



Ekonomika jaderné energie

Steve Thomas

prosinec 2005

Obsah:

Úvod	3
1. Světový trh s jadernými elektrárnami: existující zakázky a perspektivy	4
2. Současné typy reaktorů	8
3. Rozhodující činitelé v ekonomice jádra	12
4. Současné studie o ekonomice jaderné energie	20
5. Potřeba a rozsah veřejných subvencí	24
6. Závěr	25
Příloha 1 – Diskontování, cena kapitálu a požadovaná návratnost	28
Příloha 2 – Technologie jaderných reaktorů	30
Příloha 3 – Dodavatelé jaderných reaktorů	31
Příloha 4 – Likvidace jaderných elektráren	33

O autorovi

Steve Thomas působí jako vedoucí vědecký pracovník v oblasti energetické politiky na University of Greenwich v Londýně. Na univerzitě v Bristolu získal titul BSc v oboru chemie. Jako nezávislý výzkumník se energetickou politikou zabývá více než dvacet let. V letech 1979–2000 byl členem Programu energetické politiky na University of Sussex a v roce 2001 strávil 10 měsíců na Federal University of Rio de Janeiro jako hostující výzkumník v Programu energetického plánování. Je členem sboru editorů v časopisech Energy Policy (od roku 2000), International Journal of Regulation and Governance (od 2001), Energy and Environment (od 2002) a Utilities Policy (od 2003). Je také zakládajícím členem sítě akademických pracovníků severoevropských zemí (skupina REFORM), která zkoumá aspekty liberalizace energetických trhů. V roce 1997 byl členem týmu ustanoveného Evropskou bankou pro obnovu a rozvoj, jehož úkolem bylo vypracovat oficiální ekonomickou studii povinné péče pro projekt nahrazující černo-bylskou jadernou elektrárnu. V letech 2001–02 byl členem mezinárodního týmu ustanoveného jihoafrickým Ministerstvem pro minerály a energii s úkolem vypracovat studii technické a ekonomické životaschopnosti nového typu jaderné elektrárny – modulárního reaktoru s kuličkovým keramickým palivem.

publikace tématické řady Jaderná energetika

Ekonomika jaderné energie

autor: Steve Thomas

© Heinrich Böll Foundation 2005

Všechna práva vyhrazena.

spoluvydavatel: WISE

Publikace nemusí nutně vyjadřovat názor Nadace Heinricha Bölla.

Kontakt:

Heinrich Böll Foundation Regional Office for Southern Africa, PO Box 2472; Saxonwold, 2132; South Africa.

phone: +27-11-447 8500. fax: +27-11-447 4418. info@boell.org.za

Heinrich Böll Foundation, Rosenthaler Str. 40/41, 10178 Berlin, Germany.

phone ++49 30 285 340; fax: ++49 30 285 34 109; info@boell.de; www.boell.de/nuclear

České vydání vzniklo ve spolupráci se sdružením Jihočeské matky, Calla a Hnutím DUHA za finanční podpory Nadace Partnerství.



Hnutí DUHA
Friends of the Earth Czech Republic



Jihočeské matky



Úvod

Náročný úkol snížit emise skleníkových plynů, zvláště v sektoru výroby energie, vedl k obnovenému zájmu o výstavbu nových jaderných elektráren. Ty by nejprve nahradily stávající stárnoucí reaktory, pak by pokryly rostoucí poptávku po elektřině a nakonec by nahradily některé elektrárny na fosilní paliva. V dlouhodobé perspektivě by se nová generace jaderných elektráren dala využívat na výrobu vodíku, který by nahradil uhlovodíky používané v motorových vozidlech.

Je ovšem diskutabilní, zda je jaderná energie opravdu levným zdrojem elektřiny. V posledních letech se objevil velký počet zdánlivě odborných studií, které ukazovaly ekonomiku jádra v dobrém světle, a zdá se, že většina elektrárenských společností je rozhodnuta provozovat současné jaderné elektrárny tak dlouho, jak to jen bude možné. Tyto společnosti však váhají se stavbou nových jaderných elektráren bez garancí ceny a odbytu elektrické energie a bez subvencí. Tento zdánlivý paradox se dá poměrně snadno vysvětlit rozdílem mezi provozními náklady samotné jaderné energie, které jsou obvykle pokládány za relativně nízké, a celkovými náklady na jadernou energii (včetně nákladů na výstavbu), které jsou podstatně vyšší. Když už je tedy jaderná elektrárna jednou postavená, může být z ekonomického hlediska smysluplné udržovat elektrárnu v provozu, i když jsou celkové náklady na výrobu energie, včetně nákladů na výstavbu elektráren, vyšší než u jiných alternativ. Náklady na výstavbu elektrárny jsou „utopené“ náklady, které se nedají získat zpět a marginální náklady na výrobu další kilowatthodiny (kWh) by mohly být nízké. Nicméně hlavní rozdíl mezi ekonomikou současných elektráren a prognózami o budoucích elektrárnách se vysvětluje detailními rozdíly např. v předpokládaných provozních výkonech a nákladech, které nejsou na první pohled zřejmé z titulních údajů.

Cílem této studie je zjistit klíčové ekonomické parametry, zhodnotit jejich určující složky a posoudit předpoklady hlavních prognóz za posledních pět let, abychom určili, jak a proč se tyto prognózy liší. Studie má za cíl zjistit, k jakým garancím a subvencím se bude muset vláda zavázat, aby umožnila stavbu nových jaderných elektráren.

1. Světový trh s jadernými elektrárnami: existující zakázky a perspektivy

Během loňského roku média ve větší míře informovala o zřejmém mezinárodním oživení zakázek na jaderné elektrárny, a to zvláště v zemích tichomořské oblasti. Seznam zakázek na jaderné elektrárny (viz tabulka 2) ukazuje, že je toto oživení zveličováno. V říjnu 2005 bylo po celém světě ve výstavbě 22 jaderných elektráren o celkovém výkonu 17 gigawatt (GW), ve srovnání s 441 elektrárnami o celkovém výkonu 368 GW, které jsou ve světě v provozu (viz tabulka 1). Ze všech reaktorů ve výstavbě jich 16 využívá indickou, ruskou nebo čínskou technologii, tj. technologie, které by stěžejně někdo zvažoval použít na Západě. U šesti z těchto elektráren začala výstavba před rokem 1990 a existují pochyby, zda bude někdy dokončena. Výstavba reaktorů na Tchaj-wanu, zadaná v roce 1996 a jejíž dokončení se předpokládalo v roce 2004, je zpožděna o šest let. Západní dodavatelé jaderných technologií, kteří jsou aktivní v Evropě – Westinghouse a Areva, mají v současné době jen jednu zakázku: výstavba elektrárny Olkiluoto ve Finsku (Areva).

Často se hovoří o tom, že Čína plánuje postavit velký počet jaderných elektráren – do roku 2020 hodlá postavit dalších 30 reaktorů. Podobné plány však existují již více než 25 let, ale Čína zatím objednala pouze 11 reaktorů, z nichž tři jsou malé elektrárny stavěné místními dodavateli.

Vezmeme-li však v úvahu opatrnost čínských úřadů při využívání svých omezených kapitálových zdrojů, lze očekávat, že v rámci mezinárodního trhu bude nadále objednávat malý počet jaderných elektráren (mnohem méně než předpovídá čínská vláda nebo jaderný průmysl) a mezitím se bude snažit vystavět jaderné zdroje za pomoci čínských dodavatelů.

Indie objednala elektrárny u západních dodavatelů v 60. letech 20. století. Zkoušky jaderných zbraní v roce 1975 s jaderným materiálem vyrobeným v kanadském výzkumném reaktoru však vedly k zastavení veškerých kontaktů se západními dodavateli. Indie nadále stavěla elektrárny podle kanadského modelu ze 60. let. Ty však mají malou spolehlivost a jejich výstavba často trvá mnohem déle, než uvádí prognóza. Data dokončení výstavby elektráren v tabulce 2 by se tedy měla brát s rezervou. Spojené státy po dalších jaderných testech v roce 1998 přerušily s Indií spolupráci, ale už v roce 2005 mezi sebou vyjednaly novou dohodu o technologické spolupráci v oblasti mírového využívání jaderné energie. Jaderný materiál začala Kanada opět dodávat do Indie v roce 2005. Zda to povede k novým objednávkám reaktorů od západních dodavatelů, se teprve ukáže.

Tabulka 1.

Jaderný výkon v provozu nebo ve výstavbě

Země	Elektrárny v provozu [výkon MW (počet reaktorů)]	Elektrárny ve výstavbě [výkon MW (počet reaktorů)]	% elektřiny z jádra [2004]	Technologie	Dodavatelé
Argentina	935 (2)	–	9	HWR	Siemens, AECL
Arménie	376 (1)	–	35	VVER	Rusko
Belgie	5728 (7)	–	55	PWR	Framatome
Brazílie	1901 (2)	–	4	PWR	Westinghouse, Siemens
Bulharsko	2722 (4)	–	38	VVER	Rusko
Kanada	12599 (18)	–	12	HWR	AECL
Čína	6587 (9)	2000 (2)	?	PWR, HWR, VVER	Framatome, AECL, Čína, Rusko
Tchaj-wan	4884 (6)	2600 (2)	?	PWR, BWR	GE, Framatome
Česká rep.	3472 (6)	–	31	VVER	Rusko
Finsko	2656 (4)	1600 (1)	27	VVER, BWR, PWR	Rusko, Asea, Westinghouse
Francie	63473 (59)	–	78	PWR	Framatome
Německo	20303 (17)	–	28	PWR, BWR	Siemens
Maďarsko	1755 (4)	–	33	VVER	Rusko
Indie	2983 (15)	3638 (8)	3	HWR, FBR, VVER	AECL, Indie, Rusko
Írán	–	915 (1)	–	VVER	Rusko
Japonsko	47646 (55)	1933 (2)	25	BWR, PWR	Hitachi, Toshiba, Mitsubishi
J. Korea	16840 (20)	–	40	PWR, HWR	Westinghouse, AECL, Korea
Litva	1185 (1)	–	80	RBMK	Rusko
Mexiko	1310 (2)	–	5	BWR	GE
Nizozemí	452 (1)	–	4	PWR	Siemens
Pákistán	425 (2)	300 (1)	2	HWR, PWR	Kanada, Čína
Rumunsko	655 (1)	655 (1)	9	HWR	AECL
Rusko	21743 (31)	3775 (4)	17	VVER, RBMK	Rusko
Slovensko	2472 (6)	–	57	VVER	Rusko
Slovinsko	676 (1)	–	40	PWR	Westinghouse
JAR	1842 (2)	–	6	PWR	Framatome
Španělsko	7584 (9)	–	24	PWR, BWR	Westinghouse, GE, Siemens
Švédsko	8844 (10)	–	50	PWR, BWR	Westinghouse, Asea
Švýcarsko	3220 (5)	–	40	PWR, BWR	Westinghouse, GE, Siemens
Ukrajina	13168 (15)	–	46	VVER	Rusko
V. Británie	11852 (23)	–	24	GCR, PWR	UK, Westinghouse
USA	97587 (103)	–	20	PWR, BWR	Westinghouse, B&W, CE, GE
SVĚT	367875 (441)	19210 (24)	16		

Zdroj: World Nuclear Association (<http://www.world-nuclear.org/info/reactors.htm>)

Poznámky:

1. V elektrárnách ve výstavbě nejsou zahrnuty elektrárny, na nichž byla práce přerušena.

2. Technologie jsou:

PWR: Tlakovodní reaktor

BWR: Varný reaktor

HWR: Těžkovodní reaktor (včetně Candu)

VVER: Ruský PWR

RBMK: Ruská technologie využívající grafit a vodu

FBR: Rychlý množivý reaktor

GCR: Plynem chlazený reaktor

3. Údaje u Kanady nezahrnují dva bloky s celkovým výkonem 1561 MW, které byly uzavřeny v 90. letech 20. století, ale o kterých se v říjnu 2005 rozhodlo, že budou modernizovány a znovu uvedeny do provozu.

Tabulka 2.

Jaderné elektrárny ve výstavbě ve světě

Země	Lokalita	Typ reaktoru	Dodavatel	Výkon [MW]	Počátek výstavby	Fáze výstavby [%]	Očekávané spuštění
Čína	Tianwan 1	VVER	Rusko	1000	1999	70	2006
Čína	Tianwan 2	VVER	Rusko	1000	2000	100	2006
Tchaj-wan	Lungmen 1	ABWR	GE	1300	1999	57	2009
Tchaj-wan	Lungmen 2	ABWR	GE	1300	1999	57	2010
Finsko	Olkiluoto 3	EPR	Areva	1600	2005	–	2009
Indie	Kaiga 3	Candu	Indie	202	2002	45	2007
Indie	Kaiga 4	Candu	Indie	202	2002	28	2007
Indie	Kudankulam 1	VVER	Rusko	917	2002	40	2008
Indie	Kudankulam 2	VVER	Rusko	917	2002	40	2008
Indie	Tarapur 3	Candu	Indie	490	2000	73	2007
Indie	PFBR	FBR	Indie	470	2005	0	?
Indie	Rajasthan 5	Candu	Indie	202	2002	34	2007
Indie	Rajasthan 6	Candu	Indie	202	2003	19	2007
Írán	Bushehr	VVER	Rusko	915	1975	75	2006
Japonsko	Tomari 3	PWR	Mitsubishi	866	2004	28	2009
Japonsko	Higashi Dori 1	BWR	Toshiba	1067	2000	95	2005
Pákistán	Chasnup 2	PWR	Čína	300	2005	–	2011
Rumunsko	Cernavoda 2	Candu	AECL	655	1983	71	2007
Rusko	Balakovo 5	VVER	Rusko	950	1987	?	2010
Rusko	Kursk 5	RBMK	Rusko	925	1985	70	?
Rusko	Kalinin 4	VVER	Rusko	950	1986	?	2010
Rusko	Volgodonsk 2	VVER	Rusko	950	1983	?	2008
CELKEM				17480			

Zdroj: PRIS Data Base (<http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>), Nuclear News, World list of nuclear plants

Tabulka 3.

Jaderné elektrárny, na nichž byla výstavba přerušena

Země	Lokalita	Typ reaktoru	Dodavatel	Výkon [MW]	Počátek výstavby	Míra dokončenosti [%]
Argentina	Atucha 2	Candu	AECL	692	1981	80
Brazílie	Angra 3	PWR	Siemens	1275	1976	30
KLDR	Kedo 1	PWR	N Korea	1000	1997	33
KLDR	Kedo 2	PWR	N Korea	1000	1997	33
Rumunsko	Cernavoda 3	Candu	AECL	655	1983	10
Rumunsko	Cernavoda 4	Candu	AECL	655	1983	8
Rumunsko	Cernavoda 5	Candu	AECL	655	1983	8
Slovensko	Mochovce 3	VVER	Rusko	405	1983	50
Slovensko	Mochovce 4	VVER	Rusko	405	1983	40
Ukrajina	Chmel'nitsky 3	VVER	Rusko	950	1986	15
Ukrajina	Chmel'nitsky 4	VVER	Rusko	950	1987	15
CELKEM				8642		

Zdroj: PRIS Data Base (<http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>), Nuclear News, seznam jaderných elektráren ve světě

Tabulka 4.

Možné zakázky v příštích dvou nebo třech letech

Investor	Lokalita	Nabídka	Potřeba [MW]	Možné datum zakázky	Předpokládané dokončení
Čína	Sanmen	Areva (EPR), Westinghouse (AP1000), Rusko (VVER-1000)	2×1000	2005/06	?
Čína	Yangjiang	Areva (EPR), Westinghouse (AP1000), Rusko (VVER-1000)	2×1000	2005/06	?
Francie	Flamanville 3	Areva (EPR)	1×1600	2006	2012
Korea	Shin-Kori 1&2	Korea (KSNP)	2×1000	2005	2010, 2012
Korea	Shin-Kori 3&4	Korea (APR-1400)	2×1400	2006	2012, 2013
Japonsko	Tsuruga 3&4	Mitsubishi (APWR)	2×1500	2006	2014

Zdroj: Různé tiskové zprávy

Japonsko je další zemí, která stále plánuje velký rozvoj jaderné energetiky, ale stále ještě neuzavřela konkrétní objednávky. Japonští dodavatelé jaderných elektráren využívají technologie s licenci Westinghouse nebo GE. Proces udělení stavebního povolení může v Japonsku trvat až dvacet let. Jakmile však výstavba začne, probíhá většinou rychle (běžně čtyři roky) a obvykle nedochází k překročení termínu. Několik havárií v japonských elektrárnách vedlo ke zvýšení zájmu veřejnosti o jadernou energetiku, a proto bude pravděpodobně obtížné nalézt lokality pro umístění další elektrárny.

