

Zpráva

Nezávislé odborné komise pro posouzení energetických potřeb
České republiky v dlouhodobém časovém horizontu

Verze k oponentuře

30.9.2008

OBSAH

1. Úvod	6
1.1 Obecné úvahy	6
1.2 Hlavní témata a východiska pro jejich zpracování	8
1.3 Metodický přístup k prognózám	9
1.4 Zaměření zprávy	9
2. Energetika a paliva – ČR 2007	11
2.1 Základní charakteristiky české energetiky	11
2.2 Zásoby tradičních palivoenergetických zdrojů na území ČR	18
2.3 Závěry	23
3. Energetika, globální změna klimatu a ostatní vlivy na životní prostředí	24
3.1 Výchozí stav, mezinárodní srovnání a závazky	24
3.1.1 Skleníkové plyny	24
3.1.2 Ostatní emise	26
3.2 Ekologické náklady spojené s výrobou energie	28
3.2.1 Analýza dosavadních zkušeností trhu s povolenkami	28
3.2.2 Externality	29
3.3 Kvalifikované odhady budoucího vývoje do roku 2030	32
3.4 Závěry	33
3.5 Doporučení	33
4. Charakteristika současného a očekávaného fungování energetických trhů, regulace v energetice a elektrické sítě	36
4.1 Elektřina	36
4.2 Plyn	40
4.3 Tepelná energie	42
4.4 Regulace	44
4.5 Vliv regulace na podnikání v energetice	48
4.6 Doporučení	50
4.7 Rozvoj elektrických sítí a stabilita elektroenergetického systému v ČR	51
5. Energetika a legislativa	58
5.1 Územní plánování	59
5.2 Posouzení vlivu na životní prostředí (EIA)	60
5.3 Územní řízení	64
5.4 Integrované povolení (IPPC)	66
5.5 Stavební řízení	69
5.6 Zákon o zadávání veřejných zakázek	71
5.7 Závěry a doporučení	72
5.8 Další analyzované oblasti	73
5.8.1 Energetický zákon č. 458/2000 Sb.	73
5.8.2 Zákon o hospodaření energií	74
5.8.3 Atomový zákon	75
5.8.4 Přenosové sítě	75
5.9 Energetická legislativa EU	75
5.9.1 Stávající legislativa	75
5.9.2 Ekologický balíček	76
5.9.3 Co dále očekávat od energetické legislativy EU a její možné dopady na členské státy	78
6. Vývoj ve světě a energetická bezpečnost ČR	79
6.1 Energetická politika a její problémy	79

6.1.1	Současná situace České republiky z pohledu jejího rozvoje a zajišťování potřebné energie	80
6.1.2	Úloha státu při zajišťování energetických potřeb občanů	82
6.1.3	Energetická politika EU a její problémy	83
6.2	Vnější okolí a externí rizika	85
6.2.1	Omezenost neobnovitelných zdrojů	85
6.2.2	Nerovnoměrné rozložení zásob neobnovitelných zdrojů	85
6.2.3	Důsledky pro zahraniční politiku	88
6.2.4	Cenová volatilita a růst cen paliv a elektřiny	90
6.2.5	Obnovitelné zdroje energie	91
6.3	Interní rizika	92
6.3.1	Vyjednávací síla ČR	92
6.3.2	Nežádoucí stavy energetického systému	92
6.3.3	Rizika vyplývající z liberalizace energetického trhu	93
6.3.4	Rizika z nenaplnění úkolů schválené energetické koncepce	93
6.4	Krize způsobené nedostatkem energetických zdrojů	94
6.4.1	Elektřina	94
6.4.2	Plyn	95
6.4.3	Ropa	96
6.4.4	Uhlí	96
6.4.5	Jaderná energetika	97
6.4.6	Obnovitelné energetické zdroje a úspory	98
6.5	Globální změny klimatu a energetika	98
6.6	Hlavní závěry a doporučení	98
6.7	Doporučení	100
7.	Potřeby kvalifikované práce v sektoru energetiky	102
7.1	Stávající zaměstnanost v sektoru energetiky	102
7.2	Očekávaný vývoj	104
7.3	Dopady na profese a kvalifikace	106
7.4	Závěry	109
8.	Predikce globálních trendů v sektoru energetiky a paliv	110
8.1	Projekty na dopravu plynu a ropy do EU a návazně i do ČR	110
8.1.1	Zemní plyn	110
8.1.2	Ropa	114
8.1.3	Uran	115
8.2	Prognóza cen základních energetických surovin	116
8.3	Závěry k očekávanému cenovému vývoji PEZ	120
9.	Role zemního plynu v energetice ČR v budoucím období	124
9.1	Potenciál a světové zásoby zemního plynu	124
9.2	Zemní plyn pro Evropu a ČR	126
9.3	Strategická bezpečnost dodávek	128
9.4	Možnosti užití zemního plynu	134
9.5	Doporučení	135
9.6	Závěry	136
10.	Jaderná energetika	137
10.1	Úvod	137
10.2	Jaderná energie	137
10.2.1	Vývoj jaderných elektráren GEN II – GEN IV	139
10.2.2	Specifika výstavby a provozu jaderných elektráren	140
10.2.3	Jaderný palivový cyklus	142

10.2.4	Současný stav nakládání s vyhořelým palivem a radioaktivními odpady a uzavření palivového cyklu k dosažení dlouhodobé udržitelnosti jaderné energetiky	145
10.2.5	Využití jaderné energie pro další účely.	146
10.2.6	Mezinárodní spolupráce	147
10.3	Zásoby uranu a thoria	147
10.4	Jaderná energetika ve světě	149
10.5	Jaderná energetika v Evropě	151
10.6	Rizika jaderné energetiky	156
10.7	Informace a transparentnost v oblasti jaderné energetiky	157
10.8	Mezinárodní spolupráce	158
10.9	Jaderná energetika v ČR	158
10.10	Závěr	161
10.11	Reference	163
10.12	Dodatek ke kapitole Jaderná energetika.....	165
10.12.1	Příloha 1: Bezpečnost jaderných elektráren	165
10.12.2	Příloha 2: Zásoby uranu a kapacity přední části palivového cyklu.....	165
10.12.3	Příloha 3: Vliv těžby uranu na životní prostředí.....	167
10.12.4	Příloha 4: Investiční náklady na jadernou elektrárnu	169
10.12.5	Příloha 5: Občanskoprávní odpovědnost za škody způsobené provozem jaderných zařízení.....	173
10.12.6	Příloha 6: Hlubinné úložiště vyhořelého jaderného paliva.....	178
11.	Obnovitelné zdroje energie	180
11.1	Výchozí stav, mezinárodní srovnání a závazky	180
11.2	Cíle Evropské unie v oblasti obnovitelných zdrojů energie	181
11.3	Východiska pro obnovitelné zdroje energie v České republice a dnešní stav	182
11.3.1	Sluneční záření	182
11.3.2	Biomasa	184
11.3.3	Vodní energie	188
11.3.4	Větrná energie	189
11.3.5	Geotermální energie	191
11.3.6	Elektřina z obnovitelných zdrojů	193
11.3.7	Teplo z obnovitelných zdrojů.....	193
11.3.8	Motorová biopaliva	194
11.3.9	Dostupný potenciál primární energie z obnovitelných zdrojů energie v ČR .	194
11.4	Závěr	195
12.	Doprava	197
12.1	Předpoklady prognostických úvah v dopravě	197
12.2	Scénáře vývoje a trendy	198
12.2.1	Silniční doprava.....	198
12.2.2	Scénáře vývoje v železniční dopravě	201
12.2.3	Scénáře v letecké dopravě	204
13.	Energetické úspory v ČR v budoucím období	205
13.1	Úvod	205
13.2	Výsledky prognóz KSE ve scénářích.....	206
13.2.1	Scénář A – vysoký – BAU	206
13.2.2	Scénář C – střední – postupná intenzifikace	207
13.2.3	Scénář E – nízký – energeticky efektivní	207
13.2.4	Scénář D – nízký střední.....	208
13.2.5	Předpokládaný potenciál úspor energie.....	209
13.3	Doporučení.....	212
13.3.1	Předpokládané úspory	212

13.3.2 Doporučení pro využití potenciálu úspor energie v České republice	214
14. Výzkum a vývoj v sektoru energetiky	216
14.1 Výzkum v rámci EU	216
14.2 Výzkum v ČR	220
14.3 Doporučení pro orientaci energetického výzkumu a vývoje v ČR.....	221
15. Východiska, principy a rizika energetické strategie	223
15.1. Shrnutí hlavních analytických závěrů - ČR	223
15.2 Vnější podmínky české energetiky	227
15.3 Změna klimatu, životní prostředí.....	229
15.4 Hlavní rizika budoucího vývoje.....	231
15.4.1 Rizika vnitřní	232
15.4.2 Rizika „vnější“	234
15.5 Principy pro tvorbu energetické strategie.....	235
16. Modelové predikce	239
16.1 Výchozí parametry	239
16.2 Celkové zhodnocení základního scénáře.....	241
16.3 Vybrané ukazatele základního scénáře	242
16.4 Další poznámky k základnímu scénáři	249
16.5 Analýza citlivosti a alternativní scénáře	252
16.5.1 Scénář bez nových jaderných bloků	252
16.5.2. Scénář s přísnými emisními stropy	254
16.5.3. Scénáře s bez nových jaderných bloků a s přísnými emisními stropy.....	255
16.5.4 Scénář s druhou etapou ekologické daňové reformy	257
16.6 Vzájemné porovnání alternativ mezi sebou a se základním scénářem.....	258
16.7 Příloha ke kapitole	267
17. Přehled doporučení pro vládu ČR z hlediska tvorby energetické politiky	270
18. Závěr	273
19. Poděkování spolupracovníkům	275
19.1. Státní správa.....	275
19.2. Právnícké osoby	275
19.3. Fyzické osoby	276

1. Úvod

Tato zpráva byla vypracována „Nezávislou odbornou komisí pro posouzení energetických potřeb České republiky v dlouhodobém časovém horizontu“ (zkráceně „Nezávislá energetická komise“, NEK). NEK byla zřízena na základě usnesení vlády č. 77 ze dne 24. ledna 2007. Byla vládou ČR požádána, aby přezkoumala minulé energetické koncepce ČR a realizační možnosti současného programového prohlášení vlády v oblasti energetiky a na základě nezávislých odborných analýz doporučila vládě další postup při zajišťování energetických potřeb ČR. Komise se soustředila především na dlouhodobé koncepce a možnosti jejich realizace, které svým významem přesahují horizont jednoho volebního období. Hlavními motivy pro práci NEK byla snaha:

- Snížit energetickou náročnost ČR,
- Uspokojit rozvoj společnosti energiemi,
- Motivovat k investicím do špičkových inovací a snížení emisí,
- Omezit rizika zásobování ČR energií.

Členy NEK jsou (bez titulů):

Josef Bubeník,
Vladimír Dlouhý,
František Hrdlička,
Miroslav Kubín,
Petr Moos,
Petr Otčenášek,
Edvard Sequens,
Vladimír Vlk.

Petr Moos nahradil v listopadu 2007 Aleše Doležala, který odešel na nové působiště do zahraničí.

Předsedou NEK byl jmenován Václav Pačes, předseda Akademie věd ČR.

Metodika práce NEK byla standardní metodikou práce skupiny odborníků zaměřené na řešení konkrétního úkolu, v tomto případě na analýzu dlouhodobých perspektiv energetiky v České republice. Komise vytvořila strukturu zprávy a zadala zpracování jednotlivých témat relevantním subjektům. Získané podklady komise projednala, některé na uzavřených zasedáních NEK, jiné na dvou konferencích (v konferenčním centru Akademie věd ČR v Liblicích dne 9. 1. 2008 a v Městské knihovně v Praze dne 5. 5. 2008). Jednotlivé analýzy byly postupně posuzovány nezávislými oponenty. Na některé problémy byly uvnitř NEK i u zpracovatelů jednotlivých témat a u oponentů značně rozdílné názory. Tam, kde nebylo možné formulovat po oponentních řízeních jednotný názor, se ve zprávě uvádí podrobný rozbor všech argumentů.

Energetickou problematiku posuzovala komise ze čtyř hledisek, a to z hlediska ekonomického, environmentálního, bezpečnostního a společenského. Prognózy jsou koncipovány s výhledem do roku 2030 a 2050. Je ovšem zřejmé, že tyto dlouhodobé prognózy nemohou nahradit adekvátní reakce na krátkodobější vývoj situace.

1.1 Obecné úvahy

Podle posledních analýz IEA (*International Energy Agency*) se očekává v období 2000–2030 globální roční růst spotřeby energie asi o 1,7 %. Podle údajů WEC (*World Energy Council*) se zvýší světová spotřeba energie do roku 2020 ze současných 300 na 450 GJ/rok. Požadavky průmyslového světa, které jsou již dnes vysoké, rostou. Rozvíjející se země nároky na energii rychle zvyšují. Růst počtu obyvatel na Zemi nároky na dostupnost energie zvyšuje. Všechny seriózní analýzy ukazují, že přinejmenším do poloviny tohoto století se nepodaří hlad po energii utlumit. Z toho ovšem vyplývá, že doby „levné“ energie jsou minulostí. Proto je velmi pravděpodobné, že investice do energetiky, ať již do získávání primárních zdrojů nebo do

produkce elektrické energie, jsou ekonomicky výhodné a z hlediska zabezpečení společnosti energií i nutné. Je ovšem také pravda, že současné technologie v energetice vedou k znečišťování biosféry a k dalším nepříznivým jevům. Například energetické programy velkých států Číny, Brazílie a Indie zvýší do roku 2030 emise skleníkových plynů o 70 % současného stavu.

Všechny kvalitní analýzy navíc ukazují, že potenciál úspor, ať již šetřením nebo zaváděním nových technologií, nestačí pokrýt růst nároků. Spotřeba energie roste ve všech světových regionech. To vede k akceleraci vyčerpávání primárních zdrojů. Ty jsou ovšem dnes nenahraditelnou chemickou surovinou. Dostatečné omezení spotřeby energie, které by současně neomezovalo komfort lidstva (například zavedením zásadně nových technologií získávání energie), nenastane dříve, než globální krizové jevy omezí současné chování a zvyky většiny lidstva.

Zasedání světové energetické rady (WEC) akcentovalo v roce 2004 tři „A“: *Accessibility*, *Availability*, *Acceptability*, tj. dostupnost energetických zdrojů pro každého, pohotovost energetických služeb, zejména z hlediska zásobování, a jejich přijatelnost pro širokou veřejnost. Konstatovalo ale, že ani jedno z těchto tří „A“ není celosvětově dosažitelné. Energetický systém takového typu není podle WEC ani udržitelný, ani přijatelný. Římské zasedání WEC přidalo čtvrté „A“ – „*Affordability*“, tj. cenovou dostupnost. S tím souvisí i odpovědnost příštím generacím.

Referenční rámec volby zdrojů energie jednotlivými společnostmi (například obyvateli České republiky) je vytvářen za nejistot a rizik v investicích do „velké energetiky“. Otevírání trhu s energií se navíc děje v situaci, kdy schopnost tržních mechanismů řešit známé i předpokládané problémy je výrazně omezena nejistými netržními externalitami.

Přestože je energie v současném pojetí tržní komodita jako každá jiná, proniká do povědomí strategicky myslících politiků i odborníků představa, že spolehlivá dodávka energie má specifické postavení. Je zřejmé, že tržní systém sám o sobě nemůže vytvořit podmínky pro koherentní energetickou politiku, a tím méně pro strategii zajišťování společnosti dostatkem energie. Obavy ze ztráty spolehlivosti dodávky energie přiměly vlády řady států vytvořit národní energetické strategie na dobu třiceti až padesáti let, jejichž účelem je analyzovat možnosti státu v daném a předpokládaném světovém ekonomickém, přírodním a společenském prostředí. Význam takových podkladů může být zpochybňován vzhledem k omezené platnosti výsledků analýz plynoucích z nejistot budoucího vývoje, ale také proto, že v době realizace koncepce může docházet ke změnám nejen v legislativě a technologiích, ale i na společenské a hospodářské úrovni. Přesto může dobrá koncepce včas vytvořit účinné nástroje k omezení nebo překlenutí rizik v celém spektru energetiky od obstarávání paliv a transformace energie až po její přenos a spotřebu.

Česká republika má svou státní střednědobou energetickou koncepci přijatou exekutivou v roce 2004. Ta umožňuje přijmout energetickou strategii, která by vytvářela jistotu pro investory i spotřebitele. Energetická koncepce České republiky je determinována evropským rámcem, který ve tvaru dokumentů EU konstatuje:

- Energetická soběstačnost EU není dosažitelná. Evropa dováží více než 50 % paliv s odhadem růstu přes 80 % do roku 2030.
- Manévrovací možnosti Unie, pokud jde o dodávky energie, jsou omezené. EU nemá vliv na tvorbu světových cen paliv.

Obavy ze ztráty spolehlivosti dodávky energie vynucují v České republice, právě tak jako v řadě jiných států, vypracování národní energetické strategie s třiceti až padesátiletým horizontem, která by analyzovala možnosti ekonomické i přírodní a aspekty sociální a environmentální. Měla by ošetřovat rizika dlouhodobé energetické nedostatečnosti vytvářením nástrojů k jejich omezení nebo překlenutí a formulovat vizi, která umožní přenesení závěrů do legislativy. Strategická vize musí propracovat představy o reálném energetickém mixu a kritériích použitelných pro rozhodování. Vypracování energetické strategie naráží na velmi odlišné představy odborníků, tyto představy však konvergují u dlouhodobých trendů. Tam se totiž odborná veřejnost shoduje na zásadním významu výzkumu nových technologií pro budoucí zabezpečení společnosti energií.

Energetická strategie ČR musí vytvořit realistickou syntézu toho, co je v českém prostředí k dispozici, musí být dynamická a zahrnovat nejen současný stav, ale i očekávané změny (ve složení výroby a spotřeby energie), omezení emisí, rozvoj technologií. Musí vzít do úvahy národní geografickou a ekonomickou situaci, možnosti dovozu paliv a energie, princip subsidiarity a

nároky na restauraci výrobní a technologické infrastruktury včetně průmyslu, vědy a školství. Z dostupných podkladů je nutné formulovat vizi, která umožní vytvoření podnikatelského prostředí jen s naprosto nezbytnými státními regulativy. Klíčová je identifikace základních principů, ze kterých se vyvozují důsledky, formulují kritéria úspěšnosti a specifikují pravidla a nástroje, podle nichž budou záměr a navazující projekty vztažené k energetice dlouhodobě řízeny.

1.2 Hlavní témata a východiska pro jejich zpracování

Hlavní problémy, o kterých bude nutné rozhodovat již v blízké budoucnosti, jsou tyto:

- ochrana celosvětového klimatu, kdy za jeden z hlavních původců skleníkových plynů je považováno spalování fosilních paliv,
- vyšší energetická náročnost našeho hospodářství zhoršující naši konkurenceschopnost,
- budoucnost českého uhlí včetně územních ekologických limitů (nejen další rozvoj těžby, ale např. „*clean coal*“, daně za emise oxidu uhličitého, zabezpečení výroby tepla),
- možnosti dalšího rozvoje jaderné energetiky,
- únosnost finanční podpory jednotlivým typům energie ze státního rozpočtu,
- vymezení reálného potenciálu obnovitelných zdrojů energie,
- náhrada kapalných paliv při vyčerpávání uhlovodíkových zdrojů energie,
- podpora energeticky orientované infrastruktury (věda, školství, výzkum, průmysl),
- mezinárodní kooperace při zavádění nových technologií,
- zapojení do aktivit EU ve směru jednotné evropské energetické politiky,
- vytěsnění kamionové dopravy ze silnic a její převedení na železnici,
- další rozvoj přenosových systémů pro paliva i elektrickou energii,
- vytváření racionální daňové politiky ve vztahu k energii,
- zaujetí realistického pohledu na očekávaný cenový vývoj v oblasti paliv,
- stanovení průhledné relevantní legislativy, chránící investory i spotřebitele; legislativa by měla jen v naprosto nezbytné míře zasahovat do podnikatelského prostředí,
- specifikace úspor energie a jejich vliv na vývoj spotřeby,
- řešení stárnoucí výrobní a přenosové soustavy,
- analýza rostoucích nákladů na fosilní paliva působících stále silněji jako brzda světové ekonomiky.

To vše s využitím principu subsidiarity v přírodních a hospodářských podmínkách českého státu.

Varovné konstatování Zelené knihy EU, že „energetickou soběstačnost nelze docílit“, je doplněno dalšími riziky:

- ekonomické otřesy: nestálost tržních směnných hodnot,
- sociální otřesy: zejména při střetu environmentálních a ekonomických hledisek,
- ekologické otřesy: škody při nehodách, emise škodlivin, poškození prostředí těžbou, odpady.

Dodávka ropy a zemního plynu vytváří kategorii s poznanými i dosud neznámými riziky. Její dosažení není dlouhodobě jisté. Katastrofické scénáře pro dodávku ropy a zemního nejsou však s výjimkou krizových jevů (války, politické rozpory ohrožující trh) pro Evropu zásadní. S citlivou politikou k zemím dovážejícím k nám ropu a zemní plyn lze v naší demokratické společnosti počítat.

Výroba elektrické energie a tepla byla až dodnes zabezpečena na takové úrovni, že občané České republiky považují spolehlivost jejich dodávek za přirozené právo. Výstavba a modernizace elektráren, přenosových sítí a rozvodů by měla pokračovat a vzniklé problémy je nezbytné průběžně řešit

Základní priority České republiky pro dosažení spolehlivé dodávky elektřiny a tepla jsou:

- největší možná dosažitelná nezávislost na cizích zdrojích energie, na zdrojích energie z rizikových oblastí a nespolehlivých zdrojů,
- akcentovaná spotřeba domácích paliv, zejména hnědého uhlí a OZE, pro zásobování teplem jak centrálním, tak lokálním,
- bezpečnost zdrojů energie,
- udržitelný rozvoj ekonomický a sociální a též ochrana životního prostředí.

Významný je dobrý systém přenosových sítí v ČR. Jejich rozvoj však musí pokračovat zejména v návaznosti na začlenění do celoevropského systému.

1.3 Metodický přístup k prognózám

Metodický přístup k prognózám potřeb vychází z dělení potřeb na časové úseky, ve kterých doporučení vycházejí z:

- jistoty, tj. z konkrétních představ toho, co je nezbytné rozhodnout v co nejkratším čase tak, aby byl zvládnut rozvoj do roku 2030, tedy v investičním cyklu 20 let. Vlivy tržních rizik, společensko-politická rizika, dovozní závislosti ve vazbě na konkurenceschopnost ekonomiky ČR jsou věrohodně popsatelné;
- nejistoty, tj. z úvah s rizikem, že nejsou v ČR k dispozici nástroje pro multikriteriální rozhodování a že vývoj je v důsledku toho předpovídán s významnou mírou neurčitosti. Ve vzdáleném časovém horizontu (rok 2050) lze hovořit jen o vizi, pro kterou chybí věrohodné nástroje a pro kterou má světová i evropská srovnávací analýza jen omezenou platnost.

