

Ekonomické posouzení rekonstrukce elektrárny Prunéřov II

Objednatel: Ekologický právní servis

Zastoupený: Mgr. Janem Šrytrem

Zhotovitel: CITYPLAN spol. s r. o., Jindřišská 17, 110 00 Praha 1
Zastoupený: Ing. Ivan Beneš ve věcech smluvních
Autorský kolektiv: Ing. Ivan Beneš, generální ředitel a jednatel
Prof. Ing. Jan Karták DrSc.
Ing. Daniel Bubenko
Ing. David Pech
Ing. Dušan Princ

Číslo zakázky zhotovitele: 09 – 1 – 038

Datum: 17.5.2010



OBSAH

1	ÚVOD	4
2	METODIKA VÝPOČTU NÁKLADŮ NA VÝROBU ELEKTŘINY	5
2.1	DLOUHODOBÉ MARGINÁLNÍ NÁKLADY – LRMC (LONG RUN MARGINAL COSTS)	5
2.1.1	Stanovení diskontní míry	5
2.1.2	Metodika GEMIS	7
3	REŠERŠE IEA	8
4	MODEL GEMIS	14
4.1	VSTUPNÍ DATA	14
4.2	SROVNÁNÍ ELEKTRÁREN V REFERENČNÍCH BODECH	15
4.2.1	Cena elektřiny bez CO ₂ , externí náklady za CO ₂ , celkové náklady	15
4.2.2	Emise CO ₂ a CO ₂ - ekvivalent	16
4.2.3	SO ₂ ekvivalent	17
4.2.4	Faktor primární energie	17
5	CITLIVOSTNÍ ANALÝZY	19
5.1	CITLIVOST CENY ELEKTŘINY NA DISKONTNÍ MÍRU	19
5.2	CITLIVOST CENY ELEKTŘINY NA CENU EMISNÍCH POVOLENEK	20
5.3	CITLIVOST CENY ELEKTŘINY NA INVESTIČNÍ NÁKLADY	21
5.4	CITLIVOST CENY ELEKTŘINY NA DOBU VYUŽITÍ	22
5.5	CITLIVOST CENY ELEKTŘINY NA DOBU ŽIVOTNOSTI	23
5.6	CITLIVOST NA ZMĚNU DOSAHOVANÉ ÚČINNOSTI	24
5.7	CITLIVOST NA CENU PALIVA	25
6	ZHODNOCENÍ VLIVŮ JEDNOTLIVÝCH VSTUPŮ NA NÁKLADY LRMC VÝROBY ELEKTRICKÉ ENERGIE	26
6.1	DISKONTNÍ MÍRA	26
6.2	PALIVOVÉ NÁKLADY	26
6.3	CENY EMISNÍCH POVOLENEK	26
7	NEKVANTIFIKOVANÉ ASPEKTY OVLIVŇUJÍCÍ ROZHODOVÁNÍ	27
7.1	PROVOZNÍ HLEDISKO	27
8	ZÁVĚR	29
9	SEZNAM LITERATURY	30

Seznam tabulek

Tabulka 1 Projekty hnědouhelných bloků (IEA/NEA, 2009).....	9
Tabulka 2 Složky nákladů na elektřinu (diskontní míra 5 %, IEA/NEA).....	11
Tabulka 3 Složky nákladů na elektřinu (diskontní míra 10 %, IEA/NEA).....	12
Tabulka 4 Tabulka vstupních dat s uvedením původu dat.....	14
Tabulka 5 Parametry a ceny nadkritických bloků realizovaných v Německu	14
Tabulka 6 Náklady LRMC na výrobu elektřiny bez externích nákladů na emise CO ₂	15
Tabulka 7 Cena emisí CO ₂	15
Tabulka 8 Celková cena – náklady LRMC na výrobu elektřiny včetně ceny emisí CO ₂	15
Tabulka 9 Emise CO ₂ a CO ₂ - ekvivalent.....	16
Tabulka 10 Emise SO ₂ a SO ₂ -ekvivalent.....	17
Tabulka 11 Faktory primární energie.....	17
Tabulka 12 citlivost ceny elektřiny na diskontní míru	19
Tabulka 13 Citlivost ceny elektřiny na cenu emisí	20
Tabulka 14 Citlivost ceny elektřiny na investiční náklady	21
Tabulka 15 Citlivost ceny elektřiny na dobu využití	22
Tabulka 16 Citlivost ceny elektřiny na dobu životnosti.....	23
Tabulka 17 Citlivost ceny elektřiny na změnu účinnosti.....	24
Tabulka 18 Citlivost ceny elektřiny na cenu paliva	25

Seznam obrázků

Obrázek 1 Měrné investiční náklady vybraných projektů bloků (IEA/NEA)	11
Obrázek 2 Složky výrobních nákladů na elektřinu (diskontní míra 5 %, IEA/NEA).....	12
Obrázek 3 Složky výrobních nákladů na elektřinu (diskontní míra 10 %, IEA/NEA).....	13
Obrázek 4 Náklady LRMC na výrobu elektřiny.....	16

Obrázek 5 Emise CO ₂ a CO ₂ - ekvivalent.....	17
Obrázek 6 Faktory primární energie výroby elektřiny	18
Obrázek 7 Citlivost ceny elektřiny na diskontní míru	19
Obrázek 8 Citlivost ceny elektřiny na cenu emisních povolenek.....	20
Obrázek 9 Citlivost ceny elektřiny na investiční náklady.....	21
Obrázek 10 Citlivost ceny elektřiny na dobu využití.....	22
Obrázek 11 Citlivost ceny elektřiny na dobu životnosti.....	23
Obrázek 12 Citlivost ceny elektřiny na změnu dosahované účinnosti.....	24
Obrázek 13 Citlivost ceny elektřiny na cenu paliva.....	25
Obrázek 14 Závislost měrných investičních nákladů na velikosti instalovaného výkonu bloku u německch bloků postavených v letech 1996 až 1999 (pramen: publikované materiály a CityPlan)	28
Obrázek 15 Porovnání regulačních výkonů variant 3 x 250 (sloupec 1) a 1 x 660 MW - sloupec 2 (zdroj CityPlan).	28

1 ÚVOD

Studie Ekonomické posouzení rekonstrukce elektrárny Prunéřov II byla vypracována na základě smlouvy o dílo 10-1-038 mezi objednavatelem Ekologický právní servis a zhotovitelem CITYPLAN spol. s r.o.

Cílem studie je vypracování ekonomického modelu variantní obnovy elektrárny Prunéřov II a diskuse nad hledisky, které mohou volbu varianty ovlivňovat. Model zahrnuje varianty teoreticky možné obnovy elektrárny Prunéřov II a) retrofit stávajících bloků (3 x 250 MW) se zahrnutím vlivu dodávky tepla, b) výstavbu nového nadkritického bloku v úrovni BAT (1 x 660 MW) se zahrnutím vlivu dodávky tepla a dále jsou pro srovnání namodelovány další 3 elektrárny s nadkritickými bloky, jež jsou ve světě realizovány. Z hlediska výstupů jsou u namodelovaných variant porovnány veličiny:

na straně vstupů: investiční, fixní a variabilní nepalivové náklady, účinnost,

na straně výstupů: dosažená nákladová cena na vyrobenou MWh elektřiny, emise CO₂, faktor spotřeby primární energie.

Citlivostní analýza je provedena pro změny: ceny emisních povolenek, doby životnosti (vyčerpání) zásob uhlí, investičních nákladů a dosahované účinnosti. Navíc (s ohledem na specifikaci prací ve smlouvě) byla provedena citlivostní analýza diskontní míry, ceny paliva a doby využití instalovaného výkonu.

Kromě interpretace těchto kvantifikovatelných analýz je provedena diskuse kvalitativních údajů souvisejících s dodávkami tepla, poskytováním podpůrných služeb, s rizikem dosažení projektových parametrů apod.

Studie nemůže nahradit předinvestiční přípravu investora, ale spíše vnést objektivizovaný pohled do zpolitizovaného sporu, zda zvolená varianta je nejoptimálnější. Situace kolem Prunéřova je nikoliv neobvyklým příkladem nedostatečné komunikace záměrů, které nejen ze zákona ale ze své podstaty ovlivňují větší počet zainteresovaných stran.

Závěrem je třeba konstatovat, že vzhledem k tomu, že veřejně dostupná data byla pro zpracování daného úkolu nedostatečná, byla ve výpočtech chybějící data nahrazena údaji získaných z databáze programu GEMIS a expertními odhady a s přihlédnutím k realizacím podobných elektrárenským bloků. Tomu odpovídá míra věrohodnosti získaných výsledků.

2 METODIKA VÝPOČTU NÁKLADŮ NA VÝROBU ELEKTŘINY

Tato studie poskytuje na základě použité metodiky možnost objektivizovaného srovnání cen výroby elektřiny v jednotlivých zdrojích za celý jejich životní cyklus. Vypočítává dlouhodobé marginální náklady zdrojů elektrické energie pro zadané referenční hodnoty. Případné odchylky od referenčních hodnot, ke kterým zajisté může dojít, jsou pokryty citlivostními analýzami na změnu nejdůležitějších vstupních parametrů. Rozsahy těchto citlivostních analýz jsou dostatečné pro zohlednění všech důležitých vlivů a odpovídají metodice agentury IEA (International Energy Agency).

2.1 DLOUHODOBÉ MARGINÁLNÍ NÁKLADY – LRMC (LONG RUN MARGINAL COSTS)

Pro objektivizované porovnávání nákladů je nejvhodnější metoda výpočtu dlouhodobých marginálních nákladů (LRMC - Long Run Marginal Cost). Takto stanovená cena může být správným signálem pro dlouhodobou orientaci investora, neboť odpovídá nákladům, které zaručují trvale udržitelné zásobování energií - tj. obnovu (znovupořízení) zařízení.

Poznámka: V anglosaské praxi se používá spíše termín LCOE - Levelized Cost of Energy.

Analýza je provedena sestavením modelu dlouhodobých marginálních nákladů (LRMC - Long Run Marginal Cost) celého řetězce výroby elektřiny. LRMC jsou odvozeny z typických nákladů, které jsou členěny na čtyři agregované nákladové složky. Tyto čtyři agregované nákladové složky umožňují účinnou a rychlou kontrolu:

- N_{pal} - náklady na palivo
- N_{var} - ostatní variabilní (nepalivové) náklady
- N_{fix} - fixní náklady na provoz a údržbu, které zahrnují zejména náklady na pracovníky, výrobní a správní režii
- N_i - investiční složka vyjadřující promítnutí ceny zařízení do nákladů (ve výši anuity).

K těmto nákladům je připočítána také složka nákladů na emisní povolenky, která je někdy zahrnuta do variabilních nepalivových nákladů. V této studii je tato složka pro svůj význam a pro přehlednost vyjádřena zvlášť, jako internalizace externalit, neboť se jedná o umělý (netržní) náklad vzniklý v důsledku regulace, jejímž cílem je snižování emisí CO₂.