Získat spolehlivé informace o stadiu výstavby ruských jaderných elektráren je obtížné. Nelze tedy vyloučit, že výstavba elektráren uvedených v seznamu již neprobíhá. Konkrétní pochyby existují o elektrárně Kursk 5, která využívá stejnou technologii jako černobylská elektrárna.

Tabulka 3 ukazuje, že u jedenácti reaktorů již výstavba začala, ale ještě nebyla dokončena. Údaj o míře dokončenosti může být zavádějící. U elektráren, kde je uvedeno méně než 33 %, došlo pravděpodobně pouze k přípravám staveniště a výstavba samotného reaktoru ještě nezačala.

Čína plánuje objednat jaderné reaktory v roce 2005, nebylo by však překvapením, kdyby tento časový rámec nesplnila. Korejské reaktory budou využívat korejské technologie (s licenci od BNFL/Westinghouse). Začátek výstavby se již několikrát posunul a nyní se očekává, že výstavba prvních dvou reaktorů začne až v roce 2006, a dalších dvou v roce 2007.

Výstavba elektrárny Tsuruga, první očekávaná zakázka pro typ reaktoru APWR, se již také oproti původnímu plánu zpozdila asi o šest let. Zakázka na výstavbu francouzské elektrárny Flamanville, nemůže být zadána, dokud nezávislá komise ustanovená vládou nedokončí veřejné připomínkové řízení. To by mělo být ukončeno až v polovině roku 2006.

1.1 Americká iniciativa

Bushova administrativa vyvinula velké úsilí, aby v rámci programu Nuclear Power 2010 (zahájení v roce 2002) oživila jaderný průmysl. Program se zaměřuje na reaktory III+. generace (viz níže). V rámci tohoto programu ministerstvo energetiky USA očekává, že spolu se zástupci průmyslu zahájí práci na společných projektech:

„...získat souhlas Nukleární regulační komise (NRC) se stavbou nových jaderných elektráren ve třech lokalitách v rámci licenčního procesu ESP (předběžné schválení lokality), sestavit směrnice na přípravu žádosti o povolení pro výstavbu i provoz (COL) a vyřešit obecné problémy regulace COL. Proces COL je „jednostupňový“ licenční proces, kterým se řeší otázky veřejného zdraví a bezpečnosti jaderných elektráren před zahájením stavby a NRS schvaluje a vydává licenci na stavbu a provoz nové jaderné elektrárny.“

K dispozici by měly být granty o celkové výši až 450 mil. \$. Těchto prostředků hodlají využít především dvě organizace – Nutstart a Dominion. Nutstart, založená v roce 2004, se skládá z konsorcia osmi společností z USA: Constellation Energy, Entergy, Duke Power, Exelon, Florida Power & Light, Progress Energy, Southern Company a Tennessee Valley Authority (TVA, která poskytuje personál, nikoliv finanční prostředky). Francouzská společnost EDF a dodavatelé Westinghouse a GE jsou také členy konsorcia, ale nemají žádná hlasovací práva. Nutstart plánuje podat dvě žádosti. První na stavbu reaktoru typu ESBWR (GE) společnosti Entergy v lokalitě Grand Gulf (Texas) a druhou na stavbu reaktoru Westinghouse AP-1000 společnosti TVA v lokalitě Bellefonte (podrobné informace o těchto typech viz sekce 3).

Druhou skupinu vede společnost Dominion. Dominion žádala o licenci COL pro pokročilou verzi reaktoru CANDU (ACR-700) v lokalitě North Anna (Virginie), kde již provozuje dva reaktory. V lednu

2005 společnost oznámila, že nahrazuje reaktor ACR-700 reaktorem ESBWR (GE). Typ CANDU zatím oprávnění k provozu ve Spojených státech nedostal a NRC očekává, že schvalovací proces by mohl trvat více než šest měsíců, tj. mnohem déle, než u reaktorů III+. generace PWR nebo BWR.

Několik dalších společností chtějí získat informace o tom, zda mají zažádat o licenci COL samostatně. Důvodem je možnost získání federálních subvencí. Mezi těmito společnostmi je i několik členů konsorcia Nustart, které fungují nezávisle: TVA, Constellation, Entergy, Duke Power, Progress Energy, Southern Company a South Carolina Electric & Gas. TVA požádala ministerstvo energetiky, aby pokrylo polovinu nákladů (v současnosti odhadované na 4 mil. \$) na studii proveditelnosti výstavby pokročilého varného reaktoru ABWR v lokalitě Bellefonte v Alabamě. Dalšími členy skupiny TVA jsou Toshiba, GE, Bechtel, USEC a Global Nuclear Fuel-Americas. Studie proveditelnosti společnosti TVA, vydaná v září 2005 a týkající se stavby dvou reaktorů ABWR (GE) v Bellefonte, uvádí, že elektrárny je možné postavit za čtyřicet měsíců za cenu 1610 \$/kW. Tento návrh má nyní nižší prioritu než iniciativa Nustartu. Je to částečně proto, že tyto reaktory ABWR by byly jediné svého druhu ve Spojených státech. Reaktory ABWR byly zřejmě nahrazeny reaktory ESBWR. Constellation Energy v září 2005 oznámila, že vytvořila společný podnik s Areva Inc. a Bechtel Power na prodej reaktorů EPR společnosti Areva ve Spojených státech. Rovněž společnost Entergy v září 2005 oznámila, že vypracuje žádost o licenci COL pro lokalitu River Bend.

Společnosti Nustart i skupina Dominion hodlají pokračovat v licenčním procesu až do vydání konečného povolení, ani jedna se však nezávázala novou elektrárnu postavit a žádné reaktory zatím objednány nebyly. Je však otázkou, zda tyto společnosti opravdu chtějí postavit nové jaderné elektrárny nebo jestli pouze chtějí využívat vládní subvence. V budoucnu by mohly pak obdržet další subvence na stavbu elektráren a získat tržní záruky, které by znamenaly, že nové jaderné elektrárny nebudou vystaveny žádným rizikům na velkoobchodních trzích elektřinou.

Iniciativu společností Nustart a Dominion v květnu 2005 komentoval ředitel společnosti Dominion Thomas Capps slovy: „V dohledné době nehodláme postavit žádnou jadernou elektrárnu. Standard & Poor's a Moody's by dostaly infarkt (o ratingových agenturách). A můj finanční ředitel také.“

Z toho vyplývá, že rozhodnutí o nových jaderných elektrárnách lze učinit pouze s bezvýhradnou podporou finančního sektoru. Žádná společnost by neobjednala jadernou elektrárnu, pokud by bylo zřejmé, že to povede k výraznému nárůstu cen půjček nebo výraznému propadu cen akcií.

2. Současné typy reaktorů

Zakázky pro západní země by se příštích desetiletích by se týkaly typů reaktorů tzv. III. a III+. generace, tzv. „pokročilé reaktory.“ Hlavní rozdíl mezi elektrárnami II. a III. generace spočívá ve větší míře tzv. pasivní bezpečnosti u reaktorů III. generace. Reaktory třetí generace spoléhají méně na technické systémy havarijního ochlazení a více na přirozené procesy, jako je např. přirozený oběh.

Neexistuje jasná definice, co je podstatou reaktorů III. generace, snad jen to, že byly navrženy v posledních patnácti letech. Jaderný průmysl uvádí tyto hlavní společné rysy:

- standardizovaná konstrukce pro každý typ reaktoru kvůli urychlení licenčního řízení, snížení kapitálových nákladů a zkrácení doby výstavby
- jednodušší a robustnější konstrukce pro snadnější ovládání a menší náchylnost k provozním potížím
- snažší dostupnost a delší provozní doba – běžně šedesát let
- nižší riziko spojených s tavením aktivní zóny

- minimální vliv na životní prostředí
- vyšší stupeň vyhoření paliva (snížení spotřeby paliva a množství odpadu)
- absorbéry („poisons“) pro zvýšení životnosti paliva

Tyto charakteristiky jsou však velmi nepřesné a dostatečně nedefinují, v čem jsou reaktory III. generace jiné. Pouze je zřejmé, že konstrukce vyšla ze současných modelů PWR, BWR a CANDU (viz výčet technologií v příloze 2 a seznam hlavních dodavatelů v příloze 3). Rozdíl mezi reaktory generace III a III+ je ještě méně zřejmý. Ministerstvo energetiky USA pouze uvádí, že reaktory generace III+ nabízejí vyšší bezpečnost a nižší náklady než reaktory III. generace. Dokud nebudeme mít mnohem více zkušeností s reaktory III. a III+. generace, bylo by vhodné jakákoliv čísla o nákladech na výrobu energie z těchto technologií brát s rezervou.

2.1 Tlakovodní reaktory (PWR)

2.1.1 EPR

Jediný tlakovodní reaktor III. nebo III+. generace, který byl doposud objednan, je Evropský tlakovodní reaktor (EPR) od společnosti Areva pro lokalitu Olkiluoto ve Finsku. Finská vláda vydala stavební povolení v únoru 2005, stavba začala v létě 2005. EPR byl také nabízen Číně, ale o výsledku tohoto tendru nebylo do října 2005 rozhodnuto. Francie zamýšlí postavit nejméně jeden reaktor EPR, ale tyto plány nejsou zdaleka jisté. Bezpečnostní osvědčení obdržel EPR od francouzských úřadů v září 2004, od finských úřadů pak v lednu 2005. Areva v rámci programu Nuclear Power 2010 požádala Nukleární regulační komisi (NRC), aby zahájila licenční proces pro reaktor EPR ve Spojených státech. Na americkém trhu bude zkratka EPR znamenat Evoluční tlakovodní reaktor.

Reaktor EPR má výkon 1600 megawattů (MW), pokud by byly po elektrárně Olkiluoto objednané další zakázky, mohl by se zvýšit výkon až na 1700 MW. Délka výstavby od první betonáže po spuštění se plánuje na 57 měsíců. Tento typ se vyvinul z předchozího typu N4 (Framatome) s některými prvky elektrárny „Konvoi“ (Siemens). Zkrácení doby potřebné k výměně paliva umožní pravděpodobně dosáhnout činitele doby zatížení asi 90 %.

Finský investor TVO nebude publikovat přehled nákladů na výstavbu. Půjde o stavbu „na klíč“ a představitelé společnosti uvedli, že se náklady pohybují kolem 3 miliard €. To představuje při předpokládaném výkonu 1600 MW náklady ve výši cca 1875 €/kW, které zahrnují úroky a náklady na likvidaci elektrárny, které se běžně do srovnání nákladů na výstavbu jaderných elektráren nezahrnují. Zakázka Olkiluoto je všeobecně považována za netradiční zakázku. Areva zřejmě nabídla cenu, která nemusí být dlouhodobě udržitelná, důvodem je především snaha Arevy prezentovat svou technologii.

Elektrárenská společnost TVO je netradiční v tom, že jejími vlastníky jsou velké finské průmyslové podniky a elektrárna dodává elektřinu svým vlastníkům na neziskovém základě. Elektrárna bude mít zaručený trh, a nebude proto muset soutěžit na severském trhu elektřinou. Ačkoliv, pokud bude cena energie oproti tržní ceně vysoká, budou provozovatelé tržiti. Skutečná cena kapitálu na elektrárnu je pouze 5 % ročně.

Francouzská společnost EDF neuvedla cenu, kterou zaplatí za elektrárnu Flamanville. Areva nicméně uvedla, že očekává, že reaktor EPR bude na americký trh dodávat elektřinu za 1600 až 2000 \$/kW (cifra nezahrnuje úrok během stavby a náklady na likvidaci elektrárny). Areva nepovažuje tuto částku za „zcela konečnou“, ale i tak je suma 2000 \$/kW menší než celková částka uvedená pro elektrárnu Olkiluoto.

Zatímco provozní spolehlivost elektráren „Konvoi“ je poměrně vysoká, u elektráren N4 je mnohem nižší. První blok, Chooz B1, začal vyrábět energii v roce 1996, ale prodělal vážné dětské nemoci

a jeho činitel doby zatížení byl v dalších čtyřech letech pod 40%. Od té doby se spolehlivost zvýšila a činitel doby zatížení je v průměru 75%. Další tři reaktory tohoto typu měly podobný vývoj – tři až čtyři roky pracovaly při velmi špatné výkonnosti (činitel zatížení běžně cca 40%), poté pracovaly již spolehlivěji (činitel doby zatížení v průměru cca 75%). Typ N4 byl údajně postaven na základě zkušeností ze šedesáti reaktorů PWR postavených ve Francii. To znamená, že nemůžeme očekávat, že nové typy (jako např. EPR) budou spolehlivé jenom proto, že využívají předchozí zkušenosti.

2.1.2 AP-1000

Typ reaktoru AP-1000 (Advanced Passive) byl navržen společností Westinghouse a navazuje na typ AP-600. Pro výběr reaktoru typu AP-600 svědčila jeho vyšší pasivní bezpečnost a také fakt, že úspory vyplývající z velkého objemu výroby u reaktoru typu AP-1000 (stavby větších bloků oproti stavbě většího počtu), byly přeceněny.

Jeden řídicí pracovník ze společnosti Westinghouse ospravedlňoval volbu bloku o velikosti 600 MW oproti 1000–1300 MW takto: „úspory z velkého objemu výroby již nejsou výhodné.“ AP-600 prošel schvalovacím procesem ve Spojených státech a dostal bezpečnostní osvědčení v roce 1999. V té době již bylo jasné, že tento typ nebude ekonomický, jak se původně předpokládalo. AP-600 tak nebyl nikdy nabídnut v žádném tendru. Jeho výkon byl zvýšen na cca 1150 MW v naději, že díky úsporám z velkého objemu výroby bude konkurenceschopný. V září 2004 Nukleární regulační komise (NRC) udělila reaktoru AP-1000 konečné povolení (FDA) na dobu pěti let. NRC očekává, že do prosince 2005 vydá standardní certifikát s platností patnácti let. Prozatím byl reaktor AP-1000 nabídnut pouze v jednom tendru na stavbu čtyřech reaktorů III. generace v Číně. Do června 2005 nebyly výsledky tendru známy.

Modulová konstrukce dovoluje postavit reaktor AP-1000 za 36 měsíců za cenu 1200 \$/kW. Pokud však nebude známa konkrétní cena nabídky a dokud nebudou reaktory postaveny, měla by se tato čísla brát s rezervou.

2.1.3 System 80+/APR-1400

System 80+ (Combustion Engineering) obdržel ve Spojených státech povolení k provozu v roce 1997, v době, kdy společnost Combustion Engineering byla vlastněna společností Asea Brown Boveri (ABB). ABB (včetně jaderné divize Combustion Engineering) byla následně převzata British Nuclear Fuel Limited (BNFL) a stala se součástí společnosti Westinghouse, která ovšem System 80+ k prodeji nenabízí. Korejská společnost Doosan nicméně využila tento typ (s licencí od Westinghouse) při vývoji vlastního reaktoru APR-1400, u kterého se očekává, že získá zakázku v Koreji během jednoho nebo dvou let. Korea se pokusila nabídnout tento reaktor v současném tendru na elektrárny III. generace v Číně, ale byla odmítnuta. Je nepravděpodobné, že APR-1400 bude nabízen na západních trzích.

2.1.4 APWR

Vývoj pokročilého tlakovodního reaktoru (APWR) společností Mitsubishi a poskytovatelem licence společností Westinghouse byl zahájen ve zhruba stejnou dobu jako ABWR před patnácti lety. Objednávky však nepřicházejí a první se očekávají až v roce 2007. Není jasné, zda bude APWR nabízen na Západě. Mitsubishi se dosud nikdy nepokusila získat zakázku na Západě a Westinghouse se soustřeďuje na AP-1000.

2.1.5 AES-91 VVER-1000

AES-91 VVER-1000 představuje nejnovější ruský reaktor nabízený Atomstrojexportem, který se dostal mezi tři nejzřetlivější kandidáty pro elektrárnu Olkiluoto. Ve Finsku fungují dvě starší generace reaktorů VVER (v Loviise) a Finsko uvažovalo o nejnovějším ruském typu kvůli své geopolitické pozici i předchozím zkušenostem s technologií VVER. Tyto reaktory byly také nabídnuty v tendru na stavbu čtyřech bloků v Číně, který by se měl konat v letech 2005/2006. Do jaké míry je možné je řadit mezi reaktory III. generace, není zcela jasné a není pravděpodobné, že by se o jejich koupi uvažovalo pro jiný západní trh než finský.

