

ATOMENERGI: RESSOURCER OG ØKONOMI

af

Uffe Korsbech



Reel Energi Oplysning, REO, 2009
reelenergioplysning@mail.dk
www.reo.dk



Uffe Korsbech, 4. april 1938 - 21. januar 2009

Forord.

Selv efter mange års debat, hvor der ikke har været mangel på faktuelle oplysninger, kan man høre eller læse forkerte påstande om grundlæggende spørgsmål omkring atomenergien. Det drejer sig især om dens økonomi og om den ressource, som den repræsenterer. Uffe Korsbech har i over 30 år med usædvanlig indsigt og omhu skrevet om forskellige sider af atomenergien. De to sidste artikler, som han skrev inden sin død i januar 2009, var netop om økonomi og ressourcer. De har i nogen tid været at finde på REO's hjemmeside.

Artiklerne illustrerer på bedste vis Uffe Korsbechs måde at arbejde på: alle sider af en sag skulle vendes og drejes og belyses med grundighed. De nærværende artikler kan anvendes af studerende på gymnasie- og universitets-niveau. De talrige referencer gør det muligt at gå videre med emnerne.

Lyngby, december 2009-11-30

Bertel Lohmann Andersen
formand

Uran-ressourcer

af Uffe Korsbech

Version 27. januar 2008.

I diskussionerne om A-kraft bliver det hyppigt sagt, at der ikke er uran nok til mere end nogle få årtier – eller at uranbrændsel snart vil blive så dyrt, at A-kraft ikke kan konkurrere med andre anlæg for fremstilling af elektricitet.

Korte kommentarer

Begge udsagn er forkerte, men for at forstå hvorfor, må man først vide lidt om uranressourcernes størrelse og om uranprisens betydning for elektriciteten fra A-kraftværker. Uranprisens betydning er nærmere gennemgået i **INFO om A-kraftøkonomi**. Her skal blot nævnes som det vigtigste, at prisen for den rå uran (som U_3O_8) kun udgør nogle få procent af den samlede pris for en kWh fra et A-kraftværk. Derfor kan uranprisen godt stige meget, uden at det påvirker A-kraftværkernes økonomi væsentligt.

Der bruges typisk 20 mg naturlig uran for at producere en kWh elektricitet på et moderne A-kraftværk*. Med spotmarkedsprisen 75 US\$ pr. pound U_3O_8 (primo januar 2008) bliver det 2,0 øre pr. kWh. For de løbende (men til dels hemmeligholdte) langtidskontrakter er uranprisen formentlig lidt under halvdelen svarende til knap en øre pr. kWh.

Betragtes alle uranforekomster – konventionelle og ukonventionelle – til udvindingspriser op til 75 US\$ pr. pound U_3O_8 , vil man herfra kunne forsyne de nuværende A-kraftværker med uran i mere end 900 år.

*Ved kommende formeringsreaktorer bruges mindre end 1 mg uran pr kWh

Forklaringer og data

Uranpriser

Hvis man vil undersøge uranressourcernes størrelse, må man først beslutte sig for to grænser, nemlig hvor høje udvindingsomkostninger, man vil acceptere, og hvor sikker man vil være på mængden af uran i kendte, formodede og spekulative forekomster. Her skal man endvidere være opmærksom på, at de offentliggjorte priser for uran ikke altid afspejler udvindingsomkostningerne. Prisen kan være højere eller evt. lavere end udvindingsomkostningerne, idet prisen styres af sædvanlige markedsmekanismer. Er der i en periode behov for mere uran, end der produceres, går prisen – især prisen på spotmarkedet – i vejret; og er der overskud af uran, kan prisen falde til under udvindingsprisen.

I de senere år har man set eksempler på begge forhold. Siden 1993 har der været "ekstra uran" på markedet, nemlig uran fra (især) tidligere sovjetiske atombomber. Der er her tale om højt beriget uran (over 80% uran-235), som først er blevet blandet med naturligt uran, så koncentrationen af uran-235 er kommet ned på ca. 3%, så det er egnet som A-kraftbrændsel. Selv om dette ekstra uran er kommet på markedet i begrænsede mængder, har det påvirket markedet så meget, at prisen faldt, og uranminer kom i vanskeligheder. En enkelt uranmine blev lukket – formentlig midlertidigt.

Dette prisfald har været til fordel for køberne på spotmarkedet, mens købere med langtidskontrakter har måttet betale priser, der bedre afspejler udvindingsomkostningerne i minerne. Efter 2003 er prisen på spotmarkedet steget væsentligt. I 2003 kunne man (på spotmarkedet) købe uran til ca. 10 US\$ per pound U_3O_8 (451 gram). De følgende år steg prisen, og i sommeren 2007 gik prisen på spotmarkedet pludselig op på 135 US\$ per pound. I januar 2008 faldt prisen til ca. 75 US\$ per pound.

Hovedparten af uranet til A-kraftværker sælges som nævnt på langtidskontrakter. Disse hemmeligholdes ofte, men i el-selskabernes beregninger over økonomien ved nye A-kraftværker regnes der sædvanligvis på lidt forskellige kontraktpriser.

Produktion, efterspørgsel og priser

Størrelsen af verdens umiddelbare uranreserver opdateres jævnligt i "The red book", som udsendes af IAEA og NEA (OECD) i fællesskab. Se fx nedenstående henvisning eller søg på nettet efter Uranium the red book.

http://www.iaea.org/OurWork/ST/NE/NEFW/nfcms_rawmaterials_redbook.html



Figuren (hentet fra ovennævnte reference) viser den årlige uranproduktion og forbruget i perioden fra 1945 til 2004. (Produktionen før 1955 er formentlig gået til forsøgsanlæg og til militær anvendelse, og en mindre del af forbruget er også gået til disse formål de senere år.) Man bemærker, at forbruget (requirements) er steget næsten jævnt fra 1957 til 2004. Produktionen udviser derimod nogle store udsving forårsaget af svingende forventninger til udbygningen af A-kraften verden over.

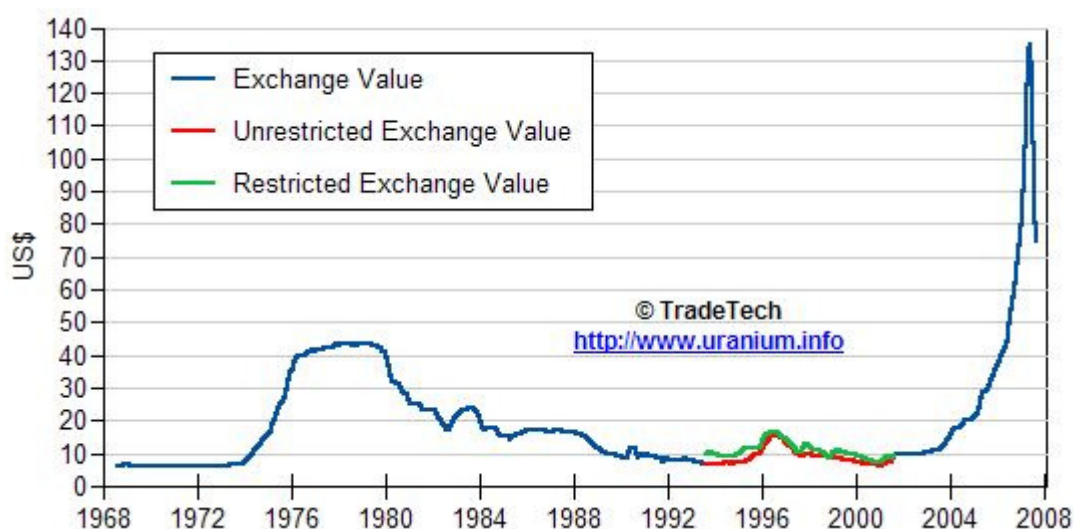
I nogle år efter 1974 var der mange A-kraftværker under bygning eller planlagte. Det bevirkede en udvidelse af uranminernes kapacitet og produktion. Men fra 1982 blev det klart, at behovet for elektricitet voksede langsommere end tidligere forventet, så A-kraftplaner blev aflyst, halvfærdige A-kraftværker blev "lagt i mølpose" (hvorfra de først tages ud i disse år), og enkelte igangsatte A-kraftværksbyggerier blev helt stoppet. Det bevirkede det plateau på produktionskurven, der ses i perioden 1981-1989.

Fra 1990 til 1995 skete der så et fald til et lavere plateau. Det var dels forårsaget af en fortsat lavere efterspørgsel end forventet, dels var det forårsaget af forventningerne om, at der ville komme meget ekstra uran på markedet som følge af skrotningen af atom-bomber med uran. Den svingende efterspørgsel og produktion har givet store udsving i spotprisen for uran, se fx følgende "web sites".

http://www.uxc.com/uxc_uranium-prices.html
<http://www.uranium.info>

Sidstnævnte "site" viser (jan. 2008) følgende figur med spotprisen for uran siden 1968. Der ser man resultaterne af misforholdet mellem efterspørgsel og produktion/udbud. Specielt kan bemærkes "spidsen" i sommeren 2007, som nåede op på 135 US\$ per pound U_3O_8 . Siden er der sket et fald, og ved årsskiftet 2007-08 var spotprisen omkring 75 US\$ per pound.

Søger man på nettet om oplysninger om (spot) prisens udvikling de kommende år, kan man finde utallige "prognoser" – fra stigninger til 200 US\$ per pound til fortsatte fald.



Som nævnt viser figuren (og de fleste andre referencer) uranprisen på spotmarkedet. Hovedparten af uranet produceres og sælges imidlertid på langtidskontrakter. Prisoplysninger herom er svært tilgængelige, men priserne ligger formentlig mellem 15 og 25 US\$ per pound U_3O_8 . Ved beregninger i forbindelse med nye A-kraftværker benyttes ofte en pris på 30 US\$ per pound. Det afspejler dels en antagelse om et relativt "stramt" uranmarked, dels en overgang til udvinding af uran fra forekomster af lavere lødighed i løbet af A-kraftværkets levetid (frem mod år 2100).

Normale uranforekomster

Hidtil stammer det meste af det uran, der er blevet udvundet i tidens løb (2,2 mill. ton U_3O_8) fra miner, hvor uranet selv har været det vigtigste produkt. Koncentrationerne af uran i malmen har gerne været over 0,2%. Her er det i princippet simpelt at beregne udvindingsprisen per pound U_3O_8 . Alle omkostninger fra uraneftersøgning til produktionen af U_3O_8 og efterbehandlingen af mineområdet skal dækkes af salget af U_3O_8 . De uranforekomster, der hører under denne gruppe, kaldes **konventionelle forekomster**.

Der udvindes imidlertid også uran, som må betragtes som et biprodukt, idet minernes hovedopgave er at fremskaffe andre stoffer (guld, tantal, kobber, fosfat m.m.). Der tales her om **ikke-konventionelle forekomster**. Her kan det være vanskeligt at fastlægge

en udvindingspris. Skal uranprisen kun dække "ekstraomkostningerne" ved udvindingen af uran, når man nu alligevel er i gang med at udvinde andre stoffer? Eller skal uranet også dække dele af de andre omkostninger? Disse forhold nævnes her for at gøre det klart, at når man vover sig ud over de konventionelle uranforekomster, er det vanskeligt at fastlægge en udvindingspris. (Se også senere om en opdeling af uranressourcer efter koncentrationer af uran.)

Med jævne mellemrum (ca. hvert andet år) udgiver IAEA og NEA (OECD) en rapport ("The red book") om fordelingen af verdens uranressourcer, hvor priserne indgår som en parameter. Oplysningerne er indleveret fra 43 lande. En af bogens opgaver – vel den vigtigste – er at oplyse om de mængder af uran, der kan være til rådighed for de A-kraftværker, der planlægges og bygges de kommende årtier. Det betyder, at man skal have blikket rettet helt frem mod år 2100, idet et A-kraftværk, der tages i drift i 2020, kan tænkes at være i drift helt til 2100. Det gør, at man må se på uran-ressourcer, der er en del dyrere at udvinde end uranet fra nutidens miner. Man har valgt at inddrage uranforekomster, hvorfra uran kan udvindes for op til 130 US\$ per kg U (svarende til ca. 59 US\$ per pound U eller 50\$ per pound U_3O_8 .) Bemærk, at der tales om udvindingspriser og ikke om spotmarkedspriser. Priserne ved langtidskontrakter forventes at ligge lidt over udvindingspriserne.