2.1.1 Stanovení diskontní míry

Východiskem pro stanovení diskontní míry (v německé praxi označované jako kalkulovaná úroková míra) je v podstatě vždy úroveň výnosů, které přináší aktivum nezatížené riziky. Takové aktivum však v praxi neexistuje a proto je nutno využít aktiva, jež jsou riziky zatížena minimálně a

to jsou dlouhodobé státní dluhopisy. Vzhledem k rozkolísanému kapitálovému trhu a probíhající globální krizi byl ke stanovení diskontní míry zvolen konzervativní přístup, tedy nikoliv odvozeně z kapitálového trhu, ale stavebnicová metoda. V USA je označována jako „build up model“ a odpovídá německé metodě kapitalizovaných čistých výnosů. Její podstata je:

Výnosnost „bezrizikových“ cenných papírů

+ přirážka za riziko

= kalkulovaná úroková (diskontní) míra

Dlouhodobé (15leté) státní dluhopisy ČNB mají v současné době výnos 5,7%. Pro výpočet ve stálých cenách je třeba uvažovat reálný výnos po odečtení inflace (1%), který činí tedy 4,7%.

Rizikovou přirážku lze určit pomocí expertních odhadů nebo uzancí. Pohybuje se v rozmezí 6 až 30%. Podle tabulky uvedené v publikaci Určování hodnoty firem (Mařík, 1998) je možné považovat ČEZ za podnik kategorie 1. Ten je charakterizován takto:

- Zavedený podnik, silná pozice na trhu
- Omezená konkurence
- Finančně stabilní
- Výkonné vedení
- Stabilní minulý vývoj
- Počítá se se stabilním vývojem v budoucnosti

Riziková prémie podniku této skupiny činí 6-10%. Byla zvolena střední hodnota 8%.

Diskontní míra je následně stanovena jako vážený průměr nákladů cizího a vlastního kapitálu WACC:

$$WACC = r_d(1-d) \times D/C + r_e E/C$$

r_d = náklad na cizí kapitál (úroková sazba za cizí kapitál), uvažuje se 7%

r_e = náklady na vlastní kapitál, uvažuje se dle stavebnicové metody 4,7% + 8% = 12,7%

C = celkový kapitál

D = cizí kapitál (Debt), uvažuje se ve výši 70%

E = vlastní kapitál (Equity), uvažuje se ve výši 30%

(1-d) = daňový štít, daň z příjmu se uvažuje ve výši 19%

Výsledná diskontní míra WACC pak činí 7,78% a je použita v následujících ekonomických výpočtech diskontovaných veličin.

2.1.2 Metodika GEMIS

K modelování byl použit lineární bilanční model GEMIS, který byl vytvořen pracovníky Öko-Institut Darmstadt, Německo, ve spolupráci s vědeckými a univerzitními pracovišti (podrobněji viz [www stránky Öko-Institut Darmstadt: http://www.oeko.de/service/gemis/](http://www.oeko.de/service/gemis/)). Procesy pro české prostředí byly vytvořeny a jsou pravidelně aktualizovány v CITYPLAN, spol. s r.o. s podporou Ministerstva průmyslu a obchodu (dříve České energetické agentury).

GEMIS je výpočtový program, který je účinným nástrojem pro zjištění energetických bilancí a environmentálních a ekonomických důsledků, které vznikají v případě uskutečnění investičních záměrů v oblasti energetiky, dopravy a zpracovatelského průmyslu.

GEMIS je účinnou a praktickou pomůckou určenou pro pracovníky státních organizací (vládních úřadů, ministerstev), krajských úřadů (referáty energetiky, dopravy, životního prostředí, regionálního rozvoje), městských a obecních úřadů, soukromých i městských energetických, dopravních podniků, výrobních podniků, inženýrských, poradních a informačních organizací.

GEMIS je kompatibilní prostředek komunikace v rámci EU, OECD a IEA. Je vyvíjen v souladu s legislativou EU, a může být podpůrným programem v ČR pro směrnici EU č. 2008/1/ES.

V roce 2000 byl program zásadně inovován a vznikla nová verze programu GEMIS 4.0. V roce 2002 byla databáze opět aktualizována a rozšířena o procesy usnadňující tvorbu územních energetických koncepcí a programů snižování emisí. V roce 2004 byl program rozšířen, databáze doplněna a implantována česká jazyková verze. Koncem roku 2007 vznikla verze GEMIS 4.42 a koncem roku 2008 vznikla zatím poslední verze 4.5.

GEMIS je počítačový program pro analýzy dopadů metodikou LCA. Současně plní funkci rozsáhlé databáze. GEMIS vyhodnocuje vlivy na životní prostředí energetických, dopravních a materiálových procesů, tj. vyhodnocuje emise škodlivých plynů (SO₂, NO_x, CO, NMVOC, tuhých látek, aj.), skleníkových plynů (CO₂, CH₄, N₂O aj.), produkci tuhých a kapalných odpadů, potřebu zastavěné půdy a dopady na zaměstnanost. Může být použit k analýzám na lokální, regionální, národní i globální úrovni. GEMIS umožňuje vyhodnocovat ekonomické náklady a další vlivy pro jednotlivé variantní scénáře.

V databázi GEMIS, jež je důležitou částí programu, je uloženo přes 10 000 procesů, jejichž data byla sebrána ve více než 30 zemích.

GEMIS je používán v zemích OECD (ve Francii, Itálii, Japonsku, Luxemburgu, Německu, Spojeného království, USA aj.), v zemích střední a východní Evropy (Bulharsku, České republice, Polsku, Rusku, Slovinsku) a v rozvojových zemích (např. Číně, Indii, Jižní Africe).

GEMIS je veřejně přístupný software (freeshare) a je trvale aktualizován.

3 REŠERŠE IEA

Pro porovnání a posouzení projektu obnovy elektrárny Prunéřov II jsou významná data a analýzy renomované publikace *Projected Costs of Generating Electricity 2010* vydávané obvykle každých pět let agenturou International Energy Agency a Nuclear Energy Agency (IEA/NEA). V posledním vydání jsou analyzovány ceny a náklady projektů energetických technologií, které byly publikovány v roce 2009. O analyzovaných technologiích se předpokládá, že budou uvedeny do provozu do roku 2015.

Poslední vydání publikace *Projected Costs* se od předchozích liší především tím, že uvedené údaje jsou zatíženy větší mírou nejistoty a přibližnosti než vydání předchozí. Hlavní příčinou toho je několik faktorů:

- V posledních letech se v členských státech OECD rozšířila privatizace a liberalizace. Soukromé společnosti obvykle omezují přístup k citlivým informacím o cenách a nákladech.
- V poslední době vyvolaly politické faktory daleko větší nejistotu odhadu rentability různých energetických technologií než dříve. Nutnost omezit produkci skleníkových plynů vyvolává politický tlak na cíle společností (rovněž s ohledem na platby za uhlíkové emise), což má vliv na volbu energetických technologií (publikace *Projected Costs* uvažuje jako referenční hodnotu náklady 30 USD na tunu CO₂, i když tato cena je pravděpodobně nižší, než aby byly splněny ambiciózní cíle snížení emisí skleníkových plynů některých států OECD).
- Zatímco v minulých desetiletích existovala relativní stabilita, pokud jde o vývoj energetických technologií, v posledních letech se vývoj urychlil. Vyvíjí se jaderné elektrárny třetí generace, která má mít zlepšenou ekonomii, superkritické bloky na fosilní paliva dosahující účinnosti až 50 % a rozšiřuje se využívání obnovitelných zdrojů energie. Vývoj těchto nových technologií není dosud ustálen, což má vliv na pohyb cen.
- Dosud není také dostatek zkušeností s provozem nových technologií, které byly realizovány pouze v malém počtu. Očekává se, že při výstavbě většího počtu zařízení se ceny a náklady sníží (vliv zkušenostní křivky).
- V posledních pěti letech byly pozorovány větší a rychlejší pohyby cen. V letech 2004 až 2008 dosáhla inflace cen elektráren, všech konstrukčních materiálů a zvláště hlavních konstrukčních komponent neobvykle vysoké úrovně. V tomto období stouply ceny energetických komponent více než o 50 %. Tato inflace ovlivnila ceny různých technologií různým způsobem. Ekonomická krize v posledních letech sice zmírnila inflační tlaky, avšak ceny klesaly jen pomalu.

Míra nejistoty publikovaných údajů je bohužel zvýšena také tím, že v publikaci nejsou uvedeny podrobnější reference a prameny údajů, takže je nelze ověřit.

Pro posouzení projektu obnovy elektrárny Prunéřov II jsou směrodatná data o elektrárnách na hnědé uhlí o výkonovém rozsahu 200 až 1050 MW. V následujících tabulkách a diagramech jsou proto vybrány údaje o odpovídajících blocích projektovaných v současné době především ve státech OECD. Ukazuje se, že ve všech analyzovaných projektech převažují elektrárny s nadkritickými bloky, které umožňují dosáhnout energetickou účinností přes 40 %, kdežto bloky s podkritickými parametry páry s účinností 30 až 38 % jsou v menšině. Souhrnný přehled vybraných projektů (s ohledem na posuzovaný projekt Prunéřov II) je uveden v tabulce 1. Nejedná se tu o konkrétní projekty, ale o předpokládané náklady jednotlivých typů zdrojů, které se budou stavět nebo uvádět do provozu v roce 2015.

Tabulka 1 Projekty hnědouhelných bloků (IEA/NEA, 2009)

Stát	Technologie	Inst. výkon MWe	Účinnost %	Inv. náklady USD/kWe	LCOE USD/MWh	
					5%	10%
ČR	PCC	600	43	3485	84,54	114,12
	PCC / CC	510	38	5812	88,69	136,12
	FBC	300	42	3485	85,94	115,64
	FBC / BM	300	42	3690	93,71	125,01
	FBC / CC	255	37	6076	92,89	142,57
	FBC / BM / CC	255	37	6076	102,59	152,27
	IGCC	400	45	4671	93,53	133,24
	IGCC / CC	360	43	6268	88,29	140,64
SRN	PCC	1050	45	2197	79,26	94,1
	PCC / CC	970	37	3516	85,28	109,61
SK	SC / PCC	300	40	2762	120,01	141,64
ESAA	SC AC	686	31	2206	64,15	79,22
	SC WC	694	33	2153	61,81	76,52
	USC AC	552	33	2374	64,15	80,36
	USC WC	558	35	2321	61,76	78,63
	USC AC /CC	416	25	4087	62,19	90,11
	USC WC /CC	421	27	3900	59,39	86,03
VGB		760	43	2102	62,73	79,61

Poznámky k tabulce:

AC chlazení vzduchem

CC zachycování CO₂ (bez uskladnění)

