

Kärnkraften nu och i framtiden

I Sverige och resten av världen. En del i myndighetens
omvärldsanalys

ER 2010:21

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas från
Energimyndighetens publikationsservice.
Orderfax: 016-544 22 59
e-post: publikationsservice@energimyndigheten.se

© Statens energimyndighet
Upplaga: [konsultera publikationsservice] ex

ER 2010:21

ISSN 1403-1892

Förord

Energimyndigheten genomför omvärldsbevakning kontinuerligt som en del av verksamheten. Ibland görs även mer omfattande genomgångar av ett specifikt område. Alliansens beslut att öppna upp för nybyggnation av kärnkraft föranledde denna rapport. Myndigheten har också i uppdrag av regeringens att senast 30 juni 2010 redogöra för hur myndigheten kan bidra i det arbete som föranleds av de nya riktlinjerna beträffande kärnkraften i den nyligen beslutade långsiktiga klimat-energiolitiken. Denna rapport utgör en del av denna rapportering som också består av ett PM som besvarar uppdragets frågor.

Eskilstuna 28 juni 2010

Thomas Kåberger

Projektledare Klaus Hammes

Sammanfattning

Denna rapport berör frågor kring kärnkraft som är av särskild relevans för Energimyndighetens ansvarsområde. I ansvarsområdet ingår energistatistik, försörjningstrygghet och en rationell omställning av energisystemet. Efter att riksdagen den 17 juni 2010 beslutade att ny kärnkraft kommer att få byggas i Sverige har det blivit viktigare för myndigheten att ha kunskap om hur konkurrenskraftig kärnkraften är på elmarknaden. En del av denna rapport berör därför kostnader för kärnkraft.

Rapporten ger långt ifrån en fullständig bild av kärnkraften. Det finns en rad frågor som inte berörs, till exempel miljöeffekter orsakade av att kärnkraft används (med undantag för utsläpp av växthusgaser som belyses något i rapporten), kopplingen till kärnvapen och slutförvaring av avfall.

Andelen kärnkraft i Sverige år 2010 är högre än genomsnittet för världen

Den globala installerade nettoeffekten för kärnkraft i början av 2010 var drygt 370 GWe fördelat över 436 kärnkraftsanläggningar. Under 2007 låg den globala elproduktionen från kärnkraft på cirka 14 procent av den totala elproduktionen, vilket kan jämföras med 44 procent i Sverige. Den genomsnittliga tillgängligheten för kärnkraft var ungefär 82 procent mellan 2005 och 2007. Under samma period var den svenska tillgängligheten nästan 84 procent. Den svenska tillgängligheten har fallit. 2004 var tillgängligheten nästan jämförbar med den i Finland, som uppgick till drygt 94 procent mellan 2005 och 2007.

Kärnkraften står inför många utmaningar

Utbyggnaden av kärnkraft kan begränsas av tekniska utmaningar i tillverkningsinfrastrukturen och brist på utbildad arbetskraft. Det finns endast ett fåtal reaktorleverantörer på marknaden och kvalitetskraven på materialet är mycket högre än för andra stora projekt. Kärnkraftens konkurrenskraft gentemot alternativa investeringar är osäker.

Investeringskostnaderna är höga, medan driftkostnaderna är låga

Investeringskostnaderna för att bygga nya reaktorer är höga men drifts- och underhållskostnaderna är låga i jämförelse med många andra kraftslag. I ett system med utsläppshandel ökar kärnkraftens konkurrenskraft gentemot fossila alternativ. Kärnkraft är en kraftkälla med låga utsläpp av växthusgaser över livscykeln.

Tekniska val är avgörande för hur länge uranet räcker

Uran är en begränsad resurs och som andra naturresurser begränsad till ett antal länder. De flesta kärnkraftreaktorerna är även beroende av anrikning av det naturliga uranet. Om en öppen eller sluten kärnbränslecykel används är avgörande för hur länge uranreserverna kommer att räcka och hur kärnkraften kan växa. Med en sluten cykel kommer reserverna räcka länge men samhället måste hantera det plutonium som denna cykel innebär.

Innehåll

1	Introduktion	11
1.1	Rapporten belyser frågor av relevans för myndighetens ansvarsområde	11
2	Kärnbränslecykel	13
2.1	Från uran till slutförvar av avfall	14
2.1.1	Idag sker ingen uranbrytning i Sverige	14
2.1.2	De flesta reaktorer behöver anrikat uran	14
2.1.3	I Sverige finns lättvattenreaktorer	14
2.1.4	Det finns ingen godkänd anläggning för slutförvar av använt bränsle	14
2.1.5	Sverige har en öppen bränslecykel	15
2.1.6	Det finns länder som återvinner plutonium ur förbrukade bränslestavar	15
2.1.7	Transmutation kan göra att mängden långlivat kärnavfall reduceras	15
3	Nuläget och framtid	16
3.1	Statistik	16
3.1.1	436 anläggningar var i drift i februari 2010	19
3.1.2	Finland har högst tillgänglighet	21
3.1.3	Vilka typer av reaktorer finns och vem levererar?	22
3.1.4	Kärnkraften står inför betydande utmaningar	23
3.1.5	Få planerade reaktorer i västra Europa	25
3.1.6	Teknisk utveckling gör att bränsleeffektiviteten kan öka	27
4	Kostnader för nybyggnation	30
4.1	Analyser av kostnader	30
4.1.1	Byggtiden är en viktig faktor	30
4.1.2	Investeringarna i Sverige för att uppgradera befintliga reaktorer är de mest ambitiösa i världen	31
4.1.3	Tillgänglighet är en annan viktig faktor	32
4.1.4	Kostnaderna för hela bränslecykeln måste beaktas	32
4.1.5	Finansieringen är en viktig fråga just nu	33
4.2	Byggnation	34
4.3	Produktionskostnader	35
4.3.1	Bränslekostnader uppstår allt eftersom bränslet förbrukas	35
4.3.2	Drifts- och underhållskostnader (DoU) är årliga kostnader)	36
4.4	Rivning	36
4.5	Övriga kostnader	37
4.5.1	I Sverige finns kärnavfallsfonden	37
4.5.2	Ny lag ger rätt att ta ut riskavgift	37
4.5.3	Reaktorägarna betalar även en effektskatt	38

4.5.4	Kostnaden för nödvändig nätutbyggnad bör tas med i kalkylen.....	39
4.5.5	Tre typer av försäkringar är aktuella för ett kärnkraftverk	39
4.6	Hur mycket kostar kärnkraftselen?	39
4.7	Risker	41
4.7.1	Marknadsrisken gäller för alla investeringar	41
4.7.2	Politisk risk finns för projekt med lång livslängd	41
4.7.3	Regleringsrisk påverkar kostnaden	41
4.7.4	Fördröjningar i byggstarten är kostsamma	42
5	Försörjningstrygghet	43
5.1	Världsmarknaden för uran	43
5.2	Peak Uran?	44
5.3	Tillgänglighet.....	45
5.4	Ersättning av fossila bränslen	45
	Referenser	46
	Bilagor	50

Figurer

Figur 1 Generaliserad kärnbränslecykel. Vid en öppen cykel går radioaktivt avfall från reaktorn direkt till lagring. Vid en sluten cykel upparbetas och återanvänds använt bränsle.....	13
Figur 2 Kärnkraftens andel av elproduktionen i respektive land.....	16
Figur 3 Elproduktion per kraftslag i Sverige	17
Figur 4 Installerad elproduktionskapacitet per kraftslag i Sverige	18
Figur 5 De fyra största svenska elproducenternas installerade elproduktionskapacitet per kraftslag per 1 januari 2010	18
Figur 6 Kärnreaktorer i drift globalt i februari 2010	19
Figur 7 Antal reaktorer under byggnation i februari 2010.....	20
Figur 8 Kärnkraftens tillgänglighet under perioden 2006-2008	21
Figur 9 Den svenska kärnkraftens tillgänglighet uppdelad efter reaktor 2003-2009.....	22
Figur 11 Kostnadseffekter av byggförseningar (6.7% WACC)	31
Figur 12 Estimerade kostnader för kraftproduktion USD/kWe.....	35
Figur 13 Så beslutas om avgifterna för kärnkraftsanläggningar	38
Figur 14 Sammanställning av resultat från olika studier (priser omräknade till SEK). Sorterad efter studiens basår. Använda växelkurser är från samma år som respektive studies priser.	40
Figur 15 Uranförbrukning år 2007 i ton	44

Tabeller

Tabell 1 Kommersiella kärnreaktorer i Sverige 2010.....	20
Tabell 2 Översikt över några viktiga egenskaper hos reaktorer av generation IV Källa: DOE 2003 baserad på GIF (2002).....	29
Tabell 3 Kärnreaktorer i drift per land Källa: IAEA (2008a)	50
Tabell 4 Den svenska kärnkraftens tillgänglighet åren 2003-2008 Svensk Energi (2009).....	51
Tabell 5 Reaktorer under nybyggnation per 2010-02-01.....	51

1 Introduktion

Klimatfrågan, en globalt växande efterfrågan på energi där Kina och andra tillväxtekonomier är starkt bidragande, stigande priser på fossila bränslen samt försörjningstrygghetsfrågor har lett till ett förnyat intresse för kärnkraften. Kostnaderna för verkliga kärnreaktorer har dock varit höga. Det finns kopplingar mellan spridningen av teknisk kunskap, utrustning och material för civil kärnkraft å ena sidan och möjligheten att tillverka kärnvapen å den andra. Detta har begränsat tillgången till teknik för några länder som varit beredda att betala för kärnkraftverk. .

Många kärnreaktorer närmar sig slutet av sin planerade livstid. Med planerings- och konstruktionstider på över tio år för nya anläggningar måste många beslut tas inom de närmaste åren om dessa reaktorer ska ersättas med nya anläggningar. Annars kommer kärnkraften att fasas ut och ersättas av andra energikällor. Av IAEAs databas framgår att vid en livstid på 40 år måste 26 GW ersättas fram till 2020 och 120 GW fram till 2030. Längre livstider innebär att ersättningsbehovet förskjuts in i framtiden.

En eventuell förnyelse innebär många stora utmaningar vilket bygget av reaktorn Olkiluoto 3 har illustrerat. Dessa utmaningar innefattar tillverkningsinfrastruktur och brist på utbildad arbetskraft. Olkiluoto 3 visar också att kärnkraftens konkurrenskraft gentemot alternativa investeringar är idag svag och i framtiden osäker.

I Sverige var det länge förbjudet enligt kärntekniklagen att uppföra nya reaktorer. I energi- och klimatöverenskommelsen den 5 februari 2009 aviserade regeringspartierna att förbudet ska upphävas och nya reaktorer ska kunna byggas på befintliga platser. Detta konkretiserades sedermera i regeringens proposition 2008/9:163, samt i därefter följande utredningar och att riksdagen 17 juni 2010 beslutade att gammal kärnkraft ska få ersättas med ny. Riksdagen beslutade även att direkta ägare till kärnkraftsreaktorer ska bli obegränsat skadeståndsskyldiga vid kärnkraftsolyckor.

1.1 Rapporten belyser frågor av relevans för myndighetens ansvarsområde

Denna rapport belyser framförallt de frågor som berör kärnkraft och är av särskild relevans för Energimyndighetens ansvarsområde. Rapporten berör därför framförallt kärnkraftens kostnader och bidrag till försörjningstryggheten. Detta innefattar också effekterna och nyttan av kärnkraften i elnätet. Effekten är starkt korrelerad med problemet om intermittenta kraftslag, alltså kraftslag som inte kan leverera el kontinuerligt samt levererar el i en utsträckning som är svår att prognostisera. Detta särskilda värde för kärnkraftverk har efter de två senaste

vintrarna då svenska reaktorer uppvisat oförutsett dålig tillgänglighet då de behövts som bäst blivit svår att hävda.

I Sverige ligger ansvaret för tillsyn över reaktorernas säkerhet på Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM) som skapades 1 juli 2008 genom en sammanslagning av Statens kärnkraftsinspektion (SKI) och Statens strålskyddsinstitut (SSI). Myndigheten ligger under Miljödepartementet och har det nationella ansvaret för områdena strålskydd och kärnsäkerhet. Den kärntekniska verksamheten i Sverige styrs främst av följande lagar:

- Lagen (1984:3) om kärnteknisk verksamhet (ofta kallad kärntekniklagen),
- Miljöbalken (1998:808),
- Strålskyddslagen (1988:220),
- Lagen (2006:647) om finansiella åtgärder för hantering av restprodukter från kärnteknisk verksamhet,
- Atomansvarighetslagen (1968:45), vilken ersätts av en ny lag efter riskdagens beslut 2010 om utökat skadeståndsansvar för reaktorägare.

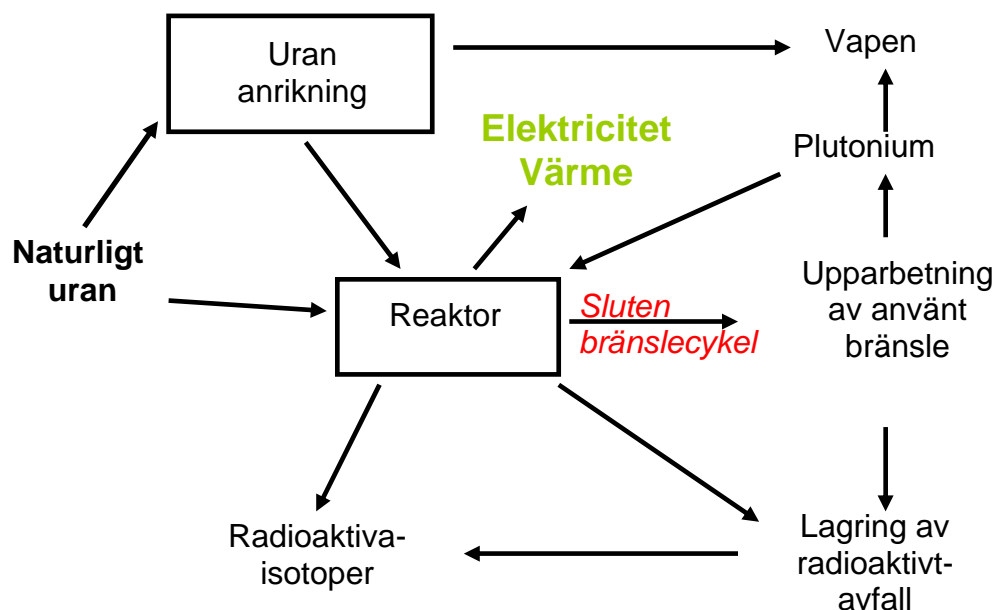
Internationellt ligger tillsynen på IAEA som grundades 1957 som ”Atoms for Peace” inom FN. IAEA är en oberoende mellanstatlig organisation med uppgift att utveckla kärnkraftsstandarder, övervakning av icke spridningsavtalet (NPT) och att stödja medlemsländerna vid användning av kärnkraft för fredliga ändamål samt att bidra till tekniköverföring.

2 Kärnbränslecykel

I grunden skiljer man mellan två typer av kärnbränslehantering, öppna och slutna. I båda processerna används ett kärnbränsle av bearbetat anrikat uran eller torium som utgångsmaterial. I öppna bränslecyklar slutar använt bränsle i sin helhet i slutförvar. I slutna bränslecyklar upparbetas använt bränsle och klyvbara ämnen återanvänds, se Figur 1. En del av det upparbetade bränslet utgörs av olika plutonium-isotoper. Även om plutonium från kommersiellt reaktorbränsle inte har samma isotopsammansättning som idealt vapenplutonium kan det användas för tillverkning av kärnladdningar. I den slutna cykeln uppstår också radioaktivt avfall eftersom klyvningsprodukter inte kan användas i nytt bränsle. Dessa är de kortsiktigt mest strålande.