I den nyeste "Red Book" (fra juni 2006) angives der at være 14,8 mill. tons konventionel uran i denne gruppe, dvs. uran fra forekomster, hvor uran er hovedproduktet. Heraf findes en tredjedel i identificerede forekomster – dvs. eksisterende miner med deres nabolag samt færdigt prospekterede forekomster. De øvrige ca. 10 mill. tons er baseret på mere begrænset viden eller formodninger. Dette tal er sat forsigtigt, og ikke alle lande oplyser herom. I Australien, der har verdens største kendte uranforekomster, interesserer man sig fx slet ikke om disse formodede forekomster – for i adskillige årtier har man rigeligt i de allerede kendte forekomster.

I de senere år har behovet for uran været knap 70.000 ton om året. Følger man IEA's anbefaling med en betragtelig udvidelse af verdens A-kraft (baseret på almindelige A-kraftværker), vil der i 2030 være behov for godt det dobbelte – omkring 140.000 tons. I perioden op til 2030 (fra 2006) vil der være et akkumuleret behov på omkring 2,2 mill. ton. Det er knap halvdelen af, hvad der findes i allerede identificerede konventionelle forekomster.

Med yderligere en fordobling af verdens A-kraftkapacitet mellem 2030 og 2055 vil behovet for denne periode være omkring 5 mill. ton uran. Udover uranet i de identificerede forekomster vil der da skulle bruges 2,5 mill. ton uran fra formodede forekomster – eller fra ukonventionelle forekomster (se nedenfor).

Ovennævnte vurdering frem til 2055 er både et "best case" scenario og et "worst-case" scenario. "Best-case" fordi A-kraftudbygningen vil bidrage stærkt til reduktion af CO₂-udslip til atmosfæren; og "worst case" fordi det er vanskeligt at tro, at behovet bliver så højt – selv med den antagne udbygning af A-kraften. For det første er man gennem årene blevet bedre og bedre til at udnytte uranbrændslet, så der fås mere elektricitet ud af en vis mængde uran. Denne udvikling vil fortsætte. For det andet vil man i stigende grad se en udnyttelse af det plutonium, der findes i brugte brændselsstave (som MOX-brændsel) – og det sparer uran.

For det tredje vil man kunne udvinde mere uran-235 fra de betydelige mængder rest-uran, der ligger som "affaldsprodukt" ved berigningsanlæggene – en mulighed, der allerede udnyttes nu. Der er altid noget uran-235 tilbage (sammen med uran-238), når berigningsprocessen er færdig. Grænsen sættes bl.a. af prisen på den energi (elektricitet), der bruges for drive berigningsanlæggene; og de moderne centrifuge-

anlæg bruger langt mindre energi end de ældre diffusionsanlæg. Dette – at udvinde mere uran-235 fra rest-uranet – udnyttes allerede i dag med økonomisk fordel. Endelig vil laserberigningsteknikken koste endnu mindre energi. Den findes dog ikke i kommerciel skala endnu.

For det fjerde vil man med stor sandsynlighed inden 2055 have igangsat et stort antal formeringsreaktorer, der baserer sig på uran-238 eller thorium-232 som primær energikilde.

Det sydafrikanske mine- og energiministerium har på sin hjemmeside oplysninger om de vigtigste lande med uranforekomster samt disse landes årlige produktion se fx http://www.dme.gov.za/minerale/sami_2005.pdf

Heraf fremgår bl.a., at Sydafrika med 0,295 mill. ton uran har verdens 4' de største uranressourcer. Produktionen på 746 ton rækker dog kun til en 10. plads. Verdens samlede ressourcer er opgivet til 3,537 mill. tons uran. Grænsen for at blive talt med her ligger dog ved 80 US\$ pr kg, mens tallene fra IAEA og NEA medtager forekomster op til 130 US\$ pr. kg U.

Figuren ovenfor med uranbehov og -produktion peger på, at uranproduktionen snarest skal øges for at kunne dække det forventede stigende behov. Nye miner skal igangsættes, og ifølge NEA ([IAEA/NEA Press Conference on Uranium Resources](#)) vil der i 2010 være igangsat nye miner i Australien, Canada, Kasakhstan, Brasilien, Indien m.m.

Usædvanlige uranforekomster

I efteråret 2007 oplyste det store marokkanske firma OCP (miner og kemi), at man havde indgået en aftale med det franske firma Areva om udvinding af uran fra Marokkos fosfatforekomster. Disse benyttes til fremstilling af kunstgødning, og landet er verdens største producent heraf. Koncentrationerne af uran i fosfatminerne er dog meget lavere end i nutidens almindelige uranminer – op mod 100 gange lavere. En udvinding kan derfor kun betale sig, fordi der findes simple metoder for udfældning af uran fra fosforsyre, som er et mellemprodukt i fabrikationen af kunstgødning.

Der har i årene siden 1976 været mere end 12 anlæg i drift for uranudvinding fra fosforsyre. De er imidlertid blevet stoppet igen. (En undtagelse udgør muligvis Israel, hvis uran menes at stamme fra landets fosfatproduktion.) Udvindingsomkostningerne har været mellem 22 og 54 US\$ per pound U_3O_8 , og det har været betydeligt over de hidtidige kontraktpriser for uran. Men erfaringerne siger altså, at med allerede kendt teknik kan uran udvindes ved fosfatproduktionen til priser, der ligger inden for en grænse på 130 US\$ per kg U.

Hovedparten af det uran, der simpelt kan udvindes i forbindelse med fosfatproduktion, menes at ligge i Marokko. Landet har ikke selv undersøgt, hvor meget uran der kan udvindes her. Men IAEA har vurderet, at der må være mindst 6 mill. ton, altså mere end i de uranminer, der udnyttes i dag eller er opmålte med henblik på fremtidig udnyttelse. Og set i relation til uranbehovet i disse år, ville Marokkos uran i fosfatminerne altså kunne dække ca. 85 års drift af verdens nuværende ca. 445 A-kraftværker. Da uranet vil være et biprodukt ved fosfatproduktionen, vil det imidlertid være denne, der bestemmer mængden af uran, der årligt udvindes. IAEA har vurderet (2001), at verdens fosfatminer vil kunne producere 3700 ton U pr. år. Det er kun 5% af det nuværende uranbehov, så uran fra fosfatfremstillingen vil kun blive et supplement til de andre urankilder – men vil så kunne række meget længe.

Det vides p.t. ikke, om Areva og OCP vil forsøge at udvinde uranet fra de spildprodukter fra fosfatproduktionen, der er akkumuleret over adskillige årtier. Hvis det gøres, vil uranet herfra kunne betyde væsentligt mere i nogle år.

På internetadressen [Facilities for Uranium Recovery from Phosphate](#) kan man få oplysninger om eksisterende fosfatfabrikker og deres muligheder for uranproduktion.

Der er uran i andre geologiske forekomster end fosfataflejringer. Også fra disse kan uran udvindes som et biprodukt. Med de uranpriser, man har oplevet indtil 2003, har der kun været ringe interesse for at gøre forsøg på at udvinde uran herfra. Men med forventninger om på langt sigt at opleve fortsat forhøjede uranpriser (også på kontrakt) må man antage, at sådanne forsøg igangsættes. For at vurdere, hvor meget uran man i givet fald vil kunne skaffe herfra, må man se på de ultimative uranressourcer (se næste afsnit).

Ultimative uranressourcer

De ultimative uranressourcer er bl.a. beskrevet i en artikel af Deffeyes & MacGregor, "World Uranium resources" Scientific American, Vol 242, No 1, January 1980, pp. 66-76. Se også internetadressen <http://nuclearinfo.net/Nuclearpower/UraniumDistribution>

I artiklen ser forfatterne på koncentrationerne af uran i forskellige typer geologiske aflejringer og finder på grundlag heraf, hvor store de samlede mængder uran er. Her skal alene nævnes de vigtigste forekomster:

Aflejringsstype	Skønnet mængde mill. ton uran	Koncentration ppm (milliontedele)
Ordinær uranmalm	0,2	over 10.000
Pegmatit	2	2.000 - 10.000
Sandsten m.m. (høj)	80	1.000 - 2.000
Sandsten m.m. (lav)	100	200 - 1.000
Sorte skifersten	20.000	20 - 100
Fosfat og skifer	800.000	10 - 20
Havvand	20.000	0,0002 - 0,001

For at kunne vurdere, om det er realistisk at inddrage uran i forekomster af lav lødighed må man vide, om det økonomisk, miljømæssigt og energimæssigt kan betale sig at udvinde uranet herfra. Som en rettesnor kan man benytte, at Rossin minen i Namibia udvinder uran fra en forekomst med 300 ppm uran. Uranet herfra sælges på det internationale marked, og det er beregnet, at man ved en udnyttelse af uranet i nutidens reaktorer får 500 gange mere energi, end det koster at udvinde uranet. I andre forekomster kan det være energimæssigt dyrere at udvinde.

Miljømæssigt betyder en lavere koncentration, at der skal brydes mere malm. Sammenlignet med, hvor meget kul der skulle udgraves for at få samme energiproduktion, ligger uranmalmen dog meget lavt. De radioaktive restprodukter fra udvindingen, nemlig de naturlige henfaldsprodukter efter uran, er de samme – type- og mængdemæssigt - uanset lødigheden af malmen.

Uran i havvand

Udnyttelsen af uran i havvand har bl.a. været diskuteret af B. Cohen (se internet-adressen <http://www-formal.stanford.edu/jmc/progress/cohen.html>)

Ifølge ovenstående tabel er der 20 milliarder ton uran i havvand. Cohen benyttede et noget lavere tal nemlig 4,6 milliarder ton. Det er muligt – men hidtil meget dyrt – at udvinde uran fra havvand. Nogle japanere har udviklet en metode og taget patent herpå. I en artikel, hvor deres resultater offentliggøres, står der bl.a.

The total amount of uranium dissolved in seawater at a uniform concentration of 3 mg U/m³ in the world's oceans is 4.5 billion tons. An adsorption method using polymeric adsorbents capable of specifically recovering uranium from seawater is reported to be economically feasible. A uranium-specific nonwoven fabric was used as the adsorbent packed in an adsorption cage 16 m² in cross-sectional area and 16 cm in height. We submerged three adsorption cages in the Pacific Ocean at a depth of 20 m at 7 km offshore of Japan. The three adsorption cages consisted of stacks of 52 000 sheets of the uranium-specific non-woven fabric with a total mass of 350 kg. The total amount of uranium recovered by the nonwoven fabric was >1 kg in terms of yellow cake during a total submersion time of 240 days in the ocean.

Antager man med Cohen, at prisen for uran fra havvand vil ligge på op til 800-1000 US\$ pr. kg, vil uranprisen pr. kWh blive 8-10 øre, altså en pris, der ligger langt over nutidens niveau, men som klarer sig fint i sammenlignet med andre brændselspriser.

Sammenligner man endvidere den nuværende årlige forbrug på ca. 70.000 tons U med de 4,6 milliarder ton U i havvandet, vil havvandets uran kunne forsyne de nuværende A-kraftværker med uran i 660.000 år – og en 11-doblet A-kraftproduktion kan klares i 60.000 år. Den ekstra pris for uran fra havvand vil da forøge elprisen fra A-kraftværker af nutidens typer med mindre end 10 øre.

A-kraft som vedvarende energikilde

I løbet af indeværende århundrede vil man formentlig være gået over til formeringsreaktorer, og den samme el-produktion kan da opretholdes mere end 50 gange så længe baseret på det uran, der er i havvandet. Altså i mindst 3 mill. år – og prisen for uranet til disse reaktorer vil da være mindre end 0,2 øre pr kWh. (Uranet udnyttes bedre i disse reaktorer end i nutidens.)

Med de nye reaktortyper vil man i øvrigt kunne udnytte den rest-uran med uran-238, der er blevet til overs fra berigningsprocesserne – og hvoraf det meste ligger oplagret. Dette rest-uran vil være tilstrækkeligt til, at man kan opretholde en mangedoblet el-produktion i nogle hundrede år med de nye reaktortyper; altså uden at udvinde nyt uran. I løbet af denne tid er det tænkeligt, at andre energikilder bliver anvendelige. Alligevel kan det være interessant at se på situationen på meget, meget langt sigt – altså hundreder og tusinder af år ud i fremtiden.