IGCC paroplynový oběh se zplyňováním

PCC práškový kotol

ultrasuperkritický oběh

BM biomasa

FBC kotol s fluidní vrstvou

LCOE marginální cena elektřiny

SC superkritický oběh

USC

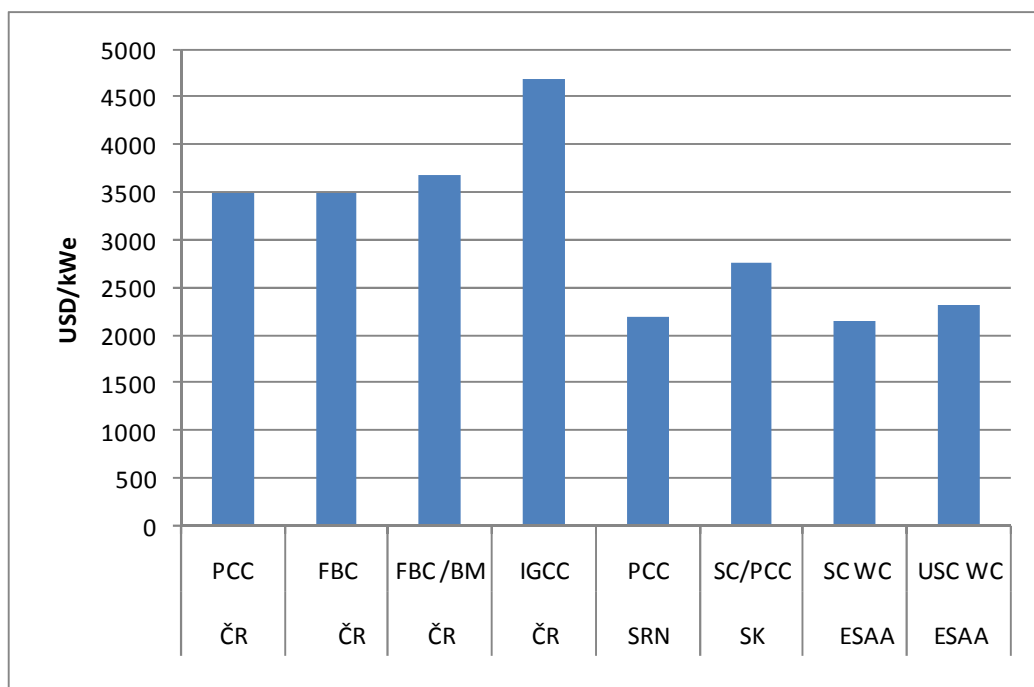
WC vodní chlazení

Ve sloupci *Inv. náklady* jsou uvedeny měrné investiční náklady (overnight costs, zahrnující náklady na přípravu, projekt a stavbu bez uvažování úroků během stavby - IDC). Náklady na elektřinu (LCOE) jsou uvedeny pro diskontní míru 5 a 10 %. Kromě českých projektů jsou uvedeny dva projekty německé, jeden projekt slovenský a projekty společností ESAA (Energy Supply Association of Australia) a VGB Euroelectric. U bloků označených CC se předpokládá zachycování, avšak nikoliv uskladňování CO₂.

Publikace *Projected Costs* uvádí celkem 48 projektů uhelných bloků, hnědouhelných bloků je však pouze 18 (proto byly do tabulky zařazeny i hnědouhelné bloky australské, přesto, že australské podmínky jsou odlišné od evropských). I tak lze učinit na základě údajů v tabulce 1 několik závěrů:

- Většina projektů (kromě německých) je navržena na poměrně malý instalovaný výkon (255 až 694 MW), což je zřejmě dáno mezi jiným také velikostí místní sítě (zapojování bloků velkých výkonů působí problémy regulace a stability sítě).
- Na první pohled vyniknou vyšší měrné investiční náklady českých projektů ve srovnání s ostatními. Je to zřejmé z obrázku 1 (ve kterém nejsou uvedeny bloky se zachycováním CO₂). I když eliminujeme drahý paroplynový blok se zplyňováním uhlí (IGCC), jsou české projekty dražší o cca 52 %. České projekty jsou dokonce dražší než slovenský superkritický blok a než superkritické bloky australské. Protože nejsou uvedeny podrobně prameny uvedených dat (data jsou předána IEA buď přímo vládami, nebo oficiálně jmenovanými skupinami expertů), nelze bohužel zjistit příčiny tohoto rozdílu.
- Poněkud bližší pohled na členění výrobních nákladů ukazuje tabulky 2 a 3 a obrázky 2 a 3. České projekty jsou dražší především kvůli vysokým investičním nákladům a částečně také kvůli palivovým nákladům (ve srovnání s Austrálií).
- I když to není přímo v publikaci uvedeno, jsou zřejmě německé projekty superkritické.
- Dosud neexistuje všeobecně přijatá definice ultrasuperkritických bloků. V této publikaci se považuje blok za ultrasuperkritický, jestliže teplota přehřáté páry je vyšší než 600 °C.
- V případě slovenského projektu není z publikace jasné, zda má být kotel práškový nebo fluidní. Rovněž nejsou známy bližší údaje o technologii VGB.

Obrázek 1 Měrné investiční náklady vybraných projektů bloků (IEA/NEA)



Tabulka 2 Složky nákladů na elektřinu (diskontní míra 5 %, IEA/NEA)

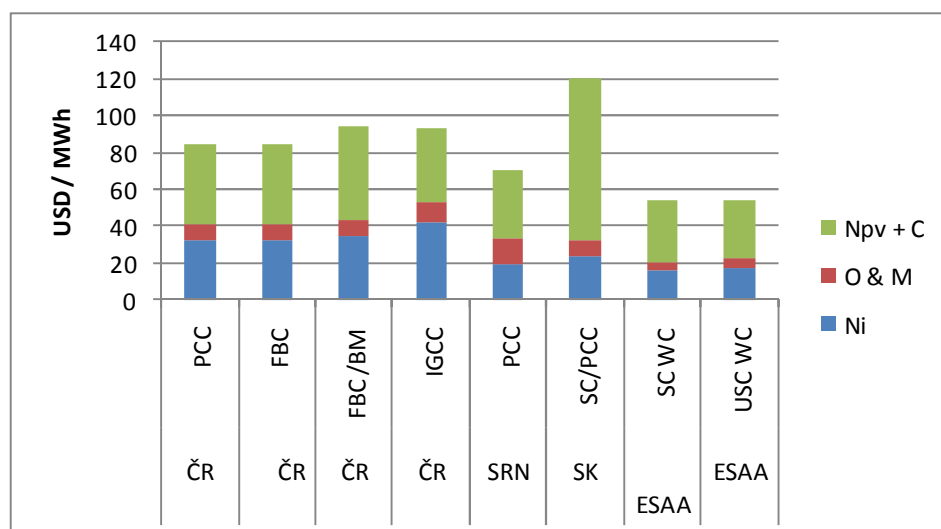
Stát	Technologie	5%			
		Inv.náklady	O & M	Palivo	Uhlík
		USD/MWh			
ČR	PCC	32,51	8,53	18,39	25,11
	PCC / CC	53,04	13,43	27,11	23,13
	FBC	32,55	8,86	18,83	25,71
	FBC / BM	34,32	9,15	27,11	23,13
	FBC / CC	55,3	14,6	21,37	1,44
	FBC / BM / CC	55,39	14,98	30,78	1,44
	IGCC	42,21	10,35	17,57	23,4
	IGCC / CC	56,34	12,26	18,52	1,17
SRN	PCC	18,87	14,04	28,17	22,07
	PCC / CC	29,84	20,7	34,56	3,25
SK	SC / PCC	23,73	8,86	60,16	27,27
ESAA	SC AC	16,4	4,78	8,49	32,16
	SC WC	16,1	4,74	8,1	30,69
	USC AC	17,87	5,69	7,98	30,23
	USC WC	17,38	5,64	7,51	28,43
	USC AC / CC	32,21	11,1	10,63	4,03
	USC WC / CC	31,02	10,98	9,81	3,71
VGB		18,23	5,51	13,63	25,37

Tabulka 2 vyjadřuje, jak se která složka nákladů podílí na celkových nákladech. Celkové náklady jsou vyjádřeny jako 100%, i když těchto 100% u každé technologie znamená jiné absolutní číslo.

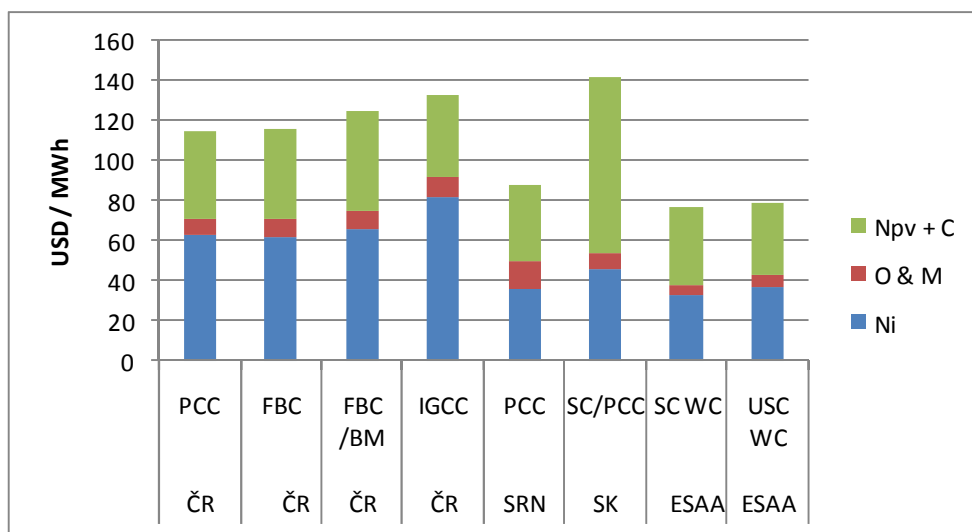
Tabulka 3 Složky nákladů na elektřinu (diskontní míra 10 %, IEA/NEA)

Stát	Technologie	10%			
		Inv.náklad	O & M	Palivo	Uhlík
		USD/MWh			
ČR	PCC	62,1	8,53	18,39	25,11
	PCC / CC	100,47	13,43	27,11	23,13
	FBC	62,24	8,86	18,83	25,71
	FBC / BM	65,62	9,15	27,11	23,13
	FBC / CC	105,07	14,69	21,37	1,44
	FBC / BM / CC	105,07	14,98	30,78	1,44
	IGCC	81,92	10,35	17,57	23,4
	IGCC / CC	108,69	12,26	18,52	1,17
SRN	PCC	35,99	14,04	28,17	22,07
	PCC / CC	56,39	20,7	34,56	3,25
SK	SC / PCC	45,35	8,86	60,16	27,27
ESAA	SC AC	33,21	5,36	8,49	32,16
	SC WC	32,42	5,31	8,1	30,69
	USC AC	35,74	6,41	7,98	30,23
	USC WC	36,33	6,35	7,51	28,43
	USC AC /CC	61,52	13,93	10,63	4,03
	USC WC /CC	58,72	13,79	9,81	3,71
VGB		35,11	5,51	13,63	25,37

Obrázek 2 Složky výrobních nákladů na elektřinu (diskontní míra 5 %, IEA/NEA)



Obrázek 3 Složky výrobních nákladů na elektřinu (diskontní míra 10 %, IEA/NEA)



Poznámky: Ni – investiční náklady, O & M – náklady na opravy a údržbu, Npv+C – palivové náklady a náklady na emise uhlíku.

Z rozboru údajů uvedených v publikaci *Projected Costs of Generating Electricity 2010* vyplývají nejdůležitější závěry:

- Měrné investiční náklady nových elektráren s podkritickými parametry, které by měly přijít do provozu kolem roku 2015 a odhadované českou stranou, jsou výrazně dražší (o 50 % a více) než tyto náklady odhadované v jiných státech i pro technologie s nadkritickými parametry, tedy výrobně nákladnější (např. jsou dražší než slovenský blok s nadkritickými parametry).
- Extrémně vysoké náklady na palivo u navrhovaného slovenského bloku jsou zřejmě dány promítnutím dopravních nákladů na import uhlí.