En annan typ av avfall är de icke-klyvbara transuraner som har en mer långlivade. Det finns förhoppningar att dessa skall kunna hanteras med så kallad transmutation. Kostnaderna sådana bränslesystem framstår idag som höga.

De slutna systemen är redan dyrare än öppna men förbättrar bränsleutnyttningen avsevärt. Om kostnaderna för energi skulle stiga kraftigt skulle sådana system dock kunna vara lönsamma då uranresurserna inte räcker för öppna system.



Figur 1 Generaliserad kärnbränslecykel. Vid en öppen cykel går radioaktivt avfall från reaktorn direkt till lagring. Vid en slutna cykel upparbetas och återanvänds använt bränsle.

2.1 Från uran till slutförvar av avfall

2.1.1 Idag sker ingen uranbrytning i Sverige

Uran är en tungmetall och därmed giftig, men den är i sig endast svagt radioaktiv. Som resultat av urans radioaktiva sönderfall uppstår radon-222 som är radioaktiv. I dåligt ventilerade utrymmen kan radonet samlas och därmed leda till en betydligt ökad lungcancerrisk. Uran förekommer i Sverige både i urberget och i alunskiffer, där det senare förekommer i stora volymer i olika regioner. Idag sker ingen uranbrytning i Sverige, men flera aktörer har ansökt om prospekteringstillstånd och/eller genomför prospekteringar i framförallt norra Sverige. Statens geologiska undersökning (SGU) är ansvarig myndighet för Bergstaten som är den myndighet i Sverige som beslutar om tillstånd för prospektering. Under åren 2008-2010¹ har 59 prospekteringstillstånd beviljats där uran har uppgivits som förstahandintresse att jämföra med 68 tillstånd år 2007, 22 år 2006 och 30 år 2005.

2.1.2 De flesta reaktorer behöver anrikat uran

För de flesta reaktorerna i drift behövs anrikat uran. Kraftföretaget köper natururan och upphandlar anrikning. Anrikning för kommersiella ändamål sker i nuläget på ett fåtal ställen i världen. Alla länder med atomvapen har egna anrikningsanläggningar. Naturlig förekommande uran består av två isotoper, uran-235 och det tyngre uran-238, där bara den förstnämnda går att använda för klyvningsändamål, medan den senare utgör den klart större andelen med cirka 99,3 procent.

2.1.3 I Sverige finns lättvattenreaktorer

Kärnkraften bygger på att fissionsprodukterna av exempelvis uran väger mindre än utgångsmaterialet. Enligt Einsteins berömda formel, $E=mc^2$, frigörs denna skillnad i massa i form av energi. Det går inte att i förväg säga exakt vilka delar av utgångsmaterialet som kommer att klyvas.

I Sverige finns det så kallade kokvattenreaktorer (BWR) och tryckvattenreaktorer (PWR). Båda dessa typer är lättvattenreaktorer (LWR). EPR (European Pressurized Reactor) är tredje generationens PWR.

2.1.4 Det finns ingen godkänd anläggning för slutförvar av använt bränsle

Vid kärnfissionen uppstår både låg-, mellan- och högradioaktiva substanser. Det uttjänta bränslet består för det mesta av uran, (95 procent, därav 0,5 – 0,8 procent uran-235), cirka en procent plutonium, 0,1 procent högre actinider såsom americium, neptunium etcetera samt tre – fem procent fissionsprodukter. Globalt uppstår årligen cirka 8 000 ton eller 2 400 m³ radioaktivt avfall. Elproduktion med

¹ Bergstaten. 2010-06-16

en 1600 MWe kärnkraftreaktor (såsom EPR i Finland) producerar årligen ett par hundra m³ låg- och medelaktivt avfall samt ungefär 30 ton använt kärnbränsle.²

Ännu finns ingen godkänd anläggning för slutförvar av använt bränsle i västvärlden. Längst på vägen har man kommit i USA, Finland och Sverige, men IAEA räknar inte med en lösning i dessa länder förrän tidigast 2020. I väntan på ett fungerande slutförvar lagras istället uttjänta kärnbränslen ofta i vattenbassänger vid reaktorerna.

Däremot finns flera förvar för annat radioaktivt avfall från kärnkraftverk. Några av dessa, såsom det i Forsmark klassas som slutförvar. I några fall, såsom Asseförvaret i Tyskland, övervägs nu att till kostnader på flera miljarder Euro ta upp avfallet för att sedan åter placera det i förvar med bättre säkerhetssystem.

2.1.5 Sverige har en öppen bränslecykel

Enligt Svensk kärnbränslehantering (SKB) producerar en svensk kärnreaktor mellan 15 och 25 ton avfall varje år. Kärnbränslet i en reaktor, bränsleelementen, är efter 4-5 års användning i reaktorhärden förbrukade. Därför byts varje år 20-25 av bränslet i alla svenska reaktorer. I Sverige, USA, Korea, Spanien och andra länder förvaras uttjänt bränsle vid en eller flera kärnkraftsanläggningar. I Sverige lagras uttjänt bränsle vid Clab (Centralt mellanlager för använt kärnbränsle och högaktiva reaktordelar) som togs i drift 1985 i Oskarshamn. Tillståndshavare är SKB. Tillståndet gäller tillsvidare. Utöver detta finns markförvar för lågaktivt avfall vid kärnkraftverken.

2.1.6 Det finns länder som återvinner plutonium ur förbrukade bränslestavar

Några länder, bland annat Storbritannien, Frankrike och Ryssland återvinner plutonium ur förbrukade bränslestavar för att tillverka nya stavar. Här återstår dock ändå en hel del högradioaktiva substanser med lång halveringstid som måste tas om hand. I Frankrike har det funnits planer på att ha en sluten bränslecykel som kombinerar lättvattenreaktorer av EPR typ med briderreaktorer. Den enda briderreaktorn i drift stängdes slutligen emellertid 2010 och det finns inga planer på att bygga en ny.

2.1.7 Transmutation kan göra att mängden långlivat kärnavfall reduceras

I framtiden kan transmutation leda till att mängden långlivat kärnavfall reduceras avsevärt. I några laboratorier pågår försök med olika tekniker för omvandling av långlivade radioaktiva isotoper till isotoper med kortare halveringstid.³

² Elforsk 2007

³ Nordic Energy, januari 2008.

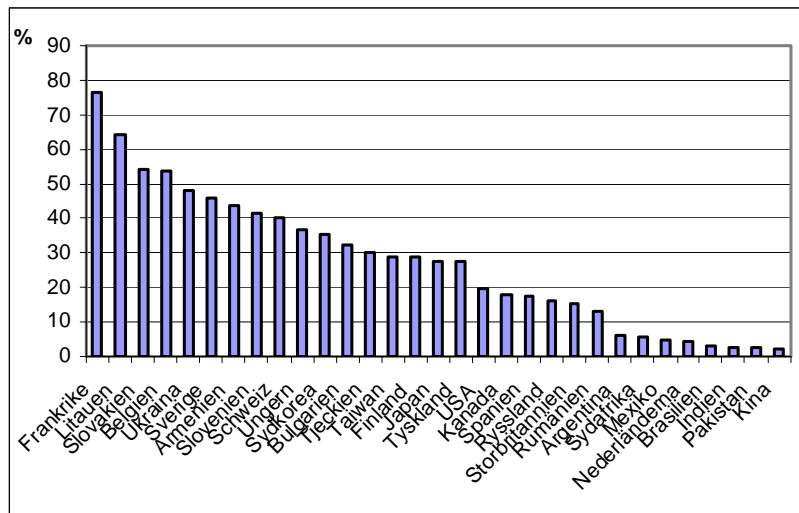
3 Nuläget och framtid

Den globala installerade nettoeffekten för kärnkraft i början av 2010 var drygt 370 GWe fördelat över 436 kärnkraftsanläggningar. Den genomsnittliga tillgängligheten för kärnkraft var ungefär 82 procent globalt mellan 2006 och 2008. Under samma period var den svenska tillgängligheten nästan 84 procent. Den svenska tillgängligheten har fallit. 2009 var den svenska tillgängligheten sämre än någonsin tidigare. Få reaktorer är under konstruktion men fler planeras.

3.1 Statistik

Enligt IAEA (2008a) låg kärnkraftens andel av den globala elproduktionen år 2007 på 14,2 procent, med 2 608,2 TWh. Detta en tillbakagång med två till tre procent jämfört med åren mellan 1986 och 2006 när andelen brukade ligga stadigt mellan 16 och 17 procent. I OECD-länderna finns 346 kärnreaktorer i drift. Dessa reaktorer stod år 2007 för 21,6 procent av elproduktionen i OECD-länderna.

Kärnkraftens andel av den globala elproduktionen visas i figur 2. Bilden visar hur användningen av kärnkraft varierar globalt. Frankrike är det land med den största andelen kärnkraftsel. Sverige hamnar på plats sex, men har mest kärnkraftproduktion per capita. Litauens har gått från att ha högst andel kärnkraft till att helt ha avvecklat sin kärnkraft.⁴

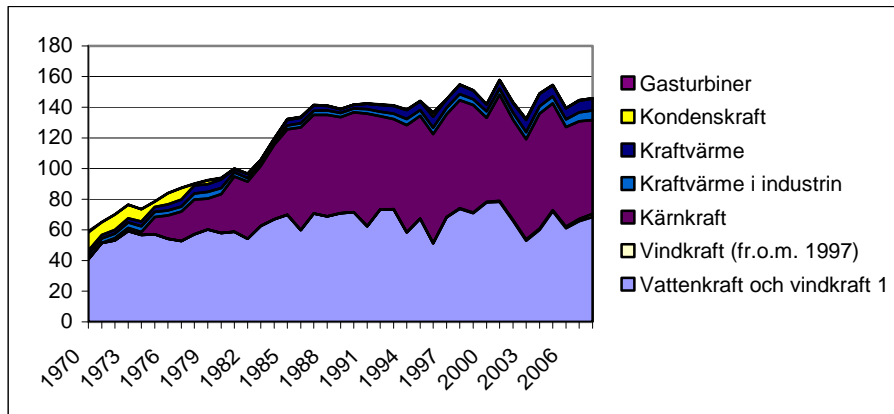


Figur 2 Kärnkraftens andel av elproduktionen i respektive land

Källa: IAEA (2008a)

⁴ Eur-Lex, 2003

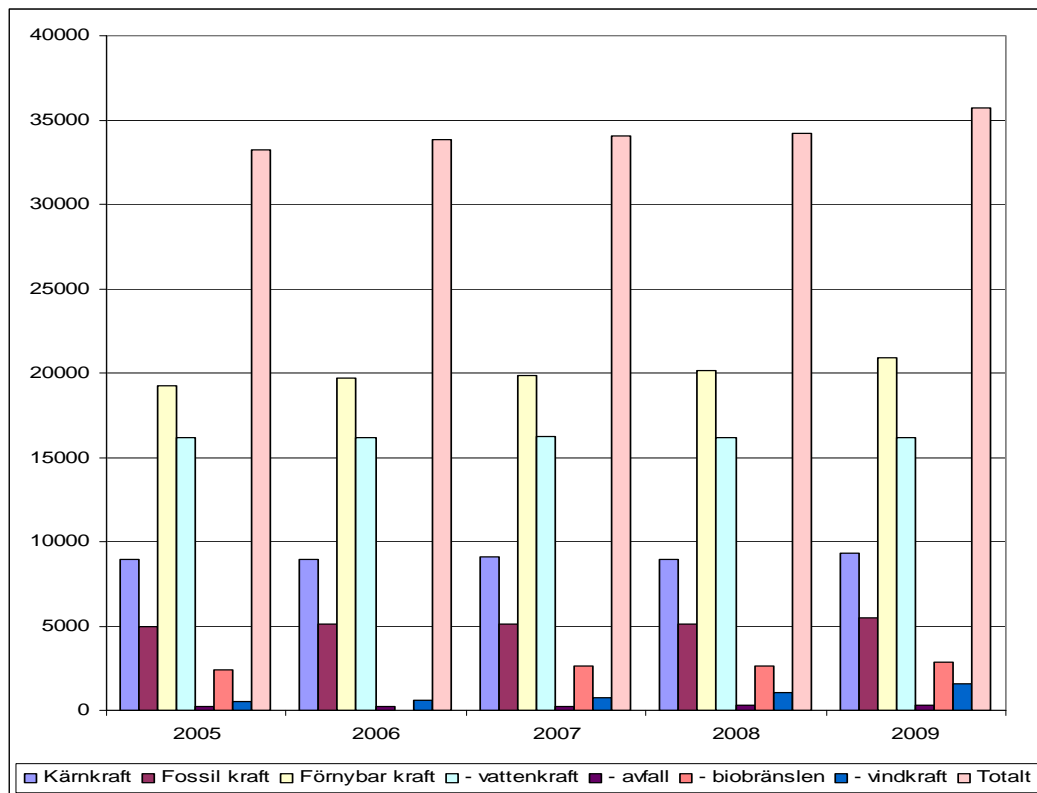
Den svenska elmixen består framförallt av kärnkraft och vattenkraft (figur 3). Kärnkraften har svarat för mellan 40 och 50% av elproduktionen sedan reaktorer 3 i Oskarshamn togs i drift 1985, men var 2009 bara 36% av Sveriges elkonsumtion.



Figur 3 Elproduktion per kraftslag i Sverige

Källa: Energiläget 2009

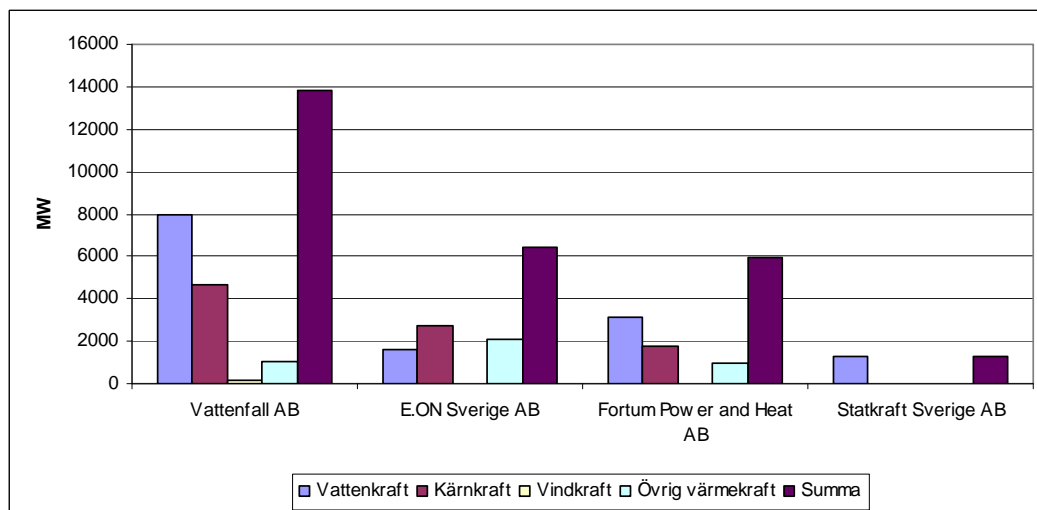
Bilden kompletteras med figur 4 som visar installerad effekt per kraftslag. Här ligger kärnkraften betydligt lägre än vattenkraften. Detta kompenseras av att kärnkraftverk ofta går nära maximal effekt under en stor del av året medan elproduktion från vattenkraft producerar när det finns en efterfrågan på el.