På så lang en tidsskala skal man tage hensyn til, at erosion af og udvaskning fra land-jorden hele tiden bringer nyt uran ud i havet. Grænsen for, hvor længe havvandet kan levere tilstrækkeligt med uran, bestemmes da af uranmængderne i jordskorpen. Her er der så meget, at den 11-doblede A-kraftproduktion (i forhold til nu) kan opretholdes i mere end 5 milliarder år – også selv om man skal tage hensyn til, at uran-238 har en halveringstid på 4,5 milliarder år.

Thorium-232 kan også bruges som brændsel i formeringsreaktorer. Af thorium er der 3 gange så meget som af uran, og thorium har en længere halveringstid. Set fra den synsvinkel er atomkraft altså en mere vedvarende energikilde end sol og vind. Solen "slukkes" jo om ca. 5 milliarder år.

Yderligere information om uranressourcer og priser kan fås via IAEA's web-site
http://www.iaea.org/NewsCenter/News/2006/uranium_resources.html

Tal og omregningsfaktorer

Vil man sammenligne tallene angivet i ovenstående tekst med tal fra andre kilder, kan det være nyttigt at have nogle talværdier og omregningsfaktorer til rådighed. De mest relevante følger her:

Kg U og pound U_3O_8 : Siden "tidernes morgen" har man sædvanligvis angivet uranpriserne i US\$ per pound U_3O_8 (yellowcake), som er den kemiske forbindelse, uranet i malmen først omdannes til. I de senere år finder man dog også priser angivet i US\$ per kg uran – og uranressourcernes størrelse angives i dag mest i metriske enheder – altså kg og ton. Man kan derfor have behov for omsætninger.

Et pound svarer til 0,451 kg, og et kg uran svarer til 1,180 kg U_3O_8 .

Har man en uranmængde angivet som **X pound U_3O_8** omsættes det altså til $0,451/1,18 \cdot X$ kg uran eller **0,382 · X kg uran**.

Uranforbrug og pris pr. kWh: Ifølge Vattenfall's miljødeklaration for Forsmark bruges der 20 mg (natur)uran for at producere 1 kWh. For andre A-kraftværker kan beregnes lidt andre værdier. Det afhænger af reaktorens udformning, af den opnåelige udbrændingsgrad, af berigningsniveauet og af indholdet af uran-235 i resturanet efter berigning. Tallet vil også afhænge af, om man genbruger uran og plutonium fra de udbrændte brændselsstave; så falder behovet for (natur)uran. Forsmark's forbrug af uran kan betragtes som en typisk middelværdi.

Med en pris på 75 US\$ per pound U_3O_8 (spotmarked medio jan. 2008) vil 1 kWh da kræve uran for ca. 2,0 øre. (På langtidskontrakter er prisen lavere.)

Regnestykket er: $5,10 \text{ DKK per US\$} \times 75 \text{ US\$} = 382,50 \text{ kr for } 451 \text{ g } \text{U}_3\text{O}_8 = 382,2 \text{ gram U}$. Det bliver tilfældigvis lige 1,00 kr pr. gram uran - eller 2,0 øre pr. kWh



Uran bruges siden begyndelsen af 1800-tallet til farvning af glas. Det giver glasset en gul til gulgrøn farve.

A-kraftens økonomi

af Uffe Korsbech

Version 18. feb. 2008.

Prisen på elektricitet fra de i dag eksisterende A-kraftværker er lavere end fra de fleste alternativer. Det er der bred enighed om. Men når el-prisen for de nye A-kraftværker kommer på tale, kan man ofte møde den opfattelse, at elektriciteten herfra vil blive meget dyr.

Har der måske ikke været overskridelser af byggepriserne ved de A-værker, der er bygget? Og er uranprisen ikke stigende? Og vil omkostningerne ved deponering af det radioaktive affald ikke i sig selv være så høje, at de gør A-kraften uøkonomisk?

Korte oplysninger

Et kort og kontant svar er, at hvis A-kraftværkerne virkelig var så uøkonomiske, ville el-selskaberne slet ikke bygge nye A-kraftværker, selv om de kunne få tilladelse hertil. Så man kan roligt lade el-selskaberne selv vurdere økonomien. Det er jo dem, der må bære den økonomiske risiko, og erfaringerne fra udlandet viser, at el-selskaberne gerne vil bygge A-kraftværker; og det er heller ikke svært at få byggerierne finansieret.

Det er korrekt, at A-kraftværker har været – og fortsat er - en del dyrere at bygge end kraftværker baseret på naturgas eller kul; men hvis sidstnævnte kraftværker skal forsynes med udstyr for CO₂-indfangning, bliver gas- og kulfyrede værker mærkbart dyrere, og kulfyrede kan udmærket blive lige så dyre som A-kraftværker med den samme elektriske kapacitet (MWe).

Den store fordel ved A-kraften fremkommer, når man ser på brændselspriserne. Her er naturgassen meget dyr, kullet er dyrt, mens uranet er billigt. For at producere en kWh på et af nutidens A-kraftværker, skal der bruges ca. 20 milligram natururan, og prisen herfor ligger typisk under 2 øre. Den tilsvarende brændselsmængde til et kulfyret værk koster omkring 20 øre pr kWh, mens der skal betales endnu mere ved naturgas. En flerdobling af uranprisen vil derfor have en beskeden betydning for et A-kraftværks økonomi, mens prisstigninger for kul og naturgas har stor betydning for de fossilt fyrede værker.

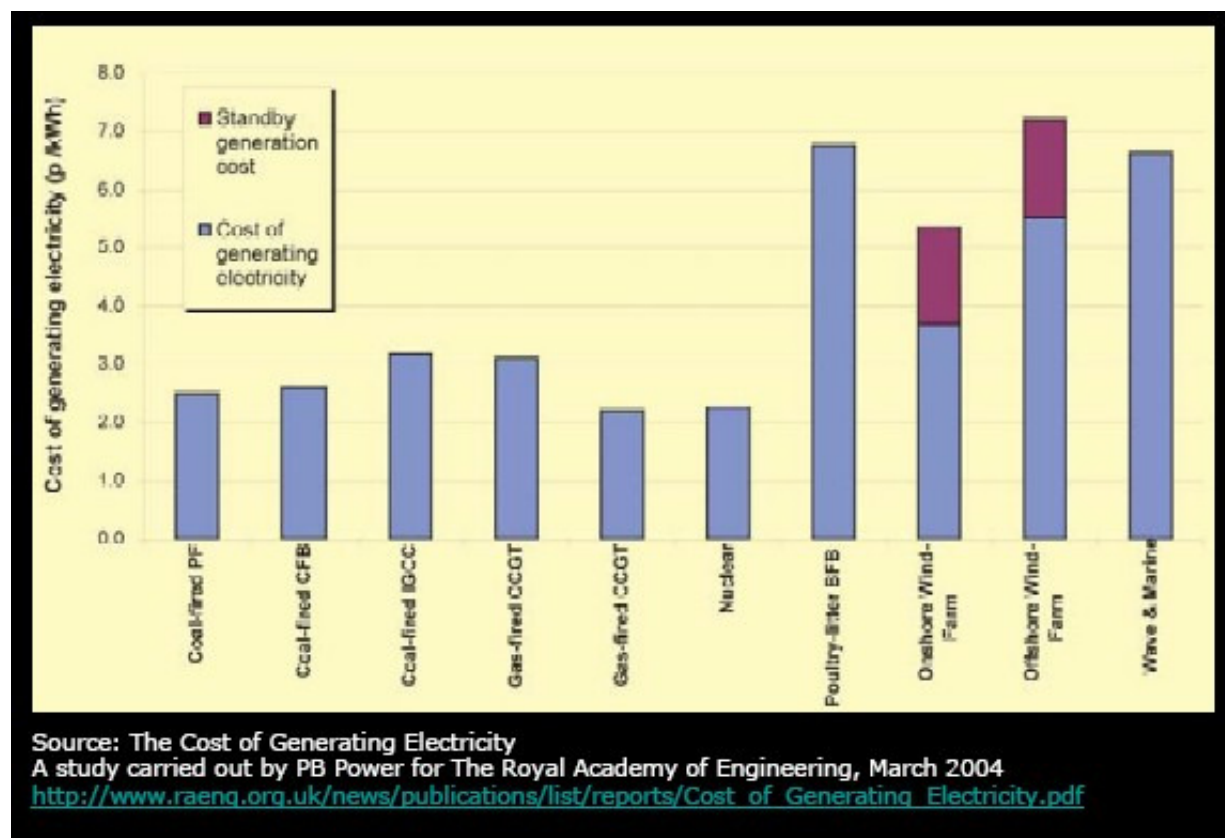
Det skal så straks tilføjes, at natururanet skal omdannes til beriget uran og indkapsles, før det kan bruges som brændsel på et sædvanligt A-kraftværk. Det koster i dag mere end selve uranet; men det er omkostninger, der over en længere årrække kan antages at være konstante eller svagt faldende, og de påvirkes ikke af prisen for det rå uran (naturligt uran).

Ved beregning af økonomien for A-kraftværker har de fleste lande i mange år haft det princip, at man af indtægterne ved salg af atom-elektricitet skal lægge en lille del til side til behandling og slutdeponering af det højaktive affald. Det drejer sig typisk om en øre pr. kWh.

Herudover lægges også omkring én øre pr. kWh til side til nedrivning af det udtjente A-kraftværk – formentlig 60-80 år efter idrifttagelsen. Af beregningerne nedenfor fremgår, at man med en øre pr. kWh efter 50 år vil have opsparet ca. 8 milliarder kr. i værdifaste kroner. (Forsigtig antagelse med 3% realrente). Et lidt lavere beløb vil være opsparet til

deponering af det højaktive affald fra værket, idet en del af pengene må formodes brugt i værkets driftsperiode.

Nedenfor er vist de beregnede priser for produktion af en kWh elektricitet på nye kraftværker, hvis byggeri starter inden år 2020. Figuren stammer fra en britisk rapport, og tallene dækker derfor bedst situationen i Storbritannien. De relative forhold mellem el-prisen for de forskellige muligheder er dog næsten de samme i alle lande – bortset fra steder med markant anderledes priser på fossilt brændsel.



Set fra venstre viser de tre første muligheder forskellige udformninger af kulfyrede kraftværker. Dernæst følger to forskellige anlæg med gasturbiner fyret med naturgas. Så følger et A-kraftværk. De sidste fire søjler viser først et kraftværk fyret med bio-affald, så følger land- og hav-baserede vindmølleparker, og til sidst et tænkt kraftværk, der udnytter bølger eller tidevandsenergi.

Det billigste kraftværk baseret på naturgas kan ifølge beregningerne producere elektricitet til omtrent samme pris om A-kraftværker, nemlig henholdsvis 22 øre pr. kWh og 23 øre pr. kWh. Dette gasfyrede kraftværk indeholder både en gasturbine og en damp-turbine, idet udstødningsgasserne fra gasturbinen benyttes til at lave damp til damp-turbinen (combined cycle).

I prisen for atomstrømmen er medregnet omkostninger til deponering af det højaktive affald. Der er ikke medregnet omkostninger til CO₂-kvoter for de kul- og gasfyrede værker. Skal CO₂-kvoter medregnes, vil det hæve el-prisen mærkbart for disse kraftværker. Det samme vil gælde, hvis CO₂ skal udskilles og deponeres i undergrunden. For vindmøllerne har den britiske rapport også undersøgt omkostningerne ved driften af de back-up (standby) værker, der skal være klar til at gå i drift, når vinden løjer af. Det giver de ekstra omkostninger, der er vist med lilla farve.

Rapporten er fra 2004, og der er siden sket det, at kul- og naturgaspriserne er steget noget. Om det er midlertidige stigninger, vides ikke. Omkostningerne ved bygning af

vindmøller eller A-kraftværker vurderes også lidt højere i dag. Men det generelle billede af prisfordelingen er det samme.

