reaktor ved Harwell, idet der er korrigeret for forskelle i reaktorenes effekt og driftsperiode.

Hot Cells anlæg

Hot Cells anlægget blev startet i 1964 og var i drift indtil 1989. De seks betonceller er anvendt til efterbestrålingsundersøgelse af bestrålet brændsel af forskellig art, inklusive plutonium-berigede brændselspinde. Der er udført alle former for ikke-destruktive og destruktive fysiske og kemiske undersøgelser. Desuden er der fremstillet forskellige kilder til strålebehandling - især ^{60}Co - på grundlag af piller bestrålet i DR 3. Efter den delvise dekommissionering af Hot Cells anlægget fra 1990 til 1994 står kun seks betonceller tilbage som en sarkofag inde i bygningen. Den resterende del af bygningen er frigivet og anvendes nu til andre formål.

Indvendigt har de seks celler følgende dimensioner: 39 meter i længden, 4 meter i bredden og 5 meter i højden. Cellerne afskærmes af ca. 2 meter tykke betonvægge med blyglasvinduer. Cellerne er foret indvendigt med stålplader, og dele af ventilationssystemet står stadig tilbage. Der er kun langlivede fissionsprodukter og aktinider tilbage i cellerne tillige med nogle små, aktiverede Co-piller. Alfa- og gamma-spektrometriske analyser af aftørningsprøver og dosismålinger har vist, at størstedelen af aktiviteten, dvs. over 90%, findes i betoncelle 1 - 3. Den samlede aktivitet i cellerne (1993) er ca. 3.000 GBq β/γ -aktivitet (især ^{137}Cs og ^{90}Sr) og ca. 100 GBq aktinider.

Brændselselementfremstilling

Der er fremstillet brændselselementer til DR 3 reaktoren i over 35 år. Op til 1988 var fremstillingen baseret på højtberiget (93% ^{235}U) metallisk uran; men fra det tidspunkt blev elementerne fremstillet af lavtberiget (< 20% ^{235}U) U_3Si_2 pulver. Når alt brændselsmateriale i form af ubrugt pulver, brændselsplader, prøver, osv., er overført til lagerrummet i DR 3, er den eneste tilbageværende aktivitet urankontamineret udstyr, det tilsluttede ventilationssystem og i bygningens drænrør. Det forventes, at det meste af det kontaminerede udstyr ganske let kan dekontamineres fuldstændigt.

Behandlingsstation for radioaktivt affald med tilhørende lagre

Behandlingsstationen er ansvarlig for indsamling, konditionering og lagring af radioaktivt affald fra laboratorierne og de nukleare anlæg på Risø og fra andre danske brugere af radioaktivt materiale. Der er ikke sket nogen slutdeponering af danskproduceret radioaktivt affald, og alle indsamlede affaldsenheder, som er fremstillet siden 1960, er i øjeblikket oplagret i tre midlertidige lagre på Risøs område.

Dekommissioneringen af Behandlingsstationen for radioaktivt affald skal afvente, at dekommissioneringen af de andre nukleare anlæg er tilendebragt. Efter dekommissionering af de nukleare anlæg vil der stadig være brug for et system til behandling af radioaktivt affald i Danmark, da radioaktive isotoper stadig vil blive anvendt inden for den medicinske sektor, i industrien og til forskning. Den aktive del af Behandlingsstationen for radioaktivt affald består af behandlingsanlægget for radioaktivt vand (destillation med damp-kompression), dekontamineringsrum (især for beskyttelsesdragter) samt laboratorier til kontrolanalyser og affaldskarakterisering.

Det lavaktive affald fra spildevandsanlægget placeres i tromler i en bituminiseringscelle. Lagerhallen til lavaktive affaldstromler indeholder ca. 4.700 tromler. Det afskærmede lager for lavaktivt og mellemaktivt affald indeholder ca. 80 tromler med mellemaktivt affald. Hver tromle er en 100-liters tromle inden i en 220-liters tromle med ringvolumen fyldt med cementmørtel. Lageret til højaktivt affald består af en underjordisk betonblok med huller og gruber til aktivt affald i rustfri betonbeholdere, f.eks. kontrolstænger fra DR 3 og α -kontamineret affald fra Hot Cells anlægget.

Dekommissioneringsstrategier

Der er mange faktorer at tage højde for ved valg af en strategi for dekommissionering af de nukleare anlæg. Disse omfatter landets politik, anlæggenes karakteristika, arbejdsmiljø, miljøbeskyttelse, behandling af radioaktivt affald, tilstedeværelsen af personale, fremtidig brug af stedet, forbedringer inden for dekommissioneringsteknologi, omkostninger, tilstedeværelsen af de økonomiske midler til projektet samt forskellige sociale hensyn. Disse faktorer indbyrdes vægt må vurderes i det enkelte tilfælde. Der tales normalt om tre typer af strategier:

DECON (dekontaminering), hvor alle radioaktive komponenter og bygningsdele renses eller demonteres, emballeres og sendes til et affaldsdepot, eller de lagres midlertidigt på stedet. Når denne opgave er udført og tilsynsmyndigheden har hævet forpligtelserne for anlægsejeren, kan stedet anvendes til andre formål.

SAFSTOR (sikker oplagring), hvor det nukleare anlæg holdes intakt og opbevares beskyttet i flere årtier. Denne metode medfører, at den del af anlægget, der indeholder radioaktivt materiale, "låses" og overvåges på stedet af sikkerhedsvagter, og man benytter dermed tid som dekontamineringsfaktor. Når aktiviteten er henfaldet til betydeligt lavere niveauer, skilles enheden ad som efter DECON strategien.

ENTOMB (indkapsling), hvor de radioaktive bygningsdele, systemer og komponenter indkapsles i en langtidsholdbar substans, *f.eks.* beton. Det indkapslede anlæg vedligeholdes på passende vis og overvåges, indtil aktiviteten er henfaldet til et niveau, som betyder, at anlægget kan frigives.

Disse tre forskellige dekommissioneringsstrategier for de nukleare anlæg er blevet overvejet, og nogle af de vigtige punkter, som vil påvirke valget af den "bedste" strategi, er identificeret:

- en lang nedkølingsperiode (40 - 60 år) vil ikke nedbringe det radioaktive indhold i forskningsreaktor DR 3 til et niveau, hvor fjernbetjente værktøjer vil kunne undgås
- der er tilstrækkelig teknologi i form af værktøjer og viden til rådighed til at gennemføre dekommissioneringsforløbet nu
- koncentreret planlægning og hurtig udførelse af dekommissioneringsforløbet vil give maksimal brug af det nuværende personale, som har den relevante viden om de nuværende installationer og rutiner ved behandling af radioaktive materialer og komponenter
- et kort, kontinuerligt dekommissioneringsforløb vil give de bedste muligheder for rationel anvendelse af landets ressourcer, især da Danmark kun har ét dekommissioneringsprojekt og ingen nuklear industri. Alle hidtidige skøn har desuden vist, at et kontinuerligt, kort dekommissioneringsscenario er det mest omkostningseffektive
- for at undgå forsinkelser i dekommissioneringsforløbet under afventning af planlægning af, beslutningstagning om og færdiggørelse af et affaldsslutdepot vil der blive opført et midlertidigt lager på Risø til oplagring af størstedelen af det radioaktive affald, som fremkommer ved dekommissioneringen.

Sikker oplagring i nogle årtier anses ikke for velegnet, da de samlede omkostninger ville stige ved et længere tidsforløb. Det skyldes, at omkostningerne ved demonteringen af anlæggene vil være mere eller mindre uændrede, mens overvågningsomkostningerne ville stige proportionalt med oplagringsperioden. Sikker oplagring ville også gå imod det grundlæggende synspunkt, at man ikke skal overlade det til fremtidige generationer at løse problemerne.

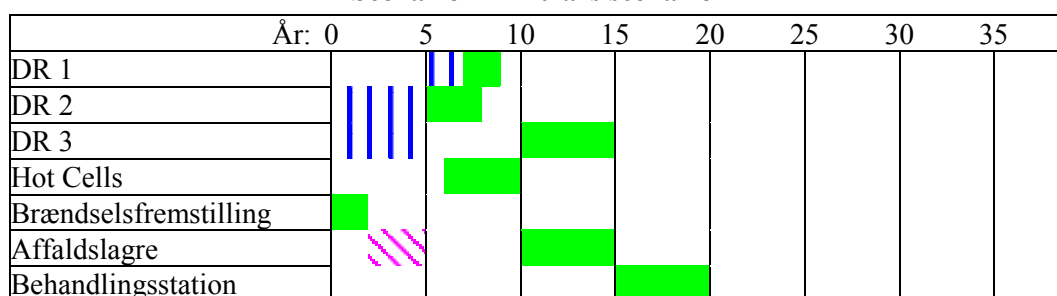
Indkapslingsstrategien anses for særdeles uacceptabel af flere årsager, heriblandt den meget begrænsede internationale erfaring hermed. Strategien er især taget med i overvejelserne på grund af de manglende faciliteter til deponering af radioaktivt affald.

Det er derfor foreslået, at der bør udføres en fuldstændig dekommissionering af alle de nukleare anlæg på Risø hele vejen til ”green field” status.

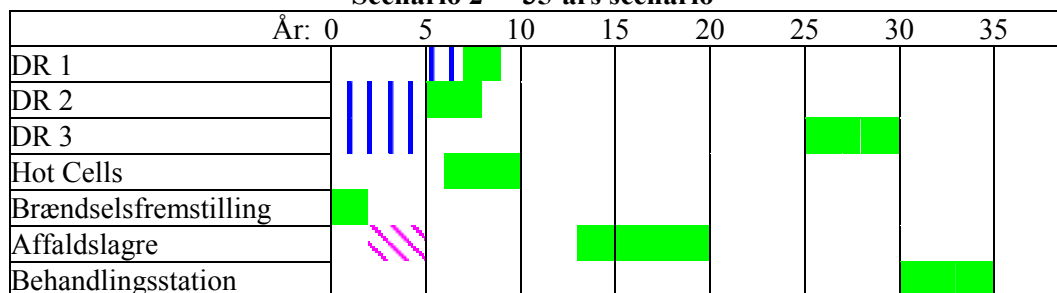
Scenarier og metodik ved dekommissionering til ”green field”

Der er overvejet tre dekommissioneringsscenarier til ”green field”, hvor den største forskel er nedkølingstiden for reaktor DR 3 fra driftsophør til endelig demontering. Nedkølingstider på 10, 25 og 40 år er taget under overvejelse. Den samlede varighed af scenarierne anslås at være hhv. 20, 35 og 50 år, som anført nedenfor.

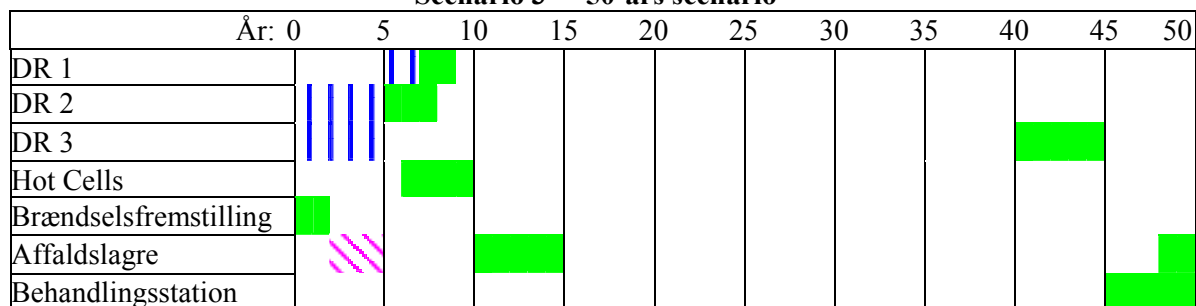
Scenario 1 - ”20-års scenario”



Scenario 2 - ”35-års scenario”



Scenario 3 - ”50-års scenario”



||| : Demontering af udvendige kredsløb, osv.

■ : Endelig demontering af reaktorblok, osv.

/// : Etablering af mellemlager og/eller behandlingsanlæg

I alle scenarier antages det, at reaktor DR 1 og DR 2 samt Hot Cells anlægget dekommissioneres i løbet af de første ti år. Affaldets overgang fra lageret på Risø til et slutdepot kan - mere eller mindre - udføres på et hvilket som helst tidspunkt efter opførelse af et sådant depot.

I både scenario 2 og scenario 3 forudses det, at udenlandsk personale skal udføre de endelige trin af dekommissioneringen, da den nødvendige viden da ikke længere vil være til rådighed i Danmark. Imidlertid vil det sandsynligvis være muligt at opretholde tilstrækkelig viden til at udføre de nødvendige eftersyn af anlæggene i hvileperioden.

Der er foretaget grove skøn af strålingsdoserne for personalet under gennemførelse af dekommissioneringen, og disse er opsummeret i Tabel 2.2 for scenario 1. Disse skøn er ret usikre, men bedre skøn kræver en mere præcis vurdering af aktivitetsindholdet og de arbejdsopgaver, der skal udføres.

Tabel 2.2. Strålingsdoser. Strålingsdoser ved dekommissionering af Risøs nukleare anlæg for scenario 1. Til sammenligning har de samlede doser, som er registreret på Risø i de senere år, været ca. 150 - 200 person mSv pr. år.

Nukleart anlæg	Skønnet samlet dosis (person-mSv)
Reaktor DR 1	25
Reaktor DR 2	100
Reaktor DR 3	2.000
Hot Cells	300
Behandlingsstation	70
I alt	~ 2.500

Der vil sandsynligvis ikke være store forskelle mellem de tre scenarier for så vidt angår de beskyttelsesforanstaltninger, der kræves for det personale, der udfører dekommissioneringsarbejdet. Omkostningerne for de tre scenarier vil derfor være ens i faste priser, bortset fra forskellen i udgifterne til at holde organisationen kørende i de forskellige tidsperioder og til sikker opbevaring af nogle af anlæggene ved de længere scenarier. De samlede omkostninger til de tre scenarier er anslået til ca. 1,1 mia. kr., dvs. gennemsnitligt ca. 50 – 60 mio. kr. om året i de perioder, hvor der udføres betydeligt arbejde.

Det korte 20-års scenario er således det mest attraktive. Tidsrammen dikteres af to modsatte synspunkter. På den ene side skal der være en passende nedkølingsperiode for reaktor DR 3, som var i drift indtil år 2000, og på den anden side den bedst mulige brug af den ekspertise, som det nuværende personale besidder. Rækkefølgen for dekommissionering af de forskellige anlæg dikteres især af (a) aktivitetsindholdet i anlægget samt de fordele, det radioaktive henfald giver, samt (b) anlæggets kompleksitet. Derfor er følgende rækkefølge for dekommissionering af de forskellige nukleare anlæg anbefalet:

- (1) forskningsreaktor DR 1
- (2) forskningsreaktor DR 2
- (3) Hot Cells anlægget
- (4) forskningsreaktor DR 3
- (5) behandlingsstationen for radioaktivt affald med mellemlager

Behandlingsstationen for radioaktivt affald vil blive dekommissioneret til sidst, da driften af dette anlæg er nødvendig under dekommissionering af de andre anlæg.

Mange af byggematerialerne i de nukleare anlæg, f.eks. de udvendige dele af reaktorbygningerne og hjælpesystemerne, vil ikke være kontamineret eller kun lettere kontamineret. Disse materialer vil så vidt muligt blive fraseret det radioaktive affald og bortskaffet til genanvendelse eller bortskaffelse som ikke-aktivt affald. Det vil mindske den mængde, der skal placeres i slutdepotet for radioaktivt affald. Aktivitetsniveauet i det ikke-aktive og det kun lettere aktive affald vil blive kontrolleret før og efter demontering af komponenterne. Dette, tillige med komponenternes oprindelse og den anvendelse, komponenterne vides at have haft, vil blive anvendt ved den primære sortering. Der vil blive opført et gamma-scanningslaboratorium til de endelige frigivelsesmålinger. Systemet og rutinerne vil blive kvalitetssikret.

Behandling og karakterisering af radioaktivt affald

Lavaktivt affald (LLW) og mellemaktivt affald (ILW) fra danske brugere af radioaktive materialer og fra driften af de tre forskningsreaktorer har i de seneste fyre år været midlertidigt oplagret på Risø. Sammen med det affald, der fremkommer ved dekommissioneringen af Risøs nukleare anlæg, vil det blive overført til et slutdepot, som skal opføres et sted i Danmark på et senere tidspunkt.

Det ville have været at foretrække, at der var et dansk depot for lav- og mellemaktivt affald til rådighed før igangsættelsen af en større nedrivning af de mere aktive dele af de nukleare anlæg. Tidsplanen for hvornår, der kommer et slutdepot, er imidlertid usikker, og for at kunne gå videre med planlægningen af dekommissioneringen er det hensigten at benytte midlertidig oplagring for affaldet fra dekommissioneringsarbejdet.

Dekommissioneringsaffaldet består især af beton, aluminium, almindeligt stål, rustfrit stål og grafit. Skøn over forventede mængder konditioneret affald fra dekommissionering af forskningsreaktor DR 1, DR 2, DR 3 med tilhørende bygninger, betoncellerne i Hot Cells anlægget, små anlæg som f.eks. Brændselproduktionsanlægget, samt Behandlingsstationen for radioaktivt affald med dets lager er angivet i Tabel 2.3, som også viser en cirka-mængde for det allerede eksisterende affald i tromler, osv., og som særskilte linier de resterende produkter fra uran-pilotanlæggets (UPP) forsøg med at udvinde uran af grønlandsk malm.

Der vil blive opført et nyt mellemlager på Risø til oplagring af det affald, som fremkommer ved dekommissionering af de nukleare anlæg. Anlægget vil primært blive brugt til en ny type affaldsenhed i form af betonbeholdere. Denne affaldsenhed vil blive anvendt til dekommissioneringsaffaldet samt til nogle af de nuværende affaldstromler. Betonbeholderne vil blive udformet med et flerlags barrieresystem. Det omfatter anvendelse af opfyldningsmateriale, rustfrie stålmembraner og beton i høj kvalitet. Til ILW vil der om nødvendigt blive anvendt indvendig afskærmning. Til affald med lavt niveau kan anvendes ISO-beholdere eller beholdere fremstillet af stål.

Kravene til slutdepotet er fastlagt til at være mellem 3.000 og 10.000 m³. Anlægget vil sandsynligvis være af den "overfladenære" type, men der er endnu ikke truffet beslutning om det endelige koncept. Betonbeholderne vil blive konstrueret, så de kan modstå et vist udvendigt vandtryk. Ved et højere vandtryk vil beholderne hurtigt blive fyldt med vand.

Tabel 2.3. De skønnede mængder af konditioneret radioaktivt affald med angivelse af indholdet af kort- og langlivede radionuklider (ekskl. højradoaktivt affald og 15 m³ tritieret tungt vand) i år 2010. De to tal i højre spalte er skøn for dekommissionerings-affald, som muligvis kan frigives som ikke-aktivt affald, samt for inaktivt affald fra nedbrydning af bygninger, osv.

Nukleart anlæg	Mængden af konditioneret affald [m ³]	β-/γ-aktivitet kortlivet [GBq]	β-aktivitet langlivet T _{1/2} > 30 år [GBq]	α-aktivitet langlivede aktinider osv. [GBq]	Massen af næsten inaktivt og inaktivt affald [ton]
Dekommissioneringsaffald					
DR 1	2	5	Lav	Lav	200 + 1.000
DR 2	120	20	Lav	≈ 0	300 + 600
DR 3 kompleks	1.000	20.000 ¹	7.700 ¹	≈ 0	1.800 + 11.000
		20.000 ²	-		
Små anlæg	6	-	Lav	Lav	+ 10
Hot Cells	50	3.000	Lav	100	2.500
Behandlingsst.	50	1	Lav	Lav	100 + 3.600
Nuværende affald					
I tromler, osv.	1.800	25.000	1.000	1.000	
I alt	3.000	48.000¹/20.000²	8.700¹	1.100	5.000 + 16.000
UPP tailings	1.000	datterprodukter	-	30 (NORM)	500
UPP malm	2.400	datterprodukter	-	100 (NORM)	500

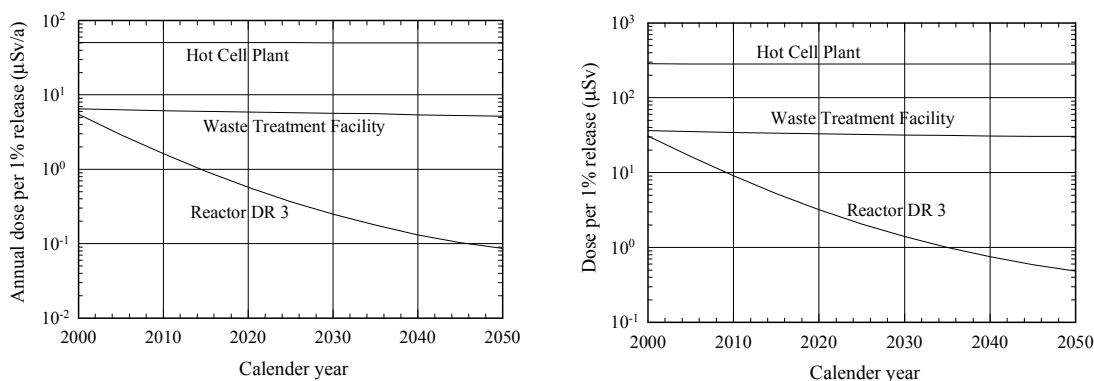
¹⁾ Aktiviteterne er baseret på vurderingen for DIDO-reaktoren i Harwell, UK

²⁾ Tritium, som især findes i bestrålet betonaufskærmning, og som genereres af ⁶Li(n, α)³H processen

Dekommissioneringens indvirkning på miljøet

Planerne for dekommissionering af de nukleare anlæg på Risø vil omfatte strålingsbeskyttelse af den omgivende befolkning på samme måde som i anlæggenes driftsfase. Der vil derfor blive fastlagt rutiner til begrænsning af de potentielle udledninger af radioaktivt materiale til miljøet under demontering af anlæggene. De nuværende miljøovervågningsprogrammer vil blive fortsat eller udvidet, så de også omfatter analyser af f.eks. ¹⁴C-udledninger til miljøet. Der vil fortsat findes beredskabsplaner til afhjælpning af eventuelle konsekvenser af uheldsbetingede udledninger af radioaktivt materiale til miljøet, om end på et lavere niveau end i driftsfasen.

Vurderinger af potentielle doser for den omgivende befolkning på grundlag af atmosfæriske udledninger af radioaktivt materiale under dekommissioneringen både fra den normale drift og fra uheld kræver analyser, som ville være særdeles omkostningskrævende. I Figur 2.3 er en alternativ, deterministisk tilgang anvendt, hvor en udledning af en brøkdel af aktivitetsbeholdningen på hvert nukleart anlæg er sat i forhold til individuelle strålingsdoser hos medlemmerne af den kritiske gruppe i den omgivende befolkning. Med denne tilgang er det muligt at fastslå de maksimale doser for den kritiske gruppe, svarende til en (næsten umulig) 100% udledning af aktivitetsbeholdningen, enten kontinuerligt under dekommissioneringen eller over en kort tidsperiode ved et uheld.



Figur 2.3. Individuelle doser for medlemmerne af den kritiske gruppe ved en årlig udledning på 1% af aktivitetsbeholdningen (venstre diagram) samt ved en uheldsbetinget udledning af 1% af aktivitetsbeholdningen i Hot Cells anlægget, reaktor DR 3 samt Behandlingsstationen for radioaktivt affald (ekskl. lageret for højaktivt affald) over en kort tidsperiode under de mest sandsynlige meteorologiske forhold (højre diagram).

De beregnede individuelle doser for den kritiske gruppe uden for Risøs område i en afstand af 1 km fra de nukleare anlæg vises i Figur 2.3, både ved en årlig atmosfærisk udledning på 1% af aktivitetsbeholdningen samt for en uheldsbetinget atmosfærisk udledning af 1% af beholdningen over en kort tidsperiode. Atmosfæriske udledninger fra reaktor DR 1 og DR 2 er ikke medtaget i Figur 2.3, da aktivitetsindholdet i disse anlæg er meget lavt. De individuelle doser fra udledning ad vandvejen i Roskilde Fjord vil være ubetydelige.

Det fremgår af Figur 2.3, at de individuelle doser fra en 1% udledning fra reaktor DR 3 vil være faldende over tid p.g.a. det radioaktive henfald. Doser fra eventuelle fremtidige udledninger fra Hot Cells anlægget og Behandlingsstationen for radioaktivt affald vil være uændrede, da de vil være domineret af langlivede aktinider.

En brøkvis udledning på 1% af aktivitetsbeholdningen er særdeles forsigtigt sat, i det mindste hvad angår reaktor DR 3, da de radioaktive materialer er fordelt som aktive-ringsprodukter i de indre dele af konstruktionen (reaktortank, topafskærmning, osv.). Hvad angår Hot Cells anlægget, er aktiviteten fordelt på de indre overflader af betoncellerne som små partikler, og en brøkvis udledning på 1% af aktiviteten under demontering ville være mere sandsynlig, men skønnet er stadig forsigtigt sat. Selv om en stor brøkdel af aktivitetsbeholdningen blev udledt til atmosfæren, ville de maksimale individuelle doser for den kritiske gruppe være sammenlignelig med og ikke mere end nogle få gange større end doserne fra den naturlige baggrundsstråling.

Resumé

Alle de nukleare anlæg på Forskningscenter Risø med undtagelse af Behandlingsstationen for radioaktivt affald er lukket. Planen er, at dekommissionere disse anlæg, inklusive Behandlingsstationen for radioaktivt affald, så der opnås "green field" status inden for de næste 15 - 20 år. De samlede omkostninger anslås til ca. 1,1 mia. kr., svarende til en gennemsnitlig årlig omkostning på ca. 50 - 60 mio. kr. ved det korte scenario over 15 - 20 år. Det største bidrag til de samlede dekommissioneringsomkostninger skyldes forskningsreaktor DR 3. Omkostningerne vil ikke være ligeligt fordelt over perioden.

Der er overvejet nogle få andre muligheder end dekommissionering til "green field". De omfatter "safe storage", hvor det nukleare anlæg holdes intakt og i en sikret tilstand i flere årtier, samt "entombment", indkapsling, hvor de radioaktive dele af anlæggene indkapsles i et stof med lang levetid, såsom beton. Sidstnævnte svarer til at

etablere et overfladenært affaldsdeponi. Det er meget usandsynligt, at nogen af disse alternative muligheder vil blive foretrukket.

Der skal anvendes oplagrings- og depotfaciliteter til ca. 5.000 m³ konditioneret radioaktivt affald, inklusive det nuværende affald samt affald, der fremkommer under dekommissioneringen. De eksisterende lagre for radioaktivt affald er mere eller mindre fyldt op, og planen er derfor at bygge et nyt midlertidigt lager til dekommissioneringssaffaldet, som vil blive pakket i en ny type betonaffaldsenhed. Dette lager vil kun blive brugt i et relativt lille antal år, idet affaldsenhederne efterfølgende skal transporteres til et slutdepot, når et sådant er anlagt.

Dekommissionering af de nukleare anlæg forventes ikke at medføre betydelig udledning af radioaktivt materiale til miljøet, men skulle en sådan udledning finde sted, vil det kun resultere i små doser i sammenligning med den naturligt forekommende baggrundsstråling.

3 Kernekraftens el-produktion

Den samlede installerede kernekrafteffekt i verden steg fra 351 GWe ved udgangen af 2000 til 353 GWe ved udgangen af 2001. Til sammenligning tjener, at den installerede effekt i de danske kraftværker er omkring 8 GWe. Pr. 1. september 2002 var der i alt 442 kraftreaktorer i drift, mens 35 kernekraftenheder var under bygning.

I 2002 blev i alt fire nye kernekraftenheder koblet til nettet. I Kina blev to nye PWR-enheder sat i drift, Qinshan-2-1 på 610 MWe og Lingao-1 på 930 MWe, og i Sydkorea er to nye PWR-enheder sat i drift, Yonggwang-5 og -6, begge på 950 MWe.

Figur 3.1 viser udviklingen i den installerede elektriske effekt i kernekraftværker inden for forskellige geografiske regioner. Tabel 3.1 viser den installerede effekt pr. 1. januar 2002 i de enkelte lande i de forskellige regioner.

Den installerede effekt i Nord- og Sydamerika (112 GWe) og i Vesteuropa (126 GWe) har været næsten uændret siden sidst i 1980'erne, mens landene i Sydøstasien (67 GWe) har fortsat udbygningen af kernekraft.

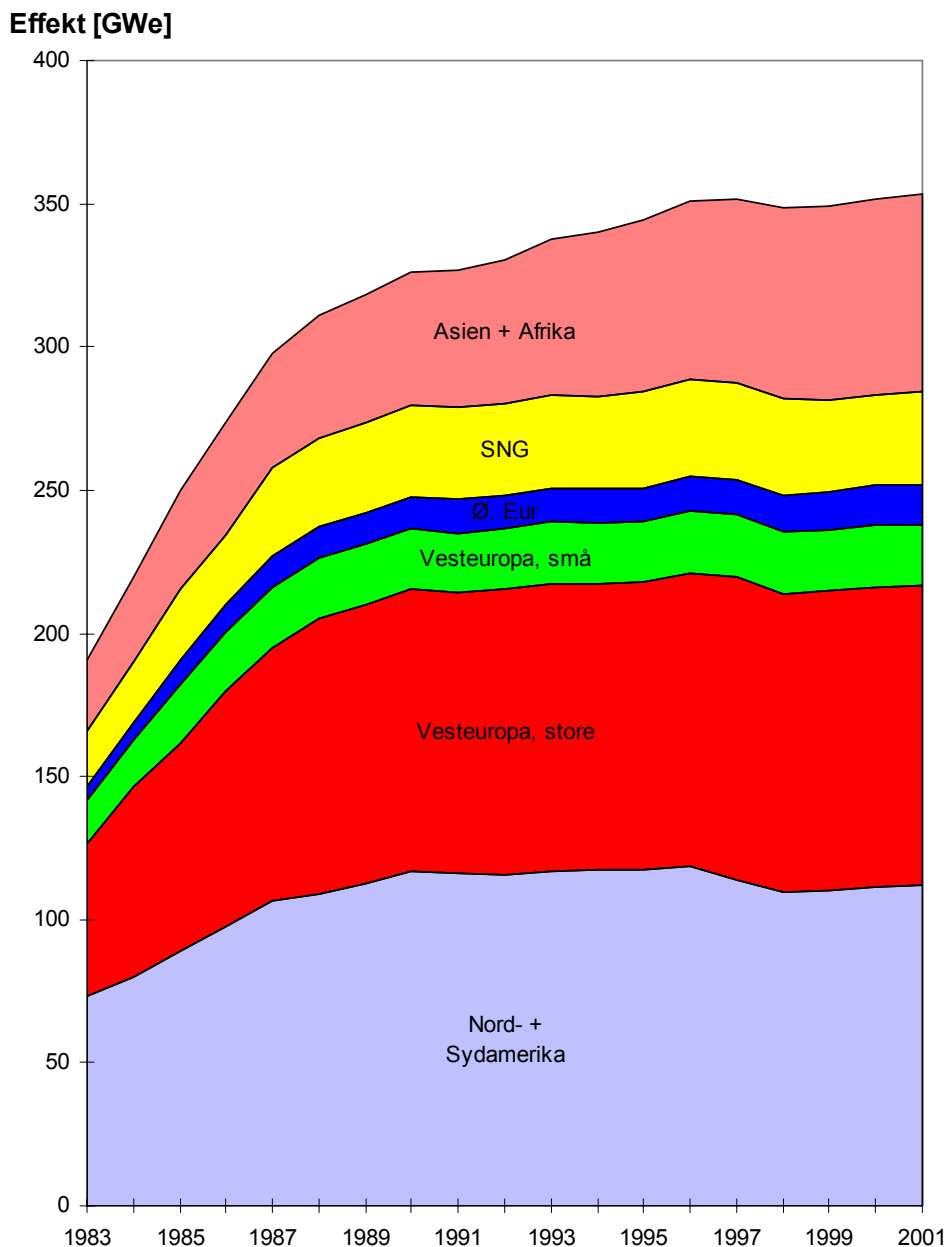
Tabel 3.1. Installeret effekt pr. 1/1-2002 (GWe)

Nord- + Sydamerika		Vesteuropa, store lande		Vesteuropa, små lande	
Argentina	0,9	Frankrig	63,1	Belgien	5,7
Brasilien	1,9	Tyskland	21,3	Finland	2,7
Canada	10,0	Spanien	7,5	Holland	0,5
Mexico	1,4	Storbritannien	12,5	Sverige	9,4
USA	97,9			Schweiz	3,2
Total	112,1	Total	104,4	Total	21,5

Østeuropa		SNG		Asien + Afrika	
Bulgarien	3,5	Armenien	0,4	Kina	2,2
Litauen	2,4	Rusland	20,8	Taiwan	4,9
Rumænien	0,7	Ukraine	11,2	Indien	2,5
Slovakiet	2,4			Japan	44,3
Tjekkiet	2,6			Sydkorea	13,0
Slovenien	0,7			Pakistan	0,4
Ungarn	1,8			Sydafrika	1,8
Total	14,0	Total	32,4	Total	69,1

Hvad angår de reaktortyper, der anvendes i verdens kernekraftværker, så dominerer letvandsreaktorerne, idet 65% af effekten produceres med trykvandsreaktorer, mens 23% kommer fra kogendevandsreaktorer. Tungtvandsreaktorer står for godt 4%, og det samme gør den russiske RBMK-type (Tjernobyl-typen). De gaskølede grafitreaktorer bidrager med godt 3%.

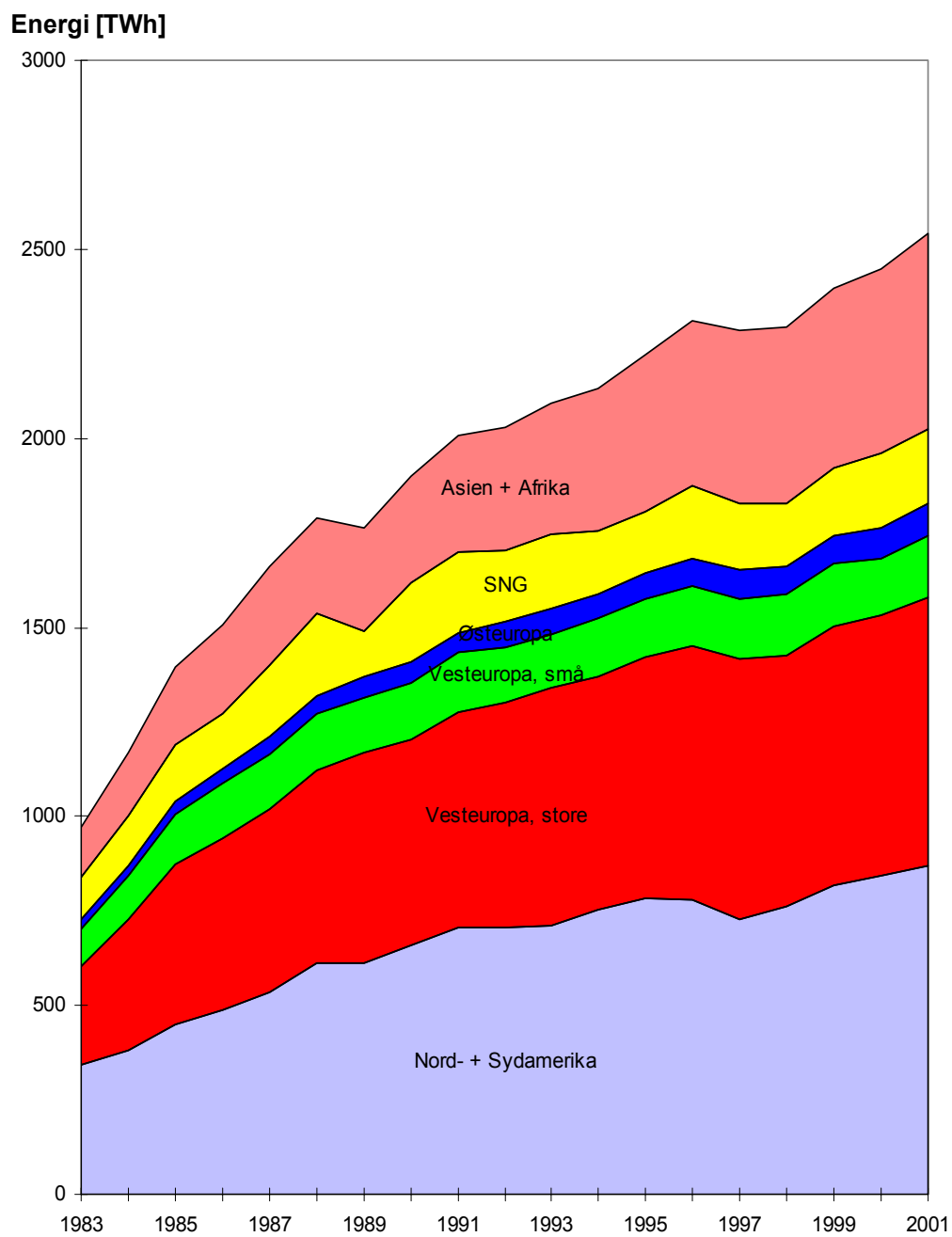
Figur 3.2 viser udviklingen i den samlede producerede energi fra kernekraftværker inden for de tilsvarende geografiske regioner som i Figur 3.1. Fra 2000 til 2001 steg el-produktionen fra 2450 TWh til 2550 TWh, svarende til en stigning på 4%. Den tilsvarende stigning i installeret effekt er kun 0,6%. Reaktorerne er således blevet bedre udnyttet i 2001 end i 2000, specielt er man verden over blevet bedre til at undgå driftsstop.



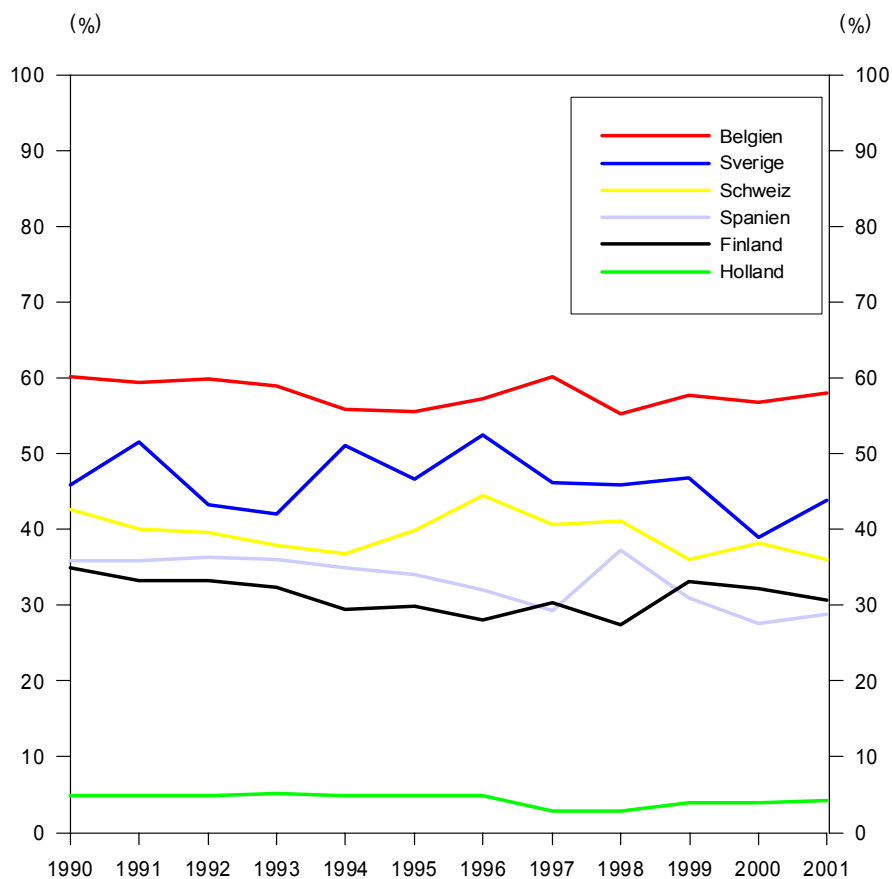
Figur 3.1. Udviklingen i den samlede installerede kernekrafteffekt inden for forskellige geografiske regioner.