2.2 Varné reaktory (BWR)

2.2.1 ABWR

ABWR byl vyvinut v Japonsku firmami Hitachi, Toshiba a jejich americkým dodavatelem licence General Electric (GE). Stavba prvních dvou elektráren byla zadána kolem roku 1992 a dokončena v letech 1996/97. V polovině roku 2005 byly v provozu tři reaktory ABWR, jeden se stavěl v Japonsku a dva na Tchaj-wanu. Předpokládané celkové náklady na výstavbu prvních dvou bloků byly 3236 \$/kW (v kurzu dolaru z roku 1997), přičemž náklady na druhý reaktor dosáhly přibližně 2800 \$/kW. Náklady jsou tedy mnohem vyšší, než se předpokládalo. ABWR získal bezpečnostní osvědčení ve Spojených státech v roce 1997, ale nyní je možné, že na západních trzích nebude považován za dostatečně pokročilý.

2.2.2 ESBWR

Economic & Simplified BWR (ESBWR) je reaktor o výkonu 1500 MW z vývojové dílny GE. V říjnu 2005 GE zažádala NRC o udělení licence pro ESBWR. ESBWR byl vyvinut částečně z reaktoru SBWR (Simplified Boiling Water Reactor) a z reaktoru ABWR. SBWR zahájil licenční proces v 90. letech 20. století, ale žádost byla stažena dříve, než byla licence udělena, a reaktor tak nezískal žádné zakázky. GE doufá, že získá konečné povolení FDA pro ESBWR do konce roku 2006 a certifikát o rok později. NRC do října 2005 nevedla, kdy schvalovací proces skončí.

2.2.3 Další reaktory BWR

Bylo vyvinuto i několik dalších typů, ale žádný nikde nezískal povolení k provozu. K prodeji byl nabídnut pouze SWR. Mezi hlavní typy reaktorů BWR patří:

- SWR: reaktor o výkonu 1000-1290 MW (Areva). Byl to jeden ze tří reaktorů, který byl zahrnut do užšího výběru pro Olkiluoto.
- BWR-90+: reaktor o výkonu 1500 MW (Westinghouse) vyvinutý z reaktoru BWR (Asea)

2.3 Reaktory Candu

Vývoj pokročilého Candu reaktoru (ACR) probíhá na dvou typech: ACR-700 (750MW) a ACR-1000 (1100–1200MW). ACR-700 byl posuzován NRC za sponzorské podpory společnosti Dominion. Ta však ukončila tuto pomoc v lednu 2005 a místo něho si vybrala ESBWR (GE). Důvodem byla dlouhá časová lhůta (nejméně pět let), kterou by NRC potřebovala na posouzení reaktoru ACR, protože ve Spojených státech nemají s technologií Candu zkušenosti. Snaha získat licenci pro ACR ve Spojených státech stále trvá, avšak již v menší míře. V reakci na rozhodnutí společnosti Dominion upustit od ACR-700 jako svého výchozího typu, společnost AECL uvádí, že se soustředí na ACR-1000.

2.4 Reaktory HTGR

Není jasné, zda by se vyvíjené reaktory HTGR měly řadit mezi reaktory III. nebo IV. generace. Modulární reaktor s kuličkovým keramickým palivem (PBMR) vychází z typů vyvinutých společnostmi Siemens a ABB pro Německo, ale bylo od něj upuštěno kvůli špatným zkušenostem se zkušebním modelem. Nyní se dále vyvíjí za jihoafrické kapitálové účasti. Poskytovateli technologické licence jsou nyní Areva (pro Siemens) a Westinghouse (pro ABB). Technologii nyní vyvíjí společnost PBMR Co., jejímiž partnery byly Eskom (jihoafrická veřejná elektrárenská společnost), BNFL a americká společnost Exelon spolu s dalšími jihoafrickými podílníky. Projekt byl zahájen v roce 1998, kdy se očekávalo, že by první komerční objednávky mohly přijít v roce 2003. Avšak velké problémy s dokončením reaktoru, odstoupení Exelonu a nejistota ohledně angažovanosti dalších partnerů včetně Westinghousu znamenají, že projekt je v obrovském časovém skluzu a první komerční objednávky nelze očekávat před rokem 2012.

Také Čína vyvíjí podobnou technologii na stejném technologickém základě, a i když se objevila ohledně tohoto vývoje optimistická prohlášení, zdá se, že čínská vláda spíše podporuje vývoj reaktorů PWR a zřejmě i BWR.

3. Rozhodující činitele v ekonomice jádra

Existuje několik důležitých činitelů, které mají vliv na cenu elektřiny vyráběné v jaderné elektrárně. Některé jsou i zřejmé, zatímco jiné až tak patrné nejsou. Při výrobě elektrické energie v jaderných elektrárnách platí jednoduché pravidlo: asi dvě třetiny nákladů na výrobu tvoří fixní náklady, tj. náklady, které vznikají, i když elektrárna nevyrábí elektřinu. Zbytek tvoří provozní náklady. Mezi hlavní fixní náklady patří splácení úroků z půjček, a půjček samotných, ale i náklady na likvidaci elektrárny. Mezi hlavní provozní náklady patří náklady na provoz, údržbu a opravy (mimo náklady na palivo). Předpovědi níže uvedených parametrů jsou v každé prognóze jiné a tak by tento velký rozdíl mezi fixními a pohyblivými náklady neměl být považován za směrodatný.

Je důležité si uvědomit, že tyto prognózy byly vypracovávány v rozsahu více než pěti let a byly vyčísleny v různých měnách. Vliv inflace (například míra inflace 2,5 % by zvýšila náklady o 13 % během pěti let) a fluktuace měny (například od roku 2000 se směnný kurz libry vůči dolaru pohyboval mezi £1=1,40 \$ a £1=1,93 \$) znamenají, že jakékoliv srovnání je zavádějící.

3.1 Náklady a doba na výstavbu

Náklady na výstavbu jsou nejvíce diskutovaným parametrem, ačkoliv jiné parametry, jako jsou cena kapitálu a provozní náklady, jsou v rámci celkových nákladů stejně důležité. Existuje několik faktorů, které vysvětlují, proč je tolik rozporů v prognózách nákladů na výstavbu.

3.1.1 Nespolehlivost údajů

Mnohé z citovaných prognóz nákladů na výstavbu jsou nepřesné. Nejspolehlivějším ukazatelem předpokládaných nákladů jsou často v minulosti vynaložené náklady. Po většině elektrárenských společností se nevyžaduje publikování řádně auditovaných nákladů na výstavbu a ony samy nemají chuť se ukazovat v jiném než dobrém světle. Elektrárenské společnosti ve Spojených státech byly regulačním úřadem vyzvány, aby publikovaly přesný výčet nákladů na výstavbu jaderných elektráren. Regulační úřad u řádně auditovaných nákladů povolil pouze krytí nákladů spotřebiteli. Náklady na elektrárnu Sizewell B byly poměrně dobře zdokumentovány, protože společnost, která elektrárnu stavěla, neměla téměř žádné jiné aktivity, ve kterých by mohla nákladů na výstavbu „zamaskovat“.

I u přesně určených nákladů se mohou objevit spory o jejich výši. Například podle zprávy PIU byly náklady na elektrárnu Sizewell B ve skutečnosti o 35 % vyšší, než cena uvedená při zadání zakázky v roce 1987. British Energy tvrdí, že z konečných nákladů cca 5400 \$/kW jen prototypové náklady představovaly £750/kW. Realistické jsou nabídkové ceny od prodejců, ačkoliv nákup zařízení může představovat pouze méně než polovinu celkových nákladů (inženýrské práce a montáž mají obecně větší podíl). Ve smlouvě může také být uvedena klauzule o růstu cen. To může mít za následek výrazně vyšší finální cenu. Význam nabídkových cen tedy nelze přeceňovat.

Ceny uváděné těmi, kteří mají v této technologii své zájmy (např. propagační instituce, dodavatelé elektráren a elektrárenské společnosti využívající jádro), je třeba brát s rezervou. Ceny uváděné mezinárodními agenturami (jako je Agentura pro jadernou energii – Nuclear Energy Agency), je také třeba posuzovat s rozvahou, zvláště vychází-li z informativních, nikoliv reálných nákladů. Všeobecně platí, že tyto náklady hradí národní vlády, které mohou mít své vlastní důvody ukázat jadernou energii v dobrém světle, a které většinou neopírají své údaje o konkrétní zkušenosti.

Kapitálové náklady jsou běžně vnímány jako největší část nákladů na výrobu energie z jaderných elektráren. Výše nákladů na výstavbu je tedy nezbytná při určování celkových nákladů na výrobu energie z jaderných elektráren. Obvykle uváděné náklady na výstavbu zahrnují náklady na první zavezené palivo, ale nezahrnují úrok z půjček během výstavby elektrárny (IDC – úrok během stavby). Aby bylo možné porovnávat reaktory

o různém výkonu, jsou náklady často uváděny jako cena za instalovanou kW. Celkové náklady na výstavbu jaderné elektrárny o výkonu 1200 MW, u níž se uvádí cena £2000/kW, tedy činí £2400 milionu.

Prognózy nákladů na výstavbu byly v minulosti opakovaně nepřesné, velmi často docházelo k vážnému podcenění skutečné částky. Oproti jiným technologiím, u nichž tzv. „efekt ponaučení“, úspory z velkého objemu výroby a technický pokrok mají za následek snížení skutečných nákladů u příštích generací reaktorů, skutečné náklady na výstavbu neklesají, ale mají tendenci růst.

V každé zemi se také liší mzdové náklady a ceny surovin, jako je ocel a beton.

3.1.2 Potíže s prognózami

Existuje několik faktorů, které ztěžují vypracování prognózy nákladů na výstavbu.

Všechny v současnosti nabízené jaderné elektrárny vyžadují velké množství inženýrských prací, které mohou tvořit cca 60 % celkových nákladů na výstavbu, přičemž cena hlavních technických zařízení (např. turbogenerátory, parní generátory a reaktorová nádoba) tvoří relativně malou část celkových nákladů. Je známo, že u velkých projektů, které zahrnují velké množství inženýrských prací, je velmi těžké nepřekročit stanovené náklady. Například ve Velké Británii náklady na stavbu tunelu pod kanálem La Manche a Temžské bariéry značně překročily předpokládané náklady. Některé reaktory IV. generace (např. modulární reaktor s kuličkovým keramickým palivem) se téměř celé montují přímo v továrně, což umožňuje snazší kontrolu nákladů.

V některých případech je možné koupit elektrárnu „na klíč“, neboli za dohodnutou cenu, jejíž výše je garantována prodejcem. Stavba na klíč je možná pouze tehdy, pokud je prodejce schopen mít pod kontrolou celkové náklady na výstavbu. Současná generace plynových elektráren (elektrárny s plynovou turbínou s kombinovaným cyklem CCGT), se často prodává na klíč, protože se tyto elektrárny konstruují téměř celé již v továrně pod dohledem prodejce a vyžadují relativně málo následné práce přímo na staveništi. V polovině 60. let 20. století čtyři velcí dodavatelé jaderných elektráren ve Spojených státech prodali celkem dvanáct elektráren na klíč, ale přišli o ohromné částky peněz, protože nebyli schopni uhlídat náklady. Jednotlivé komponenty technického zařízení na klíč koupit lze, avšak cena za jadernou elektrárnu na klíč by se měla brát s rezervou. Olkiluoto je často popisována jako zakázka na klíč s tím, že Areva je zodpovědná za vedení stavby. Podrobnosti smlouvy jsou však tajné a není možné zjistit, zda smlouva opravdu neobsahuje žádné klauzule o možném růstu nákladů. Je otázkou, zda by v důsledku havárie v jiné elektrárně bylo nutné na základě požadavku úřadů změnit konstrukční řešení a jestli by opravdu tyto mimořádné náklady nesla Areva.

V případě nutných změn projektu náklady rostou. Je to například tehdy, když se ukáže, že původní podrobný projekt je špatný, že bezpečnostní úřad vyžaduje změny v projektu, nebo že před začátkem stavby není projekt zcela dopracován. Stavitelé elektráren se snaží ještě před zahájením stavby získat konečné povolení stavby (např. americké povolení pro výstavbu i provoz COL) a vyžadují, aby projekty byly zcela dopracovány. Riziko změny projektu se však nedá plně vyloučit zvláště u nových projektů, u nichž se během stavby mohou objevit nepředvídatelné problémy. Zkušenosti s provozem reaktorů také mohou vést k nutnosti změnit projekt po zahájení výstavby. Například velká jaderná havárie by nutně vedla k přezkoumání všech ve výstavbě (stejně jako všech elektráren v provozu) a nutnost změny projektu by se nedala ignorovat jenom proto, že licence na daný projekt již byla vydána.

3.1.3 Efekt ponaučení, úspory z velkého objemu výroby a technický pokrok

U většiny technologií se předpokládá, že budou, díky „efektu ponaučení“ (zlepšení činnosti skrze opakování), úsporám z velkého objemu výroby a technickým změnám, levnější a kvalitnější než ty předcházející. Jak dalece se jaderná technologie zlepšila, je sporné, ale náklady rozhodně neklesly. Důvody nejsou jednoznačné. Často zmiňovanými důvody jsou zvýšené požadavky regulačních úřadů (standards se nezvýšily, ale opatření nutná ke splnění těchto standardů ano) a z hlediska jaderné bezpečnosti nerozumná opatření na snížení nákladů u reaktorů I. generace.

Nedostatek zakázek na reaktory současné generace, zvláště těch, které mají dobře zdokumentované náklady, znemožňuje zjistit, zda se již náklady stabilizovaly nebo dokonce začaly klesat. „Efekt ponaučení“ a úspory z velkého objemu výroby jdou spolu ruku v ruce. V 70. letech 20. století velcí dodavatelé reaktorů každý rok obdrželi až deset objednávek. To jim dovolovalo postavit efektivní výrobní linky na výrobu klíčových komponentů a sestavit zkušené týmy projektantů a techniků. Je těžké odhadnout, do jaké míry tato sériová výroba snížila náklady. Zpráva Agentury pro jadernou energii (NEA) z roku 2000 naznačuje, že úspory ze sériové výroby nebudou tak velké, jak se očekávalo. Zpráva uvedla:

„Objednávka dvou bloků najednou v intervalu alespoň dvanácti měsíců s sebou přinese 15% snížení nákladů ve prospěch druhého bloku. Pokud je druhý blok součástí dvojbloku, náklady u druhého bloku se sníží přibližně o 20%. Objednávka dalších bloků ve stejné sérii již nepovede k výrazným úsporám nákladů. Očekává se, že standardizační efekt pro více než dva stejné bloky bude zanedbatelný.“

Když oddělení PIU (Performance and Innovation Unit) Úřadu britské vlády v roce 2002 prověřovalo ekonomiku jaderné energie, obdrželo prognózy nákladů od British Energy (provozovatel jaderné elektrárny) a BNFL (dodavatel elektráren). Prognózy vycházely „z efektu ponaučení“ a z úspor z velkého objemu výroby u standardizovaného programu. PIU bylo skeptické k úspoře nákladů díky „efektu ponaučení“ a uvedlo, že výše takto dosažených úspor bude omezená. PIU dále konstatuje:

„Rychlost a rozsah „efektu ponaučení“ může však být pomalejší u jadra, než u obnovitelných zdrojů energie, protože:

- relativně dlouhá doba uvedení jaderných elektráren do provozu znamená, že zpětná vazba ze zkušeností z provozu je pomalejší
- opětovné udělování licencí jaderným projektům dále zpožďuje zavedení změn v projektu
- rozsah úspor z velkého objemu výroby komponentů je u jadra nižší, protože vyráběná série je mnohem menší, než u obnovitelných zdrojů, kterých může být nainstalováno stovky až tisíce.“

Velcí dodavatelé reaktorů za posledních dvacet let obdrželi pouze malé množství objednávek, ukončili činnost svých výrobních linek a zredukovali týmy odborníků. Westinghouse obdržel pouze jednu objednávku za posledních dvacet pět let, francouzský dodavatel Areva obdržel z Finska první objednávku za posledních patnáct let. Pro nové objednávky by museli velké komponenty dodávat smluvní dodavatelé ze specializovaných společností. Tyto komponenty by se přitom vyráběly po jednom kuse a pravděpodobně za vyšší náklady, v zemích jako je Japonsko a Čína. Musely by se opět vytvořit týmy projektantů a techniků.

Reaktor Sizewell B je nejnovější britská elektrárna dokončená v roce 1995. Náklady na její výstavbu je obtížné přesně určit, např. kvůli sporům o to, do jaké míry by se měly zahrnovat celkové náklady zahrnovat náklady prototypové. Celkové náklady byly Národním kontrolním úřadem v roce 1998 odhadnuty na cca £3 miliardy, v současné době je to již £3,5 miliardy nebo-li nákladům £3400/kW.