Forklaringer og data

Oversigt

På de følgende sider beskrives en række forhold, der har betydning, hvis man vil bedømme de økonomiske forhold ved el-produktion på A-kraftværker, og for at have et sammenligningsgrundlag gives der korte oversigter over de økonomiske forhold ved andre mulige kraftværker. (I appendix omtales nogle relevante grundbegreber.)

Først ses der på den sædvanlige opdeling af udgifterne ved el-fremstilling i

- 1) kapitaludgifter (forrentning og afskrivning),
- 2) brændselsudgifter (uranindkøb og omdannelse til brændselsstave og evt. opsparing til behandling af radioaktivt affald) samt
- 3) drift og vedligeholdelse.

Ved fossilt fyrede kraftværker må man i fremtiden formentlig inddrage betaling for CO₂-kvoter. Ved el-produktion fra fluktuerende kilder som vindkraft vil man endvidere skulle overveje omkostningerne ved "back-up" kraftværker, der erstatter vindkraften i vindsvage perioder.

I den offentlige debat om A-kraft anføres det af og til, at A-kraftværkerne ikke betaler for den uheldsrisiko, som knyttes til driften af værkerne. Dette spørgsmål behandles derfor kort.

Dernæst ses på resultaterne af nogle udenlandske undersøgelser af de økonomiske forhold ved nye A-kraftværker sammenlignet med nye kraftværker baseret på kul, naturgas, bioaffald og træ. Af de fluktuerende el-kilder har de udenlandske undersøgelser set på vindmølleparker på land og til havs, samt på bølgekraft og tidevandskraft. For de sidste to findes der dog ikke realistiske data for økonomien ved kraftværker i "fuld størrelse". Sol-kraft afvises som værende en ikke-realistisk mulighed inden for de nærmeste mange år, hvis der skal tages hensyn til økonomi..

Der ses så på finske undersøgelser, der blandt andet har været benyttet ved bedømmelsen af økonomien af det nye A-kraftværk, der er under bygning i Finland i disse år. Dernæst omtales en britisk undersøgelse, der foruden A-kraften har set på forskellige typer kul- eller gas-fyrede kraftværker. Den britiske undersøgelse ser også på et kraftværk baseret på biologisk affald fra landbruget. Blandt de "marine muligheder" anses tidevandskraftværker for at være nærmest ved at kunne nå en acceptabel økonomi. Den britiske rapport er i øvrigt den eneste, der ser lidt nøjere på spørgsmålet om "back-up" kraftværker for de fluktuerende energikilder.

Der omtales til sidst en amerikansk undersøgelse. Amerikanske metoder for vurdering af A-kraftværkers økonomi afviger en del fra de metoder, der benyttes i Europa og andre steder i verden. Det skyldes dels de historiske erfaringer med A-kraften i USA, dels anvendes der i almindelighed andre økonomiske betragtninger i USA.

Opdeling af udgifterne ved el-produktionen

Vil man gerne kunne danne sin egen mening og evt. vurdere betydningen af nye oplysninger om A-kraftøkonomi, må man forstå lidt af de beregninger, der ligger til grund for bestemmelsen af produktionspriser for el fra A-kraftværker – som i øvrigt ikke afviger meget fra tilsvarende beregningsprincipper for andre typer kraftværker.

Man deler gerne udgifterne op i tre grupper nemlig

1. **Kapitaludgifter**, som dækker forrentning og afskrivning af den investerede kapital – altså alt, hvad det har kostet at forberede og bygge værket. Heri indgår også bygge-renter. Sædvanligvis lader man endvidere prisen for den første kerne af uranbrændsel indgå her. Desuden afsættes gerne en mindre post til uforudsete udgifter. I nogle lande indregnes her endvidere omkostningerne ved en nedrivning af værket, når det er udtjent. I andre lande opspares der løbende hertil under driften af værket.
2. **Brændselsudgifter** dækker indkøb af uran, berigning (= forøgelse af ^{235}U andelen) samt fremstilling af brændselelementer. Endvidere indregnes her også omkostningerne ved slutdeponering af de udbrændte brændselelementer eller det højaktive affald heri. (I nogle lande indregnes dette i stedet under driftsudgifter.) Endelig medtages som nævnt ovenfor ofte en "opsparing" til værkets nedrivning, når det er udtjent – eller også indgår opsparingen hertil under driftsomkostninger.
3. **Drift og vedligeholdelse** omfatter en stor andel lønudgifter – til det faste personale og til det ekstra mandskab, der medvirker ved de årlige eller hvert andet årlige brændselsskift. Desuden skal denne post naturligvis dække udstyr og materialer til vedligeholdelse, ligesom forsikringer og behandling af lavaktivt affald gerne medregnes her.

Ad. 1. Kapitaludgifter

I de følgende beregninger benyttes tal, der stammer fra det nye A-kraftværk - Olkiluoto 3 - der p.t. (2008) er under bygning i Finland og som forventes taget i drift i 2012. Det finske el-selskab TVO har indgået en kontrakt med det franske firma AREVA NP om levering af et nøglefærdigt kraftværk. Kontraktprisen er opgivet til ca. 3 milliarder euro, som her sættes til 23 milliarder DKK*. Finnerne skal selv levere en del af "udenoms-faciliteterne", og det skønnes her at koste en milliard kr.

Den nøjagtige prisen for Olkiluoto 3 er ikke offentligt tilgængeligt, med det forlyder, at kontraktprisen er 3,08 milliarder euro i 2003 priser – ref. 8.

Betalingen til AREVA – altså de 23 milliarder DKK – skal falde undervejs, efterhånden som delene monteres på værket. Da alle de dyreste ting leveres sent i byggeperioden, kan man ved bestemmelsen af byggerenter med god tilnærmelse antage, at alle penge skal betales et år før, værket er klar til drift. Det samme antages for TVO's egen byggeindsats.

Ved renteberegningerne skal man sædvanligvis benytte en samfundsøkonomisk realrente, der med tilnærmelse er forskellen mellem lånerenten og inflationen. Ved de fleste store investeringer benytter man gerne en realrente på 5%, men der suppleres ofte med beregninger med en afvigende realrente fx 4% og 6%. (I udlandet – især i USA – foretager man også "selskabsøkonomiske" beregninger, som kort omtales senere.)

Forrentningen af 24 milliarder DKK et år bliver med realrenten 5% til 1,2 milliard DKK. Her sættes for en simpelheds skyld byggerenterne til 1 milliard DKK, så ejerne af værket ved overdragelsen (i 2012) står med en gæld på 25 milliarder DKK.

Dette beløb skal nu afskrives og forrentes i værkets økonomiske levetid, og salget af elektricitet skal kunne dække disse udgifter samt udgifterne til brændsel, drift og vedligeholdelse. Den økonomiske levetid sættes sædvanligvis til at være en del kortere end den forventede tekniske levetid, som for det nye finske A-kraftværk er 60 år. Der vælges ofte en økonomisk levetid på 30 år. Det betyder, at værket (i princippet) vil være nedskrevet til værdien 0 euro efter 30 år, og samtidigt er ejerne gældfri.

(Det er årsagen til, at 25-30 år gamle A-kraftværker i dag kan levere elektricitet til en meget lav pris. Der skal ikke længere forrentes eller nedskrives noget bortset fra investeringer i sikkerhedsmæssige moderniseringer og almindelige "opgraderinger".)

Begrundelsen for en kortere økonomisk levetid end den forventede tekniske levetid er bl.a., at værket over en så lang periode som 30 år + byggetiden kunne blive uøkonomisk på grund af nye opfindelser. Endvidere ville man med et gældfrit værk efter 30 år kunne få råd til større renoveringer og moderniseringer, så værket kan drives sikkert i yderligere 30 år eller mere.

Ved en annuitetsberegning bestemmer man herefter, hvor meget det skal afdrages og forrentes hvert år i den 30-årige periode. Annuitetstabeller fortæller fx, at med 5% realrente skal der hvert år udredes 6,51% af den samlede investering (altså her af 25 milliarder DKK) dvs. 1628 millioner DKK. Benyttes en realrente på 4%, bliver den årlige ydelse 5,78%, og benyttes realrenten 6%, fås en ydelse på 7,27% - begge beregnet for 30 års afskrivningsperiode.

(Formlen for annuitetsberegningen er i øvrigt $a = r \cdot (1 + r)^N / ((1 + r)^N - 1)$ hvor N er antallet af afskrivningsår og r er rentefoden angivet som rent tal; for 5% realrente benyttes således $r = 0,05$.)

For at kunne beregne kapitaludgifterne pr. kWh skal man kende den forventede årlige el-produktion. Det nye finske A-kraftværk (Olkiluoto 3) er på 1600 MWe, og der forventes en kapacitetsudnyttelse på et stykke over 90%. Det er en meget høj udnyttelsesgrad, men i middel ligger de nuværende finske A-kraftværker så højt (midlet over deres hidtidige levetid); og de to A-kraftenheder Olkiluoto 1 og 2 beliggende ved siden af den nye enhed havde fx i 2007 udnyttelsesgrader på henholdsvis 93,2% og 97,1%. I beregningerne her benyttes tallet 90% som en forsigtig vurdering.

Årsproduktionen bliver herved $1600 \text{ MW} \times 365 \times 24 \text{ h} \times 0,90 = 12,6 \text{ million MWh} = 12,6 \text{ milliarder kWh} = 12,6 \text{ GWh}$. Fordeles kapitaludgifterne (1628 mill. kr pr. år) herpå, fås **kapitalomkostningerne 12,9 øre pr. kWh eller ca. 13 øre pr. kWh**

(Med 4% eller 6% realrente fås henholdsvis 11,4 og 14,4 øre pr. kWh – fortsat for 30 års afskrivningstid. Med 5% realrente og 25 års eller 35 års afskrivningstid bliver kapitaludgifterne henholdsvis 14,1 og 12,1 øre pr. kWh.)

Ved bygningen af Olkiluoto 3 er der opstået forsinkelser og fordyrelser i forhold til de oprindelige planer. Blandt andet var det svært at få fat på tilstrækkeligt med kvalificeret personale til byggeriet, og AREVA har ikke været tilstrækkeligt forberedt til byggearbejder i kraftig vinterkulde. Der var også problemer med styringen af kvalitetskontrollen, og det fordyrede projektet. Det er imidlertid omkostninger, som AREVA må bære, og de kan ses som "lærepenge", idet Olkiluoto 3 er den første af en serie ens A-kraftværker, som AREVA forventer at bygge. Fænomenet er velkendt inden for kraftværksbranchen som ekstra omkostninger ved et "first of a kind" (FOAK) anlæg, og merprisen skønnes at være 10-15% af prisen for de efterfølgende anlæg. Byggeriet af et lignende anlæg er igangsat ved Flamanville i Frankrig, og der er indgået kontrakt med Kina om de næste to. Erfaringerne fra Finland vil indgå i disse andre byggerier.

Ad 2. Brændselsudgifter

Den første post her er indkøb af uran (som U_3O_8 – yellowcake). Tallet for Olkiluoto 3 er ikke umiddelbart tilgængeligt. Værket forventes at få en høj udnyttelse af brændslet, men her benyttes et uranforbrug på 20 mg natururan pr. kWh svarende til uranforbruget i det svenske A-kraftværk Forsmark (ref. 4).

Prisen for uran har varieret meget i tidens løb – mindre for langtidskontrakter end for spotmarkedsindkøb. Der antages først en pris på 30 US\$ per pound; efterfølgende ses på andre tænkelige priser. 30 US\$ per pound U_3O_8 svarer til 78,8 US\$ pr. kg U. I det følgende benyttes en valutakurs på 5,10 DKK per US\$ (januar 2008), og betydningen af andre tænkelige kurser dækkes ind under variationer i uranprisen.

Prisen 30 US\$ per pound U_3O_8 kommer herved til at svare til 402 DKK pr. kg U – eller 0,402 DKK pr. gram. De 20 milligram svarer da til 0,8 øre pr. kWh.

En pris på 30 US\$ per pound U_3O_8 dækker rigeligt udvindingsomkostningerne ved de hidtil benyttede uranminer. Men over en 80-årig periode kan der blive behov for at udnytte uranforekomster med noget højere udvindingspriser. En fordobling af uranprisen (middel over værkets levetid) er ikke utænkelig. Vi regner derfor med en brændselsudgift til uran på 1,6 øre pr. kWh i middel over værkets levetid.