S ohledem na stále se měnící podmínky pro úspěšnou realizaci energetické politiky ČR se i nadále předpokládá, v souladu se zákonem č. 404/2000 Sb., její vyhodnocování v cyklu minimálně pětiletém. V případě významnějšího odchýlení ji bude třeba aktualizovat i častěji. Pro vytváření podnětů k energetické politice je nutné zázemí na vysokých školách a ve výzkumných ústavech, které by mělo navazovat na obdobnou činnost WEC a institucí EU. Jen cílené úsilí a spolupráce nejlepších odborníků na mezinárodní úrovni může vyřešit problémy, které nás čekají v nepříliš vzdálené budoucnosti.

1.4 Zaměření zprávy

Předkládaná zpráva je analýzou současného stavu, perspektiv a trendů možného vývoje, a to v ČR v evropských i světových kontextech. Nemá za cíl věštění jednoho scénáře vývoje na desítky let dopředu, ani si neklade úkol stát se prováděcím předpisem pro restrukturalizaci české energetiky v nových podmínkách. Přes to se snaží postihnout všechny nové trendy a jevy v energetice a popsat možná rizika vyplývající z jednotlivých možných reakcí na ně, i z nečinnosti. Pohled z hlediska primárních surovin, jejich přeměny a transportu je obsažen v jednotlivých kapitolách. Studie předpokládá integraci naší země v rámci EU jako předpokládaný vývoj, avšak k některým prvkům evropské politiky a pouhé implementaci evropských direktiv jako řešení budoucí situace ČR je dosti kritická.

Vypovídací schopnost předkládané zprávy je v každé podobné studii vymezena i na prvky, které nebyly studovány neb které nebylo možno studovat. V předkládané zprávě jde především o:

- Vliv fúzí a akvizic zejména v oblasti CEE (středovýchodní evropský trh) na energetickou politiku ČR.
- Vliv burzovního trhu elektřiny nejen na ceny, ale i na stále pokračující zúžení obchodního intervalu, nových platform obchodování (např. internet) a předpokládaný zánik dlouhodobých, příp. střednědobých smluv
- Vliv Lisabonské smlouvy a energetických balíčků na rozvoj jak energetiky, tak národního hospodářství ČR včetně dodržení emisních limitů, snižování emise CO₂ a plnění dalších závazků
- Vliv elektrizační soustavy UCTE, její rekonfigurace v důsledku vysokého nárůstu větrných off-shore elektráren na spolehlivost a stabilitu ES ČR, avšak některé dílčí studie zejména ČEPS byly již v tomto smyslu provedeny.

- Nebyl rovněž proveden výpočet národohospodářských nákladů a ztrát, pokud by nebyl včas zahájen a dále pokračováno v programovaném rozvoji energetiky do r. 2030
- Nebyly dopracovány návrhy na komplexní řešení nedostatku odborných pracovníků v důsledku chybějícího podnikového školství a výchovy na všech úrovních tak, jak se to řeší v zahraničí a u nás např. v automobilovém průmyslu. Částečně je problematika pospána v kapitolách 7 a 14 analytické části (Potřeba kvalifikované práce a Výzkum a vývoj v sektoru energetiky). Také nebyla kvantifikována kvalifikační úroveň potřebných odborných pracovníků ve vztahu ke zvyšující se automatizaci procesů a informačních procesů
- Chybí rovněž návrh na nezbytné dopracování kritické infrastruktury, který je nad rámec činnosti této Komise. Problematice je podrobně věnována kapitola 6 (Vývoj ve světě a energetická bezpečnost ČR).

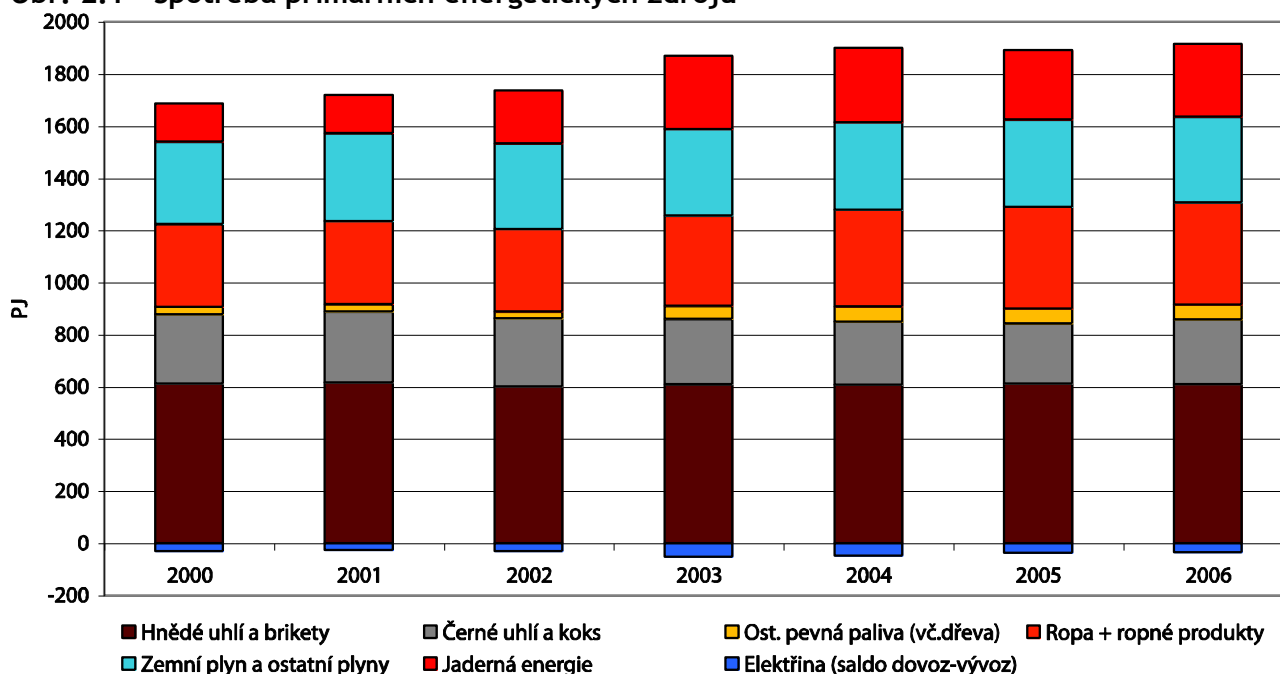
Přes výše uvedená omezení je studie pokusem o komplexní pohled na energetiku ČR v rozsahu, který doposud nebyl zpracován. Práce si neklade za cíl pouhé shrnutí analýz s případnými scénáři, také pohled na energetiku i jako na i jev sociální, strategické odvětví, bez kterého není život moderní společnosti možný.

2. ENERGETIKA A PALIVA – ČR 2007

2.1 Základní charakteristiky české energetiky

V roce 2007 podle předběžných údajů MPO (údaje ČSÚ by měly být k dispozici v září 2008) Česká republika spotřebovala 1908,4 PJ **primárních energetických zdrojů** (PEZ). Tato spotřeba vykazuje v posledních letech mírně rostoucí trend při současně klesající **energetické náročnosti ekonomiky**. K nejdůležitějším změnám v energetických bilancích ČR došlo v 90. letech, vývoj po roce 2000 byl již vyrovnaný, jedinou velkou strukturální změnou po roce 2000 bylo spuštění JE Temelín. Vývoj po roce 2000 ilustrují obr. 1 a obr. 2 a je patrné, že poptávku po PEZ v důsledku vyššího ekonomického růstu tlumí pozoruhodný pokles energetické náročnosti. Po roce 2000 rostla ekonomika v průměru ročně o 4,5 %, spotřeba zdrojů energie rostla průměrně jen o 2 %. Mírný růst spotřeby PEZ v uplynulých letech byl ovlivněn nejen vyšším ekonomickým růstem, ale také rostoucím vývozem elektřiny (spotřeba zdrojů na její výrobu, vlastní spotřeba a ztráty v sítích).

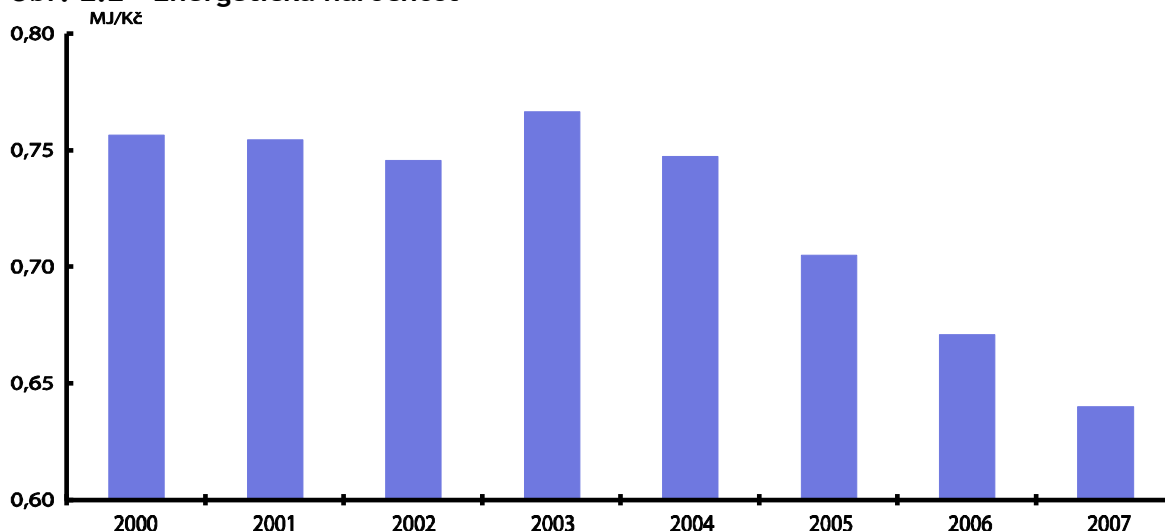
Obr. 2.1 - Spotřeba primárních energetických zdrojů



Zdroj: ČSÚ

Přes pokles v posledních letech, z hlediska mezinárodního srovnání panuje dlouhodobé přesvědčení o vysoké energetické náročnosti české ekonomiky, realita je však komplikovanější. Přepočítáme-li HDP běžnými směnnými kurzy, všechny ekonomiky střední a východní Evropy bez výjimky vykazují několikanásobně vyšší energetickou náročnost, než je průměr ostatních zemí EU. Použijeme-li však pro mezinárodní srovnání HDP propočítaný podle parity kupní síly (Eurostat používá tzv. standard kupní síly, PPS), tak rozdíly již nejsou tak výrazné a současně vidíme, že vysokou spotřebu primárních energií vykazují některé skandinávské ekonomiky a Belgie; stále však platí, že Česká republika v současné době patří mezi země s vyšší energetickou náročností (obr. 3). Tento závěr je v souladu s dokumenty, které vláda ČR projednala v roce 2007 a které uvádějí, že energetická náročnost je o 45–50 % vyšší než v zemích EU 15 (rok 2006). Vzhledem k trvajícím rychlému růstu ekonomiky lze pro současnou dobu vyslovit expertní názor, že energetická náročnost HDP v ČR je pouze o cca 1/3 vyšší, než činí průměr EU 27.

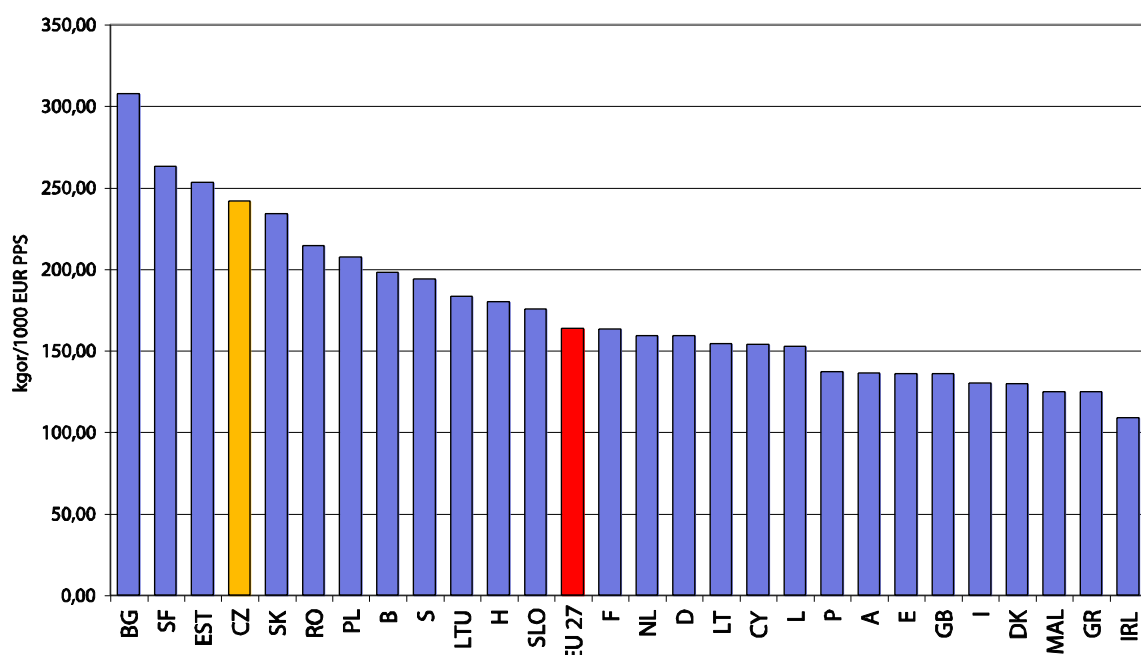
Obr. 2.2 - Energetická náročnost



Zdroj: MF ČR, ČSÚ

Přepočet HDP pomocí PPS vede k maximální možné srovnatelnosti výkonu ekonomik jednotlivých zemí a především snižuje důsledky rozdílů v cenových hladinách. Obr. 4, kde je na vodorovné ose uvedena úroveň cenové hladiny (průměr EU 27 = 100), ukazuje, že země s nižší cenovou hladinou systematicky vykazují vyšší energetickou náročnost

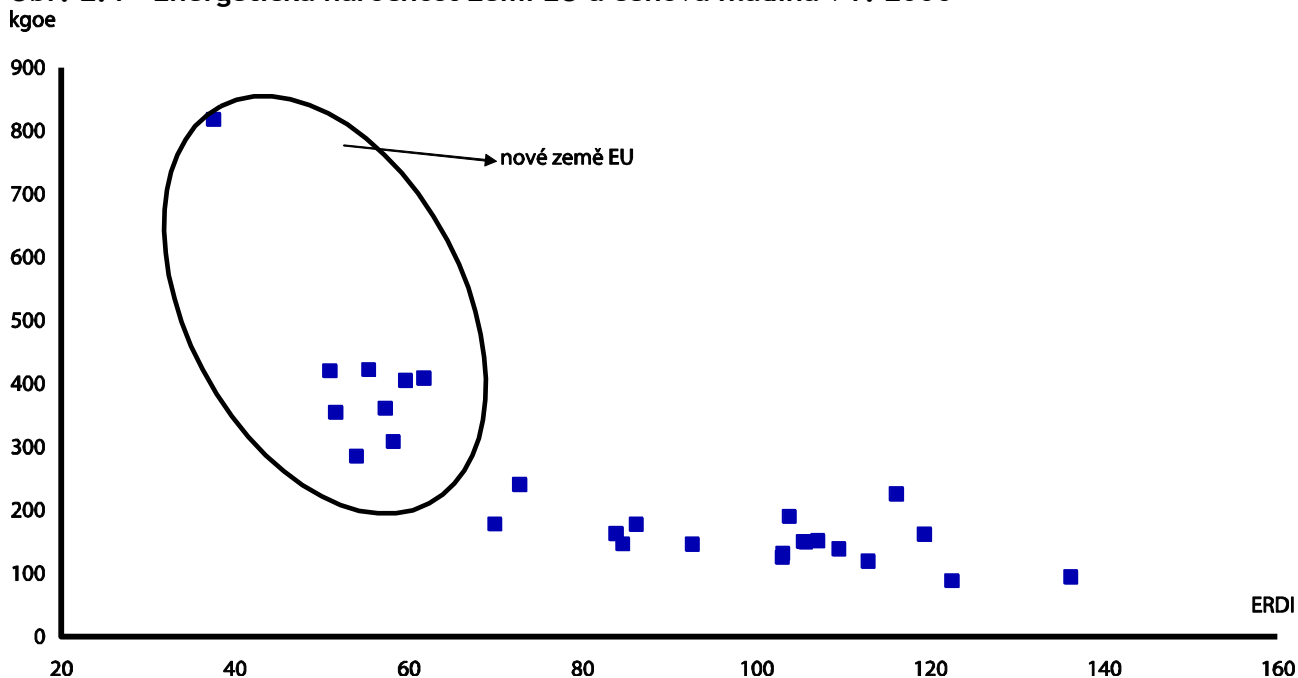
Obr. 2.3 - Energetická náročnost zemí EU 27 v r. 2006



Zdroj: Eurostat

než země s cenovou hladinou vyšší (ČR v tomto konkrétním případě téměř čtyřnásobně), a to i v případě, kdy tyto země mají podobně významný podíl průmyslové výroby na HDP jako například ČR. Obr. 4 však současně ukazuje i jiný závěr: ponecháme-li stranou specifické případy dané například vysokým podílem vodních zdrojů, pak můžeme očekávat, že konvergence cenových hladin bude probíhat souběžně se srovnáním energetických náročností jednotlivých ekonomik EU.

Obr. 2.4 - Energetická náročnost zemí EU a cenová hladina v r. 2006

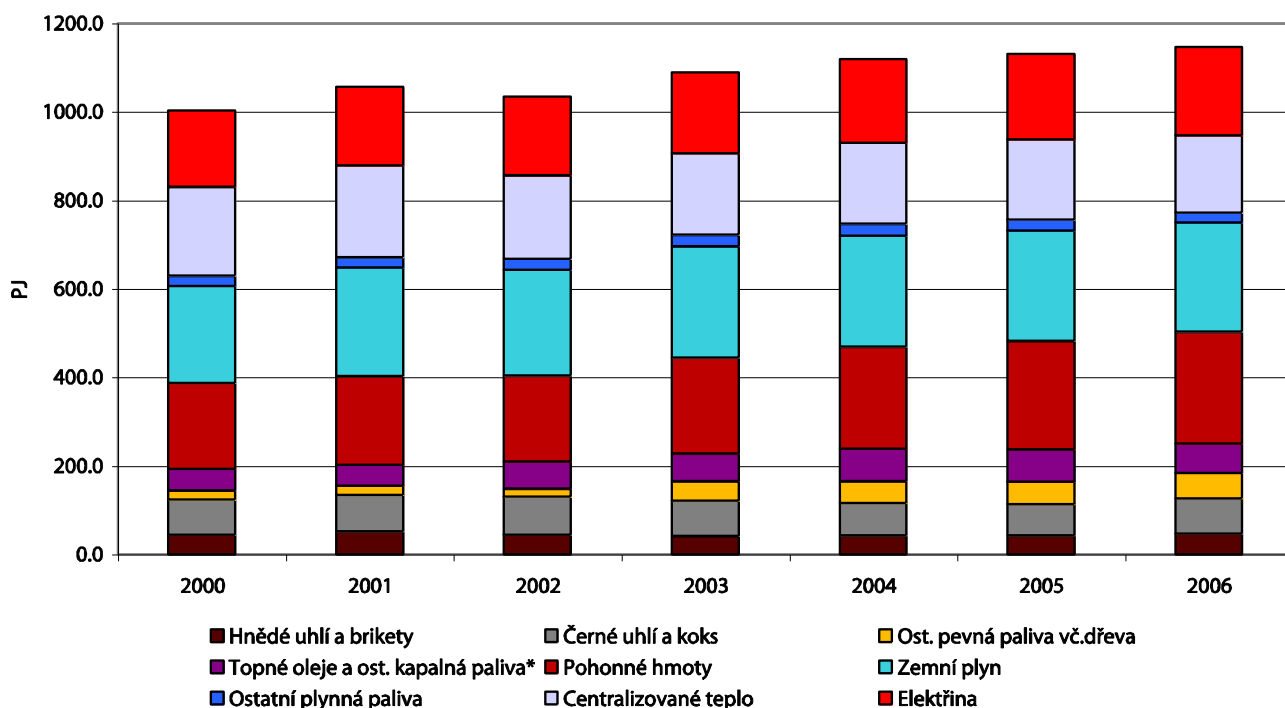


Zdroj: Eurostat

Uvedené skutečnosti však interpretujeme velmi zdrženlivě. Na jedné straně je zbytečné se strašit vysokou energetickou náročností, především proto, že při očekávané konvergenci české ekonomiky ke standardním parametrům ekonomik EU tato náročnost poklesne (a trend posledních let to zatím potvrzuje). Pokud provádíme srovnání s mimoevropskými zeměmi OECD, pak například spotřeba primárních energetických zdrojů na hlavu je v ČR nižší, a dokonce je nižší než průměr všech států OECD (který je výrazně zhoršen energetickou náročností na hlavu v USA a Kanadě). Na druhé straně to naprosto neznamená, že bychom se na důsledky ekonomické konvergence měli automaticky spolehnout. Vysoký podíl domácích zdrojů paliv poskytuje ČR velkou komparativní výhodu v rámci EU, protože ČR je výrazně méně závislá na importu paliv ve srovnání s EU. Dovozní energetická závislost ČR (saldo dovoz-vývoz energie ke spotřebě všech zdrojů energie) činí dnes cca 42 % (při odečtení vývozu se dovážené zdroje podílejí na spotřebě zdrojů energie 60 %) a v následujících letech se bude zvyšovat, především z titulu postupného snižování vývozu tuzemských energií. Výhoda relativně levného domácího zdroje primární energie (hnědé a černé uhlí a uran) však v minulosti vedla k ne hospodárnostem. Další části této kapitoly dokazují, že politické, ekonomické i environmentální důvody vedou k tomu, že konec relativního dostatku laciného domácího zdroje energie se přiblížil natolik, že nastal čas pro nezbytná zásadní rozhodnutí ohledně budoucí orientace české energetiky.

Struktura **konečné spotřeby energie**, členěná podle paliv na její pořízení, je uvedena na obr. 5. Podobně jako v případě spotřeby primárních zdrojů i zde pozorujeme v posledních letech mírný nárůst, který přímo souvisí s hospodářským růstem. Zdánlivě přiměřená spotřeba elektrické energie (cca 17 % konečné spotřeby) je však ve skutečnosti energeticky velmi náročná. Elektrickou energii si opatřujeme s průměrnou čistou energetickou účinností 33 %, a to znamená, že jenom vlastní spotřeba elektřiny stojí ČR 37 % primárních zdrojů, a pokud připočteme i export elektřiny, jedná se o 44 %. Tedy na zhruba 17 % konečné spotřeby energie (a na export elektřiny) spotřebováváme téměř polovinu dostupných palivoenergetických zdrojů. Tato nízká efektivnost je především důsledkem stáří kapitálového vybavení české energetiky, kdy rozhodující část byla investována v 70. letech minulého století.