Figur 3.3, 3.4 og 3.5 viser den procentdel af de forskellige landes el-produktion, der kommer fra kernekraftværker. Figur 3.3 viser kernekraftens andel i el-produktionen i en række hovedsagelig mindre, vesteuropæiske lande. Det fremgår af figuren, at andelen i 2001 var 58% i Belgien, 44% i Sverige, 36% i Schweiz, 29% i Spanien og 31% i Finland. Figur 3.4 viser kernekraftens andel i el-produktionen i en række større industrilande. I 2001 var denne andel 77% i Frankrig, 39% i Sydkorea, 34% i Japan, 31% i Tyskland, 23% i Storbritannien, 20% i USA og 13% i Canada.

I alt kommer cirka en tredjedel af Vesteuropas el-produktion fra kernekraftværker.

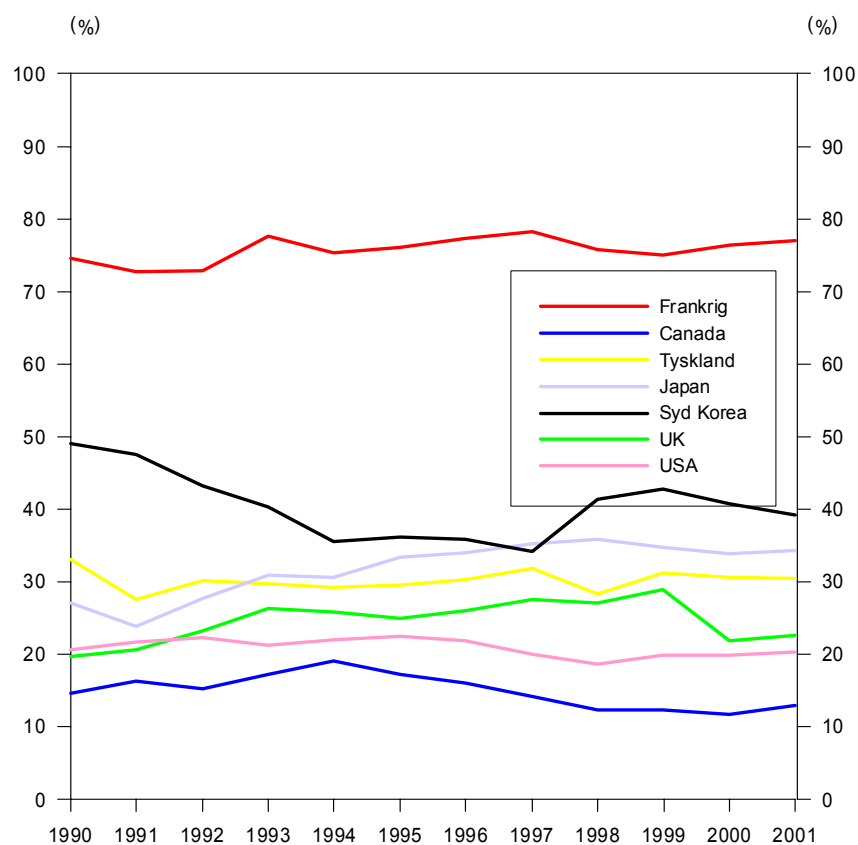


Figur 3.2. Udviklingen i den samlede producerede energi fra kernekraft inden for forskellige geografiske regioner

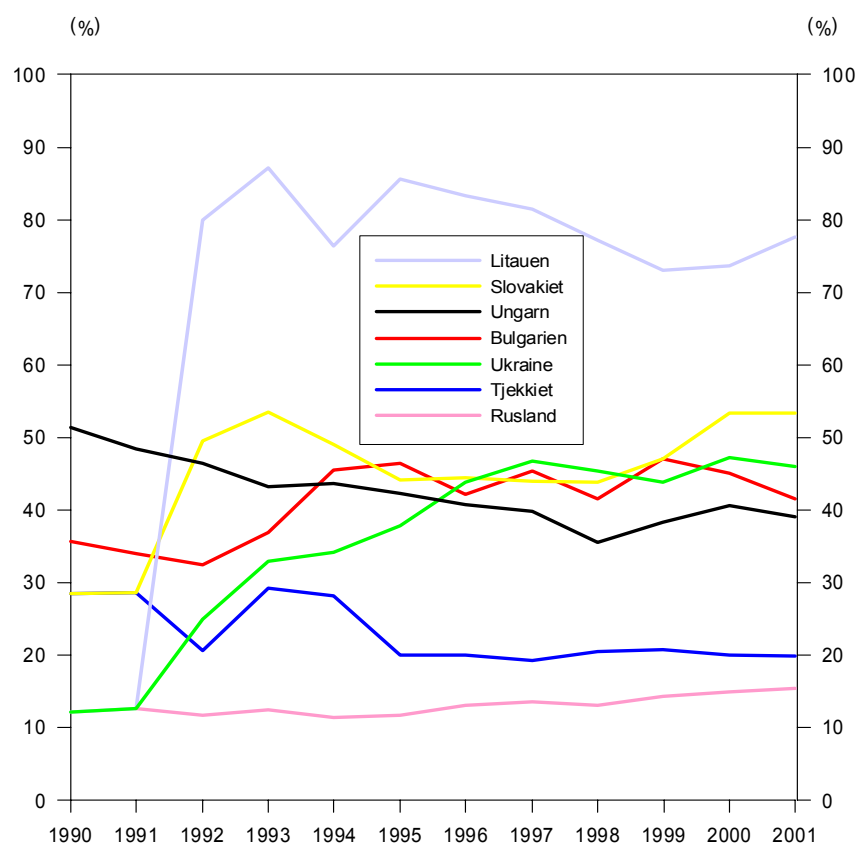


Figur 3.3. Kernekraftens andel af el-produktionen i en række hovedsagelig mindre, vesteuropæiske lande.

Figur 3.5 viser, hvor stor en rolle kernekraften spiller i de central- og østeuropæiske lande samt i SNG-landene. I 2001 var kernekraftens andel i el-produktionen 78% i Litauen, 46% i Ukraine, 53% i Slovakiet, 42% i Bulgarien, 39% i Ungarn, 20% i Tjekkiet og 15% i Rusland. Næsten alle de russiske kernekraftværker ligger i den europæiske del af landet, således at kernekraftens andel af el-produktionen her er højere, mens den er mindre i den asiatiske del af Rusland.



Figur 3.4. Kernekraftens andel af el-produktionen i en række større industrilande.



Figur 3.5. Kernekraftens andel af el-produktionen i en række central- og østeuropæiske lande.

4 Større, sikkerhedsrelevante hændelser i 2002

Året 2002 var et relativt godt år med hensyn til sikkerheden på verdens kernekraftanlæg. Der forekom en enkelt hændelse, der takseredes til niveau 3 på INES-skalaen for uheld på nukleare anlæg. Herudover registreredes fem klasse-2 hændelser. INES (International Nuclear Event Scale) benyttes til at beskrive hændelsernes alvorlighed. Skalaen går fra 1 til 7, hvor 1 blot er en hændelse med ringe eller ingen sikkerhedsmæssig betydning, mens klasse-7 skal dække de alvorligste ulykker, som havariet af Tjernobyl-4 enheden i Ukraine i 1986. (Se nærmere om INES i Appendiks B.) Mens situationen for kernekraftværkerne var ret god i 2002, måtte man for radioaktive kilder notere to klasse-3 hændelser og syv klasse-2 hændelser. Ingen af disse forårsagede dog dødsfald som følge af kraftige bestrålinger, hvilket er forekommet i tidligere år.

Den alvorligste kernekrafthændelse (INES klasse 3) forekom i USA, hvor man på Davis Besse værket opdagede en alvorlig korrosionsskade i forbindelse med det årlige eftersyn. Ved den ene af de alvorligere hændelser med radioaktive kilder blev en radiografs ene ben udsat for en kraftig bestråling fra en kilde, der benyttes til kontrol af svejsninger. Den opståede skade var ikke helet 18 måneder efter uheldet. Ved den anden alvorlige hændelse med strålingskilder blev ingen udsat for væsentlige strålingsdoser, men med et andet forløb kunne farlige strålingsdoser være forekommet.

Den 29. november 2001 opdagede man på Point Beach kernekraftværket i USA, at en tilsyneladende mindre driftsforstyrrelse ville kunne udvikle sig til en mere alvorlig hændelse. Problemet var den trykluft, der benyttedes til styring af forskellige instrumenter og regulatorer. Der var ikke sikret reserver i tilfælde af, at tryklufften forsvandt af en eller anden grund. En kæde af mindre fejl ville så kunne bevirke, at pumperne i hjælpefødevandssystemet hurtigt blev skadet på grund af for lille vandstrøm. Man konstaterede efterfølgende også, at instruktionerne til personalet efter et reaktortrip med hurtig nedlukning var mangelfulde, og der manglede i kontrolrummet en indikator for recirkulationen. Endelig konstaterede man, at også andre initierende hændelser end tab af tryklufften kunne få lignende følger - f.eks. brand eller tab af ydre spændingsforsyning. Kraftværket blev i løbet af få måneder forsynet med reserveudstyr for trykluft, nye instruktioner blev indført, og personalet blev straks optrænet heri. Problemet vedrørte begge enheder på værket, og hændelsen blev bedømt til klasse 2 på INES-skalaen.

I januar 2002 blev myndighederne i Illinois (USA) opmærksomme på, at der i juni 2000 var sket et strålingsuheld med en kraftig iridium-192 kilde (3 TBq) i forbindelse med kontrol af nogle svejsninger på stålør i et industrianlæg. En radiograf opdagede ikke, at batteriet i hans strålingsmåler var ophørt med at virke, og derfor bemærkede han ikke det høje strålingsniveau ved kilden. Denne var nemlig ikke blevet trukket helt tilbage i afskærmningsbeholderen. Et par uger senere opdagede han en rød plet på det ene ben, men meldte det ikke til den ansvarshavende helsefysiker. I løbet af 2001 blev skaden værre, og såret ville ikke heles. I slutningen af 2001 blev episoden med kilden kendt af de ansvarlige i firmaet, og i januar 2002 blev de statslige myndigheder orienteret. Man skønner, at benet i juni 2000 fik en dosis på 15 gray. Hændelsen takseredes til INES klasse 3, da bestrålingen havde bevirket akutte strålingsskader.

De svenske myndigheder for strålingsbeskyttelse blev den 3. januar 2002 kontaktet af det amerikanske transportministerium. I New Orleans havde man modtaget en forsendelse på 366 TBq iridium-192 fra Studsvik-anlægget i Sverige. Forsendelsen indeholdt et stort antal små skiver med iridium-192, og der benyttedes en godkendt transportbeholder. Alligevel var strålingsniveauet på den ene side af beholderen langt over

det tilladte, mens det på den anden side omtrent var normalt. Beholderen var via Paris kommet til lufthavnen i New Orleans. Den chauffør, der skulle bringe beholderen videre fra lufthavnen, målte strålingsniveauet med et dosimeter, der imidlertid øjensynlig var gået i baglås. Uden at kunne måle niveauet fik han beholderen op på sin lastbil og kørte de sidste 2-3 km til det endelige bestemmelsessted. Ved ankomsten opdagede chaufføren, at hans lommedosimeter viste 1,6 mSv. Det var ikke nogen stor dosis men alligevel meget mere end forventet. Han fik derfor foretaget omfattende målinger omkring beholderen, som derefter blev anbragt et sikkert sted, mens årsagen blev undersøgt. Det viste sig, at lågene til to af tre indre beholdere var blevet løsnet - formentlig under transporten. Herved kunne nogle af de små iridiumskiver falde ud i den ydre beholder. Endvidere var en indre strålingsafskærmning ikke anbragt tætsluttende, så i bestemte retninger var der et højt strålingsniveau. Da transportbeholderen i sig selv var i orden, har forholdsreglerne mod en gentagelse været ændringer i instruktioner og organisation på Studsvik samt præcisering af ansvaret for korrekt behandling. De begåede fejl samt de mulige konsekvenser var så alvorlige, at hændelsen blev bedømt til en 3'er på INES-skalaen.

Den 21. januar 2002 var man på Flamanville-2 enheden i Frankrig i gang med vedligeholdelsesarbejde på de elektriske omformere. Herved skete en fejl, hvorved man mistede strømforsyningen til et af sikkerhedssystemerne, ligesom der opstod fejl i kontrollen af et andet sikkerhedssystem. Desuden blev reaktoren hurtiglukket ("scram"). I kølvandet heraf opstod der yderligere nogle fejl, muligvis som følge af forkerte indgreb fra personalets side. En hjælpe-fødevandspumpe blev ødelagt som følge af manglende smøring, og forseglingsvand til hovedkølepumperne blev afbrudt i en time. Hændelsen havde ingen betydning for personale og omgivelser, men samlet bevirkede fejlene, at hændelsen blev anbragt i INES klasse 2.

På Davis Besse kernekraftværket i USA var man den 8. marts 2002 i gang med at undersøge kontrolstavens styr i låget af reaktortanken. Mens man var i gang med at udbedre (mindre) skader på et af styrene, opdagedes der skader på selve tanklåget omkring styret. Over et ca. 11 cm x 15 cm areal var det meste af stålet korroderet bort; kun den indre rustfrie plade på 6-8 mm tykkelse var uskadt, mens 18 cm almindeligt stål var borte. Ved fornyet gennemgang af dokumenter fra tidligere års undersøgelser kunne man konstatere, at der allerede for nogle år siden var tegn på korrosionsangreb, som burde have resulteret i indgreb. Hændelsen betragtedes med så stor alvor, at den klassificeredes som en INES-3 hændelse, selv om der ikke skete skader på personer eller omgivelserne.

En kobolt-60 kilde blev den 11. marts 2002 overført fra et hospital i Leeds i England til Sellafield. Ved ankomsten til Sellafield foretoges rutinemæssige målinger af strålingsniveauet omkring transportbeholderen, hvorved forhøjede niveauer opdagedes. Det viste sig, at der under beholderen var et snævert, kraftigt strålebundt fra kobolt-60 kilden med en dosishastighed på op til 3,5 gray pr. time. De personer, der havde været i nærheden af kilden under forsendelsen, bar dosimetre, og man kunne konstatere, at de ikke havde fået større doser end normalt. Hændelsen er bedømt til klasse 2 på INES-skalaen.

Samme dag - altså den 11. marts - var man i gang med at skifte brændselselementer på Heysham-1 enheden i England. Med brændselsskiftmaskinen havde man fjernet et nyt element fra et rør i et mellemlager, hvorefter der skulle sættes en prop i røret. Men da brændselsskiftmaskinen blev flyttet, kunne den ikke slippe proppen på grund af en fejl i en kobling. Det endte med, at en del af proppen faldt ned i røret. Arbejdet med brændselsskift blev straks stoppet, og man gik i gang med at finde årsagen. I første omgang takseredes hændelsen blot som en klasse-1 hændelse, men efterhånden opdagede man også mangler ved sikkerhedskulturen i forbindelse med de pågældende ar-

bejder, ligesom der var mangler ved nogle procedurer. Hændelsen blev derfor opgraderet til klasse 2.

I april 2002 kom der en kort melding fra Houston i Texas om, at en radiograf var blevet udsat for en dosis på 0,7 gray som følge af utilsigtet bestråling fra en kobolt-60 kilde på ca. 1,3 TBq. En stråledosis af denne størrelse giver ikke akutte helbredsskader, men radiografen vil blive fulgt gennem en serie medicinske undersøgelser. Hændelsen bedømtes til INES klasse 2, hvilket er det sædvanlige ved stråledoser efter uheld, som ikke er umiddelbart livstruende.

I april 2002 havnede en mindre strålekilde fra et hospital i Alabama, USA, ved et uheld på en losseplads, hvor den begravedes i 3 meters dybde. Den 24. april opdagede hospitalet, at kilden (0,9 GBq iridium-192) var forsvundet, og man konkluderede hurtigt, at den måtte være havnet på førnævnte losseplads. En eftersøgning blev sat i gang, og allerede dagen efter kunne man grave kilden op fra jorden. Ingen personer kom noget til, men overtrædelsen af reglerne for opbevaring og brug af strålekilder blev vurderet til et 2-tal på INES-skalaen.

I Montana, USA, opdagede et firma, der har tilladelse til at bruge radioaktive kilder til målinger i geologiske borehuller, at der den 23. maj 2002 savnedes en cæsium-137 kilde på 44 GBq. Kilden blev hurtigt fundet uskadt på det sted, hvor den to dage tidligere var blevet benyttet ved målinger. Ved en rekonstruktion af aktiviteterne på stedet i de forløbne to døgn bestemte man de omtrentlige doser til de personer, der havde været på stedet i denne periode. Den højeste dosis til en person var 64 mSv, mens 30 andre personer havde fået doser mellem 64 mSv og 10 mSv. Doserne var så lave, at akutte strålingsskader kunne udelukkes. Hændelsen rubriceredes derfor som en 2'er på INES-skalaen.

På Lagune Verde kernekraftværket i Mexico var man den 12. juli 2002 i gang med at starte reaktoren, efter at den havde været nedlukket for reparation af nogle utætheder i dampprørene til turbinen. Automatikken nedlukkede pludselig reaktoren på grund af et fejlagtigt tryk i reaktortanken. Da man efterfølgende undersøgte årsagen, konstateredes det, at "reactor core isolation cooling" (RCIC) systemet var ude af drift, og at denne tilstand havde været mere end et år. Det forhold, at RCIC var ude af drift under opstarten, anses for en mindre fejl; men det forhold, at der var mangler i kontrolprocedurerne, og at personalet ikke for længst havde opdaget fejlen, bevirkede, at fejlen takseredes til INES klasse 2.

En radiografi-kilde med 0,73 TBq iridium-192 blev den 17. juli 2002 glemt i en passagerbus i staten Assam i Indien. Det er i strid med nationale og internationale regler at transportere radioaktive kilder i almindelige busser, men radiografen bragte kilden med som håndbagage. Bussen brød imidlertid sammen, og passagererne blev overført til en anden bus. Ved den lejlighed glemte radiografen kilden, der lå i en afskærmningsbeholder lavet af forarmet uran. Da radiografen nåede frem til bestemmelsesstedet, opdagede han, at kilden var glemt, og den blev straks efterlyst. Hændelsen er af de indiske myndigheder blevet bedømt som en INES klasse-2 hændelse.

Den 24. juli 2002 var man i færd med at gennemføre en radiografi-kontrol af turbine-systemet på Madras kernekraftværket i Indien. Hertil benyttedes en iridium-192 kilde på 0,18 TBq. Efter bestrålingen af en film glemte radiografen at trække kilden tilbage i afskærmningen. Han blev derfor direkte bestrålet, da han skiftede til en ny film. Han bar et elektronisk dosimeter under arbejdet, men havde glemt at tænde for det. Han blev udsat for en dosis på ca. 150 mSv, og hændelsen blev bedømt til klasse 2 på INES skalaen.

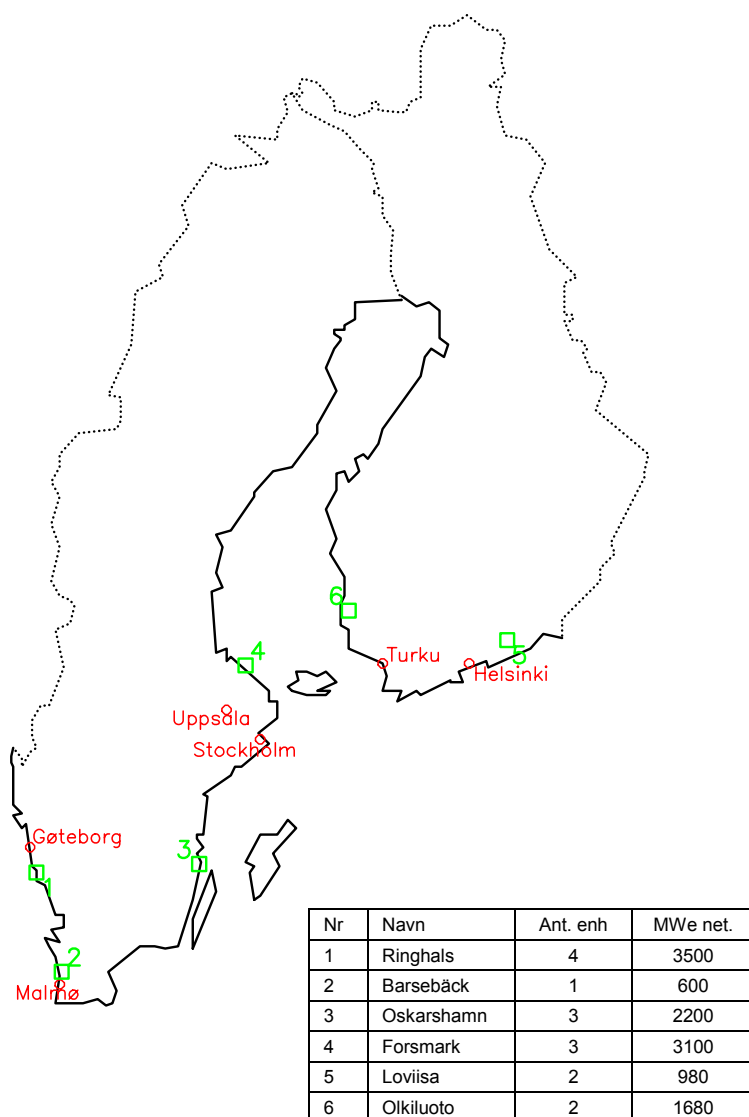
På Tihange kernekraftværket i Belgien faldt trykket i reaktortanken den 22. november 2002 pludselig fra 155 bar til 85 bar, mens reaktoren var i varm, nedlukket tilstand. Det bevirkede, at alle sikkerhedssystemer begyndte at pumpe vand ind i reaktortanken, hvilket de skal, når trykket hurtigt falder. Der blev herved pumpet 25 m³ forholdigt vand ind i tanken. En forkert udført kontrolafprøvning havde resulteret i, at sikkerhedsventilen på trykholderen åbnede, så dampudstrømning fik trykket i det primære system til at falde hurtigt. Personalet i kontrolrummet kunne ikke lukke ventilen, fordi denne mulighed var blokeret på grund af kontrolafprøvningen. Det tog tre minutter, før man fik kontakt til den person, der gennemførte prøvningen; straks herefter blev sikkerhedsventilen lukket. Hændelsen blev takseret til INES klasse 2. Forløbet beskrevet ovenfor kan ganske vist ikke alene begrunde klasse 2, men man konstaterede også, at de styresystemer, der automatisk skulle have lukket for dampudstrømningen, alle var koblet fra.

Den 28. november 2002 rapporterede en tekniker fra den nuklearmedicinske afdeling på et medicinsk center i Mexico, at han og otte kolleger var blevet kontamineret med jod-131. Det blev opdaget ved, at strålingsalarmer gik i gang, når hans kolleger var i nærheden. Alle ni personer blev efterfølgende målt i en helkropstæller hos de mexicanske strålingsmyndigheder. Her konstateredes, at alle ni personer havde jod-131 i skjoldbruskkirtlen. Den mest kontaminerede person skønnes at have fået en dosis til skjoldbruskkirtlen på 8,6 gray. Hændelsen bedømtes til klasse 2 på INES-skalaen.

5 Vesteuropæiske lande

5.1 Sverige

I Sverige findes 11 kernekraftenheder fordelt på fire værker. Barsebäck-værket i Skåne har en kogendevandsreaktor-enhed (BWR), Oscarshamn-værket i Østsmåland har tre BWR-enheder, Ringhals-værket i Västergötaland en BWR-enhed og tre trykvandsreaktor-enheder (PWR) og endelig har Forsmark-værket nord for Stockholm tre BWR-enheder. Den samlede installerede nettoeffekt for de 11 enheder er 9.400 MWe. Placeringen af værkerne fremgår af Figur 5.1. De svenske kernekraftværker stod i 2001 for 44% af Sveriges el-produktion.



Figur 5.1. Kernekraftværker i Sverige og Finland.

Barsebäck-værket

Barsebäck-værket, der ligger ca. 25 km øst for København, bestod oprindeligt af to BWR-enheder, hver på 600 MWe, som blev taget i brug i henholdsvis 1975 og 1977. I slutningen af 1999 blev driften af enhed 1 standset med baggrund i en regeringsbeslutning fra februar 1998. Ringhals AB har i dag overtaget ejerskabet af Barsebäck-værket, således at Barsebäck Kraft nu er et datterselskab af Ringhals AB.

I henhold til den energipolitiske aftale, som Socialdemokratiet, Centerpartiet og Vänsterpartiet indgik i 1997, skulle driften af enhed 2 indstilles senest den 1/7-2001. I den svenske rigsdags indstilling om standsning af Barsebäck-2 hed det, at enhedens produktion skulle erstattes med el-besparelser og øget miljørigtig el-produktion.

I oktober 2000 vurderede den svenske regering, at vilkårene for en lukning ikke var opfyldt. Den samme konklusion blev draget ved den svenske regerings behandling af sagen i december 2001. Man ville foretage en ny vurdering i foråret 2003, og med baggrund i denne sætte en endelig dato for lukning.

I juni 2002 godkendte det svenske parlament en energiplan, hvori der bl.a. står, at der skal sigtes mod at lukke Barsebäck-2 med udgangen af 2003. Der sættes ikke nogen dato for lukning af de øvrige 10 reaktorer. Derimod lægges der op til en afviklingsplan for disse af samme type som den tyske. I denne hedder det, at der må produceres en bestemt mængde elektricitet totalt fra kernekraft, men der er ikke angivet noget tidspunkt for, hvornår den sidste reaktor skal være lukket.

I efteråret 2002 lod den svenske regering to konsulentfirmaer analysere, hvorvidt vilkårene for at lukke Barsebäck-2 kunne forventes at være opfyldt med udgangen af 2003. Begge firmaer kom frem til, at besparelser, effektivisering og ny elproduktion tilsammen vil kunne overstige de 3 TWh pr. år, som var målet for en lukning. (Barsebäck-2 producerer ca. 4 TWh pr. år.) Derimod er der ikke enighed om de øvrige konsekvenser af afviklingen. Den ene analyse siger, at el-prisen vil stige 1 øre pr. kWh, ligesom forsyningssikkerheden reduceres væsentligt. Den anden analyse siger, at lukningen kun vil have en minimal indflydelse på el-prisen i Norden. Barsebäck-2's bidrag på 4 TWh pr. år udgør blot 1% af Nordens produktionskapacitet på 400 TWh. Sidstnævnte analyse konkluderer også, at forsyningssikkerheden ikke vil være truet, da ny el-kapacitet vil være tilgængelig med udgangen af 2003.

De to rapporter skal nu til høring blandt myndigheder og industri. Ifølge den svenske industriminister vil rapporterne og høringssvarene danne grundlag for parlamentets behandling af lukningen i foråret 2003.

Det sidste nye udspil i sagen omkring lukning af Barsebäck-2 er en udtalelse fra den svenske kernekraftinspektion SKI. Heri hedder det, at de svenske reaktorer har så store sikkerhedsmarginaler, at en opgradering af effekten på nogle af de øvrige 10 reaktorer vil kunne kompensere for produktionstab ved lukning af Barsebäck-2.

Den 6. oktober 2002 genstartede Barsebäck-2 efter 11 ugers nedlukning omfattende brændselsskift, store vedligeholdelsesarbejder og sikkerhedsforbedringer. Den lange nedlukning skyldtes udskiftning af reaktorens primærsystem. I alt er der skiftet 150 m rør og 21 ventiler til en samlet udgift af 100 mio. svenske kroner.

Forsmark-værket

Forsmark-værket ligger ca. 100 km nord for Stockholm og består af tre BWR-enheder. Forsmark-1 og -2, begge på 970 MWe, blev taget i brug i 1981, mens enhed 3 på 1160 MWe blev sat i drift i 1985.

Alle 3 enheder har kørt stabilt gennem 2002 uden nævneværdige driftsforstyrrelser.

Det årlige eftersyn (revision) med skift af brændselselementer og forskellige vedligeholdelsesarbejder er gået efter planerne. Der har ikke været store nye anlægsarbejder,

der skulle udføres, hvilket førte til en kort revisionstid på kun 4 uger. Dosisbelastningen til personalet har også været den laveste nogen sinde ved en revision på Forsmark.

På enhed 1 blev specielt en varmeveksler udskiftet, hvilket førte til en forbedret virkningsgrad og en stigning i effekten på 0,6 MWe.

Oskarshamn-værket

Oskarshamn-værket ligger ca. 50 km nord for Kalmar. Dets tre BWR-enheder på 450 MWe, 600 MWe og 1160 MWe blev taget i brug i henholdsvis 1972, 1975 og 1985.

Oskarshamn-1, som er Sveriges ældste kernekraftværk, startede driften igen den 31/12-2002 efter at have været nedlukket siden 7/12-2001. I det forløbne år har enheden gennemgået en omfattende modernisering, det såkaldte MOD-projekt. Dette har bl.a. omfattet en ændring af kontrolsystemet fra et analogt til et digitalt samt et helt nyt kontrolrumsdesign. MOD-projektet har også medført, at processystemet og sikkerhedssystemet er blevet fuldstændig separeret - et helt nyt sikkerhedskoncept og det første af sin art i Sverige. Turbinen er blevet udskiftet fra en radialturbine til en mere konventionel axialturbine. Mere generelt betyder det, at den opgradering og modernisering af Oskarshamn-1, som blev indledt i 1992, nu endelig er afsluttet, således at enheden kan betegnes som den mest sikre og moderne i Sverige. Den 10 år lange proces har kostet ca. 2 mia. svenske kr. Erfaringerne fra projektet vil blive anvendt, når tilsvarende moderniseringer bliver aktuelle for enhed 2 og 3.

De øvrige to enheder har kørt stabilt gennem 2002.

Revisionen på Oskarshamn-2, søsterenhed til Barsebäck-2, omfattede kun brændselskift og inspektion af forskellige komponenter. De tidligere konstaterede sprækker i dele af kernens sprinklersystem (en del af nødkølesystemet) havde ikke udviklet sig, hvorfor en udskiftning af systemet blev udskudt.

Revisionen på Oskarshamn-3 forløb planmæssigt og var meget kort (tre uger). Der var ikke store vedligeholdelsesarbejder, bortset fra udskiftning af systemet til måling af neutronfluxen.

Endelig fik Oskarshamn-værket tilladelse af den svenske regering til at anvende MOX-brændsel, d.v.s. brændsel som består af en blanding af uran og plutonium. Det plutonium, som indgår i MOX-brændslet, stammer fra oparbejdning af brugt brændsel fra Oskarshamn, som i perioden 1974 til 1982 blev sendt til Sellafield i England. Siden har den svenske lovgivning forbudt oparbejdning af brugt, svensk kernebrændsel.

Ringhals-værket

Ringhals-værket ligger ca. 60 km syd for Göteborg og ca. 65 km øst for Læsø. Ringhals-1, en BWR på 830 MWe, blev taget i brug i 1976, Ringhals-2, en PWR på 870 MWe, blev taget i brug i 1975, mens de to sidste PWR-enheder, hver på 910 MWe, blev taget i brug i henholdsvis 1981 og 1983.

Alle fire enheder har kørt planmæssigt i 2002 med kun få driftsafbrydelser.

Den årlige revision på Ringhals-1 varede 33 dage med brændselsskift, rutinemæssig vedligeholdelse og inspektioner. De tidligere konstaterede sprækker i kernens sprinklersystem er blevet nøje inspiceret. Da sprækkerne ikke er vokset, hverken i antal eller størrelse, har man udsat udskiftning af systemet til næste år.

Det planlagte moderniseringsarbejde på Ringhals-2, hvor kontrolrummet skulle digitaliseres, er blevet forsinket et år p.g.a. manglende leverancer fra Westinghouse. Det betød, at revisionen kun varede 3 uger og omfattede de normale rutiner med brændselsskift, vedligeholdelse og inspektion.

Ringhals-3 indledte revisionen midt i juli med en såkaldt 10-års inspektion af reaktortanken, hvor alle svejsninger mellem tankdelene kontrolleres indgående. Der blev ikke

fundet tegn på svagheder i svejsningerne. Der er også blevet foretaget en tæthedsprøve af reaktorindeslutningen, som fyldes med trykluft op til 4 bar. Også denne forløb uden anmærkninger. De tidligere observerede revner ved nogle af tanklågets rørgennemføringer har ført til, at man har bestilt et nyt tanklåg til levering i 2004.

Sidste års konstaterede sprækker på Ringhals-4 i overgangen mellem reaktortanken og de primære kølerør er blevet repareret ved dette års revision. Det var et krav fra SKI for at forlænge driftstilladelsen udover de 8200 timer, som blev givet ved revisionen i 2001. Reparationen var så omfattende, at der gik 70 dage, inden Ringhals-4 igen var i drift.

I 2005 vil også denne enhed blive forsynet med et nyt tanklåg, hvorved alle 3 PWR-enheder på Ringhals har fået skiftet tanklåget. Ringhals-2 fik det i 1996.

5.2 Frankrig, Storbritannien, Tyskland

Frankrig

Frankrig har 20 kernekraftværker med i alt 59 reaktorer i drift. Den samlede installerede effekt er på 63.000 MWe, og Frankrig er dermed det vesteuropæiske land, der har den største produktion af kernekraft. Produktionen blev øget i 2001, hvor kernekraft udgjorde 77% af den samlede el-produktion. Placeringen af de franske kernekraftværker er vist i Figur 5.2.

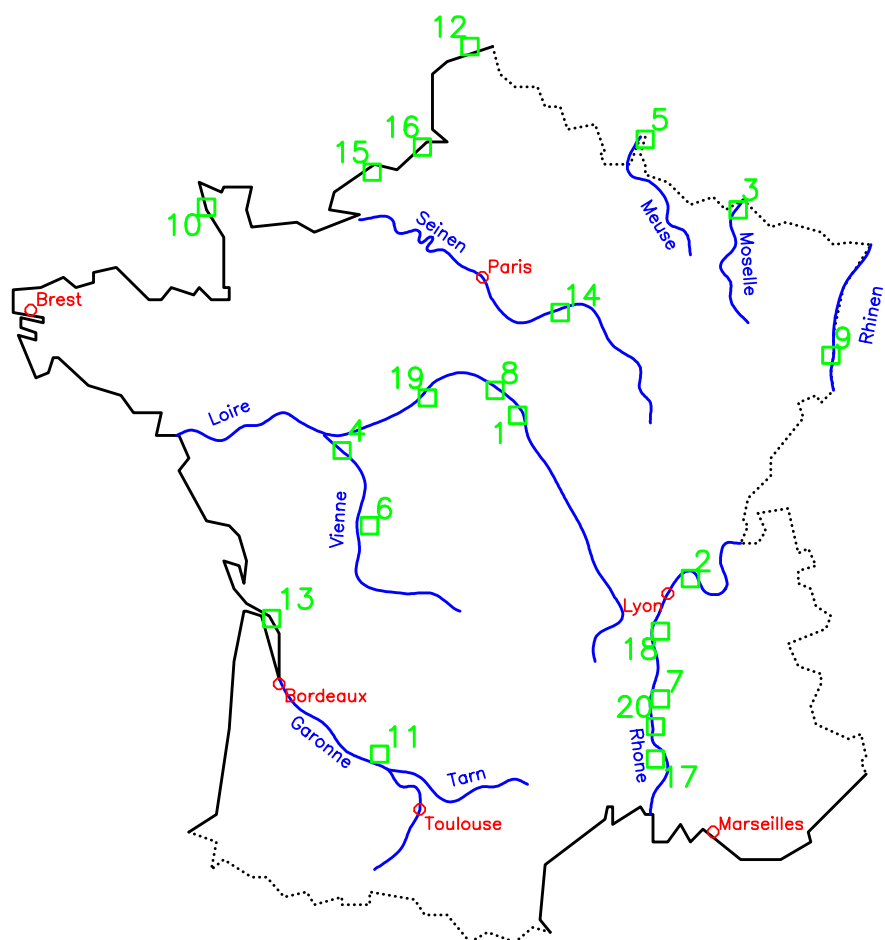
Bortset fra Frankrigs ældste kraftreaktor i drift, hurtigreaktoren Phenix fra 1973, består alle enheder af trykvandsreaktorer (PWR): 34 enheder på 900 MWe, 20 enheder på 1300 MWe samt 4 enheder på 1450 MWe. De to nyeste enheder, Civaux-1 og Civaux-2 i N4-serien på 1450 MWe, påbegyndte kommerciel drift i henholdsvis januar og april 2002.

Det statsejede Electricité de France (EdF) er ejer af de franske kernekraftværker. Brændsel til kraftværkerne leveres i dag af Framatome ANP, dannet ved fusion af det tidligere Framatome og tyske Siemens' nukleare divisioner. Brændselsforsyningen til EdF vil fra 2003 delvis overgå til andre leverandører, hvilket var en af EU's betingelser for at tillade fusionen i Framatome ANP.

Fremtidig udbygning af kernekraft i Frankrig planlægges at ske ved brug af trykvandsreaktoren EPR (European PWR), som er resultatet af det fransk-tyske samarbejde mellem Framatome og Siemens. Ved parlamentsvalget i juni fik Frankrig en centrum-højre regering, mens Jacques Chirac (Gaullist-partiet) var blevet genvalgt som Frankrigs præsident en måned tidligere. Da centrum-højre traditionelt har været mere positiv overfor en fortsat udbygning af kernekraft end den afgangende regering (Socialister og Grønne), synes vejen dermed banet for beslutning om konstruktion af en prototype EPR. Mens en sådan beslutning kan ventes snart, vil egentligt nybyggeri af nye kernekraftenheder næppe komme på tale i den nuværende regerings valgperiode.

Regeringen har annonceret en snarlig, delvis privatisering af det statsejede EdF som et led i liberaliseringen af det europæiske el-marked. EdF har, i modsætning til det britiske BE (British Energy), modstået stærkt faldende energipriser i det liberaliserede marked uden væsentlige økonomiske problemer.

Frankrigs 34 reaktorer i 900 MW-serien har i 2002 overstået deres ti-årige revision, og EdF har fået forlænget drifttilladelsen for disse enheder med yderligere 10 år. Ved de ti-årige revisioner gennemføres foruden brændselsskift og vedligeholdelse tre større operationer: Robot-inspektion af reaktortanken, lækage-test af reaktorindeslutningen samt lækage-test af den primære kølekreds. I 1300 MW-serien ventes den anden ti-årige revision påbegyndt i 2005.

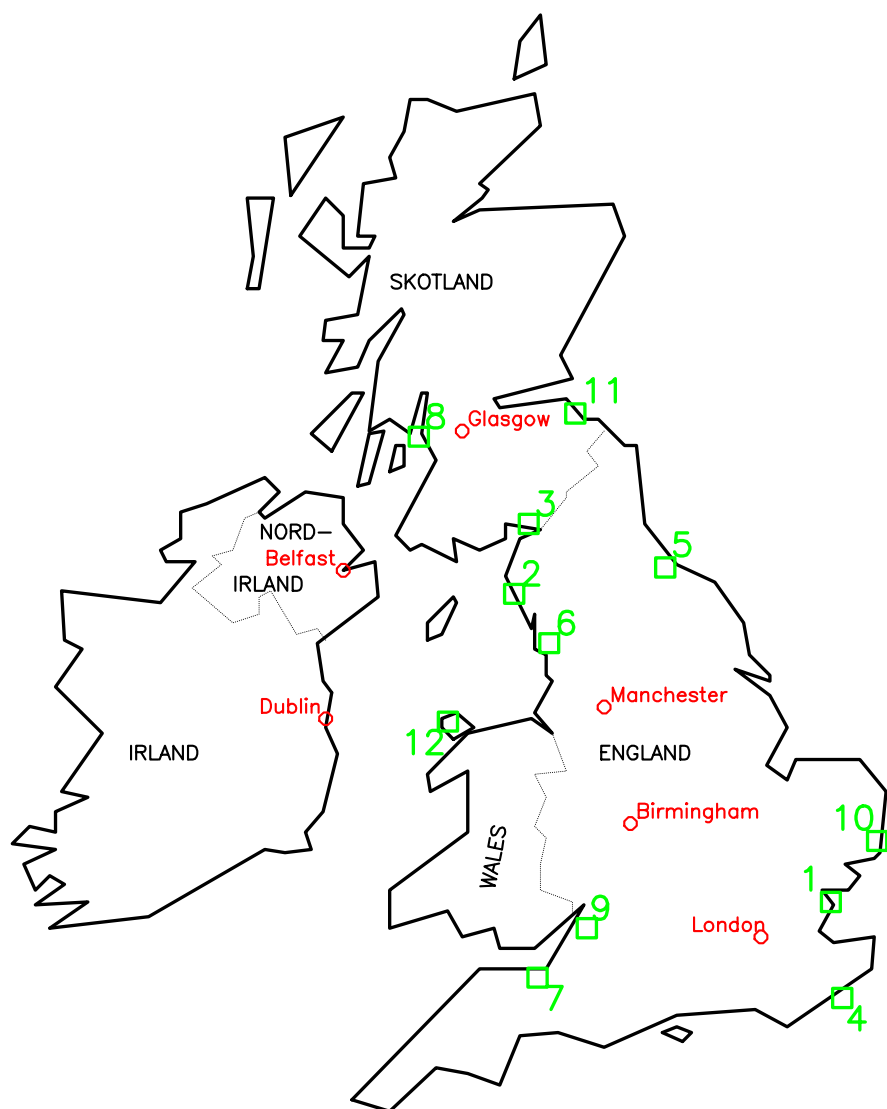


Nr	Navn	Ant. enh	MWe net.
1	Belleville	2	2620
2	Bugey	4	3570
3	Cattenom	4	5200
4	Chinon	4	3680
5	Chooz	2	2910
6	Civaux	2	2900
7	Cruas	4	3660
8	Dampierre	4	3560
9	Fessenheim	2	1760
10	Flamanville	2	2660
11	Golfech	2	2620
12	Gravelines	6	5490
13	le Blayais	4	3640
14	Nogent	2	2620
15	Paluel	4	5320
16	Penly	2	2660
17	Phenix	1	230
18	St. Alban	2	2670
19	St. Laurent	2	1780
20	Tricastin	4	3520

Figur 5.2. Kernekraftværker i Frankrig.