Der skal også betales for berigning af uranet. Det naturlige uran indeholder kun 0,7% uran-235, og til brug i almindelige A-kraftværker skal andelen op på mindst 3%. For moderne A-kraftværker som det nye finske vil man formentlig berige op til 5% for at kunne opnå en større udbrænding (= længere tids anvendelse af det samme brændsel). Prisen for berigning af uran til konkrete A-kraftværker oplyses sjældent, men gennem en årrække har man set, at berigningsudgifterne udgør 5-10% af de samlede omkostninger ved el-fremstilling på A-kraftværker (ref. 1 og 3). Hidtil har berigningen – midlet over en længere periode – kostet omtrent det samme som prisen for det rå uran- altså omkring eller lidt mindre end 1 øre pr. kWh produceret elektricitet.

En stor del af omkostningerne ved uranberigning er indkøb af elektricitet. I ældre berigningsanlæg (USA, Rusland og Frankrig), der baserer sig på diffusion, bruges der ca. 50 gange så meget elektricitet, som der bruges ved centrifugemetoden. Derfor erstattes diffusionsanlæggene efterhånden af centrifugeanlæg – og prisen for berigning falder. Der er endvidere gennemført prototypeforsøg med uranberigning ved hjælp af lasere. Det er tænkeligt, at denne nye teknik vil erstatte centrifugerne i løbet af nogle årtier, og så vil prisen for berigning falde igen. Det er dog fortsat for uafklaret til, at man vil inddrage det i beregningerne. Olkiluoto 3 vil som nævnt benytte lidt højere berigning - ca. 5% mod tidligere typisk 3,5%. Det forøger berigningsomkostningerne i forhold til tidligere, men centrifugeberigning gør det billigere.

Her antages, at berigningsomkostningerne vil være 1 øre pr. kWh, men de faktiske omkostninger kan godt afvige lidt herfra så det forventelige interval bliver 0,7 – 1,3 øre pr kWh.

Det samme – altså 1 øre pr. kWh - antages fremstillingen af brændselsstavene, som er lange, tynde rør med piller af urandioxid, UO_2 , at koste. Endelig skal man medtage renteomkostninger for brændslet, idet uran og berigning skal betales 2-4 år, før brændslet sættes ind i reaktoren. Renteudgiften skønnes at være 0,5 øre pr. kWh.

Til nedrivning af A-kraftværket, når det er udtjent, skal der henlægges omkring 1 øre pr. kWh. Et tilsvarende beløb skal opspares til slutdeponering af det højaktive affald i de udbrændte brændselsstave.

I alt fås da følgende brændselsudgift i øre pr. kWh:

* uran	1,6
* berigning	1,3
* fremstilling af brændsel	1,5
* nedrivning af A-værk	1,0
* deponering af brugt brændsel	1,0

Samlet pris ca.	6,4 øre pr. kWh.
-----------------	------------------

Ad 3. Drift og vedligeholdelse

Denne udgiftspost udgør sædvanligvis den mindste af de store poster – sædvanligvis højst 10 - 12% af de samlede udgifter. Posten omfatter aflønning af fast personale – typisk 120 - 160 personer – samt det betydeligt større antal, der er tilknyttet de entreprenører, der udfører vedligeholdelsesarbejder (revisioner) i nogle uger, hvert eller hvert andet år. Aflønning heraf samt tilknyttede omkostninger vil være omkring 180 millioner kr. pr. år for et A-værk som det nye finske.

Hertil kommer forbrug af materialer og udstyr i forbindelse med den daglige drift og ved revisionerne - et beløb, det er vanskeligt at fastlægge på forhånd. Men her sættes beløbet til 100 millioner kr.

Behandlingen af det lavaktive affald fra den daglige drift samt fra revisionerne er inkluderet ovenfor, men prisen for deponering af dette affald i et passende anlæg skønnes at ligge på 20 millioner kr. årligt.

Udgifterne til forsikring omfatter især forsikringen af selve A-kraftværket. Værket forsikres på normal vis hos forsikringsselskaber. Det skønnes at koste 25 millioner kr. pr. år svarende til 0,2 øre pr. kWh.

Men herudover skal et A-værk forsikres for skader "på tredjemand". Det omtales nærmere nedenfor. Den tilknyttede risiko og forsikringspræmie er imidlertid så lille, at den ikke medtages her – under 0,1 øre pr. kWh.

I alt fås da årlige driftsudgifter på 325 millioner kr. svarende til **2,6 øre pr. kWh**

Den samlede pris for produktion af en kWh på et moderne A-kraftværk som Olkiluoto 3 bliver da **22 øre pr. kWh.** ($13,0 + 6,4 + 2,6 = 22,0$). Det er en gennemsnitlig pris for værkets første 30 år, og de første år kan driftsudgifterne godt blive den del større, indtil værket er "kørt ind". Udnyttelsesgraden kan også blive mindre end 90% de første år – specielt da værket er det først af sin version.

Usikkerheder vedrørende økonomien

Ovenstående beregninger er ikke noget bevis for, at prisen for atom-strøm bliver ca. 22 øre pr. kWh for de kommende A-kraftværker. Der er bl.a. nogle konkrete forhold, man skal være opmærksom på.

a. Prisen for kraftværket er angivet i "2003 euro". Prisen – og dermed også kapitaludgifterne - må formodes at stige med inflationen.

b. På grund af realrenteberegningen fås en middelpriis (i værdifaste kroner) over de 30 år, der benyttes som den økonomiske levetid. Om man rent faktisk ved salg af elektricitet vil benytte denne pris over hele perioden – eller om man vil tage en højere pris først og en lavere siden – vil bl.a. afhænge af den konkrete finansiering.

- c. Værket er dimensioneret til en teknisk levetid på 60 år. Efter 30 år forsvinder de oprindelige kapitaludgifter, og af kapitaludgifter har man da kun dem, der skyldes moderniseringer. Driftsudgifterne vil formentlig stige lidt, efterhånden som værket bliver ældre. Brændselsudgifterne vil ikke stige (i faste priser), idet der allerede er "midlet over 60 år i beregningerne ovenfor. Erfaringerne med ældre A-værker er, at produktionsprisen for elektricitet falder markant, når den oprindelige "gæld" er nedskrevet til nul.
- d. Byggeriet af et nyt A-kraftværk kan tage længere tid end planlagt p. g. a. uforudsete forhold, som det fx. har været tilfældet i Finland. Det modsatte sker også. I Østasien er nogle nyere A-kraftværker blevet bygget hurtigere end oprindeligt planlagt.
- e. Generelt er det sådan, at ser man på byggeprisen pr. kW, er de største A-kraftværker de billigste. Der er ikke tilstrækkeligt med erfaringer med nyere A-kraftværker til at give et tal herfor. Men benytter man tallene fra verdens første "udbygningsbølge" af A-kraftværker, vil et 1000 MWe A-kraftværk pr. kW koste 17% mere end et værk på 1600 MWe. Det vil direkte smitte af på kapitalomkostningerne, så de 13,0 øre nævnt ovenfor bliver til 15,2 øre for det lidt mindre værk. Driftsomkostningerne pr. kWh vil også stige lidt.
- f. Men tager man hensyn til disse forbehold, fås alligevel tal, der kan benyttes til vurdering af forskellige metoder for el-fremstilling. Og foretages der analyser af de forskellige produktionsmetoder til samme tid og med de samme beregningsprincipper, fås sammenligninger, der holder for en længere periode end blot det år, hvor sammenligningerne gennemføres. Inflationen rammer i en vis udstrækning alle nye anlæg, og stiger prisen specielt på jern, rammer det også alt fra nye A-kraftværker til bølgekraftværker og vindmøller. Beregningsrentens størrelse har også en indflydelse på omkostningerne ved alle typer kraftværker.

Forsikring af A-kraftværker

A-kraftværker bliver som andre industrianlæg forsikret mod skader på selve anlægget og på personalet. Herudover skal der være en forsikring i forhold til "tredjemand", dvs. personer (eller ting), der ikke har noget med A-kraftværket at gøre, men som kan blive skadet i tilfælde af et uheld på/ved A-kraftværket.

Forsikringen af selve værket skal dække skader på op til hele værkets værdi altså ved starten til 24 milliarder kr. Da der – omend med meget lav sandsynlighed - kan ske alvorlige havarier med store og dyre skader på værket, foretages der en omfattende gen-forsikring mellem forsikringsselskaberne.

Forsikringsselskaberne anser A-kraftværker som meget sikre. I tidens løb er der kun sket et virkeligt alvorligt havari på et vestligt A-kraftværk, nemlig havariet af TMI (Tremileø-kraftværket) i USA i 1979. Her skete der som følge af en uheldig detalje i konstruktionen, dårligt uddannet personale samt misforståelser en delvis smeltning af reaktorkernen. Der slap kun helt ubetydelige mængder radioaktivitet ud i omgivelserne, men selve værket måtte efterfølgende skrottes. Det ville være for dyrt at reparere.

Siden starten af atomalderen er der kun sket dette ene alvorlige havari på et A-kraftværk af vestlig type. Havariet af Tjernobyl-reaktoren i Ukraine i 1986 skete på en reaktor af en helt anden type, og den type ville ikke kunne blive godkendt i Vesten. Branden i Windscale-reaktoren i England i 1957 skete i en militær reaktor af en type, der ikke bygges længere.

I løbet af de opnåede 12.000 reaktor-driftsår med vestlige A-kraftværker er der altså sket et alvorligt havari med en reaktor. Hvis dette var standarden – et alvorligt havari pr. 12.000 driftsår – kan man udregne den tilknyttede økonomiske risiko. Værdien af TMI-

kraftværket var, omregnet til nutidens kroner, omkring 18.000 millioner kr. Det giver en økonomisk risiko på 1,5 million kr. pr. reaktor-driftsår – eller omkring 0,01 øre pr. kWh, altså et ubetydeligt beløb i forhold til de øvrige årlige udgifter. Der skal også betales for oprydningen/nedtagningen af den ødelagte reaktor, så tabet skal sættes noget højere.

For nye A-kraftværker som Olkiluoto 3 er sandsynligheden for skader på reaktoren meget mindre. Sandsynligheden for en sammensmeltet reaktorkerne forventes at være mindre end en gang pr. million reaktor-driftsår; altså næsten 100 gange lavere end antaget ovenfor. I det lange løb er det imidlertid de langt hyppigere mindre uheld, der betyder noget for forsikringspræmien.

Forsikring af tredjemand skal dække de skader, der opstår på udenforstående, hvis der sker uheld på/ved A-kraftværket. Der tænker man især på de økonomiske følger af udslip af radioaktivitet. Udslip af store mængder radioaktivitet har en overmåde lav sandsynlighed – meget lavere end sandsynligheden for smeltede reaktorkerner – men da konsekvenserne kan blive meget store, håndteres forsikringerne på en særlig måde.

I henhold til internationale aftaler skal det enkelte A-kraftværk dække skader (på tredjemand) for op til 700 millioner euro. Dette sikres sædvanligvis ved, at ejeren løbende betaler for en forsikring. Sker der skader over dette beløb, træder staten (hvor A-værket ligger) ind med op til 500 millioner euro ekstra. Dette suppleres med en kollektiv sikring mellem de lande, der indgår i den internationale aftale, hvorved yderligere 300 millioner euro dækkes. Beløb, der måtte overstige denne grænse (1500 millioner euro), dækkes enten af staten eller af A-værkets ejere. For Finland er det sidste tilfældet.

Det kan sammenfattes til, at A-kraftværkets egen forsikring dækker op til 700 millioner euro eller ca. 5,2 milliard DKK. Uheld med skader, der overstiger denne grænse, har meget lav sandsynlighed. Det må forudsætte, at reaktorkernen er smeltet sammen og at den lufttætte indeslutning om reaktoren er ødelagt. For nyere værker som det finske er sandsynligheden for sådanne udslip af betydelige mængder radioaktivitet under en gang pr. million driftsår.

Hvis et sådan uheld kræver udbetaling af ovennævnte 500 + 300 millioner euro, svarer det til en middelrysiko på mindre end 0,00005 øre per kWh. (800 millioner euro fordelt over 1 million år á 12,6 milliarder kWh). A-kraftværkerne betaler ikke nogen præmie til staten for denne forsikring. Til gengæld belægger staterne ofte el-produktionen med en skat. I Sverige således med omkring 3 øre pr. kWh; så præmien er mere end rigeligt betalt.