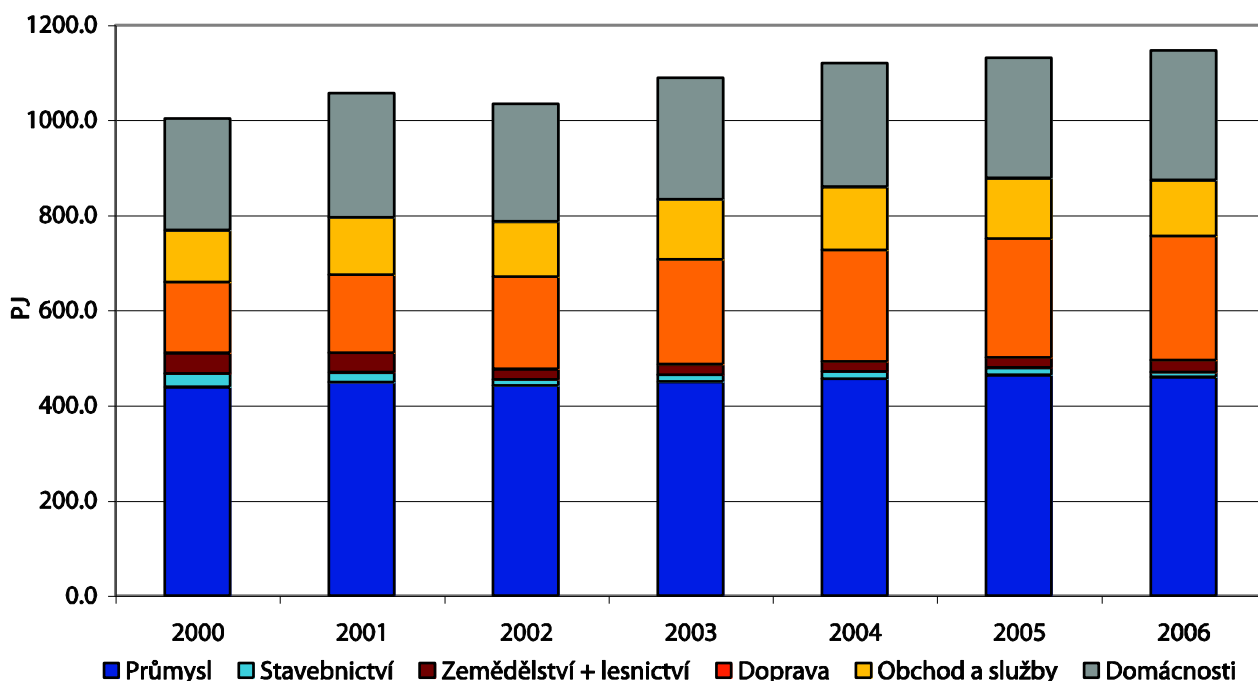
Obr. 2.5 - Konečná spotřeba energie podle paliv



Zdroj: ČSÚ

Členíme-li konečnou spotřebu energie podle jednotlivých sektorů ekonomiky, odhalíme v rámci celkově přiměřeného růstu, že v posledních letech nejrychleji roste spotřeba primárních energií v sektoru dopravy (obr. 6). Souvisí to především s rychlým růstem automobilové dopravy, a to jak osobní, tak nákladní; v druhém případě je patrně nejdůležitějším faktorem rostoucí význam tranzitních cest vedoucích přes území ČR. Ačkoli spotřeba energií v dopravě nesouvisí s výrobou elektřiny a tepla, spotřebovává cca 20 % primárních energetických zdrojů.

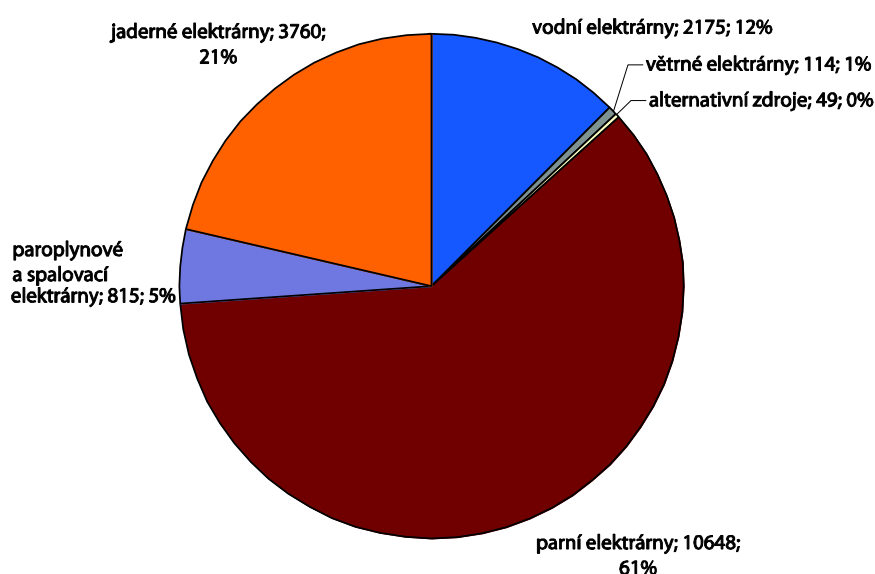
Obr. 2.6 - Struktura konečné spotřeby energie



Zdroj: ČSÚ

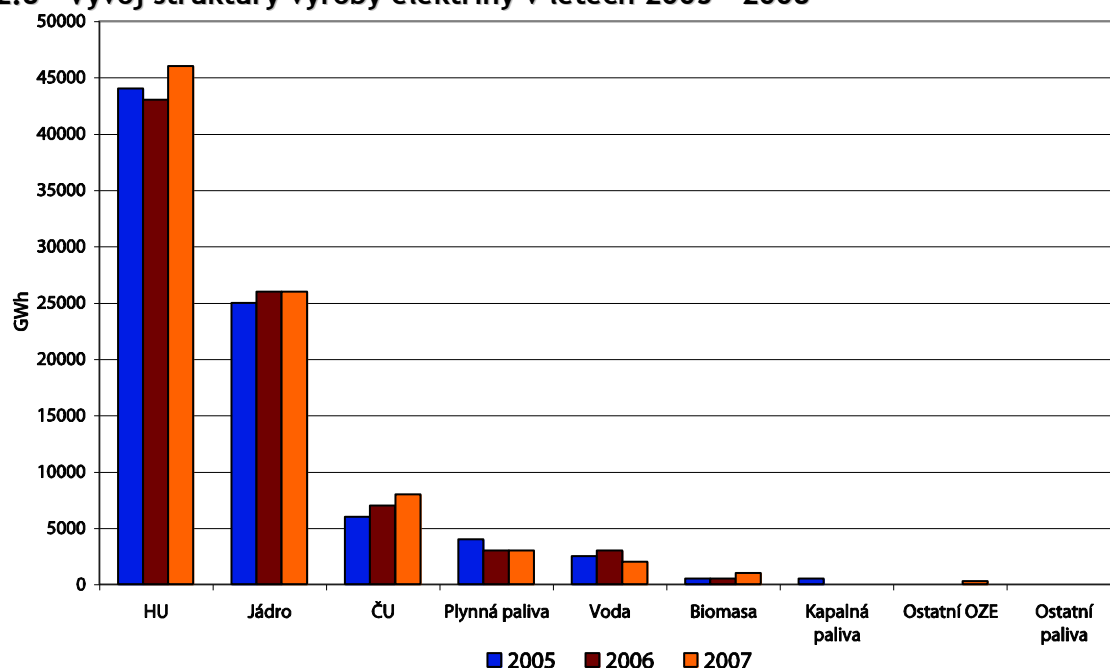
Přejdeme-li k **elektrické energii**, tak celkový instalovaný výkon na konci roku 2007 činil v ČR 17561 MW_e, jeho struktura je uvedena na obr. 7. Výroba elektrické energie po roce 2000 stoupá, při rozhodujícím podílu uhlí na výrobě a při rostoucím podílu elektřiny vyrobené z jádra (obr. 8). Česká elektroenergetika je dnes stabilizovaná, soběstačná a zásadním způsobem závislá na dvou tuzemských zdrojích – na uhlí a na jaderném palivu. To je pozitivní fakt. Na druhé straně oba tyto hlavní tuzemské zdroje nejsou bezproblémové. V rámci EU je uhlí označováno za zdroj přijatelný jen okrajově a změna ve vydávání emisních povolenek po roce 2012 (jejich počáteční prodej, nikoliv alokace) s velkou pravděpodobností hnědé uhlí významně zdraží. Jaderná energie je sice využívána pro energetické účely v 15 ze 27 států EU, avšak diskuse o její další budoucnosti neustále pokračují. To vytváří ovzduší značné nejistoty u investorů, kteří odkládají své rozhodnutí o výstavbě dalších zdrojů, a nejen česká elektroenergetika se stává do budoucna velmi zranitelnou. Není to pouze problém ČR, platí to téměř pro celou EU, kde 50 % instalovaných jaderných zdrojů na výrobu elektřiny bylo postaveno před více jak dvaceti lety, v případě uhelných elektráren je 50 % starších více než 30 let a dalších 20 % starších než 20 let.

Obr. 2.7 - Struktura instalovaných výkonů ES ČR 2007 - MW, %



Zdroj: ERÚ

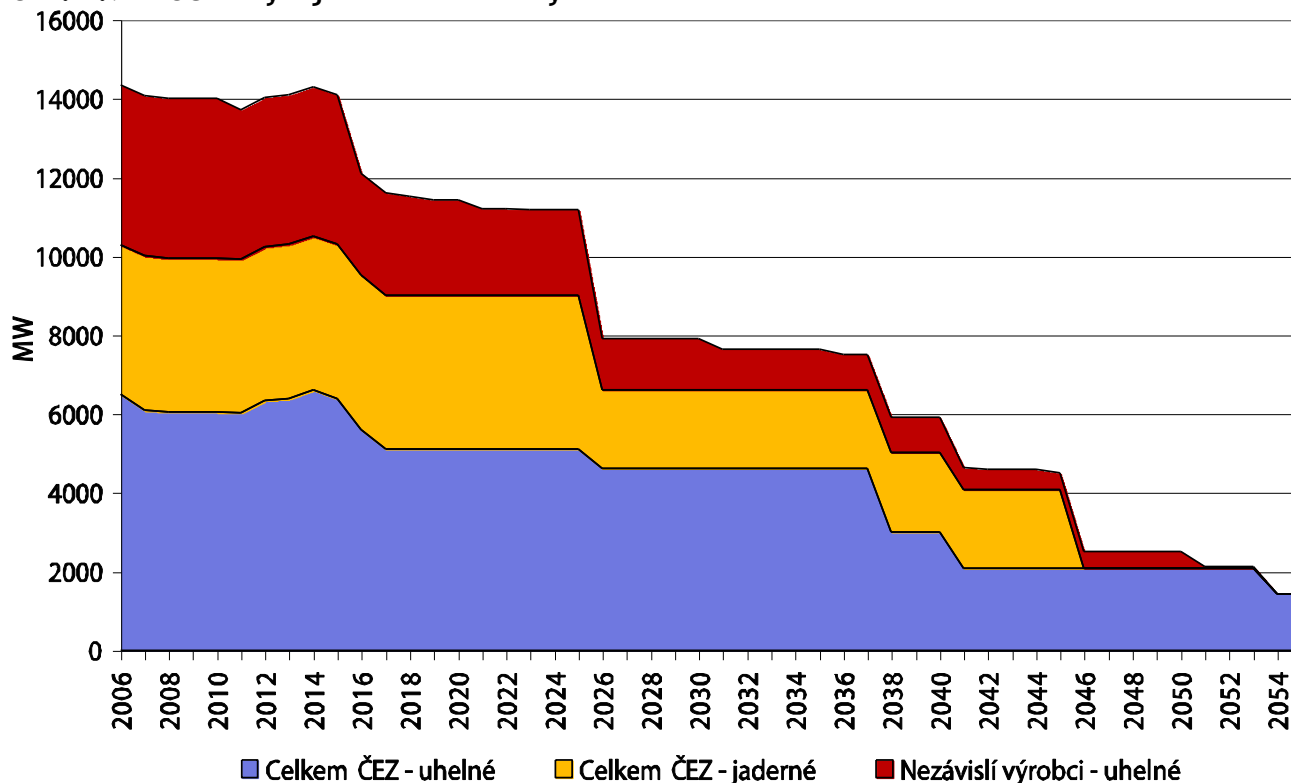
Obr. 2.8 - Vývoj struktury výroby elektřiny v letech 2005 - 2008



Zdroj: ERÚ

V případě ČR ilustrujeme stejný fakt na vývoji celkového instalovaného výkonu pro výrobu elektřiny (obr. 9) v následujících čtyřiceti letech, pokud nebudou postaveny další zdroje; tento graf sice neodráží možné prodloužení životnosti obou jaderných elektráren až na 60 let, nicméně i v takovém případě je rychlé zastarávání zdrojů zjevné.

Obr. 2.9 - ESČR - vývoj instalovaného výkonu



Zdroj: Podklady MPO

Na závěr části, věnované elektroenergetice, uvádíme přehlednou tabulku č. 1 vývoje elektrické soustavy ČR po roce 2000. Tabulka jednak detailněji specifikuje informace z obr. 8, jednak ukazuje na rostoucí význam vývozu elektřiny v posledních letech, saldo obchodu s elektřinou a provázanost s vlastní spotřebou.

Tab. 2.1: Vývoj elektrické soustavy ČR 2000–2007

GWh	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Výroba elektřiny btto	73466	74647	76348	83226	84335	82579	84361	88198
V tom: parní	54986	55114	52405	53046	52811	52137	52395	56728
plynové + PP	2576	2316	2358	2510	2612	2623	2480	2473
vodní	2313	2467	2845	1794	2564	3027	3257	2524
jaderné	13590	14749	18738	25872	26324	24728	26047	26172
ostatní	1	1	2	4	24	64	182	301
Vlastní spotřeba celkem	5725	5868	5955	6569	6413	6387	6477	6786
Výroba elektřiny ntto	67741	68779	70393	76657	77922	76192	77884	81412
Vývoz (fakturovaný)	-	-	-	-	-	-	-	-
	12432	12180	16590	20350	18482	20965	19549	25606
Dovoz (fakturovaný)	2415	2641	5194	4137	2 765	8 331	6 918	9 453
Saldo zahr. výměn	-	-9539	-	-	-	-	-	-
	10017		11387	16213	15717	12634	12631	16153
Spotřeba elektřiny btto	63451	65108	64961	67014	68618	69945	71730	72045

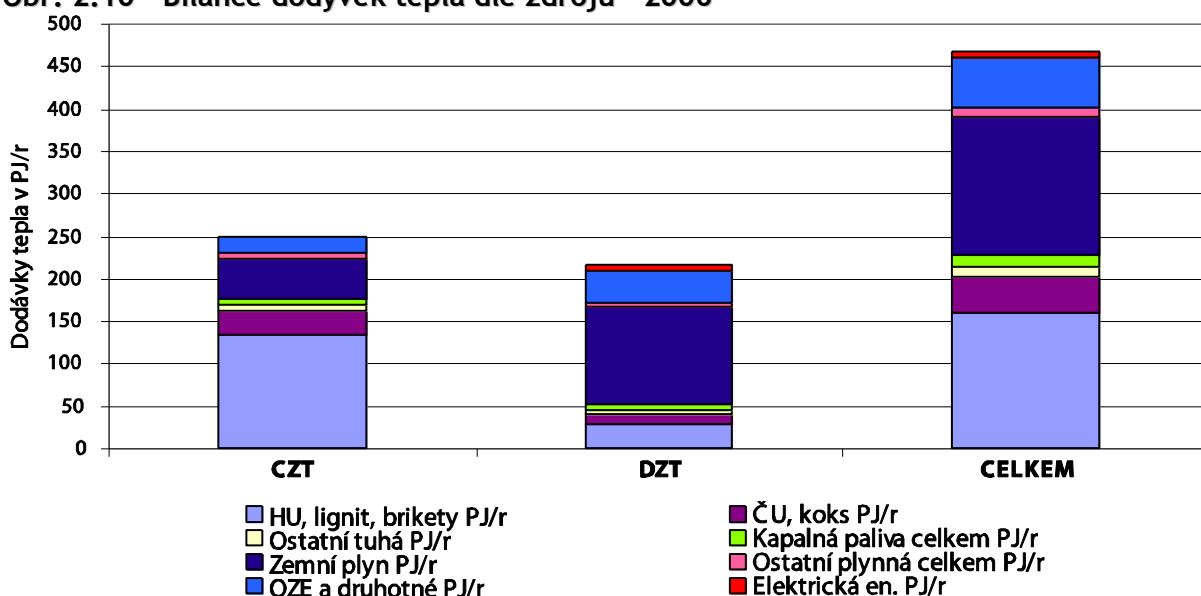
Spotřeba elektřiny ntto	52293	53779	53670	54807	56390	57664	59421	59752
V tom: velkoodběr	22662	23391	27316	28184	32183	33435	34595	35709
MO podnikatelé	7414	7334	7451	7699	7927	7899	8062	7919
MO obyvatelstvo	14048	14238	14122	14508	14525	14719	15198	14646

Zdroj: ERÚ

Poznámka: bilanční údaje jsou bez klimatického přepočtu.

Teplo celkem představuje v ČR asi dvě pětiny konečné spotřeby energie, když v roce 2006 jeho celková spotřeba činila cca 470 PJ, přičemž z centrálních zdrojů bylo vyrobeno 250 PJ, z decentralizovaných zdrojů 220 PJ. Na obr.10 je dokumentována rozhodující závislost výroby tepla na uhlí, a to především na hnědém uhlí, a zde spočívá jedna z největších a patrně i nejméně rozpoznatelných rizik české energetiky ve středním období.

Obr. 2.10 - Balance dodávek tepla dle zdrojů - 2006



Zdroj: podklady ORTEP

Jak vyplývá z obrázku č. 10, cca jedna třetina dodávek celkového tepla a více než polovina CZT tepla je v ČR vyráběna spalováním velmi výhřevného (15–19 MJ/kg) hnědého uhlí především z lokalit blokových územních ekologickými limity (lomy ČSA a Bílina). Toto uhlí s vyšší výhřevností je téměř všechno určeno především pro velké teplárny (Opatovice, Komořany, Mělník I, Strakonice, Příbram, Otrokovice), ve kterých se kogeneračním způsobem vyrábí teplo a elektřina a které teplem zásobují řadu velkých měst a aglomerací (část Prahy, Pardubice, Hradec Králové, Most, Litvínov a další) – celkem se jedná až o přibližně 1 milion obyvatel ČR. V uvedených lomech se také vyrábí tříděné hnědé uhlí pro přímou spotřebu u obyvatelstva (cca 2 mil. tun pro 0,5 mil. domácností). Uhlí o nižší výhřevnosti (10–11 MJ/kg) z dalších lomů se používá pro výrobu elektřiny ve velkých elektrárnách ČEZ (Počterady, Pruněrov, Tušimice, Chvaletice). Dojde-li k zastavení těžeb v lomech Bílina a ČSA, vyžádá si to změnu v palivových základech a v technologiích především ve velkých teplárnách, nutnost dovozu paliva (černé uhlí, zemní plyn), popřípadě přechod na obnovitelné zdroje. Jednak to povede ke zvýšení dovozní závislosti české energetiky a ke změnám konečné ceny tepla pro obyvatele, jednak – a to především – se blíží zastavení těžeb a nemáme žádný důkaz o tom, že velké teplárny jsou k zásadním změnám v palivech a v technologiích připraveny. Časová naléhavost tohoto potenciálního problému je přitom větší než častěji připomínaný možný nedostatek domácích zdrojů pro výrobu elektřiny.

Dovozní energetická závislost české ekonomiky, měřená podílem čistého dovozu (rozdíl mezi dovozem a vývozem) energie k celkové spotřebě primárních energetických zdrojů, se v posledních letech pohybuje mírně nad 40 % (v roce 2006 42,3 %). Poměrně nízkou hodnotu ukazatele ovlivňují relativně vysoké vývozy energie (celkem kolem 350 PJ/rok, v tom 230 PJ tuhá paliva, 88 PJ elektřina). Ty však je nutné považovat za časově omezené, díky čemuž již v nejbližším období dovozní energetická závislost ČR poroste. Dovozní závislost elektrizační soustavy na dovozech paliva (podíl elektřiny vyrobené z dovážených paliv, na celkové výrobě) se blíží ke 40 %. V roce 2007 bylo do ČR dovezeno 7183,3 tisíc tun ropy (64,6 % ropovodem Družba, zbytek ropovodem MERO IKL) a 8379 mil. m³ zemního plynu. Česká republika je významným vývozcem elektrické energie, v roce 2007 to bylo 25,6 TWh (fakturované hodnoty). Po odečtu dovozů ve výši 9,45 TWh činilo aktivní saldo vývozu 16,15 TWh, což představuje 16 % z celkové výroby elektřiny a 29,3 % konečné spotřeby elektřiny. Zvyšování dovozní energetické závislosti je a bude dáno zvyšujícím se dovozem ropy a kapalných paliv, které jsou součástí primárních energetických zdrojů, ale nevstupují do výroby elektřiny a tepla a jsou využívány zejména v dopravě, zemědělství a chemickém průmyslu.

Podrobněji je vývoj dovozní energetické závislosti uveden v tab. 2. Po uvedení JE Temelín do provozu se celková závislost zvýšila, s rostoucími vývozy v poslední době se růst zpomalil; dlouhodobě není stávající objem vývozu patrně udržitelný a dovozní závislost bude růst.

Z pohledu celkové zahraničněobchodní bilance ČR náklady na dovoz zdrojů energie trvale rostou a schodek obchodní bilance energetických komodit byl a zůstává podstatnou částí celkového objemu obchodní bilance, bez ohledu na deficit či přebytek. Je to patrné na obr. 11, který současně ukazuje, jak jsou po roce 2005 stále vyšší schodky v obchodě s energetickými komoditami překrývány vysokými exporty zpracovatelského průmyslu, zejména strojírenství.