Figur 4 Installerad elproduktionskapacitet per kraftslag i Sverige

Källa: Baserad på Svensk Energi (2010, 2009, 2008, 2007, 2006)

Bryter man ner kraftslagen efter producent, enligt figur 5, så ser man att statliga Vattenfall är den överlägset största producenten av kärnkraftsel i Sverige.

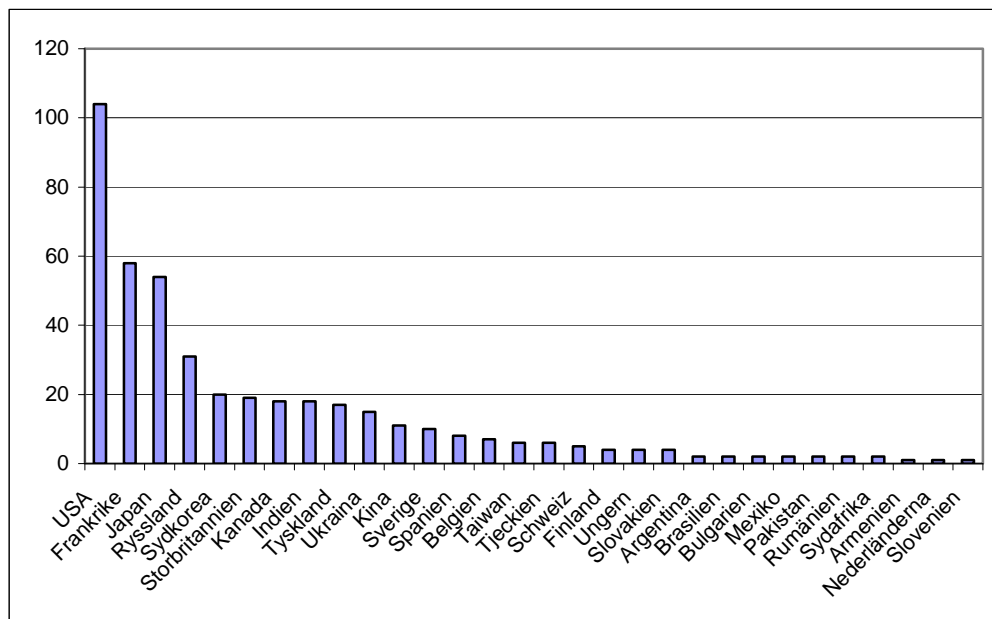


Figur 5 De fyra största svenska elproducenternas installerade elproduktionskapacitet per kraftslag per 1 januari 2010

Källa: Svensk Energi (2010)

3.1.1 436 anläggningar var i drift i februari 2010

Enligt IAEA (PRIS)⁵ var 436 kärnkraftsanläggningar jorden runt i drift i februari 2010, med en total installerad nettoeffekt på 372 GWe. Av dessa anläggningar befinner sig 343 i OECD-länder där reaktorer finns i Belgien, Finland, Frankrike, Japan, Kanada, Mexiko, Nederländerna, Schweiz, Slovakien, Spanien, Storbritannien, Sydkorea, Sverige, Tjeckien, Tyskland, Ungern och USA. De flesta reaktorerna är mellan 21 och 28 år gamla. Den äldsta reaktorn i drift är Oldbury 1 i Gloucestershire Storbritannien som är 41 år gammal.

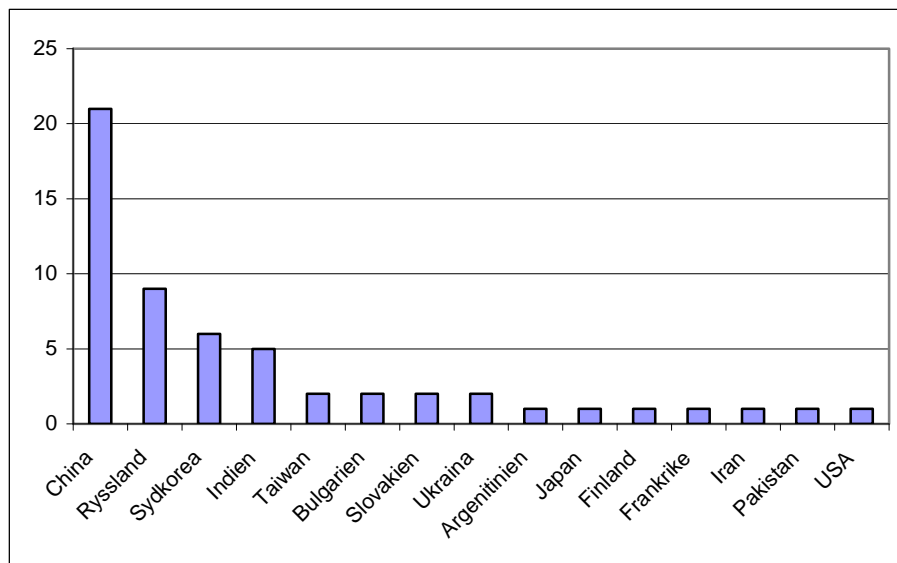


Figur 6 Kärnreaktorer i drift globalt i februari 2010

Källa: IAEA PRIS

Figur 7 visar att det finns 56 reaktorer under byggnation 2010 med en sammanlagd kapacitet på 51,8 GWe, varav 14 i OECD-länder med sammanlagd kapacitet på 14,2 GWe.

⁵ <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>



Figur 7 Antal reaktorer under byggnation i februari 2010⁶

Källa: PRIS

Tabell 1 sammanställer de kommersiella reaktorer som innehar, eller har innehaft, tillstånd i Sverige. Samtliga tillstånd för innehav och drift av kärnkraftreaktorer gäller tillsvidare utan någon begränsning i tiden. För flertalet reaktorer gäller dock som villkor för tillståndet att de ska genomgå en särskild säkerhetskontroll år 2010.

Tabell 1 Kommersiella kärnreaktorer i Sverige 2010⁷

Reaktor	Typ av reaktor	Effekt brutto/ netto	Startår	Ägare
Forsmark 1	Kokvattenreaktor	1 006 MW	1980	Forsmarks Kraftgrupp AB ⁸
Forsmark	Kokvattenreaktor	1 006 MW	1981	Forsmarks Kraftgrupp AB
Forsmark 3	Kokvattenreaktor	1 200 MW	1981	Forsmarks Kraftgrupp AB
Oskarshamn 1	Kokvattenreaktor	495 MW	1972	OKG AB ⁹
Oskarshamn 2	Kokvattenreaktor	630 MW	1975	OKG AB
Oskarshamn 3	Kokvattenreaktor	1200 MW	1985	OKG AB
Ringhals 1	Kokvattenreaktor	860 MW	1976	Ringhals AB ¹⁰
Ringhals 2	Tryckvattenreaktor	917 MW	1975	Ringhals AB
Ringhals 3	Tryckvattenreaktor	960 MW	1981	Ringhals AB
Ringhals 4	Tryckvattenreaktor	960 MW	1983	Ringhals AB

⁶ Byggstarten på Watts Bar reaktorn i USA är 1972-12-01 och reaktorn låg i malpåse till 2007. Bygget återupptogs den 15 oktober 2007

⁷ SSM, 2010-06-16, SKI 2008-05-01 samt SvE (2010)

⁸ Vattenfall 66 %, Mellansvensk Kraftgrupp 25,5 % (Fortum Power Generation 87,7 %, Skellefteå Kraft 7,7 %, E.ON kärnkraft Sverige 5,3 %), E.ON kärnkraft Sverige 8,5 %

⁹ E.ON kärnkraft Sverige 54,5 %, Fortum 45,5 %

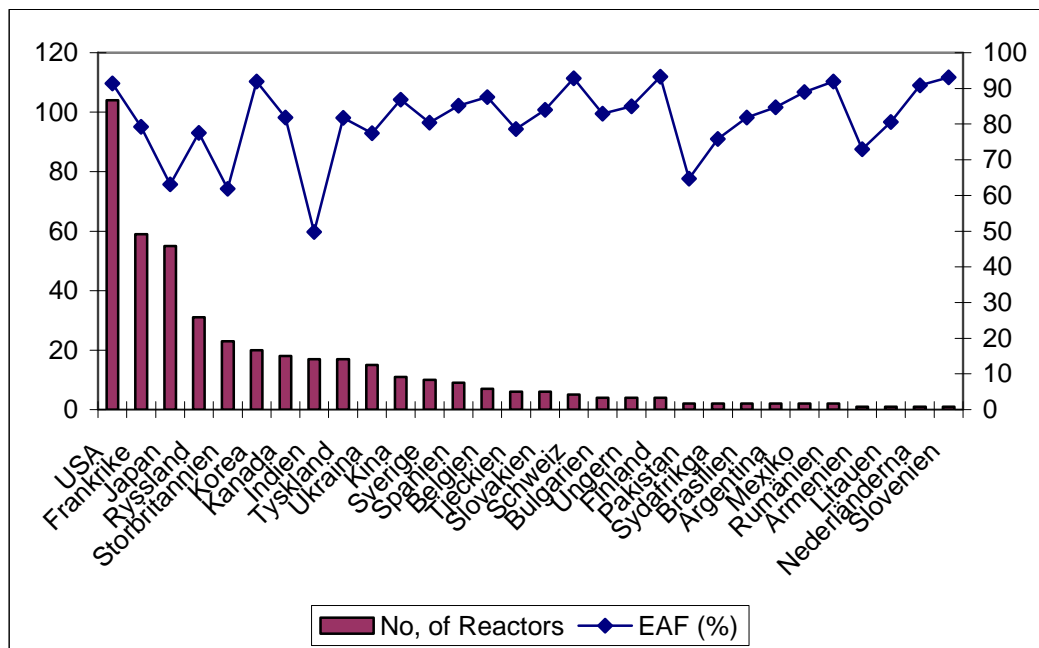
¹⁰ Vattenfall 70,4 %, E.ON kärnkraft Sverige 29,6 %

Därutöver innehar Studsvik AB (drift av reaktorer, laboratorier m.m.) och AB SVAFO (drift av avfallsanläggningar) tillstånd för ett flertal forskningsreaktorer och kärntekniska anläggningar i Studsvik:

- R2-reaktorn: test- och forskningsreaktor på 50 MW termisk effekt, stängd 2005.
- R2-0-reaktorn: forskningsreaktor på 1 MW termisk effekt, stängd 2005.
- Laboratorier för tester och undersökningar av kärnbränsle, neutronbestrålning m.m.
- Avfallsanläggningar.

3.1.2 Finland har högst tillgänglighet

Figur 8 visar kärnkraftens tillgänglighet för varje land som genomsnitt av åren 2005–2007. Högst tillgänglighet har Finland med 94,3 procent och lägst har Indien med 57,3 procent. Det globala genomsnittet låg för dessa år på 82,2 procent. Figuren visar tydligt att det inte finns något samband mellan hur många reaktorer som finns i ett land och tillgängligheten. Den svenska kärnkraften ligger strax över genomsnittet med en tillgänglighet på 83,8 procent. Vad som inte syns är att utvecklingen för den svenska kärnkraften har varit fallande från 91,2 procent år 2004 ner till 80,9 procent år 2007.

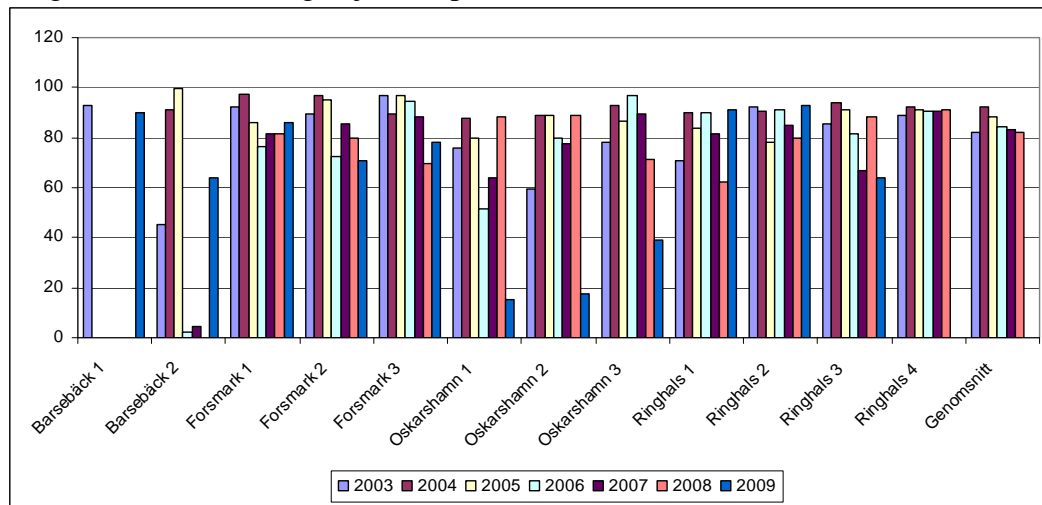


Figur 8 Kärnkraftens tillgänglighet under perioden 2006-2008

Källa: IAEA PRIS 2010-02-01

Som figur 9 visar existerar stora skillnader i tillgängligheten mellan de olika svenska reaktorer. Högst genomsnittsproduktion under perioden 2003–2007 hade de två nyaste reaktorer: Forsmark 3 med 93,1 procent och Ringhals 3 med

90,8 procent. Medan Oskarshamn 1, den äldsta reaktorn i drift, endast når upp till 71,7 procent. Intressant är också variationerna under året för varje reaktor där bara Ringhals 3 har en tämligen jämn elproduktion.



Figur 9 Den svenska kärnkraftens tillgänglighet uppdelad efter reaktor 2003-2009.

källa: Svensk Energi (2010)

3.1.3 Vilka typer av reaktorer finns och vem levererar?

Kärnkraftsindustrin har utvecklats från att ha många, nationella leverantörer till en industri med ett fåtal multinationella företag. Som ett resultat av ett antal sammanslagningar har en massiv minskning av antalet leverantörer på marknaden skett sedan 1980-talet. IEA (2008 a) visar utvecklingen från tretton leverantörer under 1980-talet till fem leverantörsgrupper av nio typer¹¹ av kärnreaktorer år 2007. Idag finns fyra stora leverantörsgrupper på den internationella marknaden, därtill kommer den kanadensiska, koreanska, kinesiska CNNC och den indiska NPCIL som bara verkar i respektive land. Sedan figuren togs fram har Siemens tillkännagivit att man avser att lämna samarbetet med Framatom inom ramen för Areva, där Siemens är minoritetsägare med drygt 30 procent, och strax därefter annonserade Siemens ett samarbete med ryska Rosatom.

De reaktorer som just nu finns tillgänglig för leverans är så kallade "generation 3" eller delvis "3+". Vidareutvecklingen med 3+ har framförallt medfört ett utvecklat säkerhetssystem där de flesta reaktortyper litar på säkerhetssystem där man utnyttjar naturliga fenomen som gravitation, kondensation och naturliga flöden. Undantaget är Arevas EPR (European Pressurized Reactor) som fortfarande bygger på redundans. Gemensamt för de reaktorer som erbjuds idag är att de är

¹¹ AP600/AP1000: Advanced Passive PWR (600/1000MW(e)); EPR: European Pressurized Water Reactor; ABWR: Advanced Boiling Water Reactor; ESBWR: Economic Simplified Boiling Water Reactor; APR 1400: Advanced Power Reactor 1400; OPR 1000: Optimized Power Reactor 1000; ACR: Advanced Candu Reactor; ECR: Enhanced Candu Reactor; WWER: Vodo-Vodyanoi Energeticheskoy Reactor; US APWR: US Advanced Pressurized Water Reactor; DHIC: Doosan Heavy Industry Company; AEP: Atomenergoprojekt

stora, med en effekt på 1 000 - 1 650 MW, och att man försökt reducera kapitalkostnaderna och förkorta byggtiderna.