Der findes en oversigt over forsikring af nukleare anlæg på:

<http://www.uic.com.au/nip70.htm>

I USA er reglerne lidt anderledes. Søg evt. på nettet efter "Price-Anderson Act"

Udenlandske undersøgelser af A-kraftøkonomi sammenlignet med økonomien ved andre kraftværkstyper

Der finder mange udenlandske undersøgelser af de økonomiske forhold ved nye A-kraftværker. De beregninger, som el-selskaberne gennemfører, før de evt. beslutter sig for at bygge et A-kraftværk, bliver sjældent offentliggjort, men fra universiteter og forskellige organisationer foreligger der sådanne undersøgelser.

World Nuclear Association har samlet nogle oplysninger i rapporten "The New Economics of Nuclear Power", som giver en kort oversigt over forholdene. Resultaterne anføres nedenfor, og efterfølgende er der en lidt nøjere beskrivelse af nogle af de enkelte undersøgelser.

Der benyttes stort set samme opdeling og beregningsprincip som ovenfor, men de tal, der indsættes, kan afvige en del. A-kraftens økonomi sammenlignes gerne med økonomien ved forskellige udformninger af kul- eller gasfyrede kraftværker, hvor der evt. kan være inkluderet fjernvarmeproduktion. I enkelte tilfælde medtages også de økonomiske forhold for de vedvarende energikilder.

Finsk undersøgelse:

"Competitiveness Comparison of Electricity Production Alternatives"
by R. Tarjanna and K. Luostarinen (2003)

Forarbejderne til denne rapport blev gjort, før det finske el-selskab TVO og det finske parlament besluttede sig for et nyt stort A-kraftværk. Formålet var at se på økonomien ved nogle af de forskellige muligheder for ny el-produktion, som forelå på det tidspunkt. Rapportens prisniveau gælder for 2003. Der ses på et A-kraftværk, et kulfyret kraftværk og et naturgasfyret kraftværk, der også skal levere fjernvarme. Man har også set på vindmøller.

For alle tre kraftværker antages en udnyttelsesgrad på 91,3% - bortset fra vindmøller. Investeringerne i kraftværkerne er sat til 1900 euro per kW for A-kraft*, 860 euro pr kW for kulkraft og 600 euro pr. kW for gaskraft. Naturgasprisen er sat til 3 euro pr. GJ. Realrenten er sat til 5%. Ved omsætning til danske kroner er der nedenfor benyttet kursen 8,0 DKK pr. euro. (I den skrivende stund – feb. 2008 - er kursen ca. 7,45).

* Det er senere oplyst, at kontraktprisen for værket på 1600 MW blev ca. 3 milliarder euro dvs 1875 euro pr kW – altså omtrent svarende til forudsætningerne. Der er nu - januar 2008 - konstateret forsinkelser, som vil gøre byggeriet noget dyrere. Da der er indgået en fast kontraktpris, er det leverandøren Areva, der må dække hovedparten af de ekstra omkostninger.

Levetiderne (de økonomiske) er sat til 40 år for A-kraft** og 25 år for gas- og kulkraft. De kortere levetider for kul og gas skyldes nok, at man regner med, at naturgas om 25-30 år ikke længere bruges til elproduktion på grund af knaphed og høj pris. Begrænsningen for kulkraft kan derimod skyldes frygt for, at klimahensyn vil forhindre brugen af kul i mere end 25 år endnu – eller at der vil være så høj en CO₂-beskatning, at kulkraften bliver meget dyr og må opgives. Der er ikke set på muligheden for at tilbageholde og dybdeponere CO₂.

** Det nye finske A-kraftværk konstrueres, så hovedkomponenterne – der vanskeligt kan udskiftes – får en teknisk levetid på mindst 60 år. Andre store komponenter, der kan udskiftes, konstrueres til en levetid på mindst 30 år.

De beregnede el-priser (2003 priser) bliver herved i euro cent pr kWh (øre i parentes):

A-kraft : 2,37 (19,0) Kulkraft : 2,81 (22,5) Gaskraft: 3,23 (25,8) Vind : 5,0 (40)

Benyttes en realrente på 7% fås i stedet priserne:

A-kraft : 3,00 (24,0) Kulkraft : 3,00 (24,0) Gaskraft: 3,40 (27,2)

Rapporten er blevet opdateret i 2005, hvor også andre muligheder for el-produktion blev undersøgt. Tabellen nedenfor viser resultaterne i "2003 euro" pr. MWh. CO₂-afgiften er sat til 20 euro pr. ton CO₂. Der er ikke medregnet back-up for vindkraft.

	A-kraft	Kul	Gas	Tørv	Træ	Vind
Kapitalomkostninger	13.8	8.9	5.3	11.0	13.0	40.1
Drift & vedligehold.	7.2	7.7	3.5	6.7	8.2	10.0
Brændsel	2.7	19.3	25.2	21.0	30.8	0.0
CO ₂ -afgift	0.0	16.2	7.0	19.6	0.0	0.0
I alt euro/MWh	23.7	52.1	41.0	58.4	52.0	50.1

Tabellens tal kan omregnes til øre pr. kWh ved at gange med ca. 0,8.

Forskellen i forhold til tallene fra 2003 er især, at der er indregnet en CO₂-afgift for kul, gas og tørv. For A-kraften er opsparring til affaldsdeponering og nedrivning af udtjent værk anført under driftsomkostninger.

Billedet viser Olkiluoto i Finland. Til højre ses enhederne OL1 og OL2 og til venstre ses byggepladsen til OL3.

Artiklens forfatter deltog i maj 2008 i en rejse til Olkiluoto.



Britisk undersøgelse:

"The Cost of Generation Electricity": Royal Academy of Engineering (2004)

I denne rapport ser man på en lang række muligheder for produktion af elektricitet.

Foruden A-kraft undersøges kulfyrede anlæg som PF (pulverised-fuel), CFB (circulating fluidized bed) og IGCC (integrated gassification combined cycle).

Af naturgasfyrede anlæg ses på OCGT- (open cycle gas turbines) - og CCGT-anlæg (closed cycle gas turbines). Blandt de vedvarende el-kilder ses på anlæg baseret på fyring med bio-affald BFB (bubbling fluidized bed), vindmølleparker på land og til søs, og endelig ses på bølge- og tidevandskraftværker. Solkraft vurderes kort men forkastes straks af økonomiske grunde – i alt fald inden for den tidshorisont, som rapporten beskæftiger sig med nemlig byggestart inden 2020.

I beregningerne benyttes en realrente på 7½%, og omkostningerne fordeles på vanlig vis i kapitalomkostninger, brændselsomkostninger samt drift & vedligeholdelse. Desuden indregnes en mindre post til "General overhead". For fluktuerende, vedvaren-

de energikilder som vindkraft beregnes der også omkostninger til back-up kraftværker, der skal være klar til at levere (mere) strøm, når vinden løjer af.

Den politisk fastlagte CO₂-afgift er i rapporten sat til 10 £ pr. ton CO₂. Rapporten påpeger, at den må ligge mellem 0 og 30 £ pr. ton CO₂, idet 30 £ er den grænse, over hvilken det kan betale sig at tilbageholde CO₂ og deponere den dybt i jorden.

Figuren vist tidligere stammer fra denne rapport. Den viser prisen i pence pr. kWh for de forskellige muligheder (2004 prisniveau). For de traditionelle kraftværkstyper er priserne i pence pr. kWh og i parentes i øre.

Der er nedenfor en mere detaljeret gennemgang af de forskellige muligheder, som rapporten har analyseret. De muligheder, der anses for realistiske inden for rapportens tidsramme (til 2020) er dog følgende:

Kul (PF):	2,5 (25)	Kul (CFB):	2,6 (26)	Kul (IGCC):	3,2 (32)
Naturgas (CCGT):	2,2 (22)	A-kraft:	2,3 (23)	Havvind:	5,5 til 7,2*

* back-up kraft medregnet.

For de enkelte kraftværkstyper benyttes følgende primære tal/oplysninger:

A-kraft

Der ses på et kraftværk på 1000 MWe, hvis økonomiske levetid sættes til 40 år (25 år undersøges dog også). Investeringen sættes til 1150 £ per kW (11.150 DKK ved en kurs på 10 DKK pr. pound).

De årlige omkostninger til drift og vedligeholdelse sættes til 41 £ pr. kW. I investeringen er indregnet omkostningerne ved nedrivning af værket, når det er udtjent.

Prisen i pence pr. produceret kWh bliver herved.

Kapitalomkostning: 1,32	Brændsel: 0,4	Generelt OH: 0,08
Drift & vedligehold: 0,45	I alt 2,26 pence per kWh	

Sættes den økonomiske levetid til 25 år i stedet for 40 år stiger prisen til 2,44 pence per kWh

Kommentar: I rapporten angives, at der er betydelig usikkerhed på prisen for bygning af nye A-kraftværker, idet der – bortset fra Østasien – ikke er færdigbygget sådanne værker inden for de seneste 15 år. Man angiver derfor, at byggeprisen må tillægges en usikkerhed på +/- 25%. Det vil da betyde, at prisen – ovenfor angivet som 2,26 pence pr. kWh - bør angives som liggende mellem 1,93 og 2,59 pence pr. kWh. Prisen for uran på spotmarkedet primo 2008 er ret høj, og denne pris kan formentlig fortsætte få år endnu. Men nyåbnede miner vil så bringe prisen ned i nærheden af udvindingsomkostningerne.

Kulfyret kraftværk PF typen (kulpulver)

Der ses på et kraftværk på 1600 MWe, hvis økonomiske levetid sættes til 30 år. Investeringen sættes til 820 £ per kW (ca. 8200 DKK).

De årlige omkostninger til drift og vedligeholdelse sættes til 24 £ pr. kW. Den termiske virkningsgrad antages at være 38%. CO₂-afgift antages at være 10 £ pr. ton CO₂.

Prisen i pence pr. produceret kWh bliver herved.

Kapitalomkostning: 1,03	Brændsel: 1,16	Generelt OH: 0,18
Drift & vedligehold: 0,16	CO ₂ -udslip: 0,82	I alt 3,33 p. per kWh

Med en videreudvikling kan prisen kommen ned på 3,28 pence pr. kWh

Kommentar: Der er tale om en kendt og afprøvet teknik, og bygge- og driftsomkostningerne - på nær CO₂-afgiften – må antages at være ret sikre. Brændselsprisen ca. 12 øre pr kWh er en del lavere end kulprisen primo 2008.

Kulfyret kraftværk CFB typen (Circulating fluidized-bed)

Der ses på et kraftværk på 1500 MWe, hvis økonomiske levetid sættes til 25 år.

Investeringen sættes til 730 £ per kW (7300 DKK pr. kW).

De årlige omkostninger til drift og vedligeholdelse sættes til 38 £ pr. kW. Den termiske virkningsgrad antages at være 38%. CO₂-afgift antages at være 10 £ pr ton CO₂.

Prisen i pence pr. produceret kWh bliver herved.

Kapitalomkostning: 0,95

Brændsel: 1,16

Generelt OH: 0,33

Drift & vedligehold: 0,18

CO₂-udslip: 0,82

I alt 3,45 p. per kWh

Med en videreudvikling kan prisen kommen ned på 3,35 pence pr. kWh

Kommentar: Der er også her tale om en kendt og afprøvet teknik, og bygge- og driftsomkostningerne - på nær CO₂-afgiften – må antages at være ret sikre.

Brændselsprisen ca. 12 øre pr kWh er en del lavere end kulprisen primo 2008.

Biomasse-fyret kraftværk BFC typen (Bubbling fluidized-bed)

Der ses på et kraftværk på 10 MWe, hvis økonomiske levetid sættes til 20 år.

Investeringen sættes til 1840 £ per kW (18400 DKK pr. kW).

De årlige omkostninger til drift og vedligeholdelse sættes til 225 £ pr. kW. Den termiske virkningsgrad antages at være 24%.

Prisen i pence pr. produceret kWh bliver herved.