Tab. 2.2: Vývoj dovozní energetické závislosti

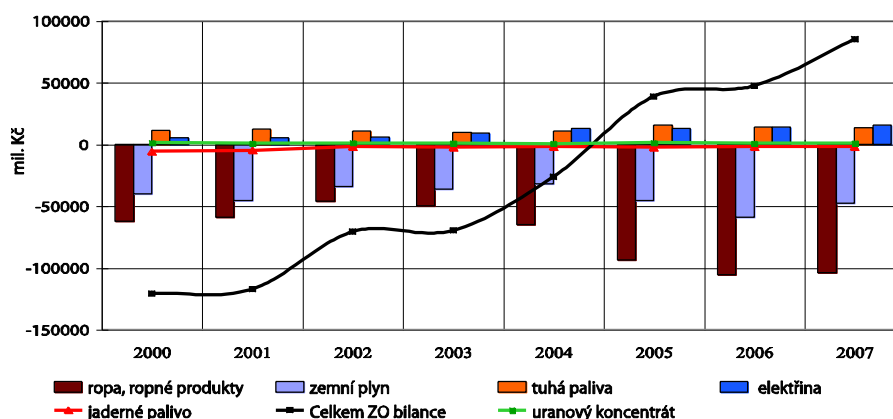
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Dovoz bez jaderného paliva	PJ	728,3	773,9	783,2	792,9	788,7	841,0	881,0
Dovoz s jaderným palivem	PJ	875,8	922,2	987,3	1073,5	1073,1	1109,8	1161,1
Vývoz	PJ	338,5	342,4	345,1	334,7	333,5	329,5	365,5
Čistý dovoz bez jaderného paliva	PJ	389,8	431,4	438,1	458,2	455,2	511,5	515,5
Čistý dovoz s jaderným palivem	PJ	537,2	579,8	642,2	738,8	749,6	780,3	795,6
Tuzemská spotřeba PEZ	PJ	1656,7	1693,1	1704,9	1815,9	1849,5	1855,7	1878,7
Dovozní závislost (v %) bez jádra	%	23,5	25,5	25,7	25,3	24,6	27,6	27,4
Dovozní závislost (v %) s jádrem	%	32,4	34,2	37,7	40,7	40,5	42,0	42,3

Zdroj: MPO, ČSÚ

2.2 Zásoby tradičních palivoenergetických zdrojů na území ČR

Česká republika disponuje významnými zásobami černého a hnědého uhlí a řadí se na 10. až 15. místo mezi zeměmi na světě, které disponují jeho zásobami. Ve všech uvažovaných případech však plné budoucí využití existujících i potenciálních zásob závisí na kombinaci několika významných faktorů. Především je to vývoj poptávky a ceny, kdy tyto faktory působí velmi rozdílně u černého a hnědého uhlí nebo uranu, a také ekologické a krajinotvorné faktory. Zdroje ropy a plynu na území ČR jsou vzhledem k existující spotřebě mizivé. Obnovitelné zdroje energie, které se v poslední době dostávají do popředí pozornosti, jsou diskutovány v samostatné kapitole.

Obr. 2.11 - Zahraničně obchodní bilance a vývoz a dovoz energie



Zdroj: ERÚ, ČSÚ, MPO

V roce 2007 se v ČR vytěžilo 49,346 mil. tun hnědého uhlí a lignitu. Podle Státní bilance zásob výhradních ložisek k 1. 1. 2007 a 1. 1. 2008 byly evidovány stavy vytěžitelných zásob hnědého uhlí, uvedené v tab. 3. Dlouhodobý výhled možné těžby závisí na dalším

Tab. 2.3: Vytěžitelné zásoby hnědého uhlí v lomech [tis. tun]

Pánev	Společnost	Důl/Lom	Vytěžitelné zásoby k 1. 1. 2007	Vytěžitelné zásoby k 1. 1. 2008
Severočeská hnědouhelná	Mostecká uhelná, a. s. (MUS, a. s.)	ČSA	49 900	45 000
		Hrabák*	220 900	210 300
		Centrum	400	200
		celkem MU	271 200	255 500
	Severočeské doly, a. s. (SD, a. s.)	Libouš	297 800	285 800
		Bílina	211 400	202 200
		celkem SD	509 200	488 000
Sokolovská	Sokolovská uhelná, a. s. (SU, a. s.)	Jiří	125 500	117 700
		Družba (+ Marie)	72 900	69 600
		celkem SU	198 400	187 300
Celkem ČR			981 300	932 900

Zdroj: Bilance zásob výhradních nerostů

* Údaje bilance je nutné zvýšit o 122,8 mil. tun HU pod Hořanským koridorem (budou zpřístupněny jeho přeložkou). Tím se zásoby na lomu Hrabák zvýší na 331,1 mil. tun a celé vytěžitelné zásoby na 1055,7 mil. tun. V současné době navrhovaná korekce ÚEL v lomu Bílina nebude mít dopad na stavy vytěžitelných zásob v tomto lomu.

osudu územně-ekologických limitů. Situace je jednodušší v lomu Bílina, kde v předpolí lomu nejsou lidská sídla. V současné době se diskutuje především o tom, zda posunout linii těžby na 500 či 1000 m před obcí Mariánské Račice (hygienické ochranné pásmo). Celkové množství vytěžitelných zásob HU v Bílině by při posunu na 500 m před obec narostlo o cca 120 mil. na cca 322 mil. tun. Jiná situace je v případě lomu ČSA, kde v cestě postupu lomu stojí linie limitů, a obcí Dolní Jiřetín a Černice (cca s 2000 obyvateli). Zde existují významné střety zájmů, jejichž vyřešení se k dnešnímu dni jeví jako mimořádně obtížné. Z tohoto důvodu, i když těžební společnosti zásoby za limity dosud neodepsaly, nejsou v následující tab. 4, vykazující výhled těžeb hnědého uhlí až za rok 2050, zásoby lomů ČSA a Bíliny za existujícími limity zahrnuty.

Údaje z tab. 4, pro přehlednost v jiné podobě uvedené na obr. 12, byly použity jako vstupy do dalších predikcí, které jsou diskutovány v následujících kapitolách. Předpokládáme tedy, že dojde pouze k již projednávanému narovnání limitů v lomu Bílina, které bude mít nulový dopad do navýšení těžby. Z obr. 12 je také zřejmý postupný útlum těžby hnědého uhlí a lignitu v ČR; těžba bude ukončena před rokem 2060, k nárazovým poklesům však dojde již v obdobích

2010–2015, před rokem 2025 a před rokem 2040. Zatímco k rizikům, vztaženým k vzdálenějším rokům, je velmi obtížné se vyjádřit, znovu připomínáme rizika související s prvním obdobím, o kterých jsme se již zmínili výše.

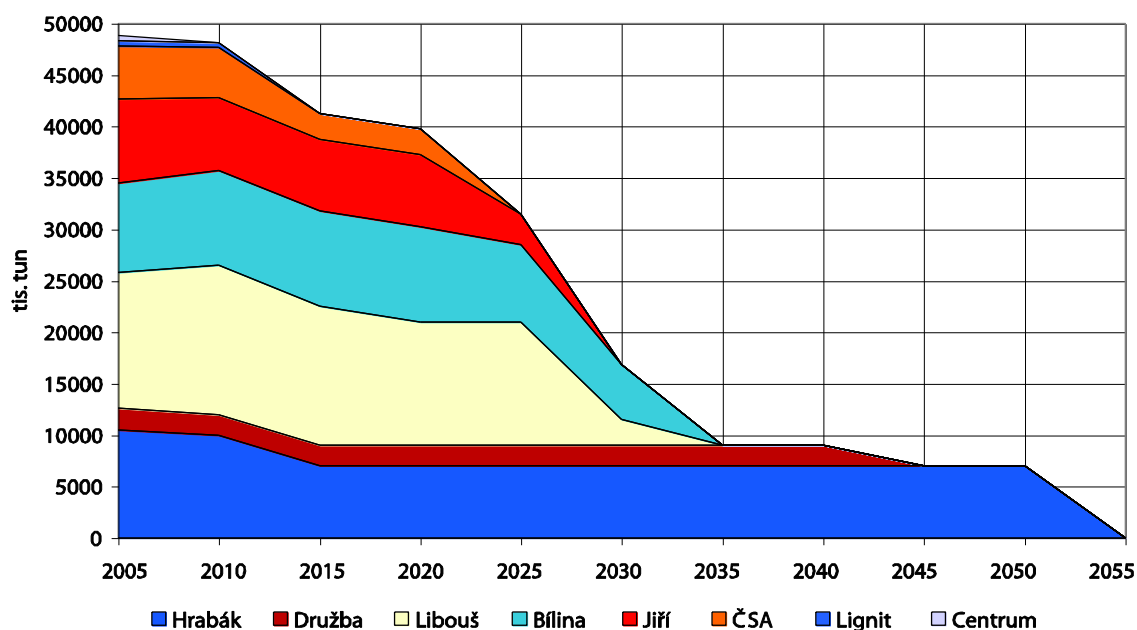
Tab. 2.4: Hnědé uhlí a lignit: využívaná ložiska – upravené vytěžitelné zásoby, těžby, životnost

Tis. tun	Důl	Vytěž. zásoby k 1. 1. 2008 [tis. tun]	Pravděpodobná budoucí těžba [tis. tun]	Životnost	
				let	do roku
MU, a. s.	ČSA	45 000	5200–2500	14	2021
	Vršany + Jan Šverma	333 100	do r. 2012: 10 500 2013–2015: 7000 od roku 2016: 6000	47	2054
	Centrum	200	150	0,5	2008
SD, a. s.	Libouš	285 800	11 000–8000	31	2038
	Bílina	202 200	9 000–8000	25	2032
SU, a. s.	Jiří	117 700	7000	16	2023
	Družba (+ Marie)	69 600	2000	36	2043
Lignit Hodonín	Mír	2 450	500	5	2012

Zdroj: podkladová studie Enviros, MPO

I přes poměrně vysoké stavy geologických zásob a bilančních zásob hnědé uhlí jsou stavy vytěžitelných zásob v ČR nízké a životnost jednotlivých lomů se pohybuje od 14 do 50 let. To umožňuje obnovit jen část kapacit postupně dožívajících výroben elektřiny a tepla při setrvání na této palivové základně. Hlavním problémem při zvýšení disponibility hnědé uhlí ve střednědobém horizontu je blokování zásob hnědé uhlí územně-ekologickými limity, v dlouhodobém horizontu pak nemožnost využít zásoby HU v tzv. rezervních lokalitách (Bylany, Záhořany a další). Připomínáme, že za liniemi limitů těžby je jen v lomu ČSA blokováno téměř 750 mil. tun velmi kvalitního hnědé uhlí, které je možné dlouhodobě využívat ještě v příštím století. V lomu Bílina je za územními ekologickými limity blokováno cca 120 mil. tun hnědé uhlí, které by prodloužilo životnost lomu o zhruba 15 let.

Obr. 2.12 - Životnost zýsob hnědého uhlí a lignitu dle dolů



Zdroj: podklady VUPEK

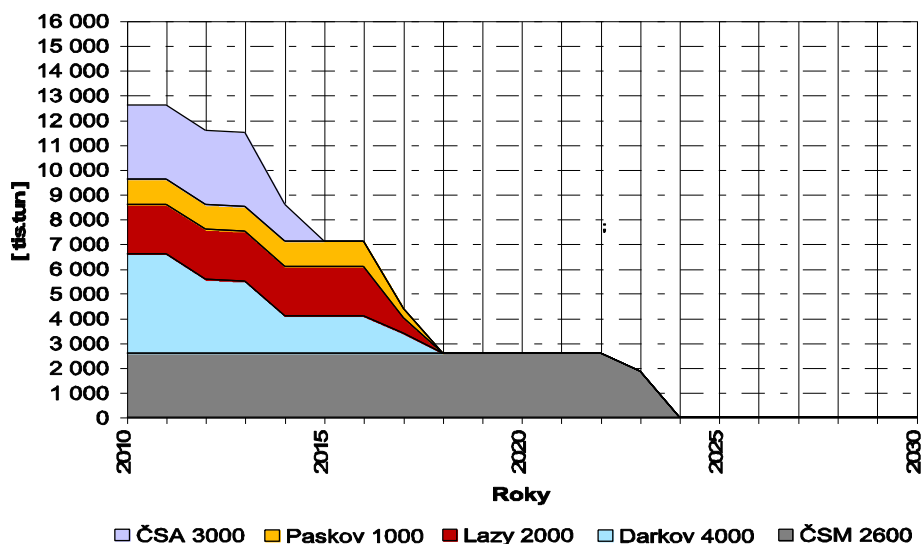
Poznámka:

Hodnoty těžeb u lomů představují počáteční těžbu a těžbu v několika nejbližších budoucích letech. Později se mohou těžby jednotlivě měnit – většinou se snižují, jak lomy postupně ukončují činnost. (Výhled je proveden včetně hlubinně těženého lignitu, který však, jak je z grafu zřejmé, nemá valného významu.)

Vývoj těžby hnědého uhlí a předpokládaná struktura spotřeby (ve prospěch výroby elektřiny) povede k výraznému snížení dodávek uhlí pro teplárny. Pokud nedojde k pokračování těžby hnědého uhlí za územními ekologickými limity, bude to mít rozhodující dopad na zastavení prakticky celkových dodávek uhlí z lomu ČSA ve výši až 6 mil. tun zejména pro velké teplárny s kogenerační výrobou elektřiny a hlavně tepla pro významnou skupinu obyvatel ČR. Navíc těžební společnosti připravují ukončení výroby tříděného uhlí, a bude tedy třeba nahradit zhruba dalších 2 mil. tun uhlí ročně, které budou pro výrobu tepla a pro obyvatelstvo rovněž chybět.

Černého uhlí bylo v ČR v roce 2006 vytěženo 13,385 mil. tun, a jak je patrné z následujících dvou obrázků, objem vytěžitelných zásob vystačí maximálně do roku 2030. Obrázek 13 ukazuje výhled těžby černého uhlí při stávajících stavech vytěžitelných zásob; těžba bude v tomto případě ukončena v roce 2024. Následující obr. 14 předpokládá navýšení vytěžitelných zásob o cca 80 mil. tun (záměrem OKD je těžba na stávajících dolech pod hloubkou 1000 m), což při maximálním ročním využití prodlouží těžbu až do roku 2030.

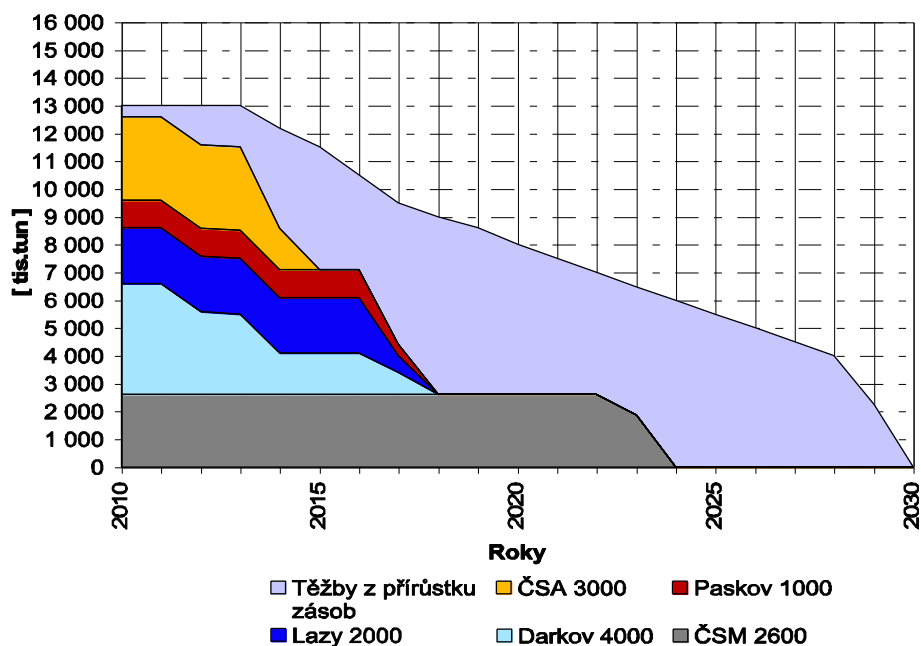
Obr. 2.13 - výhled těžeb ČU



Zdroj: podklady VUPEK

Česká republika patří mezi 10 až 15 zemí na světě, které disponují zásobami přírodního uranu, a jeho těžba u nás v současnosti stále probíhá na dole Rožná I v Dolní Rožínce. Důl patří odštěpnému závodu GEAM státního podniku DIAMO, exploatuje se střední část rozsáhlého ložiska Rožná, využívaného od roku 1958. Okrajové části ložiska jsou po realizované předchozí těžbě postupně sanovány. V bilancích těžby uranu v ČR se ještě uvádí ložisko Stráž, s. p. DIAMO Stráž pod Ralskem. Jde o ložisko nevyužívané, u kterého při realizaci sanačních a likvidačních prací dochází k určitému zisku přírodního uranu. Geologické zásoby uranu jsou uvedeny v tab. 5.

Obr. 2.14 - výhled těžeb ČU s přídavkem 80 mil. t. zásob



Zdroj: podklady VUPEK

Tab. 2.5: Geologické zásoby přírodního uranu (Unat) celkem ČR – tuny kovu

Ložisko	Bilanční prozkoumané		Bilanční vyhledané		Bilanční celkem
	využívané	nevyužívané	volné	vázané	
ROŽNÁ			564,2	78,5	642,7
celkem využívaná			564,2	78,5	642,7
	OSEČNÁ		1112,7	19 357	20 469,7
nevyužívaná celkem			1112,7	19 357	20 469,7

Zdroj: podklady MPO

Z analýzy zásob vyplývá, že v ČR existuje významný potenciál těžby (obnovení těžby) uranu. V kategorii vytěžitelných zásob uranu jsou v bilanci evidována jen malá množství v ložisku Rožná. Předpokládáme, že budou předmětem dalšího přehodnocení (navýšení) v budoucnu, pravděpodobně již v příštím roce. Zvýšení potenciálu všech kategorií zásob existuje i u dalších ložisek. V bilanci surovin je evidováno 6 ložisek nevyužívaných. Jsou to ložiska Hamr pod Ralskem, Stráž pod Ralskem, Břevniště pod Ralskem, Osečná-Kotel, Brzkov a Jesenice-Pucov. Jsou uváděna rovněž nadějná ložiska Hvězdov, Mečichov, Holičky a další.

Pokud dojde k výraznějšímu rozvoji jaderné energetiky jak u nás, tak ve světě a při stávajícím trendu cen komodit (včetně uranu) na světových trzích, pak minimálně z ekonomického hlediska se stanou zásoby českého uranu reálnou strategickou komoditou. Týká se to jak těžby v dalších patrech lokality Rožná I, tak již ověřených zásob v dalších lokalitách.

2.3 Závěry

Česká energetika vykazuje zdánlivou stabilitu. Spotřeba primárních energetických zdrojů i konečná spotřeba energie v posledních letech mírně rostou v souladu s hospodářským růstem při setrvalé struktuře obou ukazatelů. Celková energetická náročnost ekonomiky ČR je vyšší než evropský průměr, tyto rozdíly je však třeba hodnotit v souvislosti s nižší cenovou hladinou všech ekonomik, které po roce 1989 prošly zásadní ekonomickou transformací. Situace ČR v zásobování elektřinou i teplem (při 50 % podílu centralizované výroby tepla) je na jedné straně dlouhodobě stabilní, na druhé straně je dodnes přežívajícím důsledkem socialistické struktury národního hospodářství s orientací zejména na hutnictví a těžké strojírenství, která byla postavena na významně předimenzovaném, ale současně velmi spolehlivém instalovaném výkonu parních elektráren a tepláren na uhlí, dále spolehlivým provozem jaderného zdroje Dukovany a později Temelín. To bylo a je vhodně doplněno regulačním výkonem v teplárnách a špičkovým výkonem v průtočných a přečerpávacích vodních elektrárnách. Ke stabilitě dodnes přispívá i dobře volený palivový mix, založený na využití domácích zdrojů primární energie. Tyto sice spolehlivé, avšak dnes již zastaralé akvizice byly až na výjimky pořízeny před 30 až 40 lety, a tedy s parametry a účinnostmi tomuto období odpovídajícími.

V současné době však stojí energetika ČR na významném mezníku. Celková dovozní energetická náročnost je z hlediska standardu EU sice přijatelná, ČR je však země zcela závislá na dovozu ropy a plynu, tedy dvou surovin zásadních pro budoucnost; to je významné strategické omezení, i když z pohledu dnešní české energetiky platí, že tuzemská výroba elektřiny je na ropě a plynu prakticky nezávislá a výroba tepla pouze částečně na zemním plynu. Zásoby uhlí, v současné době rozhodujícího energetického zdroje, však mohou být během několika desetiletí vyčerpány a je zjevné, že ve střednědobém horizontu se bude těžba hnědého i černého energetického uhlí snižovat a energetické firmy stojí před rozhodnutím, čím budou tyto zdroje nahrazeny. Proces přijetí těchto rozhodnutí je časově zpožděn a v současné době podléhá zbytečným omezením, která vycházejí z apriorních restrikcí (např. vyloučení diskuse o jaderné energetice na základě politických dokumentů). Časově je aktuální především riziko, spojené s centrálním zásobováním teplem.

3. ENERGETIKA, GLOBÁLNÍ ZMĚNA KLIMATU A OSTATNÍ VLIVY NA ŽIVOTNÍ PROSTŘEDÍ

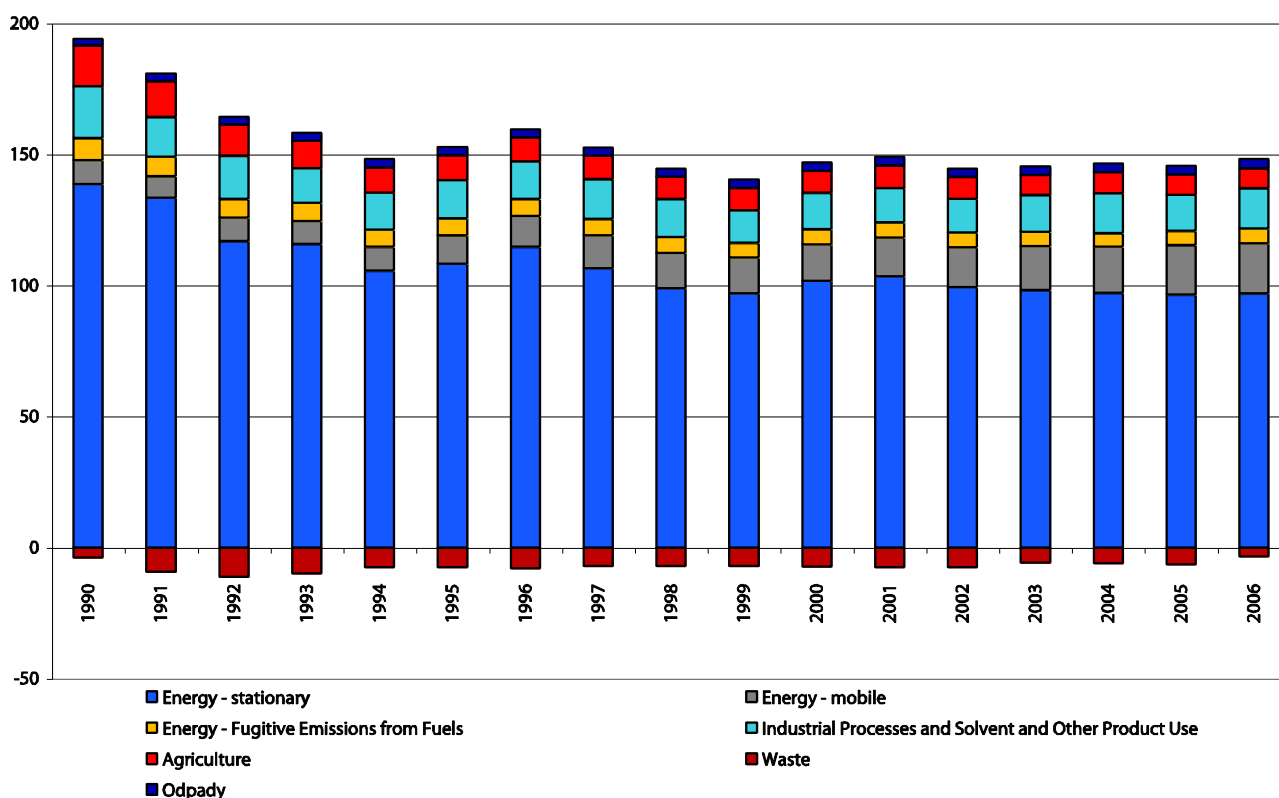
3.1 Výchozí stav, mezinárodní srovnání a závazky

3.1.1 Skleníkové plyny

Dlouhodobá stabilita klimatu Země ovlivňuje náš život i ekonomiku. Mezi faktory, které působí na klima, patří také tzv. skleníkové plyny v atmosféře – mezi nejdůležitější patří vodní pára, oxid uhličitý (CO₂), metan (CH₄), oxid dusný (N₂O). Ty se vyskytují v atmosféře zcela přirozeně, avšak od druhé poloviny 18. století výrazně roste koncentrace CO₂, CH₄ a N₂O v důsledku činnosti člověka a dnes výrazně převyšuje předindustriální hodnoty. To způsobuje zvyšování globální teploty s potenciálně hrozivými dopady. Objevují se sice i pohledy, které marginalizují vliv člověka, ale většina vědecké komunity se shoduje na opaku [1, 2].