Storbritannien

Storbritannien har 12 kernekraftværker med i alt 33 reaktorer i drift (Figur 5.3). Den samlede installerede effekt er på 12.500 MWe, og i 2001 udgjorde kernekraft 22% af den britiske el-produktion.



Nr	Navn	Ant. enh	MWe net.
1	Bradwell	2	250
2	Calder Hall	4	200
3	Chapelcross	4	200
4	Dungeness	4	1560
5	Hartlepool	2	1210
6	Heysham	4	2400
7	Hinkley Point	2	1220
8	Hunterston	2	1190
9	Oldbury	2	430
10	Sizewell	3	1610
11	Torness	2	1250
12	Wylfa	2	970

Figur 5.3. Kernekraftværker i Storbritannien.

Udviklingen af britisk kernekraft skete med reaktorer af typen Magnox GCR (Gas Cooled Reactor); fra sidst i 1960'erne afløst af AGR reaktorerne (Advanced Gas-cooled Reactor), som kun findes i Storbritannien. Magnox og AGR er gaskølede, grafitmodererede reaktorer. Magnox reaktorerne anvender naturligt eller let beriget (< 1%) uran som brændsel og er forholdsvis små, i størrelsen 50 – 500 MWe. AGR reaktorerne anvender 3% beriget uran og opererer ved højere temperatur og tryk, hvilket giver en større el-produktion og en bedre termisk virkningsgrad. Eneste letvandsreaktor er Sizewell-B, en britisk bygget trykvandsreaktor på 1190 MWe, der blev sat i drift i 1995.

De to store aktører på det britiske kernekraftmarked er det statsejede British Nuclear Fuels Plc (BNFL) og det privatiserede selskab British Energy (BE). Magnox reaktorerne drives af BNFL, mens BE, der er Storbritanniens største producent af elektricitet, driver de nyere AGR reaktorer samt Sizewell-B.

En løbende udfasning af Magnox reaktorerne finder sted, og efter 2010 vil kun de fire Magnox reaktorer i Oldbury og Wylfa være i drift. BNFL har besluttet at tage de fire Magnox enheder ved Calder Hall ud af drift i begyndelsen af 2003, tre år tidligere end planlagt, og Chapelcross enhederne senest i maj 2005, også tre år før planlagt. Calder Hall startede kommerciel drift i 1956 og har en installeret effekt på i alt 194 MWe, mens Chapelcross fra 1959 er på i alt 192 MWe. BNFL angiver økonomiske grunde for at tage de forholdsvis små og tabsgivende enheder ud af drift.

Det britiske el-marked har de sidste to år været karakteriseret af faldende priser p.g.a. overkapacitet og øget konkurrence. En energipolitisk redegørelse, bestilt af Labour-regeringen i 2001, peger på, at udbygning af kernekraft vil give øget forsyningssikkerhed uden at bidrage til CO₂-udledningen. Derimod vil kernekraft ikke være en konkurrencedygtig energikilde i en overskuelig fremtid, sammenlignet med energiforsyning baseret på fossilt brændsel.

Blandt de store partier er der politisk enighed om, at fremtidig energiforsyning også skal baseres på kernekraft, evt. ved at erstatte udtjente Magnox og AGR enheder med nye kernekraftenheder. BE og BNFL indgik i 2002 en aftale om at evaluere BNFL's Westinghouse AP1000 PWR som mulig erstatning for de nuværende kernekraftværker. Tidligere har BE indgået en tilsvarende aftale med canadiske AECL om at evaluere dette selskabs CANDU reaktor.

BE løb i 2002 ind i alvorlige finansielle problemer. Problemerne skyldtes en kombination af de lave el-priser samtidig med, at selskabet har høje, faste omkostninger forbundet med oparbejdning af det brugte brændsel. Kernekraftværkerne fungerer som grundlastværker og kan derfor ikke uden videre reducere produktionen, men må producere med tab i tilfælde af lave afregningspriser på elektricitet. Derudover har BE været ramt af flere uplanlagte driftsstop, bl.a. af Torness-1 og -2 p.g.a. metaltræthed i disse enheders gas-cirkulatorer.

Som et led i rekonstrueringen af BE modtog selskabet et kortvarigt lån på 650 mio. pund fra den britiske regering. Regeringen overtager desuden visse forpligtelser mht. dekommissionering af BE's kernekraftværker og behandling af brugt brændsel. Endvidere har BE besluttet at sælge sine aktiver i det canadiske Bruce Power og i AmerGem (USA), et joint venture selskab med amerikanske Exelon.

Tyskland

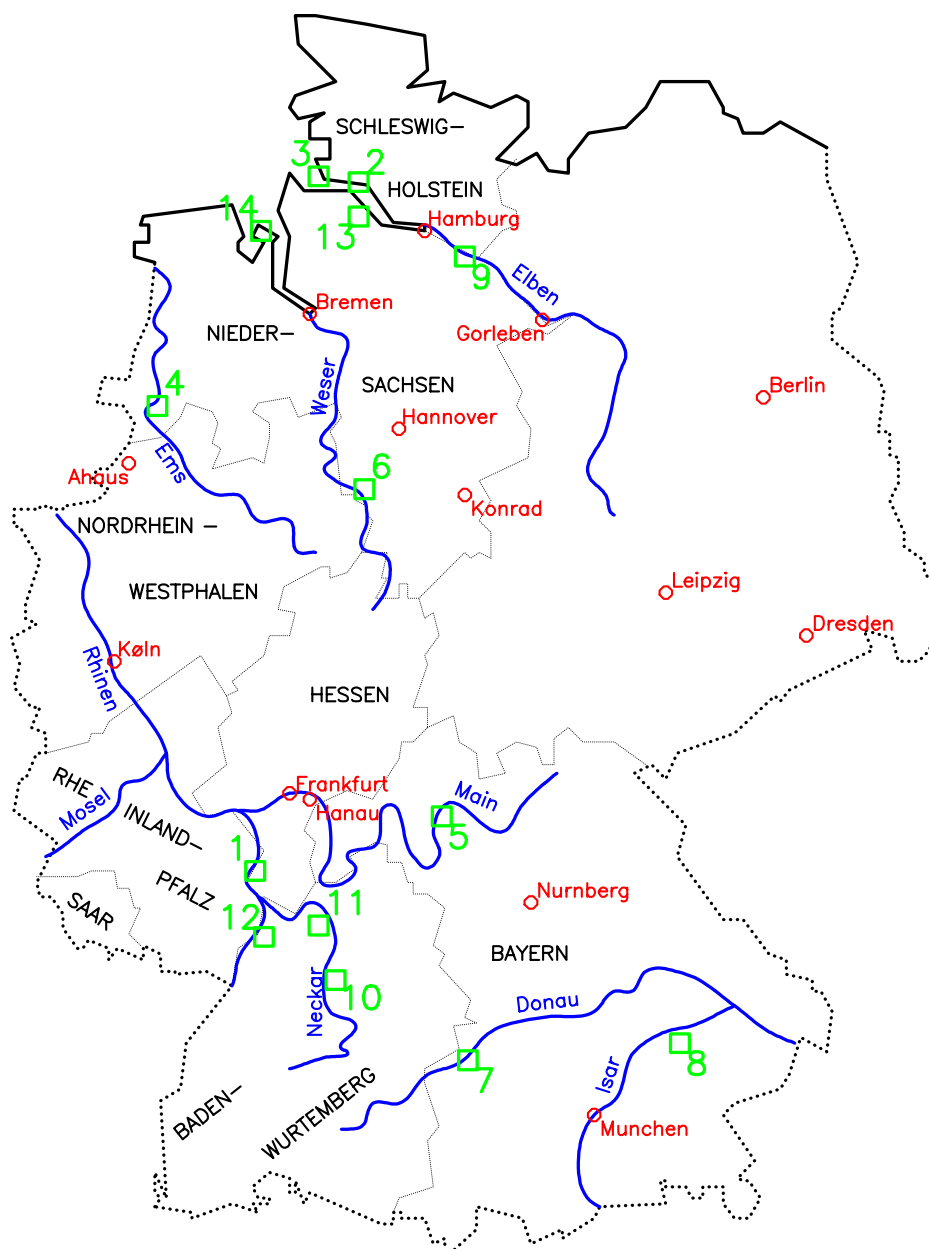
Tyskland har 19 kernekraftreaktorer i drift, fordelt på 14 kraftværker (Figur 5.4). De 19 enheder består af 13 trykvandsreaktorer (PWR) og 6 kogendevandsreaktorer (BWR), alle leveret af Siemens/KWU. Den samlede installerede effekt på de 19 enhe-

der er på 21.000 MWe, og kernekraft bidrog i 2001 med 31% af Tysklands el-produktion.

Aftalen fra 2000 mellem den tyske forbundsregering og kernekraftindustrien om gradvis afvikling af tysk kernekraft blev stadfæstet ved lov i april 2002. Dermed er Tyskland det andet vesteuropæiske land, efter Sverige i 1984, der lovgiver om afvikling af kernekraft. Loven indebærer produktionsbegrænsninger for de enkelte kernekraftenheder, men med mulighed for at overføre produktionsrettigheder mellem enhederne.

Det tyske miljøministerium tillod sidst på året el-selskabet EnBW at overføre produktionsrettigheder på 5,5 TWh fra Phillipsburg-1 enheden til Obrigheim, en 340 MWe PWR, der er Tysklands ældste kernekraftværk i drift. Dermed kan Obrigheim fortsætte driften indtil begyndelsen af 2005. Endvidere indgik miljøministeriet og EnBW en aftale om, at Obrigheim skulle lukkes permanent senest pr. 15. november 2005.

Mens EnBW havde ansøgt om overførsel af produktionsrettigheder på i alt 15 TWh til Obrigheim, hvilket ville have sikret værkets drift indtil 2008, ses aftalen som en sejr for Miljøminister Jürgen Trittin (De Grønne), idet Obrigheim hermed, som det første af Tysklands 19 kraftreaktorer, der er omfattet af loven om afvikling af kernekraft, bliver lukket inden det næste planlagte valg til Forbundsdagen i slutningen af 2005.



Nr	Navn	Ant. enh	MWe net.
1	Biblis	2	2400
2	Brokdorf	1	1370
3	Brunsbüttel	1	770
4	Emsland	1	1330
5	Grafenrheinfeld	1	1280
6	Grohnde	1	1360
7	Gundremmingen	2	2570
8	Isar	2	2280
9	Krümmel	1	1260
10	Neckarwestheim	2	2050
11	Obrigheim	1	340
12	Philippsburg	2	2280
13	Stade	1	640
14	Unterweser	1	1350

Figur 5.4. Kernekraftværker i Tyskland.

5.3 Andre vesteuropæiske lande

Belgien

Belgien har to kernekraftværker med i alt syv trykvandsreaktorer (PWR) i drift. Den samlede effekt er på 5.700 MWe og i 2001 udgjorde kernekraft 58% af el-produktionen i Belgien. Kraftværkerne ejes og drives af det nationale el-selskab, Electrabel.

Belgiens underhus (Repræsentanternes Hus) vedtog i december 2002 en lov om gradvis udfasning af kernekraft. Loven skal vedtages af Senatet, før den kan træde i kraft, og Belgien vil i givet fald blive den tredje europæiske kernekraftnation efter Sverige og Tyskland, der lovgiver imod kernekraft. I Senatet har regeringskoalitionen (Liberaler, Socialister og De Grønne) et komfortabelt flertal, og loven ventes derfor at blive vedtaget uden væsentlige ændringer.

Loven betyder, at eksisterende kraftværker skal afvikles efter maksimalt 40 års drift, startende med Doel-1 i februar 2015 og sluttende med Tihange-3 i september 2025. Loven indebærer også, at der ikke må etableres ny kernekraftenheder. Selvom loven principielt kan annulleres af et kommende nyvalgt parlament, vil den opståede usikkerhed om kernekraftens fremtid i Belgien kunne afholde potentielle investorer fra at gå ind i det belgiske marked.

Finland

Finland har to kernekraftværker i drift, Olkiluoto og Loviisa, hver med to enheder. Beliggenheden af de to finske værker fremgår af Figur 5.1. Den samlede installerede effekt er på 2.700 MWe. De to enheder ved Olkiluoto er forsynet med kogendevandsreaktorer, mens de to enheder på Loviisa værket benytter VVER-reaktorer, som er en russisk udgave af trykvandsreaktoren. Kernekraft udgjorde i 2001 31% af den finske el-produktion.

Finland besluttede i maj 2002 at bygge landets femte kernekraftenhed. Med stemmerne 107-90 ratificerede parlamentet en princip-tilladelse til el-selskabet TVO til at opføre en enhed, med en installeret kapacitet i størrelsen 1000-1600 MWe. Enheden bliver en PWR eller BWR og vil blive opført i tilknytning til et af Finlands to eksisterende kernekraftværker. Tilladelsen indebærer, at TVO inden fem år skal søge byggetilladelse til enheden, og TVO forventer, at enheden kan stå færdig senest i 2010. Prisen bliver i størrelsen 1,7 – 2,5 mia. Euro, afhængigt af design og placering.

Beslutningen følger i forlængelse af en tidligere princip-beslutning fra 2001 om at konstruere et slutdepot for brugt brændsel og højaktivt radioaktivt affald. Finland bliver dermed det første land i Vesteuropa, siden Tjernobyl-ulykken i 1986, der tager beslutning om udbygning af kernekraft. De nyeste kernekraftenheder i Vesteuropa, Frankrigs N4-serie i Chooz og Civaux, blev der taget beslutning om at opføre inden Tjernobyl-ulykken. Udover Finland er Storbritannien det eneste vesteuropæiske land, der p.t. aktivt overvejer at bygge nye kernekraftenheder.

Potentielle leverandører af kernekraftenheden skal indsende bud på denne til TVO inden ultimo maj 2003. Seks reaktor-typer er blevet prækvalificeret af den finske nukleare sikkerhedsmyndighed, STUK, til at byde på licitationen: BWR 90+ og AP1000 (Westinghouse), EPR og SWR-1000 (Framatome ANP), ABWR (General Electric) samt VVER 91/99 (Atomstroyexport). Andre potentielle leverandører er japanske Mitsubishi, Toshiba og Hitachi samt koreansk industri. Westinghouse har imidlertid meddelt, at firmaet ikke vil indsende noget bud på enheden, da levering af en enkelt enhed, frem for en serie af reaktorer, ikke anses for at være profitabelt.

Den finske regering vil ikke støtte værket økonomisk, og værket skal dermed kunne klare sig på almindelige markedsvilkår. TVO begrundede selv sin ansøgning med et øget elektricitetsforbrug og stigende el-priser i det nordiske marked, mens produktionsprisen på kernekraft er stabil og forudsigelig. På langt sigt bør afregningsprisen på produceret elektricitet være ca. 0,03 Euro pr. kilowatt-time, for at investering i ny kernekraft skal være rentabel.

Holland

Holland har med Borssele-værket en enkelt kernekraftenhed i drift, med en kapacitet på 450 MWe. Reaktoren er en trykvandsreaktor af Siemens design. Kernekraftens andel af el-produktionen i Holland udgjorde ca. 4% i 2001.

Med valget i 2002 af en centrum-højre regering bestående af partierne CDA (Kristelig Demokrater), LPF (List Pim Fortuyn) og VVD (Liberale), forventes Borssele-værket at kunne fortsætte driften uhindret. Den tidligere centrum-venstre regering forsøgte flere gange at lukke værket, men flere domstolsafgørelser til fordel for fortsat drift af værket er gået regeringen imod, senest en kendelse fra september 2002. Den nye regering har besluttet ikke at anke denne kendelse. Borssele-værket er fra 1973 og har en design-levetid til 2013.

Schweiz

Schweiz har fire kernekraftværker med i alt fem enheder i drift. To af enhederne benytter kogendevandsreaktorer, de tre andre trykvandsreaktorer. Den samlede effekt er på 3.200 MWe. I 2001 bidrog kernekraft med 36% af Schweiz' el-produktion.

Det schweiziske underhus nedstemte i september 2002 et forslag til en ny atomlov, som indebar et 10-års moratorium, gældende fra 2006, på oparbejdning af brugt brændsel. Forslaget var tidligere blevet vedtaget af overhuset (Senatet), som efter afstemningen i underhuset nu må behandle forslaget på ny. Også forslag om et nationalt forbud mod import/eksport af radioaktivt affald blev nedstemt af begge kamre.

Schweiz oprettede i 2001 en central fond til dækning af omkostningerne ved behandling af brugt brændsel og andet radioaktivt affald. Fonden, som finansieres af kernekraftindustrien, er ved udgangen af 2002 på ca. 1,6 mia. schweizerfranc (SFR). Det forventes, at de samlede omkostninger ved behandlingen af radioaktivt affald fra de eksisterende kernekraftværker vil være ca. 13 mia. SFR.

Spanien

Spanien har ni kernekraftenheder i drift, fordelt på syv kraftværker. Syv af enhederne benytter trykvandsreaktorer og to kogendevandsreaktorer. Enhederne er løbende blevet opgraderet, og den samlede effekt nåede i 2001 op på 7.500 MWe. I 2001 dækkede kernekraft 27% af den spanske el-produktion.

Den spanske regering har efter anbefaling fra de spanske sikkerhedsmyndigheder, CSN, besluttet at lukke Spaniens ældste kernekraftværk, Jose Cabrera (Zorita), i april 2006. Dette er to år tidligere, end værkets ejer, Union Fenosa, havde ønsket. Kraftværket består af en enkelt enhed, en PWR på 150 MWe, som har været i drift siden juli 1968.

Den spanske regering forventer i en energipolitisk redegørelse fra 2002, at el-forbruget i Spanien de næste 10 år vil vokse med 3,5% p.a. samtidig med, at kernekraftens andel vil falde til ca. 19%.

6 Central- og østeuropæiske lande

6.1 SNG-lande

Armenien

Armenien har én kernekraftenhed, Metsamor-2, i drift. Det er en VVER-440/230-enhed med en effekt på 380 MWe, og den sørger for 35-40% af Armeniens el-forbrug.

Fra EU's side har man forsøgt at overtale Armenien til at lukke Metsamor-2 i 2004. EU finder ikke, at enhedens sikkerhedssystemer er acceptable, eller at det gennem renoveringer er muligt at forbedre sikkerheden tilstrækkeligt. Hertil kommer, at enheden ligger i et seismisk aktivt område. En så tidlig nedlukning har Armenien afvist p.g.a. landets meget vanskelige energisituation, der bl.a. er en følge af konflikten med Azerbaijan, der tidligere leverede olie og naturgas til landets konventionelle el-værker. Armenien vil ikke acceptere lukning af værket, før Metsamor-2 kan erstattes af ny el-kapacitet. EU har lovet 100 mio. Euro til hjælp ved bygning af en sådan samt til dekommissionering af Metsamor-værket. EU vil yde yderligere 138 mio. Euro, når Metsamor-2 lukkes. Armenien finder, at det internationale samfund hellere skulle yde bistand til renovering af Metsamor-2 end at presse på for at få enheden lukket. Der er allerede investeret 50-60 mio. USD i forbedringer af denne. Om nødvendigt planlægger man at lade enheden køre frem til 2016. Rusland har lovet at levere det nødvendige reaktorbrændsel, selvom værket har en brændselsgæld på 32 mio. USD.

Af Armeniens ikke-nukleare elværkseffekt på 3000 MWe er kun 1000 MWe i drift p.g.a. brændselsmangel. Af disse er 400 MWe vandkraft, mens 600 MWe benytter fossilt brændsel. Det er muligt i løbet af de næste 10 år at bygge yderligere 250 MWe vandkraft, men el-produktionen herfra bliver væsentlig dyrere end fra Metsamor-2. EU finder, at Armenien skal satse på import af naturgas fra Iran.

I Armenien overvejer man at bygge en ny kernekraftenhed. Der foreligger ikke noget om, hvordan denne skal finansieres.

Kazakhstan

Landets eneste kraftreaktor, hurtigreaktoren BN-350 ved Mangyshlak, blev lukket i 1999. Man planlægger nu med assistance fra Japan og USA at udtage brændslet.

Det statslige nukleare firma, Kazakhatomprom, planlægger bygning af et deponi for mellem- og lavaktivt affald og - mod betaling - at modtage sådant affald fra andre lande. Man forventer herved over 30-40 år at kunne tjene 25-30 mia. USD, som vil blive brugt til at rydde op efter Sovjettidens prøvesprængninger i Semipalatinsk-området og landets uranminedrift. Landet har selv ca. 240 mio. tons radioaktivt affald.

Kazakhstan planlægger at øge sin produktion af naturligt uran til 2500 t uran/år i løbet af de nærmeste år og til 15.000 t uran/år i 2028. Hvis dette lykkes, bliver landet verdens største uranproducent. Det vil ske gennem åbning af nye miner i et samarbejde med Rusland. I dag dækker Kazakhstan ca. 5% af verdens uranproduktion.

Rusland

Rusland havde ved starten af 2002 i alt ti kernekraftværker med i alt 30 reaktorenheder i drift:

1. Balakova-værket med fire VVER-1000-enheder

2. Beloyarsk-værket med en hurtigreaktorenhed BN-600
3. Bilibino-værket med fire (små) RBMK-12-enheder
4. Kalinin-værket med to VVER-1000-enheder
5. Kola-værket med to VVER-440/230- og to VVER-440/213-enheder
6. Kursk-værket med fire RBMK-1000-enheder
7. Leningrad-værket med fire RBMK-1000-enheder
8. Novovoronezh-værket med to VVER-440/230- og en VVER-440/213-enhed
9. Smolensk-værket med tre RBMK-1000-enheder
10. Volgodonsk/Rostov-værket med en VVER-1000-enhed

De 30 kernekraftenheder dækkede i 2001 15% af elforbruget, en lille stigning sammenlignet med 2000. I den europæiske del af Rusland ligger kernekraftens dækningsgrad på 29%.

Alle Ruslands 10 kernekraftværker blev i 2002 samlet i ét el-selskab, Rosenergoatom (REA). REA har gennem køb af aktier i det russiske el-distributionsselskab øget sine muligheder for at eksportere elektricitet. Rusland eksporterer 2,4% af sin el-produktion til Finland, Hviderusland og Kazakhstan. EU har stillet krav om, at sikkerheden forbedres på de russiske kernekraftværker, før et integreret el-marked mellem EU og Rusland kan realiseres.

Nye kernekraftenheder

I Rusland er man i gang med bygning af nye enheder ved Kalinin-værket (Kalinin-3, forventet færdig i 2003-2004), Kursk-værket (Kursk-5, forventet færdig i 2003-2004), Volgodonsk/Rostov-værket (Volgodonsk-2, forventet færdig i 2005), Balakovo-værket (Balakovo-5, forventet færdig i 2006) og Beloyarsk-værket (Beloyarsk-4, forventet færdig i 2009). Endvidere håber Minatom, at man kan genoptage bygningen af Sydural-værket, der omfatter to hurtigreaktorenheder. Opførelsen af værket blev standset i 1989 p.g.a. økonomiske problemer og folkelig modstand efter Tjernobyl-ulykken.

Over de næste 20 år påregnes 23 nye kernekraftenheder opført. Endvidere planlægger man at levetidsforlænge en række af de gamle værker med 10-40 år. Den planlagte udbygning skal finansieres gennem en beskeden forhøjelse af el-prisen. Hvad der også gør finansieringen mulig, er, at forbrugerne i dag betaler for 90% af den producerede el. I 1999 var tallet 19%. Den samlede installerede effekt i de russiske kernekraftværker er ca. 22 GWe. Den skal øges til 30 GWe i 2010 og 40 GWe i 2020. I udlandet planlægges opført 10 GWe inden 2020. Kernekraftens andel i el-produktionen ventes at nå op på 20% i 2010 og senere på 28-30%. I den nordvestlige del af Rusland kommer 40% af el-forbruget fra kernekraft, og denne andel vil i 2020 stige til 50%.

Udvikling af nye reaktortyper

Der arbejdes med udvikling af nye reaktortyper. Et eksempel er den vismut-bly-kølede hurtigreaktor BREST-300. I forbindelse hermed undersøges brug af uran-plutonium-nitrid-brændsel.

Et andet eksempel er udvikling af flydende kernekraftværker, der enten kan forsynes med to russiske 40 MWe enheder (modificerede ubådsreaktorer), eller med en amerikansk AP600 reaktor. Enhederne anbringes på en pram, der bygges på SevMashværftet i Severodvinsk nær Arkhangelsk. Den første enhed vil koste 150-160 mio. USD og vil blive leveret til byen Vilyuchinsk på Kamchatka-halvøen. Værket skal levere såvel el som fjernvarme. Bygningen vil vare 3-4 år. Der planlægges også en enhed til Severodvinsk og til Pevek på Chukotka-halvøen. I tilfælde af levering af så-

danne flydende kraftværker til udlandet har man fra russisk side udtalt, at man er villig til efter endt brug at tage værktet tilbage og dekommissionere det i Rusland. Med to russiske reaktorer og en effekt på 75 MWe anslås prisen til 110 mio. USD.

Der arbejdes også med udvikling af nye trykvandsreaktorer i forskellige udgaver. Den mindste er en 500-650 MWe enhed, og den er tænkt anvendt i regioner og lande med begrænsede el-net. Den mellemste er en 1000-1100 MWe enhed, der er beregnet som grundlastenhed til mellemstore net, og den største er en 1500-1800 MWe enhed, der er beregnet som grundlastenhed på store net. Nogle af de nye design udnytter passive sikkerhedssystemer, som ikke kræver nogen menneskelig indgriben, men som virker helt af sig selv.

USA er parat til at deltage i det russisk initierede Inpro-program under IAEA om innovative reaktorer samt at lade Rusland deltage i det af USA ledede Generation IV program, såfremt den amerikansk-russiske strid om Ruslands reaktorleverancer til Iran bliver bilagt. Rusland har foreslået USA, at de to lande tilbyder kernekraftværker på lejebasis til udviklingslande, inklusive tilbagetagning af det bestrålede brændsel for at sikre mod spredning af kernevåben. Rusland har også foreslået USA et samarbejde om udvikling af en modulær højtemperaturreaktor. En prototype forventes bygget i Tomsok omkring 2010.

Balakova-værket

Der planlægges opført to nye VVER-1000-enheder ved værket. Balakovo-5 vil komme i drift i 2006 og Balakovo-6 i 2010.

Beloyarsk-værket

Der planlægges levetidsforlængelse af Beloyarsk-3-enheden (BN-600) frem til 2020 og færdigbygning af Beloyarsk-4, en hurtigreaktorenhed, i 2009. Beloyarsk-3 er den russiske kernekraftenhed, der havde den højeste udnyttelsesgrad i 2001.

Bilibino-værket

Der forberedes levetidsforlængelse af Bilibino-1, men senere forventes også ansøgninger om levetidsforlængelse af de øvrige tre enheder.

Kalinin-værket

Kalinin-3, en VVER-1000-enhed, der er ca. 85% færdigbygget, forventes i drift i 2003-2004. Det overvejes også at færdigbygge Kalinin-4, hvor der kun er udført ca. 15% af byggearbejdet. Når Kalinin-3 er færdig, kan arbejdskraften overføres til Kalinin-4.

Kola-værket

En levetidsforlængelse på 15 år af Kola-1, der er 29 år gammelt, forventes godkendt i 2003, når den nuværende renovering er afsluttet. Undersøgelser har godtgjort, at reaktortanken ikke viser tegn på metalskørhed. Levetidsforlængelse af Kola-2, der også er under renovering, forventes godkendt i 2004. Levetidsforlængelserne vil omfatte udskiftning af det meste af enhedernes instrumenterings- og kontrolsystemer, forbedring af reaktorindeslutningernes evne til at holde trykket nede i tilfælde af en større læk og nye anlæg til behandling af det radioaktive affald. Der planlægges ikke opført nye kernekraftenheder på Kolahalvøen de næste 10 år.

I et samarbejde mellem USA, Norge, Sverige og den russiske organisation for nuklear sikkerhed, Gosatomnadzor (GAN), er der udført en probabilistisk sikkerhedsanalyse (PSA) for Kola-2. Den har vist, at risikoen for et uheld med kerneskader ligger på mellem en titusindedel og en hundredetusindedel pr. år. Undersøgelsen viser også, at sikkerheden kan forbedres ved bedre sikkerhedsprocedurer, bedre operatøruddannelse og ændringer i indeslutningens brusesystem, fødevandssystemet og højtryksinjektionssystemet.

Kursk-værket

Der er ansøgt om levetidsforlængelse af Kursk-1, der for tiden er nedlukket p.g.a. renovering. Denne omfatter bl.a. installering af et ekstra nedlukningssystem. Der planlægges også levetidsforlængelse af Kursk-2-enheden, der vil blive moderniseret i 2009. Kursk-5, en ny RBMK-1000-enhed, der er 85% færdigbygget, forventes i drift i 2003-2004.

Leningrad-værket

Der planlægges levetidsforlængelse af alle værkets fire enheder, for Leningrad-1 formentlig i 2003

Novovoronezh-værket

Der planlægges levetidsforlængelse af værkets tre enheder. Novovoronezh-3 har fået sin driftstilladelse forlænget med 5 år, men ejeren, Rosenergoatom, ønsker fortsat drift i 15 år. Renoveringen af enheden, som startede i 80'erne, har kostet 133 mio. USD. Den har bl.a. omfattet et nyt nødkølesystem, der kan klare et guillotine-brud på et hovedrør i det primære kredsløb. Den udstrømmende damp ledes til en særlig kondensator, som fortætter dampen og fjerner indhold af radioaktivt materiale, før luften slippes ud. Der er indsendt ansøgning til Gosatomnadzor om levetidsforlængelse af Novovoronezh-4.

Volgodonsk (tidligere Rostov) -værket

Volgodonsk-1 kom i kommerciel drift i februar 2002. Det er den første nye kernekraftenhed i Rusland siden 1993.

Kemisk oparbejdning

Oparbejdningsanlægget Mayak ved Chelyabinsk har en kapacitet på 400 t udbrændt brændsel pr. år, men rent faktisk oparbejdes kun 150 t brændsel pr. år. Med de russiske planer om udbygning af kernekraften og import af udbrændt brændsel vil behovet vokse. Oparbejdningsanlægget RT-2 ved Zheleznogorsk nær Krasnoyarsk, som endnu ikke er færdigbygget, forventes at starte i 2020. Dette anlæg har et lager til våd opbevaring af udbrændt brændsel på 6000 tons, som dog kun er halvt udnyttet.

Radioaktivt affald

I Rusland har parlamentet vedtaget en lov, hvorefter landet kan importere brugt brændsel til oparbejdning og langtidsopbevaring. Importen vil dog næppe begynde før om fem år. Den russiske højesteret har i en kendelse udtalt, at radioaktivt affald fra oparbejdning skal returneres til oprindelseslandet. Hvis det viser sig at blive tilfældet, vil ordningen næppe have større interesse for andre lande. Et andet problem er, at brændsel fra f.eks. Taiwan, der benytter amerikansk uran, ikke kan sendes til Rusland uden amerikansk accept. Det er tvivlsomt, om en sådan kan opnås, så længe der er uenighed mellem USA og Rusland om den russiske bygning af kernekraftværker i Iran. Kundernes forudbetalinger i forbindelse med eksport af udbrændt brændsel til Rusland vil blive brugt til at forbedre infrastrukturen ved oparbejdningsanlæggene i Ozersk (Mayak) og Zheleznogorsk (Krasnoyarsk).

Rusland vil bygge et lager til tør langtidsopbevaring af udbrændt brændsel ved Krasnoyarsk nær oparbejdningsanlægget RT-2 i Zheleznogorsk (tidligere Krasnoyarsk-26). Lageret skal bygges som modulanlæg, der gradvis kan udvides. Prisen forventes at komme op på i alt 330-360 mio. USD, idet første fase er på 120 mio. USD. Byggeriet forventes at starte i 2003. Kapaciteten efter første fase, der ventes afsluttet i 2006-2007, vil være 10.000 tons og om 20 år vil den fuldt udbygget være 40.000 tons. Lageret vil blive indrettet i et granitmassiv.

Rusland har også foreslået, at det sammen med USA skal udleje nyt brændsel til og tage imod det udbrændte brændsel fra andre lande. Rusland kunne dække Europa og Asien, USA Nord- og Sydamerika. Herved kan der sikres mod spredning af kernevå-

ben gennem misbrug af plutonium, produceret i kraftreaktorer, til kernevåbenproduktion.

Minatom planlægger at bygge et deponi for lav- og mellemaktivt affald på Novaya Zemlya i et permafrostområde. Deponiet skal tage imod affald fra Arkhangelsk- og Murmansk-områderne. I første fase vil der blive bygget en havn til landing af affaldet samt affaldstunneler med en dybde på op til 90 m. Anlægget vil blive udstyret med fire affaldssiloer. Deponiet skal primært tage imod affald fra den russiske flåde og isbrydere. Den samlede pris skønnes at blive på 80-90 mio. USD. Man håber på støtte fra udlandet, USA, Sverige, Norge og Tyskland, til finansieringen.

Udadrettet virksomhed

Indien og Rusland har skrevet kontrakt på 1,5 mia. USD om russisk levering af komponenter til Kudankulam-værket i den sydindiske delstat Tamil Nadu. Værket kommer til at bestå af to VVER-1000-enheder. Opførelsen blev indledt i marts 2002, og den første enhed skal være færdig i 2007, den anden et år senere. Det russiske firma Atomstroyexport leverer reaktor, det primære kredsløb, turbogenerator samt brændsel.

Det russiske brændselsfirma TVEL, den ukrainske fond for statsejendomme, som ejer firmaerne Tsirkoni og Vostochny, samt det kazakhstanske Kazakhthomprom har dannet et joint venture til produktion af nukleart brændsel. Aktiekapitalen er på 450 mio. USD, og aktierne er ligeligt fordelt mellem de tre lande. Kazakhstan skal levere uranet, Kazakhthomprom's Ulba metallurgiske fabrik skal fremstille UO_2 -piller, Rusland skal foretage uranberigning og samle brændselelementerne, og Ukraine skal levere zirkoniumindkapslingsrør m.v.

Ukraine og Rusland har indgået aftale om levering af brændsel til alle Ukraines 13 kernekraftenheder. Desuden forhandles om et russisk lån til færdiggørelse af Khmel-nitski-2 og Rovno-4.

Rumænien har udtrykt interesse i opførelse af en russisk VVER-1000-enhed, der er mindst 20% billigere end en tilsvarende vestlig enhed.

Det iranske kernekraftværk, Bushehr-1, som opføres af russiske firmaer, forventes sat i drift i 2004. Opførelsen af Bushehr-2 afventer færdiggørelsen af Bushehr-1. I december blev der indgået en kontrakt mellem Iran og Rusland om levering af russisk brændsel til Bushehr-1. Fra amerikansk side er opførelsen af Bushehr-værket blevet kritiseret, idet den hævdes at lette Irans anskaffelse af kernevåben. Fra russisk side har man bedt USA fremlægge beviser for Irans interesse i kernevåben, noget USA har afslået. Rusland har foreslået Iran et 10 års program til 5 mia. USD, omfattende opførelse af fire kernekraftenheder ved Bushehr og to ved Akhvas.

Nordkorea har vist interesse for køb af et russisk kernekraftværk, der skulle levere el til både Nordkorea og Rusland. Fra russisk side finder man, at det vil være bedre at lægge værket på den russiske side af grænsen mellem de to lande.

I Kina opføres to russiske VVER-1000-enheder (Tianwan-1 og -2). De to enheder skal være færdige i 2004 og 2005. Det russiske firma JCS Electrosila leverer turbogeneratoren. Tryktanken til enhed 2 er blevet afsendt fra St. Petersburg. Der forhandles om bygning af yderligere to enheder, Tianwan-3 og -4, samt om levering af et flydende kernekraftværk.

Rusland planlægger at afgive tilbud på den femte finske kernekraftenhed.

Rusland har indgået en aftale med Kazakhstan og Kirgisien om levering af uran. Uranmalmen brydes i Kazakhstan, udvindes i Kara-Baltinsk-anlægget i Kirgisien, hvorfra det leveres til Rusland.

Det russiske brændselsfirma TVEL skal levere brændsel til det tjekkiske el-selskab CEZ for over 200 mio. USD. Betalingen sker i form af afdrag på den russiske gæld til Tjekkiet.

Brugt, ukrainsk brændsel er blevet modtaget i Zheleznogorsk ved Krasnoyarsk, og der ventes en sending fra Bulgarien.

Udenlandsk støtte

Det har endnu ikke været muligt at afslutte forhandlingerne om betingelserne for MNEPR-programmet (Multilateral Nuclear Environmental Program in Russian Federation), der i et samarbejde mellem Rusland og vestlige lande skal fjerne nuklear forurening i det nordvestlige Rusland. Det er lykkedes at finde en løsning på problemet omkring beskattning af medarbejdere, der kommer fra vesten, men der er dukket et nyt problem op, betaling af moms. Rusland ønsker at opkræve moms af udstyr, der indkøbes i Rusland, hvorefter man er villig til senere at refundere momsen, en ordning donorlandene ikke finder acceptabel. Det forventes, at dette problem snart løses. Uden afslutning af forhandlingerne, der har varet adskillige år, kan donormidler til brug i Rusland ikke frigives. Det gælder også midler fra Northern Dimension Environmental Partnership programmet. Under dette program er der blevet etableret et fond på 110 mio. Euro, hvoraf 62 mio. Euro planlægges anvendt til nukleare projekter, som omfatter oprensning i det arktiske hav, i Nordvestrusland og i de baltiske stater. De første projekter vil omfatte fjernelse af radioaktivt affald og udbændt brændsel.

USA og Rusland har indgået en ny aftale om salg til USA af lavt beriget uran, der er fremstillet ved nedblanding af højt beriget uran fra russiske kernevåben. Aftalen dækker en 13-års periode, men de indeholdte priser kan genforhandles i 2007. Den indeholdte pris på separativt arbejde ligger 15-25% under verdensmarkedets spotpris. Frem til 2013 vil USA købe ca. 500 t lavt beriget uran fra Rusland, som over 20 år vil modtage mindst 7,5 mia. USD for uranet.

Med støtte fra USA har Kola-værket fået en fuldskala-simulator. Norge og Sverige har ydet støtte til, at kontrolsystemet for de 13 nødgenerators på Kola-værket ændres fra analogt til digitalt.