3.1.4 Kärnkraften står inför betydande utmaningar

Kärnkraftsindustrin står, om den åter skall börja ge ett betydande bidrag till utbyggnaden av elproduktionen i världen, inför stora utmaningar. Många år av dålig konkurrenskraft och få order har gjort att den har liten kapacitet. 2008 startades för första gången sedan 1950-talet ingen enda reaktor någonstans i världen.

Den bristande leveransförmågan ger höga kostnader och svårigheter att klara leveranstider, vilket bygget av reaktorn Olkiluoto 3 har illustrerat.

Nedan redovisas en del av dessa utmaningar:

Tillverkningsinfrastrukturen¹²

- Begränsad kapacitet för storskalig framställning av stora stålkomponenter såsom reaktorkärl.
- För att upprätthålla säkerhetsnivån är kvalitetskraven på materialet är högre än för andra stora projekt, särskilt avseende betong, stålets kvalitet, svetsningar etcetera.
- Endast ett fåtal leverantörer av kärnreaktorer på marknaden.

Brist på utbildad arbetskraft

- Expansionen begränsas av brist på kärnkraftsingenjörer, universiteten har utbildat få då arbetsmarknaden länge varit liten.
- Kvalificerade byggarbetare som kan möta kvalitetskraven på byggnationen saknas.
- Personal med strålskyddskompetens för arbete i driftsverksamheten behöver utbildas.
- Övervakningsmyndigheterna saknar personal för att möta behovet från en utökad kärnkraft.

Kostnader och finansiering

- Erfarenheter från senaste decenniernas projekt gör att tillgången på privat kapital är lågt.
- Risk för fördröjningar leder till högre lånekostnader/räntor.
- Ökade lånekostnader medför att återbetalningstiderna för investeringskostnaderna varierar lokalt
- Det stora kapitalbehovet för att bygga en kärnkraftsreaktor exkluderar mindre bolag som inte klarar av så höga investeringar.
- Stigande kostnader som följd av stigande råvarupriser, brister i tillverkningsinfrastrukturen samt bristen på utbildad arbetskraft, vilket slår särskilt hårt för projekt med höga initiala investeringskostnader såsom kärnkraft.

¹² Prognos 2009.

- Kärnreaktorer löper en betydande marknadsrisk på konkurrensutsatta elmarknader där elproduktion med låga marginal-kostnader kan pressa priserna under lång tid.

Geopolitiken

- Icke spridningsavtalet begränsar tillgången till kärnkraft för nya länder.
- För att kunna förbättra tillgången till anrikat uran behövs en bättre global marknad.
- Bränslehanteringen är sårbar och kan behöva kontrolleras av en okursumperbar, internationell myndighet.

Den offentliga opinionen

- Sverige är ett av de länder där kärnkraften har starkast opinionsstöd i EU. Men även detta stöd skulle minska vid ett reaktorhaveri.
- Hanteringen av kärnavfall och brytning av uran har lokala effekter som väcker lokalt motstånd.

Hantering av kärnavfall

- Inget land har än så länge ett fungerande system för slutförvar av använt bränsle.
- Frågan om ett slutet eller en öppet bränslesystem besvaras olika i olika länder.
- Transmutation kan bidra till mindre långlivat avfall. Men transmutation kan ge nya utmaningar med ökad hantering av kortlivade radioaktiva ämnen.

Ekonomiska kostnadsrisker

- Reaktorolyckor innebär också en ekonomisk risk. Dels kan det politiska skyddet mot olyckors kostnader visa sig svalt. Kravet att moderbolaget BP skulle deponera 20 miljarder dollar för olyckan i Mexikanska Golfen är ett exempel på hur aktiebolagskonstruktioner inte är pålitliga.
- Skadeståndsrisker som rör hälsoeffekter av rutinutsläpp framstår som oroande efter en serie rapporter visar cancerrisker kring kärntekniska anläggningar som kan förklaras om radioaktiva föroreningar visar större effekter än externbestrålning.
- Kostnader för rivning och avfall som kan visa sig stora om de inte kan skjutas upp eller undvikas för moderbolagen.

Schweiziska Prognos har analyserat hur realistiska prognoser av NEA, IEA och andra prognosmakare är, med särskilt fokus på NEA:s prognoser (Prognos, 2009). Baserad på denna analys framträder olika flaskhalsar som hindrar kärnkraften från att utvecklas i den takt som prognosmakarna tror. Bedömningen är att kärnkraftens återkomst får vänta till år 2030 och framtill dess kommer kärnkraftsproduktionen att minska med 22 procent till år 2020 och 29 procent till år 2030 jämfört med mars 2009.

Man har identifierat flaskhalsar som begränsar kärnkraftens utveckling inom fem huvudområden: industriell infrastruktur, bränsletillförsel, energimarknaders utveckling, finansiering och övriga begränsningar.

IEA (2008) citerar NEI och DTI (2007) avseende begränsningar på tillverknings sidan:

- Globalt finns bara ett japanskt företag som kan utföra de nödvändiga stora svetsningar som behövs för reaktorkärnen, Japan Steel Works¹³.
- Möjliga begränsningar i tillgången på ventiler, värmeväxlare och pumpar för användning i kärnreaktorer.
- Tillgången till stora byggkranar för reaktorbyggen är begränsad, ett problem som man delar med den storskaliga vindkraften.
- Det finns få tillverkare av transformatorer för stora generatorer.
- Få tillverkare av stora dieselgeneratorer som nödströmaggregat för snabbstängning och kylning av härden.
- Tillgången till svavelhexafluorid (SF₆) som isoleringsmedium i högspänningsutrustning. Ämnet är samtidigt en högeffektiv växthusgas.

SKI studerade behovet av kvalificerad personal 2001 och behovet bedömdes då vara ytterligare ett 50-tal personer per år inom strategiska kärntekniska områden. SKI bedömde 2008 att det var en underskattning, särskilt mot bakgrund av pågående effekthöjningar. Man ansåg dock att det i utbildningssystemet finns tillräcklig kapacitet för att klara av detta förhöjda behov.¹⁴

Ett bidrag till utbildningskapaciteten är Svenskt Kärntekniskt Centrum (SKC) som startades 1993 med finansiering från kärnkraftsindustrin vid KTH. Men SKC stödjer även forskning vid Chalmers och Uppsala universitet. I Hofvander m.fl. (2008) hänvisar SSI till kommentarer från industrins sida som indikerar svårigheter att få tag i kvalificerad personal. Detta är dock ett problem som tillståndshavare för kärnteknisk verksamhet har ansvar för att lösa.

3.1.5 Få planerade reaktorer i västra Europa

Förutom den finska reaktorn i Olkiluoto Finland och Flamanville i Frankrike finns i dagsläget inga påbörjade nybyggnationer i västra Europa. Ansökan till Olkiluoto kom in 2000 och kraftverket antas vara färdigt i slutet av 2012 istället för 2009 som var planerat.¹⁵ Prövningen av miljöeffekter skedde redan innan projektets start, under perioden 1998–2000. När reaktorn står klar har processen fram till färdigställandet tagit minst 13 år.

Den finska regeringen fattade i april 2010¹⁶ beslutet att ge tillstånd till två nya reaktorer, TVO:s Olkiluoto 4 och Fennovoimareaktorn i antingen Pyhäjoki eller i Simo. Fortum fick däremot avslag med motiveringen att den producerade elen

¹³ Produktionskapacitet enligt Prognos 2009 fyra reaktorkärn, men ska byggas ut till tolv år 2012

¹⁴ SKI (2008)

¹⁵ TVO 2010-06-18

¹⁶ Huvudstadsbladet, 2009-04-21

skulle säljas på elbörsen istället för, som i de andra två fallen, direkt till industriella intressen. Beslutet måste dock bekräftas av den finska riksdagen.

Flamanville blir Frankrikes 60:e reaktor och EDF planerar en fortsatt utbyggnad av kärnkraften, respektive ersättning av gamla reaktorer, med politiskt stöd från den franska regeringen.

I Schweiz har ATEL i juni 2008, genom helägda Kärnkraftverk Niederramt AG, lämnat in en ansökan om ett generellt tillstånd för en ny LWR reaktor i Niederramt kanton Solothurn på 1,100 MWe som skulle kunna tas i drift 2020.¹⁷ Eventuella nya reaktortillstånd skulle förmodligen bli föremål för folkomröstningar.

I Storbritannien har en utredning kommit fram till att landet kommer att lida av effektbrist i framtiden, då gamla reaktorer successivt tas ur bruk. Därför har man bjudit in företag att komma in med ansökningar för nya kärnreaktorer samtidigt som man satsar massivt på framförallt havsbaserad vindkraft. Man hoppas på att den första nya reaktorn kan tas i bruk kring 2020. Än så länge har man i Storbritannien endast sålt mark för uppförandet av kärnkraftsanläggningar och Health and Safety Executive har påbörjat en godkännandeprocess för olika typer av reaktorer som ska vara avslutad i juli 2011¹⁸. Efter valet 2010 bildades en koalitionsregering av Tories (kärnkraftsvänliga) och Liberaldemokraterna (som tenderar att vara emot kärnkraft).

I Spanien togs 2006 beslutet att avveckla kärnkraften. 2008 beslutade regeringen dock att tillåta fortsatt användning av kärnkraftverken för resten av den planerade livstiden på 40 år. Det påverkar Santa Maria de Garoña - anläggningen som skulle ha stängts 2009, men som nu får vara kvar i drift fram till 2013.¹⁹

I Italien avvecklades kärnkraften efter en folkomröstning 1987. I december 2007 tillkännagav ENEL att man är beredd att bygga ny kärnkraft om den italienska regeringen skulle ändra sin ståndpunkt. Den italienska regeringen antog 2010 en ny förordning som ska kunna öppna för ny kärnkraft i landet. Både italienska Enel och franska EDF har sagt sig vara intresserade av bygga fyra kärnkraftverk i Italien.

I Nederländerna finns en reaktor i kommersiell drift. Kraftföretaget Delta har tillkännagivit planer på att bygga en andra reaktor i Borssele på mellan 1000 och 1600 MWe.²⁰ Delta har påbörjat miljöprövningen. Platsen uppges kunna användas för upp till 5 000 MWe elproduktion. Delta förväntar sig att tillståndet beviljas någon gång under 2010.

¹⁷ NucNet 10 juni 2008

¹⁸ WNN, 17 February 2010, Questions on AP1000 structures

¹⁹ http://www.csn.es/index.php?option=com_content&view=article&id=12766&Itemid=386&lang=es, 2010-06-30

²⁰ NucNet 2008-09-10

Några av de nya medlemmarna i EU är intresserade av att bygga ny kärnkraft

I några av de nya EU-medlemsländerna Rumänien, Bulgarien och Slovakien, är man intresserad av att bygga ny kärnkraft, eller att bygga färdigt påbörjade men aldrig färdigställda reaktorer. Rumänien räknar med färdigställandet av två nya reaktorer vid Cernavoda 2015; Bulgarien siktar på att färdigställa den första av två nya reaktorer vid Belene 2014²¹. I januari 2008 slöts ett avtal med ryska Atomstroyexport och Bulgariens nationella elbolag för bygget av två VVR-1000 reaktor vid Belene och grundarbeten påbörjades i september 2008.²² Sedan dess har tyska RWE dragit sig ur projektet och den bulgariska regeringen fick medge att finansieringen hade blivit ett problem. Samtidigt försöker man förlänga drifttiden för de existerande anläggningarna Kozloduj 5 och 6, tvärtemot överenskommelsen med EU i samband med Bulgariens EU-inträde. I Slovakien bygger Enel färdig två kraftstationer i Mochovce, med sammanlagd effekt på 880 MW, av den ryska typen VVER 440/V213 som ska vara igång 2012–2013 och ersätta Bohunice 2²³. I Tjeckien förbereder kraftbolaget CEZ en ansökan om miljöprövning för en femte kärnreaktor vid den redan existerande anläggningen i Dukovany.

I USA finns planer på cirka 30 nya reaktorer

I USA har stora elproducenter tillkännagivit planer på att bygga drygt 30 nya reaktorer under de närmaste åren. Än så länge har man bara ansökt om platstillstånd (site licences) i liten utsträckning. Den 16 februari 2010 annonserade president Obama att man ska ge kreditgarantier på 8,3 miljarder USD för uppförandet av en ny kärnkraftsanläggning bestående av två reaktorer vid Vogtle anläggningen i Burke County i Georgia. I Kanada planerar Bruce power två nya reaktorer i Nanticoke, Ontario och andra ersättnings- och nybyggnationer är under utredning.

Kina och Ryssland har planer på att bygga fler reaktorer

Marocko planerar också för två nya reaktorer i samband med landets rapportering enligt Köpenhamnvalet.²⁴

I många andra länder diskuteras det om byggnationer, men det är oklart hur många av dessa planer som kommer att förverkligas. Kina och Ryssland har långtgående planer på att bygga fler reaktorer. I Kina befann sig 23 nya reaktorer under byggnation i februari 2010, jämfört med 12 vid slutet av 2008, och fler är planerade.

3.1.6 Teknisk utveckling gör att bränsleeffektiviteten kan öka

Reaktortyperna som finns för leverans nu tillhör generation III eller I och är lättvattenreaktorer av typen tryckvatten eller av kokvattentyp, och är de typer som

²¹ Den 16/07-2008 gav Bulgariens regering tillstånd till uppförandet av två reaktorer vid Belene. (Esmark/ Vattenfall 2008-07-23)

²² NucNet, 2008-09-08.

²³ EUobserver.com, 2008-07-16, EU commission under fire over Slovak nuclear project

²⁴ WNN, 2 februari 2010

har överlevt kommersiellt. Under de närmaste 20–25 åren är det förmodligen reaktorer av generation III som kommer att byggas.

Bridreaktorerna är den teknik som Frankrike ämnar satsa på igen i framtiden. Teoretiskt kan dessa reaktorer generera mer bränsle än de själva förbrukar och reaktorerna kan användas för att använda upparbetat kärnbränsle från lättvattenreaktorer. Därmed skulle mängden långlivat, använt bränsle minska, bränsleeffektiviteten öka och uranförsörjningen inte vara en relevant begränsning. Det utvecklas också andra nya och nygamla reaktortyper. Syftet är att ta fram mindre reaktorer till lägre kostnader. Man försöker även öka säkerheten. Man försöker minska risken för och konsekvenserna av en härdsmläta. Bland annat genom att minska sårbarheten för terroristattacker, flygangrepp mm. Man söker också tekniska lösningar som minskar risken för spridning av vapenuran eller plutonium. Dessutom pågår utveckling för att använda tillfälliga elöverskott eller höga temperaturer för att lagra energi och producera drivmedel, såsom vätgas.²⁵

Generation IV International Forum (GIF) är ett samarbete mellan Argentina, Brasilien, Kanada, Sydkorea, Kina, Storbritannien, Euratom, Frankrike, Japan, Ryssland, Sydafrika, Schweiz och USA för att få fram nya reaktortyper med de ovan beskrivna förbättringarna tills 2030, eller helst tidigare. GIF har bestämt sig att studera följande typer närmare:

- Gas-Cooled Fast Reactor (GFR)
- Very-High-Temperature Reactor (VHTR)
- Supercritical-Water-Cooled Reactor (SCWR)
- Sodium-Cooled Fast Reactor (SFR)
- Lead-Cooled Fast Reactor (LFR)
- Molten Salt Reactor (MSR)

²⁵ Se platts insight november, nordisk energi

Tabell 2 Översikt över några viktiga egenskaper hos reaktorer av generation IV Källa: DOE 2003 baserad på GIF (2002)

	Neutron spektrum	Köldmedel	Temp (°C)	Tryck*	Bränsle	Bränsle-cykel	Effekt (MWe)	Produktion
Gas-cooled fast reactors	Snabb	Helium	850	Hög	U-238 +	Sluten	288	El Vätgas
Lead-cooled fast reactors	Snabb	Pb-Bi	550–800	Låg	U-238 +	Sluten, regional	50–150** 300–400 1200	El Vätgas
Saltsmält-reaktorer	Epitermisk	Fluorsalt	700–800	Låg	UF i salt	Sluten	1000	El Vätgas
Sodium-cooled fast reactors	Snabb	Natrium	550	Låg	U-238 & MOX	Sluten	150–500 500–1500	El
Supercritical water-cooled reactors	Termisk eller snabb	Vatten	510–550	Mycket högt	UO ₂	Öppen (termisk) Sluten (snabb)	1500	El
Very high temperature gas reactors	Termisk	Helium	1000	Högt	UO ₂	Öppen	250	Vätgas El

4 Kostnader för nybyggnation

Investeringskostnaderna för att bygga nya reaktorer är höga men drifts- och underhållskostnaderna är relativt låga i jämförelse med elproduktion med bränslen. I ett system med utsläppshandel ökar kärnkraftens konkurrenskraft gentemot fossila alternativ. Rapporten diskuterar de olika antaganden som påverkar bilden av kärnkraftens kostnader starkt och leder till en stor spridning av de uppskattade kostnaderna för kärnkraftsel.