Spalování fosilních paliv pro energetické účely včetně dopravy je v České republice největším emitentem skleníkových plynů (ale i dalších látek znečišťujících ovzduší). Emise skleníkových plynů poklesly v České republice v letech 1990 až 2006 o cca 25 % z původních 190 milionů tun ekvivalentu CO₂ na cca 140 mil. tun CO₂ ekv (obr. 1). K největšímu poklesu došlo v první polovině 90. let minulého století díky strukturálním změnám hospodářství, především propadu průmyslové výroby.

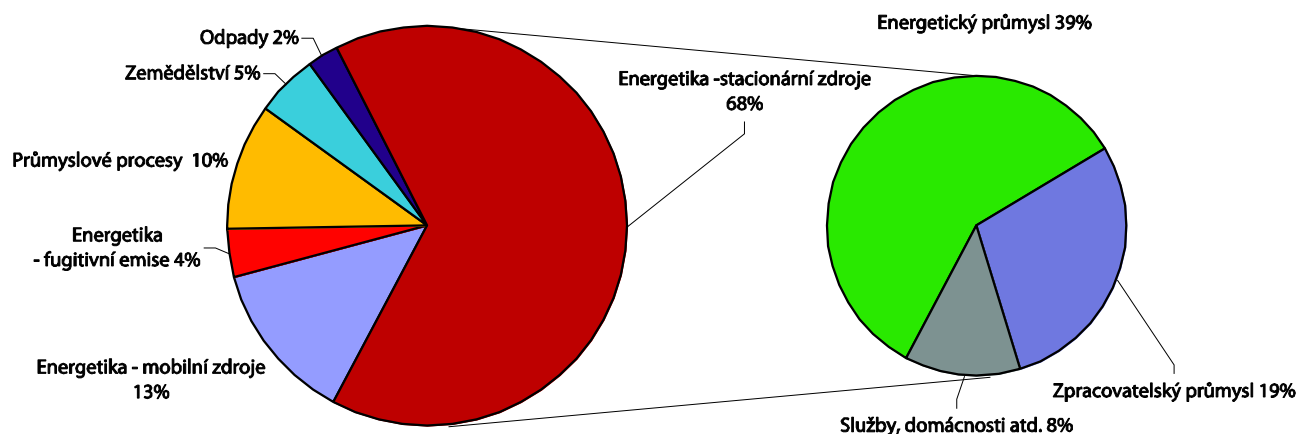
Obr.3.1: Emise skleníkových plynů v sektorovém členění v ČR (mil. t CO₂ ekv.)



Zdroj: Český hydrometeorologický ústav [3], CENIA [4]

Vývoj emisí skleníkových plynů je podle mezinárodně přijatých pravidel rozdělen do šesti sektorů, z nichž nejvýznamnější jsou: energetika (stacionární i mobilní zdroje), průmyslové procesy, zemědělství, odpady a LULUCF (Land use, land use change and forestry – využití krajiny, změny ve využití krajiny a lesnictví; obr. 1, 2).

Obr. 3.2: Podíly skleníkových plynů v roce 2006



Zdroj: Český hydrometeorologický ústav [3], CENIA [4]

Součástí energetického sektoru je i doprava, která od roku 1990 vykazuje soustavný nárůst. Emise z motorové dopravy se od roku 1990 zvýšily téměř 2,5krát a trend nárůstu se stále zvyšuje. Podíl dopravy na celkových emisích vzrostl ze 4 % v roce 1990 na 12 % v roce 2005; každým rokem se tento podíl zvyšuje přibližně o 0,5 % [3].

Tab. 3.1: Emise skleníkových plynů v členění po plynech v roce 2006 (mil. t CO₂ ekv) s odpočtem LULUCF

CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆	Celkem CO ₂ ekv
124 409	12 048	7394	872	23	83	144 829

Zdroj: Český hydrometeorologický ústav [3]

Česká republika je signatářem Rámcové úmluvy OSN o změně klimatu a ratifikovala rovněž Kjótský protokol. V něm se zavázala k redukci emisí skleníkových plynů v období let 2008 až 2012 o 8 % v porovnání s výchozím rokem 1990. Vzhledem k zmíněnému snížení emisí je zajištěno bezproblémové splnění mezinárodních závazků.

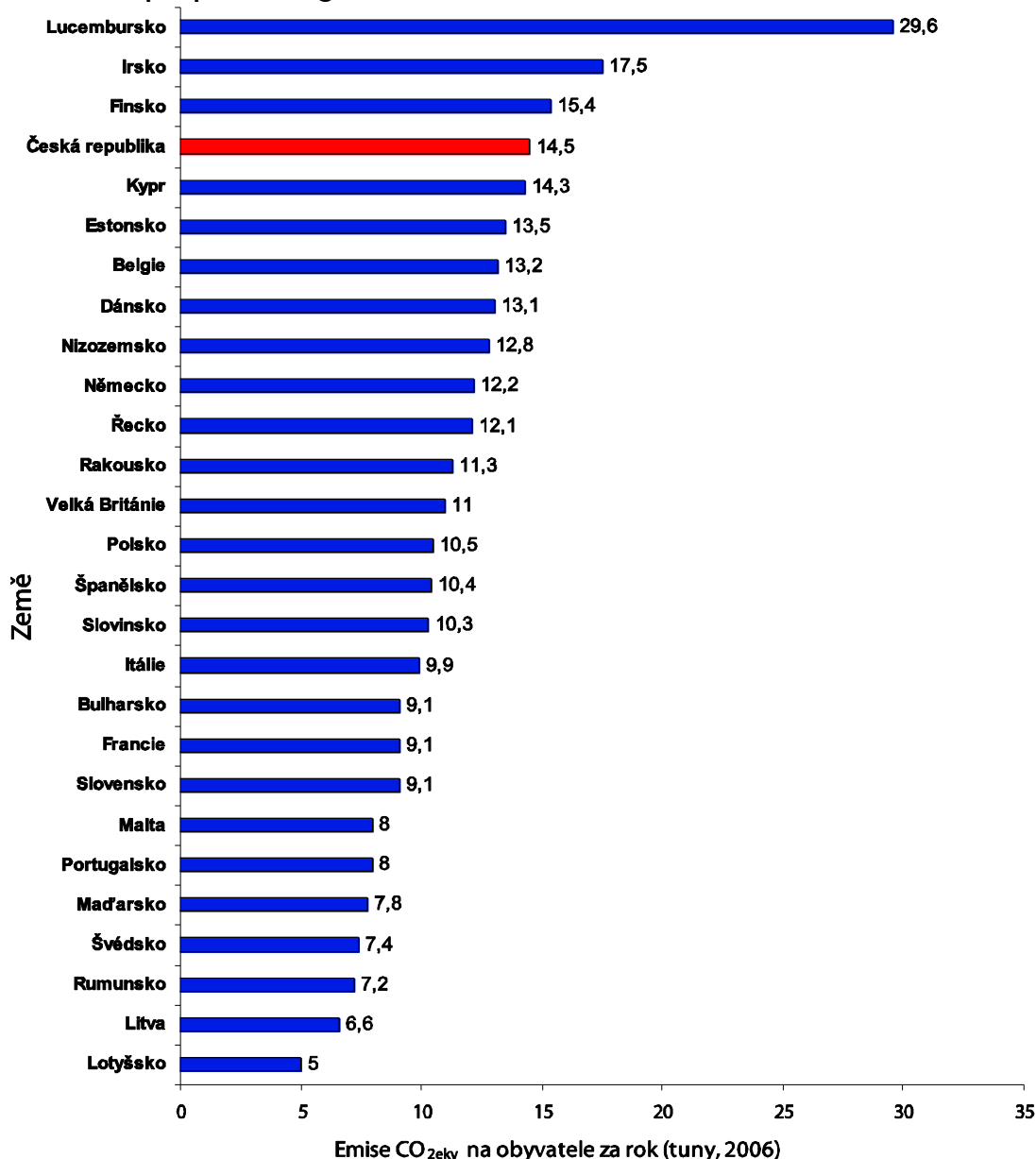
Konkrétní opatření zaměřená jak na snižování emisí skleníkových plynů, tak i na adaptační opatření (přizpůsobení se změnám klimatu) v České republice jsou obsažena ve strategickém vládním dokumentu pod názvem Národní program na zmírnění dopadů změny klimatu. Při jeho zpracování byly respektovány požadavky rozhodnutí Rady Evropské unie 99/296/EC. V roce 2008 probíhá vyhodnocení a aktualizace programu. V jeho rámci přijala vláda za cíl postupné snižování emisí oxidu uhličitého tak, aby do roku 2020 dosáhly úrovně průměrných hodnot v EU z roku 2000, tj. zhruba 8,7 tuny na obyvatele a rok. Dosavadní vývoj ukazuje, že splnění bude obtížné. České tempo snižování je příliš pomalé a mezi zeměmi EU 25 patříme stále k největším producentům. V přepočtu emisí skleníkových plynů na hlavu v roce 2006 zaujímá Česká republika nelichotivou čtvrtou pozici za Lucemburskem, Irskem a Finskem (obr. 3).

Tab. 3.2: Porovnání hodnot základních emisních indikátorů v ČR a EU 25 v letech 1995–2005

Ukazatel	ČR			EU 25		
	1995	2000	2005	1995	2000	2005
t CO ₂ /obyv.	12,8	12,6	12,3	9,3	9,1	9,2
t CO ₂ ekv/obyv.	15,0	14,5	14,2	11,8	11,3	11,2
kg CO ₂ /HDP	1,08	0,96	0,71	0,55	0,46	0,40
kg CO ₂ ekv/HDP	1,27	1,11	0,83	0,69	0,57	0,48

Zdroj: EUROSTAT [6]

Obr. 3.3 - příspěvek ke globál. změnám klimatu v EU-25



Zdroj: European Environment Agency [5]

3.1.2 Ostatní emise

Emise oxidu siřičitého v České republice během 90. let 20. století výrazně klesly. Téměř desetinásobný pokles emisí z 1850 kt na 250 kt mezi roky 1990 až 2000 je unikátní v rámci celé Evropy. Jedná se o důsledek hospodářských změn, změny paliv a zejména významných investic do odsíření hnědouhelných elektráren. Emise SO₂ pocházejí zejména z velkých a zvláště velkých zdrojů znečišťování ovzduší (REZZO 1 a 2 s tepelným výkonem vyšším než 5 MW). Emise z malých stacionárních zdrojů (REZZO 3 s tepelným výkonem do 0,2 MW) a mobilních zdrojů (REZZO 4) klesají, a to v souvislosti se změnou struktury paliv pro vytápění domácností (přechod od hnědého uhlí na ekologičtější paliva, zejména zemní plyn) a poklesem obsahu síry v motorové naftě [7].

Pokles emisí NO_x z velkých zdrojů znečišťování v závěru 90. let byl od začátku 21. století kompenzován až převážen nárůstem emisí z mobilních zdrojů, zejména u silniční dopravy. Doprava v současnosti produkuje téměř polovinu celkového objemu emisí oxidů dusíku (viz tab. 4).

Tab. 3.3: Emise SO₂ a NO_x v České republice v letech 2000 až 2006

Rok	Celkové emise SO ₂ [kt/rok]	Celkové emise NO _x [kt/rok]
2000	250	291
2001	229	291
2002	221	284
2003	226	283
2004	220	278
2005	219	277
2006	211	280
Národní emisní strop 2010	265	286

Zdroj: CENIA [8], MŽP [9]

Tab. 3.4: Podíl jednotlivých kategorií zdrojů znečištění na celkové emisi oxidu siřičitého (SO₂ a NO_x) v roce 2006

Zdroje znečištění	Celkové emise SO ₂ [t.rok ⁻¹]	Podíl na celkové emisi SO ₂ [%]	Celkové emise NO _x [t.rok ⁻¹]	Podíl na celkové emisi NO _x [%]
REZZO 1	181 062	85,9	139 544	49,8
REZZO 2	4 183	2	3 737	1,3
REZZO 3	24 978	11,8	10 061	3,6
REZZO 4	608	0,3	126 779	45,3
Celkem	210 831	100	280 121	100

Zdroj: CENIA [4, 8]

Pro Českou republiku platí mimo emisních limitů pro jednotlivé druhy zdrojů znečištění podle zákona č. 86/2002 Sb., o ochraně ovzduší a jeho prováděcích předpisů celkové emisní stropy vyplývající ze směrnice č. 2001/81/EC o národních emisních stropech pro některé látky znečišťující ovzduší (viz tab. 3). V roce 2010 budou limity patrně splněny, problematická však je zejména oblast dopravy, kde celkové emise NO_x rostou. Pro rok 2020 je však očekáváno další výrazné zpřísnění limitů, které bude vyžadovat další konkrétní opatření i v sektoru velkých energetických zdrojů.

Kromě národních emisních stropů jsou též nařízením vlády č. 146/2007 Sb., o emisních limitech a dalších podmínkách provozování spalovacích stacionárních zdrojů znečišťování ovzduší stanoveny konkrétní limity emisí pro zdroje rozlišené jejich velikostí a palivem. A konečně pro zvláště velké spalovací zdroje (o tepelném příkonu nad 50 MW) jsou nařízením vlády č. 372/2007 Sb., o národním programu snižování emisí ze stávajících zvláště velkých spalovacích zdrojů, stanoveny skupinové emisní stropy. Z porovnání skutečných emisí a stanovených limitů (tab. 5) vyplývá potřeba investic do nových technologií u zdrojů nad 500 MW tepelného příkonu.

Tab. 3.5: Skupinové emisní stropy platné od roku 2008 a skutečné emise roku 2005

	NO _x 2008 – všechna zařízení (t)	NO _x 2016 – do 500 MW (t)	NO _x 2016 – nad 500 MW (t)
Skupinový emisní strop	128 007	39 183	36 200
Skutečné emise roku 2005	89 887	23 584	66 304
Rozdíl emisního stropu a skutečných emisí	38 120	15 599	-30 104

Zdroj: Ministerstvo životního prostředí [9]

Mezi hlavní problémy znečišťování ovzduší se v poslední době řadí prašné částice (PM₁₀, PM_{2,5}), které jsou významným rizikovým faktorem pro lidské zdraví. Ty jsou emitovány zejména spalovacími procesy. Ze spalování tuhých paliv v energetice a domácích topeništích pochází přibližně dvě třetiny celkových emisí PM₁₀ a polovina emisí menších, zdravotně závažnějších částic označených jako PM_{2,5}. Dalším jejich významným producentem je doprava. V Evropské komisi je připravován návrh na zavedení regulace úrovně PM_{2,5} v rámci zpřísnění národních emisních stropů dle Směrnice č. 2001/81/EC od roku 2010, resp. 2015 na limit 25 µg/m³. Česká republika bude mít významné problémy se splněním této limitní hodnoty, dnešní stav se navíc zhoršuje [9].

3.2 Ekologické náklady spojené s výrobou energie

3.2.1 Analýza dosavadních zkušeností trhu s povolenkami

V systému obchodování s emisemi skleníkových plynů (EU ETS) je v současné době v České republice zapojeno přibližně 400 zařízení – elektráren, tepláren, cementáren, skláren, keramiček, metalurgických podniků, koksáren a rafinérií. Systém pokrývá cca 65–70 % všech českých emisí CO₂ (oproti 50 % v EU) [10].

Národní alokační plán I (2005–2007)

V říjnu 2004 předložila česká vláda Evropské komisi návrh Národního alokačního plánu I. plánujícího vypustit 107,8 mil. tun CO₂ za rok, což bylo o 20 % emisí více než průměr let 1999 až 2001. Vláda totiž akceptovala předložené požadavky firem, přičemž pro některá odvětví průmyslu (rafinérie, papírny, výroba celulózy) to představovalo dokonce 50% nárůst. Komise návrh nakonec výrazně omezila na 97,6 mil. tun CO₂ za rok. Celkový maximální alokovaný objem povolenek na období 2005 až 2007 nakonec představoval 292,8 Mt CO₂. Povolenky byly přidělovány zdarma, převod jednotek do druhého obchodovacího období (banking) není možný.

Tab. 3.6: Reálné emise versus alokace v ČR

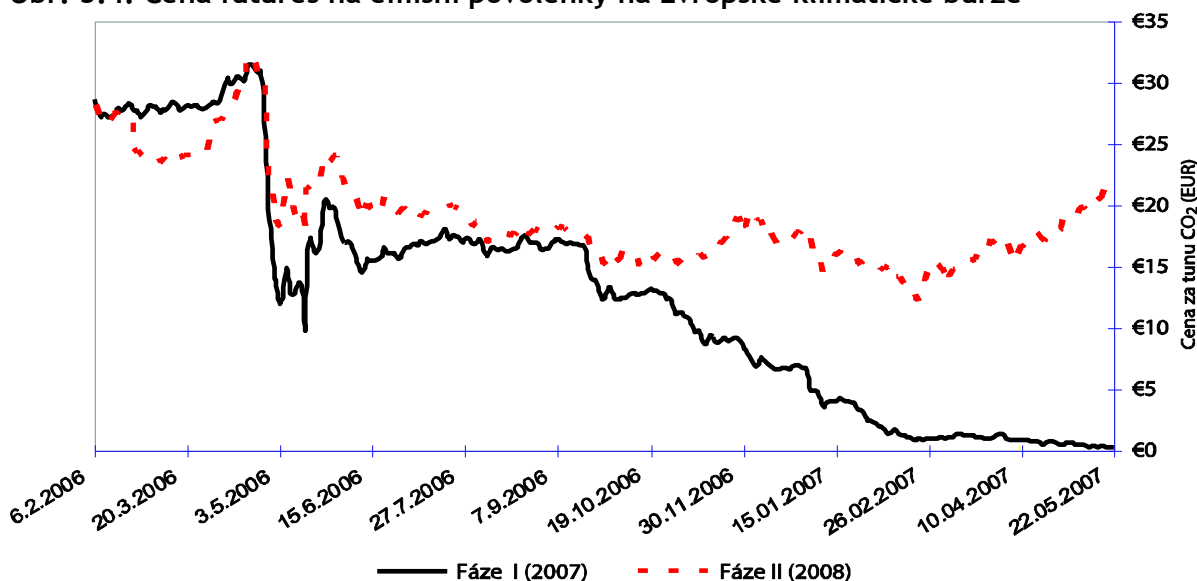
Ověřené emise (mil. tun CO ₂)			Průměrná alokace v 2005–2007 (mil. tun CO ₂)	Průměrná alokace v 2008–2012 (mil. tun CO ₂)	Počet zařízení		
2005	2006	2007			2005	2006	2007
82,45	83,62	87,83	97,27	86,84	395	405	406

Zdroj: Centrum pro dopravu a energetiku, data z CITL z 8. 5. 2008

Celkově bylo v ČR na období 2005–2007 rozděleno 290,7 mil. povolenek a celková spotřeba představovala 253,9 mil. tun CO₂, tj. celkově bylo přiděleno o 12,7 % (36,9 mil.) více povolenek. V celé EU byly emise o 5,6 % nižší než přidělené povolenky. Tento přebytek a zároveň možnost navíc v systému použít externích kreditů zapříčinil pád ceny povolenek [11]. Z relativně vysokých pozic (30 €) klesla po zveřejnění prvních ověřených emisí (v dubnu 2006) cena během pár měsíců

až téměř na nulu (viz obr. 4). Cena povolenek na rok 2008 se v první polovině roku pohybovala kolem 25 € [12].

Obr. 3.4: Cena futures na emisní povolenky na Evropské klimatické burze



Zdroj: European Climate Exchange [12]

Národní alokační plán II (2008–2012)

Postup vzniku NAP II byl v České republice obdobný jako u NAP I a opakovala se i situace s přelokací. Ministerstvo povolilo podnikům exhalace ve výši 102 mil. tun CO₂ ročně, přestože to představovalo významný nárůst, Komise schválila České republice plán na cca 86,84 mil. tun CO₂ ročně. Celkový maximální alokovaný objem povolenek na období 2008–2012 je 434 milionů povolenek [13]. Všechny povolenky jsou rozdělovány zdarma s výjimkou případně nespotřebovaných zbývajících povolenek z rezervy pro nové účastníky, které budou prodány v aukci na konci II. obchodovacího období. Pravidla umožňují prodat v aukci 10 % povolenek. Převod povolenek do dalšího obchodovacího období (banking) je umožněn.

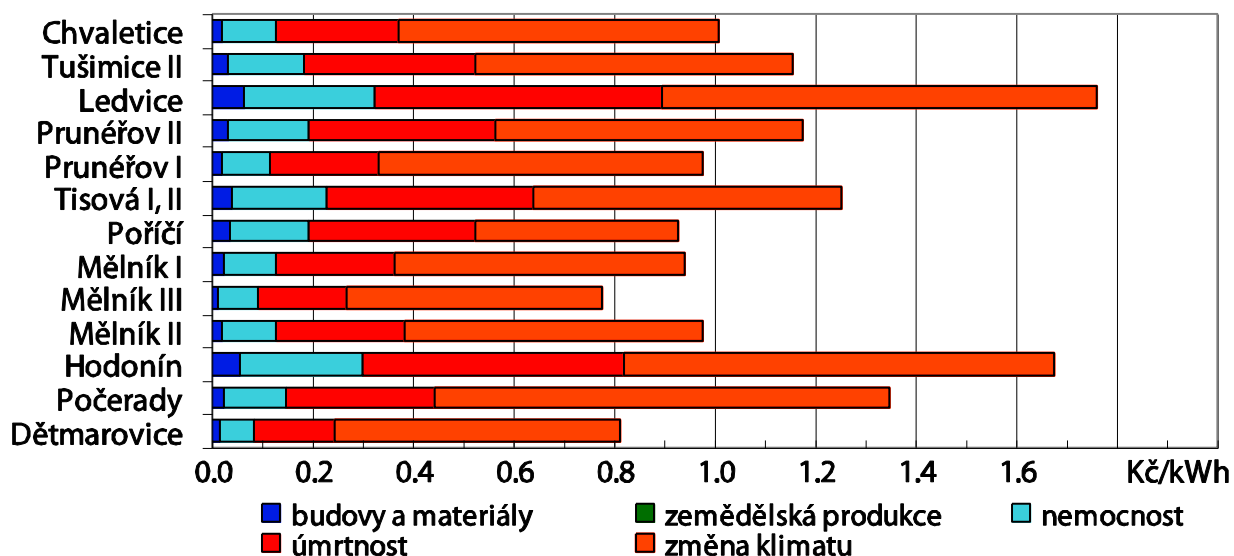
Hodnocení

Rozhodnutí o celkové alokaci v rámci NAP I bylo založeno na politické, nikoliv odborné úvaze. Vláda rezignovala na snižování emisí, což je principiální cíl obchodování s emisemi a NAP. Zvolila přidělování na základě historických emisí, přičemž nekriticky akceptovala požadavky podniků jako objektivní prognózy. Výsledkem bylo, že české podniky získaly o 12,7 % více povolenek, než byly jejich skutečné emise. Podniky, které přebytečné povolenky včas prodaly, popřípadě si jejich hodnotu započítali do nákladových kalkulací cen, získaly neoprávněné zisky, tzv. windfall profits. Společnost ČEZ tak v roce 2005 vydělala na povolenkách 820 mil. Kč [14], pro ostatní roky výpočty nezveřejnila. Výroční zprávy skupiny ČEZ uvádějí zisk z povolenek za poslední tři roky v celkové výši 5,1 mld. Kč. Tyto částky ovšem nezahrnují výše zmiňované neoprávněné zisky, které budou plynout společnosti i v průběhu druhé fáze emisního obchodování.