Z publikace *Projected Costs* dále vyplývá, že většina hnědouhelných bloků používá práškové kotle (PCC), kdežto fluidní kotle (FBC) jsou používány výjimečně, a to pouze v českých projektech. Zřejmě je to způsobeno tím, že spalovací zařízení fluidních kotlů je složitější než práškových a na druhé straně jsou v ČR s těmito kotli větší praktické zkušenosti. Dalším důvodem je to, že práškové kotle s mokrou vápencovou vypírkou mohou vyčistit spaliny účinněji, zejména pokud jde o toxické kovy.

Práškové kotle na hnědé uhlí jsou koncipovány bez výjimky s hořáky v bočních stěnách, kdežto kotle se stropními hořáky a U-plamenem se používají jen na černé uhlí.

4 MODEL GEMIS

Program GEMIS byl použit pro výpočet emisí a nákladů porovnávaných procesů (elektráren).

4.1 VSTUPNÍ DATA

Vstupní data pro porovnávané procesy byla převzata převážně z dokumentů EIA, veřejně dostupných údajů společnosti ČEZ, statistik agentury IEA (International Energy Agency), případně z vlastních odhadů. V případě německých elektráren bylo čerpáno z veřejně dostupných údajů na internetu.

Tabulka 4 Tabulka vstupních dat s uvedením původu dat

varianta	3 x 250			1 x 660	
výkon	MW	750	EIA	660	
účinnost čistá	%	39,06%	EIA	42,66%	
doba využití **	h/rok	6300	EIA	7160	
Diskont	%	7,78	WACC dle 2.1.1	7,78	WACC dle 2.1.1
investiční náklady	Mld.Kč	25	ČEZ	27	26 Mld. (ČEZ) + 1 Mld. záložní řešení dodávky tepla (odhad)
měrné investiční náklady	tis.Kč/kW	33,3		40,9	
fixní náklady	mil.Kč/rok	490	Odhad*	390	Odhad*
variabilní náklady	Kč/MWh	150	Odhad*	150	Odhad*
cena uhlí	Kč/GJ	46	Odhad*	46	Odhad*
cena povolenek	Kč/t CO ₂	570	IEA 30USD = 570CZK	570	IEA 30USD = 570CZK
výhřevnost uhlí	MJ/kg	10,87	SD - ČEZ (9-12MJ/kg)	10,87	SD - ČEZ (9-12MJ/kg)
Doba provozu ***	roků	25		28	

*expertní odhad porovnávaný s údaji z databáze GEMIS

** Doba využití odpovídá stejnému množství vyrobené elektřiny

*** Doba provozu se v základním výpočtu se uvažuje s ohledem na zásoby disponibilního uhlí životnost projektu u varianty 3x250MW 25 let a u varianty 660MW 28 let. U německých elektráren je doba provozu 40 let (není omezena dostupností uhlí).

Tabulka 5 Parametry a ceny nadkritických bloků realizovaných v Německu

		Neurath	Niederaussem	Boxberg
varianta		2 x 1100	1 x 1000	1 x 675
výkon	MW	2200	1000	675
účinnost čistá	%	43,00%	43,00%	43,00%
investiční náklady	Mld.Kč	57,2	31,2	20,8
měrné investiční náklady	tis.Kč/kW	26,0	31,2	30,8

Původ dat: Neurath – www.power-technology.com
 Niederaussem – www.rwe.com
 Boxberg – www.sourcewatch.com

Jednotlivé elektrárny byly porovnávány z hlediska dlouhodobých marginálních nákladů (LRMC resp. LCOE) na vyrobenou MWh. Případné rozdíly lze sledovat v citlivostních analýzách, které byly provedeny pro všechny důležité vstupy. Parametry a ceny paliva byly použity u všech elektráren stejné - v úrovni dolu „Nástup Tušimice“.

4.2 SROVNÁNÍ ELEKTRÁREN V REFERENČNÍCH BODECH

Elektrárny byly porovnány pro referenční vstupní hodnoty (viz 4.1), citlivostní analýzy pro odchylky parametrů od referenčních hodnot jsou uvedeny v kapitole 5. Počítáno zde bylo s diskontní mírou 7,78 % (viz kapitola 2.1.1).

4.2.1 Cena elektřiny bez CO₂, externí náklady za CO₂, celkové náklady

Tabulka 6 Náklady LRMC na výrobu elektřiny bez externích nákladů na emise CO₂

varianta	diskont 7,78 %
	náklady [CZK/MWh]
3 x 250 MW Prunerov II	1221
1 x 660 MW Ledvice	1184
1 x 675 MW Boxberg	1059
2 x 1100 MW Neurath	963
1 x 1000 MW Niederaussem	1055

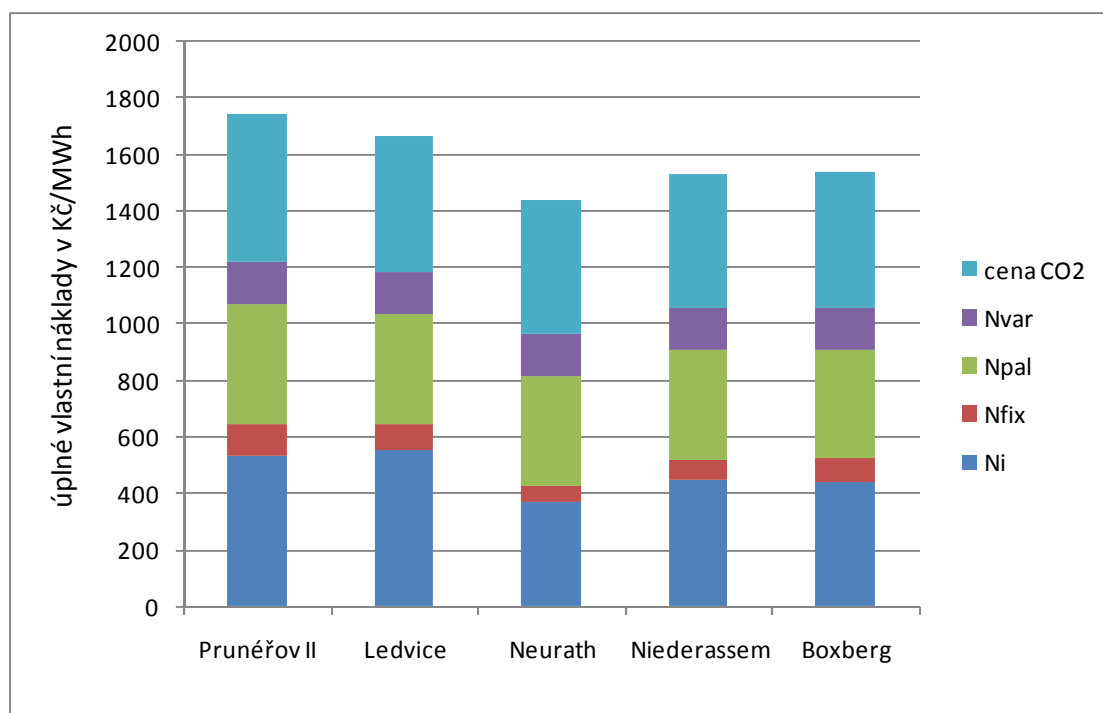
Tabulka 7 Cena emisí CO₂

varianta	náklady CO ₂ [CZK/MWh]
3 x 250 MW Prunerov II	527
1 x 660 MW Ledvice	482
1 x 675 MW Boxberg	479
2 x 1100 MW Neurath	479
1 x 1000 MW Niederaussem	479

Tabulka 8 Celková cena – náklady LRMC na výrobu elektřiny včetně ceny emisí CO₂

varianta	diskont 7,78 %
	celkem [CZK/MWh]
3 x 250 MW Prunerov II	1748
1 x 660 MW Ledvice	1667
1 x 675 MW Boxberg	1537
2 x 1100 MW Neurath	1441
1 x 1000 MW Niederaussem	1534

Obrázek 4 Náklady LRMC na výrobu elektřiny

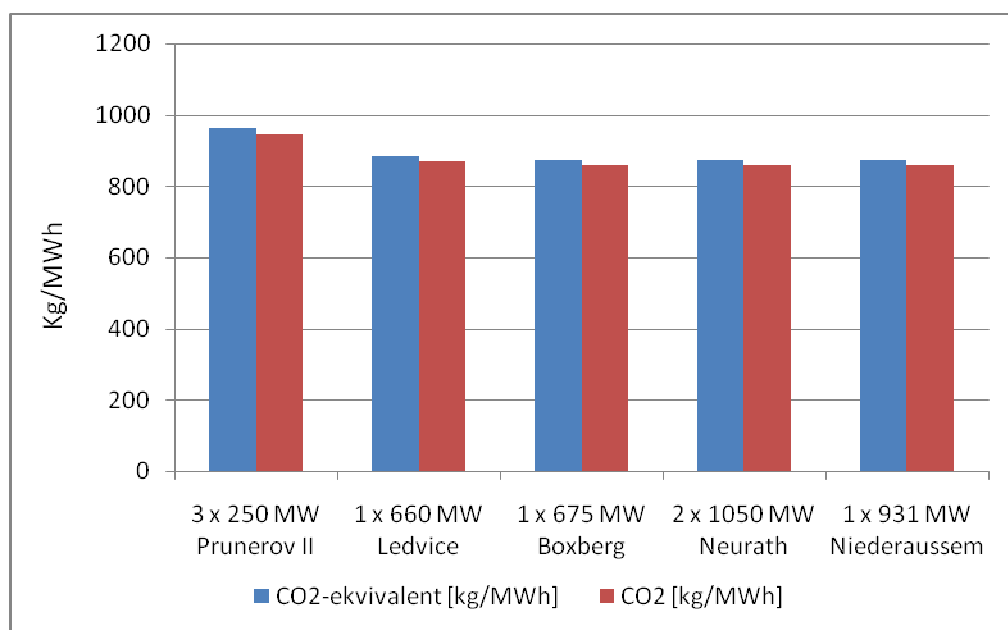


V modelovém případě bylo počítáno s dobou životnosti 25 let u varianty 3 x 250 MW (zde pod označením Prunéřov II) a 28 let u varianty 1 x 660 MW (zde pod označením Ledvice).

4.2.2 Emise CO₂ a CO₂ - ekvivalent

 Tabulka 9 Emise CO₂ a CO₂ - ekvivalent

varianta	CO ₂ -ekvivalent [kg/MWh]	CO ₂ [kg/MWh]
3 x 250 MW Prunerov II	961	945
1 x 660 MW Ledvice	880	865
1 x 675 MW Boxberg	874	859
2 x 1050 MW Neurath	874	859
1 x 931 MW Niederaussem	874	859

Obrázek 5 Emise CO₂ a CO₂ - ekvivalent


4.2.3 SO₂ ekvivalent

 Tabulka 10 Emise SO₂ a SO₂-ekvivalent

varianta	SO ₂ -ekvivalent [kg/MWh]	SO ₂ [kg/MWh]
3 x 250 MW Prunerov II	1,910	1,55
1 x 660 MW Ledvice	1,749	1,42
1 x 675 MW Boxberg	1,736	1,41
2 x 1050 MW Neurath	1,736	1,41
1 x 931 MW Niederaussem	1,736	1,41

Poznámka: hodnoty emisí SO₂ a SO₂-ekvivalent jsou pouze přibližné, skutečné hodnoty závisí na způsobu odsíření.