3.1.4 Doba výstavby

Prodloužení doby výstavby přímo náklady nezvyšuje, ale má vliv na nárůst IDC. Často také způsobuje problémy s projektem, problémy s přípravou staveniště nebo obtíže s dodávkami. To se pak projeví ve vyšších nákladech na výstavbu. V konkurenčním prostředí by prognózy s dlouhou dobou výstavby byly nevýhodou, protože představují riziko, že může dojít ke změně okolností. To by znamenalo neefektivnost investice ještě před dokončením stavby a zároveň vyšší cenu kapitálu (viz níže).

Celková doba mezi rozhodnutím postavit elektrárnu a jejím komerčním provozem (tj. po dokončení prvních zkoušek elektrárny a předáním elektrárny k užívání) bývá mnohem delší, než doba výstavby. Například rozhodnutí postavit britskou jadernou elektrárnu Sizewell B bylo učiněno v roce 1979, avšak výstavba začala až v roce 1987. Zpoždění bylo způsobeno odporem veřejnosti a problémy s dokončením projektu. Elektrárna zahájila komerční provoz až v roce 1995, takže celková lhůta mezi

rozhodnutím elektrárnu postavit a jejím uvedením do provozu byla šestnáct let. Náklady vynaložené ve fázi před zahájením výstavby jsou relativně nízké oproti nákladům na výstavbu, pokud se nejedná o prototyp, u něhož by konstrukční a bezpečnostní osvědčení mohlo stavbu ještě prodražit. Pro elektrárenskou společnost, která působí v konkurenčním prostředí, jsou tato velká zpoždění a rizika (např. riziko nevydání stavebního povolení nebo eskalace nákladů vyplývající z požadavků kontrolních orgánů) hlavní důvodem, proč si nevybrat jádro.

3.2 Nominální výkon

Maximální nominální výkon elektrárny uvádí, kolik kilowatthodin energie určené k prodeji elektrárna vyrobí. Zvláště u britských elektráren, kde se vyskytují problémy s korozi a špatným konstrukčním řešením, dochází k tomu, že většina elektráren není schopna pracovat na plný nominální výkon. U ve světě nejrozšířenějších typů reaktorů nebylo v posledních letech snižování nominálního výkonu významným problémem a většina elektráren je schopna provozu na plný nominální výkon. V některých dokonce došlo k úpravám elektrárny po zahájení provozu (např. využití efektivnější turbíny nebo zvýšení provozní teploty), což znamenalo, že některé elektrárny jsou schopné vyššího výkonu, než je výkon nominální. Existují obavy, že u neprověřených projektů nebude elektrárna schopna dosáhnout nominálního výkonu, ale toto riziko je oproti jiným rizikům relativně malé.

3.3 Cena kapitálu

Cena kapitálu je další položkou v kapitálových nákladech (viz příloha 1). Skutečná cena kapitálu (bez inflace) se v každé zemi a u každé elektrárenské společnosti liší, podle rizikovosti země a podle toho, jaký má společnost „credit-rating“. Velký vliv má i způsob organizace elektrárenského sektoru. Pokud je regulovaným monopolem, mohla by skutečná cena kapitálu být pouze pět až 8 %, ale na konkurenčním trhu elektřinou zřejmě dosáhne alespoň 15 %.

Je jasné, že pokud jsou největší položkou v nákladech na výrobu energie z jaderných elektráren kapitálové náklady, více než zdvojnásobení požadované míry návratnosti velmi uškodí ekonomice jaderné energetiky. Neexistuje jednoznačná odpověď na otázku, jaká cena kapitálu by se měla aplikovat. Když byl elektrárenský sektor monopolem, měly elektrárenské společnosti garantovanou plnou návratnost investice, neboli, ať byla cena elektrárny jakákoliv, mohly tyto společnosti finance získat zpět od spotřebitelů. Z tohoto důvodu představovala pro poskytovatele jakákoliv výše investice nízké riziko, to ve skutečnosti nesli spotřebitelé. Cena kapitálu se lišila podle země a také podle toho, zda byla společnost státní nebo soukromá (státní společnosti mají všeobecně vysoký „credit-rating“, a proto mají nižší cenu kapitálu než soukromé společnosti). Cena se pohybovala mezi 5–8 %.

Na efektivním trhu elektřinou by riziko investic nesla elektrárenská společnost, nikoli spotřebitelé, a cena kapitálu by odrážela toto riziko. Např. v Británii v roce 2002 asi 40 % elektrárenské výrobní kapacity vlastnily společnosti ve finanční nouzi (asi polovinu představoval jaderný výkon). Několik společností a bank utrpělo ztrátu miliardy liber na investicích do jaderných elektráren, které postavily nebo financovaly. Zdá se tedy, že skutečná cena kapitálu nad 15 % je oprávněná. Pokud by se snížila rizika (např. pokud by vláda zaručila cenu energie), mohla by cena kapitálu být nižší, ale to by vyvolalo nutnost poskytovat vládní subvence (pomoc státu) a není jasné, zda by toto bylo přijatelné v rámci legislativy Evropské unie.

3.4 Využití instalovaného výkonu

U kapitálově náročných technologií, jakou je jaderná energetika, je velmi důležitá vysoká výkonnost, aby se vysoké fixní náklady (splácení kapitálu, placení úroků a náklady na likvidaci elektrárny) daly rozložit do co největšího množství prodaných kilowatthodin. Jaderné elektrárny navíc, ze své podstaty,

nemohou být výhodně provozovány v pružném režimu. Z tohoto důvodu je většina jaderných elektráren provozována v režimu základního zatížení. Výjimkou je Francie, kde jaderné elektrárny mají tak velký podíl na celkovém instalovaném výkonu, že provoz všech reaktorů v režimu základního zatížení není proveditelný. Dobrým měřítkem spolehlivosti elektrárny a míry efektivity, v jaké je schopná vyrábět prodejnou elektřinu, je činitel doby zatížení. Činitel doby zatížení se vypočítává jako elektrická práce vyprodukovaná v daném časovém období, vyjádřená jako procento toho, co by elektrárna vyrobila, kdyby byla provozována po celé období při plném projektovaném výkonu. Běžně se činitel doby zatížení vypočítává buď pro období jednoho roku nebo pro celou dobu životnosti elektráren. Narozdíl od nákladů na výstavbu se dá činitel doby zatížení přesně měřit a tabulky činitelů doby zatížení pravidelně vycházejí v odborném tisku jako je Nucleonics Week a Nuclear Engineering International. Mohou vzniknout spory o příčinách zastavení provozu nebo snížení výkonu, ale z ekonomického hlediska je to často bezvýznamné.

Stejně jako u nákladů na výstavbu je činitel doby zatížení elektráren v provozu mnohem nižší, než uvádějí prognózy. Dodavatelé jaderné technologie se domnívali, že jaderné elektrárny budou velmi spolehlivé a budou potřebovat servisní přestávky pouze pro údržbu a výměnu paliva (u některých typů elektráren, jako jsou AGR nebo Candu, se palivo vyměňuje průběžně, a proto je třeba odstavovat elektrárnu jen kvůli údržbě) a budou tak mít činitel doby zatížení 85–95 %. Realita však byla horší a kolem roku 1980 byl průměrný činitel doby zatížení u všech elektráren ve světě asi 60 %. Pro ilustraci, pokud předpokládáme, že fixní náklady představují dvě třetiny celkových nákladů na energii při činiteli doby zatížení 90 %, celkové náklady při činiteli doby zatížení 60 % by vzrostly o třetinu. Nízký činitel doby zatížení je často způsoben selháním techniky, a tak další náklady na údržbu a opravy zvyšují náklady na vyrobenou jednotku energie. Na konkurenčním trhu musí výrobce jaderné energie, který není schopen plnit své závazky dodávek elektřiny, kupovat pro své zákazníky „náhradní“ energii za velmi vysoké ceny.

Od 80. let minulého století jaderný průmysl na celém světě vyvinul velké úsilí zvýšit výkonnost, a tak průměrný činitel doby zatížení nyní dosahuje více než 80 %. Například ve Spojených státech tento průměr v současnosti činí téměř 90 % (oproti 60 % v roce 1980). Pro celou dobu životnosti amerických jaderných elektráren však stále dosahuje pouze 70 %.

Pouze u 7 ze 414 reaktorů, které jsou alespoň jeden rok v provozu a pracují na plný výkon, je celoživotní činitel doby zatížení vyšší než 90 % a pouze 100 nejlepších elektráren má celoživotní činitel doby zatížení vyšší než 80 %. Je zajímavé, že se 13 nejlepších elektráren nachází pouze ve třech zemích: šest v Jižní Koreji, pět v Německu a dvě ve Finsku.

Výrobci nových typů reaktorů se možná budou snažit dosáhnout spolehlivosti, kterou nyní mají pouze 2 % z těchto reaktorů. Ale i tak u nich hrozí „dětské nemoci“, stejně jako u předchozích generací. Zvláště užitečná je francouzská zkušenost z konce 90. let 20. století s reaktorem N4. V ekonomické analýze mají předpoklady udávaných výkonů v prvních letech provozu, kdy je velká pravděpodobnost „dětských nemocí“, díky diskontaci mnohem větší váhu než v pozdějších letech. Výkon se v pozdějších letech provozu může snižovat, protože se zařízení opotřebovává a je třeba ho vyměnit. Je také třeba zlepšovat konstrukci reaktoru, aby se přiblížil současným bezpečnostním standardům. Toto snížení výkonu nebude mít pravděpodobně kvůli diskontaci v ekonomické analýze velkou váhu. Předpoklad spolehlivosti 90 % a více je na základě historické zkušenosti velmi nadhodnocený.

3.5 Náklady na provoz a údržbu

Velká část veřejnosti se domnívá, že jaderné elektrárny jsou v podstatě automatické stroje, do kterých je pouze třeba kupovat palivo a jejichž provozní náklady jsou velmi nízké. Proto také náklady na provoz a údržbu nezahrnující náklady na palivo (nepalivové provozní náklady) zřídka budí pozornost

ve studiích o ekonomice jaderné energetiky. Jak je níže uvedeno, palivové náklady jsou relativně nízké a dají se dobře předvídat. Ovšem na konci 80. a začátku 90. let 20. století se domněnka nízkých provozních nákladů ukázala jako chybná. Několik amerických jaderných elektráren bylo odstaveno, jelikož jejich provozní náklady (mimo splácení fixních nákladů) byly vyšší, než náklady na výstavbu a provoz plynových elektráren, které je pak nahradily. Vyšlo najevo, že nepalivové provozní náklady v průměru převyšovaly

22 \$/MWh (což odpovídá 1,5 pence/kWh, dále jen p/kWh) a palivové náklady v té době převyšovaly 12 \$/MWh (0,8 p/kWh). Bylo vynaloženo značné úsilí na snížení nepalivových provozních nákladů u jaderných elektráren. Ty v polovině 90. let 20. století klesly v průměru na 12,5 \$/MWh (0,7 p/kWh) a palivové náklady na 4,5 \$/MWh (0,25 /kWh). Je důležité si uvědomit, že těchto úspor nákladů bylo dosaženo spíše zlepšením spolehlivosti elektráren, než úsporami nákladů jako takových. Mnoho provozních nákladů je fixních (náklady na platy zaměstnanců a údržbu elektrárny) a jen málo se liší v závislosti na výkonu elektrárny – čím větší má elektrárna výkon, tím nižší jsou provozní náklady na jednu MWh. Hrozba předčasného uzavírání elektráren z ekonomických důvodů ve Spojených státech již pominula. Stojí také za povšimnutí, že společnost British Energy, které při svém založení v roce 1996 bylo v podstatě předáno osm jaderných elektráren, v roce 2002 finančně zkolabovala, protože příjem z provozu elektráren sotva stačil na pokrytí provozních nákladů. Bylo to také kvůli vysokým palivovým nákladům, zvláště nákladům na přepracování vyhořelého paliva, což je proces, který se provádí pouze v Británii a Francii (viz níže). Průměrné provozní náklady osmi elektráren společnosti British Energy, včetně nákladů na palivo, kolísaly v letech 1997 až 2004 mezi 1,65 a 1,9 p/kWh. V prvních devíti měsících fiskálního roku 2004/2005 byly provozní náklady (včetně paliva) kvůli špatným výkonům některých elektráren 2,15 p/kWh. Průměr za toto období je asi 1,85 p/kWh. Předpokládáme-li, že palivové náklady včetně přepracování jsou asi 0,7 p/kWh, zbyde nám asi 1,15 p/kWh na nepalivové provozní náklady, což je o 60% více, než je průměr ve Spojených státech.

3.6 Palivové náklady

Palivové náklady klesly, protože světové ceny uranu jsou od poloviny 70. let 20. století nízké. Ve Spojených státech jsou v průměru na úrovni 0,25 p/kWh, ale tato částka neodpovídá realitě. Vláda Spojených států totiž zodpovídá za likvidaci vyhořelého paliva za paušální poplatek 1 \$/MWh (0,06 p/kWh). Tato ničím nepodložená cena, stanovená před více než dvaceti lety, však nevychází z konkrétní zkušenosti, protože ve Spojených státech ani jinde na světě neexistují úložiště vyhořelého paliva. Veškeré americké vyhořelé palivo je uloženo dočasně a plánuje se jeho uskladnění v trvalém úložišti, které bude vybudováno nejspíše v lokalitě Yucca Mountain. Skutečné náklady na likvidaci paliva budou patrně mnohem vyšší.

Palivové náklady tvoří malou část předpokládaných nákladů na výrobu elektřiny v jaderných elektrárnách, protože zásoby uranu jsou při současné spotřebě relativně hojné. Je obtížné hodnotit otázku uložení vyhořelého paliva. Proces přepracování je nákladný, a navíc pouze rozkládá vyhořelé palivo na různé složky, a nikterak nesnižuje jeho radioaktivitu. Ve skutečnosti při přepracování vzniká velké množství nízko a středně radioaktivního odpadu, protože veškerá zařízení používaná při přepracování se stávají radioaktivním odpadem. Bývalá smlouva mezi BNFL a British Energy, měla před kolapsem této společnosti údajně hodnotu £300 milionů ročně, což se přibližně rovná 0,5 p/kWh. Nová smlouva pravděpodobně ušetří společnosti British Energy asi £150 až 200 milionů ročně. To však bude možné pouze díky tomu, že zodpovědnost za ztráty BNFL převezme vláda. Navzdory této špatné zkušenosti Spojené státy zvažují povolení přepracování vyhořelého paliva, které se v USA neprovádí od doby vlády prezidenta Cartera. Náklady na ukládání vysoce radioaktivního odpadu se špatně odhadují, protože ještě nebylo vybudováno žádné úložiště ani se s jeho stavbou nezačalo. Jakékoliv prognózy nákladů jsou velmi nepřesné.

3.7 Životnost

Jedním z rysů elektráren III. generace je, že mají projektovanou životnost asi na šedesát let. To je zhruba o polovinu déle než u jejich předchůdců. U technologie, u které jsou vysoké fixní náklady, by se dalo očekávat, že zdvojnásobení životnosti významně sníží fixní náklady za jednotku, protože doba na pokrytí těchto nákladů bude mnohem delší. Ve skutečnosti to neplatí. Komerční půjčky se musí splatit do 15–20 let, v kalkulacích diskontovaného cash-flow nehrají tedy náklady na více než patnáct let dopředu velkou roli (viz příloha 1).

V současné době jsou tendence prodlužovat životnost elektráren a očekává se, že elektrárny PWR budou v provozu více než čtyřicet let, oproti projektované životnosti asi třicet let. Neměli bychom se ovšem domnívat, že po splacení kapitálových nákladů bude elektřina levná. Prodloužení životnosti bude možná vyžadovat nové výdaje na výměnu opotřebovaného zařízení a na vylepšení bezpečnostních standardů. Prodloužení životnosti není vždy možné, například u britských reaktorů AGR. Ty mají ve skutečnosti životnost 20 let, i když jejich plánovaná životnost je 30 let. Objevují se totiž problémy s grafitovými moderátory.

3.8 Náklady na likvidaci elektrárny a rezervy

Tyto náklady je obtížné odhadnout, protože s likvidací komerčních elektráren máme malé zkušenosti a náklady na uložení vyhořelého paliva jsou nejisté (viz příloha 4). Ani návrhy, které slibují dostupnost prostředků v případě potřeby, nebudou mít velký vliv na celkovou ekonomiku. Pokud by se například po provozovateli chtělo, aby na začátku provozu složil odhadovanou (diskontovanou) sumu na likvidaci elektrárny, vzrostly by náklady na výstavbu pouze asi o 10%. Do zvláštních fondů společnosti British Energy přicházely příspěvky menší než £20 milionů ročně, což odpovídá výši nákladů pouze asi 0,03 p/kWh. To by nestačilo ani na pokrytí první fáze likvidace jaderných zařízení.