3.2.2 Externality

S energetikou jsou spojené mnohé dopady na ekosystémy, zdraví lidí i na jejich majetek, které nejsou tržně podchyceny, a tedy se na ekonomickém rozhodování o volbě nových zdrojů nepodílejí. O jejich ocenění je vedena diskuse. Podle studie Centra pro otázky životního prostředí UK z roku 2004 podle metody Externí škody způsobené českou elektroenergetikou činily 64 mld. Kč (2,5 % HDP), přičemž ani tato studie nedokázala zahrnout do inventury veškeré relevantní dopady. Rešerše celé řady studií věnující se odhadům mezních společenských škod globálního oteplování byla provedena v rámci Evropského panelu klimatické změny. Jak shrnují Downing et Watkiss [14], tyto náklady se pohybují na úrovni 5 \$ až 125 \$ za tunu uhlíku, respektive 1,36 \$ až 34,1 \$ na tunu CO₂.

Obr. 3.5: Výše externích nákladů výroby elektrické energie v Kč/kWh pro vybrané energetické zdroje v roce 2003



Zdroj: Centrum pro otázky životního prostředí UK [16]

Při posuzování různých technologií, které se nabízejí pro pokrytí našich energetických potřeb, je kromě jiných hledisek zapotřebí vzít do úvahy i vliv dané činnosti na životní prostředí v celém životním cyklu, tedy od získávání nebo těžby surovin přes výrobu výrobků, jejich užívání až po odpad. Tato metoda environmentálního managementu je známá pod zkratkou LCA (Life Cycle Assessment).

Jedním z možných nástrojů pro takové hodnocení je model GEMIS. Pomocí něj byla provedena analýza LCA pro technologie pro výrobu elektřiny, tepla a motorová paliva využívající fosilní či jaderná paliva a obnovitelné zdroje využitelné v současnosti či v blízké budoucnosti v ČR. Spočteny jsou přímé i nepřímé vlivy celého analyzovaného procesu, a to včetně vlivů způsobených výrobou a úpravou hlavních potřebných materiálů dané technologie a dopravních procesů. Kvantitativně je vyhodnoceno čerpání přírodních zdrojů a znečišťování ovzduší v přepočtu na SO₂ ekvivalent. Produkce skleníkových plynů je vyhodnocena v přepočtu na CO₂ ekvivalent. Právě tento parametr je pro příklad uveden v následujících srovnávacích tabulkách (tab. 7).

Kogenerační technologie je obecně mnohem výhodnější technologie z hlediska emisí CO₂ než monovýroba elektřiny. Obnovitelné zdroje energie a jaderná energetika patří mezi nízkoemisní technologie z hlediska skleníkových plynů. Z pohledu srovnání motorových paliv nejen z hlediska emisí skleníkových plynů lze konstatovat, že není příliš výhodná výroba etanolu ze zemědělských plodin. Zdá se, že biopaliva mají větší význam spíše jako alternativa pro případ ropné krize. U biopaliv ze zemědělských plodin se na environmentálních dopadech výrazně projevuje vliv umělých hnojiv a mechanizace použitá při jejich pěstování a obdělávání půdy. Výhodnější po této stránce budou biopaliva 2. generace.

Tab. 3.7: Srovnání emisí CO₂_{ekv} u jednotlivých zdrojů a paliv modelem GEMIS

Srovnání emisí CO ₂ _{ekv} u zdrojů pro výrobu elektřiny										
Zdroj	Hnědouhelná el. 660 MW, účinnost hrubá 38 %, dovoz paliva 0 km	Černouhelná el. 660 MW, účinnost hrubá 45 %, dovoz paliva Austrálie	Hnědouhelná el. 660 MW, účinnost hrubá 43 %, dovoz paliva 0 km	Plynová el. špičková 60 MW, zemní plyn	Paroplynová el. 450 MW, zemní plyn	Fotovoltaická 3,2 kW	Jaderná el. PWR – EPR 1450 MW, dovoz paliva z Ruska	El. na dřevní odpad 20 MW, dovoz paliva do 100 km	Větrná el. 1 MW	Malá vodní el. 100 kW
CO ₂ _{ekv} [kg/MWh]	1002	928	883	603	404	117	63	25	17	4
Srovnání emisí CO ₂ _{ekv} u lokálních zdrojů pro monovýrobu tepla										
Zdroj	Elektrický přímotop 10 kW	Kotel na černé uhlí 100 kW, dovoz paliva 100 km	Kotel na hnědé uhlí 100 kW, dovoz paliva 100 km	Kotel na zemní plyn 20 kW	Kotel na zemní plyn 10 MW	Tepelné čerpadlo země/voda 6 kW	Solární kolektor 12 kW	Kotel na dřevěné pelety 20 kW, dovoz paliva 15 km	Kotel na slámu 5 MW, dovoz paliva 50 km	Kotel na dřevo 20 kW, dovoz paliva 15 km
CO ₂ _{ekv} [kg/MWh]	798	549	512	316	310	226	147	32	25	9
Srovnání emisí CO ₂ _{ekv} u kombinované výroby elektřiny a tepla										
Zdroj	Paroplynová teplárna 100 MWe, 86 MWt	Motorová kogenerace zemní plyn 1 MWe, 1,5 MWt	Motorová kogenerace bioplyn (zemědělství) 0,5 MWe, 0,7 MWt, úspora vůči ZP	Motorová kogenerace bioplyn (zemědělství) 0,5 MWe, 0,7 MWt, úspora vůči HÚ	Geotermální el. HDR 3,6 MWe, 7,2 MWt	Kogenerace na slámu 0,8 MWe, 4 MWt, dovoz paliva 50 km, úspora vůči ZP	Kogenerace na slámu 0,8 MWe, 4 MWt, dovoz paliva 50 km, úspora vůči HÚ			
CO ₂ _{ekv} [kg/MWh]	299	284	-14	-139	-610	-1377	-2142			
Srovnání emisí CO ₂ _{ekv} u motorových biopaliv										
Zdroj	Řepkový olej, místní výroba	Bioetanol (cukrovka)	Řepkový olej, centralizovaná výroba	Bioetanol (obilí)	MEŘO	Bioplyn ze zemědělství	CNG	Benzin	Minerální nafta	LPG
CO ₂ _{ekv} [kg/MWh]	291	277	245	198	164	137	66	65	32	32

Zdroj: CityPlan[17]

3.3 Kvalifikované odhady budoucího vývoje do roku 2030

Vědecké analýzy poukazují na nutnost stabilizovat koncentraci globálních emisí skleníkových plynů pod úrovní 450 ppm CO₂ ekv ≈ 400 ppm CO₂ (a pak dále snižovat), aby průměrná globální teplota nestoupla o více než 2 °C oproti úrovni před průmyslovou revolucí (při stabilizaci na 450 ppm CO₂ ekv je maximálně 55% šance, že se globální teplota nezvýší víc než o 2 °C). K roku 2050 je proto třeba v zemích EU 25 snížit emise skleníkových plynů o 75 až 90 % [18, 19]. To je ambiciózní závazek, proto je v tabulce 8 uvedena i varianta stabilizace koncentrace na 550 ppm CO₂ ekv, kdy je ale velmi vysoká pravděpodobnost (70–100 %) že se teplota stabilizuje na vyšší hladině než +2 °C. V tabulce 9 je spočteno sektorové rozdělení pro Českou republiku pro obě varianty snižování emisí.

Tab. 3.8: Hodnoty závazných redukcí emisí skleníkových plynů (vztaženo k roku 1990) pro ČR, EU 25 a pro celý svět v horizontu let 2020 a 2050

		2020	2050
Scénář stabilizace na 450 CO₂ ekv	Česká republika	od -29 % do -41 %	od -66 % do -93 %
	EU 25	od -30 % do -40 %	od -75 % do -90 %
	Svět	+10 %	-40 %
Scénář stabilizace na 550 CO₂ ekv	Česká republika	od -16 % do -31 %	od -49 % do -89 %
	EU 25	od -20 % do -30 %	od -60 % do -90 %
	Svět	+30 %	-10 %

Zdroj: Havránek, Vácha a kol. [18]

Tab. 3.9: Limitní cíle pro vybrané sektory v ČR v roce 2020 a 2050 (Mt CO₂ ekv)

	450 ppm CO₂ ekv		550 ppm CO₂ ekv	
Sektory	2020	2050	2020	2050
výroba elektřiny	45–51	5–26	54–64	8–38
výroba tepla	21–24	3–12	25–30	4–18
průmysl	10–11	1–6	12–14	2–9
doprava	15–17	2–8	17–21	3–13
obytné budovy	3–4	1–4	4–5	1–3
nevýrobní podnikatelská sféra; administrativní budovy; budovy občanské vybavenosti	7–8	1–4	9–10	2–6
ostatní energetické procesy	6–7	1–4	7–9	1–5
ostatní sektory	9–10	1–5	10–13	2–8
SUMA	116–132	15–69	138–166	23–100

Zdroj: Havránek, Vácha a kol. [18]

Pozn.: Alokace byla provedena pouze lineárním způsobem (tedy bez analýzy potenciálu jednotlivých sektorů tuto redukci skutečně dosáhnout).

Odhady ukazují, že horní hranice předpokládaných ročních nákladů na snižování emisí odpovídající vývoji směrem ke stabilizaci na úrovni 550 ppm CO₂ se pravděpodobně rovná přibližně 1 % HDP do roku 2050. V poměru k nákladům a rizikům změny klimatu, kterým se zabrání, jde o cenu nízkou [19]. Modernizace hospodářství přinášející úspory primárních energetických zdrojů a nízké emise je zároveň příležitostí pro český průmysl. Ve světě totiž „zelené technologie“ zabírají stále větší prostor na trhu. Objem světového ekologického trhu činí podle odhadů kolem 700 miliard US ročně a stále výrazně roste. Velikost tohoto trhu v EU (tj. převládajícím trhu českého exportu) se pohybovala okolo 170 miliard EUR. Pro srovnání činil podíl našeho exportu tzv. ekotechnologií v roce 2005 pouhých 5,1 % [20].

Evropská komise v rámci energeticko-klimatického balíčku navrhuje snížit emise skleníkových plynů o nejméně 20 % do roku 2020 a po sjednání nové globální dohody po Kjótském protokolu má být cíl zvýšen na 30 %. Referenčním rokem, vůči němuž je cíl stanoven, má být rok 2005. Zreformován bude evropský systém obchodování s emisemi (EU ETS), který bude zahrnovat větší množství skleníkových plynů (dnes jen CO₂) a do něhož budou zapojeni všichni největší průmysloví znečišťovatelé (od roční produkce 10 000 tun emisí CO₂ výše). Povolenky obchodovatelné na trhu se budou rok od roku snižovat, aby bylo do roku 2020 možné snížit emise v rámci systému ETS oproti úrovni z roku 2005 o 21 %. Odvětví energetiky bude podléhat aukci povolenek, a to postupně od okamžiku zahájení nového režimu v roce 2013. Jiná průmyslová odvětví jakož i letectví se budou do dražby všech povolenek zapojovat postupně. Dražby mají být otevřené, čímž bude každému provozovateli v EU dána možnost nakoupit povolenky v kterémkoli členském státě.

3.4 Závěry

Jedním z cílů, které budou určující pro další vývoj české energetiky a v oblasti užití energie je snížení emisí skleníkových plynů i ostatních znečišťujících látek. Česká republika je kvůli vysokému podílu neefektivně spalovaného hnědého uhlí v palivovém mixu mezi největšími emitenty skleníkových plynů v přepočtu na obyvatele. Ani v množství emisí ostatních škodlivin není příkladem premiantem. Na druhou stranu díky zásadním strukturálním změnám českého hospodářství od začátku 90. let minulého století a tvrdým požadavkům na odsíření jsme dokázali prudce snížit emise škodlivin z jejich enormních hodnot na dnešní, které zabezpečují plnění společných evropských limitů.

Další zpřísnění limitů naznačují návrhy EU na 20% (resp. 30%) snížení emisí skleníkových plynů do roku 2020 a zpřísnování limitů pro emise SO₂, NO_x či PM. Je nutné se zaměřit na opatření ke snížení prachových částic ze spalování tuhých paliv v malých zdrojích a z dopravy a také na snížení emisí NO_x z velkých spalovacích zdrojů a rovněž dopravy, neboť v těchto oblastech jsou trendy nepříznivé.

3.5 Doporučení

Globální klimatická změna ohrožuje svými ekonomickými, environmentálními a sociálními dopady Českou republiku. Je proto nezbytné činit takové kroky, které povedou ke stabilizaci emisí skleníkových plynů. Patří mezi ně:

- Příprava a schválení rozvrhu postupného snižování emisí do roku 2050 – buď formou legislativy, nebo koncepčního dokumentu, který bude závaznější než běžné vládní programy. Další postup snižování emisí tak bude predikovatelný a firmy získají větší jistotu pro investiční rozhodnutí.
- Vytvoření akčního plánu konkrétních opatření do roku 2020, která budou motivovat k inovacím a investicím do nízkouhlíkových technologií.
- Na úrovni EU přispět k brzkému přijetí nástrojů ke snížení emisí skleníkových plynů podle návrhů Evropské komise z ledna 2008. V rámci EU ETS podpořit aukční přidělování povolenek emisí skleníkových plynů, které zamezuje vzniku neoprávněných zisků a motivuje k investicím a inovacím, respektuje princip znečišťovatel platí, internalizuje externí náklady a navíc generuje dodatečné příjmy pro investice na omezení skleníkových plynů, popřípadě snížení zdanění práce.
- vést aktivní mezinárodní jednání s cílem uzavřít novou globální dohodu o omezení emisí skleníkových plynů na celosvětové konferenci o klimatických změnách v Kodani v prosinci roku 2009.

Použité zdroje:

1. **Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**, zejména Climate Change 2007: The Physical Science Basis, www.ipcc.ch, 2007
2. **Stanovisko Komise pro životní prostředí Akademie věd ČR k diskusi o klimatických změnách**, duben 2007
3. **Národní inventarizační systém skleníkových plynů a problematika změny klimatu**, Český hydrometeorologický ústav, www.chmi.cz, 2008
4. **Indikátory státní politiky životního prostředí ČR 2004 až 2010**, CENIA – Česká informační agentura životního prostředí, www.cenia.cz, 2008
5. **Annual European Community greenhouse gas inventory 1990–2006 and inventory report 2008**, European Environment Agency, 2008
6. **Eurostat**, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>, 2008
7. **Databáze REZZO**, Český hydrometeorologický ústav, www.chmi.cz, 2008
8. **Statistická ročenka životního prostředí České republiky 2007**, Ministerstvo životního prostředí a Český statistický úřad, 2008
9. **Národní program snižování emisí České republiky**, Ministerstvo životního prostředí, červen 2007
10. **Rejstřík obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů**, www.povolenky.cz, 2008
11. **Emissions Trading System**, <http://ec.europa.eu/environment/ets>
12. **European Climate Exchange**, <http://www.europeanclimateexchange.com>
13. **Národní alokační plán pro období 2008–2012**, http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/nap_czech_final.pdf
14. http://www.cez.cz/edee/content/file/energie_a_zivotni_prostredi/Vypocet_zisku.pdf
15. **Overview, The Marginal Social Costs of Carbon in Policy Making, Applications, Uncertainty and a Possible Risk Based Approach**, paper presented at the conference „The Marginal Social Cost of Carbon in Policy Making“, Downing and Watkiss, Defra, UK, July 2003
16. **Závěrečná zpráva projektu MŽP VaV/320/1/03 – Externí náklady výroby elektřiny a tepla v podmínkách ČR a metody jejich internalizace**, Centrum pro otázky životního prostředí UK, prosinec 2005
17. **Analýza energetických procesních řetězců s využitím modelu GEMIS, CityPlan**, květen 2008
18. **Stanovení cílových emisních hodnot skleníkových plynů pro Českou republiku v roce 2020 a 2050**, Mgr. Miroslav Havránek, Mgr. Dušan Vácha, Tomáš Hák, PhD, Mgr. Jan Kovanda, Mgr. David Vačkář, prosinec 2007
19. **Stern Review on the Economics of Climate Change**, Nicholas Stern, 2006
20. **Klimatické změny v ČR: Dopady a příležitosti**, Petr Jan Kalaš, 2008

4. CHARAKTERISTIKA SOUČASNÉHO A OČEKÁVANÉHO FUNGOVÁNÍ ENERGETICKÝCH TRHŮ, REGULACE V ENERGETICE A ELEKTRICKÉ SÍTĚ

4.1 Elektřina

Cílem EU je, aby se v Evropě trh s elektřinou postupně integroval. Zatím je i přes tuto snahu EK stále národně a regionálně rozdělen. V cestě skutečnému sjednocení stojí především technická omezení – tzv. „úzká přeshraniční hrdla“ v přenosových sítích, jimiž jsou propojeny jednotlivé národní elektrizační soustavy. V Evropě proto de facto existuje několik regionálních trhů s elektřinou.

Cílem evropské integrace trhu s elektřinou je, aby si klient mohl vybírat mezi všemi poskytovateli elektřiny v celé Evropě, a to na základě běžných tržních principů. Mezi charakteristické znaky liberalizovaného trhu s elektřinou patří i narůstající obchodní výměna mezi jednotlivými státy EU. To se už částečně na národních úrovních děje, neboť některé členské státy EU mají plně liberalizovaný trh s elektřinou. Avšak z důvodu potlačeného toku elektrické energie mezi evropskými státy způsobeného technickými překážkami je fungování trhu z velké části omezeno, což mj. vede k tomu, že jsou ceny v Evropě dosti rozdílné.

Účelem liberalizace trhu v EU má být zvýšení konkurence a tlak na snížení cen. Zatím ceny elektřiny neklesají, a to by mohlo být interpretováno a vnímáno jako důsledek liberalizace. S tím však liberalizace nemá nic společného – skutečným důvodem zdražení elektřiny je růst nákladů, za kterým stojí růst cen fosilních paliv a zavedení emisních povolenek.

Trh s elektřinou významně ovlivňuje kromě zmíněných faktorů také výrobní struktura elektrárenského průmyslu v Evropě. Podle Eurostatu v roce 2006 pocházelo 58 % elektřiny v EU z fosilních paliv, 19 % z jádra, 18 % z vodních elektráren a 5 % z větrných turbín. Zanedbatelný podíl na výrobě dosud má biomasa a fotovoltaické elektrárny, které velký rozmach teprve čeká. Lze předpokládat, že ceny elektřiny v Evropě budou do značné míry odrážet ceny fosilních paliv a hydrometeorologické podmínky.

Rozložení typů zdrojů elektřiny se v Evropě zásadně liší. Severní Evropa závisí z celé poloviny na vodních elektrárnách, které produkují elektrickou energii významně laciněji a ekologičtěji než elektrárny na fosilní paliva. „Zbytek“ kontinentální Evropy se spoléhá spíše na uhelné elektrárny a některé evropské státy na elektrárny jaderné. V kontinentální Evropě se vodní elektrárny podílejí cca jednou desetinou na celkově vyrobené elektřině. V současné době se v Evropě začínají více uplatňovat plynové elektrárny, které jsou pro životní prostředí šetrnější než uhelné, ale provozně jsou dražší a budou vytvářet tlak na cenu za MWh.

Struktura trhu

V ČR je fungování trhu s elektřinou (plynem a teplem) legislativně vymezeno základním právním předpisem, a to zákonem č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon). Tímto zákonem se do českého práva transponují i nové směrnice Evropského parlamentu a Rady zabývající se trhem s elektřinou a plynem.

Trh s elektřinou v ČR je od 1. ledna 2006 plně otevřen a od tohoto data je umožněno všem účastníkům včetně domácností změnit svého dodavatele elektrické energie. Podle údajů operátora trhu s elektřinou provedli od roku 2002, kdy bylo zahájeno otevírání trhu s elektřinou v ČR, změnu dodavatele odběratelé ve více než 80 000 odběrných a předacích míst.

Obchodování s elektřinou v ČR probíhá prostřednictvím:

dvoustranného obchodování,
organizovaného krátkodobého trhu (OKT),
blokového trhu (BT),
denního spotového trhu (DT),
vnitrodenního trhu (VDT),
burzovního obchodování (fyzická dodávka nebo finanční deriváty).

Součástí činností Operátora trhu s elektřinou (OTE) je i obchod s regulační energií a zúčtování odchylek.

Obchodníci s elektrickou energií jsou: výrobci elektrické energie (výrobce nemusí být držitelem licence na obchod), obchodní společnosti zabývající se obchodováním na velkoobchodním trhu a dodávkou konečným spotřebitelům a v neposlední řadě pak některé bankovní instituce a specializovaní komoditní obchodníci. Většina obchodníků obchoduje s elektřinou i mezinárodně a realizuje své obchody v podobě dvou základních typů transakcí:

(i) transakce založené na fyzické dodávce elektřiny a
(ii) spekulativní transakce, které však také mohou být (na rozdíl od finančních instrumentů) fyzicky realizovány.

Z těchto základních typů transakcí se dále odvozuje řada jejich kombinací. Vzhledem k tomu, že elektřina je obtížně skladovatelná komodita a v každém okamžiku musí platit, že okamžitá výroba je rovna okamžité spotřebě, probíhá obchodování s elektrickou energií formou obchodování se závazky v budoucnu vyrobit, dodat či odebrat určité množství elektrické energie v předem definovaném diagramu dodávky/odběru. Pokud není tento závazek dodržen, vzniklý rozdíl mezi smluvní hodnotou a skutečnou hodnotou dodávky/odběru je finančně vypořádán prostřednictvím systému zúčtování odchylek operátorem trhu s elektřinou.

Významný objem elektřiny je zobchodován na základě bilaterálních kontraktů, za cenových podmínek veřejnosti nedostupných. Jejich základem jsou standardizované dvoustranné smlouvy, které jsou uzavírány kontinuálně podle potřeb obchodníků, často prostřednictvím brokerských platform či telefonicky.