Kapitalomkostning: 2,69

Brændsel: 0,84

Generelt OH: 1,96

Drift & vedligehold: 1,27

I alt 6,76 pence per kWh

Kommentar: Rapporten nævner, at teknikken er kendt for anlæg op til 100 MWe. Når der alligevel ses på et 10 MWe anlæg, som vil være relativt dyrere end større anlæg, skyldes det formentlig, at anlæggene – for ikke at få store omkostninger til indsamling og transport af brændsel - skal ligge spredt ud over landet.

Kulfyret kraftværk IGCC typen (Integrated gassification)

Der ses på et kraftværk på 480 MWe, hvis økonomiske levetid sættes til 25 år.

Investeringen sættes til 1000 £ per kW (10000 DKK pr. kW).

De årlige omkostninger til drift og vedligeholdelse sættes til 48 £ pr. kW (480 DKK pr. kW). Den termiske virkningsgrad antages at være 48%. CO₂-afgift antages at være 10 £ pr. ton CO₂.

Prisen i pence pr. produceret kWh bliver herved.

Kapitalomkostning: 1,54

Brændsel: 0,94

Generelt OH: 0,39

Drift & vedligehold: 0,32

CO₂-udslip: 0,67

I alt 3,86 p. per kWh

Med en videreudvikling forventes prisen at komme ned på 3,79 pence pr. kWh

Kommentar: I denne type anlæg omdannes kullene til en gas, der overvejende er CO og H₂. Denne syntetiske gas udnyttes efterfølgende i en gasturbine. Selve forgasningen er en velkendt teknik, men med resten af anlægget er der ret begrænsede erfaringer. Tallene er derfor noget usikre. Fordelen ved anlægget er den høje termiske virkningsgrad samt muligheden for effektivt at fjerne forureningsstofferne. Rapporten nævner dog ikke muligheden for CO₂-tilbageholdelse med henblik på deponering dybt nede i jorden. Kulprisen er primo 2008 en del højere end angivet i tabellen.

Gasfyret turbine af OCGT typen (Open-cycle gas turbine)

Der ses på et kraftværk på 40 MWe, hvis økonomiske levetid sættes til 20 år.

Investeringen sættes til 330 £ per kW (3300 DKK pr. kW).

De årlige omkostninger til drift og vedligeholdelse sættes til 34 £ pr. kW.. Den termiske virkningsgrad antages at være 39%. CO₂-afgift antages at være 10 £ pr ton CO₂.

Prisen i pence pr. produceret kWh bliver herved.

Kapitalomkostning: 0,40

Brændsel: 2,25

Generelt OH: 0,10

Drift & vedligehold: 0,36

CO₂-udslip: 0,54

I alt 3,64 p. per kWh

Med en videreudvikling forventes prisen at komme ned på 3,41 pence pr. kWh

Kommentar: Teknikken for OCGT anlæg er velkendt og afprøvet. OCGT kan bl.a.

benyttes som spidslastkraftværk på grund af evnen til hurtigt at skifte effektniveau.

Gasprisen har varieret meget i tidens løb, og der forventes (i 2008) en fortsat stigning, hvor alene omkostningerne ved at erstatte den rørbundne naturgas med LNG lægger en øvre grænse.

Gasfyret kraftværk CCGT typen (Combined cycle)

Der ses på et kraftværk på 786 MWe, hvis økonomiske levetid sættes til 25 år.

Investeringen sættes til 300 £ per kW (3000 DKK pr. kW).

De årlige omkostninger til drift og vedligeholdelse sættes til 25 £ pr. kW. Den termiske virkningsgrad antages at være 58%. CO₂-afgift antages at være 10 £ pr ton CO₂.

Prisen i pence pr. produceret kWh bliver herved.

Kapitalomkostning: 0,36

Brændsel: 1,53

Generelt OH: 0,18

Drift & vedligehold: 0,14

CO₂-udslip: 0,37

I alt 2,57 p. per kWh

Med en videreudvikling forventes prisen at komme ned på 2,50 pence pr. kWh

Kommentar: Denne type kraftværk er mere avanceret og kompliceret end OCGT, idet

man i CCGT anlæg først har en "sædvanlig" gasturbine, hvorefter udstødsgasserne

herfra benytte til at fordampe vand til en dampturbine. Ca. 2/3 af effekten kommer fra

gasturbinen og resten fra dampturbinen. Rapporten konkluderer, at hvis der skal bygges

gasfyrede kraftværker i Storbritannien de kommende år, bør de være af denne type p.

g. a. den høje termiske virkningsgrad og den høje gaspris.

Landbaseret vindmøllepark

Der ses på en park med 12 stk. 2 MW møller med en økonomisk levetid på 20 år.

Investeringen sættes til 740 £ pr. kW, idet der dog også ses på investeringen 630 £ pr.

kW. De årlige driftsomkostninger sættes til 24 £ pr. kW. Endelig antages den gennemsnitlige udnyttelsesgrad at være 35%.

Prisen i pence pr. produceret kWh bliver herved.

Kapitalomkostning: 2,78

Generelt OH: 0,41

Drift & vedligehold: 0,49

Back-up omkostninger: 1, 67

I alt 5,35 pence per kWh

Udviklingen af mølleteknologien formodes at kunne bringe den samlede pris ned på 4,78 pence pr. kWh for landbaserede møller.

Havbaseret vindmøllepark

Der ses på en park med 26 stk 3,6 MW møller med en økonomisk levetid på 20 år.

Investeringen sættes til 920 £ pr. kW. De årlige driftsomkostninger sættes til 57 £ pr.

kW. Endelig antages den gennemsnitlige udnyttelsesgrad at være 35%

Prisen i pence pr. produceret kWh bliver herved.

Kapitalomkostning: 3,44
Back-up omkostninger: 1,67

Generelt OH: 0,38
I alt 7,19 pence per kWh

Drift & vedligehold: 1,70

Udviklingen af teknologien formodes at kunne bringe den samlede pris ned på 6.34 pence pr. kWh for havbaserede møller.

Kommentar: Der er i rapporten benyttet en gennemsnitlig udnyttelsesgrad på 35% for både land- og hav-baserede mølleparker. Det havde været rimeligt at benytte et lidt mindre tal for de landbaserede møller og et lidt højere tal for de havbaserede. Ved de havbaserede vindmølleparker, der er besluttet i Storbritannien i 2006-7, har regeringen garanteret en pris på ca. 1,0 DKK pr. kWh til parkens ejere. Det er noget mere end ovennævnte beløb – omregnet til 2007-priser. På denne baggrund er det forståeligt, at el-selskaberne i Danmark ikke vil bygge havmølleparker med en garanteret pris på 49 øre pr. kWh.

Bølge- og tidevandskraft

Der er set på forskellige metoder for udnyttelse af havets bølger og tidevandsbevægelserne. Rapporten peger på, at opdæmning af tidevand og udnyttelse af "faldhøjden" i sædvanlige vandkraftturbiner nok vil være den mest økonomiske og teknisk set lettest realiserbare metode. Men muligheden forkastes alligevel, idet den anses for uacceptabel p. g. a. store miljøpåvirkninger. I stedet forventes det, at undersøiske "vindmøller" kan placeres, hvor tidevandet trænger så dybt ned, at "møllerne" placeret på bunden af havet ikke generer skibsfarten. Der ses også på "almindelig bølgekraft".

Rapporten bemærker, at selv om der kører en række forsøg, er der meget vanskeligt at vurdere omkostningerne ved anlæggene – nu og i de kommende år. Den økonomiske vurdering baseres derfor på et hypotetisk anlæg med følgende egenskaber:

Et anlæg med en nominel effekt på 12 MW og med en økonomisk levetid på 15 år. Investeringen sættes til 1400 £ pr. kW. De årlige driftsomkostninger sættes til 56 £ pr. kW. Den gennemsnitlige udnyttelsesgrad anføres ikke. Der forventes kun meget få af de nævnte anlæg bygget i den betragtede periode, og der ses derfor bort fra back-up kraftværker.

Prisen i pence pr. produceret kWh formodes at være:

Kapitalomkostning: 4,94
I alt 6,63 pence per kWh

Generelt OH: 0,43

Drift & vedligehold: 1,26

- som med en teknologiudvikling måske kan komme ned på 5,70 pence pr. kWh.

Kommentar: Rapporten tager ikke stilling til de forskellige type "marine anlæg", der har været afprøvet ved kysterne omkring Storbritannien, og anlæggene er langt fra at være modne. Man må dog notere, at tidevandet omkring Storbritannien forekommer langt mere regelmæssigt end overfladebølger og er næsten forudsigeligt m.h.t. til udnyttelig energi. Det må gøre værdien af en kWh fra et tidevandskraftværk mere værd end en kWh fra vindmøller eller anlæg baseret på overfladebølger. Konstruktionsmæssigt er det også simplere at dimensionere et anlæg for tidevand end for overfladebølger, idet der ikke er så stor forskel på maksimal belastning og middel belastning ved tidevandsanlægget som ved overfladebølgeanlæg.

Tidevandsenergien er dog ikke altid til rådighed, når der er mest behov for elektricitet. Ved en større udbygning skal der derfor også her inddrages reservekraft.

Amerikansk økonomiundersøgelse

Forholdene for A-kraften i USA har været noget anderledes end i Europa og de fleste andre steder i verden. Det gør, at amerikanske undersøgelser af A-kraft – herunder økonomien – ofte anlægger andre betragtningssvinkler end europæiske. De væsentligste (historiske) grunde hertil er følgende:

Da den store udbygning af A-kraften i USA skete fra midten af 1960'erne til slutningen af 1980'erne forekom der et utal af kraftværksmodeller, idet næsten hvert el-selskab ønskede reaktor- og turbinedel tilpasset til egne specielle ønsker. Der byggedes derfor et stort antal forskellige A-kraftværker.

Endvidere var det kun nogle få el-selskaber, der ejede mere end et par A-kraftværker, og derfor var det vanskeligt at opnå den højeste ekspertise, og negative driftserfaringer blev sjældent registreret og offentliggjort, så andre kunne have gavn heraf. (Sikkerhedsmæssige problemer blev naturligvis offentliggjort og myndighederne sørgede for, at andre A-kraftselskaber tog dem *ad notam*.)

Resultatet var, at rådighedstallene (den andel af tiden, hvor et kraftværk er i drift) for amerikanske A-kraftværker typisk lå omkring 70%, mens de for gode europæiske A-kraftselskaber lå omkring 85%. Der var dog også amerikanske A-kraftselskaber, der klarede sig pænt sammenlignet med de europæiske især dem, som ejede adskillige A-kraftværker.

Da de dårlige rådighedstal betød ringere økonomi, besluttede de amerikanske A-kraftselskaber at gøre en fælles indsats for at forbedre situationen. Det lykkedes langsomt, og nu – efter år 2000 – ligger de amerikanske A-kraftværkers rådighedstal oppe på 90% - som i øvrigt også mange andre lande er nået op på. Det har formentlig også været gunstigt, at mange amerikanske A-kraftværker er blevet opkøbt, så der nu er færre selskaber, der ejer A-værker - men til gengæld ejer hvert selskab adskillige værker og er i stand til at opretholde ekspertise i tilstrækkeligt omfang.

Endelig hører så med i billedet, at amerikanske A-kraftmodstandere havde succes med at forsinke mange A-kraftbyggerier ved at anlægge sag mod selskaberne – ofte efter at man var kommet langt i byggeriet. Det var bl.a. muligt, fordi der var så mange forskellige udformninger af A-kraftværkerne; og man kunne så altid betvivle, om alle detaljer nu også var sikre nok ved de enkelte værker. Og retssager begrundet i overtrådte formaliteter var der også mange af.

Derfor har man i USA besluttet, at man skal gøre det anderledes med den næste store udbygning, der forventes at gå i gang i løbet af et par år. Der er nu relativt få leverandører af reaktorer til A-kraftværker – på verdensplan vel 7-9 stk.. Disse har standardiseret de udbudte reaktorer, og for tiden foregår der i flere lande – herunder USA - forhåndsundersøgelser med henblik på typegodkendelse af de forskellige reaktorer. Herudover kan man i USA også opnå en forhåndsgodkendelse af konkrete placeringer af A-kraftværker. Hensigten er, at der før et evt. A-kraftbyggeri påbegyndes, skal være opnået alle tilladelser til byggeri og idrifttagelse.