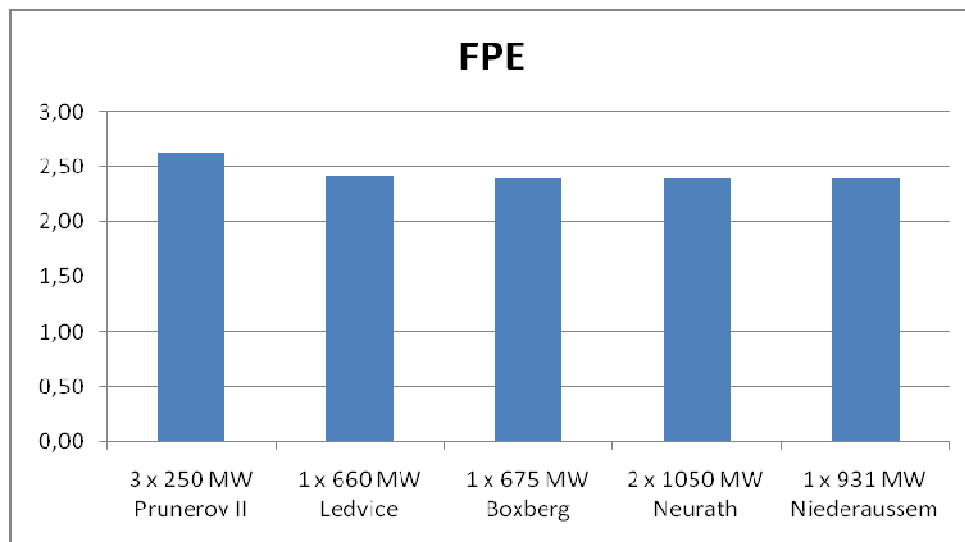
4.2.4 Faktor primární energie

Tabulka 11 Faktory primární energie

Varianta	FPE
3 x 250 MW Prunerov II	2,63
1 x 660 MW Ledvice	2,41
1 x 675 MW Boxberg	2,39
2 x 1050 MW Neurath	2,39
1 x 931 MW Niederaussem	2,39

Faktory primární energie výroby elektřiny vyjadřují celkové množství primární energie na dodání 1MWh elektřiny. Zohledňují ztráty v procesu (účinnost zdroje), dále energii potřebnou na těžbu, dopravu a úpravu paliva. V případě umístění elektrárny přímo u dolu má na faktor primární energie nejvýraznější vliv účinnost elektrárny.

Obrázek 6 Faktory primární energie výroby elektřiny



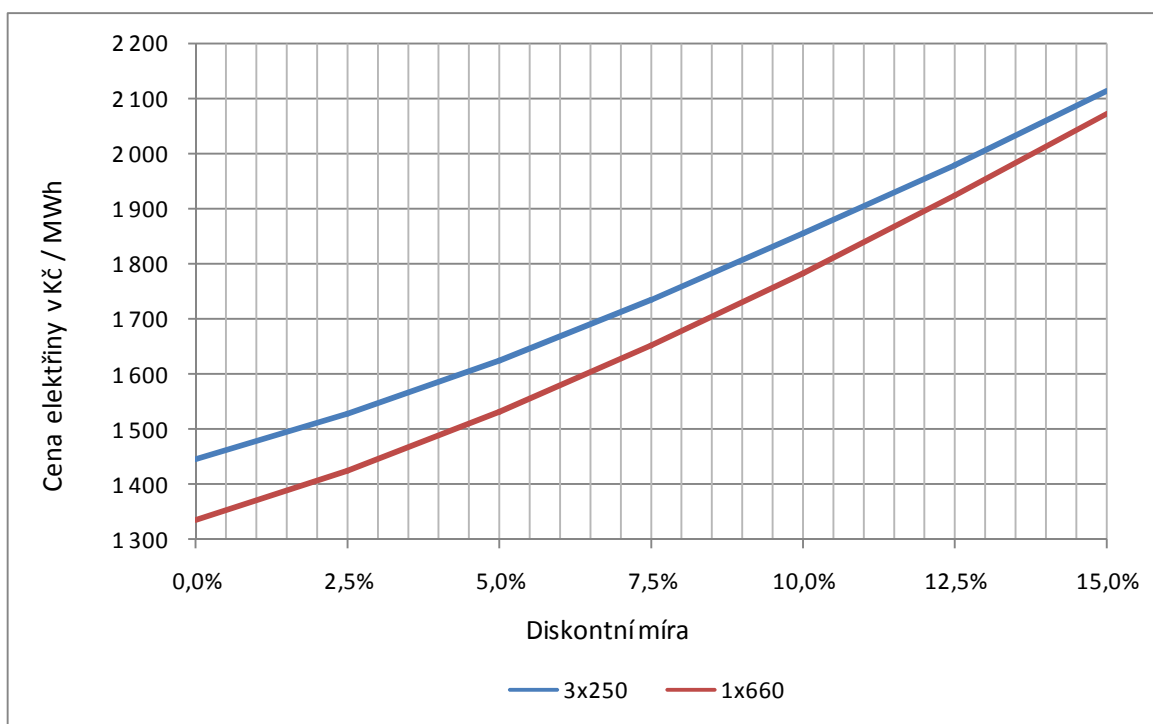
5 CITLIVOSTNÍ ANALÝZY

Citlivostní analýzy byly provedeny pro zdroj Pruněšov II 3 x 250 MW a pro nadkritický zdroj 660 MW. Porovnány byly varianty pro diskontní míru 7,78 %.

5.1 CITLIVOST CENY ELEKTŘINY NA DISKONTNÍ MÍRU

(Cenou elektřiny se rozumí dlouhodobé marginální náklady.)

Obrázek 7 Citlivost ceny elektřiny na diskontní míru



Citlivost na diskontní míru byla provedena pro hodnoty od 0 % do 15 %. Se vzrůstající diskontní mírou rostou prudčeji náklady u varianty s vyšší investiční náročností.

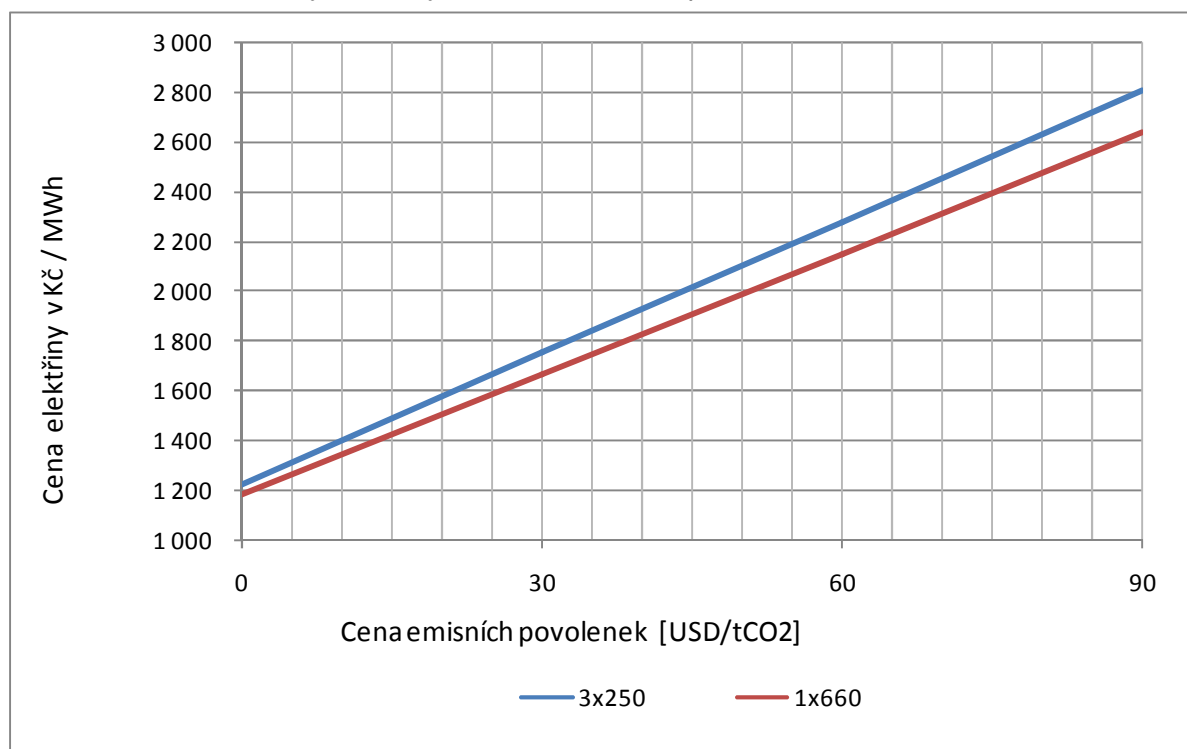
Tabulka 12 citlivost ceny elektřiny na diskontní míru

diskont [%]	0,0%	0,5%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%
3 x 250 MW	1 447	1 462	1 478	1 494	1 512	1 529	1 548	1 566	1 586	1 606	1 626
1 x 660 MW	1 335	1 351	1 369	1 387	1 405	1 425	1 445	1 466	1 487	1 509	1 532
rozdíl v %	8,4%	8,2%	8,0%	7,8%	7,6%	7,3%	7,1%	6,9%	6,6%	6,4%	6,2%
diskont [%]	5,5%	6,0%	6,5%	7,0%	7,5%	8,0%	8,5%	9,0%	9,5%	10,0%	10,5%
3 x 250 MW	1647	1668	1690	1712	1735	1758	1781	1805	1829	1854	1878
1 x 660 MW	1555	1578	1603	1627	1652	1678	1704	1730	1757	1784	1812
rozdíl v %	5,9%	5,7%	5,5%	5,2%	5,0%	4,8%	4,5%	4,3%	4,1%	3,9%	3,7%
diskont [%]	11,0%	11,5%	12,0%	12,5%	13,0%	13,5%	14,0%	14,5%	15,0%		
3 x 250 MW	1903	1929	1954	1980	2006	2032	2059	2085	2112		
1 x 660 MW	1839	1867	1896	1924	1953	1982	2011	2040	2070		
rozdíl v %	3,5%	3,3%	3,1%	2,9%	2,7%	2,5%	2,4%	2,2%	2,0%		

5.2 CITLIVOST CENY ELEKTŘINY NA CENU EMISNÍCH POVOLENEK

Citlivost ceny elektřiny na cenu emisních povolenek byla provedena pro rozsah cen 0 - 90 USD za tunu CO₂.

Obrázek 8 Citlivost ceny elektřiny na cenu emisních povolenek



Se vzrůstající cenou emisních povolenek vzrůstá nevýhodnost procesu s nižší účinností.