Při burzovním obchodování a obchodování na krátkodobém organizovaném trhu jsou oproti bilaterálnímu obchodování ceny a objemy zobchodované energie známy, a tím se napomáhá transparentnosti trhu. Veškeré obchody se realizují oproti centrální protistraně a účastníci obchodování mají vůči této centrální protistraně jednu smlouvu, na jejímž základě probíhají veškeré transakce. Obchody jsou uzavírány elektronicky a vůči ostatním obchodníkům anonymně.

Organizátor burzovních obchodů (v ČR jsou to Energetická burza Praha [PXE] a Českomoravská komoditní burza Kladno [ČMKBK]) umožňuje, aby účastníci využili obchodní platformy určené pro kontinuální obchodování s elektrickou energií a obchodovali s elektrickou energií v podobě dlouhodobých (až několikaletých) termínových komoditních futures kontraktů s dodáním (tzv. power futures), tedy se závazkem k budoucímu dodání/zaplacení určitého objemu elektřiny v daném období za sjednanou cenu a ve zvoleném výkonovém profilu (v denním průběhu dodávky). Obchodování s finančními deriváty napomáhá ke zvýšení likvidity trhu s elektřinou a zlepšení možnosti zajištění proti pohybu cen pro účastníky obchodování. Na druhé straně přináší i rizika. Samotné deriváty jsou pouze finančním nástrojem, jehož vazba na samotný fyzický produkt (dodávku) může být volnější než vazba na dění na kapitálovém trhu. Možnost spekulativních obchodů a využití pákových nástrojů pak může přinést značné výkyvy v cenách derivátů, které se přes cenové indexy přenášejí i do produktových obchodů s fyzickou dodávkou elektřiny. Aby se zabránilo

negativním vlivům, je nezbytné trh s deriváty monitorovat a finanční regulátor ho musí účinně regulovat .

Krátkodobý trh v ČR organizovaný společností Operátor trhu s elektřinou, a. s., je tvořen blokovým, denním a vnitrodenním trhem. Předmětem obchodování na blokovém trhu jsou denní krátkodobé kontrakty v podobě denních bloků elektřiny. Na denním spotovém trhu je možné nabízet nebo poptávat elektřinu pro každou z 24 hodin následujícího obchodního dne. Výsledkem jsou obchody na pevně stanovené množství elektřiny a cenu pro každou obchodní hodinu obchodního dne. Cena je pro každou hodinu stanovena jako marginální. Na vnitrodenním trhu je možné anonymně nabízet nebo poptávat elektřinu i na právě běžící den až 2 hodiny před realizací obchodu. Je třeba poznamenat, že v ČR se obchoduje na spotovém trhu okolo 1–1,5 % konečné spotřeby a pro samotné zajištění dodávek elektřiny je jeho význam okrajový. Ani na nejvyspělejší spotovém trhu v kontinentální Evropě (EEX) nepřesahuje objem obchodů zhruba 6 až 8 % konečné spotřeby.

Ceny elektrické energie jsou obecně založeny na vztahu mezi nabídkou a poptávkou. Nabídka je definována existencí výrobních kapacit, jejich technickým stavem, přenosovými kapacitami, vývojem cen paliv, emisních povolenek a počasím. Existence stávajících a budoucích výrobních kapacit ovlivňuje zejména ceny dlouhodobějších kontraktů, zatímco aktuální technický stav (připravenost k výrobě a přenosu), hydrologická situace (výroba ve vodních elektrárnách) a vítr (vliv větrné energie) ovlivňují ceny na spotovém trhu. Ceny paliv a emisních povolenek ovlivňují ceny elektřiny celkově, jak v krátkodobém, tak i v dlouhodobém horizontu.

Poptávka je determinována úrovní hospodářského rozvoje země a obecně platí, že v dlouhodobém horizontu se očekává její růst. Z pohledu krátkodobého je poptávka ovlivněna zejména klimatickými vlivy. Historicky bylo nejvyšší sezonní spotřeby dosahováno v zimním období, v posledních letech však narůstá spotřeba vlivem klimatizací také v letních měsících.

Ceny na organizovaném krátkodobém trhu jsou podstatně volatilnější oproti cenám termínovaných kontraktů právě kvůli změnám počasí a nepredikovatelným možným technickým problémům ve výrobních kapacitách. Ceny elektrické energie v ČR jsou výrazně ovlivňovány cenami v okolních státech. Pokud by neexistovala omezení v propojení jednotlivých přenosových soustav, evropské ceny by se rychle sblížovaly. Vzhledem k existujícím omezením v přenosových soustavách se však ceny v jednotlivých státech liší, státy importující elektřinu mají ceny elektřiny vyšší, státy s přebytkem výrobních kapacit (a za předpokladu vhodné palivové struktury) mají ceny nižší.

Ceny elektrické energie jsou v posledních letech ovlivňovány zejména třemi faktory, a to rostoucími náklady na palivo (uhlí a zemní plyn), nedostatkem elektrické energie a růstem cen emisních povolenek. Cena emisních povolenek se promítá do cen elektřiny podobně jako palivo.

Očekávaný vývoj cen emisních povolenek

Pro pochopení pohybu cen emisních povolenek je třeba nejprve vysvětlit faktory, které nejvíce ovlivňují jejich ceny. Ceny povolenek ovlivňuje hlavně regulace, tj. zásahy evropské administrativy (se snahou o zlepšení stavu životního prostředí). Druhým faktorem je rozdíl mezi cenou uhlí a plynu. Čím je uhlí levnější než plyn, tím je při výrobě elektřiny preferovanější. Důsledkem je růst emisí, což vede k růstu cen povolenek. Trh proto sleduje rozdíl v cenách těchto dvou komodit jako jeden z klíčových vlivů na další vývoj ceny povolenek. Třetím faktorem, který ovlivňuje cenu povolenek, je hospodářský růst a ekologický program průmyslu. Čím rychleji roste ekonomika, tím bude zřejmě více emisí. Zároveň však

lze očekávat nové ekologické investice a případnou výstavbu nových generací jaderných elektráren, které neprodukují CO₂.

Podstatným faktorem působícím na ceny povolenek je také počasí. Velmi studená zima či velmi teplé léto vedou k růstu spotřeby elektřiny, a tím i emisí a cen povolenek. Situace je dále komplikována suchem. Čím větší je sucho, tím větší mají problémy vodní elektrárny, které mohou být nahrazovány uhelnými, což vede k růstu cen povolenek, a v případě náhrady jejich výroby z plynových elektráren výrazně stoupnou provozní náklady.

Tab4.1: Přehled klíčových faktorů ovlivňující cenu elektřiny

Strana nabídky	Strana poptávky
□ . Výrobní kapacity □ . Provozní náklady výroby • Palivo • Emisní povolenky □ . Počasí • Hydrologická situace • Vítr • Teplota	□ . Makroekonomické faktory □ . Změny v chování spotřebitelů

Každý z uvedených faktorů má vliv na trh v jiném období a v jiném čase. Například vliv počasí se projevuje krátkodobě, a proto jsou spotové ceny tímto faktorem ovlivněny více než ceny forwardové. Velmi dlouhodobým faktorem, který nemusí být na první pohled zřejmý, je také hospodářská politika a regulace.

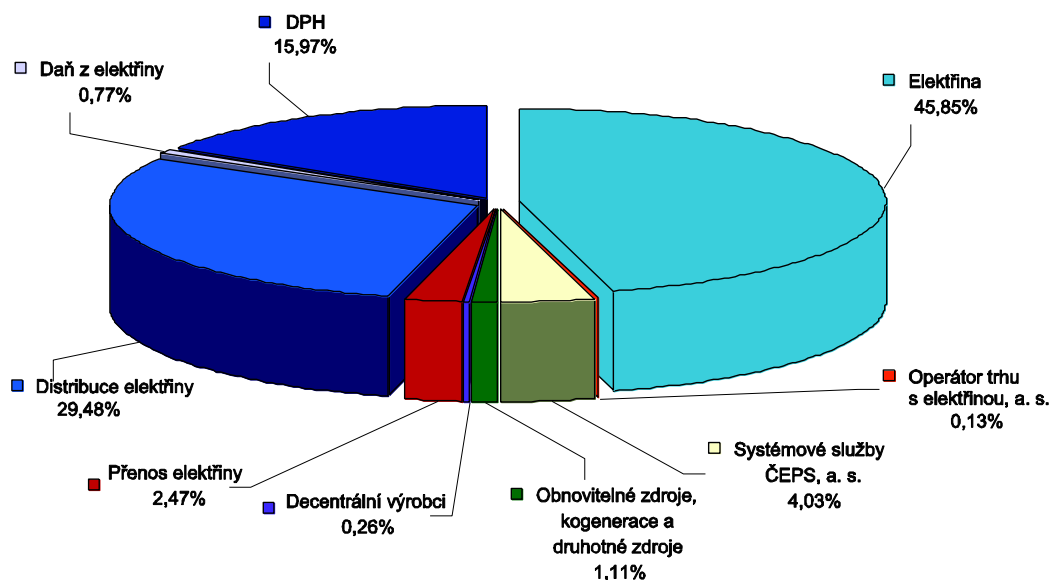
Situace na trhu v okolních státech a budoucí rozvoj trhu s elektřinou

V současné době se v různých částech Evropy konsolidují propojené trhy s elektřinou – oblast západní Evropy (Německo, Francie a Benelux), trh skandinávských zemí a oblast Iberijského poloostrova. Mimo tyto trhy existuje oblast typicky národních trhů – Polsko, ČR, Slovensko, Maďarsko, oblast balkánských států a Itálie s Řeckem.

Lze očekávat, že v budoucnu dojde k další integraci národních trhů s následným propojením do jednoho celoevropského. Pro správné stanovení ceny energie pro spotřebitele je nezbytné naprosto bezchybné fungování velkoobchodního trhu, dostatečná likvidita a konkurence mezi jednotlivými účastníky obchodování tak, aby vytvořená „velkoobchodní“ cena skutečně odpovídala poměru nabídky a poptávky. Propojením trhů vznikne větší trh s více účastníky obchodování a s více původně dominantními výrobci, jejichž dominance se takto přirozeně omezí a zlepší se konkurenční prostředí. Tento proces je samozřejmě možné realizovat pouze ve spolupráci s provozovateli národních přenosových sítí (v ČR ČEPS) a organizátory tradičních krátkodobých trhů.

Existence kvalitního trhu s elektřinou je předpokladem k dosažení strategických cílů v oblasti zabezpečení zásobování elektrickou energií, což je i v souladu s cíli Evropské unie. Využití všech forem obchodování na trhu s elektřinou napomáhá k transparentnímu stanovení cen a k zajištění bezpečnosti a spolehlivosti dodávek.

Obr. 4.1: Procentní zastoupení jednotlivých složek v průměrné ceně dodávky elektřiny domácnostem pro rok 2008



4.2 Plyn

Struktura trhu s plynem

Trh s plynem je v ČR od roku 2007 plně otevřen. Stav liberalizace trhu je možné vysledovat na počtu změn dodavatele konečnými zákazníky. V roce 2007 změnilo v ČR svého dodavatele celkem 6699 zákazníků. Část těchto zákazníků však neprovedla změnu dodavatele na základě vlastního rozhodnutí, ke změně dodavatele došlo z důvodu změny vlastnických vztahů tehdejšího dodavatele. Po odečtení těchto zákazníků je výsledný počet změn roven 103 zákazníkům, nejvíce z řad velkooběru (v celkovém počtu 100). V ostatních kategoriích se změny v prostředí trhu s plynem doposud příliš neprojeví. Hlavním důvodem je v současnosti existující stav osmi dodavatelských zón, které se chovají jako samostatné celky a v rámci nichž mají dodavatelé z bývalé vertikálně integrované společnosti konkurenční výhodu z hlediska využití portfolia efektu velkého počtu odběratelů. Noví obchodníci se proto soustředí na zákazníky s velkými odběry, pro které není nutné vytvářet portfolio odběratelů jako u malých zákazníků. Z uvedeného je zřejmé, že trh se zemním plynem v ČR plně funkční není, konkurence se odehrává pouze u významných zákazníků s rovnoměrným odběrem. Toto konstatování rovněž podporuje spor o přístup ke skladovacím kapacitám.

ČR je téměř ze 100 % závislá na dovozu zemního plynu. Výrazně dominantním dovozcem je společnost RWE Transgas, a. s. Stále rostoucí podíl na dovozu plynu a rozsahu trhu v ČR patří společnosti Vemex.

Struktura trhu je legislativně vymezena energetickým zákonem, při zpracování jeho novely platné od 1. ledna 2001 se vycházelo z evropské legislativy, zejména z direktivy 55/2003/ES.

Krátkodobý trh je zřízen formou „vývěsky“ na webovém portálu provozovatele přepravní soustavy. Zřízen je i sekundární trh s kapacitami, avšak vzhledem k tomu, že nedochází ani k fyzickému, ani obchodnímu nedostatku kapacit, přepravních kapacit na všech

vstupních a výstupních bodech je dostatek, není sekundární trh likvidní. Zúčtování odchylek je zodpovědností provozovatele přepravní soustavy, který tímto zastává roli operátora trhu, přestože energetický zákon pojem operátora trhu v plynárenství nezavedl. Dle návrhu výše uvedené změny energetického zákona má být tato zodpovědnost převedena na „Operátora trhu s elektřinou a plynem“ vlastněného státem. Energetická burza Praha neobchoduje finanční deriváty k této komoditě.

Trh se zemním plynem se vyvíjel historicky bez předpokladu vzniku tak významných odběratelů, jakými jsou paroplynové elektrárny o větším instalovaném výkonu. Z tohoto důvodu není trh ani legislativa (energetický zákon a prováděcí předpisy) na tyto zákazníky připraven. Pokud je cílem ČR podporovat investice tohoto druhu, je nutné přizpůsobit primární a sekundární legislativu a příslušná cenová rozhodnutí ERU o regulaci přirozených monopolů. Bude nutné přehodnotit hlavně metodiku stanovování přepravních a distribučních tarifů za přepravu a distribuci.

Skladba cen pro konečné zákazníky

Cena dodávky zemního plynu pro konečné zákazníky se skládá ze čtyř základních složek. První složkou je platba za komoditu, tj. za samotný zemní plyn, jehož cena je dána dovozní cenou plynu, marží a náklady dodavatele, dále jde o platbu za přepravu plynu z hraničního předávacího bodu do domácí zóny jednotlivých distributorů přepravní soustavou a platbu za navazující činnost distribuce plynu do odběrného místa. Čtvrtou složkou je cena za uskladňování plynu.

Regulace přepravy plynu

Současně používaná metodika definovaná vyhláškou Energetického regulačního úřadu č. 150/2007 Sb., o způsobu regulace cen v energetických odvětvích a postupech pro regulaci cen, odpovídá stávajícímu modelu trhu s plynem entry – exit, který byl zaveden od roku 2007, a koresponduje tak s vyhláškou Energetického regulačního úřadu č. 524/2006 Sb., o pravidlech pro organizování trhu s plynem a tvorbě, přiřazení a užití typových diagramů dodávek plynu, ve znění pozdějších předpisů.

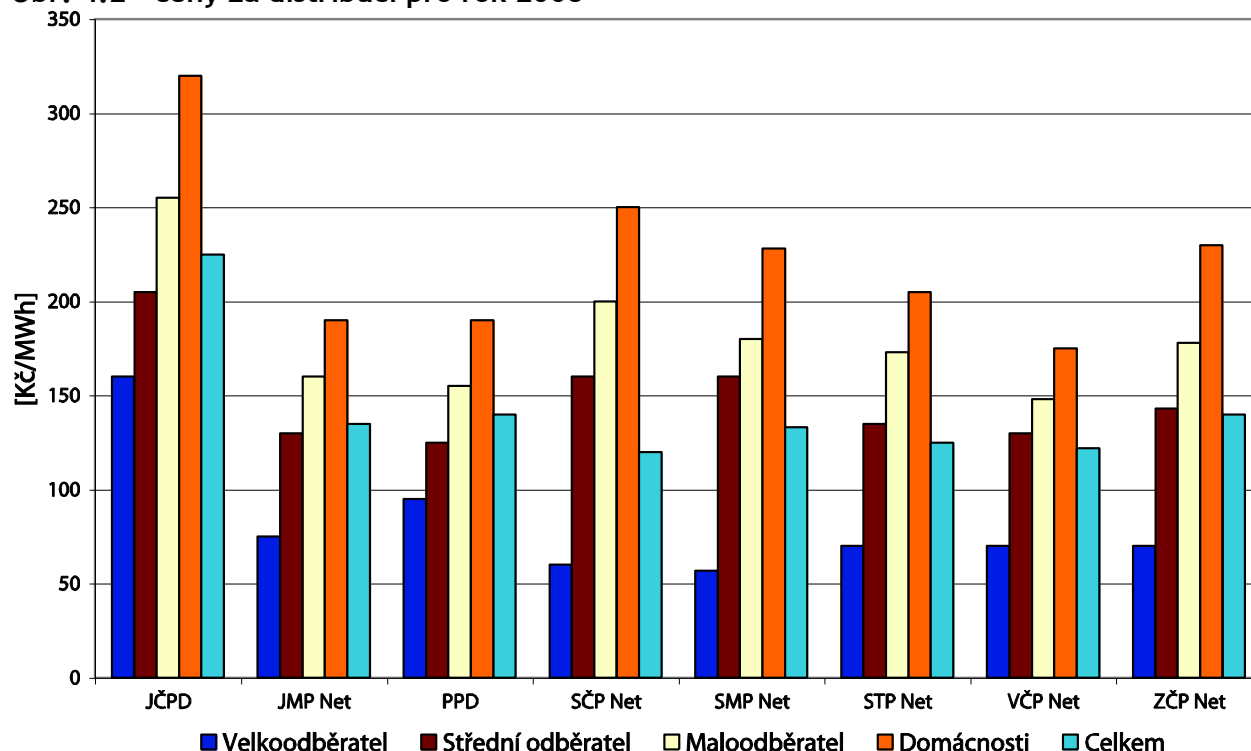
Výsledné ceny za přepravu plynu jsou kalkulovány na jednotlivé definované vstupní a výstupní body přepravní soustavy. Jsou stanovovány z upravených povolených tržeb přepravce, které představují povolené tržby snížené o plánované tržby za rezervovanou pevnou kapacitu ve vstupních domácích bodech pro regulovaný rok a o plánované tržby provozovatele přepravní soustavy za odchylky a za vyvažovací plyn, formou koeficientů a odpovídající rezervované pevné kapacity na jednotlivých bodech. Plánované tržby provozovatele přepravní soustavy za odchylky nad povolenou toleranci a plánované tržby za vyvažovací plyn po odečtení nákladů na jeho pořízení pro regulovaný rok se určují podle předcházející známé hodnoty roku $i-2$. Následně je nutné tyto tržby zpětně korigovat.

Regulace distribuce plynu

Tarify za distribuci plynu v plynárenství jsou podobně jako v elektroenergetice stanovovány na princip tzv. poštovní známky, tzn., že jsou distančně nezávislé. Rovněž jsou používány jako dvousložkové, kdy stálá složka je vztažena k rezervované distribuční kapacitě, proměnná složka je vztažena k množství skutečně odebrané energie v zemním plynu. Výpočet cen za distribuci pro jednotlivá odběrná pásma v rámci každé distribuční společnosti je od roku 2006 prováděn za použití tarifního modelu, který vycházel z poměru mezi spotřebovaným množstvím plynu a rezervovanými kapacitami v rámci odběrových pásem. Z důvodu změny těchto poměrů mezi spotřebovaným množstvím plynu a rezervovanými kapacitami v rámci odběrových pásem je tento model nutno přizpůsobit zmíněné změně chování zákazníků a dále změně zákaznické struktury v jednotlivých regionech.

Průměrné ceny za distribuci pro rok 2008 za kategorie zákazníků podle jednotlivých distribučních společností uvádí následující graf:

Obr. 4.2 - ceny za distribuci pro rok 2008



4.3 Tepelná energie

Struktura trhu

Na trhu s tepelnou energií působí v České republice velmi rozmanité spektrum podnikatelských subjektů, kteří se liší nejen velikostí a právní formou, ale také způsobem výroby tepelné energie a rozsahem tepelných zařízení. Působí zde mnoho subjektů spíše malého až středního rozsahu, stěžejní množství dodávek tepla je však zajišťováno několika největšími dodavateli (Pražská teplárenská, a. s., Elektrárny Opatovice, a. s., Dalkia, a. s., Teplárny Brno, a. s. apod.).

Podnikat v oblasti výroby a rozvodu tepelné energie je možné na základě licence vydané ERÚ, s výjimkou malých domovních kotlen, kde postačuje i živnostenský list či koncesní listina. V celkovém souhrnu je v současnosti registrováno asi 800 licencovaných subjektů pro výrobu tepelné energie a pro rozvod tepelné energie.

Pro Českou republiku je typický vysoký podíl systémů centralizovaného zásobování teplem (CZT), které kromě dodávek ostatním odběratelům zajišťují dodávku tepelné energie přibližně pro 35 % domácností. V oblastech, kde je tepelná energie dodávána převážně ze soustav CZT či místních kotlen a vytopen, představují podnikatelské subjekty přirozené lokální monopoly.

Regulace cen tepelné energie

Cílem regulace v teplárenství je ochrana konečného spotřebitele z důvodu absence typických tržních mechanismů. Podmínky pro tvorbu cen jsou nastaveny takovým způsobem, aby dodavatelé tepelné energie měli důvod zvyšovat nejen hospodárnost výroby a rozvodu tepelné

energie, ale aby také upřednostňovali výrobu tepelné energie z obnovitelných zdrojů energie a kombinované výroby elektřiny a tepelné energie.

Cena tepelné energie je regulována podle § 6 zákona č. 526/1990 Sb., o cenách ve znění pozdějších předpisů, formou věcného usměrňování cen, které spočívá ve stanovení podmínek pro tvorbu cen. Tyto podmínky jsou obsaženy v cenovém rozhodnutí ERÚ a určují závazný postup při kalkulaci a sjednání cen tepelné energie mezi dodavatelem a odběratelem. Zároveň představují oporu při řešení sporů a provádění kontrol uplatňovaných cen tepelné energie. V dlouhodobém horizontu také přispívají ke stabilitě prostředí a zajištění spolehlivé, bezpečné a cenově přijatelné dodávky tepelné energie pro konečné spotřebitele.

Od roku 2001 ERÚ postupně upravil závazné podmínky pro tvorbu ceny tepelné energie tak, aby co nejvíce odpovídaly náhradě tržního prostředí. Od 1. ledna 2004 byl nastaven dlouhodobý rámec, který pobízí dodavatele k racionalizaci nákladů.

Kromě usměrňování podmínek pro tvorbu cen je ERÚ kompetentní k řešení sporů mezi výrobcí, distributory a odběrateli tepelné energie. Další povinností úřadu je zajištění veřejného zájmu při dodávkách tepelné energie, kdy v případě selhání stávajícího dodavatele tepla v průběhu topné sezony je ERÚ oprávněn a povinen zajistit dodávky tepla náhradním způsobem prostřednictvím tzv. dodávek nad rámec licence jiným subjektem. Související vícenáklady se zajištěním této služby jsou návazně financovány prostřednictvím Energetického regulačního fondu, jehož správcem je ERÚ.