Parametrar som måste beaktas vid investeringar i nya kraftanläggningar är:

- Livslängd
- Avskrivningstid
- Kapitalkostnader/räntekostnader och kassaflödesbegränsningar
- Kostnader för utökad överföringskapacitet
- Drift- och underhållskostnader
- Byggbkostnader (kostnader för hela bygget inklusive kyltorn, infrastruktur, underjordiska byggen etcetera)
- Byggtiden och relaterade kassaflöden
- Skatter och avgifter
- Kostnader för anslutning till elnätet
- Kostnader för säkerhet
- Administrativa kostnader
- Kostnaderna för rivning
- Ersättnings- och uppgraderingskostnader under livstiden
- Kostnader för projektering och tillstånd
- Bränslekostnader
- Avfallshanteringens kostnader

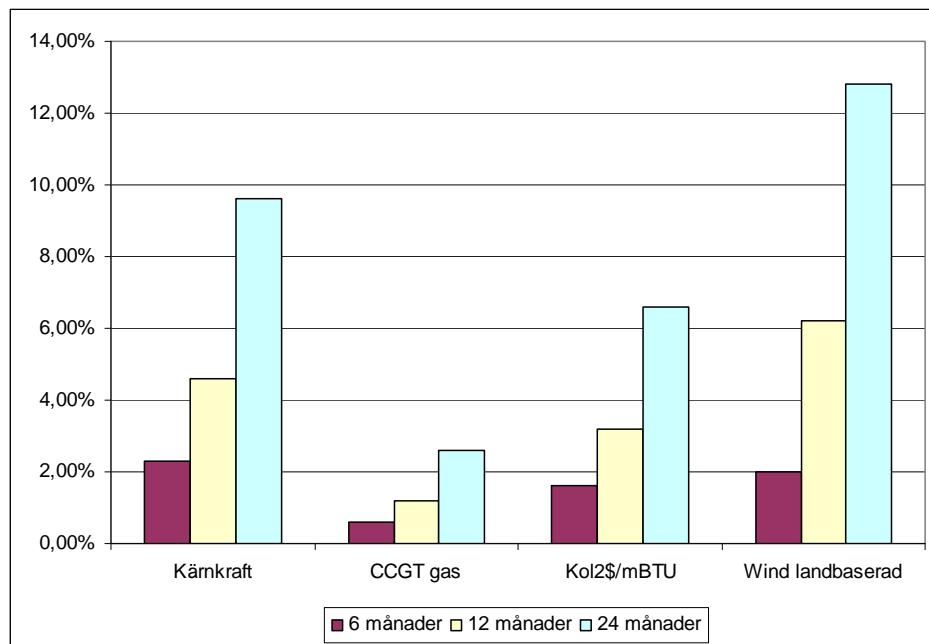
4.1 Analyser av kostnader

Det finns en del analyser av kostnader för investeringar i ny kraftproduktion, både från vetenskapligt håll och från andra såsom miljörelser, finansiella analytiker (t.ex. Moodys) samt myndigheter och departement. I denna rapport refereras enbart studier utförda under 2000-talet. Alla studier lider av olika begränsningar och det är inte alltid tydligt vad som tas med i beräkningarna av kostnaderna. En viktig parameter som i sig starkt påverkar resultaten är valet av diskonteringsränta.

4.1.1 Byggtiden är en viktig faktor

Byggtiden är en annan viktig faktor, vilket inte minst visat sig i fallet med Olkiluoto 3. IEA(2006) och MIT (2003) räknar med fem år, en siffra som verkar något låg om man betraktar Olkiluoto 3. Finon och Roques (2008) beskriver

problematiken med att få stora projekt färdiga i tid. Kostnadseffekterna av fördröjningar i byggnationen visas i figur 1.



Figur 10 Kostnadseffekter av byggförseningar (6.7% WACC)

Källa: Baserad på Finon och Roques (2008)

I de flesta studier uppskattas en livstid på 40 år för kärnkraftsanläggningarna. Med den livstiden bortser man ifrån att även äldre kraftverk, efter investeringar i moderniseringar, nu antas leverera el i 60 år. Nya anläggningar antas kunna producera mellan 60 och upp till 100 år.

4.1.2 Investeringarna i Sverige för att uppgradera befintliga reaktorer är de mest ambitiösa i världen

I de reaktorer som finns idag satsar man nu på att öka effekten och förlänga drifttiden. Man anser att det finns säkerhetsmarginaler i systemen som är tillräckliga för att produktionen skall kunna ökas.

De stora investeringar som görs i Sverige för att uppgradera befintliga reaktorer är de mest ambitiösa i världen av detta slag. De framstod som mycket lönsamma då de beslutades, men med de problem och förseningar man drabbats av under de senaste åren är slutsatsen inte längre självklar.

Livstidsförlängande investeringar är intressanta för alla elverk med höga kostnader för den initiala investeringen, som i storskalig solkraft, vindkraft, vattenkraft och kärnkraft.

För kärnkraftverken tillkommer en ytterligare stor vinst med att förlänga livstiden, som man delar med gamla oljeraffinaderier och en del andra företag. Genom att

förlänga driften skjuter man upp en stor rivningskostnad. Dessa anläggningar kan alltså drivas vidare även om driften sker med förlust, så länge vinsten av att skjuta upp den stora rivningskostnaden är större.

4.1.3 Tillgänglighet är en annan viktig faktor

Tillgängligheten är en annan faktor. I Finland ligger den över 90 procent medan MIT (2003) och IEA antar maximalt 85 procent. Hög tillgänglighet är naturligtvis inte gratis, men å andra sidan medför hög tillgänglighet högre intäkter från elförsäljning. Ju högre elpriset är, allt annat lika, desto dyrare får underhållskostnaderna vara.

Dessutom är det en ägarfråga, äger en industri som är högt beroende av avbrottsfri elförsörjning en reaktor så ser kalkylen annorlunda ut än om ett kraftbolag äger en reaktor. Var exakt den optimala tillgängligheten ligger beror alltså på sammanhanget. Spridningen bland befintliga anläggningar är stor.

Viktig i sammanhanget är att tillgängligheten under inkörfaserna på cirka ett år är betydligt lägre, vilket får större genomslag i nuvärdesberäkningar med en högre diskonteringsränta.

Även med hög tillgänglighet kan lönsamheten försämrats om utnyttjandegraden begränsas av att en stor andel intermittent elproduktion till låga rörliga kostnader, till exempel vindkraft, pressar priset så att reaktorerna konkurreras ut.

4.1.4 Kostnaderna för hela bränslecykeln måste beaktas

Kostnaderna för att producera el med kärnkraft består inte bara av kostnaderna för att bygga en eller flera reaktorer, utan egentligen måste kostnaderna för hela bränslecykeln beaktas. De flesta studierna avser bara nybyggnationen av en kärnreaktor, endast MIT(2003) tar ett större grepp om frågan. I jämförelse med andra typer av elproduktion har kärnreaktorer en väldigt speciell kostnadsstruktur ("front loaded") eftersom de största kostnaderna uppstår vid själva bygget, som dessutom tar relativt lång tid, medan driften är tämligen billig. Rivnings- och avfallskostnaderna är också stora. Därför ökar lönsamheten kraftigt för ägarna för varje år de kan fortsätta att driva sina fullt avskrivna anläggningar.

Nya kärnkraftverk måste betraktas i relation till alternativen, samt den institutionella omgivningen i respektive land. Varje land har sitt eget skattesystem, sin egen lagstiftning avseende kostnaderna för kärnavfallshantering, försäkringar mot olyckor etcetera, vilket gör det omöjligt att göra kostnadsberäkningar som blir globalt gällande. Detta förtydligas bland annat i IEA (2005). Dessutom skiljer sig elmarknadsstrukturen samt efterfrågeutvecklingen åt från land till land.

Utöver detta belastas elproduktion från fossila energibärare (respektive gynnas icke-fossila produktionssätt såsom kärnkraften) i Europa av utsläppsrättshandelsystemet, medan motsvarande system saknas i länder utanför

Europa. Framtiden hos detta system har betydelse för kärnkraftens globala utveckling. Under tiden som kärnkraftsreaktorerna kan drivas är utsläppen av växthusgaser låga. Flera studier har genomförts angående kärnkraftens totala utsläpp av växthusgaser under hela livscykeln, med ganska liknande resultat²⁶.

Alla sätt att producera el påverkas av råvarupriser och andra insatsvaror, dock i olika utsträckning. Kärnkraften liksom sol- och vindkraften påverkas mest eftersom den är så kapitalintensiv, medan bränslekostnaderna är låga, eller i sol- och vindkraftens fall noll.

En annan effekt som kan spela in är lärlurvor²⁷. Många av de anläggningar som byggs nu skiljer sig åt från tidigare anläggningar. Det innebär att byggkostnaderna möjligtvis sjunker i den takt som erfarenheterna ökar. Men det finns också en brist av erfarna projektledare, vilket gör att erfarenheterna av att koordinera sådana storprojekt måste förvärfas på nytt. Som tidigare nämnts har den låga investeringstakten även inneburit att utbildningstakten av nya kärnkraftingenjörer och annan specialistpersonal har minskat, samtidigt som den äldre generationen gått i pension.

De stora industriella satsningarna på reaktorindustriell utveckling under utbyggnaden i USA och Frankrike har studerats av Koomey & Hultman (2007) respektive Grubler (2009). Dessa studier visar att istället för den förväntade lärlurvan med sjunkande kostnader uppvisade reaktorindustrin i dessa länder istället ökande kostnader.

Kärnkraftselens kostnader påverkas starkt av valet av diskonteringsränta eftersom investeringskostnaderna som uppstår under de första åren är höga medan drift- och underhållskostnader inklusive bränslekostnader som anfaller under livstiden är relativt låga. Diskonteringsräntan är ett mått på investerarens tidspreferens, ju högre ränta desto snabbare vill investeraren få tillbaka sina pengar och desto tyngre väger utgifter och inkomster som ligger nära i tiden, jämfört med utgifter, och i kärnkraftens fall intäkter, som ligger längre fram i tiden.

4.1.5 Finansieringen är en viktig fråga just nu

En annan viktig fråga just nu, som dock nödvändigtvis inte behöver innebära något problem i det långa loppet, är finansieringen av kärnkraftsprojekt. Det är oklart i vilken utsträckning banker och internationella investerare kan tänkas låna ut pengar till kärnreaktorbyggen, särskilt med bakgrund av finanskrisen och lågkonjunkturen. På sikt kan kärnkraften påverkas av finanskrisen om det internationella finanssystemet räddas genom att tillgången till kapital för stora riskabla investeringar begränsas och/eller fördyras mycket, jämfört med läget innan sommaren 2008. Förebilder som Olkiluoto 3 eller Flamanville är mycket speciella, i den ena fallet är det energiintensiva industrier och andra förbrukare

²⁶ Se till exempel Koch (2001), Tokimatsu m.fl. (2006), Lenzen (2008).

²⁷ Konceptet är väl dokumenterad i litteraturen men lärlurvorna är svåra att belägga i verkligheten.

som bidrar, och i det andra fallet är det nästintill en monopolist med statligt stöd som står för kostnaderna.

4.2 Byggnation

Vad kostar då en ny reaktor? Det finns många beräkningar men få verkliga siffror. Därför är det i ett första steg viktigt att bilda sig en uppfattning om de verkliga kostnaderna för reaktorer under byggnation.

I Elforsk (2007) citeras uppgifter från de tre stora reaktortillverkarna General Electric, Westinghouse och Areva. Investeringarna i ny kärnkraft för generation-III uppskattas där till följande:

- 1600 USD/kWe för Areva 1600 MWe EPR (stora serier)
- 2000 USD/kWe för Areva 1600 MWe EPR (små serier)
- 1850 USD/kWe för General Electric 1350 MWe ABWR
- 1600 USD/kWe för General Electric 1500 MWe ESBWR
- 1500–1800 USD/kWe för Westinghouse AP-1000 MWe (4–6 enheter)

Dessa uppgifter kan dock i dagens läge ses som föråldrade, särskilt Arevas uppgifter bör ses som något optimistiska.

EDF uppgav år 2006 följande siffror för EPR reaktorn i Flamanville: 1600 MWe, livstid 60 år, utnyttjningsgrad 91 procent, investeringskostnad 3,3 miljarder EUR i 2005-års priser.²⁸ Areva sålde Oliluoto 3 nyckelfärdig för tre miljarder EUR. Reaktorn skulle tas i drift 2009 men är i skrivande stund försenad och antas gå i drift 2013. Finska Yle (2010) uppger att Areva har reserverad ytterligare 400 miljoner EUR efter att Areva tidigare uppgav att Olkiluoto 3 leder till förluster på 2,3 miljarder EUR.²⁹ Sammanlagd skulle byggkostnaderna därmed hamnar på ungefär 6 miljarder kronor. Areva ska dessutom uppföra två reaktorer i Guangdong provinsen i Kina, ett avtal värd cirka åtta miljarder EUR.³⁰

Atels reaktor i Schweiz³¹ på 1100–1600 MWe beräknades 2008 kosta sex till sju miljarder SFr (4,5 miljarder EUR) och vara färdig 2020.

I framförallt den amerikanska litteraturen brukar så kallade ”overnight-costs” uppges, i USD/ kWe. Detta är kostnader för ett nybygge relaterad till kraftverkets elektriska effekt i kWe. Dessa kostnader varierar mellan 2 000 USD/kWe och 6 000 USD/kWe.³² Du och Parsons (2009) uppskattar kostnaderna till 4 000 USD/kW(e) i 2007 års priser. I OECD (2010) uppges 5 862,86 USD/kWe som maximal värde och 1 556,40 USD/kWe med 4 079,33 USD/kWe som medelvärde för OECD länder.