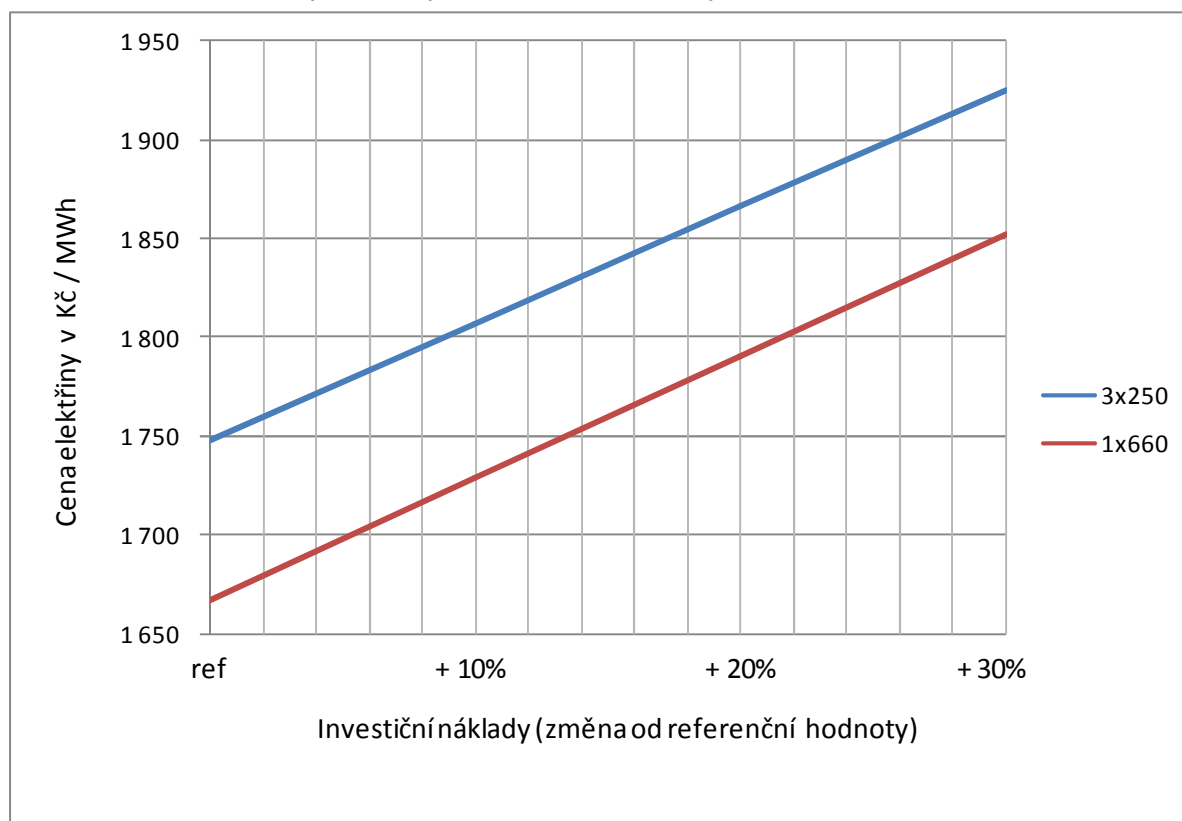
Tabulka 13 Citlivost ceny elektřiny na cenu emisí

USD/tCO ₂	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45
3 x 250 MW	1221	1309	1397	1484	1572	1660	1748	1836	1923	2011
1 x 660 MW	1184	1265	1345	1425	1506	1586	1667	1747	1827	1908
rozdíl v %	3,1%	3,5%	3,8%	4,1%	4,4%	4,6%	4,9%	5,1%	5,3%	5,4%
USD/tCO ₂	50	55	60	65	70	75	80	85	90	
3 x 250 MW	2072	2160	2247	2335	2423	2511	2599	2686	2774	
1 x 660 MW	1968	2049	2129	2210	2290	2370	2451	2531	2612	
rozdíl v %	5,3%	5,4%	5,6%	5,7%	5,8%	5,9%	6,0%	6,1%	6,2%	

5.3 CITLIVOST CENY ELEKTŘINY NA INVESTIČNÍ NÁKLADY

Citlivost ceny elektřiny na investiční náklady byly počítány pro investiční náklady v rozsahu od referenční hodnoty až po navýšení o 30 %.

Obrázek 9 Citlivost ceny elektřiny na investiční náklady



Tabulka 14 Citlivost ceny elektřiny na investiční náklady

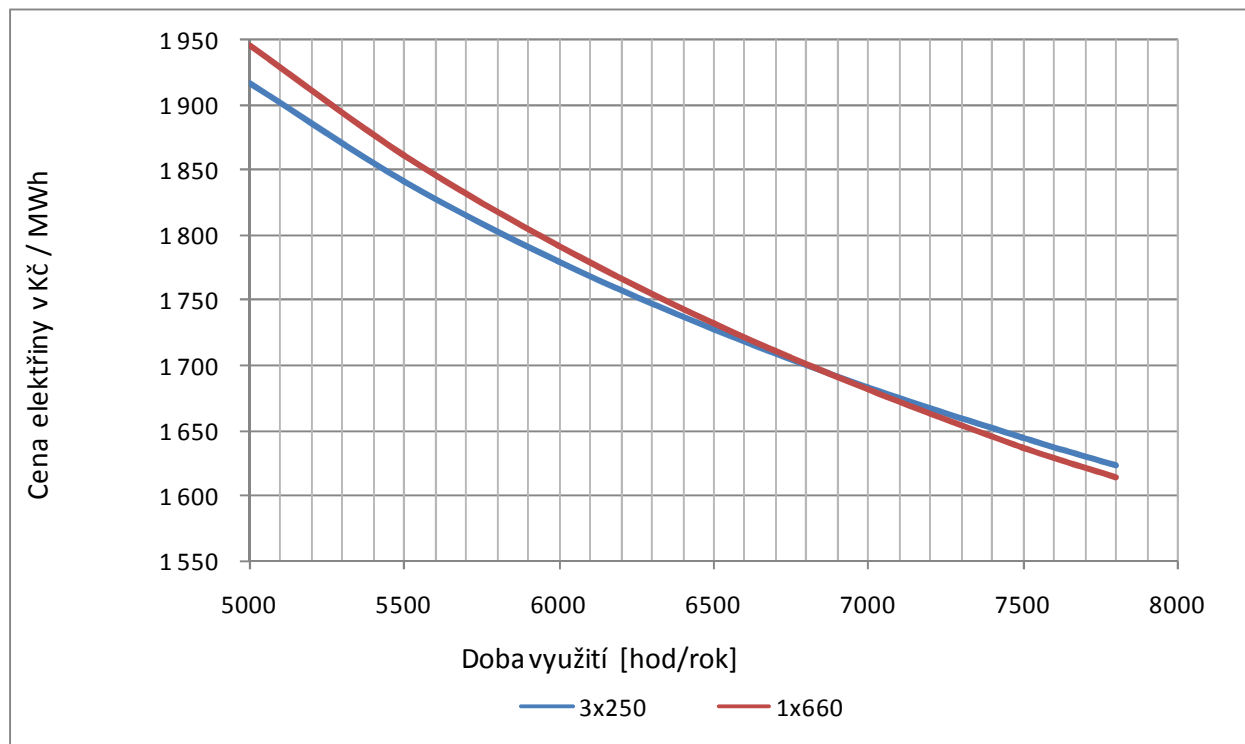
investice	ref	5%	10%	15%	20%	25%	30%
3 x 250 MW	1 748	1 777	1 807	1 836	1 866	1 896	1 925
1 x 660 MW	1 667	1 698	1 728	1 759	1 790	1 821	1 852
rozdíl v %	4,9%	4,7%	4,5%	4,4%	4,2%	4,1%	3,9%

Při zvolených referenčních parametrech byla varianta 1 x 660 MW méně výhodná při nárůstu investičních nákladů o 12 % oproti referenční variantě (a zachování referenčních investičních nákladů u varianty 3 x 250 MW).

5.4 CITLIVOST CENY ELEKTŘINY NA DOBU VYUŽITÍ

Citlivost ceny elektřiny na dobu využití byla počítána pro dobu využití v rozsahu od 5000 hodin ročně až po 7800 hodin ročně.

Obrázek 10 Citlivost ceny elektřiny na dobu využití



Varianta 1 x 660 MW bude výhodnější v případě, kdy doba využití bude vyšší než 6800 hodin a rok.

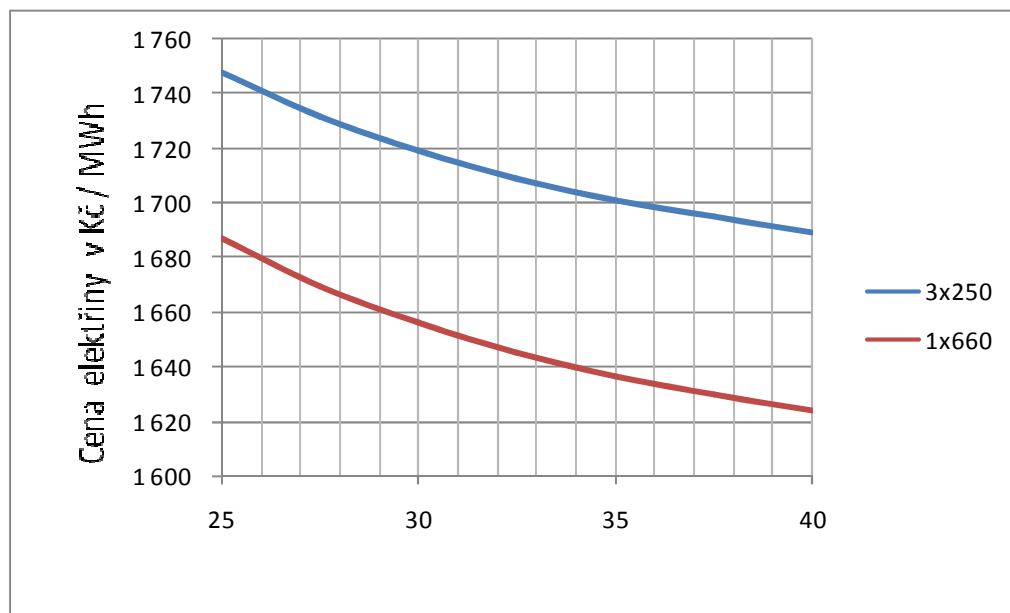
Tabulka 15 Citlivost ceny elektřiny na dobu využití

využití h/rok	5000	5100	5200	5300	5400	5500	5600	5700	5800	5900
3 x 250 MW	1916	1900	1885	1870	1856	1842	1829	1816	1804	1792
1 x 660 MW	1946	1928	1910	1893	1877	1862	1847	1832	1818	1805
rozdíl v %	-1,5%	-1,4%	-1,3%	-1,2%	-1,1%	-1,1%	-1,0%	-0,9%	-0,8%	-0,7%
využití h/rok	6000	6100	6200	6300	6400	6500	6600	6700	6800	6900
3 x 250 MW	1780	1769	1758	1748	1738	1728	1718	1709	1700	1692
1 x 660 MW	1792	1779	1767	1755	1743	1732	1721	1711	1701	1691
rozdíl v %	-0,6%	-0,6%	-0,5%	-0,4%	-0,3%	-0,3%	-0,2%	-0,1%	0,0%	0,0%
využití h/rok	7000	7100	7200	7300	7400	7500	7600	7700	7800	
3 x 250 MW	1683	1675	1667	1659	1652	1644	1637	1630	1623	
1 x 660 MW	1681	1672	1663	1654	1646	1637	1629	1621	1614	
rozdíl v %	0,1%	0,2%	0,2%	0,3%	0,4%	0,4%	0,5%	0,5%	0,6%	

5.5 CITLIVOST CENY ELEKTŘINY NA DOBU ŽIVOTNOSTI

Citlivost ceny elektřiny na dobu životnosti byla počítána pro rozsah 25 – 40 let.