Problémy mohou způsobit počáteční podhodnocení nákladů na likvidaci, finanční ztráty nebo krach společnosti před koncem životnosti elektrárny. Ke všem těmto problémům došlo v Británii. Očekávané náklady na likvidaci elektrárny za posledních několik desítek let několikrát vzrostly. V roce 1990 při privatizaci společnosti CEBG nebyly převedeny účetní rezervy, vytvořené z plateb spotřebitelů, na následnickou společnost Nuclear Electric. Subvence z let 1990 až 1996, které podle Michaela Heseltina byly určeny na „likvidaci starých a nebezpečných jaderných elektráren“, byly nakonec využity na cash-flow ve společnostech, které elektrárnu vlastní. Zbytek nyní propadl Ministerstvu financí. Kolaps společnosti British Energy znamená, že významný podíl nákladů na likvidaci elektráren zaplatí budoucí daňoví poplatníci.

Tabulka 5.

Výše odpovědnosti za škody pro země OECD v září 2001

Země	Výše odpovědnosti za škody podle národní legislativy	Požadavky na finanční záruky, ^b
Belgie	298 mil €	
Finsko	250 mil €	
Francie	92 mil €	
Německo	bez omezení	2500 mil € ^c
Velká Británie	227 mil €	
Nizozemí	340 mil €	
Španělsko	150 mil €	
Švýcarsko	bez omezení	674 mil €
Slovensko	47 mil €	
Česká republika	177 mil €	
Maďarsko	143 mil €	
Kanada	54 mil €	
Spojené státy	10937 mil €	226 mil €
Mexiko	12 mil €	
Japonsko	bez omezení	538 mil €
Korea	4293 mil €	

Zdroj: neoficiální statistiky – OECD/NEA, Legal Affairs

Poznámky:

a za použití oficiálního směnného kurzu mezi 06/2001 a 06/2002

b pokud se liší od výše odpovědnosti

c pojistka 256 mil. €, 2,5 mld € fond provozovatele, 179 mil € z bruselského dodatku Pařížské konvence

3.9 Pojištění a odpovědnost za škody

Toto téma je obecně velmi kontroverzní. V současnosti je odpovědnost za škody provozovatelů elektráren omezená mezinárodní smlouvou na pouhý zlomek pravděpodobných škod způsobených velkou jadernou havárií. Vídeňská smlouva, podepsaná v roce 1963 a doplněná v roce 1997, omezuje odpovědnost jaderných provozovatelů na 300 milionů \$. Britská vláda nyní přebírá odpovědnost za zbytkové riziko nad £140 milionů, ačkoliv se očekává, že se hranice odpovědnosti zvýší v rámci Pařížské a Bruselské konvence na 700 milionů € (£500mil). Hranice odpovědnosti za škody je pro rozvoj jaderné energetiky považována za zásadní a může být na ni také pohlíženo jako na zásadní podporu jadernému průmyslu.

Studijní komise německého Bundestagu zabývající se udržitelnou energií shromáždila údaje o výši odpovědnosti za škody v zemích OECD (viz tabulka 5). Vyplývají z nich velké rozdíly ve výši odpovědnosti v jednotlivých zemích, od částek velmi nízkých (např. v Mexiku) po velmi vysoké (např. v Německu).

Rozsah škod způsobených např. černobylskou havárií, které se zřejmě pohybují v řádu miliard liber (člověku se přičítá finančně vyčíslit ztrátu života nebo změněnou pracovní schopnost, ale je to nutné pro pojišťovací účely), znamená, že konvenční pojištění by se vůbec nedalo uzavřít, a pokud ano, nebylo by takové pojištění věrohodné, protože velká havárie by přivedla pojišťovny k bankrotu.

Objevují se návrhy, že „pohromové dluhopisy“ by mohly být způsobem, jak provozovatelé elektráren poskytnou věrohodné záruky za finanční škody vzniklé při havárii. Pohromové dluhopisy jsou vysoce výnosné, pojištěné dluhopisy obsahující klauzuli, která způsobí, že se platby úroků anebo hlavní platby zpozdí nebo zruší v případě ztráty způsobené přesně uvedenou pohromou, jakou je třeba zemětřesení. Zda se to ukáže jako schůdný způsob pojišťování jaderné havárie a jaký to bude mít dopad na ekonomiku jaderných elektráren, bude obtížné zjistit, dokud se neobjeví konkrétní návrhy.

4. Současné studie o ekonomice jaderné energie

V poslední třech nebo čtyřech letech bylo zpracováno několik studií o ekonomice jaderné energie. Mezi nimi:

- 1. květen 2000: Role jaderné energie při zvyšování energetické bezpečnosti Japonska, James A Baker III, Institute for Public Policy of Rice University
- 2. 2002.: Ekonomická analýza pátého finského reaktoru, Lappeenranta University of Technology (LUT)
- 3. únor 2002: Ekonomika jaderné energie, UK Performance and Innovation Unit
- 4. září 2002: Analýza prvních objednávek na nové jaderné reaktory, Scully Capital
- 5. únor 2003: Budoucnost jaderné energie: mezioborová studie, MIT
- 6. březen 2004: Náklady na výrobu elektřiny, The Royal Academy of Engineers
- 7. srpen 2004: Ekonomická budoucnost jaderné energie, University of Chicago, za finančního přispění Ministerstva energetiky Spojených států
- 8. srpen 2004: Srovnání nákladů na výrobu elektřiny z různých zdrojů při základním zatížení v Ontariu, Canadian Energy Research Institute; připraveno pro the Canadian Nuclear Association
- 9. březen 2005: Prognózy nákladů na výrobu elektřiny: aktualizovaná verze 2005, IEA/NEA
- 10. duben 2005: Analýza prvních objednávek na nové jaderné reaktory, OXERA

Tabulka 6 shrnuje klíčové teze vyjádřené v každé studii.

4.1 Rice University

Studie Rice University zkoumá strategické problémy Japonska při zajišťování své energetické bezpečnosti. Využívá prognózy celkových nákladů na výstavbu elektráren s plánovaným spuštěním v roce 2010, vypracované institutem CRIEPI (Japanese Central Research Institute of Electric Power Industry). Náklady na jednu kWh jsou 5 p/kWh. Na tuto cifru by se však mělo nahlížet v kontextu velmi vysokých cen elektřiny v Japonsku, které jsou částečně připisované vysoké hodnotě japonského jenu. Bez detailního prostudování předpokladů institutu CRIEPI je obtížné vyvodit závěry.

4.2 Lappeenranta University of Technology

Lappeenrantské studii se dostalo široké publicity, když bylo přijato rozhodnutí postavit elektrárnu Olkiluoto. Mnoho předpokladů není plně objasněno, protože jsou označeny jako obchodně citlivé. Velmi nízká cena kapitálu, nízké provozní náklady a vysoký činitel doby zatížení vedou k nízkým nákladům na výrobu energie. Elektrárnou Olkiluoto se zabývá část 5.1.1.

4.3 Performance and Innovation Unit

Oddělení PIU (Performance and Innovation Unit) britského Úřadu vlády v roce 2002 posoudilo ekonomiku jaderné energetiky jako součást vládního posudku energetické politiky, který v roce 2003 vyšel pod názvem Bílá kniha. Tato studie odhaduje náklady na výrobu energie v elektrárně Sizewell B. Vyloučení prototypových nákladů by mělo snížit náklady na výstavbu elektrárny Sizewell B na £2250/kW (celkové náklady jsou £2,7 miliard), tj. asi 6 p/kWh, při diskontní sazbě 12%.

Studie také uvádí prognózy od společností British Energy a BNFL za použití běžných předpokladů diskontní sazby. Je obtížné zmínit všechny informace, které uvádí zpráva PIU. Tabulka uvádí náklady na 8. blok, který byl postaven jako dvojblok a využívá technologie AP-1000. Předpokládá se, že u 8. bloku budou uhrazeny všechny náklady na přípravu výroby a prototypové náklady a začnou platit pouze „usazené“ náklady. Studie vychází z předpokladů BNFL, ale i z předpokladů diskontních

sazeb uváděných oddělením PIU: 8 % (což představuje velmi nízké riziko při stavbě elektrárny, např. pokud by veškeré náklady byly převedeny na spotřebitele) a 15 % (což představuje elektrárnu vystavenou mnohem větším obchodním rizikům). Sazba 8 % se vypočítává pro patnáctiletou životnost (což představuje pravděpodobnou délku komerční půjčky) a třicetiletou životnost elektrárny, zatímco sazba 15 % se vypočítává pouze pro patnáctiletou životnost. Za předpokladu, že náklady vzniklé během dvaceti let se vypočítávají pouze jako 6 % z nediskontované hodnoty a náklady vzniklé během třiceti let se vypočítávají pouze jako 1,5 % z nediskontované hodnoty v kalkulacích DCF, je pravděpodobné, že rozdíl mezi patnácti a třicetiletou životností bude velmi malý. Předpokládané náklady na jeden reaktor jsou o 40–50 % vyšší, za předpokladu, že prototypové náklady budou přibližně £300 milionů. Mnoho předpokladů (např. nákladů na výstavbu) patří mezi komerčně citlivé informace a tudíž se nepublikují. Nicméně PIU uvádí, že odhady nákladů na výstavbu u společností BNFL a British Energy jsou nižší než £840/kW. Přesné údaje o činiteli doby zatížení jsou také tajné, PIU pouze uvádí, že je výrazně vyšší než 80 %.

4.4 Scully Capital

Vypracování této zprávy zadalo Ministerstvo energetiky USA. Studie zkoumá náklady na výrobu elektřiny pro 1000 megawattový reaktor PWR (AP-1000) při předpokládaných nákladech na výstavbu 1 mld \$, 1,2 mld \$, 1,4 mld \$ a 1,6 mld \$, což odpovídá £500/kW, £600/kW, £700/kW a £800/kW. Narozdíl od jiných zpráv, Scully uvádí prognózu velkoobchodních cen elektřiny a zjišťuje, jakou návratnost by měla investice do jaderné elektrárny při uvedených předpokládaných výkonech. Při tržní ceně elektřiny 35 \$/mWh (1,95 p/kWh) by jaderná elektrárna dosáhla míry návratnosti včetně inflace 7,3–10,7 %, v závislosti na nákladech na výstavbu. Tyto údaje pak srovnává se standardem 10–12 %. Do tohoto rozmezí spadá pouze varianta s náklady na výstavbu 1 miliarda \$. Pro tržní cenu elektřiny, činitele doby zatížení, cenu paliva a dobu výstavby jsou vypracovány analýzy citlivosti. Objevují se zde také citlivé informace ohledně finančních hledisek, včetně podílu dluhu na hodnotě majetku a ceny půjček.

4.5 MIT

Studie MIT (Massachusetts Institute of Technology) je velmi podrobnou a prestižní studií nákladů na výrobu jaderné energie v porovnání s jinými variantami výroby, např. elektrárnou CCGT. Uvádí, že provozní náklady by mohly, díky konkurenčním tlakům, být o 25 % nižší, než je průměr u současných elektráren. O nákladech na výstavbu zpráva uvádí, že budou daleko nižší, než náklady vynaložené na výstavbu většiny současných elektráren ve Spojených státech (třebaže byly dokončeny před dvaceti lety). Pro součinitele využití nominálního výkonu zpráva zvažuje dvě možnosti – 85 % jako vyšší možnost a 75 % jako nižší možnost. U vyšší možnosti vychází ze současného vysokého výkonu elektráren ve Spojených státech a nižší možnost se opírá o fakt, že dosažení této úrovně trvalo mnoho let. Podrobné předpoklady týkající se likvidace elektráren nejsou specifikované, ale můžeme se domnívat, že se drží současné praxe a vyžadují zvláštní fondy. Náklady na likvidaci elektráren nejsou specifikované.

Nejcitlivější jsou informace o činiteli doby zatížení a životnosti elektrárny. Ačkoliv prodloužení doby životnosti se projevuje relativně vysokou cenou kapitálu, má jen malý vliv na celkové náklady (asi 5 %). Změna předpokladu u činitele doby zatížení má mnohem větší vliv (asi 10–15 %). Ve všech případech jsou plynové a uhelné elektrárny podstatně levnější než jaderné, plynové až o 45 % a uhelné o 35 %. Dokonce ani snížení nákladů na výstavbu o 25 %, délky výstavby o 12 měsíců a ceny kapitálu o 10 % nevyrovná rozdíl mezi jádrem a uhlím nebo plynem.

4.6. The Royal Academy of Engineers

Zpráva Královské akademie porovnávala řadu technologií výroby elektřiny a zjistila, že cena energie z jaderné elektrárny se velmi blíží ceně energie z plynové elektrárny; je o 10–30 % levnější, než z uhelné elektrárny (v závislosti na použité uhelné technologii) a asi třetinová oproti nákladům na

obnovitelné zdroje. Zpráva uvažovala tři typy reaktorů: EPR, AP-1000 a ACR. Odhady činitelů nákladů byly převzaty ze studie MIT, studie se jich však nedržela ve všech případech. Například její prognóza provozních nákladů byla téměř o 50 % nižší než u studie MIT. Zpráva uvádí, že prostředky na likvidaci elektráren jsou zahrnuty v kapitálových nákladech, ale nespécifikuje předpoklady nákladů. Je zřejmé, že všechny předpoklady jsou důsledně optimistické u všech parametrů. Z toho logicky vyplývají nízké celkové náklady na výrobu energie.

4.7 University of Chicago

Tato studie zkoumá řadu odhadů nákladů na výstavbu jaderných elektráren, nepřináší však své vlastní odhady. Ve scénáři „no-policy“ vypočítává srovnané náklady elektřiny (LCOE) pro tři různé typy elektráren s výkonem 1000 MW – nejdražší typ představuje EPR objednaný pro Olkiluoto, střední typ představuje elektrárna, které by vznikly prototypové náklady (např. AP-1000) a nejlevnější typ, u kterého prototypové náklady již byly uhrazeny (např. ABWR nebo ACR-700). Výsledky studie, která uvádí celou řadu citlivých informací, ukazují, že i při extrémně nízkých nákladech na výstavbu má relativně vysoká diskontní sazba velký vliv na celkové náklady.

4.8 Canadian Energy Research Institute

Tato studie porovnává prognózy nákladů na výrobu elektrické energie z uhelných a plynových elektráren s náklady na výrobu ze dvou reaktorů Candu-6 (celkem 1346 MW – současná generace reaktorů Candu) a dvou reaktorů ACR-700 (celkem 1406 MW – reaktor Candu III. generace). Pokud jde o reaktor ACR-700, ten je podle prognózy levnější než Candu-6. Náklady na likvidaci elektrárny se předpokládají ve výši £250/kW a po dobu provozu elektrárny (30 let) se do fondu ukládají platby ve výši £3,6 milionu ročně čili 0,03 p/kWh. Celkové náklady jsou relativně nízké a většina předpokladů odpovídá předpokladům v jiných studiích.

4.9 Mezinárodní energetická agentura (IEA)/Agentura pro jadernou energii (NEA)

Studie IEA/NEA vychází z údajů nákladů na výrobu elektrické energie jednotlivých národních úřadů. Tuto zprávu je obtížné hodnotit kvůli značné rozdílnosti národních předpokladů, kdy východoevropské země uvádějí velmi nízké náklady a Japonsko velmi vysoké. Klíčovým činitelem je použití velmi nízké diskontní sazby, která s relativně optimistickými předpoklady výkonu přinese velmi nízké náklady na výrobu.

4.10 OXERA

Tuto zprávu z dubna 2005 následovala druhá zpráva v červnu, která poskytla více podrobností o předpokladech vyplývajících z odhadů nákladů. Zpráva OXERA obsahuje velmi podrobnou finanční analýzu ekonomiky jádra, ale pokud jde o předpoklady technického výkonu, spoléhá se především na jiné zprávy. Například extrémně vysoký předpoklad činitele doby zatížení 95 % je uveden bez jakéhokoliv vysvětlení. Zpráva OXERA se drží stejného přístupu jako zpráva Scully a vypočítává míru návratnosti, které by se dosáhlo při dané ceně elektřiny. S cenou elektřiny při základním zatížení £27–33/MWh, což je asi o 50 % více než v současné době British Energy dosahuje, by byla interní míra návratnosti u jednoho reaktoru 8–11 % (v závislosti na poměru dluhu a hodnotě majetku). U projektu s osmi reaktory by návratnost u posledních reaktorů byla více než 15 %. Je pozoruhodné, že zatímco náklady na výstavbu jsou vyšší, než uvádí některé prognózy, jsou mnohem nižší než na elektrárnu Sizewell a než uváděné náklady na elektrárnu Olkiluoto. Předpoklady činitele doby zatížení a provozních nákladů, částečně čerpané ze zpráv IEA/NEA a Scully Capital, vyžadují u současných generací elektráren velká zlepšení.