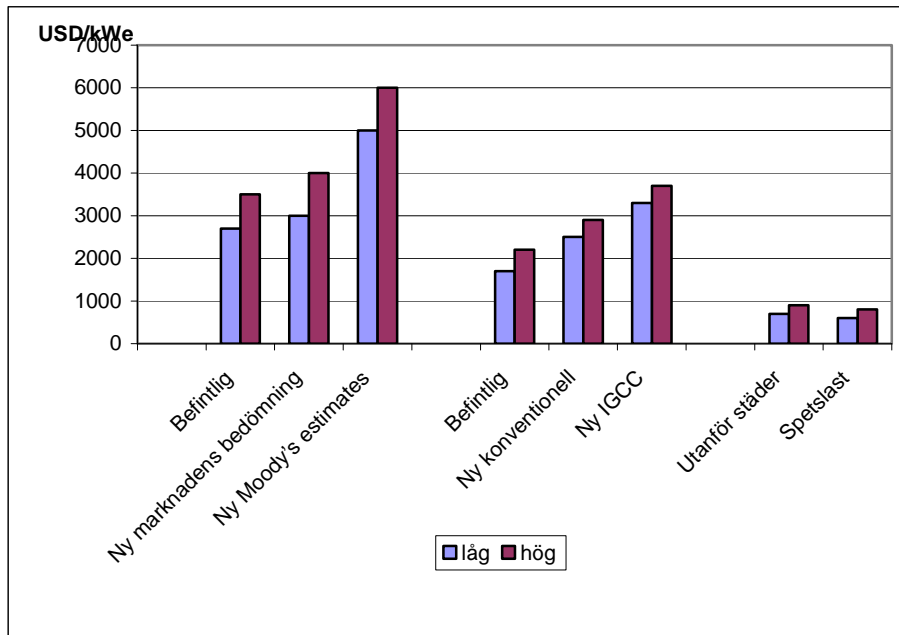
²⁸ Pressmeddelande EDF 2006-05-04 refererad i Joskow (2006)

²⁹ Svenska.yle.fi (20100624)

³⁰ NucNet, 2007-11-26

³¹ NucNet 10 juni 2008

³² Moodys (2007)



Figur 11 Estimerade kostnader för kraftproduktion USD/kWh

Källa: Moodys 2007

4.3 Produktionskostnader

Produktionskostnader består av driftskostnader, underhållskostnader (DoU) och bränslekostnader.

4.3.1 Bränslekostnader uppstår allt eftersom bränslet förbrukas

Bränslekostnader omfattar kostnader som uppstår allt eftersom bränslet förbrukas när el produceras. Här ingår kostnaderna för uran, konvertering, anrikning, produktion av bränslestavar, lagring, transport minus eventuellt återförsäljningsvärde. Byte av bränslestavar sker i en cykel på mellan 18 och 24 månader i vanliga kok- eller tryckvattenreaktorer.

Bränslekostnader motsvarar mindre än en tredjedel av de totala produktionskostnaderna för kärnkraft. För gas-, olje- och kolkraftverk är motsvarande siffra över 75 procent av de totala produktionskostnaderna. För svenska kärnkraftverk får man från årsredovisningarna för 2007 produktionskostnader på cirka 18,5 öre/kWh (Forsmark), cirka 20 öre/kWh (Ringhals) och 23,7 öre/kWh (21,3 öre/kWh) för Oskarshamn.

NEI (2008a) uppskattar dessa kostnader för en 1 000 MW reaktor till omkring 40 miljoner USD per år. De genomsnittliga bränslekostnaderna för en amerikansk kärnreaktor låg 2007 på 0,0047 USD/kWh (3,18 öre/kWh).³³

³³<http://www.nei.org/resourcesandstats/documentlibrary/reliableandaffordableenergy/graphicsandcharts/monthlyfuelcosttouselectricutilities/>

Vid exempelvis Oskarshamn byts varje år en femtedel av härden ut mot nytt bränsle. Det förbrukades 47 ton uran år 2007 för en total elproduktion (tre reaktorer) på drygt 16 TWh (15,398 exklusive egenförbrukning), man får alltså ut ungefär 340 GWh/ton uran. Bränslekostnaderna låg på totalt 300 miljoner kronor, eller 1,875 öre/kWh. Bränslekostnaden för Olkiluoto 3 beräknas till 0,35 US cents/kWh (2,4 öre/kWh eller 2,7 EUR/MWh), baserat på ett uranpris på 30 USD/lb U₃O₈. Uranpriset har legat relativt stilla i ett intervall mellan 8 och 12 USD/lb, för att öka år 2003 till cirka 100 USD/lb. Därefter har uranpriset fallit ända ner till 45 USD/lb. Uranprisets andel av de totala kostnaderna är dock begränsad. Råvaran utgör bara en liten del av totalkostnaderna och det totala elpriset. Enligt Elforsk (2007) räknar man med att ett ökat uranpris med 20 USD/lb U₃O₈ resulterar i en ökning av bränslekostnaden med endast 0,1 US cents/kWh, från nivån 0,35–0,45 US cents/kWh. Stigande uranpriser kan kraftverken dessutom bemöta med en höjning av utbränningen.

4.3.2 Drifts- och underhållskostnader (DoU) är årliga kostnader)

Här avses de årliga kostnader för drift, förvaltning, underhåll och service inklusive arbete, material, lagstadgade avgifter etcetera. De genomsnittliga DoU för en amerikansk kärnreaktor låg 2007 på 1,29 US cents/kWh (8,72 öre/kWh)³⁴. DoU för exempelvis Oskarshamn låg år 2007 på ungefär 9,4 öre/kWh (beräknad på kraftleveranser exklusive kärnkraftskatt och kostnader för kärnkraftens restprodukter). I Elforsk (2007) uppges DoU till ungefär 10–12 öre/kWh baserat på uppgifter från bl.a. kärnkraftföretagens årsberättelser.

4.4 Rivning

Vid slutet av en kärnkraftsanläggnings livstid återstår, förutom hantering av restprodukter, även rivning av själva anläggningen, vilket är dyrt och tidskrävande. Beräkningar redovisade i WEC (2005) visar att kostnader för en rivning ligger på mellan 320 och 420 USD/kWe.

Enligt brittiska National Audit Office (2008) beräknas kostnader för en rivning av de 19 gamla brittiska reaktorer uppgå till över 80 miljarder EUR. Enligt god redovisningssed borde kärnkraftsägarna ha avsatt och fortsatt avsätta pengar för rivningen, redan när reaktorerna gick i drift för över 30 år sedan. För en nybyggnation idag betyder detta att kostnader uppstår först om 60 år. Räknar man upp denna summa med en inflation på två procent och en diskonteringsränta på reala åtta procent motsvarar detta ett nuvärde på 2,5 miljarder kronor, eller en årskostnad på 194 miljoner EUR eller 0,15 eurocent/kWh.

³⁴ Årsgenomsnittspriset 1 USD= 6,7607 SEK,
<http://www.riksbank.se/templates/stat.aspx?id=16749>

4.5 Övriga kostnader

I de flesta länder (även i Sverige) är ägarna av kärnkraftverk skyldiga att täcka kostnaderna för kärnavfallshantering, samt att ersätta skador i samband med eventuella olyckor. I USA betalar konsumenterna exempelvis 0,1 US cents/kWh kärnkraft till "Federal Nuclear Waste Fund" för att finansiera slutförvaringsprojektet. Så här långt har 24 miljarder USD samlats in av fonden sedan 1983.

4.5.1 I Sverige finns kärnavfallsfonden

I Sverige existerar en motsvarande fond som i USA, kärnavfallsfonden, sedan 1986. Kärnkraftsföretagen betalar en avgift med ett visst belopp per kWh levererad el. Avgiften täcker både kärnavfallshantering och rivning av anläggningarna.

För att finansiera framtida kostnader för slutförvar av använt kärnbränsle tas en avgift ut som är individuell för varje kärnkraftsanläggning. Dessa avgifter motsvarar cirka 0,7 öre/kWh som ett vägt genomsnitt för svensk kärnkraft från den 1 januari 2008. För kärnkraftsproducerad el tas också ut en avgift på 0,3 öre/kWh enligt den så kallade Studsvikslagen, för att täcka kostnader för Studsviks tidigare verksamhet.

Kärnkraftsföretagen har bildat det gemensamt ägda bolaget Svensk kärnbränslehantering (SKB) för att ta hand om det radioaktiva avfallet. Avgiften befriar dock inte kärnkraftsföretagen från ansvaret ifall att fondens medel inte räcker till. Därför måste reaktorinnehavarna ställa säkerheter till staten – individuella för varje verk – på sammanlagt 10 460 miljoner kronor för år 2008.³⁵

4.5.2 Ny lag ger rätt att ta ut riskavgift

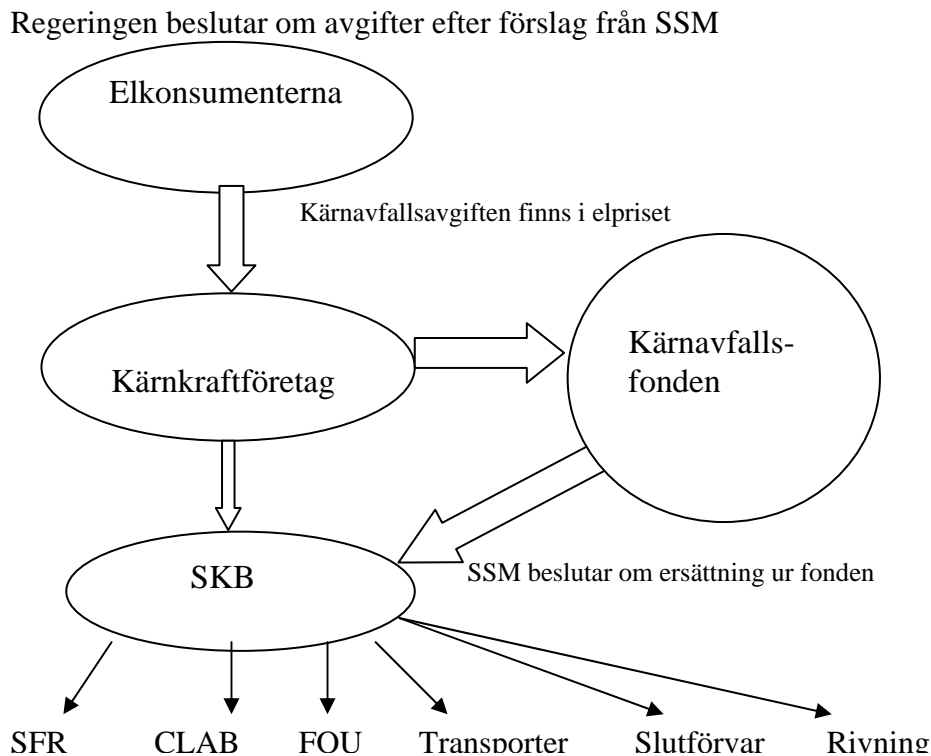
Om det visar sig att en reaktorinnehavare inte kan betala, och fondmedel och säkerheter är otillräckliga, tvingas staten – och därmed skattebetalarna – vara ansvariga för att tillräckliga finansiella medel tillförs. I Sverige har staten för att försäkra sig mot denna risk, sedan den 1 januari 2008 rätt att ta ut en riskavgift från kärnkraftföretagen. Regeringen överlämnade den 21 mars 2006 propositionen Finansieringen av kärnavfallsets slutförvaring till riksdagen (prop. 2005/06:183). I propositionen föreslogs en ny lag om finansiella åtgärder för hantering av kärnavfall. Lagen ersätter två tidigare lagar. Riksdagen beslutade i enlighet med propositionen den 19 maj 2006³⁶.

De som omfattas av den nya lagen är de som har tillstånd att inneha eller driva kärntekniska anläggningar. Anläggningarna ska i sin tur ge upphov till högaktivt kärnavfall som måste slutförvaras under lång tid. I den nya lagen får kärnavfallsavgifter tas ut för de kostnader som omhändertagande av avfall samt

³⁵ Svensk Energi (2008)

³⁶ SFS 2006:647

avveckling och rivning av kärntekniska anläggningar genererar ända till dess avfallet är placerat i slutligt förvar. Avgiftsmedlen skall liksom i dag fonderas och för de belopp som inte täcks av fonden ges förbättrade möjligheter att kräva säkerheter. Processen då avgifter och säkerheter bestäms blir mer flexibel och möjligheterna att hantera den risk som staten bär för kärnavfallskostnaderna förbättras. Lagen trädde i kraft den 1 januari 2008, utom vissa delar som trädde i kraft redan den 1 mars 2007. Förordningen³⁷ till den nya lagen utfärdades den 12 april 2007 och trädde i kraft i vissa delar redan den 15 maj 2007.



Figur 12 Så beslutas om avgifterna för kärnkraftsanläggningar

Källa: efter Kärnavfallsfonden (2010)

Under 2007 betalade Ringhals totalt 1,3 öre och Forsmark total 1,2 öre per producerad kilowattimme till fonden. I Elforsk (2007) uppskattas back-end kostnaderna för Olkiluoto 3 till totalt 1,8 öre/kWh (0,1 för låg- och medelaktivt, 1,2 öre/kWh för omhändertagande av använt kärnbränsle, samt 0,5 öre/kWh för rivning av anläggningen).

4.5.3 Reaktorägarna betalar även en effektskatt

I Sverige betalar reaktorägarna även, utöver de ovan beskrivna avgifterna, en effektskatt. Skatten är beräknad på reaktorernas termiska effekt och därmed oberoende av hur mycket el som produceras. År 2007 betalade OKG 784 miljoner

³⁷ SFS 2007:161

kronor i effektskatt (10 200 kr/MW(t) och månad), 2006 betalade Forsmark 1,1 miljarder kronor och Ringhals betalade 1 340 miljoner kronor i motsvarande skatt.³⁸ En sådan skattekonstruktion ger naturligtvis incitament för att driva reaktorerna så länge som möjligt även om problem upptäcks. Effektskatten uppgår från den 1 januari 2008 till 12 648 kr per MW och månad, vilket i genomsnitt motsvarar cirka 5,5 öre/kWh enligt Svensk Energi (2008). Kärnkraften betalar dessutom en avgift till staten som försäkringspremie. I Sverige betalar vattenkraft och kärnkraft dessutom en särskild fastighetsskatt. Skatten ligger för närvarande på 2,2 procent för vattenkraften och på 0,5 procent av taxeringsvärdet på övrig elproduktion, alltså exempelvis kärnkraftsel. Vindkraften betalar 0,2 procent.

4.5.4 Kostnaden för nödvändig nätutbyggnad bör tas med i kalkylen

Kostnaderna för utbyggnad och anslutning till stamnätet bör inkluderas i kalkylen. I budgetpropositionen hösten 2008 konstateras det exempelvis att: ”Effekthöjningar i kärnkraftverket i Forsmark kommer att medföra investeringsbehov i stamnätet. Totalt bedöms investeringskostnaden till cirka 350 miljoner kronor, varav 30 miljoner kronor beräknas falla ut under treårsperioden. Även effekthöjningar i kärnkraftverket i Oskarshamn kommer att medföra investeringsbehov i stamnätet. Totalt bedöms investeringskostnaden till 270 miljoner kronor, varav cirka 50 miljoner kronor inom treårsperioden.”

4.5.5 Tre typer av försäkringar är aktuella för ett kärnkraftverk

Det finns tre typer av försäkringar som är aktuella för ett kärnkraftverk. Dessa är egendomsförsäkring, avbrottsförsäkring och ansvarsförsäkring.

Egendomsförsäkringen täcker skador på själva anläggningen medan avbrottsförsäkringen innebär att ersättning utgår om ägaren måste köpa ersättningskraft till sina kunder.