For ikke at de første el-selskaber, der bygger nye A-kraftværker, skal blive ramt økonomisk af oversete juridiske problemer ved procedurerne, har de amerikanske politikere bevilget store økonomiske garantier til de første A-kraftbyggerier. Garantierne udbetales, hvis fejl eller mangler ved lovene – eller ved myndighedernes fejlhandlinger – forvolder ejerne af et nyt A-kraftværk økonomiske tab. De første to nye A-kraftværker vil være dækket af de største garantier; de efterfølgende fire dækkes af mindre

garantier, og herefter forventes alle evt. fejl ved love og hos myndighederne at være fjernet, og der ydes ikke garanti længere.

Dette er den baggrund, hvorpå de nye amerikanske økonomiske analyser af A-kraftværkers økonomi skal ses.

En afdeling under MIT (Massachusetts Institute of Technology) foretog i 2003 en sådan økonomisk undersøgelse, hvor A-kraft sammenlignedes med kul-kraft og Combined-Cycle Gas Turbines (CCGT) fyret med naturgas.

Man antog, at kapitalomkostningerne ved A-kraft ville beløbe sig til 2000 US\$ pr kW (idet dog også 1500 US\$ pr. kW undersøgtes som en mulighed). For det kulfyrede værk var investeringen 1300 US\$ pr kW og for CCGT var beløbet 500 US\$ pr kW.

I undersøgelsen deler man investeringerne op i to lige store dele – fra egenkapital og fra lånekapital. Egenkapitalen kræves så forrentet med 15% og lånekapitalen med 8%, hvis der investeres i A-kraftværker, mens de tilsvarende tal for de fossile kraftværker er 12% og 8%. Undersøgelsens begrundelse for at kræve en højere forrentning af egenkapitalen er, at det er den, det først går ud over, hvis et kraftværk ikke kommer til at køre som planlagt.

For belastningstallet regner man med 85% for alle kraftværkstyper. Gasprisen sættes til 3,5 US\$ pr. million BTU med en årlig stigning på 0,5% eller 1,5%.

Man ender herved med følgende el-priser (2003 niveau og 6 DKK pr US\$) for en kWh elektricitet:

A-kraft	6,7 cent (40,2 øre)	Kul	4,2 cent (25,2 øre)
Gas-1	3,8 cent (22,8 øre)	Gas-2	4,1 cent (24,6 øre)

Kommentarer: MIT beregningerne finder altså, at A-kraftens elektricitet vil blive meget dyrere end de andre muligheder. Så hvorfor kan der nu alligevel være mere eller mindre faste planer om 20-30 nye A-kraftværker i USA? Grunden er nok, at MIT-beregningerne ikke afspejler virkeligheden af følgende grunde:

- Der er ikke taget hensyn til mulige restriktioner for afbrænding af fossilt brændsel af klimahensyn. Der er (og var heller ikke i 2003) i USA begrænsninger i form af CO₂-kvoter eller krav om udskillelse og deponering af CO₂. Allerede for adskillige år siden var der imidlertid el-selskaber (og andre), der forudså muligheden for, at de i løbet af et nyt kraftværks levetid med stor sandsynlighed ville fremkomme CO₂-begrænsninger. Prisen for CO₂-kvoter er politisk fastlagt og ikke til at forudse, men en øvre grænse vil ligge på det niveau, hvor CO₂-tilbageholdelse og deponering bliver billigere. Det vil for gas formentlig ligge på 10-20 øre/kWh og det dobbelte for kul.
- Den meget høje investering i A-kraft (2000 US\$ pr. kWh) er ikke i overensstemmelse med de (begrænsede) erfaringer, man har for de nye reaktortyper. For det første A-kraftværk af en bestemt model er prisen måske ikke meget overvurderet, men det er sædvane, at leverandøren selv dækker disse "first of a kind" ekstra omkostninger.
- MIT-undersøgelsen anvender høje beregningsrenter sammenlignet med andre undersøgelser. Rationalet bag dette er vel, at skal man ud og låne penge, skal man betale markedsrenten, som typisk vil ligge inflationsniveauet over realrenten. Ved markedsrenteberegninger vil man så komme til at levere dyr elektricitet de første år, men da kapitaludgifterne så ikke stiger med inflationen de efterfølgende år, bliver el-prisen billigere år for år – når den måles i værdifaste kroner eller \$.
- For gasprisen har MIT-undersøgelsen to antagelser – nemlig årlige prisstigninger på 0,5% og 1,5%. Det er prisstigninger, der må antages end ikke at kunne følge med

inflationen, og antagelserne er derfor ikke rimelige i beregninger, der er foretaget i faktiske penge. Ved beregninger, der foretaget i værdifaste penge – altså realrenteberegninger – kan gasprisstigninger på 0,5% og 1,5% nok være rimelige. Men her synes MIT-undersøgelsen at have sammenblandet de to beregningsmetoder med det resultat, at A-kraften kommer til at virke dyrere relativt til de andre muligheder end en reel beregning fortæller.

Og så bør det nok understreges, at realrenteberegninger især fortæller om relative priser for de forskellige kraftværkstyper. Realrenteberegninger – også kaldet samfundsøkonomiske beregninger – fortæller om værdifaste middelpriiser over anlæggenes (økonomiske) levetid.

Grunden til, at MIT-rapporten omtales her trods dens åbenlyse mangler ”set med europæiske øjne”, er, at dens resultater af og til dukker op i den internationale (og danske) debat om økonomien ved forskellige typer kraftværker. Den tages ofte som et bevis på, at A-kraft er uøkonomisk sammenlignet med kul og gas – også under europæiske forhold.

Referencer

1. P.L. Ølgaard: ”Reaktorøkonomi”. Noter til kursus i Videregående kraftreaktorteknik, DTH, 1972
2. Søg på Internettet efter Uranium Enrichment Wikipedia
3. <http://www.uic.com.au/nip33.htm>
4. Vattenfall AB Generation Nordic Certified Environmental Product Declaration EPD from Forsmark Nuclear Power Plant. S-P 00021, 2007-11-01.
5. <http://www.uic.com.au/nip70.htm>
6. ”Competitiveness Comparison of Electricity Production Alternatives” by R. Tarjanna and K. Luostarinen (2003). Også opdateret til 2005.
7. ”The Cost of Generating Electricity”: Royal Academy of Engineering (2004) http://www.raeng.org.uk/news/publications/list/reports/Cost_of_Generating_Electricity.pdf
8. ”The future of nuclear power in France, the EU and the world for the next quarter-century”. C. Pierre Zaleski. University of Paris – Dauphine.

Appendix A

Opsparing til deponering af højaktivt affald og til nedrivning af et udtjent A-kraftværk.

Her ses på opsamling af penge til nedrivning af et 1000 MWe A-kraftværk, der skal rives ned efter at have været i drift i 50 år. Det antages endvidere, at der i hele perioden opkræves 1,0 øre pr. kWh solgt elektricitet.

Udnyttelsesgraden af værket antages at være 85% i middel over hele værkets levetid.

Et 1000 MWe værk producerer årligt 7,45 milliarder kWh. Der afsættes derfor årligt ca. 75 millioner kr. til formålet.

Summerer man simpelt disse beløb over 50 år fås summen 3,7 milliarder kr. Men de opsparede beløb vil trække rente og renters rente i mange år. Antages en realrente på 3% vil den opsparede formue efter 50 år være ca. 8 milliarder kr. (Beløbet er i værdifaste kroner, da der regnes med realrente.)

Kapitalværdien K akkumuleret ved sidste års udgang beregnes som

$$K = b \cdot [(1 + r)^N - 1] / r$$

Hvor b er det beløb, der indbetales hvert år i N år (ved årets udgang) og r er rentefoden i rent tal. Benyttes realrenten som r, fås K i værdifaste kroner

Appendix B

Brændværdier og priser for kul

17000 – 33000 kJ/kg (<http://www.affald.dk/artikel.php?id=15>)

6900 kcal/kg = 28900 kJ/kg fra Energikataloget (=ret gode kul)

27 MJ/kg (Fra www.energyadvocate.com/heatvals.htm)

Brændværdier og priser for naturgas

Naturgas 41000 kJ pr m³ = 9800 kcal pr. m³ (Energikataloget)

Metan 54 MJ/kg (Fra www.energyadvocate.com/heatvals.htm)

Andre brændværdier og priser

Affald (almindeligt) 10500-12500 kJ/kg (<http://www.affald.dk/artikel.php?id=15>)

Træ og halm 9000 – 15000 kJ/kg samme

Olie 42000 kJ/kg samme

Olie 41900 kJ/kg = 10000 kcal/kg (Fra energikataloget)

Træ tørt 15 MJ/kg (Fra www.energyadvocate.com/heatvals.htm)

Hydrogen 140 MJ/kg (Fra www.energyadvocate.com/heatvals.htm)

Uran – 1 kg total fission $79,5 \cdot 10^9$ kJ = 22,1 million kWh (varme)

Energienheder

1 J = 0,1020 kpm = $2,778 \cdot 10^{-7}$ kWh = $2,389 \cdot 10^{-4}$ kcal

1 BTU = 1055.06 J = 107,8 kpm = $2,931 \cdot 10^{-4}$ kWh = 0,252 kcal = $1.055 \cdot 10^{10}$ erg

1 kWh = 3412 BTU Alle fra http://www.engineeringtoolbox.com/heat-units-d_664.html

Andre enheder

Amerikanske kulpriser angives ofte per (short) ton = 907,2 kg. Der angives dog også i priser per tonne = 1000 kg - altså et almindeligt ton i resten af verden.

Priser på uran angives ofte i US\$ per pound U₃O₈, hvor et pound = 0,4536 kg

En tønde (barrel) olie er 159 liter olie

Appendix C

Ved beskrivelse af den el-mængde, der kan fås ud af forskellige kraftværker benytter man forskellige begreber, der stort set kan opdeles i to grupper:

1. Rådighedstal, tilgængelighed, availability som beskriver, hvor stor en del af tiden - fx af et år eller af hele kraftværkets levetid – anlægget har været klar til at producere for fuld kraft. For et A-kraftværk skal der fx afses tid til brændselsskift og vedligeholdelse. Det "koster" mellem 5% og 20% af årets timer. Herved bliver rådighedstallet mellem 80% og 95%.

2. Men selv om et anlæg er til rådighed 100% af tiden, betyder det ikke nødvendigvis, at det udnyttes hele tiden. Af Frankrigs mange A-kraftværker er der udset nogle få, der skal "skrue ned" for effekten, når behovet for el er lavt - fx typisk om natten. For disse værker har man da et belastningstal, (lastfaktor, kapacitetsudnyttelse, load factor, capacity factor), som fortæller, hvor meget el anlægget årligt producerer i forhold til det, der blev produceret, hvis anlægget kørte for fuld effekt hele tiden. For grundlast-værker som A-kraft og store kulfyrede værker vil rådighedstal og belastningstal gerne ens, men for de førnævnte få franske A-værker, kan belastningstallet være nede på 60%. For vindmøller – og solkraft, bølgekraft og tidevandskraft – kan anlæggene måske være "køreklare" hele året, men der har manglet vind, sol, bølger eller tidevand. Belastningstallet bliver så måske 35%. En vindmølle på 1 MW vil i dette tilfælde i middel over et år levere 0,35 MW.

Top Ten 2007

I en international opgørelse over produktionen på verdens A-kraftværker indtager tyske anlæg en fremtrædende position. I 2007 var der 6 tyske værker blandt de 10 mest producerende i verden.

	Country	Nuclear Power Plant	Rated Capacity (gross) MW	Electricity Generation (gross) Billion kWh
1	U.S.	South Texas 1	1,413	12.36
2	Germany	Brokdorf	1,440	12.01
3	Germany	Isar 2	1,475	12.01
4	Germany	Philippsburg 2	1,458	11.78
5	Germany	Emsland	1,400	11.59
6	U.S.	Palo Verde 2	1,428	11.54
7	Germany	Grohnde	1,430	11.46
8	France	Chooz B2	1,560	11.43
9	France	Nogent 1	1,363	11.27
10	Germany	Neckar 2	1,400	11.11

Sources: Platts Nucleonics Week, VGB
<http://www.kernenergie.de/>