Na základě těchto prognóz nákladů a na základě současného vládního programu rozvoje obnovitelných zdrojů energie (který odhaduje na £12 miliard) OXERA odhaduje, že jaderný program by dosáhl podobného snížení emisí oxidu uhličitého za cenu pouze £4,4 miliardy plus náklady na pojištění. £4,4 miliardy tvoří £1,1 miliardy kapitálových dotací a £3,3 miliardy bankovních garancí. OXERA neodhaduje vyšší nákladů na pojištění.

5. Potřeba a rozsah veřejných subvencí

Studie britské vlády z let 1989, 1995 a 2002 došly k závěru, že na liberalizovaném trhu elektřinou nebudou moci elektrárenské společnosti stavět jaderné elektrárny, aniž by obdržely vládní subvence a záruky na pokrytí nákladů. To by platilo ve většině zemí, kde bylo zrušeno monopolní postavení elektrárenských společností. U nedávno zadané finské zakázky to však neplatí, protože investor je nezisková společnost vlastněná průmyslovými podniky, které se smluvně zavázaly kupovat produkci elektrárny. Nelze předpokládat, že zvláštní podmínky ve Finsku budou příkladem, kterým by se ostatní země řídily.

Mezi oblastmi, kde by subvence a garance mohly být vyžadovány, by byly zvláště ty, které nejsou plně pod kontrolou provozovatele:

- Náklady na výstavbu. Náklady na výstavbu nové jaderné elektrárny by byly vysoké a hrozilo by velké riziko překročení nákladů. Vláda by tedy musela určit strop na náklady, které by musel zaplatit soukromý investor.
- Provozní výkon. Hrozilo by značné riziko, že výkon bude horší než uvádí prognózy. Spolehlivost zařízení je do značné míry pod kontrolou provozovatele. Není jasné, zda by investoři byli dostatečně schopni nést riziko pro případ, že spolehlivost bude nižší, než očekávají.
- Nepalívové náklady na provoz a údržbu – jsou také do velké míry pod kontrolou provozovatele a ten by nemusel být ochoten nést riziko.
- Náklady na jaderné palivo. Nákup paliva není všeobecně vnímán jako riziková činnost. Uran se dá snadno skladovat a riziko zvýšení nákladů na koupi paliva se tak dá vyhnout. Náklady na uložení vyhořelého paliva (za předpokladu, že nedojde k přepracování) jsou však mnohem problematictější a provozovatelé jaderných zařízení by se mohli dožadovat stanovení stropu pro tyto náklady, podobně, jak je tomu ve Spojených státech.
- Náklady na likvidaci elektráren. Náklady na likvidaci elektráren se dají velmi těžko předvídat, ale do budoucna jistě porostou. Příspěvky do zvláštního fondu na likvidaci elektráren se zdají být dostatečné. Pokud zkušenosti s likvidací elektráren a ukládáním odpadu odhalí, že současné odhady jsou výrazně podhodnoceny anebo jestli návratnost investic fondu bude oproti očekávání nižší, budou se muset příspěvky výrazně zvýšit. Soukromí investoři by tedy mohli pro své příspěvky do fondu vyžadovat stanovení určitého stropu.

Zvláště rozsáhlé a vysoké by byly garance pro první postavené reaktory. Nová technologie by přinesla i nové náklady na projektování prototypového zařízení. Pokud se postaví několik elektráren a bude s nimi dobrá zkušenost, je možné, že bude trh ochoten nést více rizik. Odhodlání politiků propagovat jadernou energii není příliš pevné. Nesmíme zapomenout, že např. vlády Ronalda Reagana a Margaret Thatcherové, které na jedné straně slibovaly velké oživení jaderného průmyslu, na druhé straně pouze přihlížely prudkému propadu jaderné energetiky.

6. Závěr

Za posledních dvacet let se ve světě začal stavět pouze malý počet jaderných elektráren. Důvodů je více, mezi nejdůležitější patří odpor veřejnosti proti novým jaderným elektrárnám a v mnoha zemích nadbytek výkonu elektráren. Dalším důležitým důvodem jsou špatné ekonomické výsledky mnoha v současné době provozovaných elektráren. V posledních deseti letech tento důvod nabývá na významu, protože se trh elektřinou otevřel konkurenci a jsou upřednostňována řešení s elektrárnami s nízkými náklady na výrobu energie, které se rychle postaví a u nichž se dá zaručit výkon. To jsou vlastnosti, které současné jaderné elektrárny postrádají. Několik jaderných elektráren, které jsou ve výstavbě, jsou často staré typy, které by se na Západě v současné době nepostavily. Jejich výstavba probíhá v zemích, ve kterých jsou reformy trhu s elektřinou stále v plenkách.

V Evropě a severní Americe došlo k oživení zájmu o nové jaderné elektrárny. V Británii v příštích deseti letech nevyhnutelně prudce poklesne produkce jaderné energie a její podíl na celkové energetické produkci se sníží z 25 na 10%. To vede k obavám, že pokud nedojde k intervenci vlády, budou tyto elektrárny nahrazeny plynovými elektrárnami, což významně zvýší emise skleníkových plynů v Británii. Mezi země, které v současné době praktikují politiku odstoupení od jaderné energetiky patří Švédsko, Itálie, Belgie, Německo, Nizozemí, Španělsko a Švýcarsko. V těchto zemích pravděpodobně dojde k určitému zpždění plánovaných uzavírek. Přesto je to od výstavby nových jaderných elektráren krok opačným směrem.

Ve Spojených státech se Bushova administrativa snaží vypořádat s jedním z ekonomických rizik – s nejistotami ohledně délky a nákladů na licenční proces tím, že nabízí federální subvence. Je otázkou, zda to bude stačit na překonání nedůvěry finanční sféry v jadernou energii. Elektrárenské společnosti nemohou stavět jaderné elektrárny bez bezvýhradní podpory ratingových agentur a investičních analytiků.

K oživení zájmu o jadernou energii dochází navzdory špatným ekonomickým výsledkům jaderné energetiky v mnoha zemích. V posledních letech je toto oživení podporováno několika národními a mezinárodními studiemi, které uvádějí mnohem nižší prognózy nákladů na výrobu elektřiny v jaderných elektrárnách, než se doposud uvádělo. Tyto studie jsou nicméně nevěrohodné a mnoho předpokladů v nich uvedených je zavádějících.

Existují tři důvody, proč je obtížné předvídat náklady na výrobu elektrické energie z jaderných elektráren:

- Několik proměnných se vztahuje k procesům, které nebyly ověřeny v praxi – likvidace elektráren a ukládání radioaktivního odpadu s dlouhým poločasem rozpadu. Zkušenosti s jadernou energií svědčí o tom, že neověřené procesy jsou často nákladnější, než uvádějí prognózy. Je proto velmi pravděpodobné, že tyto prognózy nákladů jsou příliš nízké.
- U některých proměnných neexistuje jednoznačná odpověď. Například diskontní sazba se může měnit a chybí jasný konsensus o podmínkách financování likvidace elektráren.
- Chybí spolehlivé aktualizované údaje o současných jaderných elektrárnách – elektrárenské společnosti jsou nechvalně známé tím, že tají své náklady. Za posledních dvacet let byl v západní Evropě objednan velmi malý počet nových jaderných elektráren, v severní Americe od roku 1980 dokonce žádná. Všechny moderní typy jsou proto víceméně nevyzkoušené.

V posledních čtyřiceti letech se vždy u nových jaderných elektráren předpokládá mnohem vyšší výkon než u elektráren už provozovaných. V minulosti se tato očekávání vždy bez výjimky ukázala jako přehnaná a ani v současnosti nemáme záruku, že prognózy budou přesné. Z toho plyne, že prognózy opírající se o velká zvýšení výkonu by se měly brát s určitou rezervou.

Nejdůležitější předpoklady se týkají nákladů na výstavbu, provozního výkonu, provozních nákladů a ceny kapitálu/diskontní sazby.

V jaderném průmyslu v posledních deseti i více letech obecně platí, že náklady na stavbu jaderné elektrárny nesmí překročit 1000 \$/kW, aby bylo jádro schopné konkurovat plynovým elektrárnám s kombinovaným cyklem (u který náklady na výstavbu činí asi 500 \$/kW). Ani neoptimističtější studie však nepředpokládají náklady na výstavbu do 1000 \$/kW. To, že se náklady často pohybují kolem 2000 \$/kW svědčí o tom, že se při vývoji reaktorů počítá s určitými cílovými náklady. Pokud bude nadále pokračovat růst cen plynu, zvýší se konkurenceschopnost jádra. Zdá se však nepravděpodobné, že tento růst bude tak významný, aby vyvážil dvojnásobné náklady na výstavbu jaderných elektráren.

Je jasné, že by se reaktory měly vyvíjet v určitém ekonomickém rámci. Hlavním problémem těchto prognóz však je, že nejsou příliš reálné. Existují obavy, že velkého snížení nákladů se dosahuje úsporami na reaktorech, u kterých se ukáže, že nejsou z dlouhodobého hlediska žádoucí. V 60. letech 20. století, kdy ekonomika jaderné energie měla horší výsledky než se očekávalo, se náklady snižovaly úsporami na materiálech a rychlým zvyšováním výkonu. To byla opatření, která jsou zpětně hodnocena jako nežádoucí s ohledem na provoz elektráren. Například parní generátory v reaktorech PWR se v několika případech musely již po patnácti letech vyměnit, protože použité materiály nebyly dostatečně trvanlivé. To si vyžádalo vysoké náklady a roční odstávky.

Prognózy, které tato zpráva zkoumala, obvykle uvádějí náklady na výstavbu elektrárny kolem 2000 \$/kW. Avšak studie univerzity v Lappeenranta, která zřejmě vychází z konkrétních údajů uvedených ve smlouvě, uvádí výrazně vyšší odhady nákladů na výstavbu. Zajímavé také je, že cena uvedená v nabídce pro elektrárnu Olkiluoto, ze které tato studie vychází, je podle všeho nižší než cena reálná.

Další oblastí, ve které se dají očekávat velká zlepšení jsou nepalivové provozní náklady, u nichž prognózy předpovídají snížení na pouhých 40 % současných nákladů ve Velké Británii a na 70 % současných nákladů v USA. Prognózy provozního výkonu obvykle počítají s činitelem doby zatížení na úrovni 90 %, což je daleko více, než se v současnosti běžně dosahuje, a kterého dosahují pouze nejspolehlivější elektrárny na světě.

Nejsložitější a nejdůležitější předpoklady se však týkají ceny kapitálu. V prognózách RAE a IEA/NEA by byly předpoklady věrohodné, pokud by provozovatelům elektrárny byla povolena plná návratnost nákladů. Americké prognózy používají důmyslnější metody určování ceny kapitálu, ale vezmeme-li v úvahu, že ve většině států USA se nedaří zavést konkurenci na trhu elektřinou, není jasné, zda tyto studie plně odrážejí dopad otevření trhu elektřinou konkurenčnímu prostředí. Pokud by nedošlo k návratu k monopolnímu uspořádání elektrárenského průmyslu, což je v současnosti téměř nepředstavitelné, znamenalo by to, že provozovatele budou sponzorovat daňoví poplatníci (v případě vládních záruk) nebo spotřebitelé elektřiny (v případě znovuzavedení spotřebitelských subvencí). Je sporné, zda by takový stav byl politicky schůdný. Mohl by být také nepřijatelný s ohledem na legislativu Evropské unie, která zakazuje, až na konkrétní případy, státní subvence.

Pokud bude provozovatel elektrárny muset nést značná ekonomická rizika, je pravděpodobné, že bude stanovena diskontní sazba ve výši alespoň 15 %, a i při velmi optimistických předpokladech nákladů na výstavbu a provozních nákladů (např. prognózy PIU nebo Chicago University), by to vedlo ke zvýšení nákladů na výrobu energie pravděpodobně nad 4 p/kWh.

Pokud by mělo dojít k výstavbě jaderných elektráren, je zřejmé, že budou potřebovat rozsáhlé vládní garance a subvence. Ty by byly třeba na:

- náklady na výstavbu
- provozní výkon
- nepalivové provozní náklady
- náklady na jaderné palivo
- náklady na likvidaci elektrárny

Provozovatelé by možná také vyžadovali komerční záruky garantovaných cen produkované elektřiny. Je otázkou, zda by tak výrazná „státní pomoc“ byla přijatelná v rámci konkurenčních zákonů EU.

Tabulka 6.

Porovnání předpokladů v současných prognózách nákladů na výrobu jaderné energie

Prognóza	Náklady na výstavbu [\$/kW]	Doba výstavby [měsíce]	Cena kapitálu [% reálná]	Činitel doby zatížení [%]	Nepalivové provozní náklady [p/kWh]	Palivové náklady [p/kWh]	Životnost [roky]	Prostředky na likvidaci elektrárny	Náklady na výrobu energie [p/kWh]
Sizewell B	4050 5400	86	–	84	2,07	1,26	40	Částečně samostatný fond, částečně cash-flow	6 ?
Rice University									5,0
Lappeenranta University Performance & Innovation Unit	~2340 <1500	–	5 8 8 15	91 >80	0,9	0,36	60 30 15 15		1,6 2,31 2,83 3,79
Scully Capital	900 1080 1260 1440	60		90	1,0	0,5	40	£260 mil získaných za čtyřicetiletý provoz elektrárny	
Massachusetts Institute of Technology Royal Academy of Engineers	2000 2070	60	11,5 7,5	85 75 90	1,5 0,80	– 0,72	40 25 40	Zahrnutý v nákladech na výstavbu	3,7 4,4 2,3
Chicago University	1000 1500 1800	84	12,5	85	1,0	0,54	40		2,9 3,4 3,9
Canadian Nuclear As	1920	72	10	90	0,88	0,45	30	Fond 0.03 p/kWh	3,3
IEA/NEA	2000–4500	60–120	5 10	85	0,68–1,6	0,27–1,17	40	Zahrnutý v nákladech na výstavbu	1,2–2,7 1,8–3,8
OXERA	2925 první elektrárna 2070 další reaktor			95	0,63	0,54	40	£500 mil ve fondech po čtyřicetiletém provozu	

Příloha 1

Diskontování, cena kapitálu a požadovaná návratnost

U ekonomiky jádra je velmi obtížné určit společný základ pro srovnání cash-flow příjmů a výdajů v různých obdobích provozu jaderné elektrárny. Podle britských plánů by doba mezi objednáním reaktoru a dokončením likvidace elektrárny mohla trvat až 200 let.

Obvykle se cash-flow příjmů a výdajů v různých obdobích porovnávají pomocí metod diskontovaného cash-flow (DCF). Ty vychází z rozumné teze, že současné příjmy nebo výdaje by měly mít větší váhu než příjmy a výdaje uplatněné v budoucnu. Za závazky, které jsou splatné nyní, bude třeba zaplatit plnou částku, ale závazky splatné např. za deset let mohou být uhrazeny zaplacením menší sumy s tím, že zbývající částka bude doplacena formou úroků. V analýze DCF se všechny příjmy a výdaje v čase převádějí na společný základ pomocí „diskontování“. Pokud obdržíme 100 \$ za jeden rok a „diskontní sazba“ je 5 %, „čistá současná hodnota“ tohoto příjmu je 95,23 \$, protože by zisk z 95,23 \$ představoval 4,77 \$ za jeden rok, což je celkem 100 \$. Diskontní sazba je často chápána jako „cena za nevyužitou alternativní možnost investice“, jinými slovy zisk (bez inflace), který bychom vydělali, pokud bychom částku investovali jinam.

Jde o rozumný proces v období deseti let s relativně nízkými diskontními sazbami, za dlouhá období s vysokými diskontními sazbami mohou být však výsledky diskontování velmi významné, a tak je třeba předpoklady dobře promyslet. Pokud je například diskontní sazba 15 %, náklady 100 \$ uplatňované za deset let by měly současnou čistou hodnotu pouze 12,28 \$. Náklady uplatňované za sto let, i s diskontní sazbou pouhé 3 %, by měly současnou čistou hodnotu pouhých 5,20 \$, zatímco při diskontní sazbě 15 %, by náklady za více než patnáct let měly v běžné ekonomické analýze zanedbatelnou hodnotu. (viz tabulka 7)

Tabulka 7.