Obrázek 11 Citlivost ceny elektřiny na dobu životnosti



Tabulka 16 Citlivost ceny elektřiny na dobu životnosti

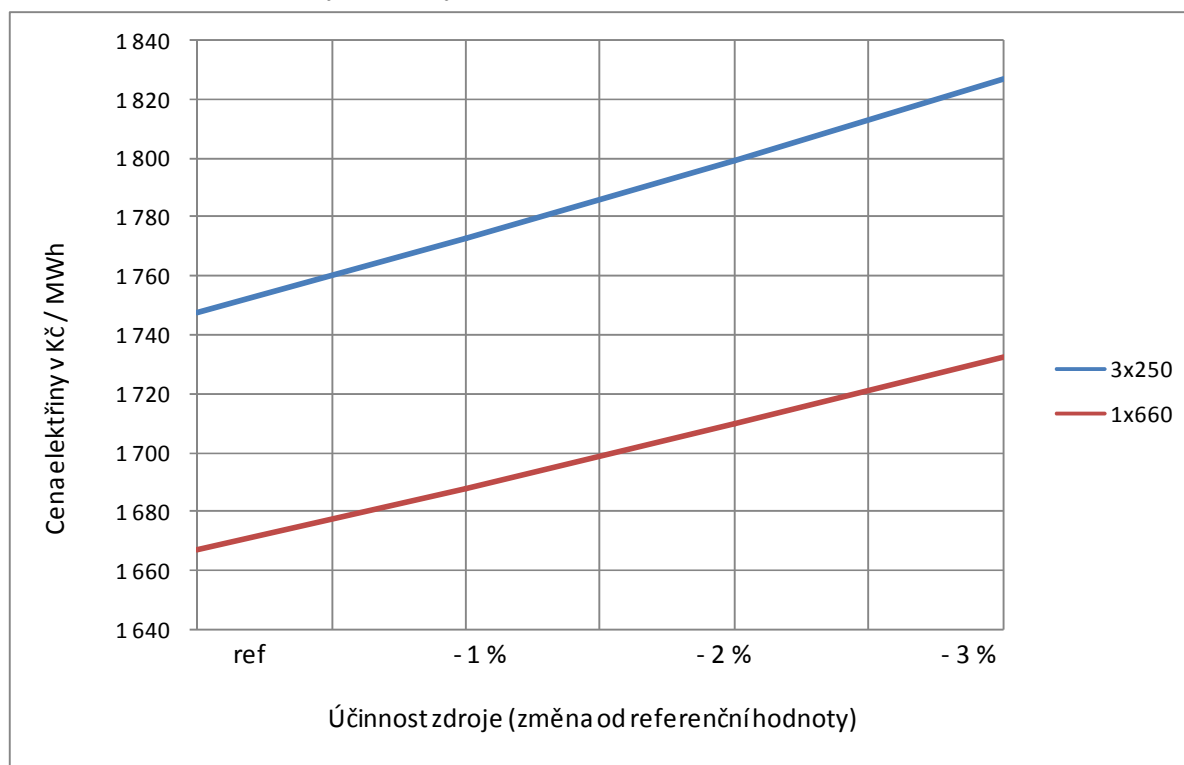
životnost [let]	25	27,5	30	32,5	35	37,5	40
3 x 250 MW	1 748	1 732	1 719	1 709	1 701	1 695	1 690
1 x 660 MW	1 687	1 670	1 656	1 645	1 637	1 630	1 624
rozdíl v %	3,6%	3,7%	3,8%	3,9%	3,9%	4,0%	4,0%

Bylo zde počítáno s dovozem paliva po 25 letech (u varianty 3 x 250 MW), resp. 28 letech (u varianty 1 x 660 MW). Tento dovoz, za předpokladu že bude odkud dovážet, byl ve výpočtu zohledněn navýšením ceny paliva o 20 %. Skutečnou cenu paliva je v tomto časovém horizontu samozřejmě obtížné přesně určit a každý údaj je možno označit za spekulativní. Proto je nutno tento výpočet chápat pouze jako orientační.

5.6 CITLIVOST NA ZMĚNU DOSAHOVANÉ ÚČINNOSTI

Citlivost ceny elektřiny na změnu účinnosti byla počítána v rozsahu od referenční hodnoty do hodnoty účinnosti o tři procentní body nižší než referenční hodnota.

Obrázek 12 Citlivost ceny elektřiny na změnu dosažované účinnosti



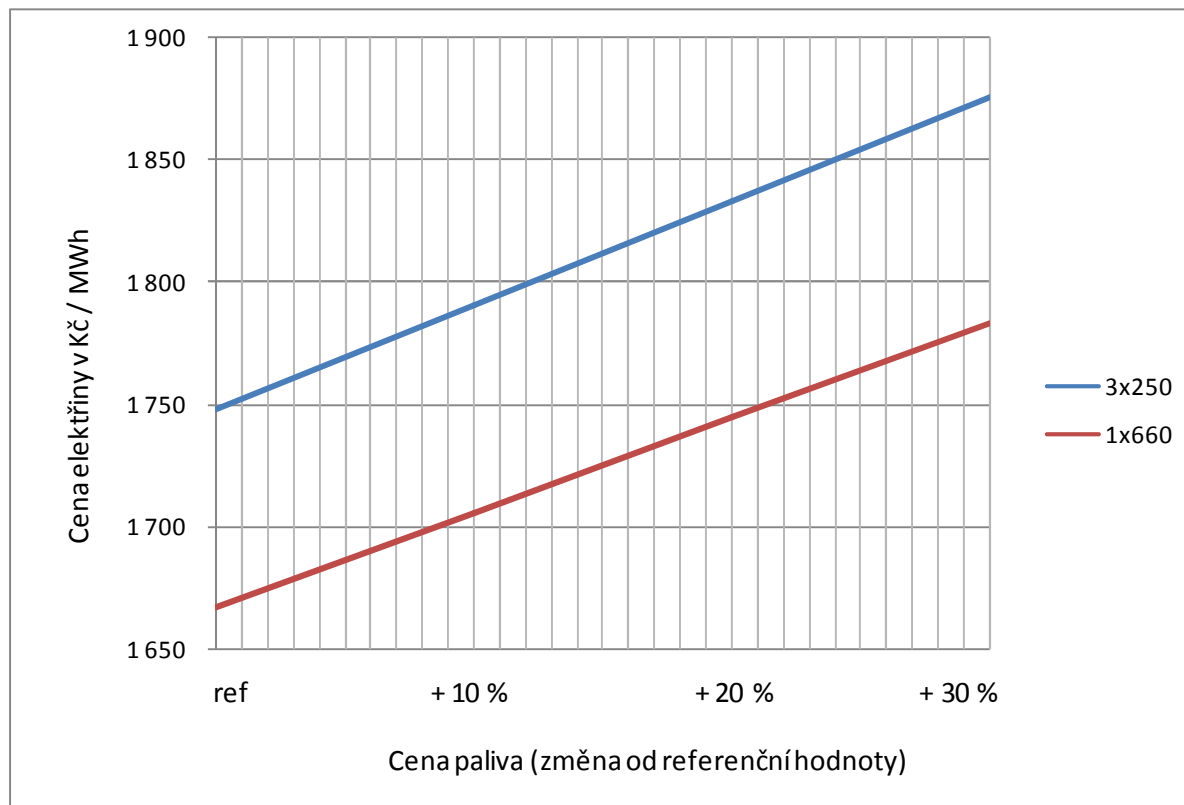
Tabulka 17 Citlivost ceny elektřiny na změnu účinnosti

účinnost	0	-0,25%	-0,50%	-0,75%	-1,00%	-1,25%	-1,50%
3 x 250 MW	1748	1754	1760	1766	1773	1779	1786
1 x 660 MW	1667	1672	1677	1682	1688	1693	1698
rozdíl v %	4,9%	4,9%	5,0%	5,0%	5,1%	5,1%	5,1%
účinnost	-1,75%	-2,00%	-2,25%	-2,50%	-2,75%	-3,00%	
3 x 250 MW	1792	1799	1806	1813	1820	1827	
1 x 660 MW	1704	1709	1715	1721	1727	1732	
rozdíl v %	5,2%	5,2%	5,3%	5,3%	5,4%	5,4%	

5.7 CITLIVOST NA CENU PALIVA

Citlivost ceny elektřiny na cenu paliva byla počítána v rozsahu ceny paliva od referenční hodnoty po hodnotu o 30 % vyšší.

Obrázek 13 Citlivost ceny elektřiny na cenu paliva



Cena paliva se předpokládá stejná pro obě varianty (zdroj paliva je stejný důl). V případě dovozu uhlí se počítá s nárůstem ceny o 20 % po 25 letech, resp. 28 letech (viz 5.5).

Tabulka 18 Citlivost ceny elektřiny na cenu paliva

cena paliva	ref	10%	20%	30%
3 x 250 MW	1748	1790	1833	1875
1 x 660 MW	1667	1705	1744	1783
rozdíl v %	4,9%	5,0%	5,1%	5,2%

6 ZHODNOCENÍ VLIVŮ JEDNOTLIVÝCH VSTUPŮ NA NÁKLADY LRMC VÝROBY ELEKTRICKÉ ENERGIE

Jednotlivé citlivostní analýzy uvedené v předchozí kapitole ukázaly, jak vstupní parametry porovnávaných procesů ovlivňují úplné vlastní náklady výroby elektřiny. Následující kapitola pojednává o jednotlivých vlivech na tyto parametry.

6.1 DISKONTNÍ MÍRA

Diskontní míra zohledňuje časovou hodnotu peněz. V případě výpočtu nákladů LRMC výroby elektřiny má diskontní míra vliv na investiční složku nákladů, které jsou tu počítány jako roční annuita dělená množstvím vyrobené elektrické energie. Vzhledem k odlišnému podílu jednotlivých nákladových složek (investiční, fixní, palivové, variabilní nepalivové náklady) ceny elektřiny u různých energetických zdrojů má i diskontní míra různý vliv na citlivost ceny elektřiny. Čím vyšší je podíl investičních nákladů na úplných vlastních nákladech, tím je i vyšší citlivost těchto nákladů na diskontní míru. Například jaderné elektrárny mají velký podíl investiční složky ve struktuře nákladů, tudíž cena elektřiny v nich vyrobená má vysokou citlivost také na diskontní míru, naopak na cenu paliva jsou výrobní náklady citlivé méně, protože ve skladbě nákladů tvoří menší podíl oproti jiným zdrojům. Plynové elektrárny jsou investičně méně nákladné, tudíž i diskontní míra má menší vliv na výslednou cenu elektřiny, zatímco citlivost na cenu paliva je zde vysoká. V případě uhelných elektráren zde porovnávaných je na diskontní míru citlivější varianta s vyššími investičními náklady, v tomto případě nadkritický blok 1 x 660 MW.