Riksdagen fattade 17 juni beslut om att ägare till kärnkraftsreaktorer ska bli obegränsat skadeståndsskyldiga vid kärnkraftsolyckor. Det medför att ett bolags alla tillgångar kan tas i anspråk om det skulle behövas. Bolagen ska också vara skyldiga att ha en försäkring eller annan ekonomisk säkerhet som täcker skadeståndsansvaret upp till 1 200 miljoner euro. Tidigare har detta skadeståndsansvar varit cirka tre miljoner kronor.

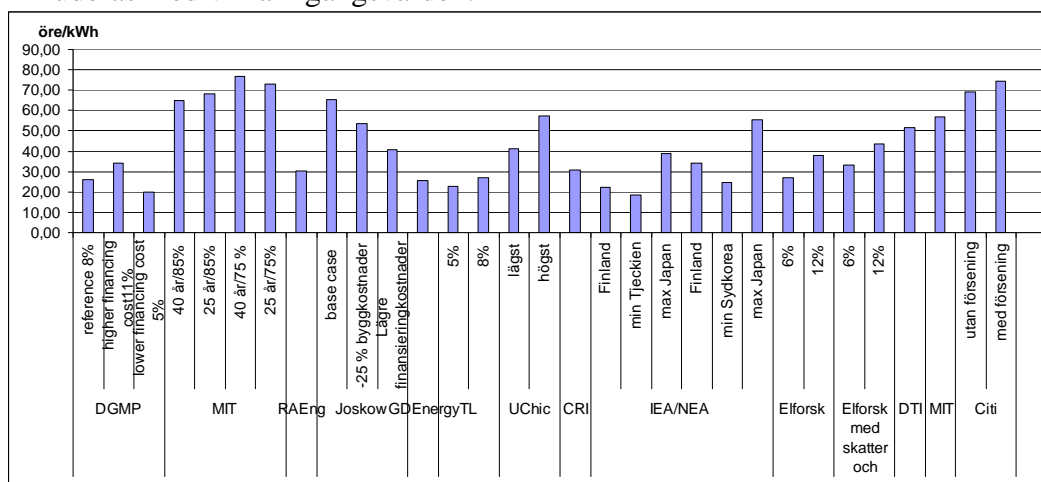
Riksdagens beslut innebär att Sverige tillträder 2004 års ändringsprotokoll till Paris- och tilläggskonventionen om skadeståndsansvar på atomenergiområdet.

4.6 Hur mycket kostar kärnkraftselen?

Figur 13 visar resultaten från ett större antal internationella och svenska studier. Figuren gör tydligt att resultatet i stor utsträckning är beroende av vem som räknar

³⁸ Alla uppgifter om skatter och produktionskostnader för svenska kärnkraftsanläggningar är tagna från respektive kraftverks senaste tillgängliga årsredovisning.

och de underliggande antagandena varierar i stor utsträckning avseende de tre huvudfaktorerna: livstid, (30–60 år), kalkylränta (5–12 procent) och ”overnight-kostnader”³⁹, samt vilka andra kostnader (skatter, infrastruktur etcetera) som inkluderas med vilka ingångsvärden.



Figur 13 Sammanställning av resultat från olika studier (priser omräknade till SEK).⁴⁰ Sorterad efter studiens basår. Använda växelkurser är från samma år som respektive studies priser.⁴¹

Studier baserade på data före 2006–2007 skiljer sig starkt från senare studier eftersom råvarukostnader har stigit raskt under denna tidsperiod och kärnkraften påverkas på grund av sin storskalighet starkt av detta. Å andra sidan föll råvarupriserna under andra halvan av 2008 kraftigt för att sedan klättra uppåt igen. Detta är också en kritik mot IEA (2008), där man använder sig av beräkningar från NEA (2005). Antagligen överskattar dessa beräkningar kärnkraftens utveckling fram till 2050. Antaganden om diskonteringsränta kan också kritiseras både vad gäller nivån och frågan om man använder real eller nominell ränta. Studierna är inte alltid konsistenta i när det gäller reala gentemot nominella räntor och kassaflöden.

Slutligen står det med Olkiluoto 3 klart att kärnkraftsanläggningarna är dyrare än vad som ursprungligen antagits, och tar dessutom längre tid att bygga. Det senare är en invändning mot IEA(2006) och MIT (2003) där en byggtid på 5 år antas. Däremot kan det hävdas att de första modellerna av en ny serie tar längre tid att bygga och därmed förorsakar större kostnader.

³⁹ Overnight cost är de kostnader som uppstår utan ränta om projektet skulle färdigställas över en natt. Om en anläggning på 1 000 MW kostar 40 miljarder kronor så är overnight cost 40 000kr/kWh

⁴⁰ Egen sammanställning baserad på MIT (2003), Du&Parsons (2009), Elforsk (2007), Tarjanne och Luostarinen (2004), DGMP (2005), Joskow (2006), IEA/NEA(2008), Citi (2009), University of Chicago (2004), IEA/NEA/2005)

⁴¹ Flera studier tar fram fler än de presenterade siffror för olika kombinationer av overnight cost, ränta och livstid.

4.7 Risker

Vid planering av nya kärnreaktorer måste hänsyn tas till olika risker (se WEC, 2007) som påverkar investeringen. En del av de nedan beskrivna riskerna är framförallt för så kallade ”merchant”-plants, alltså anläggningar som drivs på en avreglerad marknad med rörliga elpriser. På en reglerad marknad är kraftverksägarna vanligtvis garanterade en viss avkastning eller pris (det finns olika typer av regleringar som inte ska diskuteras i denna rapport).

4.7.1 Marknadsrisken gäller för alla investeringar

Marknadsrisken är inte specifik för kärnkraften, den gäller i slutändan för alla investeringar. I kraftsektorn är marknadsrisken framförallt:

- Elpriser
- Kostnader för utsläppsrätter (i kärnkraftens fall alternativkostnaderna)
- Kostnader för bränsle

I det långa loppet måste alla kraftslag täcka sina långsiktiga marginalkostnader, vilket betyder att man i det korta loppet producerar el även om man bara täcker de kortsiktiga marginalkostnaderna. Det genomsnittliga långsiktiga elpriset måste alltså vara högre eller lika högt som de långsiktiga marginalkostnaderna för att kraftproduktionen ska bära sig. Är detta villkor inte uppfyllt så innebär det att producenten går i konkurs. Det här kan delvis motverkas med långsiktiga kontrakt med energiintensiva företag, vilket dock inte alltid uppskattas av EU:s konkurrensmyndighet.

4.7.2 Politisk risk finns för projekt med lång livslängd

Projekt med lång livslängd är mer exponerade för politiska risker. För investeringar i kärnkraft behövs därför en långsiktighet och förutsägbarhet i politiken och breda överenskommelser som i Finland eller Frankrike. Men även om dessa kriterier är uppfyllda finns alltid risk för oförutsägbara händelser som framtvingar en ändring i politiken. Ett närliggande exempel är en snabb opinionsförändring orsakad av en större kärnkraftsolycka någonstans i världen. Frågor som alltid kommer att finnas är sådana om kärnkraftens säkerhet, nödvändighet etcetera. Kärnkraftens riskbild är i sig svår att bedöma för vanliga människor och politiker, och det är än svårare att göra en rättvis avvägning mellan eventuella risker och de faktiska möjligheter som kärnkraften erbjuder. Människans benägenhet att överskatta små risker och att underskatta stora risker är välkänd.

4.7.3 Regleringsrisk påverkar kostnaden

Här samlas olika risker som tillsynsfrågor och andra regleringsrisker men också frågor om tilldelning av utsläppsrätter, samt proceduren för detta. Hit hör också utveckling av skatter för ett kraftslag, exempelvis kärnkraftsskatten, men också tillåtna strålningsnivåer för kärnreaktorer, regler avseende förvar av radioaktivt

avfall etcetera. Alla dess regler påverkar (alternativ-) kostnaderna för kärnkraften, men även för andra kraftslag.

4.7.4 Födröjningar i byggstarten är kostsamma

Ledtiden avser den tiden det tar från att en ansökan lämnas in till byggstart. Miljöprövningar, överklaganden och olika tillståndprocesser tar tid och kan fördröjas mer än förväntat. Dessa fördröjningar är särskilt kostsamma för anläggningar med stora kapitalkostnader i början av livstiden såsom kärnkraften och vindkraften.

5 Försörjningstrygghet

Uran är en begränsad resurs och som andra naturresurser begränsad till ett antal länder. De flesta kärnkraftreaktorerna är även beroende av anrikning av det naturliga uranet. Om en öppen eller sluten kärnbränslecykel används är avgörande för hur länge uranreserverna kommer att räcka och hur kärnkraften kan växa. Med en sluten cykel kommer reserverna räcka länge men samhället måste hantera det plutonium som denna cykel innebär. När det gäller tillgänglighet har ett kärnkraftverk stor tillgänglighet i jämförelse med till exempel vindkraft, men bortfallet blir större vid ett reaktorstopp.

I tider med tilltagande fördelningsstrider om energiresurserna är försörjningstrygghet en viktig aspekt i analys av olika kraftslag. Med försörjningstrygghets avses här elproduktion från kärnkraft, men också om kärnkraften kan bidra till försörjningstrygghet i energisektorn i allmänhet. Olja, kol och gas är precis som uran begränsade resurser, även om många experter är oense om när de väl kommer att ta slut. Konsumtionen av uran ligger för tillfället på 0,08 miljoner ton per år eller sex procent av den globala energianvändningen, och de kända globala reserverna är runt 5,5 miljoner ton. Men minst 10 gånger så mycket uran finns i lager med lägre koncentration. Därtill kommer uran i havsvattnet. I NEA:s nystartade Nuclear Energy Outlook (2008) hävdar författarna att energisäkerheten hos kärnkraften är högre än hos olja eller gas. Dessutom leder urans höga energiinnehåll till att det behövs färre transporter vilket medför en lägre risk för avbrott. Dessutom behövs för lagringen av uran inte lika mycket utrymme som för olja eller andra fossila bränslen.

5.1 Världsmarknaden för uran

År 2009 bröts uran i 17 länder och världsmarknaden dominerades av 18 gruvbolag som 2006 stod för 82,3 procent⁴² av uranbrytningen. Över 80 procent av uranbrytningen är koncentrerad till åtta länder. Utöver de länder där produktion sker idag finns en del länder med större uranreserver.

Marknaden har i många år präglats av ett underskott i brytning, jämfört med förbrukning, av uran. Den här luckan har framförallt fyllts med bränslen ur militära lager. I reala priser sjönk uranpriset under hela 90-talet. Detta som en följd av nedrustningen av atomvapen efter Sovjetunionens fall, vilket skapade ett mycket stort överskott på marknaden när kärnstridspetsarna omvandlades till reaktorbränsle. Denna process är nu avslutad vilket innebär en på nytt ökad efterfrågan på uranmalm. De relativt låga priserna på uran har lett till att den största delen av brytningen har koncentrerats till länder med låga kostnader för brytning såsom Kanada, Australien, Ryssland och Kazakstan. Under senare tid

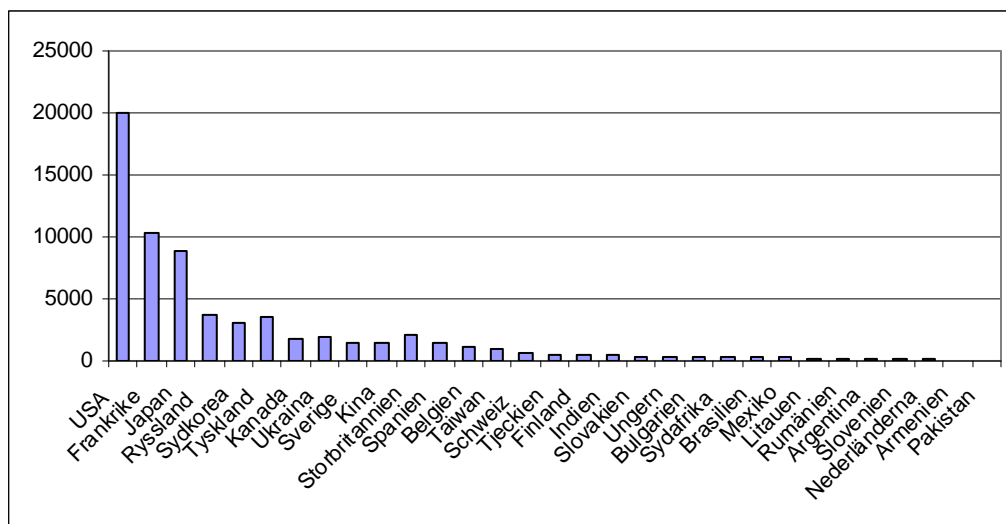
⁴² BGR (2007)

stigande uranpriser har dock inneburit att brytning också blivit lönsam i andra länder.

5.2 Peak Uran?

För att kärnkraft ska vara ett långsiktigt alternativ i elsystemet krävs att tillgången på uran är tillräckligt stor. Ibland framförs uppfattningen, som i Pehnt och Büsgen (2006), att uranreserver endast räcker i några decennier till. Detta är framförallt ett av kärnkraftkritikernas tunga argument. Andra, exempelvis Lefvert (2006), utgår från att reserverna räcker i 1000-tals år.

Hur länge reserverna av uran räcker är starkt beroende av om en öppen eller sluten bränslecykel kommer att användas. I en sluten bränslecykel återanvänds stora delar av bränslet vilket innebär att en omfattande utbyggnad kan ske utan att resursproblem uppstår på lång tid. Används istället en öppen bränslecykel blir utrymmet för en utbyggnad betydligt mindre och dyrare uran- eller toriumresurser behöver tas i anspråk tidigare.



Figur 14 Uranförbrukning år 2007 i ton

Källa: Baserad på WNA

Enligt OECD:s senaste "Uranium Rapport"⁴³ från 2008 uppskattas de konventionella uranreserverna som kan utvinnas till kostnader på mindre än 130 USD/kg uran till 5,5 millioner ton. Det innebär en ökning med 800 000 ton uran jämfört med 2005-års rapport. Ökningen kommer huvudsakligen från Australien, Ryssland, Sydafrika och Ukraina. Att fyndtakten nu ökar är givetvis en funktion av att efterfrågan på uran, och därmed även priserna, är stigande. De nu, även efter ett prisfall historiskt sett, höga uranpriserna har ökat aktiviteten i sökandet efter uran vilket lett till ett ökat antal kända reserver. Storleken på de ännu icke prospekterade tillgångarna som också kan utvinnas för mindre än 130 USD/kg uran beräknas till 7,3 miljoner ton. Därtill uppskattas förekomsten av sannolika,

⁴³ Betecknas också som "red book"

men ännu ej funna fyndigheter, till ytterligare 3,0 miljoner ton. Utvinningskostnaden för denna resurs är ännu okänd.

Till dessa tillgångar, ska läggas även övriga tillgångar från andra urankällor samt torium. Uran förekommer ofta som biprodukter exempelvis vid koppargruvor och utvinning av andra icke-järn metaller, skiffer, brunkol etc. Här beräknas det finnas tio miljoner ton uran. Torium förekommer riktligt och beräknas ge sex miljoner ton. Torium används inte idag, eftersom det ännu inte finns några kommersiella reaktorer baserade på torium i drift. Utvecklingen av toriumbaserade system pågår i Sydafrika, Kina och Indien. Det bör dock beaktas att ett toriumbaserat system ser något annorlunda ut än ett uranbaserat system. och stora investeringar behövs för anrikning, reaktorteknik etcetera.

Sjövatten innehåller också uran men de uppskattade 4 000 miljoner tonen förekommer i väldigt låga koncentrationer, kring 3–4 parts per billion (ppb). Det betyder att 350 000 ton vatten ger ungefär ett kilo uran, vilket gör sjövatten väldigt dyrt som urankälla; kostnaderna beräknas uppgå till cirka 750 USD/kg uran.