Vliv diskontování: současné čisté hodnoty

Doba diskontování [roky]	3%	15%
5	0,86	0,50
10	0,74	0,25
15	0,64	0,12
20	0,55	0,061
30	0,41	0,015
50	0,23	0,00092
100	0,052	–
150	0,012	–

Zdroj: propočty autora

Pokud tento předpoklad použijeme na jaderné elektrárny provozované na konkurenčním trhu, kde cena kapitálu je velmi vysoká, znamená to, že náklady uplatňované za např. deset let budou mít malou váhu v hodnocení ekonomiky jaderných elektráren. Prodloužení životnosti elektrárny ze třiceti na šedesát let bude mít tedy malý efekt, když i náklady na renovaci vynaložené např. za patnáct let budou mít také malý dopad.

Nejdražší fáze likvidace jaderných elektráren se podle britských plánů očekává až za 135 let po uzavření elektrárny. To znamená, že vysoké náklady na likvidaci budou mít jen malý dopad i při velmi

nízké diskontní sazbě v souladu s investováním fondů na velmi bezpečném místě s nízkou návratností, např. 3%. Když předpokládáme, že likvidace elektrárny Magnox bude stát asi 1,8 miliard \$, přičemž konečná fáze tvoří 65 % celkových (nediskontovaných) nákladů (1,17 miliardy \$), pak by počáteční fáze likvidace představovala pouze částku 28 milionů \$.

Implicitním předpokladem u metod DCF je, že s vypočtenou mírou návratnosti lze počítat po celé období. Uvážíme-li, že i vládní obligace, které jsou obvykle považované za nejspolehlivější formu investic, jsou k dispozici pouze na 30 let a že nelze předpokládat, že by ekonomický růst trval nepřetržitě 100 let, je tento předpoklad těžko obhajitelný.

U jaderné energetiky tak dochází v investiční fázi ke zjevnému paradoxu. Je pravděpodobné, že bude uplatňována velmi vysoká diskontní sazba (nebo požadovaná návratnost) alespoň 15%, aby se zjistilo, zda bude investice zisková. U fondů na likvidaci elektráren bude však uplatňována velmi nízká diskontní sazba, aby se zjistilo, jaký se u fondů na likvidaci dá očekávat růst.

Klíčové pro vyřešení tohoto paradoxu je riziko. Jaderná energie byla vždy riziková kvůli obtížné kontrole nákladů na výstavbu, proměnlivosti výkonu, riziku vlivu vnějších událostí na provoz elektrárny a faktu, že mnoho procesů se ještě musí dořešit (uložení vysoce radioaktivního odpadu a likvidace elektráren). V konkurenčním prostředí existují další rizika kvůli rigiditě struktury nákladů. Většina nákladů se vynaloží, ať už bude elektrárna v provozu nebo ne. Zatímco se tedy bude jaderným elektrárnám dařit při vysokých velkoobchodních cenách (jako v případě British Energy od roku 1996 do roku 1999), při nízkých velkoobchodních cenách bude situace horší (jako v letech 2000–2002). Fakt, že elektrárna měla vysoké zisky deset let, ji nechrání před krachem ve špatných letech a tak finančníci budou považovat investici do jaderné energie za extrémně rizikovou a budou uplatňovat velmi vysoké úrokové míry kvůli riziku, že by půjčené peníze mohly být ztraceny.

Příloha 2

Technologie jaderných reaktorů

Jaderné reaktory se dělí podle toho, jaké chladicí médium a jaký moderátor využívají. Chladicím médiem je kapalina (plyn nebo tekutina), která přenáší teplo z jádra reaktoru do turbogenerátoru. Moderátor je médium, které snižuje rychlost neutronů, tak, aby zůstávaly v jádře dostatečně dlouho na to, aby jaderná řetězová reakce byla zachována. Existuje mnoho možných kombinací chladicích kapalin a moderátorů, ale u současných reaktorů se využívají pouze čtyři druhy chladicích kapalin a tři druhy moderátorů.

Nejběžnějšími typy jaderných reaktorů jsou tlakovodní reaktory (PWR) a varné reaktory (BWR). Ty byly vyvinuty z pohonných jednotek ponorek a jako chladicí kapaliny a moderátoru využívají obyčejnou vodu („lehkou vodu“). Výhodou vody je, že je levná, ačkoliv nepatří mezi nejefektivnější moderátory (některé neutrony jsou absorbovány molekulami vody, místo aby se od molekul vody „odrazily“). Následkem toho se musí podíl aktivního izotopu uranu zvýšit z přibližně 0,7 % (podíl v přírodním uranu) na více než 3 %. Tento proces je nákladný.

Nevýhodou vody jako chladicí kapaliny je, že je účinná jen v tekutém stavu. Pokud dojde k porušení chladicího okruhu, voda se začne vařit a přestává být účinná. Eliminace tzv. „havárií úniku chladicí kapaliny“ je tak hlavní prioritou při vývoji reaktorů. Hlavním rozdílem mezi reaktory PWR a BWR je, že v reaktorech BWR se voda vaří a jde přímo do turbogenerátorového okruhu, kde pára vytvořená v jádře reaktoru pohání turbínu. V reaktorech PWR se chladicí kapalina pod tlakem uchovává v tekutém stavu. Výměník tepla (parní generátor) se využívá k převedení energie do sekundárního okruhu, kde se voda vaří a pohání turbínu. Reaktory BWR jsou tedy jednodušší než reaktory PWR, ale protože jde chladicí kapalina přímo do turbíny, dochází k větší radioaktivní kontaminaci elektrárny. Většina ruských reaktorů VVER jsou tlakovodní reaktory. Británie má v provozu jeden reaktor PWR (Sizewell B) a žádný BWR.

Některé reaktory (především kanadské reaktory Candu) využívají jako chladicí kapaliny a moderátoru „těžkou vodu“. Těžká voda je účinnějším moderátorem a reaktory Candu tedy mohou využívat přírodní (neobohacený) uran. Daní za vyšší účinnost je produkce těžké vody.

Všechny britské elektrárny kromě Sizewell B jsou chlazeny oxidem uhličitým a moderovány grafitem. Elektrárny první generace Magnox využívají přírodní uran, ale většina z nich nebyla schopna dlouhodobého provozu na plný výkon, protože se oxid uhličitý při kontaktu s vodou stává mírně kyselý a způsobuje korozi potrubí. Elektrárny druhé generace používají obohacený uran a při jejich stavbě byly použity vylepšené materiály jako prevence proti korozi. Grafit je účinný moderátor, ale oproti vodě je relativně drahý. Mezi jeho nevýhody patří hořlavost a tendence praskat a měnit tvar při vystavení radiaci.

Reaktor RBMK v černobylské elektrárně, používá jako moderátor grafit a jako chladicí kapalinu lehkou vodu. Už delší dobu trvá zájem o reaktory, které jako chladicího média využívají helium a jako moderátoru grafit: tzv. vysokoteplotní plynem chlazené reaktory (HTGR). Helium je naprosto inertní plyn, který je účinným, i když drahým, chladicím médiem. Využití helia a grafitu znamená, že reaktor pracuje při mnohem vyšších teplotách než reaktor lehkovodní nebo oxidem uhličitým chlazený reaktor. To umožňuje převádět více tepelné energie na elektřinu a také otevírá možnosti současně využívat část tepla v průmyslových procesech. Navzdory tomu, že výzkum probíhá v několika zemích (včetně Británie) už více než padesát let, nebyl ještě vyvinut žádný komerční typ a modelové reaktory vykazují velmi špatné výsledky.

V poslední době roste zájem o reaktor HTGR vyrábějící vodík, který by mohl nahradit benzín jako palivo do automobilů. Ve vývoji nejdále došli v Jihoafrické republice, kde upravili starý typ německého reaktoru na modulární reaktor s kuličkovým keramickým palivem (PBMR), který své jméno odvozuje od paliva ve formě „kuliček“ ve velikosti tenisových míčků. Nicméně v jihoafrickém programu došlo k velkým průtahům a není pravděpodobné, že bude možné nabídnout tento reaktor ke komerčnímu využití před rokem 2015.

Příloha 3

Dodavatelé jaderných reaktorů

1. Reaktory PWR

Na trhu fungovali čtyři hlavní nezávislí dodavatelé technologie PWR: Westinghouse, Combustion Engineering (CE), Babcock & Wilcox (B&W) a ruský výrobce reaktorů VVER.

Technologie společnosti Westinghouse je nejrozšířenější a její licence využívají i další výrobci, např. Framatome (Francie), Siemens (Německo) a Mitsubishi (Japonsko). Elektrárny Westinghouse pracují po celém světě, ačkoliv za posledních 25 let společnost obdržela jen jednu objednávku (Sizewell B) a poslední zakázka ve Spojených státech (která by nebyla následně zrušena) se uskutečnila před více než třiceti lety. V roce 1998 převzala jadernou divizi společnosti Westinghouse společnost BNFL. Ještě v červnu 2005 BNFL však tvrdila, že dosadila A. N. Rothschilda, aby se pokusil tuto divizi prodat. O mnohých společnostech se mluvilo jako o potenciálních zájemcích. Hlavním současným typem reaktoru společnosti Westinghouse je AP-1000, ale prozatím se neprodal ani jeden.

V roce 2000 se společnosti Framatome a Siemens staly nezávislé na společnosti Westinghouse a spojily své divize – 66 % akcií vlastní Framatom a zbytek Siemens. Framatome nyní ovládá skupina Areva, kterou vlastní francouzská vláda. Hlavním současným typem reaktoru vyvinutého společností Framatome je EPR (Evropský tlakovodní reaktor) – zatím byl prodán jeden reaktor (do Finska) a očekává se, že další koupí společnost EDF (Francie). Framatome je dodavatelem všech reaktorů PWR ve Francii (asi šedesát) a prodala je také do Jihoafrické republiky, Koreje, Číny a Belgie. Siemens je dodavatelem deseti z jedenácti reaktorů PWR v Německu a společnost je prodala také do Nizozemí, Švýcarska a Brazílie.

Mitsubishi dodává technologii PWR do Japonska, kde postavila 22 reaktorů, ale nikdy se tento typ reaktoru nepokusila prodat na mezinárodním trhu. Její nejmodernější typ je APWR, první zakázky se však očekávají až za jeden nebo dva roky.

Combustion Engineering vyvinula svůj vlastní typ PWR, který je v provozu ve Spojených státech. Mimo Spojené státy vlastní licenci na tuto technologii Korea. V roce 1996 převzala jadernou divizi Combustion Engineering společnost ABB. Ta byla v roce 1999 převzata společností BNFL. Nyní je součástí divize Westinghouse. Nejnovějším typem Combustion Engineering je System 80+, ale Westinghouse nemá zájem nabízet tento typ k prodeji. Korejská společnost Doosan koupila na tento typ licenci a upravila jej pro své budoucí elektrárny APR-1400. Pokusila se jej prodat do Číny, avšak všechny budoucí zakázky půjdou spíše na korejský trh.

Babcock & Wilcox (B&W) dodávala svůj vlastní typ PWR reaktoru na americký trh, ale havárie v elektrárně Three Mile Island, která používala technologii B&W, vedla k tomu, že společnost tento typ reaktoru dále nenabízela. Jediná elektrárna s technologií B&W mimo Spojené státy byla v rámci licence postavena v Německu, ale v roce 1988 byla brzy po dostavění uzavřena kvůli problémům s povolením a její provoz už obnoven nebude.

2. Reaktory BWR

Reaktory BWR vyvíjí především americká společnost General Electric (GE), která dodala velké množství reaktorů do Spojených států i na mezinárodní trhy, jako např. do Německa, Japonska, Švýcarska, Španělska a Mexika. Licence obdržely společnosti Siemens, Hitachi a Toshiba. Siemens (nyní součástí skupiny Areva) nabídl typ SWR v tendru pro elektrárnu Olkiluoto, ale jinak příliš aktivit na prodej reaktorů BWR nevyvíjí.

Japonští držitelé licence nadále nabízejí reaktory BWR v Japonsku. Nyní je zde 32 reaktorů BWR v provozu nebo ve výstavbě. Několik prototypových elektráren v Japonsku bylo zakoupeno od GE, ale zbytek si rozdělily Hitachi a Toshiba. Jejich současný typ je ABWR – první typ III. generace ve výrobě. První reaktor byl dostavěn v roce 1996 a již jsou v provozu další dva, jeden je ve výstavbě. Dva reaktory ABWR od GE se také staví na Tchaj-wanu. Stejně jako Mitsubishi, ani Toshiba a Hitachi se nepokusily prodat elektrárny na mezinárodním trhu. Kromě ABWR společnost GE také vyvinula SBWR, ale v příštích několika letech se neočekávají žádné zakázky.

Asea Atom (Švédsko) vyvinula svůj vlastní typ reaktoru BWR, devět reaktorů tohoto typu bylo postaveno ve Švédsku a dva ve Finsku. Asea Atom se spojila s Brown Boveri a spolu vytvořily společnost ABB, kterou v roce 1999 převzala BNFL. BNFL již tento typ aktivně nenabízí.

3. Reaktory Candu

Hlavním dodavatelem těžkovodních reaktorů je kanadská společnost Atomic Energy of Canada Limited (AECL), která dodala více než dvacet reaktorů do elektráren v Kanadě a současně je vyváží do Argentiny, Rumunska, Koreje a Číny. Také prodala reaktory do Indie, ale v roce 1975, z důvodu rizika šíření jaderných zbraní, kontakty s Indií ustaly. Indie i nadále staví elektrárny tohoto čtyřicet let starého typu. Argentina postavila tři elektrárny s těžkovodním reaktorem: jednu s reaktorem Candu a dvě elektrárny německého typu (jedna ještě není dostavěna a žádné práce na ní v současnosti neprobíhají). Hlavním typem společností AECL použitým v budoucnu bude pokročilý Candu reaktor (ACR), který se má vyrábět ve dvou výkonových kategoriích: 750 MW (ACR-700) a 1100–1200 MW (ACR-1000).

British Energy také přispěla k vývoji typu reaktoru ACR-700. Tato činnost však byla ukončena v roce 2002, když došlo ke kolapsu British Energy a ta své podíly na provozu osmi kanadských jaderných elektráren prodala.

Příloha 4

Likvidace jaderných elektráren

V posledních letech přitahuje likvidace jaderných elektráren značný zájem veřejnosti, protože se blíží konec jejich životnosti. Prognózy nákladů na likvidaci prudce rostou a v programech, podle kterých se měly na likvidaci elektráren poskytnout peníze, se objevují slabá místa.

Likvidace probíhá ve třech samostatných fázích. V první se odveze palivo a zabezpečí reaktor. Doba na odvezení paliva se liší v závislosti na tom, zda je palivo vyměňováno za provozu elektrárny či při odstávce (mnohem kratší dobu trvá odvezení paliva např. u reaktorů PWR a BWR – ty jsou navrženy, aby se při každoročním přerušení provozu vyměnila asi třetina paliva). U reaktorů, u nichž výměna paliva probíhá za provozu (např. AGR a Candu), to trvá mnohem déle, protože zařízení na výměnu paliva je navrženo tak, že neustále vyměňuje malá množství paliva při provozu elektrárny. To vyžaduje přesné zařízení, které se pohybuje velmi pomalu a odvezení celé aktivní zóny reaktoru může trvat několik let. Odvezením paliva již reaktoru nehrozí dosažení kritické hodnoty. Dokud neskončí práce na první fázi likvidace elektrárny, složení zaměstnanců je zachováno stejné, jako při plném provozu. To vytváří ekonomický tlak na brzké dokončení první fáze. Z technologického hlediska je první fáze jednoduchá – jedná se hlavně o pokračování operací jako při provozu elektrárny. Likvidace vyhořelého paliva není zahrnutá v nákladech na první fázi.

Ve druhé fázi se nekontaminované nebo mírně kontaminované části stavby rozeberou a odvezou a v podstatě zůstane jen reaktor, což představuje relativně rutinní práci. Z ekonomického hlediska je výhodné práce co nejvíce zpozdít, aby se minimalizovala částka, kterou je třeba vybrat od spotřebitelů na zaplacení likvidace – čím je větší zpoždění, tím více se nahromadí úroků ve fondech na likvidaci. Limitujícím faktorem je riziko narušení celistvosti stavby a jejího následného zřícení, což by vedlo k úniku radioaktivních látek. V Británii se plánuje odložit druhou fázi až na čtyřicet let po uzavření elektrárny.