6.2 PALIVOVÉ NÁKLADY

Palivové náklady mají tím větší vliv na cenu elektřiny, čím je vyšší jeho spotřeba na jednotku vyrobené energie. Vyšší citlivost na cenu paliva má tak zdroj s nižší účinností. Dalším rizikem pro investora je nejistota budoucího vývoje cen uhlí a jeho dostupnost v požadované kvalitě. V případě hnědého uhlí je důležitá vzdálenost dolu od elektrárny. Nutnost dovážení paliva tak činí výrobu elektřiny v hnědouhelných elektrárnách výrazně méně atraktivní než v případě umístění elektrárny přímo u dolu.

6.3 CENY EMISNÍCH POVOLENEK

Na ceny emisních povolenek jsou stejně jako v případě citlivosti na cenu paliva citlivější zdroje s nižší účinností. Budoucí vývoj cen emisních povolenek je do značné míry nejistý. V současné době se cena za tunu CO₂ pohybuje okolo 15 Euro. Zmiňovaná publikace agentury IEA uvažuje cenu 30 USD za tunu CO₂. Pro možný velký rozptyl cen emisních povolenek je v této studii vypočítána citlivost ceny elektřiny na cenu emisí v rozsahu hodnot 0 – 90 USD za tunu CO₂.

7 NEKVANTIFIKOVANÉ ASPEKTY OVLIVŇUJÍCÍ ROZHODOVÁNÍ

Kromě kvantifikovatelných faktorů a příslušných metod, které mohou určit relativně přesně optimální řešení určitého projektu (např. ceny komodit, náklady, ekonomické optimalizační metody), existuje u složitějších projektů řada nekvantifikovatelných vlivů, jejichž hodnocení může být pouze subjektivní. Takové faktory znesnadňují nalezení optimálního řešení a způsobují, že optimálních řešení může být více podle toho, který aspekt je považován za prioritní (např. aspekt ekonomický, sociální, environmentální aj.).

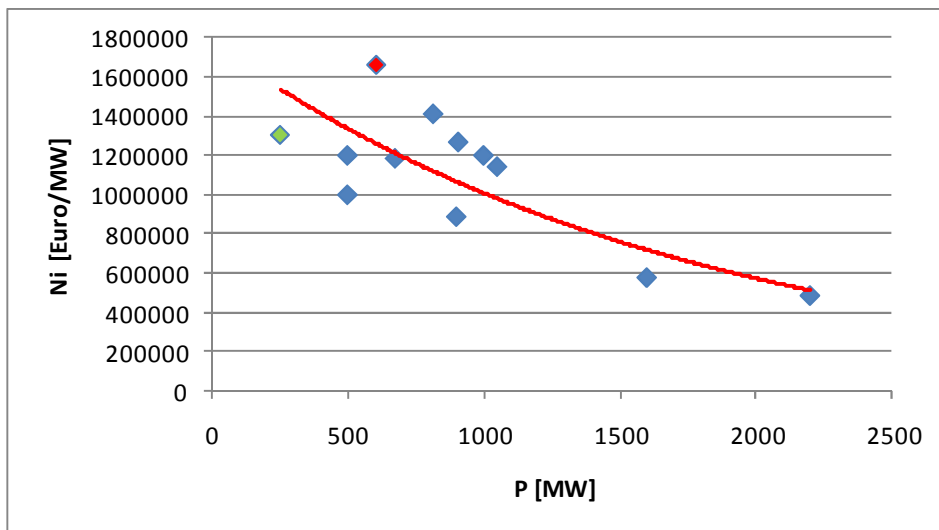
V případě posouzení komplexní obnovy elektrárny Prunéřov II jsou takovými nekvantifikovatelnými faktory

- možnosti zásobování provozními hmotami po celou dobu předpokládané životnosti elektrárny,
- koncepce a velikost instalovaného výkonu bloku,
- provozní aspekty.

7.1 PROVOZNÍ HLEDISKO

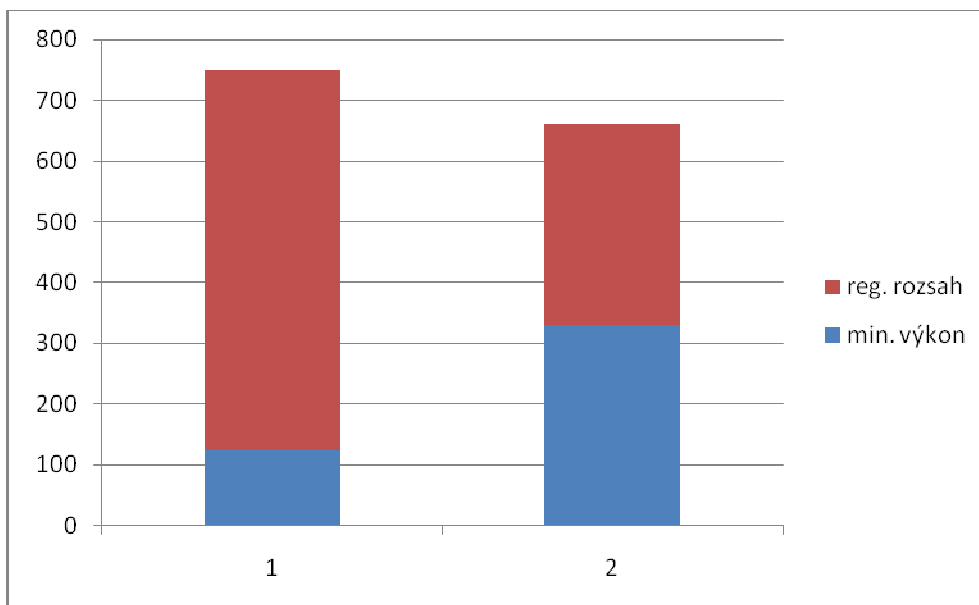
Ve zdůvodnění varianty 3 x 250 MWe investorem se uvádí jako jeden z důvodů rovněž zvýšení bezpečnosti dodávky tepla. Při poruše bloku 660 MWe by však bylo pravděpodobně možné dodat chybějící teplo ze dvou zbývajících bloků 210 MWe, pokud by byly ještě v provozu, nebo postavením špičkového plynového kotle, nebo propojením teplofikačních systémů EPRU a ETU. Je zřejmé, že tento důvod není podstatný a lze jej technicky vyřešit. Patrně závažnější důvod pro zvolenou variantu je zřejmě snaha získat větší rozsah regulačního výkonu pro poskytování podpurných služeb při vzrůstajícím výkonu větrných a solárních elektráren a při výstavbě dalších bloků jaderné elektrárny Temelín (výkon bloku nad 600 MWe je typický pro základní zatížení, a tohoto výkonu by byl po dostavbě JE Temelín přebytek). Za předpokladu, že minimální výkon bloku je 50 % jmenovitého, by byl regulační rozsah u bloků 3 x 250 MW 125 až 750 MW, kdežto u bloku 1 x 660 MW 330 až 660 MW (viz diagram 18). Uvedené důvody zřejmě z hlediska investora převažují nad možností většího zvýšení energetické účinnosti bloku, které by bylo možné dosáhnout u bloku s větším jednotkovým výkonem.

Obrázek 14 Závislost měrných investičních nákladů na velikosti instalovaného výkonu bloku u německých bloků postavených v letech 1996 až 1999 (pramen: publikované materiály a CityPlan)



Pozn.: červeně – variantní blok 660 MW, zeleně – bloky 250 MW, modře – německé bloky.

Obrázek 15 Porovnání regulačních výkonů variant 3 x 250 (slopec 1) a 1 x 660 MW - slopec 2 (zdroj CityPlan).



8 ZÁVĚR

Ekonomické posouzení možností rekonstrukce elektrárny Prunéřov II pomocí metody dlouhodobých marginálních nákladů (LRMC) ukázalo, že při zvolených referenčních parametrech nejsou obě uvažované varianty příliš rozdílné. LRMC jsou při diskontní míře 7,78 % výhodnější u bloku 660 MW. Emise CO₂ a SO₂ a faktor primární energie jsou nižší u varianty 660 MW o 8 %. Nižší emise u varianty 660 MW jsou způsobeny především vyšší účinností bloku, která byla ve výpočtech uvažována jako čistá, maximální při stabilním provozu. Je však otázkou, jak by byly oba bloky při skutečném provozu používány. V případě využití obou bloků pro vyrovnávání změn zatížení sítě, by se průměrná roční účinnost u obou bloků snížila, ovšem méně u varianty 3 x 250 MW.

Do procesů však vstupuje ještě mnoho dalších parametrů, na jejichž změnu je celkový výsledek velmi citlivý. Tyto vlivy byly posouzeny citlivostními analýzami na všechny důležité vstupy ovlivňující výslednou hodnotu nákladů na výrobu elektřiny. Zásadní vliv na cenu elektřiny má doba využití zdrojů, investiční náklady jednotlivých variant a zvolená diskontní míra. V referenční variantě bylo počítáno se stejným objemem vyrobené elektrické energie, tj. 6300 hodin ročně pro variantu 3 x 250 MW a 7160 hodin pro variantu 1 x 660 MW. Pokud by se jednotlivé varianty posuzovaly z pohledu provozu při stejné době využití, byla zlomová hodnota 6800 hodin ročně. Při době využití nižší než 6800 hodin ročně je výhodnější varianta 3 x 250 MW, při době využití nad 6800 hodin je výhodnější varianta 1 x 660 MW. Dále by při zvolených referenčních parametrech byla varianta 1 x 660 MW méně výhodná při nárůstu investičních nákladů o 12 % oproti referenční variantě (a zachování referenčních investičních nákladů u varianty 3 x 250 MW). Cena paliva byla uvažována pro obě varianty stejná. Nutnost dovážení paliva byla ve výpočtu zahrnuta navýšením ceny paliva o 20 % po 25 letech (u varianty 3 x 250 MW) a po 28 letech (u varianty 1 x 600 MW). Procentuální rozdíly výsledných hodnot jednotlivých variant se v reálném spektru citlivostních analýz pohybují od - 1,5 % do + 6,2 % (neuvažujeme jako reálný diskont pod 5 %). Kromě přesně vyčíslitelných kritérií je potřeba brát zřetel také na další nekvantifikované aspekty pro rozhodování, a to nejen environmentální, ale také např. na parametry ovlivňující velikost regulačního výkonu pro podpůrné služby sítě (u varianty 3 x 250 MW je regulační rozsah 625 MW, kdežto u bloku 660 MW téměř o polovinu menší, tj. 330 MW).

9 SEZNAM LITERATURY

- [1] Obluk V. Posudek o vlivech záměru “Komplexní obnova elektrárny Prunéřov II. Praha 2009.
- [2] Havlas J. Výstavba nových, vysoce účinných elektráren v ČR nebo komplexní opravy elektráren původních? Praha 2009.
- [3] Projected Costs of Generating Electricity. IEA 2010.
- [4] Third Party Assessment of the Comprehensive Refurbishment of the Prunéřov II Power Plant. DNV Climate Change Services, 17. March 2010.