5.3 Tillgänglighet

Ett kärnkraftverk har större kapacitetsutnyttjande än vindkraftverk och solceller. Storleken på en reaktor innebär emellertid att konsekvenserna av ett driftstop blir större för elsystemet än om ett vindkraftverk slutar att fungera.

5.4 Ersättning av fossila bränslen

Kärnkraft kan bidra till ersättning av fossila bränslen på flera sätt. Dels genom att ersätta fossila bränslen för direkt elproduktion men också genom att öka den totala elproduktion och därmed möjligheten att använda el för värme och i transportsektorn.

Transportsektorn står inför stora utmaningar med stigande energipriser och striktare begränsningar av de tillåtna utsläppen. Flyget i Europa ska efter 2012 ingå i någon form av system för handel med utsläppsrätter. Inom bilsektorn ser man hybridbilar som en lösning, annan utveckling är rena elbilar eller bilar drivna av bränsleceller. För plug-in-hybridbilar och elbilar behövs en ökning av elproduktionen, allt annat lika. Ifall detta samtidigt inte ska medföra ökade utsläpp så behövs en ökad elproduktion från icke-fossila energikällor såvida denna inte har avskiljning och lagring av växthusgaser. Nya typer av kärnreaktorer arbetar med så höga temperaturer att de kan användas för att framställa vätgas genom termolys istället för genom elektrolys som en biprodukt till elproduktion eller som huvudprodukt med el som biprodukt.

Referenser

- Areva, 2009, Årsredovisningen för året 2009
- BGR, 2007, Kurzstudie Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007,
http://www.bgr.bund.de/cln_101/nn_322848/DE/Themen/Energie/Kernbrennstoffe/kernbrennstoffe_node.html?__nnn=true
- BMWi, Energiedaten, - nationale und internationale Entwicklung,
<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html>
- Capital.fr, 21/5-2008 Areva: les pertes enfelnt en Finlande et joueraient en faveur d'une fusion avec alstom,
<http://www.capital.fr/actualite/Default.asp?source=FI&Numero=68708&Cat=IND>
- Citi, 2009, New Nuclear – The Economy says no.
- DGEMP-DIDEME, 2003, Coûts de reference de la production électrique,
www.industrie.gouv.fr/energie/electric/se_ele_a10.htm, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Emploi, France, December 2003
- Du, Yangbo och John E. Parsons, 2009, Update on the cost of Nuclear Power, MIT Ceepr 09-004
- Echos, Les, echos.fr, Areva : la facture de l'EPR finlandais a dérapé de 1,5 milliard d'euros, <http://www.lesechos.fr/info/energie/4765417-areva---la-facture-de-l-epr-finlandais-a-derape-de-1-5-milliard-d-euros.htm>
- Elforsk, 2007, El från nya anläggningar, Elforsk rapport 07:50
- Elforsk, 2008, Trycksak om elhybrider,
http://www.elforsk.se/anvand/sartryck_hybrid.pdf
- Consejo de Seguridad Nuclear, 2010-06-30,
http://www.csn.es/index.php?option=com_content&view=article&id=12766&Itemid=386&lang=es
- Energimyndigheten, 2009, Energiläget 2009; ET2009_28
- Eur-Lex, 2003 – Official Journal of the European Union, Protocols to the 2003 Treaty of Accession
<http://eurlex.europa.eu/en/treaties/dat/12003T/htm/L2003236EN.093100.htm>
- Finon och Roques, 2008, Contractual and financing arrangements for new nuclear investment in liberalised markets: Which efficient combination?,
http://www.cessa.eu.com/sd_papers/wp/wp2/0207_Finon_Roques.pdf
- Fritsche, Uwe R., 2007, Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung“, Ökoinstitut, Darmstadt
- GIF, 2002, A technology roadmap for generation IV nuclear systems.
<http://www.gen-4.org/PDFs/GenIVRoadmap.pdf>
- Hofvander, Peter, Lars Malmqvist, Maria Lüning, Svante Ernberg, Helén Wijk, Henrik, Efraimsson, Anki Hägg, Karin Fritioff och Anders Wiebert., 2008 Sammanfattande bedömning av strålskyddet vid de kärntekniska anläggningarna i Sverige 2007, SSI rapport 2008:21

- Huvudstadsbladet, 2009-04-21, Två nya kärnkraftverk får byggas
- Huvudstadsbladet, 2008-08-18, Vanhanen skeptisk till två kärnreaktorer,
<http://hbl.fi/text/inrikes/2008/8/18/d16703.php>
- Huvudstadsbladet, 2008-08-27, Notan för Olkiluoto – 4,5 miljarder,
<http://hbl.fi/text/ekonomi/2008/8/28/w17073.php>
- IAEA, 1996, Convention on nuclear safety, <http://www-ns.iaea.org/conventions/nuclear-safety.htm#top>
- IAEA:s, The safety of nuclear installations
- IAEA, 2000, The NSG: Its Origins, Roles and Activities, INFCIRC/539/Rev. 1 (Corr.)
- IAEA, 2005, Torium fuel cycle — Potential benefits and challenges, IAEA-TECDOC-1450
- IAEA, 2008a, Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period to 2030
- IAEA, 2008b, Nuclear technology review 2008.
- IAEA, 2008c, Nuclear safety review for the year 2007
- IEA/NEA, 2005, Projected cost of generating electricity
- IEA, 2006, World energy outlook 2006
- IEA, 2007, World energy outlook 2007
- IEA, 2008, Energy technology perspectives 2008
- IEA, 2009a, Transport, Energy and CO₂
- IEA, 2009b, World E
- IEA/NEA, 2008 Nuclear Energy Outlook (2008)
- IPCC, 2007, Fourth Assessment Report (AR4), Climate Change 2007: Working Group III: Mitigation of Climate Change
- Joskow, Paul L. 2006, The future of nuclear power in the United states: economics and regulatory challenges, CEEPR MIT
- Kärnavfallsfonden, 2010, Årsredovisning 2009
- Koch, Frans H, 2000, Hydropower-Internalised Costs and Externalised Benefits, International Energy Agency(IEA)-Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programmes; Ottawa, Canada
- Koch, Frans H., 2001, Hydropower-Internalised Costs and Externalised Benefits i Externalities and Energy Policy: The Life Cycle Analysis Approach, NEA Paris Workshop Paris 2001, iea.org.
- Koji Tokimatsu, Takanobu Kosugi, Takayoshi Asami, Eric Williams, Yoichi Kaya, 2006, Evaluation of lifecycle CO₂ emissions from the Japanese electric power sector in the 21st century under various nuclear scenarios" Energy Policy, Volume 34, Issue 7, May 2006, Pages 833-852
- Kärnavfallsfonden, 2010, Årsredovisning 2009, <http://www.karnavfallsfonden.se>
- Lenzen, Manfred, 2008, Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review, Energy Conversion and Management 49, 2178–2199
- Lenzen Manfred och Jesper Munksgaard, 2001, Energy and CO₂ analyses of wind turbines – review and applications. Renewable Energy 26(3), 339–62.
- Lenzen Manfred. 1999, Greenhouse gas analysis of solar–thermal electricity generation, Solar Energy; 65(6), 353–68.

Lenzen Manfred, Dey Christopher, Hardy Clarence, Bilek Marcela. Life-cycle energy balance and greenhouse gas emissions of nuclear energy in Australia. Report to the Prime Minister's Uranium Mining, Processing and nuclear energy review (UMPNER),
http://www.isa.org.usyd.edu.au/publications/documents/ISA_Nuclear_Report.pdf, Sydney, Australia: ISA, University of Sydney, 2006

Lefvert, Thomas, 2006, Nuclear Power – its global status and future development, Elforsk rapport 06:24

MIT, 2003, The future of nuclear power,

Moodys, 2007, New Nuclear Generation in the United States: Keeping Options Open vs Addressing An Inevitable Necessity

National Audit Office, 2008, National Audit Office Value for Money Report The Nuclear Decommissioning Authority: Taking forward decommissioning,
http://www.nao.org.uk/publications/nao_reports/07-08/0708238.pdf

NEI, 2008a, The Cost of New Generating Capacity in Perspective, www.nei.org

NucNet 2007-11-26, Areva To Build Two EPRs In China – Talks Start Over Possible Reprocessing Plant, No. 249

NucNet, 2008-06-10, Framework Application Submitted For New Swiss Nuclear Plant, No. 44

NucNet, 2008-09-08, Grounds broken for new Bulgarian units at Belene, No. 103

NucNet, 2008-09-10, Dutch Utility Starts Licensing Process for Proposed New Unit At Borssele

OECD, 2008, Uranium 2007: Resources, production and demand.

OECD. 2010, Projected cost of generating electricity
 Prop. 2005/06:183.
 SFS 2007:161.

Pehnt, Martin och Büsgen, Uwe, 2006, Laufzeitverlängerungen für AKW-Energiepolitisch der falsche Weg, BUND Hintergrund

Platts Insight, February 2009

Price-Anderson Act, 1957

Pris, <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>

Prognos, 2009, A renaissance of nuclear energy? Analysis of the conditions regarding a worldwide expansion of nuclear energy according to the plans of the nuclear industry and various scenarios of the Nuclear Energy Agency of the OECD

RAEng, 2004, The Cost of generating electricity, Study carried out by PB Power for The Royal Academy of Engineering

SCANA och SCE&G, 2008b, UNITED STATES SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION WASHINGTON, D. C. 20549, May 23, 2008, As filed with the Securities and Exchange Commission on August 28, 2008

SKB, http://www.skb.se/Templates/Standard_15078.aspx, 16. juni 2010

SKI, 2008, Fortsatt forskning en förutsättning för tillsynen, SKI Nukleus 2008/1

SFS 1984:3, Kärntekniklagen
<http://www.riksdagen.se/webbnav/index.aspx?nid=3911&bet=1984:3>

Svensk Energi, 2006, Elåret 2005

Svensk Energi, 2007, Elåret 2006

Svensk Energi, 2008, Elåret 2007

Svensk Energi, 2009, Elåret 2008
 Svensk Energi, 2010, Elåret 2009
 Sveriges Riksbank, Årsgenomsnitt på valutakurser,
<http://www.riksbank.se/templates/stat.aspx?id=16749>
 Tarjanne, Risto och Kari Luostarinen, 2004, Competitiveness Comparison of the Electricity Production, Research Report, Lappeenranta University of technology
 TVO, 2008, <http://www.tvo.fi/>
 United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR), 2000, *Sources and Effects of Ionizing Radiation*. Volume I: Sources; Volume II: Effects. United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation, 2000 Report to the General Assembly, with scientific annexes. United Nations sales publication E.00.IX.3 and E.00.IX.4. United Nations, New York, 2000. ANNEX J Exposures and effects of the Chernobyl accident
 University of Chicago, 2004, The economic future of nuclear power A Study Conducted at The University of Chicago
 Vattenfall, 2005, Livscykelanalys, Vattenfalls el i Sverige,
http://www.vattenfall.se/www/vf_se/vf_se/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/196015vatt/815691omxv/819778milj/P0282331.pdf.
 WEC, 2007, The Role of Nuclear Power in Europe
 WNA, 2007, Tokaimura Criticality Accident, <http://www.world-nuclear.org/info/inf37.html>
 WNA, 2010, <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html>, maj 2010
 World Energy Council, 2007, The role of nuclear power in Europe
 World Nuclear News, 2008-09-12, Nuclear gets in the fast lane
 World Nuclear News, 2010-02-02, Nuclear named for Copenhagen reductions
 World Nuclear News, 2010-02-11, UK reactor assessment work contract
 World Nuclear News, 2010-02-17, Questions on AP1000 structures
 Svenska.yle.fi, 20100624, Olkiluoto åter dyrare än väntat

Bilagor

Tabell 3 Kärnreaktorer i drift per land Källa: IAEA (2008a)

	Antal	Total MW(e)	Produktion i TWh	Andel av total elproduktion
Frankrike	59	63 260	420,1	76,8
Litauen	1	1 185	9,1	64,4
Slovakien	5	2 034	14,2	54,3
Belgien	7	5 824	45,9	54
Ukraina	15	13 107	87,2	48,1
Sverige	10	9 014	64,3	46,1
Armenien	1	376	2,3	43,5
Slovenien	1	666	5,4	41,6
Schweiz	5	3 220	26,5	40
Ungern	4	1 829	13,9	36,8
Sydkorea	20	17 451	136,6	35,3
Bulgarien	2	1 906	13,7	32,1
Tjeckien	6	3 619	24,6	30,2
Taiwan	6	4 921	22,5	28,9
Finland	4	2 696	22,5	28,9
Japan	55	47 587	267,3	27,5
Tyskland	17	20 470	133,2	27,3
USA	104	100 582	806,6	19,4
Kanada	18	12 621	88,2	17,7
Spanien	8	7 450	52,7	17,4
Ryssland	31	21 743	148	16
Storbritannien	19	10 222	52,5	15,1
Rumänien	2	1 300	7,1	13
Argentina	2	935	6,7	6,2
Sydafrika	2	1 800	12,6	5,5
Mexiko	2	1 360	9,9	4,6
Nederländerna	1	482	4	4,1
Brasilien	2	1 795	11,7	2,8
Indien	17	3 782	15,8	2,5
Pakistan	2	425	2,3	2,3
Kina	11	8 438	59,3	1,9
	439	372 100		

Tabell 4 Den svenska kärnkraftens tillgänglighet åren 2003-2008 Svensk Energi (2009)

Netto-			Energitillgänglighet							Produktion från idrifttagning	
	Effekt		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	t o m 2009	
Block	MW	I drift	%	%	%	%	%	%			TWh
Barsebäck 1	(600)	1975	92,7								92,7
Barsebäck 2	(600)	1977	45,4	91,1	99,6	2,2	4,6				111,5
Forsmark 1	978	1980	92,1	97,5	85,8	76,5	81,3	81,4	90,1		219,6
Forsmark 2	990	1981	89,2	97	94,9	72,3	85,7	79,7	64,1		198,4
Forsmark 3	1170	1985	96,9	89,4	96,6	94,3	88,2	69,7	86,1		219,6
Oskarshamn 1	473	1972	75,7	87,6	79,8	51,3	64,1	88,3	70,5		92,0
Oskarshamn 2	624	1974	59,4	89,1	88,7	79,7	77,7	88,7	77,9		143,0
Oskarshamn 3	1400	1985	77,9	93	86,5	96,7	89,5	71,4	15,2		207,4
Ringhals 1	855	1976	70,5	90,1	84	89,8	81,4	62	17,4		166,7
Ringhals 2	866	1975	92,4	90,4	78,3	91,4	85	79,6	39,1		182,7
Ringhals 3	1051	1981	85,3	93,9	91,1	81,6	66,7	88,5	91,3		180,2
Ringhals 4	935	1983	89,1	92	91,3	90,8	90,8	91	92,8		176,1
Genomsnitt	8938		82	92,3	88,4	84,6	83,3	82,3	64,0	1	975,10

¹ Summan är hämtad från SCB och överensstämmer inte med summan av delvärden för respektive block.

Tabell 5 Reaktorer under nybyggnation per 2010-02-01

Källa: IAEA Pris

Land	Antal reaktorer	Total MW(e)
China	21	20 920
Ryssland	9	6 894
Sydkorea	6	6 520
Indien	5	2 708
Taiwan	2	2 600
Bulgarien	2	1 906
Slovakien	2	810
Ukraina	2	1 900
Argentina	1	692
Japan	1	1 325
Finland	1	1 600
Frankrike	1	1 600
Iran	1	915
Pakistan	1	300
USA	1	1 165
Total:	56	51 855