Ukraine

Ukraine har fire kernekraftværker med i alt 13 reaktorenheder i drift:

1. Khmel'nitski-værket med en VVER-1000 enhed
2. Rovno-værket med to VVER-440/213- og en VVER-1000-enhed
3. Sydukraine-værket med tre VVER-1000-enheder
4. Zaporozhe-værket med seks VVER-1000-enheder,

d.v.s. i alt 11 VVER-1000-enheder og to VVER-440-enheder. Den samlede effekt af de 13 enheder er 11.200 MWe. Kernekraften dækker ca. 45% af landets elforbrug.

Det ukrainske el-selskab Energoatom har økonomiske vanskeligheder, fordi der kun bliver betalt for 73% af den leverede effekt. Regeringen har grebet ind, og det ukrainske el-distributionsselskab har lovet at betale sin gæld på 1,4 mia. USD. Det overvejes også at sætte elprisen op, men energiministeren ønsker tværtimod prisen sat ned. Det betyder, at der mangler midler til sikkerhedsforbedringer. Det har ikke gjort forholdene bedre, at der har været beskyldninger om misbrug af økonomiske midler i Energoatoms ledelse.

Tjernobyl-værket

Første fase af projektet med sikring af sarkofagen, der indeslutter reaktoren på den forulykkede enhed 4, er afsluttet. Projektet kaldes "Shelter Implementation Plan"

(SIP). Første fase omfattede stabilisering af taget, strukturelle undersøgelser, seismisk karakterisering, styring af vandforholdene og fastlæggelse af en brændselsstrategi. EU har frigivet 40 mio. Euro til dækning af det i 2001 udførte arbejde og givet tilsagn om at betale 100 mio. Euro til projektet for 2001-2004. Bygning af en ny indeslutningsbygning uden om sarkofagen planlægges startet midt i 2005 og afsluttet i 2007. Den samlede udgift til SIP anslås til 760 mio. USD, hvoraf der går 250 mio. USD til den nye indeslutningsbygning. Der har været en del problemer, bl.a. med beskatningsregler og eksisterende ukrainske bestemmelser, hvorfor arbejdet går langsommere end ventet. Indtil juni 2002 var der kun brugt 120 mio. USD.

Værket har fået tilladelse til at dekommissionere enhed 1, 2 og 3 samt lageret for udbrændt brændsel.

Khmelnitski-2/Rovno-4

Ukraine har fortsat forhandlingerne med den europæiske udviklingsbank (EBRD) om lån på 215 mio. USD til færdiggørelse af Khmelnitski-2 og Rovno-4 enhederne (K2/R4), der er 80-90% færdigbyggede. Ukraine kunne ikke acceptere EBRD's krav om, at el-prisen skulle sættes i vejret, slet ikke umiddelbart før valget i marts 2002. EBRD tvivler på, at Rusland som tidligere meddelt vil kunne finansiere færdiggørelsen af de to enheder. EBRD har tidligere anslået, at færdiggørelsen vil koste 1,48 mia. USD, men erkender nu, den formentlig kan gøres noget billigere, måske helt ned til 1 mia. USD. Dette synes at have fået EBRD til opgive kravet om forhøjelse af el-prisen. Den russiske vurdering ligger helt nede på 0,5 mia. USD. En aftale om et første russisk lån på 44 mio. USD, der skal bidrage til færdiggørelsen af Khmelnitski-2- og Rovno-4-enhederne, er blevet godkendt af den ukrainske præsident.

Ukraine har tilbudt, at personalet på Ignalina-værket i Litauen kan få ansættelse på K2/R4, når Ignalina-værket lukker.

6.2 De centraleuropæiske lande

Bulgarien

Bulgarien har et kernekraftværk med to VVER-440/230- og to VVER-1000-enheder i drift. Værket ligger ved Kozloduy nær Donau. Det har en samlet effekt på 2700 MWe. Kernekraften dækker ca. 40% af el-forbruget.

I forbindelse med forhandlingerne om Bulgariens optagelse i EU accepterede den bulgarske regering, at Kozloduy-1 og -2 blev lukket i december 2002, selvom der er kredse i Bulgarien, der ønsker at renovere de to enheder, så driften kan fortsætte. Hermed er Bulgariens oprindelige fire VVER-440/230 enheder blevet lukket. Disse enheder kan efter vestlig opfattelse ikke renoveres tilstrækkeligt til, at sikkerheden bliver acceptabel. Mens EU ønsker Kozloduy-3 og -4 lukket inden udgangen af 2006, ønsker Bulgarien at fortsætte driften af disse to enheder indtil 2008 og 2010 eller senere, fordi landet dårligt kan undvære så stor en del af sin el-produktionskapacitet. Ikke mindst i det bulgarske parlament er der stærke kræfter mod lukning af de to enheder, der har gennemgået en omfattende og dyr renovering. I alt er der i perioden 1991-97 investeret 129 mio. Euro i de fire VVER-440-enheder, fortrinsvis i enhed-3 og -4. I sommeren 2002 foretog et eksperthold fra IAEA en sikkerhedsvurdering af de to enheder, og den konkluderede, at de lever op til de samme sikkerhedskrav som vestlige enheder med samme alder. IAEA-holdet fandt, at enhederne kan klare et fuldt brud på et af hovedkølerørene, at reaktortanken kan holde i hele reaktorens levetid, at reaktorindeslutningen er forbedret, at enhederne med nyt udstyr kan modstå jordskælv og at moderne kontroludstyr har betydet en væsentlig forbedring af sikkerheden. Udover IAEA-undersøgelsen er der gennemført tre uafhængige studier af de to reaktorer sik-

kerhed, foretaget af internationale konsulenter fra Rusland, Østrig og Frankrig, og disse bekræfter IAEA-undersøgelsens resultater. Der gennemføres fortsat renoveringer på de to enheder. Installering af en brint-rekombinator og et udslipsfilter vil være færdig i 2003.

Mens den bulgarske regering synes indstillet på at imødekomme EU's krav om lukning af Kozloduy-3 og -4 i 2006, er parlamentet imod. Det har vedtaget, at de to enheder tidligst kan lukkes i 2007, når landet optages i EU. Den bulgarske regering har krævet, at EU foretager en ny undersøgelse af sikkerheden af de to enheder, hvorefter der tages stilling til lukningstidspunktet. Dette har EU accepteret, og undersøgelsen ventes gennemført i første halvdel af 2003. Der vil opstå en vanskelig situation, såfremt EU-undersøgelsen kommer til det resultat, at de to enheder ikke er sikre og skal lukkes, idet der herved rejses tvivl om kvaliteten af IAEA's sikkerhedsundersøgelser.

Bulgarien har indhentet tilbud fra udenlandske firmaer om styringen af dekommissioneringen af Kozloduy-1 og -2. Det første, der skal laves, er et lager til tør lagring af udbrændt brændsel. Bygningen af lageret er udbudt, og det skal være færdigt om tre år. Først da vil brændslet blive taget ud af reaktorerne. Efter fjernelsen af brændslet forsegles reaktorerne indtil 2044, hvorefter nedrivningen påbegyndes.

Den bulgarske regering har vedtaget at ophæve en tidligere beslutning om at standse bygningen af Belene-værket ved Donau, som omfatter en VVER-1000-enhed. Samtidig har regeringen bestilt en rapport om sikkerheden omkring værket og behovet for dets el-produktion. Efter vurdering af denne rapport vil der blive taget beslutning om, hvorvidt bygningen skal genoptages. Bygning af enheden blev indledt i 1987, men byggeriet blev indstillet i 1990, efter at der var investeret 1,5 mia. USD, og anlægget var ca. 40% færdigt. Herefter blev byggeriet lagt i mølpose. Det anslås, at det, efter at en politisk beslutning om færdiggørelse af værket foreligger, vil tage 6-7 år, før værket er i drift. Denne periode inkluderer to år til at redesigne anlægget, således at det opfylder dagens sikkerhedskrav. EU har ikke noget at indvende mod en færdiggørelse af Belene-værket.

Litauen

Litauen har et kernekraftværk, Ignalina, i drift. Værket er forsynet med to RBMK-enheder, hver på 1185 MWe. Værket ligger i Litauens nordvestlige hjørne nær grænsen til Letland og Hviderusland. Kernekraften dækker 75-80% af landets el-forbrug.

Litauen lovede allerede i 1999 EU at lukke Ignalina-1 i 2005. Derimod har der været uenighed mellem EU og den litauiske regering om lukningstidspunktet for Ignalina-2. Fra EU's side krævedes en lukning i 2009, mens Litauen først ønskede at tage stilling til lukningstidspunktet i 2004, hvor en ny energistrategi skulle vedtages. Imidlertid accepterede Litauen midt på året, at Ignalina-2 som ønsket af EU lukkes i 2009. En forudsætning er dog, at EU yder betydelig støtte i forbindelse med nedlukningen. Senere vedtoges en revideret energistrategiplan, ifølge hvilken Ignalina-2 lukkes i 2009, og i hvilken der åbnes for bygning af ny kernekraftkapacitet. Dekommissioneringen af de to enheder skønnes at koste mellem 2 og 3 mia. Euro. EU lovede i forbindelse med topmødet i København i 2002 Litauen 285 mio. Euro for perioden 2004 til 2006 til hjælp med dekommissioneringen. Ved lukning af Ignalina-værket ventes el-prisen at stige med 6 øre/kWh og naturgassens andel i elforsyningen at stige fra 29% i dag til 53%. Naturgassen leveres af Rusland.

Et problem i forbindelse med nedlukning af de to Ignalina-enheder er, at størstedelen af staben er russere, hvoraf mange ikke taler litauisk, hvorfor de må forventes at søge stillinger i Rusland. Det kan medføre en svækkelse af sikkerhedsniveauet under dekommissioneringen. Der var 5000 ansatte på værket, men af disse forventes 500-1000 at blive afskediget efter lukning af Ignalina-1.

Planlægning af dekommissioneringen af Ignalina-værket er i gang. Man har set på en hurtig dekommissionering (afsluttet i 2030) og en langsommere (afsluttet i 2065). Man har valgt den hurtige, da den er billigere og muliggør fastholdelse af staben. Man vil kun foretage delvis nedrivning af værket, idet reaktorblokken med betonaftskærmningen og grafitmoderatoren ikke vil blive fjernet, men i stedet forseglet. Det første, man går i gang med, er bygning af et lager for udbændt brændsel, et dekommissioneringsarkiv med data for anlægget og et fjernvarmewærk, der kan levere fjernvarme til Ignalina-værket og Visaginas, en nærliggende by, hvor personalet bor. Omkostningen ved disse tre projekter er 130 mio. Euro. Litauens affaldsorganisation, Rata, overvejer forskellige muligheder for slutdeponering af det udbændte brændsel. En mulighed er at sende det til Rusland.

Ignalina-værket har skrevet kontrakt med det vestlige firma Data Systems & Solutions om levering af et ekstra nedlukningssystem for enhed 2. Systemet finansieres af EU.

Litauen overvejer at opføre et nyt kernekraftværk til erstatning for Ignalina-værket inden for de næste 10 år.

Rumænien

Rumænien har et kernekraftværk, Cernavoda, i drift. Det består af en CANDU-reaktorenhed, Cernavoda-1, der har en effekt på 655 MWe. Værket ligger ved Donau, 170 km øst for Bukarest. Værket har endnu en CANDU-enhed, Cernavoda-2, under bygning. Den planlægges færdig i 2004. Kernekraftens andel i det rumænske elforbrug er ca. 10%.

Bygningen af Cernavoda-2, der forestås af Atomic Energy of Canada Ltd (AECL) og det italienske firma Ansaldo, har finansieringsproblemer, bl.a. fordi de rumænske forbrugere kun betaler for ca. 75-80% af deres elforbrug. Den rumænske regering støtter færdiggørelsen af byggeriet, fordi det rumænske elforbrug er stigende. Det rumænske el-selskab Societate Nationala Nuclearelectrica SA (SNN) har forhandlet om eksportkreditter med Canada (390 mio. USD) og med Italien (103 mio. USD) til færdiggørelse af Cernavoda-2. SNN har hidtil investeret ca. 600 mio. USD i enheden, og færdigbygningen ventes at ville koste 700 mio. USD. Rumænien har anmodet såvel EU som de franske banker Société Générale og Credit Lyonnais om et lån på 350 mio. USD. SNN regner selv med at investere endnu 200 mio. USD i færdiggørelsen.

Regeringen ønsker også, at enhed-3 og -4 færdigbygges. Bygningerne til disse er stort set færdige, men indholdet, reaktor, turbogenerator m.v., mangler. Men først må finansieringsproblemerne for Cernavoda-2 løses. En mulighed, der overvejes, er en såkaldt BOT-ordning (Build-Operate-Transfer). Ved en sådan påtager et udenlandsk konsortium sig at opføre og drive kernekraftværker i en periode, hvorefter værket overdrages til det land, hvori det er opført. Indkomsten i den driftsperiode, i hvilken konsortiet står for driften, tilfalder dette. Denne driftsperiode må forventes at være af størrelsesordenen 20 år. BOT-ordningen har været diskuteret, men aldrig afprøvet i praksis.

Brændslet til Cernavoda fremstilles i Rumænien af et datterselskab til SNN, FCN-Pitesti. Fabrikken kan dække brændselsforbruget af to CANDU-enheder. Kvaliteten af brændslet er høj. Der er ikke de sidste to år konstateret fejl i brændslet. Uranet kommer fra rumænske miner. Det tunge vand fremstilles af det rumænske firma ROMAG, hvis produktion i 2001 rundede 1000 t tungt vand af nuklear kvalitet. Denne mængde er tilstrækkelig til to CANDU-enheder.

Rusland har tilbudt at bygge Cernavoda-3 som en VVER-1000 enhed for 800 mio. USD.

Slovakiet

Slovakiet har to kernekraftværker i drift, Bohunice og Mochovce, der begge ligger i den sydvestlige del af landet. Bohunice består af to VVER-440/230- og to VVER-440/213-enheder. Mochovce består af to VVER-440/213-enheder. Der er yderligere to VVER-440/213-enheder under bygning ved Mochovce-værket, men der har været problemer med finansieringen, og der er heller ikke det store behov for yderligere kapacitet. Den samlede effekt af de seks idriftværende enheder er 2400 MWe. Kernekraften dækker 50-55% af Slovakiets el-forbrug.

Efter aftale med EU skal de to ældste Bohunice-enheder, begge af VVER-440/230-versionen lukkes i 2006 og 2008 til trods for, at der er investeret 250 mio. USD i renovering. Arbejdet med dekommissioneringen af de to enheder er ved at starte. Der skal først opbygges en projektstyringsgruppe. Den internationale Bohunice Dekommissionerings hjælpefond råder over ca. 120 mio. EUR, men større tilskud forventes udefra. EU har bevillet 20 mio. Euro pr. år for perioden 2004 til 2006 til dekommissioneringen.

En tungtvandsmodereret, gaskølet kraftreaktor, som blev lukket ned i 1993 efter et uheld, hvorved dele af brændslet blev beskadiget, er under dekommissionering. Brændslet er taget ud og sendt til oparbejdningsanlægget Mayak i Rusland.

I Bratislava er der i samarbejde med det slovakiske reaktortilsyn etableret et center for nuklear sikkerhed i Central- og Østeuropa. Centret, der støttes af Schweiz, IAEA og Tyskland, skal hjælpe landenes tilsynsmyndigheder med at vurdere sikkerheden af nukleare anlæg.

Slovakiet er som det tredje centraleuropæiske land blevet medlem af OECD's kerneenergiorganisation NEA. Tjekkiet og Ungarn er allerede medlemmer.

Slovenien

Slovenien har et kernekraftværk, Krsko, i drift. Det er forsynet med en trykvandsreaktorenhed på 680 MWe, som er leveret af det amerikanske firma Westinghouse. Værket ligger øst for hovedstaden Ljubljana. Kernekraften dækker 35-40% af Sloveniens el-forbrug.

I 2001 blev der efter mange års stridigheder indgået en aftale mellem Slovenien og Kroatien om det fælles ejerskab af Krsko-værket. Aftalen har imidlertid ikke standset stridighederne. Værkets slovenske dekommissioneringsfond er utilfreds med aftalens bestemmelser om dekommissioneringen og behandlingen af det radioaktive affald. Det slovenske bidrag til fonden bør ifølge fonden komme fra forbrugerne, ikke fra regeringen. Endvidere bør ansvaret for affaldet deles ligeligt mellem de to lande. Med en 40 års levetid skal værket lukkes i 2023. Dekommissioneringen anslås at ville koste 1 mia. Euro. Aftalen skulle ratificeres senest d. 1. juli 2002, men på dette tidspunkt havde ingen af de to landes parlamenter foretaget ratificeringen.

Kroatien ratificerede to dage senere, men kort efter brød den kroatisk regeringskoalition sammen. Der er grupper i begge lande, der finder, at aftalen strider mod nationale interesser. Værket har tilbudt at sælge el til det kroatisk el-selskab HEP det næste halve år, men det har HEP afslået. Derfor går hele produktionen til det slovenske marked. Såfremt den indgåede aftale ikke kan gennemføres, menes HEP at ville sælge sin andel i værket til Slovenien mod betaling i el eller levering af et nyt elværk. Hvis der ikke kan opnås enighed herom, vil HEP anmode om få en international opmand ind i sagen. Den seneste udvikling i striden er, at HEP har sendt en regning på 6,8 mio. USD til det slovenske el-selskab ELES og Krsko-værket. Regningen vedrører HEP's kapitalandel i værket samt de ekstra udgifter, HEP har haft, fordi HEP har måttet købe

dyrere el, efter at Krsko-værket ophørte med at levere el til Kroatien d. 1. august 2002.

Tjekkiet

Tjekkiet har to kernekraftværker i drift, Dukovany- og Temelin-værket. Dukovany-værket består af fire VVER-440/213-enheder, mens Temelin-værket består af to VVER-1000-enheder. Værkernes samlede effekt er 3500 MWe. Dukovany-værket ligger vest for Brno, mens Temelin-værket ligger i Sydbøhmen. Kernekraften dækker ca. 20% af Tjekkiets el-forbrug.

Dukovany-værket havde i 2001 en rekordstor el-produktion på 13,6 mia. kWh. Værket planlægger at ansøge om en levetidsforlængelse på fra 30 til 40 år. Denne er bl.a. motiveret i en renovering af værkets enheder, der har kostet 425 mio. USD. Værket var ikke berørt af årets oversvømmelser.

Temelin-1 var i begyndelsen af året i forsøgsdrift ved fuld effekt, som bl.a. omfattede dynamiske afprøvninger. Under forsøgsdriften blev enheden lukket ned p.g.a. en fejl i et computerkort i instrumenteringen, p.g.a. modifikation af udstyr og udskiftning af ventiler og p.g.a. en læk i den elektriske del af turbogeneratoren. I juni indledtes en 18 måneders afprøvningsperiode forud for kommerciel drift.

Bygningen af Temelin-2 blev afsluttet i januar 2002 og ladning af brændsel indledtes i begyndelsen af marts 2002. Reaktoren blev kritisk ved udgangen af maj, hvorefter afprøvningen af enheden påbegyndtes. Temelin-2 har ligesom Temelin-1 haft problemer med turbogeneratoren og var af denne grund nedlukket fra august til december.

Tjekkiet har bestilt brændsel til sine kernekraftværker for 200 mio. USD i Rusland. Leveringen vil strække sig over 5 år, og betalingen herfor vil ske i form af afdrag på russisk gæld til Tjekkiet.

Oversvømmelserne i Tjekkiet påvirkede ikke Temelin-værket, der ligger tilstrækkelig højt. Man indstillede dog prøvedriften af Temelin-2 for at sikre drift ved fuld effekt af Temelin-1. Denne var nødvendig, da kulfyrede kraftværker i Nordbøhmen måtte lukke p.g.a. brændselsmangel.

Den tjekkiske regering har besluttet at udskyde privatiseringen af landets nationale el-selskab, Ceske Energeticke Zavody (CEZ), efter at de indkomne tilbud ikke var gode nok. Det franske EdF, der i et konsortium sammen med det italienske ENEL og det spanske Iberdrola havde afgivet tilbud på to trediedele af CEZ's aktier, har oplyst, at konsortiet ikke vil fremkomme med et nyt tilbud, idet man finder, at den tjekkiske mindstepris på 5,5 mia. USD er for høj. EdF kan heller ikke acceptere et krav om køb af tjekkiske brunkul, ligesom man mangler garantier for driften af Temelin.

Der har været en længere strid mellem Østrig og Tjekkiet om sikkerheden på Temelin-værket. Den endte med den såkaldte Melk-aftale, som identificerer nogle områder, hvor sikkerheden skal forbedres. De to vigtigste udestående sikkerhedsspørgsmål var godkendelse af visse ventiler og beskyttelse af højenergirør. Ventilproblemet er blevet løst ved udskiftning af de oprindelige ventiler med nye, tyske ventiler. M.h.t. højenergirørerne er disse som i franske og amerikanske reaktorer fastgjort, men fastgøringen lever muligvis ikke op til vestlig standard. De tjekkiske myndigheder har besluttet at løse problemet ved at inspicere og kontrollere alle rør mellem reaktorindeslutningen og isoleringsventilen, d.v.s. hoveddampledninger og fødevandsledninger, som om de er en del af det primære kredsløb. De lokale østrigske myndigheder er utilfredse hermed. De ville foretrække indførelse af en væg mellem ledningerne, men den er ikke gennemførlig, fordi afstanden mellem ledningerne er for lille.

Det østrigske frihedsparti har forsøgt gennem en folkeafstemning at få gennemført, at Østrig nedlægger veto mod Tjekkiets optagelse i EU, med mindre Temelin-værket lukkes. Men partiet fik ikke accept af en sådan folkeafstemning.

Ungarn

Ungarn har et kernekraftværk, Paks-værket, i drift. Det består af fire VVER-440/213-enheder med en samlet effekt på 1750 MWe. Værket ligger ved byen Paks syd for Budapest nær Donau. Kernekraften dækker ca. 40% af landets el-forbrug.

Paks-værket planlægger en levetidsforlængelse på 20 år. I den forbindelse regnes der med at investere 400 mio. USD i de fire enheder. Arbejdet vil blive udbudt i international licitation. Samtidig vil effekten blive forøget. Enhedernes nuværende levetid strækker sig frem til 2012-2017.

Paks-værket blev ikke påvirket af årets oversvømmelser i Donau. Værket er beliggende 1 meter over højeste vandstand i Donau i de sidste 100 år.

6.3 Skibsreaktorer

Skibsreaktorer anvendes udelukkende i flådefartøjer, specielt i ubåde og hangarskibe, samt arktiske isbrydere. Fordelen ved brug af skibsreaktorer er, at nukleart drevne fartøjer kan operere i adskillige år uden at skulle have nyt brændsel. Til gengæld er de dyrere at bygge. I de seneste amerikanske ubåde behøver reaktoren ikke brændselsudskiftning i hele dens levetid, ca. 20 år.

USA har 82 nukleart drevne fartøjer (9 hangarskibe og 73 ubåde med i alt ca. 100 reaktorer) i drift. Rusland har 50 nukleare fartøjer (2 missilkrydsere, 42 ubåde og 6 isbrydere med i alt ca. 100 reaktorer) i drift. Storbritannien har 16 nukleare ubåde med 16 reaktorer. Frankrig har 10 nukleare ubåde samt et nukleart drevet hangarskib, og Kina har 6 nukleare ubåde. Afslutningen af den kolde krig har medført, at bygningen af nye nukleare flådefartøjer er blevet betydelig reduceret, mens aldrende nukleare fartøjer tages ud af drift. Derfor er antallet af nukleare skibe faldende eller stagnerende. Økonomiske vanskeligheder i Rusland har også bidraget hertil.

I sovjettiden byggede Rusland mere end 250 nukleart drevne fartøjer, hvoraf godt 240 var ubåde. Af disse er knap 200 i dag taget ud af aktiv tjeneste. Dekommissioneringen af disse atomubåde har gjort gode fremskridt gennem de seneste år, bl.a. på grund af hjælp udefra. Mens der frem til 1997 kun blev taget brændsel ud af ca. 4 ubåde om året, er dette antal nu øget til 15-20. I dag er reaktorbrændslet fjernet fra godt 100 ubåde og man forventer, at brændslet vil være fjernet fra de resterende hundrede ubåde i løbet af de næste 5-6 år. Hermed vil den største sikkerhedsrisiko i forbindelse med dekommissioneringen, kritikalitetsuheld i forbindelse med fjernelsen af brændslet, være elimineret. Brændslet bliver anbragt i afskærmningsbeholdere, der også kan benyttes til transporten til det kemiske oparbejdningsanlæg ved Majak, hvor brændslet vil blive oparbejdet. Der er fra vestlig side ydet støtte til brændselsfjernelsen. Således har USA finansieret to landanlæg til brug ved brændselsudtagning af ubådene, Norge har finansieret et ekstra tog til transport af brændslet til Majak, og USA og Norge har finansieret fabrikation af afskærmningsbeholdere til opbevaring og transport af udbrændt brændsel.

Når brændslet er fjernet, starter ophugningen af ubåden. Hidtil har man i reglen skåret reaktorsektionen samt de to nabosektioner ud af ubåden, fjernet udstyr i nabosektionerne og forseglet enderne af disse tre-sektion-enheder, som herefter er blevet opbevaret flydende ved en flådebase. I knap 70 nukleare ubåde er reaktorsektionen med tilhørende naboenheder skåret ud. Resten af ubåden kan derefter ophugges uden større problemer. Da langtidsopbevaring af de flydende tre-sektion-enheder medfører risiko

for at de synker p.g.a. korrosion, ser det ud til, at man fremover vil gå ind for opbevaring af reaktorsektionen på land, idet nabosektionerne først skæres af tre-sektionsenhederne. Der mangler endnu midler til bygning af sådanne opbevaringssteder på land. Det er hensigten at lagre reaktorsektionerne i 50-100 år, hvorefter en meget stor del af radioaktiviteten er forsvundet, og mange af materialerne kan genbruges. Resten skal deponeres.

Der er ikke kommet nogen afklaring på, hvad man vil gøre med de fem russiske ubåde, to ved Nordflåden og tre ved Stillehavsflåden, der har været udsat for uheld med en af reaktorerne. Disse ubåde er p.g.a. uheldene stærkt forurenede, ligesom det beskadigede brændsel ikke kan fjernes. Der er heller ikke fundet nogen løsning på, hvordan man skal håndtere brændslet fra de såkaldte Alfa-ubåde, som var forsynet med en reaktor, der udnyttede intermediære neutroner, og hvor alt brændsel samt kontrolstave og reflektor var samlet i en enhed, der på en gang blev indsat i og taget ud af reaktoren. Denne type anvender en vismut-bly-legering som kølemiddel. Disse brændselsenheder findes ved Gremikha-basen på Kolahalvøen, dels i særlige brønde, der er fyldt med vismut-bly-legeringen, dels i Alfa-ubåde.

Nogle af de flådebaser og serviceskibe, der har været anvendt i forbindelse med udtagning af brændsel og til opbevaring af dette, er i en meget utilfredsstillende forfatning. De er forældede og forurenede, og der forestår et stort arbejde med at bringe baserne i en acceptabel stand og at ophugge serviceskibene. Ved Andreeva bugten på Kola-halvøen nær grænsen til Norge arbejdes der med støtte fra norsk side med oprensning af radioaktivt affald og fjernelse af brugt brændsel.

Det russiske isbryderserviceskib Lepse indeholder 639 udbrændte brændselelementer, hvoraf mange er beskadigede og vanskelige at tage ud. I 1997 blev der lavet en oprensningsplan, som imidlertid ikke blev iværksat. Nu er der indgået en aftale mellem Nordic Environment Finance Corp. (NEFCO) og Murmansk Shipping Company om finansieringen af oprensningen. Den vil koste 9,4 mio. USD og blive udført af et fransk og et engelsk firma.

Den russiske isbryder Sovjetunionen er blevet anvendt som flydende kraftværk, der har leveret el til Atomflot's tekniske anlæg i Murmansk-området.

I USA er ni nukleare krydsere og ca. 135 nukleare ubåde taget ud af aktiv tjeneste og reaktorbrændslet er blevet fjernet fra alle disse fartøjer. 102 reaktorsektioner er skåret ud af disse fartøjer og med pram transporteret til et deponi i et ørkenlignende område nær Hanford i staten Washington, hvor de vil blive begravet. 81 ubåde og en krydser er blevet ophugget.

I Frankrig er fire nukleare missilubåde af Redoutable-klassen taget ud af aktiv tjeneste og reaktorbrændslet er blevet fjernet fra dem alle, ligesom radioaktive væsker er fjernet. En af de fire ubåde, Le Redoutable, er blevet hugget op, og dens reaktorsektion vil blive opbevaret på land i ca. 50 år, hvorefter den vil blive demonteret, og de radioaktive dele deponeret i et civilt deponi. I en anden, Le Tonnant, er alle letfjernelige komponenter taget ud, og den afventer udskæring af reaktorsektionen og ophugning.

I Storbritannien er 11 nukleare ubåde taget ud af aktiv tjeneste. Her er proceduren for de dekommissionerede ubåde, at reaktorbrændsel og alle let fjernelige komponenter tages ud, kredsløb drænes osv., hvorefter ubådene forsegles og opankres ved flådebaser under passende, regelmæssige eftersyn. Der er ikke taget stilling til ubådenes endelige skæbne.

6.4 Det danske øststøtteprogram

Baggrunden for de nukleare sektorprogrammer

Den hidtil største nukleare ulykke var Tjernobyl-ulykken i 1986, som medførte en betydelig forurening, hovedsageligt i Hviderusland, Ukraine og Rusland og i dele af den baltiske region. Men også andre dele af Europa blev berørt af ulykken, idet udslippet blev spredt over store landområder.

Før Tjernobyl-ulykken var der ikke mange lande, som havde et beredskab, der var trænet til og forberedt på at håndtere ulykker af så alvorlig karakter. I Danmark medførte ulykken, at der efterfølgende blev iværksat en omfattende modernisering af det danske atomberedskab – herunder udvikling af nye målestationer, beslutningsstøttesystemer og informationssystemer.

Også Estland, Letland, Litauen, Polen og Rusland konstaterede efter Tjernobyl-ulykken et behov for at højne beskyttelsesniveauet, således at beredskabet ville være bedre rustet i tilfælde af en ny nuklear ulykke i området. Allerede inden den danske sektorintegrerede miljøindsats generelt blev iværksat, bistod Beredskabsstyrelsen de baltiske lande, Polen og Rusland med gennemførelsen af projekter til forbedring af den nukleare sikkerhed i området. Således blev der i 1994 igangsat projekter i Polen, Litauen og Rusland og året efter blev programmet udvidet til også at omfatte Estland og Letland. Siden da har Beredskabsstyrelsen hvert år påbegyndt nye projekter i alle 5 lande.

Siden 1994 har Beredskabsstyrelsen anvendt over 100 mio. kr. på forbedring af den nukleare sikkerhed i Østersøregionen ved gennemførelsen af forskellige projekter inden for det såkaldte øststøtteprogram. Projekterne omhandler bl.a. levering og implementering af målestationer, beslutningsstøtte- og informationssystemer, udskiftning af kølevandspumper og levering af et brandbeskyttelses anlæg på Leningrad-værket samt levering af vibrationsmåleudstyr til både Ignalina- og Leningrad-værket.

Det er hensigten, at udstyr leveret af Beredskabsstyrelsen bliver integreret i de nationale beredskabers strukturer på en fuldt operationel måde, således at beslutningstagerne får præsenteret data så hensigtsmæssigt som muligt. Dette kræver ikke blot det rette udstyr, men også personel til at betjene systemerne. Derfor har en stor del af fokus gennem årene været lagt på uddannelse og træning af det personel, der indgår i modtagerlandenes beredskabsorganisationer.

Gennemførelsen af projekterne er i visse tilfælde sket i et samarbejde mellem de nordiske lande, og Beredskabsstyrelsen har deltaget i et fælles projekt med Miljøstyrelsen og NEFCO (Nordic Environment Finance Cooperation) vedrørende radioaktiv forurening af floderne omkring Ignalina-værket. Som følge af at det finansielle grundlag for Beredskabsstyrelsens øststøtteprogram falder bort med udgangen af 2003, har det været nødvendigt at foretage en omprioritering af indsatsen, og Beredskabsstyrelsen har derfor måttet trække sig ud af dette projekt efter projektets første fase.

Den forebyggende effekt

Energiforsyningen i Østersøregionen er stadig meget afhængig af kernekraftværkerne i de tidligere østbloklande. Gennem den forebyggende indsats, som landene selv forestår og modtager støtte til fra international side, højnes sikkerhedsniveauet og evnen til at reagere hurtigt og hensigtsmæssigt, hvis der skulle indtræffe en ulykke.

Uanset holdningen til kernekraft er det givet, at visse af regionens værker vil fortsætte i en årrække, og derfor er det helt centralt, at der fokuseres på den nukleare sikkerhed og atomberedskabet i regionen. En nuklear ulykke kan have en grænseoverskridende effekt. Det er derfor ikke alene befolkningen og miljøet i de lande, som modtager støt-

ten, der tilgodeses af en forbedret sikkerhed eller et forbedret atomberedskab. Også nabolandenes befolkninger og miljø tilgodeses. Dette gælder også Danmark.

Sideløbende med gennemførelsen af de nukleare sektorprogrammer i de baltiske lande, Polen og Rusland, har Beredskabsstyrelsen taget initiativ til en aftale om løbende, daglig udveksling af måledata mellem alle Østersørådets medlemslande (dvs. østersølandene samt Norge og Island). Aftalen blev underskrevet i juni 2001. Det danske atomberedskab vil have en bedre mulighed for hurtigt at kunne reagere på en nuklear ulykke, hvis der modtages meddelelse om ændrede strålingsniveauer i andre lande, frem for at skulle vente på, at vi selv kan registrere den ændrede stråling i Danmark. Et eventuelt udslip fra et kernekraftværk i Østeuropa vil sprede sig til en række af de lande, som indgår i samarbejdet om dataudveksling, inden den rammer Danmark.

Gennemførte projekter

Beredskabsstyrelsen har siden 1994 bestræbt sig på, at de miljø- og beredskabsorienterede projekter, der er relevante for alle landene, gennemføres parallelt i hele regionen. Derved opnås både en intern koordinering i landene og et regionalt samarbejde over landegrænserne, hvilket er af stor betydning for, at der kan handles effektivt i grænseoverskridende forureningssituationer. Beredskabsstyrelsen har dog også forestået større enkeltprojekter på to af kraftværkerne i regionen, hhv. Ignalina- og Leningrad-værket.

ARGOS

ARGOS er et beslutningsstøttesystem, der integrerer alle relevante data i forbindelse med spredning af radioaktiv forurening, og gør det muligt ikke bare at vise spredningen, som den allerede er målt, men også at beregne prognoser ud fra de foretagne målinger. ARGOS kan også beregne prognoser for den atmosfæriske spredning og deponering og for strålingsdoser til befolkningen. Basis for prognoserne er bl.a. de vejrdata, som Beredskabsstyrelsen dagligt får leveret fra Danmarks Meteorologiske Institut. Systemet kan vise måledata fra flere forskellige typer af måleenheder, f.eks. målestationer, mobile måleenheder samt meteorologiske data, og det kan kombinere disse oplysninger i forskellige grafiske præsentationer.

ARGOS er i 2002 blevet udvidet med en radioøkologisk dosismodel, som forventes tilpasset til de baltiske lande samt Polen. Ved hjælp af den model vil der kunne forudsiges doser til mennesker fra radioaktivitet i fødekæden. Dette er vigtigt, hvis der i forbindelse med en ulykke skal indføres forbud eller restriktioner for visse typer af fødevarer. I tilknytning til igangværende EU projekter forventes en bydosismodel samt et modul vedr. modforanstaltninger indbygget i systemet i de kommende år.

NUCINFO

NUCINFO er en forkortelse for Nuclear Information System. NUCINFO er ikke et egentligt program som ARGOS, men derimod en web-baseret adgang til databaser, kort, dokumenter osv., samlet i et informationscenter, der indeholder alle relevante oplysninger om kernekraft, kernekraftværker, nukleare ulykker, mulige konsekvenser, on-line måledata, on-line kommunikation med informatører mv. NUCINFO er blevet leveret til alle 5 lande i de nukleare sektorprogrammer.

PMS og opstilling af målestationer

PMS er en forkortelse for Permanent Måle System. I alle fem lande er der opstillet en række avancerede målestationer, som måler stråling, temperatur og nedbørsmængder med på forhånd fastsatte intervaller, og måledataene overføres til en central server med fastsatte mellemrum. Hvis på forhånd definerede niveauer overskrides, alarmeres de vagthavende. Alarmen overføres automatisk til en vagthavendes personsøger eller mobiltelefon.

Der foretages en spektralanalyse af målingerne for at bestemme radioaktivitetstypen, og det vil hermed være muligt at afsløre en evt. unormal situation. Målestationerne kan varsle radioaktiv forurening ned til et meget lavt niveau og samtidig konstatere hvilke radioaktive stoffer, der har givet anledning til forureningen. Det gør det muligt at skelne radioaktiv forurening fra de hyppige og ofte markante variationer i den naturlige baggrundsstråling.

Data tilvejebragt fra målestationerne er konkrete målinger af radioaktivitet og vil kunne bruges i det førnævnte ARGOS system. Opstillingen af disse målestationer er over årene blevet det mest omkostningskrævende projekt, men samtidig også et af de mest succesfulde. Data fra målestationerne udgør en del af beslutningsgrundlaget for håndtering af en nuklear ulykke. Det er disse data, der udveksles mellem landene i Østersøregionen i medfør af den ovenfor beskrevne aftale.

Som en følge af en ekstrabevilling, der blev givet efter terrorangrebene 11. september 2001, er der nu opstillet tilsvarende moderne målestationer i Danmark.

Målebiler

Ud over de stationære målestationer har Beredskabsstyrelsen leveret en målebil til hver af de baltiske lande, Rusland og Polen. Bilerne har samme type måleudstyr som de stationære målestationer samt en GPS enhed, der bestemmer bilens position, hvilket muliggør, at målingerne plottes automatisk ind på et kort. I 2003 vil målebilerne blive udstyret med en neutrontektor.

Brandbeskyttelsesanlæg til Leningrad-værket

I 2000 blev et større projekt færdigt på Leningrad-værket. Det var leveringen af brandbeskyttelsesanlæg til hhv. blok 1 og 2 samt blok 3 og 4 på værket. Inden gennemførelsen af dette projekt havde værket ikke haft tilstrækkelig vandforsyning til bekæmpelse af selv en ordinær brand i disse blokke. Projektet omfattede opførelse af vandreservoir, pumpeanlæg mv., så sikkerheden omkring bekæmpelse af brand på værket blev væsentligt forbedret.

Udskiftning af 4 kølevandspumper på Leningrad-værket

I begyndelsen af 2002 har Beredskabsstyrelsen afleveret endnu et stort projekt til Leningrad-værket. Dette projekt indebar udskiftning af fire kølevandspumper på værket. De tidligere kølevandspumper var fra værkets opførelse for mere end 25 år siden. Et krav til de nye kølevandspumper var, at disse var driftsikre under en oversvømmelse. Beregninger har nemlig vist, at værket statistisk set vil blive oversvømmet en gang hver 75. år, og pumperne er placeret under vandoverfladen. Derfor var det essentielt, at de nye pumper beviseligt ville kunne fortsætte kølingen på trods af en eventuel oversvømmelse.

I samarbejde med hovedleverandøren Wicotec A/S, samt danske og tyske underleverandører, lykkedes det Beredskabsstyrelsen at få produceret pumper og motorer, der i forsøg har vist, at de fortsætter driften selv ved en oversvømmelse.

Vibrationsmåleudstyr til Ignalina- og Leningrad-værket

Både til Ignalina- og Leningrad-værket er der i løbet af de seneste år leveret vibrationsmåleudstyr. Disse projekter er gennemført i samarbejde med Brüel og Kjær A/S.

Fremtiden

Det er til stadighed vigtigt, at de baltiske lande, Polen og Rusland er i stand til at indsamle og fortolke måledata, således at en nuklear forureningssituation vil kunne opdaget hurtigst muligt. Det er af stor vigtighed for befolkningerne i hele Østersøregionen, herunder også Danmark, at der kan blive handlet effektivt og rationelt i tilfælde af en sådan situation.

Der er i disse år megen fokus på ”de usikre kernekraftværker” i Østeuropa. Der foregår nedlukningsforhandlinger vedrørende nogle af disse værker, men der er stadig en række værker, som vil fortsætte driften. Risikoen for en nuklear ulykke er derfor fortsat til stede, uden at der hermed er taget stilling til sandsynligheden for, at en sådan ulykke vil indtræffe.