Třetí fáze, odstranění jádra reaktoru, je zdaleka nejdražší a technologicky nejnáročnější operace, která vyžaduje robotickou manipulaci s materiály. Stejně jako u druhé fáze je v ekonomickém zájmu odkládat práce co nejdéle – očekávaný odklad prací v Británii je 135 let.

Po skončení třetí fáze se v ideálním případě předpokládá, že se půda bude moci neomezeně využívat – jinými slovy – míra radioaktivity nebude vyšší než v nekontaminované půdě. V praxi to však vždy nebude možné a v některých „špinavých“ lokalitách, jako Dounreay ve Skotsku, kde byl v provozu modelový rychlý reaktor, se očekává, že využití půdy bude navždy omezeno z důvodu vysoké míry kontaminace.

Náklady na likvidaci jaderných elektráren jsou obtížně vyčíslitelné, protože ve světě bylo plně odstaveno pouze několik komerčních elektráren, které byly v provozu po celou dobu životnosti. Mnoho procesů fungovalo pouze v malém měřítku, ale problémy se vyskytly v případě provedení ve velkých elektrárnách.

Velkou část nákladů na likvidaci tvoří náklady na uložení vyprodukovaného radioaktivního odpadu. Náklady na uložení odpadu v moderních zařízeních ještě nebyly vyčísleny, zvláště pro dlouhodobý nízký a středně radioaktivní odpad. Důvodem je nedostatek zkušeností se stavbou zařízení na tento druh odpadu.

Tato nejistota se odráží ve způsobu, jakým jsou uváděny odhady nákladů na likvidaci. Běžně se uvádí jako procenta z nákladů na výstavbu elektrárny (asi 25%). Uvážíme-li, že náklady na likvidaci nemají mnoho společného s náklady na výstavbu, je jasné, jak málo se o těchto nákladech ví.

Běžné členění očekávaných nediskontovaných nákladů na likvidaci je: jedna šestina na první fázi, jedna třetina na druhou fázi a polovina na třetí fázi. British Energy byla nucena vytvořit „zvláštní“ fond na zaplacení nákladů na likvidaci svých elektráren, ačkoliv se očekávalo, že první fáze bude zaplácena z cash-flow. BNFL, která vlastnila elektrárny Magnox, dokud nebyly v dubnu 2005 převedeny na Úřad

pro odstavení jaderných zařízení, je veřejnou společností. A politikou Ministerstva financí je nedovolovat veřejným společnostem využívat zvláštní fondy. British Energy předpokládala, že diskontní sazba bude 3% v prvních osmi letech a nulová v letech následujících, zatímco BNFL uvažovala se stabilní diskontní sazbou 2,5%. V letech 2003/04 British Energy zvýšila svou diskontní sazbu na 3,5%.

Budeme-li předpokládat celkové náklady na likvidaci ve výši 1,8 miliard \$, první fázi hned po uzavření elektrárny, druhou fázi po 40 letech a třetí fázi po 135 letech, bude rozdělení nediskontovaných a diskontovaných nákladů následující – viz tabulka 8.

Tabulka 8.

Ilustrativní náklady na likvidaci elektrárny (miliony liber)

	Nediskontované	British Energy [3 %]	British Energy [3,5 %]	BNFL [2,5 %]
První fáze	300	300	300	300
Druhá fáze	600	184	151	223
Třetí fáze	1200	113	76	41
Celkem	1800	597	527	574

Zdroj: kalkulace autora

U britských, plynem chlazených reaktorů, budou náklady na likvidaci elektrárny velmi vysoké, kvůli jejich masivní konstrukci, která představuje velké množství odpadu. Reaktory PWR a BWR jsou mnohem kompaktnější a očekávané náklady jsou asi jenom třetinové (např. likvidace Sizewell B by mohla stát celkem asi 540 milionů \$).

Existují různé způsoby, jakými spotřebitelé elektřiny platí za likvidaci elektrárny podle principu „ať platí ten, kdo špiní“. U všech metod, pokud dojde k podcenění nákladů na odstavení a likvidaci, bude nedostatek finančních prostředků, které nutně budou muset zaplatit budoucí daňoví poplatníci. V Británii vzrostly prognózy nákladů na likvidaci elektráren Magnox za posledních dvacet let asi čtyřnásobně, aniž by byly provedeny ty nejnáročnější práce.

Nejméně spolehlivou metodou získání finančních prostředků je metoda „unfunded accounting“, v rámci které společnost vytváří účetní rezervy na likvidaci elektrárny. Finanční prostředky na tvorbu rezerv jsou získávány od spotřebitelů, ale společnost je může volně investovat a tyto rezervy jsou součástí aktiv společnosti. Tato metoda bude spolehlivá pouze tehdy, pokud bude společnost existovat až do dokončení likvidace a vytvořená aktiva budou mít alespoň předpokládanou návratnost. Slabá stránka této metody se projevila v okamžiku, kdy společnost CEBG (Central Electricity Generating Board), která až do privatizace v roce 1990 vlastnila elektrárny v Anglii a Walesu, byla privatizována. Od spotřebitelů bylo vybráno přibližně £1,7 miliard, ale společnost byla prodána pouze za třetinu hodnoty aktiv, následkem čehož byly dvě třetiny rezerv ztraceny. Vláda nepředala žádnou část výtěžku z prodeje společnosti, která zdělila jaderné elektrárny, a tak se ztratil i zbytek rezerv.

Spolehlivější metodou bude zřejmě vytvoření zvláštních fondů. V rámci této metody spotřebitelé vytvářejí rezervy během provozu elektrárny, které se ukládají do fondu, do kterého nemá provozovatel elektrárny přístup, a který je spravován nezávisle. Prostředky v něm uložené jsou investovány pouze do velmi bezpečných investic, aby se minimalizovalo riziko ztráty prostředků. Takové investice nemohou vynést více než 3% úrok. Když se společnost vlastníci elektrárny rozhodne prostředky investovat, může je vybrat ze zvláštních fondů. Opět zde existují rizika, která lze ilustrovat na britské zkušenosti. Zvláštní fond společnosti British Energy nepokryl ani první fázi odstavení, což je z diskontního hlediska zdaleka nejdražší fáze (asi polovina prostředků), zatímco společnost zbankrotovala ještě před tím, než elektrárnám skončila životnost, a tak musela být zachráněna vládou. Při likvidaci elektrárny ponese většinu zátěže budoucí daňoví poplatníci, kteří na ni budou muset poskytnout finanční prostředky.

Zřejmě nejnižší nebezpečí nedostatku rezerv by hrozilo, kdyby byl zvláštní fond založen v době spuštění elektrárny a v době skončení životnosti elektrárny by se na účtě nashromáždily dostatečné prostředky na její likvidaci. Předpokládáme-li životnost třicet let a diskontní sazbu 3 %, požadovaná částka by byla asi 40 % nediskontované částky. Pokud jsou tedy nediskontované náklady na likvidaci asi 25 % nákladů na výstavbu elektrárny, částka, kterou by bylo třeba uložit do tohoto fondu, by představovala asi 10 % nákladů na výstavbu. Tento plán selže, když bude třeba uzavřít elektrárnu předčasně, když budou náklady na likvidaci podhodnoceny, nebo když fondy nedosáhnou očekávané návratnosti.

Všeobecně se očekává, že částky nutné na likvidaci elektráren, budou vysoké. Ale i v případě, že bude k dispozici dostatek prostředků na odstavení elektrárny, nemusí se podařit (kvůli vlivu diskontování) přesně odhadnout celkové náklady na likvidaci jaderné elektrárny.

Poznámky

- 1) <http://www.ne.doe.gov/NucPwr2010/NucPwr2010.html>
- 2) M. Wald, „Interest in Reactors Builds, But Industry Is Still Cautious,“ *New York Times*, 30. dubna 2005, str. 19
- 3) <http://www.uic.com.au/nip16.htm>
- 4) Činitel doby zatížení se vypočítává jako elektrická práce vyprodukovaná v daném roce, vyjádřená jako procento toho, co by elektrárna vyrobila, kdyby byla provozována po celý rok při plném projektovaném nominálním výkonu a je dobrým měřítkem spolehlivosti elektrárny
- 5) € na US\$ se převádí ve směnném kurzu €1=US\$1,2 a £ na US\$ v kurzu £1=US\$1,8.
- 6) V prosinci 2004 byla k Evropské komisi podána stížnost Evropské federace pro obnovitelnou energii, že elektrárna Olkiluoto obdržela nezákonnou státní pomoc. O této stížnosti nebylo do října 2005 rozhodnuto.
- 7) *Nucleonics Week*, 22. září 2005, str. 12
- 8) *Nucleonics Week Special Report*, „Outlook on advance reactors,“ 30. března 1989, str. 3
- 9) K. Hart, „World's First Advanced BWR Could Generate Electricity Next Week,“ *Nucleonics Week*, 25. ledna 1996, str. 1
- 10) *Performance and Innovation Unit (2002) „The economics of nuclear power“*, Úřad vlády, Londýn
- 11) V důsledku obtíží s kontrolou nákladů na výstavbu má Světová banka dlouhodobý plán nepůjčovat peníze na jaderné projekty. Viz *World Bank World Bank (1991) „Environmental Assessment Sourcebook: Guidelines for environmental assessment of energy and industry projects, volume III,“ World Bank Technical Paper 154, World Bank, Washington, DC.*
- 12) *Nuclear Energy Agency (2000) „Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants,“ OECD, Paříž, str. 90.*
- 13) *Performance and Innovation Unit (2002) „The Energy Review,“ Úřad vlády, Londýn, str. 195.* <http://www.strategy.gov.uk/downloads/su/energy/TheEnergyReview.pdf>
- 14) Například pokud dojde k objednávce EPR do Flamanville, bude tlaková nádoba pravděpodobně vyrobena v Japonsku.
- 15) *National Audit Office (1998) „The sale of British Energy,“ Sněmovna poslanců, 694, Parlamentní schůze 1997–98, Londýn, HMSO*
- 16) *British Energy* tvrdí, že k této ceně významně přispěly jednorázové prototypové náklady
- 17) Všimněte si, že u reaktorů, u kterých dochází ke snižování výkonu, některé organizace (např. MAAE) uvádí činitel doby zatížení na ověřené výstupní úrovni a ne na projektované úrovni. I když to může být zajímavá informace o spolehlivosti elektrárny, pro účely ekonomické analýzy by se měl využívat nominální výkon, protože za ten investor zaplatil.
- 18) Statistika provozních nákladů viz: <http://www.nei.org/index.asp?catnum=2&catid=95>.
- 19) M. Heseltine, předseda obchodní rady, Hansard, 19. října 1992
- 20) *Spolkový sněm (2002) Trvale udržitelné zásobování energiemi v podmínkách globalizace a liberalizace, zpráva Anketní komise. K věci 6/2002. Spolkový sněm: Berlín. Kapitola 3.3.2, tabulka 3.3, strana 232.* <http://dip.bundestag.de/btd/14/094/1409400.pdf>
- 21) *Japonské náklady se převádí na libry směnným kurzem £1 = ¥200*
- 22) *Samotné prognózy MIT představují významný pokles současných nákladů (25 %), které přinese konkureční boj. Diskontní sazba vybraná Královskou akademií je v souladu s plnou návratností nákladů.*
- 23) Částky v kanadských dolarech jsou převedy ve směnném kurzu £1=C\$2,20
- 24) *OXERA (2005) „Financing the nuclear option: modelling the cost of new build.“*

Nadace Heinricha Bölla

Nadace Heinricha Bölla, která je blízká německé Straně zelených, s hlavním sídlem na Hackesche Höfe v srdci Berlína, je samostatným právním politickým subjektem, který pracuje v duchu intelektuální otevřenosti. Prvotním cílem této nadace je podporovat politické vzdělávání a osvětu jak v Německu, tak i v zahraničí, a tak podporovat zapojení veřejnosti do demokratického rozhodování, sociálně-politickou aktivitu a vzájemné pochopení mezi kulturami.

Nadace rovněž poskytuje podporu umění a kultuře, vědě a výzkumu a rozvojové spolupráci. Při své činnosti se řídí základními politickými hodnotami jako jsou ekologie, demokracie, solidarita a nenásilí. Díky její mezinárodní spolupráci s velkým počtem partnerů – v současnosti je počet projektů asi 100 v téměř 60 státech – se nadace soustřeďuje na posílení ekologického a občanského aktivizmu na celosvětové úrovni. To umožňuje výměnu nápadů a zkušeností a prohlubování naší vnímavosti a ostražitosti vůči změnám.

Spolupráce Nadace Heinricha Bölla na programech sociálně-politického vzdělávání a osvěty v zahraničí probíhá dlouhodobě formou projektů. Dalšími významnými nástroji mezinárodní spolupráce jsou výměnné pobyty, které zdokonalují výměnu zkušeností a vytváření politických sítí, jakož i základní a pokročilé školicí programy pro angažované. Nadace Heinricha Bölla má okolo 180 zaměstnanců na plný úvazek a přibližně 320 podporujících členů, kteří poskytují pomoc jak finanční, tak i nemateriální povahy. Ralf Fücks a Barbara Unmüßig tvoří současnou správní radu Nadace Heinricha Bölla. Generální ředitelkou je Dr. Birgit Laubach. Další dva orgány, které se podílejí na vzdělávací a osvětové práci Nadace Heinricha Bölla, jsou: „Zelená akademie“ a „Feministický ústav“.

Nadace v současnosti provozuje zahraniční kanceláře a kanceláře projektů v USA, na arabském Středním východě, v Afghánistánu, Bosně a Hercegovině, Brazílii, Kambodži, Chorvatsku, České republice, El Salvadoru, Gruzii, Indii, Izraeli, Keni, Libanonu, Mexiku, Nigerii, Pákistánu, Polsku, Rusku, Jižní Africe, Srbsku, Thajsku, Turecku a u úřadu EU v Bruselu.

Pro rok 2005 měla Nadace Heinrich Bölla k dispozici téměř 36 milionů € z veřejných fondů.

*Heinrich Böll Stiftung – kancelář v Praze, Spálená 23 zadní trakt – vchod Spálená 21, 110 00, Praha 1, Česká republika
tel.: 251 814 173, fax: 251 814 174, e-mail: info@boell.cz*

*Heinrich Böll Foundation, Rosenthaler Str. 40/41, 10178 Berlin
tel.: +49 30.28534.0, fax: +49 30.28534.109, e-mail: info@boell.de, Internet: www.boell.de/nuclear, Germany*

Calla – Sdružení pro záchranu prostředí

P.O.Box 223 nebo Fráni Šrámka 35
370 04 České Budějovice
tel./fax: +420 38 73 10 166, tel.: +420 38 73 11 381
e-mail: calla@calla.cz, <http://www.calla.cz>

Sdružení Jihočeské matky

Bedřicha Smetany 19
370 01 České Budějovice
tel.: 387 427 091, tel./fax: 387 312 650
e-mail: jihoceske.matky@ecn.cz, <http://www.jihoceskematky.cz>

Hnutí DUHA v Brně

Bratislavská 31
602 00 BRNO
tel.: 545 214 431
fax: 545 214 429
e-mail: info@hnutiduha.cz

Jaderná energie: Mýtus a skutečnost

Tématická řada šesti publikací k tématu jaderné energetiky, kterou vydává Nadace Heinricha Bölla, je příspěvkem do debaty o budoucnosti tohoto odvětví. Její vydání připadá na dvacáté výročí černobylské katastrofy. Publikace podávají aktuální přehled o situaci jaderného sektoru a vývoji diskuse o jeho budoucnosti v různých částech světa. Jejich cílem je poskytnout kvalitní informace politikům, úředníkům, novinářům, pracovníkům nevládních organizací i široké veřejnosti.

Nuclear Issues Paper Series

Editor: Felix Christian Matthes

Nuclear Power: Myth and Reality. By G. Rosenkranz

Nuclear Reactor Hazards. Nuclear Issues Paper Series

Editor: Felix Christian Matthes

Nuclear Power: Myth and Reality. By G. Rosenkranz

Nuclear Reactor Hazards. By A. Froggatt

The Nuclear Fuel Cycle. By J. Kreusch, W. Neumann, D. Appel, P. Diehl

Nuclear Energy and Proliferation. By O. Nassauer

The Economics of Nuclear Power. By S. Thomas

Nuclear Energy and Climate Change. By F. Ch. Matthes

Vydáno ve spolupráci s  wise

NUCLEAR ISSUES PAPERS AT THE www.boell.de/nuclear

České vydání vzniklo ve spolupráci se sdružením Jihočeské matky, Calla a Hnutím DUHA za finanční podpory Nadace Partnerství.