Atomberedskab og nuklear sikkerhed er ikke altid højt prioriterede emner i lande, der står over for store internationale udfordringer. Det er et mål for Beredskabsstyrelsen, at de lande, der har modtaget støtte gennem den sektorintegrerede miljøindsats med tiden bliver i stand til fuldt ud at indgå på lige fod med andre lande i de etablerede internationale samarbejdsfora om nuklear sikkerhed, og dermed sikre beredskabet i tilfælde af en nuklear ulykke.

De over 100 mio. kr., som Beredskabsstyrelsen siden 1994 har anvendt på forbedring af den nukleare sikkerhed og beredskaberne i Østersøregionen, har været afsat som en specifik post på finansloven. I den seneste finanslov er der ikke afsat yderligere midler til disse formål, og derfor vil Beredskabsstyrelsen ikke kunne fortsætte projekterne. De projekter, som allerede er i gang fortsætter frem til udgangen af 2003. Fokus i løbet af det sidste år vil bl.a. blive rettet mod at uddanne de ansatte i de pågældende landes beredskaber til selv at kunne varetage opgaverne i fremtiden.

7 Øvrige lande

7.1 Nord- og Sydamerika

Argentina

Argentina har to kernekraftenheder i drift. Begge enheder er forsynet med tungtvandsreaktorer. Den ene, Embalse, er en canadiskbygget trykrørsreaktor af CANDU-typen, og den anden, Atucha, er en tyskbygget tryktanksreaktor. Tilsammen har de to enheder en nettoeffekt på 940 MWe og dækker ca. 8% af Argentinas el-produktion. Privatisering af værkerne er under overvejelse.

Byggeriet af enheden Atucha-2, som har været indstillet i en årrække, er ikke som forventet genoptaget efter det seneste regeringsskift, da økonomien i landet er meget dårlig. Atucha-2 er ca. 80% færdiggjort.

Brasilien

Brasilien har to kernekraftenheder i drift. Begge er forsynet med trykvandsreaktorer med en samlet nettoeffekt på 1860 MWe. Den første enhed, Angra-1, blev leveret af Westinghouse i 1985, og den anden, Angra-2, der er leveret af Siemens, blev første gang koblet til nettet i 2000. De to enheder dækker ca. 4% af Brasiliens elektricitetsbehov.

Efter færdiggørelsen af Angra-2 er der planer om at bygge søsterenheden Angra-3 (1310 MWe) færdig. Arbejdet på Angra-3 har ligget stille i 10 år, og enheden vil tidligst kunne tages i drift i 2006. Det brasilianske energiråd, CNPE, har givet ejeren af værket tilladelse til at bruge penge til at forberede genoptagelse af projektet. En egentlig genoptagelse kræver den nye regerings godkendelse. Denne kommer tidligst medio 2003.

Canada

Canada har 22 kernekraftenheder, der alle er forsynet med reaktorer af CANDU-typen. Heraf er de 8 lagt op, men der er planer om igen at tage de fleste i drift. De 14 enheder, der er i drift, har en samlet installeret effekt på godt 10.000 MWe og står for ca. 13% af Canadas elproduktion.

Ontario Power Generation (OPG) ejer 20 af Canadas kernekraftenheder. Som et led i liberaliseringen af elektricitetsmarkedet i Canada skal OPG over en årrække afgive kontrollen med hovedparten af sin produktionskapacitet. Et første skridt blev taget i 2000, da OPG lejede de 8 kernekraftenheder i Bruce-A og Bruce-B værkerne ud til Bruce Power Partnership (BPP), som havde British Energy (BE) som hovedaktionær. BE har på grund af økonomiske problemer solgt sin andel til et canadisk konsortium. De fire enheder i Bruce-A er lagt op, medens de fire i Bruce-B er i drift. BPP mener, at der er en reel mulighed for at få i hvert fald to af enhederne i Bruce-A i gang igen. De canadiske myndigheder har i 2001 godkendt BPP's overtagelse af driften af Bruce, foreløbigt i 2 år. Med henblik på at få tilladelse til genstart medio 2003 af enhed 3 og 4 på Bruce-A er der udfærdiget en VVM-redegørelse.

Alle fire enheder på Pickering-A værket, som har været ude af drift i nogle år, har fået tilladelse til efter gennemførelse af en række forbedringer at genoptage produktionen. Den første enhed ventes i drift medio 2003, og alle fire forventes at være i drift ved udgangen af 2004.

Point Lepreau (640 MWe CANDU-enhed) forventes nedlagt i 2008-2010, da trykrørenes levetid vil være udløbet på dette tidspunkt. En renovering med levetidsforlængelse til 2032 overvejes, men der er endnu ikke truffet nogen endelig afgørelse.

Parlamentet har i 2002 vedtaget en lov, der kan være basis for etablering af et non-profit selskab til håndtering af radioaktivt affald. Selskabet skal senest i 2005 fremlægge en strategi for langsigtet opbevaring af højaktivt affald. Der er givet tilladelse til bygning af et midlertidigt lager for brugt brændsel ved Bruce-A værket med plads til opbevaring af op til 700.000 af de forholdsvis små CANDU elementer.

Mexico

Mexico har to kernekraftenheder, Laguna Verde-1 og -2, der begge er forsynet med kogendevandsreaktorer leveret af General Electric. Den samlede nettoeffekt er 1310 MWe, og kernekraften står for ca. 5% af landets el-produktion.

USA

USA har 103 kernekraftenheder i drift, heraf 69 forsynet med trykvandsreaktorer og 34 med kogendevandsreaktorer. Dertil kommer Browns Ferry-1, en 1070 MWe kogendevandsreaktorenhed, som har været ude af drift siden 1985, men som stadigvæk har en driftstilladelse. Værkernes samlede nettokapacitet er ca. 98.000 MWe, og de står for ca. 20% af USA's el-produktion. Driftsmæssigt var 2001 et godt år med en rekordproduktion på 767 TWh og en kapacitetsfaktor på 90%.

Året har været præget af:

- opdagelsen af et "næsten" hul i låget på reaktorbeholderen på Davis-Besse kraftværket i Ohio
- den nye regerings positive indstilling til udbygning af kernekraften
- fortsat reorganisering af el-sektoren
- forlængelser af driftstilladelser (20 år udover de oprindelige 40 år)
- debatten om etablering af lager for brugt reaktorbrændsel i Yucca Mountain
- forlængelse af Price-Anderson-loven til 2017 (forsikring af kernekraftværker)

Under eftersyn af reaktoren på Davis-Besse værket i Ohio (PWR) opdagede man, at udlækkende borsyreopløsning havde ætset et hul næsten helt igennem låget på reaktorbeholderen. Der skete ikke noget udslip til omgivelserne, ligesom skaderne kan afhjælpes, men det undersøges i øjeblikket, om licenshaveren har opfyldt sine forpligtelser, og om den amerikanske nukleare sikkerhedsmyndigheds (NRC) tilsyn har været tilstrækkeligt.

Det fri elmarked, som i USA er ved at afløse det tidligere system med koncessioner, har medført en reorganisering af el-sektoren. Selskaberne konsoliderer sig ved sammenlægninger, udskillelser og omorganiseringer, hvorved f.eks. produktion og distribution skilles ad, køb og salg af kraftværker og samarbejde om driften af mindre selskabers enheder. Disse sammenlægninger fortsætter. Entergy har i 2002 købt Vermont Yankee enheden (504 MWe), og Florida Power and Light har købt Seabrook-1 enheden (1161 MWe).

Edwin I. Hatch-1 og -2 enhederne fik i juni 2002 forlænget driftstilladelserne frem til 2038, og for Turkey Point-3 og -4 enhederne blev de forlænget frem til 2033. Der er nu givet tilladelse til forlængelse af driftstilladelserne på i alt 10 enheder, 16 ansøgninger er under behandling, og der er annonceret ansøgninger for yderligere 25 enheder.

Opgradering af værkerne fortsætter. Samlet har NRC i 2002 godkendt opnormeringer af 17 enheder med i alt 690 MWe, hvoraf enkelte forudsætter tekniske forbedringer, der endnu ikke er udført. Der er p.t. 6 ansøgninger under behandling, og der er ansøgninger under udfærdigelse for yderligere 50 enheder.

TVA har besluttet at genstarte Browns Ferry-1 enheden (1070 MWe), som har været ude af drift siden 1985 (uden at aflevere driftstilladelsen), men finansieringen er ikke afklaret, ligesom der er usikkerhed omkring en eventuel forlængelse af driftstilladelsen for denne og de to andre reaktorer på værket. Genstart af Zion-1 og -2 enhederne (hver på 1090 MWe), der blev standset i 1998, er indtil videre opgivet.

Bygning af kernekraftenheden Washington Nuclear Project, WNP-1, blev standset i 1994, da værket var 65% færdigbygget. Det har været overvejet, at færdigbygge enheden, men det vil formentlig ikke kunne betale sig. På værket er der en enhed af samme type (Columbia/WNP-2), som blev taget i drift i 1984.

Spørgsmålet om, hvad elværkerne skal stille op med det brugte uranbrændsel, bliver stadig mere påtrængende. Alle kernekraftværker har bassiner og i nogle tilfælde også tør opbevaringsplads til midlertidig opbevaring af det brugte brændsel. I USA bliver brugt brændsel ikke oparbejdet, men skal deponeres i en egnet geologisk struktur. USA's senat har i 2002 vedtaget, at anlægget skal placeres i Yucca Mountain i det gamle prøvesprængningsområde i Nevada, men anlægget er foreløbigt fire år forsinket, og bygningen er end ikke påbegyndt. Der forventes indgivet en ansøgning om byggetilladelse i 2004 med påbegyndelse af byggearbejderne i 2007, men anlægget kan tidligst være færdigt i 2010. Der er foreløbig oplagret 42.000 tons brugt brændsel ved mere end 70 kernekraftværker i USA, og mængden øges med 2000 tons årligt. Hvis ikke nogle af kernekraftværkerne skal indstille produktionen, må der indrettes midlertidige lagre.

Price-Anderson loven regulerer ansvarsforholdene og begrænser kernekraftværkernes økonomiske ansvar i tilfælde af en ulykke. Loven er foreløbigt forlænget med 10 måneder, men forventes i 2003 forlænget frem til 2017.

7.2 Afrika, Asien og Australien

Indien

Indien har 14 kernekraftenheder i drift med en samlet kapacitet på 2500 MWe. Kernekraften tegnede sig for 4% af elproduktionen i 2001.

De eksisterende kraftreaktorer har alle en forholdsvis lille enhedsstørrelse, men større reaktorer er på vej. Ved Tarapur nær Bombay er to indisk-designede 490 MWe CANDU-enheder under opførelse, og der er truffet aftale om opførelse af to russisk-designede 1000 MWe VVER-enheder i Kudankulam i den sydlige delstat Tamil Nadu.

På grund af sin kernevåbenpolitik er Indien underlagt internationale restriktioner, men landet har opbygget sin egen civile kernekraftindustri støttet af et betydeligt forsknings- og udviklingsprogram. En 40 MWt hurtigreaktor (FBR) er i prøvedrift, og man forventer at have en 500 MWe FBR i drift i 2009. Byggearbejdet til den nye FBR blev igangsat i 2002 ved Indira Gandhi centret for atomforskning i Kalpakkam. De indiske brændselskredsløbsfaciliteter omfatter alt undtagen uranberigning. Indien har nogle af verdens største thoriumreserver, så man arbejder også med udvikling af thorium-baseret brændsel.

Der planlægges en udbygning af kernekraften, så Indien når en installeret effekt på 8000 MWe i 2010 og 20.000 MWe i 2020.

Japan

Japan har 54 kernekraftenheder i drift med en samlet installeret effekt på 44.000 MWe. I 2001 var kernekraftens andel af el-produktionen 34%. Reaktorerne er alle letvandsreaktorer med lidt flere kogende- end trykvandsreaktorer. Tre enheder er under opførelse og yderligere ni enheder er planlagt.

I august 2002 kom det offentligt frem, at den japanske myndighed for nuklear sikkerhed, Japan's Nuclear and Industrial Safety Agency (NISA), gennem mere end to år havde været i gang med at undersøge anklager mod el-selskabet Tokyo Electric Power Company (Tepco) for gennem en længere årrække at have tilbageholdt resultater af inspektioner af revner i forskellige reaktorkomponenter. Der er tale om inspektioner, som går helt tilbage til slutningen af 1980'erne. NISA's undersøgelser blev igangsat midt i 2000 efter en henvendelse til myndighederne fra en ansat hos General Electric (GE). GE havde leveret de pågældende reaktorer, og firmaet stod også for inspektionerne. I den efterfølgende debat er såvel Tepco som NISA blevet udsat for kritik, NISA fordi myndigheden har været medvidende om problemerne, men ikke har informeret offentligheden om dem før nu. Også andre el-selskaber er berørt. Selskaberne har henvist til, at der var tale om frivillige inspektioner, hvorfor man ikke behøvede at rapportere resultaterne til myndighederne, eftersom der ikke var tale om egentlige sikkerhedsproblemer. Ifølge udtalelser fra industrien forholdt det sig endda sådan, at myndigheden havde gjort det klart, at man ikke ønskede at modtage rapporter fra frivillige inspektioner, medmindre de viste, at der var problemer. Det fremgik også af undersøgelserne, at el-selskabernes førsteprioritet var at få værkerne i gang til tiden efter de rutinemæssige nedlukninger, så man ønskede at undgå eventuelle forsinkelser forårsaget af rapporter til myndighederne om mindre problemer, der blev anset for at være uden sikkerhedsmæssig betydning. Det er efterfølgende kommet frem, at man også har udført uautoriserede reparationer på de berørte værker, og den værste afsløring er, at der bevidst blev manipuleret med nogle lækage-afprøvninger af reaktorindslutningen på kernekraftværket Fukushima I-1 i 1991 og 1992. Afsløringerne viser, at der er betydelige problemer med sikkerhedskulturen i Japans nukleare industri. Siden januar 2001 har NISA været placeret under ministeriet for økonomi, handel og industri (METI), hvorved man kan sætte spørgsmålstegn ved myndighedens (u)afhængighed af industriinteresser. Ironisk nok var det angiveligt meningen, at de nukleare sikkerhedsmyndigheder skulle styrkes efter kritikalitetsulykken i Tokai-Mura i 1999. Før 2001 var myndigheden placeret under Japan's Science and Technology Agency. Det internationale atomenergiagentur IAEA har tilbudt at hjælpe med gennemgang af den nukleare sikkerhedskultur i Japan, men der er ikke hidtil truffet aftaler om sådanne undersøgelser. Sagerne har resulteret i, at ibrugtagning af MOX-brændsel i japanske kernekraftværker er udsat på ubestemt tid, og der forventes forsinkelser i den videre udbygning med kernekraft.

Japans nukleare forsknings- og udviklingsprogram omfatter hurtige formeringsreaktorer. Prototypen Monju på 280 MWe ligger fortsat stille siden et uheld med en flydende-natrium lækage fra et sekundært kølekredsløb i 1995.

Et anlæg for opbevaring af brugt reaktorbrændsel ved Rokkasho på Nord-Honshu blev godkendt til idriftsættelse i december 1999. Anlægget forventes at kunne rumme op til 1600 tons uran i 2005, hvor opførelsen af et oparbejdningsanlæg på samme sted forventes at være afsluttet. Efter 2005 er det planen, at dette anlæg skal overtage en del af brændseloparbejdningen, som hidtil er foregået i England og Frankrig.

Kina

Ved udgangen af 2001 havde Kina tre kernekraftenheder i drift, en 280 MWe PWR-enhed af kinesisk konstruktion og to 940 MWe PWR-enheder af fransk konstruktion. I 2001 tegnede kernekraften sig for 1,1% af elproduktionen.

I 2002 er yderligere to kernekraftenheder sat i drift, en 610 MWe PWR-enhed af kinesisk konstruktion og en 940 MWe PWR-enhed af fransk konstruktion. Yderligere to enheder af henholdsvis fransk (en 940 MWe PWR-enhed) og canadisk (en 670 MWe CANDU-enhed) design ventes idriftsat i begyndelsen af 2003.

Der er yderligere fire enheder under opførelse. Det drejer sig om en 640 MWe PWR-enhed af kinesisk konstruktion, en 670 MWe CANDU-enhed og to VVER-1000 enheder af russisk design. Kina importerer således kernekraftteknologi fra forskellige lande som et led i en teknologioverførsel til landets egen kernekraftindustri. Der forudses en betydelig udbygning af elforsyningen i Kina, primært baseret på vandkraft og fossile brændsler, men også med et bidrag fra kernekraft.

Kina har egne uranreserver og stiler mod at beherske hele brændselskredsløbet. Forskningsprogrammet omfatter både formerings- og højtemperaturreaktorer. En eksperimentel 10 MW gaskølet højtemperaturreaktor blev igangsat i 2000 ved instituttet for nuklear energiteknologi ved Tsinghua universitet i Beijing.

Nordkorea

I 1986 satte Nordkorea en lille grafit-modereret kraftreaktorenhed med en effekt på 5 MWe i drift ved landets nukleare forsøgsanlæg ved Yongbyon, 90 km nord for hovedstaden Pyongyang. Under efterfølgende IAEA-inspektioner af reaktoren og det tilhørende "isotopproduktionsanlæg" (i realiteten et oparbejdningsanlæg) konstaterede IAEA, at de ved inspektionerne opnåede data ikke stemte overens med de af Nordkorea angivne. Nordkorea hævdede, at man kun havde udvundet ca. 100 gram plutonium af nogle få, defekte brændselselementer, hvorimod IAEA's målinger tydede på, at i hvert fald dele af reaktorens brændsel var blevet udskiftet i 1989, 1990 og 1991. For at få afklaret uenigheden ønskede IAEA at få adgang til to anlæg, hvor affaldet fra isotopproduktionsanlægget blev opbevaret. Dette ønske afviste Nordkorea i 1993. Samtidig meddelte landet, at man ville trække sig ud af ikke-spredningstraktaten. Dette skabte en krise omkring Nordkorea, som endte med, at USA og Nordkorea i 1994 indgik en aftale om, at Nordkorea skulle lukke den grafitmodererede reaktor og standse bygningen af en 50 MWe og en 200 MWe kraftreaktor af samme type. Alle tre reaktorer er velegnede til at producere plutonium til brug for kernevåben. Endvidere skulle Nordkorea tillade IAEA-inspektion af alle landets nukleare faciliteter.

Til gengæld ville Nordkorea få leveret to 1000 MWe kernekraftenheder. De to enheder leveres af Sydkorea, som betaler godt 70% af de samlede omkostninger på 4,6 mia. USD. Japan betaler størstedelen af resten, mens EU deltager med et mindre beløb. USA finansierer levering af 0,5 mio. tons tung brændselsolie pr. år, indtil den første enhed er i drift. Det nye værk opføres nær Kumho ved Nordkoreas nordøstlige kyst 30 km nord for Sinpo, og kommer til at bestå af to trykvandsenheder af sydkoreansk konstruktion. Den første betonstøbning blev indledt i august 2002. Bygningen af værket ledes af Korean Peninsula Energy Development Organisation (KEDO). Der beskæftiges ca. 1400 sydkoreanske, nordkoreanske og uzbekiske arbejdere på byggepladsen. Oprindeligt var værket planlagt færdigt i 2003, men p.g.a. indløbne forsinkelser, der bl.a. skyldes nye krav fra nordkoreansk side, vil det tidligst blive færdigt i 2008. I sommeren 2002 advarede KEDO Nordkorea om, at med mindre landet tillod IAEA at begynde sit arbejde på at verificere Nordkoreas beholdning af nukleare materialer, ville levering af de tunge komponenter til værket blive udskudt til efter 2005,

hvorved arbejdet ville blive yderligere forsinket. IAEA har kun haft adgang til at inspicere visse af Nordkoreas nukleare anlæg, bl.a. den lille 5 MWe enhed.

I oktober 2002 erkendte Nordkorea over for en amerikansk udsending, at landet i strid med den indgåede aftale var ved at bygge et centrifugeanlæg til fremstilling af beriget uran. Eksistensen af anlægget er blevet afsløret gennem satellitfotos samt nordkoreanske forsøg på import af specialudstyr til centrifugeproduktion. Arbejdet på anlægget menes indledt i slutningen af 1990'erne. Der er usikkerhed med hensyn til, hvor succesfuldt projektet hidtil har været. Afsløringen af projektet har medført, at de amerikanske olieleverancer er blevet indstillet. Der er endnu ikke taget stilling til, hvad der skal ske med bygningen af kernekraftværket.

Sagen er yderligere blevet forværret af, at Nordkorea har meddelt, at man agter at genstarte 5 MWe enheden, og at man er gået i gang med at fjerne de af IAEA anbragte forseglinger og TV-kameraer, ligesom Nordkorea har udvist de to IAEA-inspektører, der overvågede reaktoren.

Pakistan

Pakistan har to kernekraftenheder i drift, Kanupp NPP, som er en 125 MWe CANDU-enhed, og Chasma NPP, som er en 300 MWe PWR-enhed af kinesisk design. I 2001 tegnede kernekraften sig for 3% af elproduktionen.

I 2002 annoncerede lederen af den pakistanske atomenergikommission, at der planlægges med yderligere to kernekraftenheder i Pakistan, en ved hver af de to nuværende kernekraftværker.

Sydafrika

Sydafrika har to PWR-enheder i drift på kernekraftværket i Koeberg med en samlet effekt på 1800 MWe. I 2001 tegnede kernekraften sig for 7% af elproduktionen.

Det statsejede kraftværksselskab Eskom er sammen med et internationalt konsortium i gang med at udvikle en gaskølet højtemperaturreaktor-enhed med kugleformede brændselelementer (pebble bed reactor). De øvrige partnere er British Nuclear Fuels plc, det amerikanske firma Exelon, og Industrial Development Corporation of South Africa. Midt i 2002 meddelte Exelon imidlertid, at man vil trække sig ud af projektet, når "feasibility"-fasen afsluttes, hvilket formentlig vil ske i 2003. Det er planen at bygge en første enhed på 100 MWe ved Koeberg, men man vil formentlig efterfølgende satse på en lidt større enhed på 165 MWe for at kunne forbedre økonomien. Projektet er noget forsinket, bl.a. fordi myndighedsbehandlingen tager længere tid end oprindeligt planlagt.

Syd Korea

Ved udgangen af 2001 havde Sydkorea 16 kernekraftenheder i drift med en samlet installeret effekt på 13.000 MWe. I 2001 tegnede kernekraften sig for 39% af elproduktionen. Sydkorea er dermed det asiatiske land, der har den højeste nukleare dækningsgrad.

I 2002 blev yderligere to kernekraftenheder sluttet til nettet, og der er to enheder under bygning, som ventes idriftsat i 2004 og 2005. Endvidere blev der i 2002 afgivet ordre på fire nye enheder, som ventes sat i drift i perioden 2008-2012. Disse skal bygges af Korea Hydro and Nuclear Power Co. i samarbejde med Westinghouse Electric.

Fire af de koreanske kernekraftenheder er af CANDU-typen, de øvrige er PWR-enheder. De fleste PWR-enheder er bygget i samarbejde mellem koreanske og amerikanske firmaer. Sydkorea er stort set selvforsynende med hensyn til kernekraftteknologi.

logi. Dog udelukker en samarbejdsaftale med USA selvstændig uranberigning og oparbejdning af brugt brændsel.

Taiwan

Taiwan har 6 kernekraftenheder i drift med en samlet installeret effekt på 4900 MWe. I 2001 tegnede kernekraften sig for 22% af elproduktionen.

Yderligere to kernekraftenheder er under opførelse ved Lungmen. Det drejer sig om to 1350 MWe ABWR-enheder leveret af General Electric og japanske partnere.

Andre lande

Iran har en aftale med Rusland om at færdiggøre en af de to PWR-enheder ved Bushehr, der blev lagt i mølpose efter revolutionen i 1979. Der var oprindeligt tale om tyske reaktorer leveret af Siemens, men der installeres nu en russisk VVER-1000 enhed. Det forventes, at enheden vil være klar til at blive ladet med reaktorbrændsel sidst i 2003. Fra russisk side forventes det, at man skal levere yderligere en VVER-1000 enhed til opførelse ved Bushehr .

Australien har ikke kernekraftværker, men har ligesom en række afrikanske stater (Gabon, Niger og Namibia) en betydelig produktion og eksport af uran. I 2001 godkendte den australske regering start af en ny uranmine, Honeymoon, som blev sat i kommerciel drift i 2002. I forvejen var der tre uranminer i drift i Australien: Ranger, Olympic Dam og Beverly. I 2002 har det australske selskab Paladin Resources købt en uranforekomst i Namibia (the Langer Heinrich Uranium Deposit), som rummer 34.000 tons U_3O_8 . Selskabet forventer et væsentligt forbedret uranmarked med prisstigninger på mellemlangt sigt.

8 Reaktorudviklingen

Der foregår til stadighed en udvikling inden for de kendte reaktortyper. Denne består i vidt omfang af indførelse af forbedringer, der er baseret på indvundne driftserfaringer. Der er dog ikke tale om væsentlige designændringer hvad angår BWR- og PWR-enheder, men blot mindre justeringer.

De senere års forbedrede driftsstatistik er fortsat i 2002, og det gælder stort set for alle kernekraftværker. Den såkaldte kapacitetsfaktor, d.v.s. forholdet mellem den producerede elektriske energi og den energi, der kunne være produceret, hvis anlægget havde kørt ved fuld effekt i hele den pågældende periode, er steget. Eksempelvis var kapacitetsfaktoren i USA for nogle år siden 65%, men den er steget til 75% i dag. Årsagen til den øgede produktion er, at man er blevet væsentlig bedre til at køre anlæggene. Værkerne har færre driftsstop, og man er blevet bedre og hurtigere til at udføre vedligeholdelsesarbejder i de planlagte nedlukningsperioder. Den øgede kapacitetsfaktor svarer til bygning af 7-8 enheder, hver på 1000 MWe.

I USA har flere kernekraftenheder i 2002 fået tilladelse til at øge effekten med begrundelse i modernisering og sikkerhedsforbedringer på anlæggene.

Der er fortsat en tendens til at søge om levetidsforlængelse af de bedst kørende anlæg i verden. Den normale levetid på 30-40 år er for mange værkers vedkommende blevet forlænget til 50-60 år. I USA forventes mere end 25 reaktorenheder at få forlænget levetiden inden for de næste 3 år.

8.1 Trykvandsreaktorer

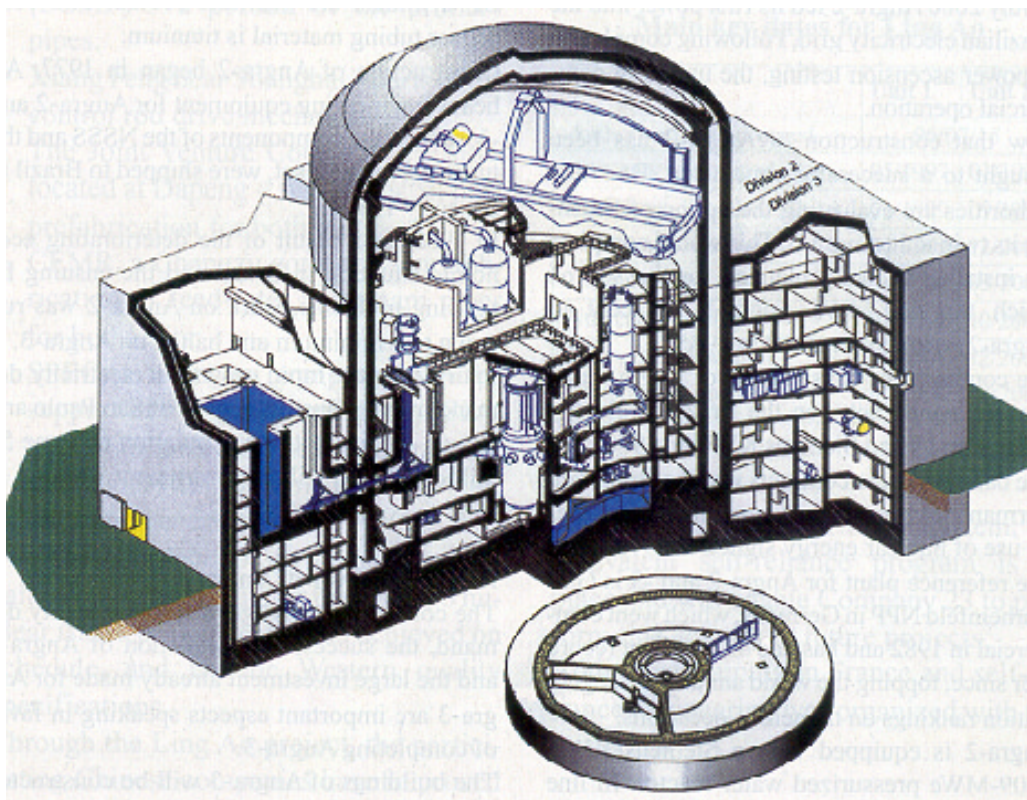
EPR - Den europæiske trykvandsreaktor

Den europæiske trykvandsreaktor, EPR, har været under udvikling siden 1989, hvor et konsortium bestående af det franske firma Framatome og det tyske firma Siemens, hvis nukleare aktiviteter nu er slået sammen under navnet Framatome ANP (Advanced Nuclear Power), besluttede at designe et anlæg, som opfylder kravene til et moderne kernekraftværk. Designet baserer sig på de erfaringer, man har opnået i begge lande gennem mange års drift af kernekraftværker, og man har hele tiden forsøgt at tilpasse nye ønsker fra de potentielle købere af anlæggene.

EPR-enheden er i sin grundmodel dimensioneret til en effekt på 1525 MWe og en planlagt levetid på 60 år. Det årlige vedligehold, inklusive brændselsskifte, forventes at kunne ske på 16-19 dage, således at reaktoren skulle kunne opnå en årlig tilgængelighed på mere end 90%.

Sikkerheden af den europæiske trykvandsreaktor har haft høj prioritet i udarbejdelse af designet. Man har fokuseret på to ting:

1. Reduktion af sandsynligheden for, at uheld sker.
2. Begrænsning af konsekvenserne, hvis det usandsynlige uheld alligevel skulle indtræffe.



Figur 8.1. EPR-reaktorbygning.

Det er fortsat uklart, hvornår den første EPR-enhed vil blive bygget. Frankrig har ikke behov for flere kernekraftenheder før 2010, men da hele processen med myndighedernes behandling af en ansøgning og selve opførelsen af enheden forventes at vare 6-7 år, må der træffes en beslutning inden længe. Den tyske lovgivning tillader ikke, at man bygger nye kernekraftenheder, men EPR-designet henvender sig også til andre lande. EPR er således med inde i de finske elværkers overvejelser i forbindelse med opførelse af landets femte kernekraftenhed. Endelig er EPR-designet ved at blive certificeret i USA.

Westinghouse AP600

Den amerikanske Nuclear Regulatory Commission (NRC) har certificeret Westinghouse's design af den avancerede trykvandsreaktor, AP600. Denne certificering giver mulighed for at lade AP600-reaktoren indgå i nye kernekraftværker. AP600-reaktoren kan opføres af modulære komponenter og er forsynet med passive sikkerhedssystemer, som ikke kræver ydre energikilder for at fungere. Levetiden er 60 år. Alle indgående komponenter er baseret på såkaldt "kendt teknologi", ofte anvendt på en ny og innovativ måde.

Westinghouse AP1000

En modificeret udgave af AP600, kaldet AP1000, er under udvikling. Denne udgave anvender samme sikkerhedsfilosofi for som AP600. Dette betyder, at der er anvendt kendt PWR-teknologi og sikkerhedstiltag, som er baseret på udnyttelse af naturlige mekanismer, f.eks. tyngdekraften og naturlig cirkulation. Designet er simplificeret i forhold til tidligere PWR-anlæg. AP1000 forventes alene p.g.a. dens størrelse at være mere økonomisk rentabel end AP600. Hvor AP600's produktionspris er ca. 35 øre pr. kWh inklusive kapitalomkostninger, er AP1000's på ca. 25 øre pr. kWh.

En ansøgning om certificering af AP1000 blev indgivet til NRC i 2002. Ansøgningen forventes hurtigt behandlet, d.v.s. inden udgangen af 2004, fordi mere end 80% af sikkerhedsdokumentationen er identisk med den tilsvarende for AP600. En tilsvarende certificering er på vej i Storbritannien.

Tabel 8.1 viser en sammenligning af udvalgte designparametre for AP1000 og AP600 og Tabel 8.2 viser nogle økonomiske nøgletal for AP1000. Tallene i Tabel 8.2 er baseret på en levetid af anlægget på 60 år samt en kapacitetsfaktor på 93%, ligesom det antages, at der opføres to enheder på 1000 MWe på samme plads.

Tabel 8.1. Designparametre for AP1000 og AP600

Parameter	AP1000	AP600
Elektrisk effekt	1.120 MWe	600 MWe
Termisk effekt	3.400 MWt	1.900 MWt
Antal brændselementer	157	145
Antal brændselstave pr. element	17 x 17	17 x 17
Længde af brændselement	420 cm	360 cm
Brændselstaves varmeudvikling pr. længdeenhed	190 W/cm	140 W/cm
Reaktortankens indre diameter	400 cm	400 cm
Varmeoverføringsareal af dampgenerator	11.250 m ²	6.750 m
Kølevandsstrøm gennem reaktoren	5.000 kg/s	3.200 kg/s
Trykholderens rumfang	570 m ³	430 m ³

Tabel 8.2. Økonomiske nøgletal for AP1000 under forudsætning af 60 års levetid, 93% kapacitetsfaktor samt opførelse af to enheder på samme plads

Omkostningsparametre	
Kapitaludgifter	1.150 USD/kWe
Brændselsudgifter	5 USD/MWh
Udgifter til drift og vedligehold	5 USD/MWh
Udgifter til opbevaring af affald	1 USD/MWh
Total produktionspris	36 USD/MWh (25 øre/kWh)

8.2 Kogendevandsreaktorer

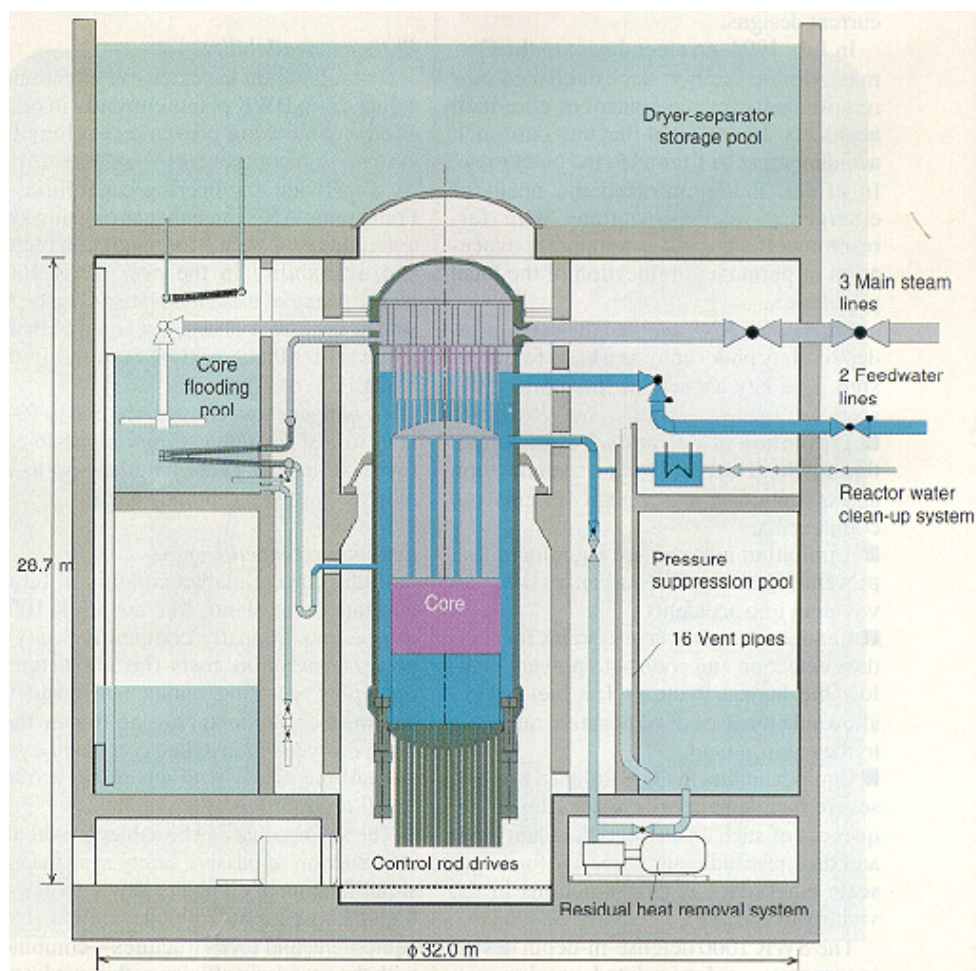
SWR-1000

Framatome ANP har udviklet et nyt design, SWR-1000, en kogendevandsreaktor, hvis grundlæggende koncept er baseret på anvendelse af passive sikkerhedskomponenter. SWR-1000 anvender bl.a. følgende passive komponenter:

- Nødkondensatorer uden brug af pumper
- Kondensatorer til køling af indeslutningen uden brug af pumper
- Passive trykpulstransmittere
- Tyngdekraftdrevet system til overskylning af reaktorkernen

Disse komponenter har ikke tidligere været anvendt i reaktorer.

Framatome har i stor udstrækning anvendt driftserfaringer fra eksisterende kogendevandsreaktorer i designet af SWR-1000. Herunder har man specielt forsøgt at simplificere mange systemer for derigennem at opnå dels en mere driftsikker kørsel af anlægget, dels reducerede udgifter til vedligeholdelse. F.eks. har man kun en enkelt fødevandsforvarmerstreng, og det komplicerede system for fjernelse af eftervarmen er blevet erstattet af passive tanke. Figur 8.2 viser et lodret snit gennem reaktorindeslutningen.



Figur 8.2. Lodret snit gennem reaktorindeslutningen af SWR-1000.

Selvom SWR-1000 er blevet udviklet i Europa, foregår der forhandlinger med de amerikanske sikkerhedsmyndigheder om en certificering af designet med henblik på introduktion af SWR-1000 på det amerikanske marked.

General Electric ESBWR

General Electric er ved at udvikle et nyt reaktordesign, ESBWR, Evolutionary Simplified Boiling Water Reactor, på 1400 MWe. Det bygger for en stor del på naturlig cirkulation uden brug af pumper.

ESBWR-designet er generelt karakteriseret ved følgende egenskaber:

- Naturlig cirkulation
- Simple komponenter
- Passive sikkerhedssystemer
- Udstrakt anvendelse af GE's tidligere to design ABWR og SBWR
- Anlægsoptimering i samarbejde med kunden

Starttidspunkt for opførelse af et eventuelt anlæg forventes først omkring 2010.

8.3 Tungtvandsreaktorer

Canada og Indien er de eneste lande, der benytter tungtvandsreaktorer i større stil til el-produktion.

Canada har udviklet sin egen reaktorkonstruktion kaldet CANDU (se Appendiks A4).

Der er bygget 24 af disse reaktorer i Canada og 19 i andre lande. Enhedsstørrelsen er vokset fra ca. 200 MWe for de første anlæg til 880 MWe for de seneste.

De ældre enheder af typen CANDU 6 på 675 MWe, som f.eks. Gentilly-2 og Point Lepreau blev konstrueret først i 1970'erne med en forventet levetid på 30 år. Canada har startet undersøgelser for at afklare, om disse ældre anlæg kan opgraderes, så levetiden kan forøges med 25 år. Et vurderingsarbejde skal afklare, hvilke arbejder der skal udføres for at opnå dette. Et af de vigtigste arbejder er udskiftning af trykrørene i de 380 brændselskanaler.

ACR-700 (Advanced CANDU Reactor), konstrueret af AECL, kan blive den næste generation af CANDU reaktorer. Den klassiske CANDU-reaktor var konstrueret til at køre på naturligt uran, mens ACR-700 skal anvende let beriget uran. Den klassiske CANDU-reaktor havde tungt vand i både moderatortank og kølekredsløb, mens ACR-700 kun har tungt vand i moderatortanken. Anvendelsen af beriget brændsel og letvandskøling betyder, at reaktorkernens størrelse kan reduceres væsentligt, hvorved tungtvands-investeringen reduceres og en negativ boblekoefficient opnås. Desuden kan der anvendes samme turbiner og dampgeneratorer m.v. som i letvandsreaktorer.

8.4 Gaskølede reaktorer

Gaskølede reaktorer anvender enten kuldioxid eller helium som kølemiddel. Moderatoren er næsten altid grafit (se Appendiks A5).

Størstedelen af Storbritanniens 33 reaktorer til el-produktion er kølet med CO₂. Storbritannien har planer for, hvornår de ældste reaktorer, magnox-reaktorerne, skal lukkes ned. De er udtjente efter ca. 40 års drift. Således startede den 45 år gamle Calder

Hall-1 den 4. juli 2002 på sin sidste driftsperiode. Storbritannien skal i perioden 2010-2025 udbygge med 10 nye reaktorer for at erstatte lukningen af de gaskølede reaktorer. Disse nye reaktorer vil efter al sandsynlighed være letvandsreaktorer.

Udviklingen af gaskølede reaktorer sker især inden for de grafitmodererede, helium-kølede højtemperaturreaktorer (HTGR). Den høje arbejdstemperatur muliggør en høj termisk virkningsgrad, idet kølegassen sendes gennem en gasturbine, før den går til dampgeneratoren. Sådanne reaktorer har også et meget højt sikkerhedsniveau, fordi de kan tåle meget høje temperaturer, og fordi de ikke kan "løbe løbsk".

I dag satses der næsten udelukkende på den udformning af HTGR, der anvender kugleformede brændselementer, heraf navnet Pebble Bed Reactor. Der er stigende interesse for mindre enheder, hvorved det bliver nemmere at udbygge til det rigtige niveau. Dette har medført udvikling af Pebble Bed Modular Reactor (PBMR), som kan fabriksfremstilles, hvorved byggepladsarbejdet bliver væsentlig mindre og billigere.

Hos Kernforschungsanlage (KFA) ved Jülich i Tyskland arbejdede man i en årrække med en sådan reaktor, der anvendte kugleformede brændselementer med en diameter på 6 cm. Reaktoren består af en "silo" med sådanne kugler. Brændselsudskiftningen sker løbende ved, at man under drift tager kugler ud for enden, hvorefter deres udbrænding måles. Hvis udbrændingen ikke er høj nok, sendes de tilbage til toppen af siloen.

8.5 Hurtige reaktorer

Rusland er det eneste land, der har en stor hurtig formeringsreaktor i kommerciel drift, Beloyarsk-3 (type BN600). BN600-enheden på 600 MWe er en "konventionel" hurtigreaktor med natriumkøling (Appendiks A7). Beloyarsk-3 har siden starten i 1980 kørt med stor pålidelighed og udnyttelsesgrad. Resultaterne har været så gode, at russerne betragter BN600 som landets bedst kørende reaktor. BN600 blev konstrueret til en levetid på 30 år, der udløber i 2010. Denne levetid er planlagt forlænget med 10 år til udløb i 2020.

Rusland er i dag den førende nation indenfor arbejdet med hurtige reaktorer. The Institute of Physics and Power Engineering (IPPE) i Obninsk startede allerede arbejdet med hurtige reaktorer i 1949, og instituttet står bag mange af de russiske konstruktioner vedrørende hurtige reaktorer. Instituttet står således bag konstruktionen af BN350 i Kasakstan. BN350 var den første hurtige kraftreaktor.

Udbygningen med nye hurtige reaktorer vil ske med typen BN800, der er en større udgave af BN600. Den første BN800 reaktor er under bygning på Beloyarsk, og får navnet Beloyarsk 4. Den skal stå færdig i år 2009, og den samlede pris vil blive ca. 1,3 mia. USD. Ingen andre lande har konkrete planer om udbygning med hurtige reaktorer.

I Rusland arbejdes der også med udvikling af den bly-vismut-kølede hurtigreaktor BREST-300. I forbindelse med denne undersøges brug af uran-plutonium-nitrid brændsel.

Frankrig har en hurtigreaktor på 250 MWe (Phenix), der er landets ældste kraftreaktor. Det forventes at tilsynsmyndigheden DSIN vil tildele Phenix yderligere seks driftsperioder, eller 25.000 – 30.000 driftstimer, når igangværende reparationsarbejder og eftersyn er færdige. Dette er vigtigt, da Phenix først og fremmest skal anvendes til undersøgelser vedrørende afbrænding af langlivet affald som led i det franske transmutationsprogram. Det ser ud til, at Phenix kun skal køre med to af de tre sekundære kølekredsløb.

Den japanske hurtigreaktor Monju har været lukket ned siden december 1995 efter en natriumlæk i et af de sekundære kølekredsløb. Monju skulle være i stand til at starte op inden for en tidsramme på 3 år.

Arbejdet med udviklingen af hurtige kraftreaktorer er vigtig, da sådanne reaktorer kan udnytte verdens uran- og thoriumforekomster fuldt ud. Med andre reaktortyper kan man kun udnytte ca. 1% af uranforekomsterne. Hertil kommer store lagre af forarmet uran, der for den hurtige reaktor har næsten samme værdi som naturlig uran.

8.6 Generation IV initiativet

Ti lande (Argentina, Brasilien, Canada, Frankrig, Japan, Schweiz, Sydafrika, Sydkorea, Storbritannien og USA) er gået sammen om udvikling af såkaldte generation IV kernekraftværker, der skal være klar til bygning mellem 2020 og 2030, og som skal lægge vægt på billig el-produktion, øget sikkerhed, minimalisering af affald og proliferationssikring. Også OECD/NEA, IAEA og EU deltager i arbejdet. Programmet startede i juli 2001, og efter gennemgang af de potentielle muligheder blev der udvalgt seks reaktortyper til nærmere undersøgelse og udvikling:

- Den heliumkølede hurtigreaktor (GFR) med en udløbstemperatur på 850 °C, der sammen med en direkte-cyklus gasturbine kan benyttes til el-produktion samt til termo-kemisk fremstilling af brint. Ved forbrænding af alt fissilt og fertilt materiale mindskes problemet med det radioaktive affald.
- Den bly- eller bly/vismut-kølede hurtigreaktor (LFR) med en udløbstemperatur på 550-800 °C, der kan forbrænde alt uran, thorium samt alle transuraner. Den kan bygges som små 50-150 MWe fabriksfremstillede enheder, der kun skal have brændslet udskiftet hvert 15. til hvert 20. år. Andre muligheder er modulære 300-400 MWe enheder og fuldskala 1200 MWe enheder.
- Den smeltet-salt-kølede reaktor (MSR), som er en epitermisk reaktor. Dens udløbstemperatur er 700-800 °C. Dens brændsel består af en blanding af natrium-, zirkonium- og uranfluorider, som strømmer gennem lodrette kanaler i grafitmoderatorblokken. Den har høj virkningsgrad og kan forbrænde uran, plutonium og transuraner. Effekten er på 1000 MWe.
- Den natrium-kølede hurtigreaktor (SFR) med en udløbstemperatur på 550 °C. Den forbrænder alt fissilt og fertilt materiale samt transuranerne i et lukket brændselskredsløb. To enhedsstørrelser undersøges: 150-500 MWe enheder, der anvender pyrometallisk oparbejdning af brændslet og 500-1500 MWe enheder, der anvender avanceret vandbaseret oparbejdning.
- Den superkritiske vandkølede reaktor (SCWR), der har en udløbstemperatur på 510-550 °C og et tryk på 250 atmosfære. Enhedsstørrelsen er 1700 MWe. Reaktoren er primært beregnet til effektiv el-produktion. To versioner overvejes, en med termisk og en med hurtigt neutronspektrum. Sidstnævnte kan også brænde transuraner.
- Den meget-høj-temperatur heliumkølede reaktor (VHTR). Den har en udløbstemperatur på 1000 °C, hvilket gør den egnet til brintproduktion og til levering af procesvarme for den petrokemiske industri, men også til el-produktion. Enhedsstørrelsen er 600 MWe.

Programmet viser klare tendenser i retning af høje temperaturer og dermed høj virkningsgrad samt hurtige neutronspektre for at kunne spalte alt fissilt og fertilt materiale.

9 Brændselskredsløbet

9.1 Uranproduktion og -berigning

Ved årsskiftet 2002-2003 var prisen på spotmarkedet for U_3O_8 for første gang siden august 1999 over 10 USD/lb U_3O_8 , og den ser ud til at stabilisere sig her. I slutningen af 2000 var spotprisen så lav som 7,10 USD/lb U_3O_8 . Selv om det meste uran bliver solgt på langtidskontrakter til højere priser, er spotprisen en udmærket prisindikator. I 2002 blev omkring 12% af U_3O_8 solgt på spotmarkedet. Det ses af Figur 9.1, at spotprisen på det seneste har været stabil.

I øjeblikket producerer uranminerne kun 55% af verdens behov for uran. Dette betyder, at de betydelige uranlagre gradvis vil blive brugt, og det forventes, at minernes andel i uransalget vil stige til 70% i 2010.

Der er i de senere år sket en koncentration af uranleverandørerne. Tilsammen leverer Cameco, Cogema, Tenex, Olympic Dam og Rio Tinto næsten to tredjedele af den vestlige verdens uranforbrug.

Efterspørgsel på uran

Omkring 440 reaktorer med en samlet kapacitet på 355 GWe skal bruge 77.000 t uran-oxidkoncentrat fra uranminer eller -lagre hvert år. Forbruget er langsomt stigende p.g.a. kernekraftværkernes stigende energiproduktion.

Samtidigt har man på mange kernekraftværker forøget berigningen og udbrændingen af brændslet. Berigningen af nyt brændsel er typisk øget fra 3% til mere end 4% U-235. Dette betyder, at udbrændingen har kunnet forøges fra 33.000 MWd/tU til 45.000 MWd/tU. Resultatet af dette er en begrænset stigning i mængden af forbrugt naturligt uran pr. produceret energienhed.

Prisen på el fra kernekraftværker er domineret af kapitaludgifterne, mens brændselsomkostninger kun spiller en beskeden rolle. Lige så snart et kernekraftværk er færdigbygget, er det derfor mest økonomisk at holde det kørende ved fuld effekt. Derved begrænser prognoser for uranforbruget sig til kun at tage anlæg, der kører, samt deres kapacitet i betragtning. Økonomi og markedssvingninger kan man se bort fra.

Det er ikke kun fra minerne, man får reaktorbrændsel. Der findes følgende andre kilder

- Konversion af højt beriget våbenuran til lavt beriget uran
- Nationale lagre af uran.
- Kemiske oparbejdningsanlæg, der udvinder uran og plutonium fra brugt brændsel.
- Plutonium fra våbenlagre.

Uranproduktion

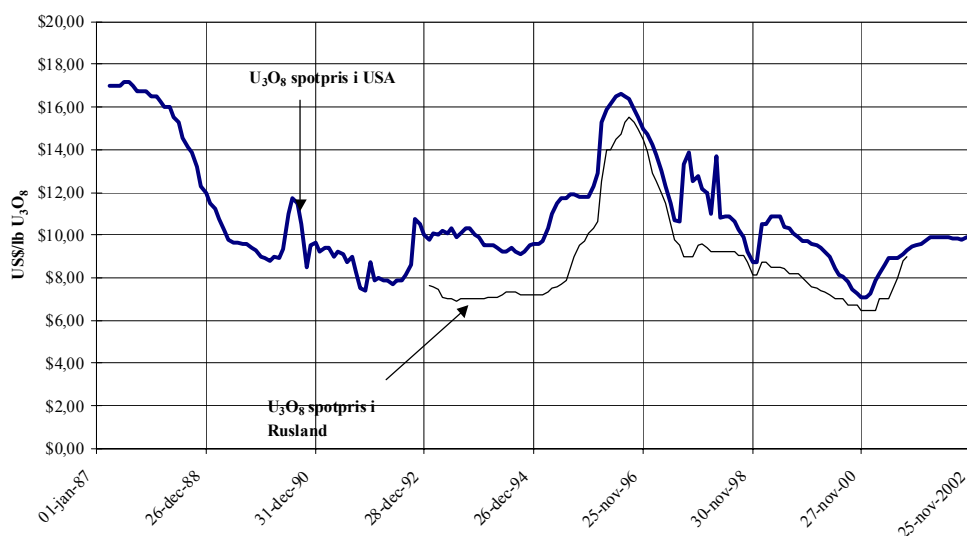
Canada, Australien, Namibia og Niger leverer 95% af den del af den vestlige verdens uranforbrug, der kommer fra minedrift. Disse fire lande forventes sammen med Rusland, Kasakhstan og Usbekistan at stå for 90% af verdens mineproduktion frem til 2010.

Canada har den største mineproduktion, ca. 32 mio. lb U_3O_8 /år. Selv om produktionen fra ældre miner er blevet mindre, ligger Canadas totale uranproduktion i 2002 kun lige under produktionen i 2001. Nogle miner er blevet tømt og lukket, Cluff Lake og

Key Lake, mens nye er startet, McClean Lake og McArthur River. Rabbit Lake-minen blev åbnet helt tilbage i 1975, men i 1999 ophørte salg af U_3O_8 fra minen, selv om man for at lette en genåbning fortsatte med at producere til lager og sidste år producerede 2070 t U_3O_8 , næsten halvdelen af gennemsnittet for 1990'erne. Minen begyndte i august 2002 igen at levere til markedet. Produktionen forventes i 2003 at stige til 2700 t U_3O_8 pr. år.

Australien har verdens næststørste mineproduktion, ca. 20 mio. lb U_3O_8 /år. Australien har to store producenter, Ranger og Olympic Dam. Den australske uranproduktion har været faldende, men forventes at stige i det kommende tiår. Olympic Dam er i gang med at forberede en fordobling eller tredobling af produktionen.

Produktionen i Afrika forventes at være relativ konstant, ca. 16 mio. lb U_3O_8 /år. Produktionen i Namibia ligger på ca. 6,5 mio. lb U_3O_8 /år og i Niger på ca. 7,5 mio. lb U_3O_8 /år. Sydafrika ligger på ca. 2 mio. lb U_3O_8 /år.



Figur 9.1. Udviklingen i spotprisen på U_3O_8 for perioden 1987-2002

Tabel 9.1 Den globale uranproduktion samt verdens uranreserver i 2002.

	Produktion 2002 (ton uran)	Reserver (ton uran)	Andel af verdens uranreserver
Australien	6.923	860.000	19%
Kazakhstan	2.850	470.000	8%
Canada	11.616	430.000	32%
Syd Afrika	808	300.000	2%
Namibia	2.346	240.000	7%
Brasilien	273	200.000	1%
Rusland	8.181	130.000	23%
USA	823	110.000	2%
Usbekistan	2.100	110.000	6%
Verden total	35.920	3.100.000	100%

Uranberigning

Der er fire betydende leverandører på berigningsmarkedet, det amerikanske USEC, det russiske Tenex, det engelsk-tysk-hollandske Urenco og det franske Eurodif. USEC driver det aldrende, og ikke særlig økonomiske diffusionsanlæg i Paducah. Anlægget har en kapacitet på 11,5 mio. SWU/år, men kører med reduceret produktion på ca. 5 mio. SWU/år. SWU eller "separative work unit" (separativt arbejde) er en måleenhed for uraniumberigning. Desuden sælger USEC også det lavt berigede uran, som fremkommer ved at "nedblande" højtberiget våbenuran, primært fra Rusland. Det amerikanske berigningsbehov ligger på ca. 11 mio. SWU/år, som dækkes ved USEC's egen produktion, nedblandet våbenuran (ca. 5 mio. SWU/år) og import.

Det russiske Tenex har en meget stor berigningskapacitet på ca. 20 mio. SWU/år i form af fire konkurrencedygtige berigningsanlæg med gascentrifuger. Men såvel USA som EU har sat grænser for russisk eksport af separativt arbejde.

Urenco har konkurrencedygtige gascentrifugeanlæg i Storbritannien, Tyskland og Holland med en samlet kapacitet på ca. 5 mio. SWU/år, men anlæggene er p.g.a. lave produktionspriser fuldt udnyttede, og de udbygges kun gradvist.

Eurodif's Georges Besse-berigningsanlæg er diffusionsanlæg, der har en nominel kapacitet på 10,8 mio. SWU/år, men som af økonomiske grunde producerer ca. 8 mio. SWU/år.

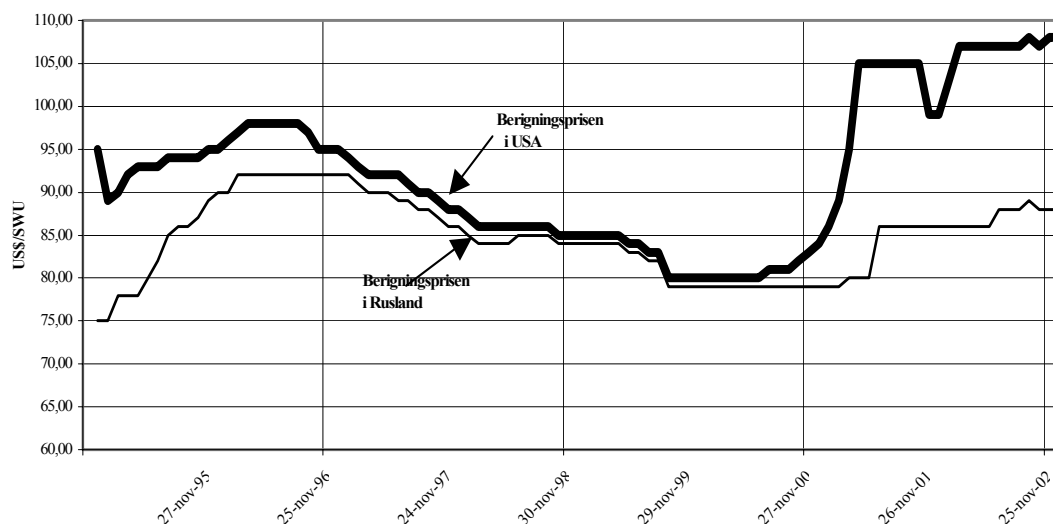
USEC har vundet en retssag mod Eurodif og Urenco for dumping, hvorefter der er lagt en told på 32% på fransk berigning og på 2% Urenco-berigning. Tolden spiller ingen rolle for Urenco, men den udelukker effektivt Eurodif fra det amerikanske marked. Eurodif har appelleret sagen, men det vil tage tid, før der foreligger en endelig afgørelse. Da import fra Rusland er begrænset, da Urenco's anlæg er udnyttet fuldt ud, og da Eurodif p.g.a. tolden ikke kan sælge til USA, har USEC i realiteten nu monopol på det amerikanske berigningsmarked. Dette afspejler sig i den amerikanske pris på separativt arbejde som på det sidste er steget stærkt.

USEC overvejer at bygge et centrifugeanlæg til afløsning af det nuværende diffusionsanlæg. USA gennemførte for ca. 20 år siden et stort arbejde på udvikling af gascentrifuger, men det resulterede aldrig i bygning af et anlæg. USEC vil basere sig på dette udviklingsarbejde og har underskrevet en lejeaftale med det amerikanske DOE (Department of Energy) for brug af K1600 faciliteten i Oak Ridge, Tennessee, til udvikling af centrifugeteknologien. Derudover støtter USEC et australsk udviklingsarbejde med laserberigning, Silex. Silex-programmet har taget et vigtigt skridt fremad inden for berigning, idet dets forsknings- og udviklingscenter for første gang har gennemført laserberigning. Små prøver af beriget materiale er blevet opsamlet fra testfaciliteten og analyseret. Silex-programmet er det første i verden, der er nået så langt med lasermetoden.

I fremtiden vil der kun være en begrænset stigning i det samlede behov for separativt arbejde. Endvidere kan uforudsigelige politiske beslutninger let påvirke markedet betydeligt. Det giver ikke de bedste betingelser for store investeringer.

Tabel 9.2 Berigningsfirmaers produktionskapacitet

Firma	Produktionskapacitet (mio. SWU/år)	Salg i 2002 (mio. SWU/år)	Udnyttelses- grad af anlæg
USEC	11,5	5	43%
Cogema	10,8	8	74%
Tenex	20	-	-
Urenco	5	5	100%



Figur 9.2. Udviklingen i prisen på separativt arbejde i USA og Rusland i perioden 1994 – 2002.

Urenco har sammen med amerikanske elværker (Exelon, Entergy og Duke Power), det canadiske mineselskab Cameco og det amerikanske reaktorfirma Westinghouse oprettet et selskab, Louisiana Energy Services, der skal bygge et centrifugeberigningsanlæg i USA. Det skal starte med en kapacitet på 1 mio. SWU/år, men senere udvides til 3 mio. SWU/år eller mere. Det skal være færdigt i 2007-2008. I øjeblikket undersøges det, hvor anlægget skal placeres.

Cogema, Eurodif's moderselskab, har lavet en aftale med Urenco om et fremtidigt samarbejde på den anden side af 2010. Aftalen rummer design og konstruktion af en gascentrifuge baseret på Urenco's teknologi. Det er meningen, at Georges Besse anlægget, der startede i 1975, skal erstattes af et gascentrifugeanlæg.

MOX-brændsel

MOX (Mixed OXide)-brændsel er reaktorbrændsel, der er fremstillet af plutonium fra kemiske oparbejdningsanlæg og naturligt uran. Brugen af MOX-brændsel bidrager til at forbrænde det plutonium, der fremkommer ved oparbejdning af brugt brændsel. MOX-brændsel til letvandsreaktorer indeholder ca. 7% plutonium. MOX-brændsel kan også benyttes i hurtige reaktorer, men her med et højere plutoniumindhold.

MOX-brændsel anvendes mest i Europa, hvor over 30 kraftreaktorer i Belgien, Schweiz, Tyskland og Frankrig bruger denne brændselstype i dag og yderligere 20

kraftreaktorer har fået tilladelse til at benytte det. I Frankrig regner man med, at alle landets 900 MWe kernekraftenheder skal køre med en tredjedel MOX-brændsel. I Japan er man i gang med at planlægge brugen af MOX-brændsel i en tredjedel af landets kraftreaktorer.

Den svenske regering har godkendt brugen af MOX-brændsel i de tre Oskarhamn-reaktorer. Dette giver mulighed for at forbruge 900 kg separeret plutonium fra brugt svensk brændsel, der er blevet oparbejdet i Sellafield i England. I 1982 blev det besluttet ikke længere at oparbejde brugt svensk reaktorbrændsel.

Sædvanligvis er kun en tredjedel af brændslet i letvandsreaktorer MOX-brændsel, men i Japan har man designet en ny kraftreaktor, der udelukkende skal køre på MOX-brændsel.

9.2 Brugt brændsel

Inden for radioaktiv affaldshåndtering er der i dag fokus på håndtering af det højaktive affald, inklusive brugt brændsel, der af nogle lande betragtes som affald. Fra tidligere at mene, at det brugte brændsel enten skal oparbejdes eller anbringes i dybe deponier, betragter man i dag langtidsopbevaring af det brugte brændsel ved jordoverfladen som en mulighed, der må vurderes på linie med de to andre.

En fordel ved langtidsopbevaring ved jordoverfladen er, at brændslet kan overvåges, og der kan gribes ind, hvis der opstår problemer, således at sikkerheden ikke kun afhænger af teoretiske analyser. Ligeledes vil oparbejdning fortsat være en mulighed, da det brugte brændsel forholdsvis let og ubesværet kan udtages. Til gengæld kan denne form for langtidsopbevaring ikke betragtes som nogen endelig løsning, der ikke belaster kommende generationer.

Brændsel til kernekraftværker består af uran fra uranmalm, som for de fleste reaktortyper efterfølgende har gennemgået en berigningsproces. Ved berigningen opkoncentreres indholdet af uran-235 i brændslet. Et brændselselements gennemsnitlige levetid i en kraftreaktor er ca. 5 år, hvorefter det skal udskiftes, fordi indholdet af spalteligt materiale er reduceret og affaldsprodukter (fissionsprodukter) opbygget, hvorved brændselsstaven bliver mindre effektiv. Herefter kan der foretages en oparbejdning af det brugte brændsel, hvorved indholdet af uran og plutonium (tilsammen 97%) adskilles fra de producerede affaldsprodukter (3%). Uran og plutonium genanvendes i nyt brændsel, mens affaldsprodukterne sammensmeltes med en glasmasse og håndteres som højaktivt affald.

I dag kan oparbejdning af brugt brændsel kommercielt kun foregå på BNFL's anlæg ved Sellafield i England eller ved Cogema's anlæg i La Hague eller Marcoule, begge i Frankrig. Japan har startet opførelsen af en oparbejdningsanlæg, som er planlagt taget i drift i år 2005. Der produceres i dag ca. 10.500 tons brugt brændsel årligt, og den eksisterende oparbejdningsskapacitet udgør til sammenligning kun ca. 1/3 af den samlede årlige producerede mængde af brugt brændsel. På verdensplan er der i dag oplagret i alt 130.000 tons brugt brændsel, mens der i alt er oparbejdet 70.000 tons brændsel.

I dag har intet land i praksis indført en procedure for bortskaffelse af højaktivt affald og langlivede isotoper. Blandt de lande, som er længst fremme, er Sverige og Finland, som går ind for direkte deponering af brugt brændsel i dybe geologiske depoter.

Ved oparbejdning af brugt brændsel efterfulgt af fremstilling af såkaldt MOX-brændsel, der består af udvundet plutonium blandet med uran, kan en væsentlig del af plutonium'et destrueres under samtidig energiproduktion i eksisterende letvandsreaktorer.

Det er imidlertid også muligt gennem kernereaktioner at omdanne langlivede radionuklider til kortlivede eller stabile nuklider (transmutation). Transmutation kræver en forudgående separation (partitioning) af radionukliderne i affaldet. Ved partitioning separeres transuraner samt langlivede fissionsprodukter fra resten af affaldet. I praksis har partitioning og transmutation indtil videre vist sig at være teknisk og økonomisk vanskeligt at foretage.

Anlæg til transmutation eksisterer endnu ikke, men det er ikke urealistisk at forvente, at partitioning kunne blive brugt i affaldshåndtering inden for 5-6 år. Det kan så lagres isoleret eller transmutes, såfremt teknikken bliver industriel mulig. Partitioning og transmutation er processer som er nært knyttet oparbejdning af brugt brændsel. Er der ingen oparbejdning af brugt brændsel, vil partitioning og transmutation heller ikke være aktuel. Partitioning er blot en yderligere separation af nogle bestemte langlivede radionuklider fra den blanding af fissionsprodukter i det højaktive affald, der bliver tilbage, efter at uran og plutonium er blevet udvundet.

Både i USA og i Europa benyttes i dag et større beløb end tidligere til forskning og udvikling indenfor partitioning og transmutation. Ved Oak Ridge i USA er en accelerator til produktion af spallationsneutroner ved at blive bygget, med en planlagt start i 2006. Spallationsneutronerne skal benyttes til at transmutere transuraner og fissionsprodukter. Fordelen ved brug af en accelerator frem for en hurtig reaktor som neutronproducent, er, at der er langt mindre modvilje blandt politikere og befolkning ved opførsel af førstnævnte. I Frankrig er ANDRA ved lov forpligtet til at medtage partitioning og transmutation i deres forskningsprogram inden for affaldshåndtering. I Euratom's femte forskningsprogram er budgettet til partitioning og transmutation steget til det femdobbelte sammenlignet med tredje og fjerde program.

9.3 Deponering af lav-, mellem- og højaktivt affald

Den internationale konvention om sikkerhed ved håndtering og deponering af brugt brændsel og radioaktivt affald, udarbejdet på initiativ af IAEA's (FN's International Atomic Energy Agency i Wien), er nu underskrevet af 42 og ratificeret af 30 lande, heriblandt de fleste europæiske. USA og Rusland har underskrevet, men ikke ratificeret konventionen. Japan, Nordkorea, Kina, Indien, Pakistan, Israel og andre lande i Mellemøsten har ikke underskrevet. Konventionen trådte i kraft i juni 2001 og indebærer bl.a. forpligtigelse til rapportering om mængder af radioaktivt affald, samt om praksis ved håndtering, deponering og tilsyn med affaldet. Nationale rapporter er under udarbejdelse (også i Danmark) og vil foreligge i 2003.

I december 2002 afholdt IAEA en international konference om "Issues and Trends in Radioactive Waste Management". Et sammendrag fra mødet fremhæver,

- at det er nødvendigt med en dialog mellem teknikere og befolkning
- at interessen (for tiden) samler sig om bortskaffelse af det højaktive affald
- at slutdeponering versus kontrolleret langtidsoplagring fortsat diskuteres, og at der er behov for en seriøs sikkerhedsvurdering også af den sidste option
- at krav om genvindelighed og reversibilitet i slutdeponeringskoncepter er ved at være almindelige og ses som et politisk væsentligt aspekt.

Det sidste krav kan medføre, at slutdepoter skal holdes åbne i hundreder af år, selv om dette sikkerhedsmæssigt måske er mindre ønskeligt. Diskussionen omkring reversibilitet bygger på to forskellige fortolkninger af hensigtserklæringen om, at ingen unødvendige byrder må pålægges fremtidige generationer. Man kan løse problemet her og nu ved at grave de ubehagelige materialer dybt ned i jorden, eller man giver fremtiden mulighed for at vælge mellem forskellige optioner. Et minimumskrav må i sidste til-

fælde være, at information om og emballering af det anbragte affald er tilstrækkelig til, at endelig forsegling af deponeringsanlægget uden videre kan gennemføres, hvis man en gang i fremtiden måtte ønske det.

Af emner ud over højaktivt affald nævnes

- at NORM (affald med Natural Occuring Radioactive Material f.eks. fra uran- eller olie/gasudvinding) efterhånden er erkendt som et selvstændigt problemområde. På grund af store rumfang er dyb nedgravning ofte ikke nogen mulig løsning.
- at der ved oprensning af forurenede områder (og ved begrænsning af udslip til havet) er en tendens til at tilstræbe niveauer, der er lavere end motiveret i strålingsbeskyttelse. Det bliver politisk vel modtaget, men er dyrt og for nogle lande umuligt at betale.

Som et andet internationalt bidrag har OECD/NEA (Nuclear Energy Agency) i 2002 publiceret rapporter, der i detaljer diskuterer mulighederne for ”reversibilitet og genvindelig ved udformning af slutdepoter”, samt ”etablering og kommunikation af troværdighed af sikkerheden ved dyb geologisk deponering”.

I løbet af 2002 er der i EU systemet blevet arbejdet med udkast til et direktiv vedrørende medlemslandenes forpligtigelser til at finde praktiske løsninger på bortskaffelsen af radioaktivt affald. Teksten har endnu ingen officiel status, men der peges på:

- at mange af medlemslandene har været ude for lange forsinkelser i forbindelse med forsøg på etablering af slutdepoter
- at dyb geologisk deponering af højaktivt affald kan anses at være en fuldt forsvarlig bortskaffelsemetode
- at tilsyn og vedligeholdelse af mellemlagre på jordoverfladen er en utilladelig byrde at pålægge fremtidige generationer
- at forskning og udvikling med henblik på minimering af fremtidige affaldsmængder og affaldets skadelighed skal fortsætte
- at medlemslandene skal udvikle nødvendige strategier og detaljerede programmer for langtidshåndtering af alle affaldstyper, de har ansvaret for, samt sørge for tilstedeværelsen af nødvendig finansiering, udførende organisationer og tilsynsmyndigheder
- at landene i princippet skal kunne håndtere deres affald selv, uden at dette dog udelukker samarbejde om regionale løsninger, især hvor dette kan øge sikkerheden
- at der skal fastlægges en tidstabel, der inden for en kortere årrække koncist angiver, hvornår slutdepoter til forskellige affaldstyper skal være til rådighed (inden 2013 for lav- og mellemaktivt affald og inden 2018 for højaktivt affald)

Som det fremgår er der tale om et ambitiøst forsøg på at puste liv i et område, der er præget af langt udtrukne og undertiden forgæves forsøg på at etablere deponeringsfaciliteter, der er en nødvendig forudsætning for fortsat nuklear energiproduktion, men som også er nødvendige for bortskaffelse af eksisterende affald, herunder affald fra anden virksomhed, der involverer brug af radioaktive stoffer. Det kommende år vil vise, om direktivforslaget vil blive gennemført eller omformet.

Hvad højaktivt affald angår, er en del forberedende arbejde ved at komme i gang:

Finland har i 2002 med lokal accept kunnet påbegynde forundersøgelser til etablering af et karakteriseringsanlæg der senere kan udbygges til et slutdepot for brugt brændsel dybt nede i klipperne under kraftværket Olkiluoto.

I Sverige har man ligeledes med lokal accept kunnet påbegynde tilsvarende indledende undersøgelser med henblik på anlæg af et dybt slutdepot for svensk højaktivt og andet langlivet affald i nærheden kraftværkerne Forsmark og Oskarshamn. Endeligt pladsvalg vil først ske senere.

I Frankrig fortsætter etableringen af et underjordisk karakteriseringslaboratorium i en dybtliggende lerforekomst ved Bure i Meuse/Haute Marne departementet. Arbejdet har ligget stille i et halvt år, mens omstændigheder omkring en konventionel arbejdsulykke blev undersøgt. Det er ikke lykkedes at finde et sted til en tilsvarende facilitet i granit, som det ellers var forudsat i den franske langtidsplanlægning. Muligvis vil man som et alternativ undersøge endnu en lerforekomst.

I Belgien har man i mange år haft et underjordisk laboratorium i lerlag i nærheden af Mol. Minegangen er i de seneste år blevet forlænget væsentligt, og belgierne har i 2002 afleveret en sikkerhedsvurderingsrapport, der sammenfatter resultaterne fra undersøgelserne. Som det er ved at være praksis, bliver en sådan rapport vurderet internationalt, i dette tilfælde hos OECD/NEA.

I Tyskland har den nuværende regering udsat yderligere undersøgelser af salthorsten Gorleben i 3 til 10 år. Det såkaldte AkEnd projekt (Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlagerstandorte), har i december 2002 afleveret sin afsluttende rapport med anbefaling af kriterier for et fornyet pladsvalg for et tysk anlæg til dyb deponering af alt Tysklands radioaktive affald. Delstaten Nedersaksen ser efter 20 års diskussion ud til at acceptere, at Konrad-minen tages i brug til tysk lav- og mellemaktivt affald. Sagen skal først behandles ved en domstol, og dette ventes at tage nogle år, men ikke desto mindre er der tale om en opblødning af situationen.

I England blev der ikke i 2002 truffet nogen beslutninger på området. Underhuset har diskuteret det britiske affald i forlængelse af tidligere udredninger fra Overhuset. En regeringskommission har nedsat en ny kommission, der skal definere processen frem mod valg af kriterier. Ikke helt uberettiget er der kritik af proceduren, der forekommer meget langstrakt. Der ventes først egentlige beslutninger i 2007.

I USA har Bush-administrationen samt Senatet og Repræsentanternes Hus godkendt, at NRC (Nuclear Regulatory Commission) ansøges om byggetilladelse til et slutdepot for amerikansk brugt brændsel i Yucca Mountain i Nevada. En protest fra staten Nevada er herved afvist. Den tekniske godkendelse kan tage adskillige år, og byggetilladelse forventes først at foreligge i 2008. Parallelt hermed vil der blive udført yderligere undersøgelser på stedet.

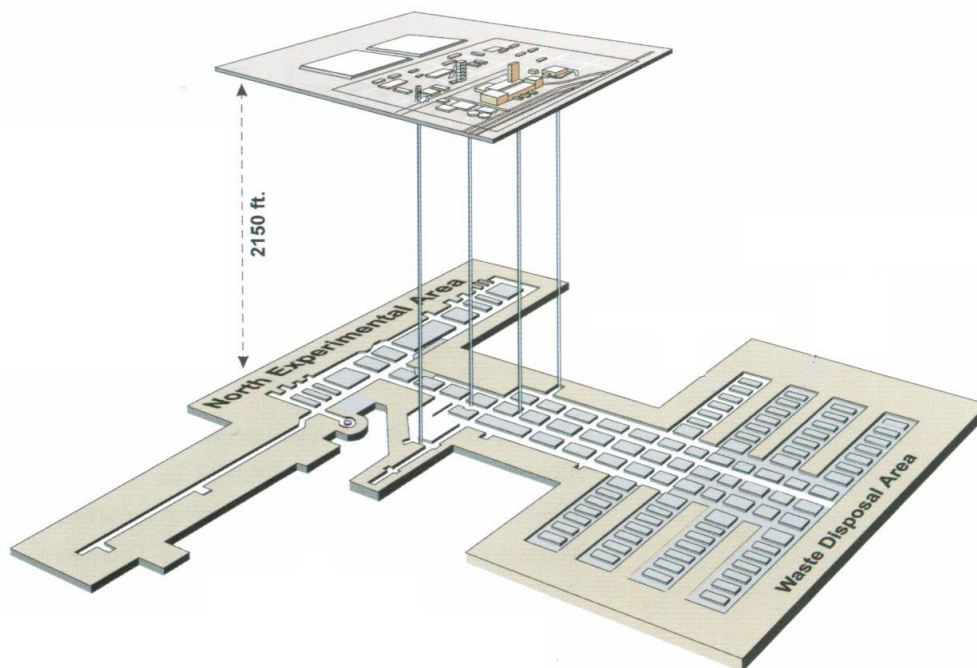
I Canada har man nedsat en kommission, der skal udforme en plan for håndtering og bortskaffelse af brugt brændsel fra CANDU reaktorerne.

Deponering af lav- og mellemaktivt affald er på sin vis trivial, men derfor ikke nødvendigvis simpel at gennemføre. Alle industrialiserede lande har større eller mindre mængder lav- og mellemaktivt affald. Nogle lande (for eksempel Holland) har valgt at benytte sig af langtidsoplagring, men de fleste lande med nuklear energiproduktion har etableret slutdepoter for lav- og mellemaktivt affald. Depoterne kan imidlertid være gamle og ikke nødvendigvis leve op til den standard, man forventer i dag. IAEA har for nylig startet et projekt til evaluering af sikkerheden ved overfladenære depoter.

IAEA har også ydet bistand til et fællesafrikansk projekt AFRA, AFrican Regional cooperative Agreement for research and development in nuclear science and development (med Sydafrika som ledende deltager). Projektet går ud på at demonstrere sikkerhed ved brug af borehulskoncepter til bortskaffelse af udtjente radioaktive kilder.

I USA er der problemer inden for det såkaldte "compact system", hvor flere delstater forventes at samarbejde om et fælles depot. Til gengæld rapporteres der optimistisk

om gode fremskridt med oprydning på de gamle militærinstallationer: Hanford, Rocky Flats og mange flere, hvor det efterhånden lykkes at nedbringe arealet af stærkt forurenede områder betydeligt. Det fremhæves, at tilgængeligheden af WIPP faciliteten (Waste Isolation Pilot Plant) er en meget væsentlig faktor i den forbindelse (Figur 9.3). WIPP, der ligger i dybe saltlag i New Mexico, har nu været brugt gennem flere år til deponering af transuranholdigt affald.



Figur 9.3. Udformningen af WIPP (Waste Isolation Pilot Plant) bygget i saltlag 660 m under overfladen nær Carlsbad i New Mexico, USA. Depotet er i brug til transuran-forurenede affald, hovedsagelig fra USA's militære installationer.

I Rusland er en nylig aftale om assistance fra EU og de skandinaviske lande til oprydning i det nordvestlige Rusland måske et tegn på, at der kommer til at ske noget på Kola-halvøen. En mulighed er, at affaldet ender i et depot i permafrostlagene på Novaya Zemlya. I Rusland forsøger man fortsat på at tjene penge ved at modtage radioaktivt affald fra andre lande.

I Sydkorea forsøger man endnu engang på at finde et sted til landets lav- og mellemaktive affald.

I Europa råder Finland, Norge, Sverige, England, Frankrig, Spanien, Tjekkiet og enkelte andre lande over slutdepoter til lav- og mellemaktivt affald. De anvendes hovedsageligt til relativt kortlivet affald med ringe indhold af langlivede isotoper. Selv om man har et velfungerende system af denne art, udelukker det ikke, at man ud fra økonomiske hensyn også kan have brug for simple systemer til deponering af næsten inaktivt affald f.eks. fra nedrivning af nukleare installationer. I Frankrig har man for nylig fået tilladelse til (og lokal accept af) at etablere et mere primitivt depot til sådant affald tæt ved Centre l'Aube, hvor det franske lav- og mellemaktive affald i øvrigt anbringes til en væsentlig større udgift pr. rumfangsenhed. Spanien er inde i tilsvarende overvejelser.

I Schweiz har der været endnu et forsøg på at få accept af et slutdepot til lav- og mellemaktivt affald i bjerget ved Wellenberg. Denne gang var det begrænset til en ansøgning om lov til at bygge et forundersøgelses anlæg, men det blev også afvist af den lokale kanton.

I Belgien ønsker man at lave et overfladedepot til lav- og mellemaktivt affald i lighed med de franske systemer. Tidligere forsøg på systematisk pladsvalg ud fra teknisk geologiske kriterier har ikke kunnet gennemføres, og nu arbejder man med såkaldte ”local partnerships for public consultations” i et forsøg på at opnå lokal accept for et sådant anlæg nær et af de eksisterende nukleare anlæg i landet.

I Danmark har regeringen i januar 2003 forelagt Folketinget et beslutningsforslag vedrørende fjernelsen af de nukleare anlæg på Risø. Som en konsekvens heraf peges der også på nødvendigheden af at indlede forberedende arbejde til etablering af et dansk depot for lav- og mellemaktivt affald. Depotet skal bruges til det eksisterende oplagrede affald samt til affaldet, der vil fremkomme ved nedrivning af anlæggene på Risø.

9.4 Nedlæggelse af nukleare anlæg

Nedlæggelse (dekommissionering) af nukleare anlæg er en naturlig følge af, at anlæggene er udtjente, men kan også skyldes politiske beslutninger. Planlagte lukninger af kernekraftværker, der nu er i drift, vil i Europa medføre en faldende nuklear el-kapacitet fra 2020.

Dekommissionering af nukleare anlæg opdeles ofte i faser, der består af fjernelse af brændsel (typisk 95% af aktiviteten), overfladedekontaminering, nedrivning og slutte-ligt frigivelse af området til andet formål. Frigivelse af området kan betyde til be-grænset brug til bestemte formål, eller det kan være en fuldstændig frigivelse. I for-bindelse med dekommissionering er flere forskellige myndigheder involveret, blandt andet til behandling af sikkerheds- og miljøspørgsmål.

I takt med øget erfaring og viden fra dekommissioneringsprojekter er der sket en æn-dring i håndteringen af og holdningen til fremtidig dekommissionering. I de lande, hvor nye nukleare anlæg planlægges, inddrages hensyn til dekommissionering i pro-jekteringen af anlæggene, således at man før opførelse overvejer, hvordan dekommis-sionering kan eller skal foretages. Mange problemer i dekommissioneringsarbejde skyldes netop tidligere tiders ”walk away” filosofi, hvor nedslidt udstyr og lignende blev efterladt bag en lukket dør, for på et senere tidspunkt at skulle dekommissioneres af andre.

Et meget vigtigt emne i forbindelse med dekommissionering er frigivelse af ikke-aktivt affald. Det er helt essentiel, at enhver enhed, der frigives, er meget grundigt undersøgt, da frigivelse af materiale, der senere viser sig at være kontamineret, kan få negative konsekvenser for hele dekommissioneringsprocessen. En logisk inkonsistens i forbindelse med frigivelse af materiale kan være forskelle mellem tilladte doser fra ikke-nukleart materiale indeholdende naturligt forekommende radioaktive stoffer kontra materiale, der er blevet forurenet med ”menneskeskabte” isotoper under brug i den nukleare industri. Forskelle i nationalt fastlagte niveauer kan på tilsvarende vis give anledning til konflikter, da frigivet materiale frit kan transporteres mellem landene, også til lande, hvor det pågældende materiale måske ikke lever op til frigivelseskrave-ne. For at imødegå dette har EU-kommissær Lyola de Palacio i oplægget til en serie EU-direktiver foreslået en fælles europæisk lovgivning på området ”Nukleare sikker-heds-standarder”, herunder dekommissionering.

Finansiering af dekommissionering af kraftreaktorer foregår for de flestes vedkom-mende via fonde, der er opbygget gennem driftsperioden. I USA har en opgørelse fra

NRC netop vist, at størrelsen og væksten i fondene til dekommissionering af kraftreaktorerne vil betyde, at der ved licensudløb er tilstrækkelige midler til fuld dekommissionering. I de fleste vesteuropæiske lande er der tilsvarende kontrol med, at de opsparede midler er tilstrækkelige til at dække de estimerede omkostninger ved dekommissionering. Forskningsfaciliteter har ikke på tilsvarende vis opsparet midler til afvikling.

I flere tidligere Sovjet-republikker planlægges lukning og efterfølgende nedrivningsarbejde i samarbejde med og med økonomisk støtte fra vestlige lande og organisationer, herunder EU. Ukraines nukleare myndigheder har givet dekommissioneringslicens til enhed 1, 2 og 3 på Tjernobyl-værket samt andre faciliteter på området, og Ignalina-værket i Litauen forbereder dekommissionering i samarbejde med europæiske firmaer og EU. Det er her planlagt at lukke enhed 1 i 2005 og enhed 2 i 2009. Virkningen på lokalsamfundet af lukninger som for eksempel ved Ignalina-værket kan være store, da det udover at være kraftværk til elforsyning også er arbejdsplads for mange mennesker samt opgavestiller til andre omkringliggende mindre firmaer. Desuden ligger der for alle dekommissioneringsopgaver en udfordring i dels at fastholde eksisterende personale, dels at rekruttere nyt personale til udførelse af arbejdet.

Rundt om i Europa gennemføres adskillige dekommissioneringsprojekter. I England pågår der flere dekommissioneringsprojekter, blandt andet ved Dounreay, hvor der bl.a. er indgået kontrakt angående rensning og nedtagning af et primært kredsløb i en nedlukket hurtigreaktor, hvor en kemisk reaktiv blanding af metallisk natrium og kalium var anvendt som kølemiddel. Dette projekt forventes afsluttet i 2013.

Håndtering af det affald, der opstår ved dekommissionering, er af stor vigtighed. Affaldet skal konditioneres på forsvarlig vis, og aktivitetsmængder og indeholdte radioaktive isotoper skal bestemmes, således at der til en fremtidig anbringelse i slutdepot forefindes håndterbare enheder med kendt indhold. Nedrivningsaffaldet sorteres efter materialetype, således at de enkelte enheder er forholdsvis homogene. Samtidig skal der ved fyldning tages hensyn til den totale vægt af den enkelte enhed samt til aktivitetsindhold og strålingsniveau.

Kvalitetssikring, herunder håndtering og opbevaring af information og data, er en krævende opgave i forbindelse med dekommissionering. De enkelte affaldsenheders indhold skal registreres, oprindelse af affaldet skal specificeres, og enhedernes aktivitetsindhold dokumenteres ved målinger og beregninger. Dette datamateriale skal opbevares på tilgængelig vis og benyttes bl.a. til opgørelse af det totale indhold af radioaktive isotoper i affaldet. Sådanne oplysninger er grundlæggende for vurdering af sikkerhed ved deponering af affaldet.

I Danmark er der i 2002 gennemført en VVM-høring angående dekommissionering af de nukleare anlæg på Risø. Brændslet fra reaktor DR1 er fjernet, og hermed er brændslet fjernet fra samtlige 3 reaktorer. Det brugte brændsel fra DR3 er ifølge aftale returneret til USA. Dekommissionering af samtlige anlæg forventes at strække sig over en periode på 11-20 år, og planlægning af den første delopgave, dekommissionering af DR1, er begyndt. Den endelige politiske beslutning om dekommissionering ventes i begyndelsen af 2003.

10 Internationale organisationer

10.1 IAEA

Arbejdet i International Atomic Energy Agency (IAEA) var i 2002 stærkt præget af situationen omkring Nordkorea og Irak, men også den fortsatte indsats for sikkerheden ved nukleare materialer og anlæg over for nuklear terrorisme var i fokus.

Nordkorea

Siden Nordkorea i 1992 indsendte sin første rapport til IAEA iflg. ikke-spredningsaftalen (NPT), har IAEA presset på for at få opklaret, hvorvidt Nordkorea har gjort korrekt rede for det fissile materiale og det nukleare udstyr, der findes i landet (se også omtalen af Nordkorea, afsnit 7.2).

Krisen kulminerede, da Nordkorea den 13. juni 1994 meldte sig ud af IAEA. Efterfølgende indgik USA og Nordkorea en aftale om levering af letvandsreaktorer til Nordkorea til gengæld for en IAEA overvåget standsning af Nordkoreas grafitmodererede reaktorer med tilhørende faciliteter. Aftalerne blev formaliseret med dannelsen af the Korean Peninsula Energy Development Organisation (KEDO). De tekniske møder mellem IAEA og Nordkorea fortsatte i de følgende år, og IAEA forsøgte fortsat at opklare de oprindelige problemer vedrørende Nordkoreas første safeguardrapport, idet IAEA stadig mente at Nordkorea var forpligtet af safeguardaftalen.

I oktober 2002 indrømmede Nordkorea, at det havde et program for berigning af uran til brug for nukleare våben. KEDO konkluderede, at der var tale om brud på en række indgåede aftaler og besluttede at indstille de aftalte leverancer af brændselsolie til Nordkorea fra og med december 2002. IAEA forsøgte fortsat at forhandle om NPT-Safeguard overtrædelserne, men Nordkorea meddelte, at man som svar på indstillingen af olieleverancerne ville genoptage det nukleare program med de grafitmodererede reaktorer. Med udgangen af december 2002 forlod de sidste IAEA inspektører Nordkorea, og det tekniske kontroludstyr på de grafitmodererede reaktorer blev fjernet.

IAEA må konkludere, at det aldrig har opnået et fuldstændigt billede af Nordkoreas nukleare aktiviteter.

Irak

Selvom IAEA's Irak Action Team i 1998 måtte indstille våbeninspektionerne, fortsatte inspektionerne vedrørende ikke-spredningsaftalen (NPT) og i januar 2002 gennemførte IAEA den seneste safeguard-inspektion. I løbet af foråret intensiveredes den internationale diskussion om en genoptagelse af våbeninspektionerne og en mulig krig mod Irak. Den 6. august erklærede Irak, at våbeninspektørerne kunne vende tilbage, såfremt det var et led i en samlet plan for at ophæve sanktionerne. Dette blev ikke accepteret, presset fortsatte, og den 16. september accepterede Irak betingelsesløst en genoptagelse af våbeninspektionerne. I den forbindelse erklærede Iraks præsident, Saddam Hussein, at landet hverken besidder nukleare, kemiske eller biologiske våben. Den 8. november vedtog FN's Sikkerhedsråd resolution 1441, der fastlagde retningslinierne for genoptagelsen af våbeninspektionerne. UNMOVIC (UNs Monitoring, Verification, and Inspection Commission) under ledelse af Hans Blix blev ansvarlig for eftersøgning af kemiske og biologiske våben og fremføringsmissiler, mens IAEA Action Team under ledelse af Jacques Baute fik ansvaret for eftersøgning af nukleare

våben. Den 26. november ankom 12 UNMOVIC- og 6 IAEA-inspektører til Bagdad, og dagen efter var inspektionerne i gang. Med udgangen af december arbejdede 100 UNMOVIC- og 10 IAEA inspektører i Irak. Inklusive støttepersonel var den samlede indsats i Irak på dette tidspunkt på mere end 200 personer.

Sikkerhed ved nukleare materialer og anlæg

Den 19. marts vedtog IAEA's ledelse en plan for at styrke den internationale beskyttelse mod terrorisme baseret på nukleare og andre radioaktive materialer. Radioaktive kilder, som anvendes eller har været anvendt til industriel radiografi, bestrålingsanlæg og termo-elektriske generatorer er blandt de kraftigste kilder til civile formål og kan, hvis de ved tab eller tyveri unddrages kontrol, udgøre en potentiel terrortrussel. IAEA har siden 1997 bidraget til eftersøgningen af tabte kilder i Georgien. Omkring 300 kilder af forskellige isotoper og kildestyrker er siden fundet, men flere formodes at kunne findes ved fortsat eftersøgning. Af oprindelig otte stk. 1,5 PBq ^{90}Sr kilder til termo-elektriske generatorer savnes stadig to. IAEA har i juli sammen med amerikanske DOE og det russiske MINATOM etableret en tre-parts gruppe som skal arbejde med opsporing og sikring af tabte kilder i det tidligere Sovjetunionen. I april 2002 afholdt IAEA i Wien det andet møde under Konventionen om Nuklear Sikkerhed. Konventionen, som 53 lande har ratificeret, har som mål at fremme og opretholde et højt sikkerhedsniveau ved verdens nukleare anlæg. Konventionen forpligter medlemsstaterne inden for bl.a. områderne design, konstruktion, drift, ressourcer og de nationale nukleare myndigheders position og uafhængighed.

Ikke-spredningsaftalen (NPT)

Under IAEA's årlige General Conference i september blev Cubas beslutning om at tilslutte sig NPT hilst velkommen. Samtidigt ratificerer Cuba Tlatelolco-traktaten om en atomvåbenfri zone i Latinamerika og Caribien. Med 188 lande tilsluttet er NPT-traktaten, næst efter FN's charter, den traktat, der har den største internationale tilslutning.

10.2 OECD/NEA

I en rapport "Trends in the Nuclear Fuel Cycle" fra januar 2002 gennemgår NEA flere af komponenterne i den nukleare brændselscyklus, som er under udvikling i OECD landene, og som vil kunne bidrage til en øget konkurrenceevne og øget bæredygtighed for kerneenergien på langt sigt. Rapporten peger på, at nye typer vandkølede reaktorer og højtemperatur gaskølede reaktorer vil kunne være færdigudviklede om 10-20 år. Derimod vil andre nye reaktortyper, som f.eks. thoriumbaserede reaktorer og reaktorer kølet med smeltet salt kræve længere tids forsknings- og udviklingsindsats, før de kan tages i brug. Rapporten understreger, at de reducerede bevillinger til forskning og udvikling nødvendiggør et øget internationalt samarbejde om de offentligt finansierede projekter på dette område.

I juni 2002 godkendte OECD Slovakiet som medlem af NEA, efter at landet i december 2000 var blevet medlem af OECD. Det bringer antallet af NEA medlemslande op på 28.

Som optakt til topmødet i august 2002 i Johannesburg om bæredygtig udvikling publicerede NEA i juli en analyse af de potentielle bidrag fra kerneenergien til CO₂ reduktion i forbindelse med energiproduktionen. Analysen omhandler de OECD lande, der vælger at fortsætte med kerneenergi som energikilde.

NEA og IAEA offentliggjorde i september 2002 en rapport med titlen "Uranium 2001: Resources, Production and Demand". Rapporten peger på, at der fortsat er forsy-

ningsoverskud af lavpris-uran på grund af det såkaldte sekundære uran, dvs. uran fra konvertering af våbenmateriale til kernekraftbrændsel. De manglende informationer om omfanget af den sekundære uranforsyning betyder, at uranmarkedet indtil videre er usikkert.

I september 2002 gennemførtes et forsøg i stor skala med smeltning af et materiale, som var repræsentativt for kernen i en letvandsreaktor. Forsøget blev gennemført ved Kurchatov Institutet i Moskva med støtte fra NEA. Formålet var at studere nedsmeltningen af en reaktorkerne og de komplicerede fysiske og kemiske fænomener, der er iagttaget ved tidligere forsøg. Resultaterne vil blive fremlagt ved en konference i Frankrig i 2004.

10.3 WENRA

Western European Nuclear Regulators' Association (WENRA) afholdt i marts 2002 et møde i Paris vedrørende harmonisering af bestræbelserne for at fastholde og udvikle den nukleare sikkerhed.

10.4 WANO

The World Association of Nuclear Operators (WANO) afholdt i marts 2002 sin generalforsamling i Seoul, Sydkorea, med sikkerheden i den nukleare industri som hovedemne.

10.5 WNA

WNA afholdt i september 2002 sit årlige symposium i London. Hovedemnerne var: Bæredygtig udvikling og kerneenergi - Brint som energimedie - Radioaktivt affald - Kommunikation og offentlighed - Nuklear renæssance - Aspekter af brændselskredsløbet.

10.6 EU

EU kommissær Loyola de Palacio præsenterede den 6. november EU-kommissionens initiativer til at sikre en fælles holdning til nuklear sikkerhed og forsyningssikkerhed. Målet er at introducere fælles standarder og fælles overvågningsmekanismer for at kunne garantere en ensartet juridisk anvendelse af de samme sikkerhedskriterier overalt i EU. To direktiver og en principbeslutning foreslås: 1) et direktiv, der fastlægger de grundlæggende forpligtelser og principper vedrørende sikkerheden ved nukleare anlæg under drift og ved dekommissionering, og 2) et direktiv, der sætter tidsgrænser for etablering af nationale programmer for opbevaring af radioaktivt affald. Kommissionen beskriver den nuværende finansiering af forskning vedrørende radioaktivt affald som utilstrækkelig og foreslår, at der træffes en principbeslutning om at forhandle en aftale mellem EU og Rusland om handel med nukleare materialer.

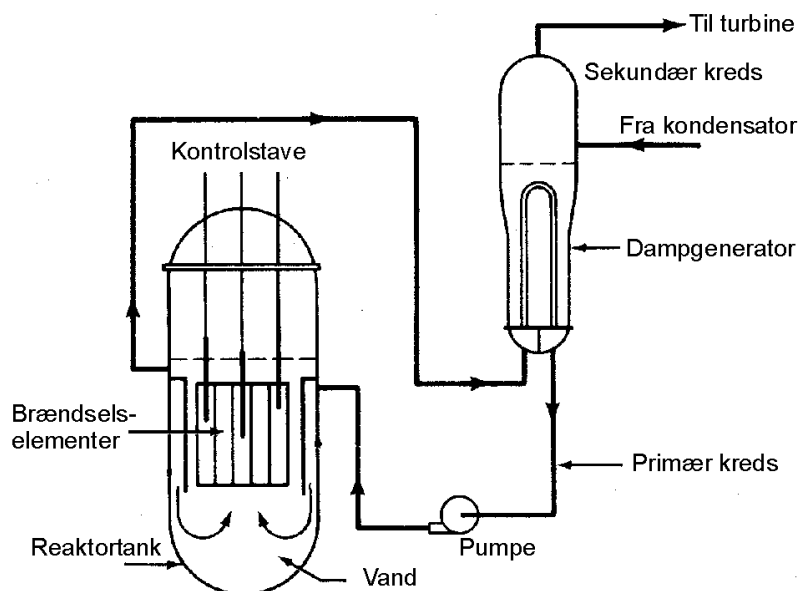
I december understregede EU-kommissæren for forskning og udvikling, Philippe Busquin, betydningen af kerneenergi som et nøgleelement i et bæredygtigt fremtidigt energiforsyningssystem. Busquin peger på EU's støtte til den fortsatte uddannelse af unge til forsknings- og udviklingsopgaver på området og på EU's støtte til forskning inden for fusion, radioaktivt affald og brintteknologi.

APPENDIKS A: Reaktortyper

Ved begyndelsen af 2002 var der i alt 438 kraftreaktorer i drift i verden, mens 32 var under bygning. De 438 eksisterende reaktorer består af 208 trykvandsreaktorer (PWR), 92 kogendevandsreaktorer (BWR), 51 trykvandsreaktorer af russisk design (VVER), 35 tungtvandsreaktorer (PHWR), 32 gaskølede reaktorer (GCR), 17 grafit-modererede, kogendevandskølede reaktorer (RBMK) og 3 hurtige formeringsreaktorer (FBR). Af de 32 kraftreaktorer under bygning er 12 PWR, 5 BWR, 8 VVER, 6 PHWR og 1 RBMK.

A1 Trykvandsreaktorer (PWR)

Den centrale del af en trykvandsreaktor er reaktortanken, der indeholder reaktorkernen, hvori kædereaktionen foregår (Figur A1). Kernen består af brændselelementerne samt af vand, der fungerer som såvel moderator som kølemiddel. Brændselelementerne består af knipper af brændselsstave, der indeholder urandioxid-piller, som er omgivet af et beskyttende indkapslingsrør af zirkonium.



Figur A1. Trykvandsreaktor.

Da almindeligt vand har en ikke ubetydelig tilbøjelighed til at indfange neutroner, skal brændselsmaterialet i vandmodererede reaktorer være svagt beriget uran (3-5%). Naturligt uran kan ikke anvendes. Kædeprocessen kontrolleres ved hjælp af kontrolstave, der føres ned i kernen ovenfra. Endvidere kan reaktorvandet indeholde et neutronabsorberende stof, hvis koncentration kan varieres (opløselig gift). Endelig kan brændselsstavene også indeholde et neutronabsorberende stof, der gradvis "forbrændes" (brændbar gift). Reaktorens varmeproduktion måles ved hjælp af ioniseringskamre og ved at måle temperaturstigningen over kernen samt vandstrømmen gennem denne. Disse målinger benyttes til automatisk effektregulering.

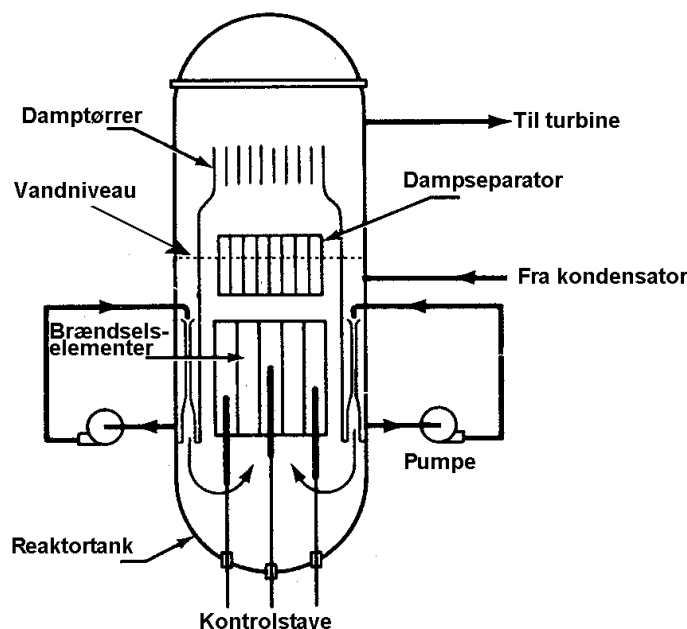
Varmen i en kraftreaktor produceres ved kernesplætning (fission) i brændselsstavene, som herved opvarmes. Når reaktorvandet bevæger sig op langs de varme brændselsstave, opvarmes det, hvorefter det strømmer til en dampgenerator. Her vil reaktorvandet bringe vandet på sekundærsiden af dampgeneratorens rør i kog, samtidig med at reaktorvandet afkøles. Fra dampgeneratoren sendes reaktorvandet ved hjælp af en

pumpe tilbage til reaktortanken. Dette kredsløb kaldes det primære kredsløb. Indløbs-temperaturen af reaktorvandet til kernen ligger på omkring 275 °C, mens udløbs-temperaturen ligger på ca. 310 °C. For at undgå kogning i reaktorkernen holdes trykket i reaktoren på ca. 150 bar.

Den damp, der produceres ved kogningen i dampgeneratoren, strømmer til dampturbinen, som dampen bringer i rotation. Turbinen trækker en elektrisk generator. Dampens tryk og temperatur falder hen gennem dampturbinen. Fra turbinens udløb føres dampen til kondensatoren, hvor dampen ved køling fortættes til vand, som pumpes tilbage til dampgeneratoren. Dette kredsløb kaldes det sekundære kredsløb. Kølingen af kondensatoren sker ved brug af havvand eller vand, der er blevet kølet i køletårne.

A2 Kogendevandsreaktorer (BWR)

Kernen i kogendevandsreaktorer minder meget om trykvandsreaktorers, men i kogendevandsreaktorer sker kogningen og dermed dampproduktionen inde i reaktorkernen. Et lodret snit gennem en kogendevandsreaktor er vist i Figur A2. Ved kernens top er anbragt dampseparatorer, der adskiller den blanding af vand og damp, der kommer op af reaktorkernen.



Figur A2. Kogendevandsreaktor.

Ved adskillelsen sendes vandet ned gennem mellemrummet mellem kerne og reaktortank, mens dampen sendes op gennem damptrørrere, der er anbragt over dampseparatorerne, og som fjerner de sidste vanddråber i dampen. Herfra går dampen til dampturbinen, videre til kondensatoren, hvor det kondenseres, og via en pumpe tilbage til reaktortanken. Her mødes kondensatorvandet med vandet fra dampseparatoren og blandingen sendes ved hjælp af en pumpe op gennem reaktorkernen.

BWR-brændselselementer minder i deres konstruktion meget om PWR-elementer, og de kan også indeholde brændbar neutrongift. Kogendevandsreaktorer kontrolleres ved hjælp af kontrolstave, der p.g.a. dampseparatorerne og damptrørrerne over kernen bevæges ind i kernen nedefra.

Trykket i en BWR er kun omtrent halvt så stort som trykket i en PWR, ca. 75 bar. Temperaturen af kølevandet ved indløbet i kernen er ca. 275 °C, og temperaturen af

vand og damp ved udløbet er ca. 285 °C. Temperaturen og trykket af den damp, der når frem til turbinen, er omtrent de samme som for en PWR.

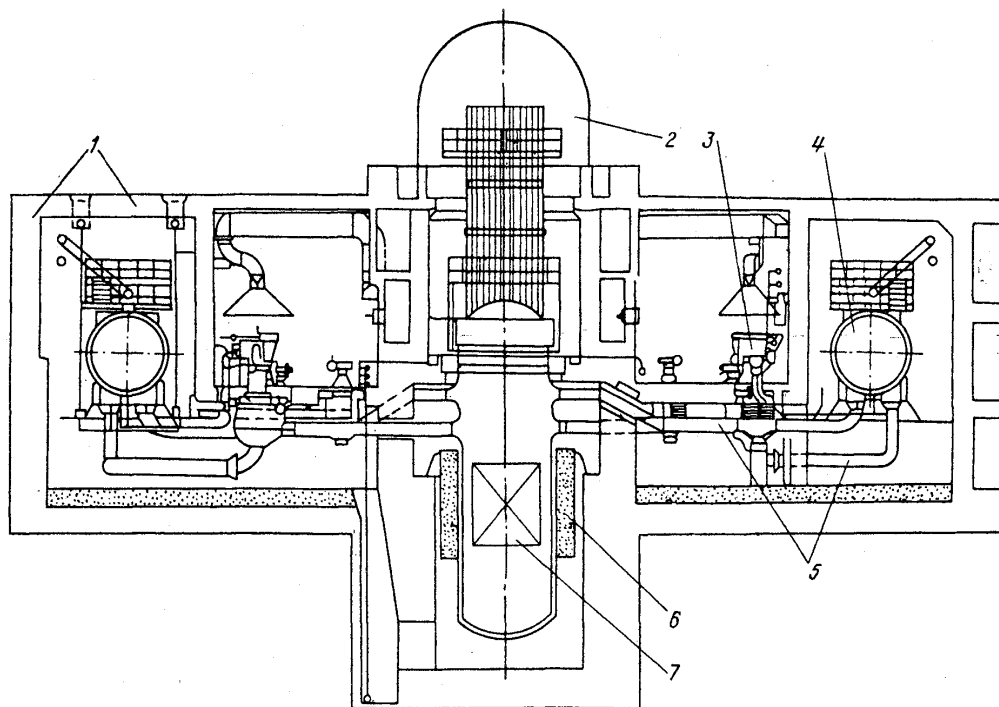
A3 VVER-reaktorer (VVER)

Den russiske udgave af trykvandsreaktoren til kernekraftværker betegnes VVER, hvilket står for "Voda Voda Energija Reaktor" eller "Vand Vand Energi Reaktor", idet den anvender vand både som moderator og som kølemiddel, og idet den benyttes til kraftproduktion. Den spiller en vigtig rolle for kernekraftproduktionen i SNG-landene, men findes også i Finland og i flere centraleuropæiske lande. Den er bygget i to effektstørrelser, VVER-440 med en nominel effekt på 440 MWe og VVER-1000 med en nominel effekt på 1000 MWe. VVER-440 findes i to udgaver, hvoraf VVER-440/230 er den ældste og VVER-440/213 er den nyeste.

Det finske kernekraftværk Loviisa er forsynet med to VVER-440-reaktorer, der strengt taget hverken hører til 440/230- eller 440/213-udgaven, idet man fra finsk side krævede indført en række ændringer, der fik den finske udgave op på vestligt sikkerhedsniveau.

VVER-440

Af de to udgaver af VVER-440-reaktoren udmærker VVER-440/213 sig ved, at der er indført en række sikkerhedsmæssige forbedringer. Et snit gennem en VVER-440 reaktor er vist i Figur A3.



Figur A3. Lodret snit gennem den russiske trykvandsreaktor VVER-440/230.

1 Betonvæg, 2 Beskyttelseslåg, 3 Primær cirkulationspumpe, 4 Dampgenerator, 5 Rør i det primære kredsløb, 6 Strålingsafskærmningstank med vand, 7 Reaktorkerne.

VVER-440/230 har ikke en reaktorindeslutning i vestlig forstand. Den bygning, der omgiver reaktoren og det primære kølekredsløb, er ganske vist solid, men den har et beskedent rumfang, og den kan kun klare et overtryk inde i bygningen på 1 bar. VVER/213 er derimod forsynet med et boblekondensations-tårn, hvor damp, der slipper ud af reaktorsystemet ved et uheld, vil blive fortættet, hvorved trykstigningen inde

i bygningen begrænses. Der har været rejst tvivl om kondensationstårnets effektivitet, men forsøg har vist, at det fungerer som planlagt.

VVER-440/230 har kun et begrænset nødkølesystem. Den er forsynet med 6 pumper i to grupper, der hver kan levere 10-15 liter borholdigt vand pr. sekund ved et tryk på 125 bar. VVER-440/213 har tre højtryks- og tre lavtrykspumper til nødkøling. Dertil kommer 4 tryksatte (60 bar) lagertanke med borholdigt vand. Denne nødkølekapacitet er tilstrækkelig til at klare et fuldt rørbrud på primærkredsens rør (diameter 30 cm).

Et problem ved VVER-440 reaktorerne er, at tryktankens væg og ikke mindst nogle af tankens svejsesømme sidder tæt ved reaktorkernen, og at tanken derfor bliver udsat for en betydelig bestråling med hurtige neutroner, som gradvis gør stålet skørt. Denne uønskede omdannelse kan modvirkes ved med mellemrum at foretage en udglødning af de mest udsatte dele af tanken. Bestrålingen af tankvæggen kan reduceres ved, at de brændselelementer, der befinder sig nærmest tanken, erstattes af stålelementer.

En svaghed ved VVER-440 typen er, at der ikke altid er den fornødne adskillelse af forskellige sikkerhedssystemer og andre systemer, hvorfor et uheld i ét system kan påvirke et andet. Endelig er der ikke den nødvendige dublering af sikkerhedsrelevante systemer.

Sammenlignet med vestlige trykvandsreaktorer har VVER-440 typen dog også en række fordele. Typen har seks parallelle kølekredsløb, hvor vestlige reaktorer sædvanligvis har to eller tre. Herved bliver diameteren på rørene i de enkelte kredsløb mindre og lækage ved rørbrud tilsvarende mindre. Såfremt effektforsyningen til de primære cirkulationspumper forsvinder, mens reaktoren kører ved fuld effekt, er naturlig cirkulation i stand til at fjerne eftervarmen, uden at brændslet beskadiges. VVER reaktorerne indeholder større mængder vand, hvilket betyder, at der går længere tid efter starten af en læk, før tilførsel af nyt kølevand er nødvendig. Tab-af-kølemiddeluheld med VVER enheder har demonstreret, at dette faktisk er tilfældet. Endelig er varmebelastningen på brændselstavene noget mindre, ligesom trykket er noget mindre end i vestlige trykvandsreaktorer.

VVER-1000

VVER-1000-typen minder meget om de vestlige trykvandsreaktorer. Reaktoren er forsynet med fire parallelle kølekredsløb med hver sin dampgenerator. Hver enhed er forsynet med en enkelt 1000 MW elektrisk generator. VVER-1000 er forsynet med en regulær reaktorindeslutningsbygning, der kan klare et overtryk på 4 bar. Typen er ligeledes designet til at kunne klare et brud på det største rør i det primære kølekredsløb og samtidigt tab af ekstern el-forsyning. Det er derfor den generelle opfattelse, at VVER-1000-enheder med begrænsede forbedringer kan nå op på vestlig sikkerhedsstandard.

Andre VVER-udgaver

Der har været arbejdet med udvikling af forskellige varianter af af VVER-typen, f.eks. VVER-91 og VVER-640, men mangel på økonomiske ressourcer har rejst tvivl om gennemførligheden af disse projekter.

A4 Tungtvandsreaktorer (PHWR)

Tungtvandsreaktorer anvender tungt vand som moderator. I næsten alle tilfælde er kølemidlet også tungt vand, som adskiller sig fra almindeligt eller let vand ved, at dets molekyler indeholder tung brint eller deuterium (^2H) i stedet for almindelig brint (^1H). Tungt vand fremstilles ved isotopseparation ud fra den i naturen forekommende brint og er meget dyrt. Til gengæld kan man i tungtvandsreaktorer anvende naturligt uran

som brændsel, fordi tungt vand kun i yderst ringe omfang indfanger neutroner, og fordi tung brint er en udmærket moderator.

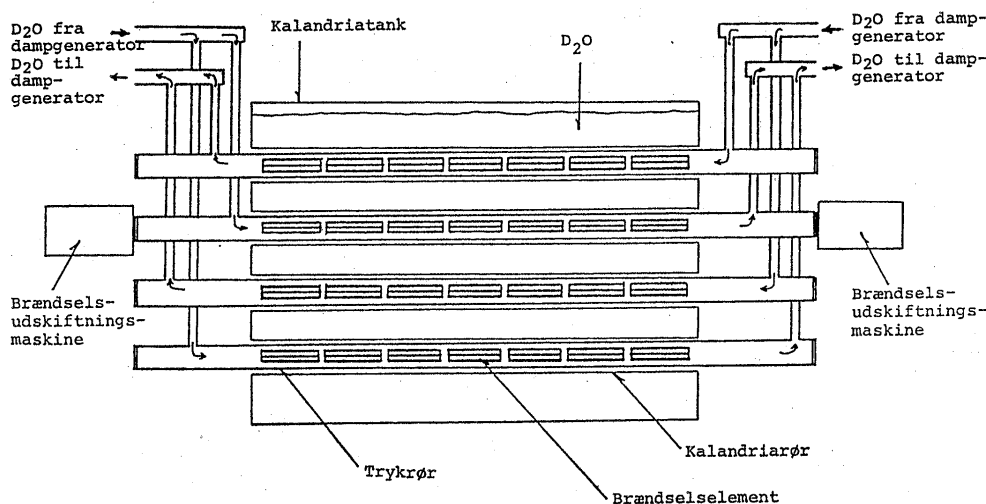
Tungtvandsreaktorer forekommer i to udgaver, tryktank- og trykrørsreaktoren. Den første minder i sin opbygning meget om trykvandsreaktoren. Den er kun bygget i få eksemplarer og skal derfor ikke omtales yderligere.

Trykrørsreaktoren er udviklet i Canada og har fået navnet CANDU (CANada DeuteriumUranium). I denne findes tungtvandsmoderatoren i en cylindrisk tank, kalandria-tanken, gennem hvilken der parallelt med cylinderaksen er ført et antal rør, kalandria-rørerne (Figur A4). Inden i disse findes et nyt sæt rør, trykrørerne, i hvilke brændselselementerne er anbragt og hvori det varme kølemiddel, tungt vand, strømmer. Såvel kalandria- som trykrør er fremstillet af en zirkoniumlegering. Brændselselementerne består af korte, runde knipper af zirkoniumindkapslede UO_2 -stave. I modsætning til PWR og BWR, hvor brændselselementerne sædvanligvis er flere meter lange, er CANDU-elementerne kun på ca. en halv meter.

Da der ikke er termisk kontakt mellem moderator og kølemiddel, har trykrørsreaktoren den fordel, at moderatoren kan holdes ved lav temperatur, hvorfor en stor, dyr tryktank ikke er nødvendig. Ligeledes kan man i princippet anvende andre kølemidler end tungt vand. Til gengæld er det nødvendigt at indføre ekstra materialer i kernen i form af tryk- og kalandriarør. Trykket i trykrørerne er ca. 100 bar, mens indløbstemperaturen er omkring 250 °C, og udløbstemperaturen er 295 °C. Fra reaktoren går det varme kølemiddel til en dampgenerator og herfra via en cirkulationspumpe tilbage til reaktoren.

CANDU-reaktoren kontrolleres ved hjælp af kontrolstave, der føres ind ovenfra i kalandriatanken. Endvidere kan det tunge vand i kalandriatanken hurtigt drænes ned i en underliggende tank, hvorved kædereaktionen også vil standses.

Mens det ved PWR og BWR er nødvendigt at lukke reaktoren ned og åbne reaktortanken for at udskifte brændselselementer, kan udskiftningen i en tungtvands-trykrørsreaktor ske under drift. For begge ender af kalandriatanken findes der en brændselsudskiftningsmaskine, ved hjælp af hvilken man kan skubbe nye elementer ind i kernen og samtidig trække udbrændte elementer ud (se Figur A4).



Figur A4. Lodret snit gennem den canadiske tungtvandsreaktor CANDU.

A5 Gaskølede, grafitmodererede reaktorer (GCR)

I grafitmodererede reaktorer anvendes grafit eller kulstof som moderatormateriale. P.g.a. kulstofatomets relativt høje masse (det er 12 gange så tungt som et almindelig brintatom og seks gange så tungt som et deuteriumatom) er grafit ikke nogen særlig fremragende moderator. Dette medfører, at reaktorkernen i denne reaktortype bliver stor. Til gengæld har grafitatomer ringe tilbøjelighed til at indfange neutroner, hvorfor man i grafitreaktorer kan anvende naturligt uran som brændsel. Grafit er et relativt billigt materiale, der kan tåle meget høje temperaturer.

I grafitreaktorer anvendes gasarterne kuldioxid (CO_2) og helium (He) som kølemiddel. Gasarter er kun acceptable som kølemidler, hvis de holdes ved højt tryk. Derfor anbringes gaskølede reaktorer i en trykbeholder af stål eller forspændt beton.

Den første generation af grafitmodererede, gaskølede kraftreaktorer blev udviklet i Storbritannien og Frankrig. Disse reaktorer anvender naturligt uranmetal som brændselsmateriale og en magnesiumlegering (magnox) som indkapsling. Brændselselementerne har form af korte uranstave eller -rør, og det omgivende magnoxlag er forsynet med køleribber for at forbedre varmetransporten. I Figur A5 er vist et lodret snit gennem denne type, som kaldes magnox-reaktoren. Brændselselementerne er stablet oven på hinanden i lodrette kanaler gennem den cylindriske grafitmoderator, og brændslet kan ligesom i CANDU-typen udskiftes under drift. Kølemidlet pumpes op gennem kanalerne, hvorved det gennem kontakt til brændslet opvarmes. Herfra går det til dampgeneratoren og via en pumpe tilbage til reaktoren. Kølegassens indløbstemperatur til kernen er ca. $240\text{ }^{\circ}\text{C}$ og udløbstemperaturen ca. $400\text{ }^{\circ}\text{C}$, mens gastrykket er 25-30 bar.

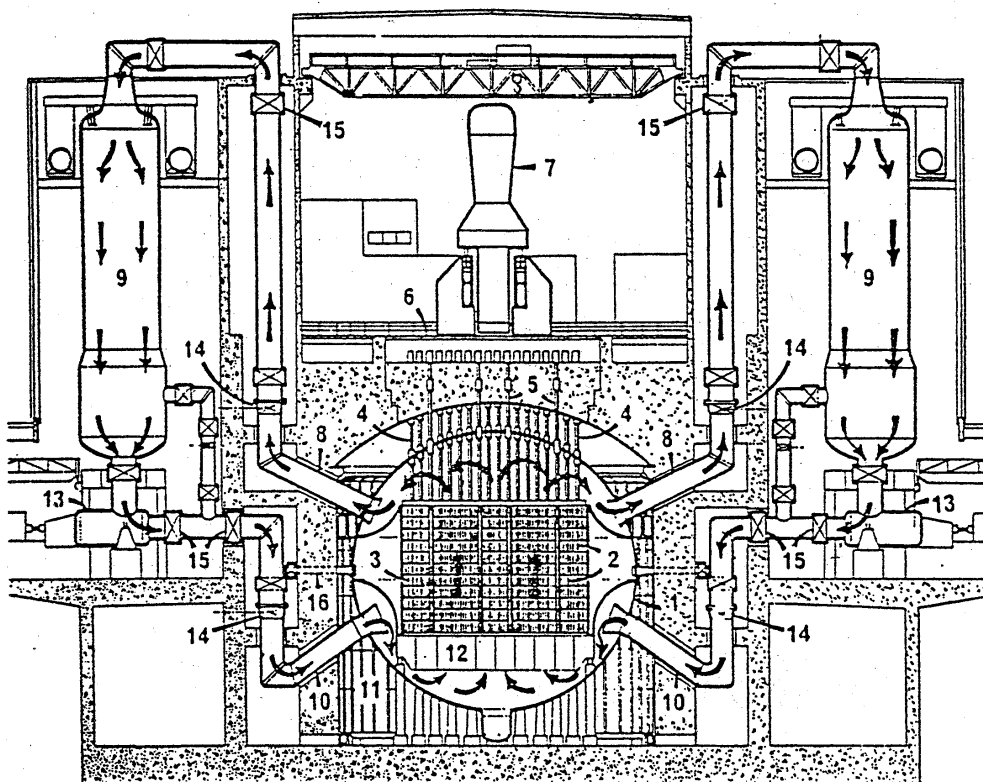
Magnoxreaktorerne blev bygget i 1950'erne og i 1960'erne, og nogle er fortsat i drift. Men da der i dag findes reaktortyper, der er mere økonomisk konkurrencedygtige, vil der ikke blive bygget flere magnoxreaktorer.

I Storbritannien har man videreudviklet magnox-typen til den avancerede gaskølede reaktor, AGR. Den adskiller sig primært fra magnox-reaktoren ved som brændsel at anvende knipper af UO_2 -stave, indkapslet i rustfrit stål. Da rustfrit strål har betydelig tilbøjelighed til at indfange neutroner, må beriget uran (ca. 2,5%) anvendes. Dette betyder dyrere brændsel. Til gengæld kan man med de anvendte brændselsmaterialer køre ved højere temperaturer og herved opnå en højere termisk virkningsgrad. P.g.a. elementernes større overfladeareal kan reaktoren køre med højere effekt, og man kan p.g.a. berigingen få mere energi ud af brændslet.

Tredie generation af den gaskølede reaktor er den højtemperatur, gaskølede reaktor, HTGR. Den udmærker sig ved i kernen kun at indeholde brændselsmateriale og grafit, hvorfor den kan køre ved meget høje temperaturer. Som kølegas anvendes helium. Uranbrændslet har form af små urandioxidkugler, der er omgivet af meget tætte grafitlag. Disse kugler blandes med grafitpulver og formes enten som brændelskugler eller -cylindre. Herefter anbringes brændelskuglerne inden i grafitkugler, mens -cylindrene anbringes inden i grafitrør. Kølemidlets tryk i reaktoren ligger på ca. 50 bar, indløbstemperaturen er ca. $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ og udløbstemperaturen er $750\text{--}800\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Brændelskugler anvendes i den såkaldte Pebble Bed Reactor (PBR). Den består af en slags silo, der er fyldt med brændelskugler. Kuglerne føres ind fra oven og tages ud for neden. Hvis de ikke har en tilstrækkelig udbrænding, sendes de tilbage til reaktorens top.

HTGR-typen har en række sikkerhedsmæssige fordele. Alle i kernen anvendte materialer kan tåle meget høje temperaturer. Grafit har en betydelig varmekapacitet, hvorfor



Figur A5. Lodret snit gennem en Magnox-reaktor.

1 Trykbeholder, 2 Brændselelement, 3 Grafit-moderator, 4 Laderør, 5 Standrør til kontrolstænger, 6 Platform, 7 Lademaskine, 8 Afgang for varm gas, 9 Dampgeneratorer, 10 Gastilgang til reaktor, 11 Termisk afskærmning, 12 Bærende konstruktion, 13 Cirkulationsblæsere, 14 Afspærringsventil, 15 Kompensatorer, 16 Detektorrør.

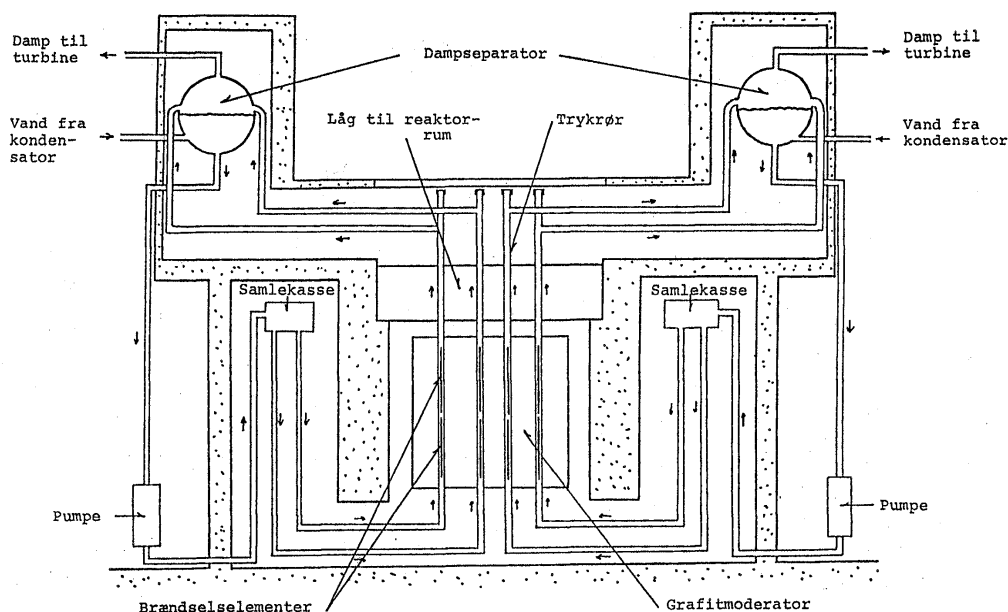
temperaturstigningen sker langsomt. Derfor vil tab-af-kølemiddel uheld ikke have alvorlige konsekvenser. En PBR kan ikke blive ret meget overkritisk, hvorfor kritikalitetsuheld kan udelukkes.

Der har i mange år været arbejdet på udvikling af HTGR-typen, uden at den har fået sit kommercielle gennembrud. Men i de senere år har der i en række lande vist sig en stigende interesse for denne type.

A6 RMBK-reaktorer

Forkortelsen RBMK står for ”Reaktor Bolshoj Moshnost’i Kanal’nogo”, der oversat til dansk betyder ”Reaktor stor effekt og kanaltype”. Det er betegnelsen for den grafitmodererede, kogendevandskølede reaktor, der i årene efter 2. verdenskrig blev udviklet i Sovjetunionen. Typen er en videreudvikling af de produktionsreaktorer, der blev opført i Sovjetunionen til produktion af våbenplutonium. RBMK-typen benyttes alene til kraftproduktion og brændslet oparbejdes ikke. I stedet oplagres det udbrændte brændsel ved kraftværkerne. I Figur A6 er vist et lodret snit gennem en RBMK-reaktor.

RBMK-reaktoren består af en grafitcylinder, gennem hvilken der i et stort antal kanaler (ca. 1600) er anbragt trykrør af zirkonium, som indeholder brændselelementerne. Disse består af knipper af zirkoniumindkapslede urandioxidstave med en berigning på



Figur A6. Lodret snit gennem en RBMK-reaktor (Tjernobyl-typen, principskitse).

ca. 2%. Vand strømmer nedefra op gennem reaktorkernen, hvor det opvarmes og bringes i kog. Denne vand-damp-blanding går fra reaktorens top til en dampseparator, hvor vand og damp adskilles. Dampen går til dampturbinen, mens vandet, der blandes med returvandet fra kondensatoren, går til pumpen og tilbage til reaktoren. Kølemiddeltrykket i trykrørerne er 80 bar, indløbstemperaturen er 270 °C og udløbstemperaturen er 285 °C.

RBMK-typen er kun blevet bygget inden for Sovjetunionens grænser. Bortset fra Tjernobyl-værket i Ukraine, som senere er blevet lukket, og Ignalina-værket i Litauen ligger de resterende RBMK-enheder i Rusland.

Efter Tjernobyl-ulykken i 1986 har interessen for fortsat bygning af denne reaktortype været begrænset, men én enhed, Kursk-5, er fortsat under bygning.

Tjernobyl-ulykken demonstrerede på dramatisk vis svaghederne ved denne reaktortype:

1. De tidlige reaktorer af denne type havde ikke nogen reaktorindeslutning, og de senere, hvortil Tjernobyl-værket hørte, havde en indeslutning, der kun kunne klare små uheld. Selvom indeslutningen ved nogle værker i dag er blevet forbedret, således at den kan klare noget større uheld, lever den stadig ikke op til vestlig standard. Det forekommer ikke muligt at lave en tilfredsstillende indeslutning på de eksisterende værker.
2. Brugen af en antændelig moderator, grafit, medførte en væsentlig forøgelse af udslippet af radioaktive stoffer ved Tjernobyl-ulykken.
3. Reaktortypen bliver under visse driftsbetingelser ustabil og kan få kædeprocessen til at løbe løbsk p.g.a. den såkaldte positive dampkoefficient. Denne koefficient er efter Tjernobyl-ulykken blevet reduceret ved brug af højere berigning i uranbrændslet.
4. Det oprindelige kontrolstavssystem var meget uheldigt udformet. Dette har ført til en ændring af kontrolstavssystemet.

Alle fire forhold bidrog væsentligt til Tjernobyl-ulykken. Der kan gøres noget ved de to sidstnævnte forhold, men kun lidt ved de to første. Det skal også nævnes, at driftspersonalets utilstrækkelige uddannelse og viden om anlægget bidrog til at øge ulykens omfang.

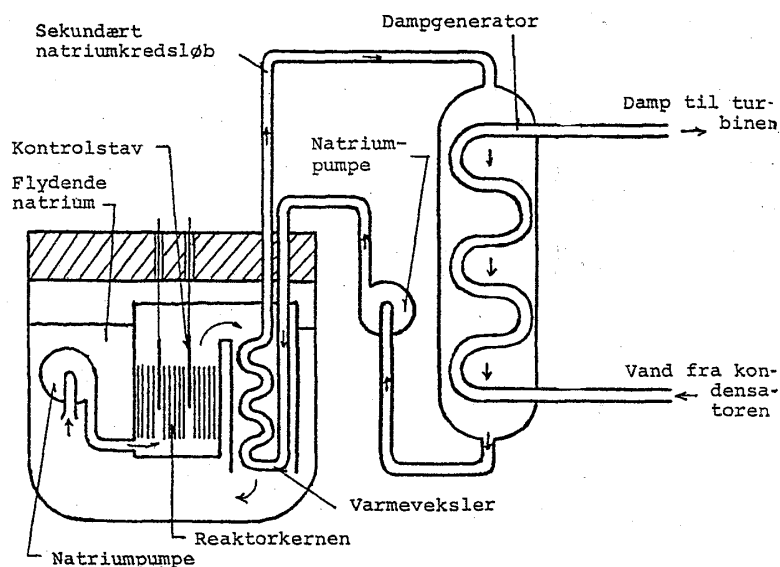
Når man alligevel har bygget denne reaktortype, er årsagen givetvis, at man kan opnå en høj effekt pr. enhed, uden at man som ved trykvandsreaktorer behøver at fremstille store reaktortryktanke. Ved RBMK-typen er den store tryktank erstattet af et stort antal trykrør, der indeholder brændsel og kølemiddel, og antallet af trykrør og hermed reaktorens effekt kan i princippet øges ubegrænset.

A7 Hurtige formeringsreaktorer

Hurtige reaktorer fungerer på basis af hurtige neutroner. Neutronerne skal ikke nedbremses, og derfor indeholder kernen kun brændselselementer og kølemiddel. Den store fordel ved hurtige reaktorer er, at de kan udformes på en sådan måde, at de producerer mere spalteligt materiale, end de forbruger. Dette er definitionen på en formeringsreaktor. Det sker ved, at der ved neutronindfangning i uran-238 og thorium-232 med efterfølgende beta-henfald dannes henholdsvis plutonium-239 og uran-233. Det betyder, at man med denne reaktortype kan udnytte verdens uran- og thoriumforekomster fuldt ud. Med andre reaktortyper kan man kun udnytte ca. 1% af uranforekomsterne.

Brændselselementerne består af tynde stænger af uran- og plutoniddioxid, indkapslet i rør af rustfrit stål. Uran beriget til 15-20% kan også anvendes som brændselsmateriale. Rundt om kernen findes et lag eller en "kappe" af naturligt uran, der skal sikre, at neutroner, der undviger fra kernen, indfanges og udnyttes til produktion af nyt plutonium.

Som kølemiddel anvendes i regel flydende natrium. Det er et effektivt kølemiddel, som p.g.a. lavt damptryk kan anvendes ved høje temperaturer, uden at en svær tryktank er nødvendig. Samtidig kan en høj termisk virkningsgrad opnås. Natrium angriber hverken uranmetal, urandioxid eller rustfrit stål. Natrium reagerer derimod voldsomt med vand, hvorved der dannes stærkt korroderende stoffer. Det bliver radioaktivt ved neutronbestråling og smelter først ved 97 °C. På grund af disse egenskaber er det nødvendigt at indføre et mellemkredsløb mellem det primære kredsløb og dampgeneratoren (Figur A7). Dette kredsløb anvender også flydende natrium som kølemiddel, men det sikrer, at såfremt der opstår en lækage i dampgeneratoren, hvorved damp trænger ind i det sekundære kredsløb, kommer dette ikke umiddelbart til at påvirke det primære kredsløb og reaktoren.



Figur A7. Lodret snit gennem en hurtig formeringsreaktor, principskitse

APPENDIKS B: INES, den internationale skala for uheld på nukleare anlæg

På foranledning af bl.a. det internationale atomenergiagentur (IAEA) i Wien blev der i 1990 vedtaget en international uheldsskala for uheld på nukleare anlæg, som f. eks. kernekraftværker, forskningsreaktorer, nukleare brændselsfabrikker og andre anlæg, hvor der kan opstå uheld med betydelig aktivitet eller kraftige strålingsdoser. Alle uheld på sådanne anlæg opdeles i klasser, fra klasse 0 til 7. Hændelser, der ikke har haft nogen egentlig sikkerhedsmæssig betydning, rubriceres i klasse 0, mens meget alvorlige uheld med udslip af store mængder radioaktivitet hører til klasse 7. Havariet på Tjernobyl-4 i 1986 er det hidtil eneste i klasse 7.

Alle betydende lande har tilsluttet sig den pågældende opdeling i klasser, som kaldes ”The International Nuclear Event Scale” eller blot INES. Der findes en omfattende beskrivelse af, hvorledes hændelser eller uheld på nukleare anlæg skal placeres på skalaen. Sædvanligvis indsender det anlæg, hvor hændelsen er sket, en beskrivelse af det skete til IAEA, med en angivelse af en foreløbig klasse. Sikkerhedsmyndighederne i det pågældende land kan efterfølgende ændre på klassificeringen, hvis man finder en anden klasse mere korrekt. Der sker jævnligt sådanne justeringer; både i opad- og i nedadgående retning. Fra IAEA sendes der snarest oplysning om indregistreringerne til alle nukleare sikkerhedsmyndigheder over hele verden. Disse kan så vurdere, om der kan ske tilsvarende hændelser i de pågældende lande, så der evt. bør indføres modforholdsregler.

I sammenfattende form dækker de enkelte klasser følgende:

- Klasse 7 [Katastrofe]: Her skal der være sket et udslip omfattende en stor del af en reaktorkernes indhold af radioaktivitet, resulterende i en udbredt forurening, der kan give senere helbredsskader i form af kræft. Desuden dækker klassen udslip med risiko for så store strålingsdoser til mennesker, at strålingssyge kan forekomme. Tjernobyl-havariet i 1986 hører til i klasse 7.
- Klasse 6 [Alvorligt uheld eller ulykke]: Her skal der være sket et mellemstort udslip af radioaktivitet. Hvis beredskabsforanstaltninger har været indført i tide, har man formentlig kunnet undgå, at et klasse 6 uheld resulterer i strålingssyge i omegnen. I mange år mente man, at der aldrig var indtruffet et klasse 6 uheld. Men efterhånden, som der er fremkommet detaljerede oplysninger om hændelser i det tidligere Sovjetunionen, er man blevet klar over, at der i 1957 skete et meget alvorligt uheld på Kyshtym oparbejdningsanlægget, hvor der spredtes store mængder radioaktivitet i omegnen. Befolkningen blev evakueret for at undgå alvorlige helbredsskader.
- Klasse 5 [Uheld eller ulykke med risiko for omgivelserne]: Klassen dækker bl.a. uheld med udslip af mere begrænsede mængder radioaktivitet, der dog nødvendiggør gennemførelse af dele af en beredskabsplan, f.eks. ”gå inden døre”, og efterfølgende begrænsninger for landbrugsproduktionen. Windscale-branden i 1957 er et eksempel på et klasse-5 uheld. Havariet af reaktor 2 på Tremileøen i Pennsylvania i 1979 er også et eksempel på klasse 5. Her blev der frigivet betydelige mængder radioaktivitet inde i den lufttætte bygning om reaktoren. Der var således en vis risiko for, at betydningsfulde mængder radioaktivitet kunne være sluppet ud.
- Klasse 4 [Uheld med skader, der overvejende berører selve anlægget]: Typisk kan et klasse-4 uheld på et kernekraftværk vedrøre en væsentlig beskadigelse af reaktorkernen. På værket kan en lille del af personalet udsættes for livstru-

ende strålingsdoser. Evt. kan et klasse 4 uheld resultere i lokale begrænsninger for landbrugsproduktionen. I 1999 skete der et klasse 4 uheld på Tokaimura anlægget i Japan, hvor der fremstilles uranbrændsel. I strid med reglerne blev der samlet 40 liter væske med uran i en beholder, hvorved der opstod en kraftig kædereaktion. Tre personer fik store stråledoser; to døde senere, mens den tredje overlevede. Naboer til anlægget blev evakueret i 20 timer, men der slap kun betydningsløse mængder radioaktivitet ud fra anlægget. I 2000 døde i Egypten to personer, og flere andre fik strålingssyge som følge af bestråling fra en stjålet kilde, der benyttedes til svejsekontrol. Her havde ejeren af kilden undladt at fortælle myndighederne, at den farlige kilde var forsvundet.

- Klasse 3 [Alvorlig hændelse]: Mange forskellige slags hændelser kan rubriceres i klasse 3. Et eksempel kan være udslip til omgivelserne af små mængder radioaktivitet, der kan give strålingsdoser som dem, der fås ved en flyrejse mellem USA og Europa. Der kan også være tale om svigt af et sikkerhedssystem, som kunne have ført til en alvorlig situation, hvis der også samtidigt var forekommet andre fejl. Klasse 3 omfatter også ulykker med strålingskilder, hvor personer har fået kraftige strålingsdoser. I de senere år er det især ulykker med strålingskilder, der har domineret statistikken. I 2002 var der således to klasse-3 hændelser med kraftige strålingskilder. Den tredje klasse-3 hændelse i 2002 forekom på et kernekraftværk. Der skete intet udslip af radioaktivt materiale, men man opdagede en flere år gammel korrosionsskade i toppen af en reaktortank. Hvis udviklingen havde fået lov at fortsætte, ville der en dag være gået hul her.
- Klasse 2 [Hændelse]: Under klasse 2 rubriceres tekniske fejl og forstyrrelser, der ikke direkte har påvirket et anlægs sikkerhed, men som peger på, at udstyr eller rutiner skal ændres, hvis det krævede sikkerhedsniveau skal opretholdes. Som en eksempel på en klasse-2 hændelse fra 2001 kan nævnes, at man ved opstart af det tyske kernekraftenhed Philippsburg-2 ikke havde fyldt nogle store tanke helt op med borholdigt vand. Personalet overhørte de automatiske advarsler, og først da kædeprocessen i reaktoren skulle igangsættes, blev tankene fyldt helt op. Fejlen betød ikke direkte noget for reaktorsikkerheden, men den afslørede en mangel ved personalets sikkerhedsbevidsthed.
- Klasse 1 [Anomali]: Herunder rubriceres hændelser, som ikke udgør nogen sikkerhedsmæssig risiko, men som peger på mangler eller menneskelige fejl, som skal rettes.
- Klasse 0: Her drejer det sig om hændelser, der ikke har haft nogen sikkerhedsmæssig betydning og ikke ville kunne have fået det, fordi alt sikkerhedsudstyr fungerede korrekt. Alligevel rapporteres mange sådanne hændelser. Det kan f. eks. være hændelser, der har været vidt omtalt i nyhedsmedierne, og som der derfor er behov for at give en nærmere teknisk gennemgang af. Som et eksempel fra 1998 kan nævnes, at man i juni 1998 flere steder i det sydlige Europa kunne detektere cæsium-137 i luften. Niveauerne var meget små, men historien havde mediernes interesse, selv i Danmark. Det viste sig, at et stålværk i det sydlige Spanien havde smeltet en cæsium-137 kilde sammen med noget jernskrot, og cæsium-137 var gået op gennem skorstenen som damp og havde spredt sig ud over Middelhavet, og senere var det nået op til bl.a. Frankrig og Tyskland. At man i 2001 på et indisk kernekraftværk kunne mærke rystelser fra et kraftigt jordskælv, uden at det påvirkede værkets drift, er også en klasse-0 hændelse, der har haft mediernes interesse. Først ved væsentligt kraftigere rystelser var der risiko for skader på værket; og automatiske følere ville da automatisk have stoppet reaktoren i løbet af få sekunder.

APPENDIKS C: Internationale organisationer

IAEA

International Atomic Energy Agency (IAEA) er en uafhængig international organisation under FN, som har til formål at fremme det internationale videnskabelige og teknologiske samarbejde om den fredelige udnyttelse af nuklear teknologi, herunder nuklear energiproduktion. Organisationen blev grundlagt i 1957 som en kulmination af de internationale bestræbelser for at følge op på Præsident Eisenhowers "Atoms for Peace" program fra 1953. Med udgangen af april 2002 havde organisationen 134 medlemsstater.

IAEA formidler overførsel af nuklear teknologi og viden på området til udviklingslandene. IAEA udvikler standarder inden for nuklear sikkerhed og arbejder derigennem for at opnå og vedligeholde et højt niveau for sikkerheden ved nuklear energiproduktion og for beskyttelsen af mennesker og miljø mod de skadelige virkninger af ioniserende stråling. Som et led i ikke-spredningsaftalen (NPT) overvåger IAEA, at de nukleare anlæg og materialer, som medlemsstaterne har tilmeldt IAEA's inspektionssystem, kun anvendes til fredelige formål.

IAEA har hovedkvarter i Wien, Østrig, hvor der er ansat ca. 2200 medarbejdere.

www.iaea.org

OECD/NEA

Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) er udsprunget af Organisation for European Economic Co-operation (OEEC), som blev oprettet for at administrere Marshall-planen for den europæiske genopbygning efter 2. verdenskrig. OECD har i dag 30 medlemslande, der alle bekender sig til en demokratisk regeringsform og markedsøkonomi. OECD's opgave er at støtte medlemslandenes økonomiske og administrative udvikling og fremme samarbejdet mellem landene inden for økonomi, uddannelse, teknologi og forskning m.m. Nuclear Energy Agency (NEA) er en delvist selvstændig organisation inden for OECD. NEA's formål er at støtte medlemslandenes fortsatte udvikling af det videnskabelige, teknologiske og lovgivningsmæssige grundlag for en sikker, miljøvenlig og økonomisk udnyttelse af kerneenergien til fredelige formål. NEA har et tæt samarbejde med EU-kommissionen og en samarbejdsaftale med IAEA. NEA samarbejder også med ikke-medlemslande i Central- og Østeuropa og med SNG-lande. NEA har i dag 28 medlemslande.

NEA støtter en række samarbejdsprojekter medlemslandene imellem vedrørende nuklear sikkerhed, strålingsbeskyttelse, håndtering af radioaktivt affald og dekommissionering m.m. NEA's øverste myndighed er Steering Committee for Nuclear Energy. NEA har sit hovedsæde i Paris, Frankrig, hvor der for tiden er ansat 72 medarbejdere. Arbejdet er organiseret i en række komitéer med deltagelse af mere end 500 eksperter fra medlemslandene.

www.nea.fr

UNSCEAR

United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR) er en videnskabelig komite under FN. Den blev etableret i 1955 som reaktion på de atmosfæriske prøvesprængninger af nukleare våben og det medfølgende globale radioaktive nedfald. Det er komiteens opgave at indsamle og evaluere information om niveauerne af ioniserende stråling og radioaktivitet stammende fra både

menneskeskabte og naturlige kilder og at studere de mulige virkninger på mennesker og miljø.

UNSCEAR består af videnskabsmænd fra 21 medlemslande. Danmark er ikke medlem. De 21 medlemslande har hver én repræsentant i komiteen. Komiteen og sekretariatet arbejder sammen med videnskabsmænd over hele verden for at etablere databaser over eksponeringer til ioniserende stråling og information om eksponeringernes virkning. UNSCEAR's hovedsæde ligger i Wien.

www.unscear.org

WENRA

Western European Nuclear Regulators' Association (WENRA) er en sammenslutning af lederne af de vesteuropæiske landes nukleare tilsynsmyndigheder. Sammenslutningen omfatter Belgien, Finland, Frankrig, Tyskland, Italien, Holland, Spanien, Sverige, Schweiz og Storbritannien. Sammenslutningens formål er at udvikle en fælles tilgang til kernekraftsikkerhed med hovedvægten på EU-området. Desuden lægger WENRA vægt på at kunne tilbyde EU en mulighed for uafhængige evalueringer af kernekraftsikkerheden i EU's kandidatlande.

WANO

The World Association of Nuclear Operators (WANO) er en uafhængig, global sammenslutning af alle selskaber, der driver kernekraftværker. Sammenslutningen blev stiftet under indtryk af Tjernobyl-ulykken, som gjorde det klart, at internationalt samarbejde om nuklear sikkerhed er en nødvendighed. WANO formidler samarbejde og udveksling af driftserfaringer mellem operatørerne med det formål at opnå den højest mulige sikkerhed og pålidelighed for kernekraftværkerne.

www.wano.org.uk

WNA

The World Nuclear Association (WNA) er en global sammenslutning af industrivirksomheder, der arbejder inden for den nukleare industri, omfattende kernekraftværker og alle aspekter af brændselskredsløbet. WNA's formål er at være det globale forum for den nukleare industri og at informere sagligt om nukleare spørgsmål. WNA afholder medlemsmøder to gange om året, med en dagsorden, der hovedsagelig drejer sig om kommercielle spørgsmål. Organisationen lægger vægt på ikke at medvirke til karteldannelser eller andre konkurrenceforvridende aktiviteter. WNA's medlemsvirksomheder er p.t. ansvarlige for ca. 60% af verdens kernekraftproducerede elektricitet og ca. 90% af verdens uran- og berigningsproduktion.

www.world-nuclear.org

APPENDIKS D: Anvendte forkortelser

AB	Aktiebolag
ABWR	Advanced Boiling Water Reactor, General Electric's avancerede kogendevandsreaktor
ACR	Advanced CANDU Reactor, avanceret canadisk tungtvandsreaktor af trykrørstypen
AECL	Atomic Energy of Canada Ltd, det statslige, canadiske selskab for kerneenergiudvikling
AFRA	AFrican Regional cooperative Agreement for research and development in nuclear science and development
AGR	Advanced Gas-cooled Reactor, den engelske, avancerede gaskølede reaktor
AkEnd	Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlagerstandorte, arbejdsgruppe vedrørende pladsvalg for tysk slutdepot
ANDRA	l'Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs, den statslige, franske affaldsorganisation
ANP	Advanced Nuclear Power
AP600	Westinghouse's avancerede trykvandsreaktor med en elektrisk effekt på 600 MWe
AP1000	Westinghouse's avancerede trykvandsreaktor med en elektrisk effekt på 1000 MWe
ARGOS	Accident Reporting and Guiding Operational System, Beredskabsstyrelsens beslutningsstøtteprogram
¹³³ Ba	Radioaktiv bariumisotop med en halveringstid på 10,5 år
bar	Enhed for tryk. 1 atmosfæres tryk lig 1,013 bar
BE	British Energy, det engelske el-selskab, der ejer de fleste britiske kernekraftværker
BN	Bystrokh Nejtronakh, hurtige neutroner. Russisk version af hurtigreaktoren
BNFL	British Nuclear Fuel Plc, britisk, statsligt kernebrændsels- og reaktor-firma
BOT	Built-Operate-Transfer, en ordning hvor et udenlandsk konsortium opfører og driver et kernekraftværk i en periode, hvorefter værket overdrages til det land, hvori det er opført
BPP	Bruce Power Partnership. Datterselskab af British Energy, der har lejet reaktorer af Ontario Power Generation
Bq	Becquerel, aktivitetseenhed (ét henfald pr. sekund)
BREST	Russisk hurtigreaktorprojekt med bly-vismut-køling
BRS	Beredskabsstyrelsen
BWR	Boiling Water Reactor, kogendevandsreaktor
BWR 90+	Forbedret udgave af ASEA/Westinghouse's kogendevandsreaktor
¹⁴ C	Radioaktiv kulstofisotop med en halveringstid på 5.730 år
Cameco	Canadisk mineselskab
CANDU	Canadian Deuterium Uranium, den canadiske tungtvandsreaktor af trykrørstypen

CDA	Kristlig Demokrater, hollandsk politisk parti
CEZ	Det tjekkiske el-selskab
Ci	Curie, aktivitetseenhed ($=3,7 \times 10^{10}$ Bq)
CNPE	Brasiliansk energiråd
^{60}Co	Radioaktiv koboltisotop med en halveringstid på 5,3 år
CO_2	Kuldioxid
Cogema	Fransk selskab for oparbejdning og produktion af brændsel til kernekraftværker
^{137}Cs	Radioaktiv cæsiumisotop med en halveringstid på 30,2 år
CSN	Consejo de Seguridad Nuclear, den spanske reaktorsikkerhedsorganisation
DECON	Dekontaminering
DIDO	Engelsk forsøgsreaktor af samme type som DR 3
DD	Dansk Dekommissionering
DOE	Department of Energy, det amerikanske energiministerium
DR 1	Dansk Reaktor 1, forsøgsreaktor på Risø
DR 2	Dansk Reaktor 2, forsøgsreaktor på Risø
DR 3	Dansk Reaktor 3, forsøgsreaktor på Risø
DTU	Danmarks Tekniske Universitet
D_2O	Tungt vand
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development, den europæiske udviklingsbank for Central- og Østeuropa
EdF	Electricité de France, det statslige franske el-selskab
ELES	Slovenske el-selskab
EnBW	Energie Baden-Württemberg AG, tysk el-selskab
ENEL	Italiensk el-selskab
ENTOMB	Indkapsling
EPR	European Pressurized Reactor, trykvandsreaktor under udvikling i et samarbejde mellem Framatome og Siemens
ESBWR	Evolutionary Simplified Boiling Water Reactor, General Electric's udgave af en avanceret og simplificeret kogendevandsreaktor
ESKOM	Sydafrikansk el-selskab
^{152}Eu	Radioaktiv europiumisotop med en halveringstid på 13,3 år
^{154}Eu	Radioaktiv europiumisotop med en halveringstid på 8,8 år
EU	Den Europæiske Union
Eurodif	Fransk firma til berigning af kernekraftbrændsel
FBR	Fast Breeder Reactor, hurtig formeringsreaktor
FCN	Rumænsk firma til fremstilling af kernekraftbrændsel
FN	Forenede Nationer
GAN	Gosatomnadzor, Ruslands reaktorsikkerhedsmyndighed
Gbq	Giga Becquerel, aktivitetseenhed (10^9 henfald pr. sekund)
GCR	Gas Cooled Reactor
GE	General Electric, amerikansk reaktorproducent
GFR	Gas Cooled Fast Reactor, heliumkølet hurtigreaktor

GPS	Global Positioning System
GW	Gigawatt. 1 GW = 1000 MW
GWe	Gigawatt elektrisk
GWd	Gigawatt-dag
GWh	Gigawatt-time
¹ H	Brint
² H	Deuterium
He	Helium
HEP	Kroatisk el-selskab
HTGR	High Temperature Graphite Reactor
IAEA	International Atomic Energy Agency, FN's kerneenergiorganisation
ILW	Intermediate Level Waste, mellemaktivt affald
INES	International Nuclear Event Scale, international skala for kerneenergiuheld
IPPE	Institute of Physics and Power Engineering, Institut for fysik og kraft i Obninsk
ISO	International Standard Organisation
K2/R4	Khmelnitski-2 og Rovno-4 enhederne
KEDO	Korean Peninsula Energy Development Organisation, organisation for energiudvikling på den koreanske halvø
KFA	Kernforschungsanstalt, Jülich, Tyskland
kW	1000 W
kWe	kilowatt elektrisk
kWh	kilowatt-time
KWU	Kraftwerkunion, Siemens datterselskab
lb.	Engelsk pund, lig 0,454 kg
LFR	Lead Fast Reactor, blykølet hurtigreaktor
LLW	Low Level Waste, lavaktivt affald
LPF	List Pim Fortuyn, hollandsk politisk parti
LWR	Light Water Reactor, letvandsreaktor
METI	Ministeriet for økonomi, handel og industri i Japan
MINATOM	Det russiske kerneenergiministerium
MOD	Modernisering, svensk projekt til modernisering af Oskarshamn 1
MOX	Mixed OXide fuel, reaktorbrændsel fremstillet af en blanding af plutonium- og urandioxid
MSR	Molten Salt Reactor, smeltet-salt-kølet reaktor
mSv	milliSivert = 0,001 Sivert
MW	Megawatt 1 MW = 1000 kW
MWe	Megawatt elektrisk
MWd/t	Megawatt dage per ton
MWt	Megawatt termisk
NEA	Nuclear Energy Agency, OECD's kerneenergiorganisation
Nefco	Nordic Environment Finance Corporation, nordisk sammenslutning for miljøfinansiering
⁶³ Ni	Radioaktiv nikkelisotop med en halveringstid på 100 år

NISA	Nuclear and Industrial Safety Agency in Japan, japansk agentur for nuklear- og industriel sikkerhed
NPP	Nuclear Power Plant, kernekraftværk
NPT	Non Proliferation Treaty
NRC	Nuclear Regulatory Commission, USA's reaktorsikkerhedsmyndighed
NUCINFO	Nuclear Information System, Beredskabsstyrelsens web-baserede informationsdatabase om nukleare forhold
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OPG	Ontario Power Generation, canadisk el-selskab (alias Genco)
PBMR	Pebble Bed Modular Reactor, sydafrikansk reaktorprojekt
PBR	Pebble Bed Reactor, brændelseskuglereaktor, "kartoffelreaktor"
PHWR	Pressurized Heavy Water Reactor, tryksat tungtvandsreaktor
PLUTO	Engelsk forsøgsreaktor af samme type som DR 3
PMS	Permanent målesystem
PSA	Probabilistisk sikkerhedsanalyse
PWR	Pressurized Water Reactor, trykvandsreaktor
RBMK	Reaktor-stor-effekt-kanaltype, russisk reaktor med grafit moderator og kogendevandskøling (Tjernobyl-typen)
RCIC	Reactor Core Isolation Cooling, kølesystem som skal fungere når reaktoren er isoleret fra omgivelserne, d.v.s at ventilerne i hoveddampledningerne er lukket og den normale køling standset.
REA	RosEnergoAtom, russisk kernekraftselskab
ROMAG	Rumænsk firma som fremstiller tungtvand
RT-2	Russisk oparbejdningsanlæg for brugt brændsel
SAFSTOR	Safe Storage, sikker opbevaring
SBWR	Simplified Boiling Water Reactor, General Electric's design af en kogendevandsreaktor med mange passive systemer
SCWR	Super Critical Water Reactor, superkritisk vandkølet reaktor
SFR	Natrium-kølet hurtigreaktor
SFR	Schweizerfranc
SILEX	Separation of Isotopes by Laser EXcitation, australsk forsøg med laserberigning
SIP	Shelter Implementation Plan, implementeringsplan for sikring af Tjernobyl-sarkofagen
SKI	Statens kärnkraftinspektion, den svenske reaktorsikkerhedsmyndighed
SNG	Statssamfundet af uafhængige stater, rammeorganisation for de fleste af de stater, der tidligere udgjorde Sovjetunionen
SNN	Societate Nationala Nuclearelectrica, rumænsk el-selskab
⁹⁰ Sr	Radioaktiv strontiumisotop med en halveringstid på 28,6 år
STUK	Den finske nukleare sikkerhedsmyndighed
SWR	Simplified Water Reactor, Siemens udgave af kogendevandsreaktoren
SWU	Separative Work Unit, enhed for separativt arbejde ved berigning
TBq	Tera Becquerel, 10 ¹² Bq

⁹⁹ Tc	Technesium-99, fissionsprodukt
TENEX	Russisk uran- og berigningshandelsfirma under MINATOM
Tepco	Tokyo Electric Power Company
TVA	Tennessee Valley Authority
TVEL	Russisk reaktorbrændselsproducent
TVO	Teollisuuden Voima Oy, finsk el-selskab
TWh	Terawatt-time. 1 TWh = 1 milliard kWh
U	Uran
²³⁵ U	Uran-235, spaltelig uranisotop
²³⁸ U	Uran-238, spaltelig uranisotop
UF ₆	Uranhexaflurid, "hex"
UNSCEAR	United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation
U ₃ O ₈	Uranilte, "yellow cake"
UPP	Uran-pilotanlæg, nedlagt anlæg til udnyttelse af grønlandsk uran
URENCO	Engelsk-hollandsk-tysk berigningsfirma (centrifuger)
USD	Amerikansk dollar
USEC	United States Enrichment Corporation, amerikansk berigningsfirma (diffusionsanlæg)
VHTR	Very High Temperature Reactor
VVD	Liberale, hollandsk politisk parti
VVER	Vand vand energi reaktor, russisk udgave af trykvandsreaktoren
VVM	Vurdering af Virkninger på Miljøet
WANO	World Association of Nuclear Operators
WENRA	Western European Nuclear Regulators Association
WIPP	Waste Isolation Pilot Plant, amerikansk, geologisk lager for militært, langlivet radioaktivt affald
WNA	The World Nuclear Association, global sammenslutning af virksomheder inden for den nukleare industri
WNP	Washington Nucleare Project

Bibliographic Data Sheet**Risø-R-1401(DA)**

Title and author

International Nuclear Power Status 2002 (in Danish)

Edited by B. Lauritzen, B. Majborn, E. Nonbøl and P.L. Ølgaard

ISBN

ISSN

87-550-3200-1

0106-2840

87-550-3202-8 (Internet)

1395-5101

Department or group

Date

Radiation Research

Marts 2003

Groups own reg. number(s)

Project/contract No(s)

Pages

101

Tables

Illustrations

References

Abstract (Max. 2000 characters)

This report is the ninth in a series of annual reports on the international development of nuclear power with special emphasis on reactor safety.

For 2002, the report contains:

- General trends in the development of nuclear power
- Decommissioning of the nuclear facilities at Risø National Laboratory
- Statistical information on nuclear power production (in 2001)
- An overview of safety-relevant incidents in 2002
- The development in West Europe
- The development in East Europe
- The development in the rest of the world
- Development of reactor types
- The nuclear fuel cycle
- International nuclear organisations

Descriptors INIS/EDB

AFRICA; ASIA; AUSTRALIA; BWR TYPE REACTORS; DECOMMISSIONING; EASTERN EUROPE; FAST REACTORS; FUEL CYCLE; GAS COOLED REACTORS; HEAVY WATER MODERATED REACTORS; NORTH AMERICA; NUCLEAR FACILITIES; NUCLEAR POWER; NUCLEAR POWER PLANTS; PWR TYPE REACTORS; RADIOACTIVE WASTE DISPOSAL; REACTOR ACCIDENTS; REACTOR SAFETY; REVIEWS; RISØE NATIONAL LABORATORY; SOUTH AMERICA; SWEDEN; WESTERN EUROPE