S ohledem na tendence směřující ke zrušení regulace cen tepelné energie při projednávání novely energetického zákona je potřeba zdůraznit, že odbourání současných kompetencí regulátora v odvětví teplárenství by výrazně poškodilo konečné odběratele, především domácnosti. Tito koneční odběratelé by museli případné spory řešit u soudu.

Výroba i rozvod tepelné energie se podle dikce energetického zákona uskutečňuje ve veřejném zájmu, a proto je vhodné nadále zachovat usměrňování cen tepelné energie a další kompetence ERÚ a SEI s tím související.

Zrušení pravidel pro kalkulaci ceny tepelné energie a její uplatňování by ve svém důsledku mohlo odvětví teplárenství spíše poškodit. V ostatních státech Evropy, ve kterých jsou SCZT podobně rozvinuté jako v ČR (např. Skandinávie), je v případě cen tepelné energie vždy uplatňována určitá forma státní regulace. Současný způsob uplatňování ekologických daní zhoršuje konkurenční postavení SCZT oproti decentralizovaným zdrojům tepla (výroba tepelné energie v bytových lokálních plynových spotřebičích či domovních plynových kotelnách); důsledkem toho bude nárůst lokálních zdrojů znečištění a pravděpodobně i zvýšení ceny za dodávku tepelné energie.

Tab. 4.2: Způsoby regulace v teplárenství v některých státech Evropy

STÁT	REGULÁTOR	REGULACE CEN TEPELNÉ ENERGIE	POZNÁMKY
Belgie	CREG, CWAPE, VREG, AEBR	stanovení míry výnosnosti (z vážené ceny kapitálu)	
Dánsko	Energytilsynet	regulace příjmů firmy	
Finsko	Energiamarkkinavirasto (EMV)	vymezení oprávněných nákladů	Vysoká cena (zahrnující vysoký zisk) je posuzována z pohledu zákona o hospodářské soutěži jako zneužití monopolního postavení.
Francie	Commission de Régulation de l'Énergie	regulace příjmů firmy	Veřejná služba pod kontrolou auditorů a úředníků.

Makedonie	X	náklady na provoz „okresních“ CZT	Tepelné systémy jsou ve výhradním vlastnictví státu. Zisk (8 % z vloženého kapitálu) je odváděn do státních fondů na opravy a rekonstrukce.
Irsko	Commision for Energy Regulation	stanovené ceny na jednotku	
Itálie	Autorita per l'energia elettrica e il gas	regulace příjmů firmy	
Lucembursko	Institut Luxembourgeois de régulation	míra výnosnosti (z vážené ceny kapitálu)	
Německo	Jednotlivé „Landkreise“	stanovení oprávněných nákladů, každá společnost má stanoven „energetický koeficient“ dle tech. a spotř. parametrů a je porovnávána se srovnatelnou skupinou	Regulace je na regionální úrovni, základem je stanovení technických parametrů a kvality dodávek. Spory o cenu řeší Bundes Kartel Amt.
Nizozemí	Dienst uitvoering en toezicht Energie	vymezení oprávněných nákladů	
Norsko	Norges Vassdrags- og energieverk	regulace příjmů firmy	
Portugalsko	Entidade Reguladora dos Servície Energéticos	regulace příjmů firmy	
Rakousko	Energie-Kontrol GmbH	při prokázání monopolním postavení firmy stanoveny konkrétní regulační podmínky, v konkurenčním prostředí platí smluvní ceny	Jednosložková nebo dvousložková cena odstupňovaná dle množství.
Řecko	Regulatory Authority for Energy	regulace příjmů firmy	
Španělsko	Comisión Nacionale de Energia	faktor efektivnosti firmy	
Švédsko	Statens Energimyndighet	stanovené ceny na jednotku	Jiné podmínky cenové regulace nejsou.
Švýcarsko	X	cena založena na skutečných nákladech	Cenu z CZT řídí a kontroluje státní aparát, popř. řeší spory.
Velká Británie	OFGEM, OFFREG	cenové limity, ROA (vztažená k celkovým aktivům)	Z nákladů na tepelnou energii jsou vyčleněny vymezené provozní náklady a zisk. Spory řeší orgány „regionů“.

4.4 Regulace

Současně používané regulační metody se v EU významně liší. Motivační metody regulace, které primárně podporuje Evropská komise a postupně nahrazují zastaralé metody (Cost Plus a Rate of Return), jež nenutily společnosti zvyšovat provozní efektivitu. Motivační regulace vede ke zlepšení jejich investiční a provozní efektivnosti a má zajistit, aby z ní profitovali také spotřebitelé.

V principu existují dva základní systémy pobídkové regulace Price-Cap a Revenue-Cap, které mají velké množství modifikací. Zjednodušeně se jedná o regulaci na průměrnou cenu

nebo na povolené výnosy. Jádrem obou metod je shodné; bylo vyvinuto ve Velké Británii a není administrativně náročné – princip je znám pod zkratkou „RPI-X“ nebo také jako „regulace založená na výkonnosti“ (performance-based regulation).

Základem modelu je uplatnění cenových limitů (tj. definování růstu cen, a tím oddělení zisků subjektů od jejich nákladů), které poskytují jednotlivým společnostem volnost jednání ve všech investičních i provozních rozhodnutích. Na rozdíl od dříve uplatňovaných metod umožňuje regulovaným subjektům realizovat všechny přínosy z efektivnosti dosažené nad rámec standardu, a to až do doby následující periodické revize cen (období se označuje jako regulační období). Tím se v podstatě stanoví maximální růst cen v určitém časovém období, přičemž tento růst je spjat s indexem vývoje spotřebitelských cen (RPI), resp. s indexem vývoje cen výrobců (PPI) nebo jiným vhodným eskalačním faktorem.

Z porovnání aplikovaných metod používaných ve výše uvedených zemích (obr. 1) vyplývá, že se regulace uplatňovaná ERÚ nejvíce přibližuje regulaci používané v Irsku a v Německu.

Regulace v elektroenergetice (druhé regulační období)

Regulace podle výnosových limitů, zvolená pro první regulační období, přispěla v letech 2002 až 2004 ke stabilitě fungování odvětví elektroenergetiky a zvýšila transparentnost a předvídatelnost regulovaných cen. Při přípravě na druhé regulační období vycházel ERÚ z pozitivních zkušeností s dosavadním modelem regulace a současně si stanovil nové cíle, směřující k další stabilitě odvětví a k zvýšení efektivity všech regulovaných činností. Zásadní přitom bylo zachovat kontinuitu cen pro konečného zákazníka a motivovat regulované subjekty k vyšší efektivnosti.

Zásady a podmínky regulace cen

Od 1. ledna 2005 ERÚ reguluje ceny těchto činností:

- přenos elektřiny prostřednictvím přenosové soustavy;
- poskytování systémových služeb;
- distribuce elektřiny oprávněným zákazníkům na jednotlivých napěťových úrovních;
- činnosti Operátora trhu v členění podle zvláštního právního předpisu;
- výroba elektřiny ze zdrojů nepřipojených do přenosové soustavy;
- výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů;
- výroba elektřiny z kombinované výroby tepla a elektřiny;
- výroba elektřiny z druhotných zdrojů;
- dodávka elektřiny chráněným zákazníkům na distribuční úrovni nízkého napětí (do konce roku 2005);
- dodávka elektřiny od dodavatele poslední instance.

Regulované ceny

Výsledná cena za dodávku elektřiny, kterou hradí každý konečný zákazník, obsahuje následující složky:

- cena elektrické energie (silové elektřiny);
- cena systémových služeb;
- cena za dopravu elektřiny prostřednictvím přenosové soustavy a distribučních soustav;
- příspěvek na obnovitelné zdroje, kombinovanou výrobu tepla a elektřiny a druhotné zdroje;
- příspěvek na decentralní výrobu (obsažen v ceně distribuce);
- cena za činnost Operátora trhu.

Všechny uvedené složky ceny za dodávku elektřiny, kromě ceny silové elektřiny, reguluje ERÚ.

Cena za přenos elektřiny

Regulaci cen za přenos elektřiny významně ovlivnilo Nařízení 1228/2003/ES, a to tím, že neumožňuje zpoplatnit export elektřiny žádnými platbami. Současně však umožňuje korigovat povolené výnosy z přenosu elektřiny o část příjmů získaných z aukcí na přidělování kapacit přeshraničních profilů. Této možnosti ERÚ využil a výnosy z aukcí na přeshraniční přenosové kapacity v druhém regulačním období částečně zahrnul do systému regulace.

Cena systémových služeb

Způsob nákupu podpurných služeb provozovatelem přenosové soustavy a tvorby ceny za systémové služby v druhém regulačním období zůstal stejný jako v prvním období.

Cena za distribuci elektřiny (VVN a VN)

Metodika výpočtu průměrných cen za distribuci elektřiny zůstala obdobná jako v prvním regulačním období. Pro druhé regulační období ERÚ nově zavedl jednosložkovou cenu za použití sítí provozovatelů rozvodných distribučních soustav na hladině VN pro krátkodobé odběry.

Cena za distribuci elektřiny na distribuční úrovni NN

Pro druhé regulační období byla zachována obdobná struktura tarifů vycházející z velikosti a charakteru spotřeby.

Ceny za činnosti Operátora trhu s elektřinou, a. s.

Struktura i způsob regulace cen za činnosti Operátora trhu s elektřinou, a. s., zůstaly stejné jako v prvním regulačním období.

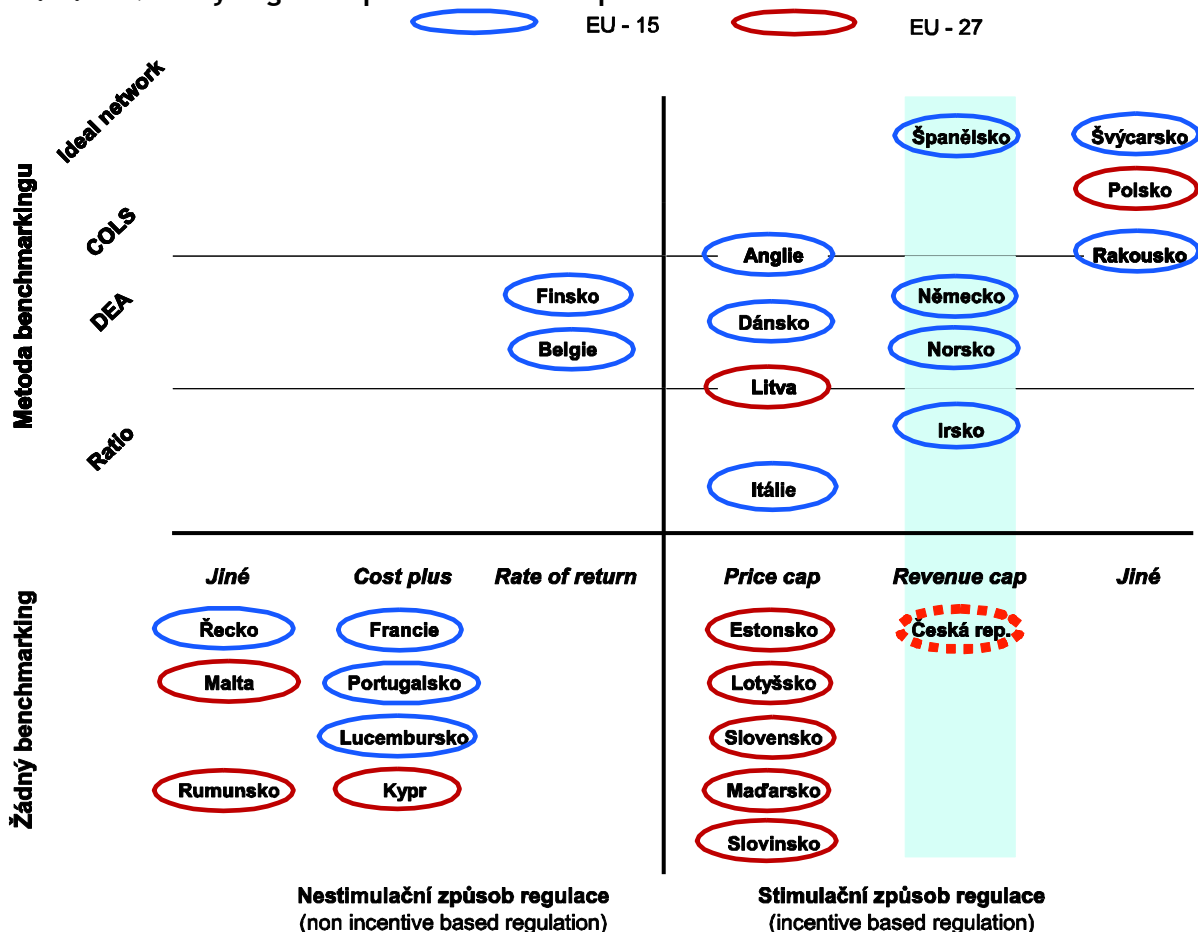
Příspěvek na decentralizovanou výrobu

Filozofie podpory výroby elektřiny ze zdrojů nepřipojených do přenosové soustavy a stanovení výše příspěvku na decentralizovanou výrobu pro druhé regulační období zůstala stejná jako v prvním regulačním období. Náklady na podporu necentrální výroby jsou obsaženy přímo v ceně za distribuci.

Příspěvek na výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných zdrojů

Schéma podpory OZE je zakotveno v zákoně č. 180/2005 Sb., o podpoře využívání obnovitelných zdrojů energie. Výrobce má možnost zvolit systém povinného výkupu této elektřiny za minimální výkupní ceny (výkup zajišťují provozovatelé distribučních soustav a provozovatel přenosové soustavy) nebo systém zelených bonusů (příspěvků k tržní ceně). Podpora kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných zdrojů formou příspěvku k tržní ceně elektřiny hrazeného provozovatelem přenosové soustavy a provozovateli distribučních soustav je stanovena v energetickém zákoně č. 458/2000 Sb. Vícenáklady na OZE, KVET a DZ se promítají do cen pro konečné zákazníky ve formě příspěvku, jehož výše je celostátně jednotná (křížové dotace).

Obr. 4.3 - Metody regulace používané v Evropě



Porovnání kompetencí ÚOHS, ERÚ a SEI z hlediska regulace ex post a ex ante

Pro názornost je zde uvedeno postavení ERÚ, SEI a ÚOHS jako regulátorů, jejichž úkolem je nahrazovat chybějící účinky hospodářské soutěže a vytvářet předpoklady pro její řádné fungování, a to zejména v sektorech, kde v současné době dochází k zásadním liberalizačním reformám. Pouhé odstranění překážek pro vstup na trh nemusí vždy bez dalšího vést k vytvoření předpokladů pro řádné fungování hospodářské soutěže. V obecné rovině je možné říci, že regulátorem *ex post*, který přispívá k dodržování pravidel hospodářské soutěže na území České republiky (nejen v sektoru energetiky), je ÚOHS a regulátorem *ex ante* v oblasti energetiky je ERÚ. Regulační předpisy sledují primárně jiný cíl a nemohou být ztotožňovány se soutěžními předpisy. Sektorový regulátor upravuje svým rozhodnutím zejména vztahy do budoucna (*ex ante*), zatímco ÚOHS posuzuje dopady konkrétního jednání jednotlivých soutěžitelů.

Ex post také zasahuje SEI, která provádí cenové kontroly a rozhoduje o uložení pokuty u těch subjektů, u kterých bylo prokázáno porušení cenových předpisů. Pokud jde o SEI, ta má v oblasti cen v energetice mnohem širší pravomoc, neboť může kontrolovat a postihovat všechny subjekty (bez ohledu na to, jaké tržní postavení mají) působící na trhu s elektřinou, plynem i teplem, u kterých má podezření, že porušily cenové předpisy v oblasti energetiky. Pokud má např. podezření, že některý subjekt zneužil svého hospodářského postavení dle ustanovení § 2 odst. 3 zákona o cenách, může u něj vykonat cenovou kontrolu stejně jako ERÚ. ERÚ jako regulátor v oblasti cen za přenos a distribuci elektřiny přijímá opatření na

základě energetického zákona a zákona o cenách *ex ante*. To znamená, že ERÚ sleduje trh a provádí jeho analýzy v rámci své činnosti neustále, na základě nashromážděných podkladů.

Třetí regulační perioda (2010–2014)

Cílem metodiky regulace pro III. regulační období je určit přiměřenou úroveň zisku (výnosnosti) pro regulované společnosti v odvětví elektroenergetiky a plynárenství během následujících pěti let regulační periody, stimulovat provozovatele, aby zajistili dostatečnou kvalitu poskytovaných služeb zákazníkům při efektivně vynaložených nákladech, podpořit budoucí investice, zajistit zdroje pro obnovu sítí a nadále zvyšovat efektivitu, ze které budou profitovat také zákazníci.

V základních rysech se navrhované principy regulace pro III. periodu zásadně neliší od postupů aplikovaných v rámci druhé probíhající regulační periody, a proto nelze očekávat v roce 2010, kdy dojde k přechodu na další periodu, žádné prudké změny.

K oblastem, ve kterých dochází ke změnám, patří především promítání dodržování standardů kvality dodávek a služeb v elektroenergetice do povolených výnosů provozovatelů distribučních soustav. Tento systém má v praxi sloužit jako pojistka proti nepřiměřené redukci provozních nákladů u provozovatelů sítí, která může zhoršit kvalitu služeb. Další změna se týká zohledňování ztrát v sítích v rámci regulace, kdy by mělo dojít k eliminaci tzv. obchodních ztrát.

Závěrem je třeba zdůraznit, že velký vliv na metodiku regulace může mít přijetí 3. liberalizačního balíčku na úrovni EU. Při akceptaci současného znění novelizovaných nařízení č. 2003/1228 pro přeshraniční obchodování s elektřinou a č. 2005/1775 by bylo nutné provést zásadní revizi přístupu k regulaci cen za přenos elektřiny a přepravu plynu.

Do vytváření koncepce regulace zasáhne jistě i projednávaná novela energetického zákona, která klade na jedné straně dodatečné požadavky na zvýšení transparentnosti a poskytnutí jistot investorům, na druhé straně poskytuje regulátorovi některé doplňující kompetence pro kvalitní výkon regulace. Tento trend ukazuje v EZ i nově navržený § 19a – regulace cen.

4.5 Vliv regulace na podnikání v energetice

- Unbundling v elektroenergetice požaduje podle posledních usnesení EKEU oddělení přenosu a distribuce a výroby elektrické energie. V ČR je tento požadavek splněn, pokud jde o oddělení přenosové soustavy ČR od distribuce a výroby. S tím souvisí skutečnost, že PS ČR je přirozeným monopolem a nemůže podnikat (kromě obchodu se službami). Jak vyplývá z výpočtu míry výnosnosti WACC pro přenos elektřiny, vázané v podstatě na provozní náklady a výchozí hodnotu odpisů, je v důsledku odepsání většiny zařízení PS míra výnosnosti stanovená v roce 2000 nízká. Výchozí hodnota provozních nákladů pro stanovení povolených výnosů je rovněž nízká a neodpovídá současným znovupřizovacím nákladům. Chybí zdroj financování pro program do roku 2030, míra zápůjčního kapitálu je nízká. Projevuje se vliv deregulace, tj. oddělení regulovaných společností od původních akciových společností (unbundling). Důsledkem toho by mohl mít ČEPS nedostatek finančních prostředků pro svůj budoucí rozvoj. Protože však rozvoj sítí je i v důsledku legislativních zábran (nové trasy pro vedení 400 KV) téměř zastaven a PS vybudovaná v minulosti nevyžaduje z pohledu budoucího obchodu na regionálním trhu CEE (centrální východní Evropa) posílení přeshraničních profilů přenosu (kapacit), je situace zdánlivě vyhovující. PS ČR má komparativní výhodu v dostatečném propojení východ-západ, sever-jih (což nesplňují např. Rakousko, ale i další země) a na PS ČR nejsou ze strany EU kladeny v zájmu EU žádné nároky.

- Z hlediska spolehlivosti PS a její odolnosti proti externím vlivům (kruhové a paralelní toky el. výkonů) v budoucnosti při nárůstu offshore větrných elektráren o dalších 20 000 MW na pobřeží SRN (Severní a Baltické moře) je však odolnost proti event. blackoutu málo vyhovující. Není zcela prokázána spolehlivost PSČR s respektováním vlivu PSEU (UCTE) a schopnost zajistit kritérium (N-1) při poruchových stavech (popř. výpadek velkého bloku JE v ČR) a kaskádovitě se šířících stochastických poruchách zejména vlivem větrných elektráren.
- V důsledku chybějících finančních prostředků nejsou využity technické prostředky k eliminaci uvedených potíží a k regulaci toku výkonů vedení PS tak jako např. v Rakousku (viz En 11/2007). Stejně problémy mají i velké energetické společnosti (RWE, Vattenfall, E-ON), které v důsledku neschopnosti prosadit např. zvýšení přenosové schopnosti PSSRN sever-jih vlivem legislativní neprůchodnosti a nízké efektivity dávají přenosy k dispozici (prodej), a to i přesto, že ještě nebyl proveden unbundling plánovaný EU.
- Legislativní potíže má v SRN vyřešit nový zákon Energieleitungsbaugesetz (zatím návrh), problém efektivity však zůstává, přestože byly vyřešeny v minulosti problémy kolem rizikových přírůstků aj. Nevyřešena je např. oblast distribučních sítí, kde platí licence jen 20 let a komunity po odepsání vedení požadují odprodej za symbolickou částku, ačkoliv znovupřizpůsobení hodnota je násobná. Kromě toho stále platí tzv. „Wegerecht“ komunit a s tím spojené poplatky ve prospěch komunit, pokud vedení prochází katastrálním územím komunit.
- Znepokojujícím důsledkem této situace je stále se snižující podíl přenosu elektřiny na cenu za dodávku elektřiny, a to přesto, že bude zřejmě narůstat podíl za systémové služby PS. Stanovené principy regulace jsou jistě správné, tj. jeho konstrukce. To však neznamená, že kvantifikace jednotlivých složek, zejména RABO a delta ZAAi, odpovídají cenovému vývoji a pokrývají budoucí potřeby elektroenergetiky. Vnesení systémové chyby vlivem jednoho nebo dvou faktorů (členů rovnice) může vést k znehodnocení celého výpočtu. Je nezbytné provést citlivostní analýzu vlivu všech faktorů rovnice s respektováním faktorů času. Avšak nemožnost regulovaných společností obchodovat, tj. uplatňovat principy akciových společností a shora uvedených skutečností si vyžadují právě z důvodu spolehlivosti PS ČR a začlenění do kritické infrastruktury v reálném čase v budoucnosti pečlivou analýzu a hlavně návrhy na řešení. Závěrem lze konstatovat, že ne všechny uvedené problémy liberalizace elektroenergetiky byly legislativně uspokojivě vyřešeny. Jistě bude užitečné provést v tomto směru porovnání zejména v rámci EU 15 a EU 27. Kromě uvedené problematiky přiměřených výnosů a nákladů na rozvoj PS a DS elektr. soustavy ČR vyžadují řešení např.
- Částečné rekonfigurace PS a DS v důsledku rozvoje OZE (decentrálních zdrojů elektřiny a tvorby průmyslových zón spotřeby elektřiny, což bylo v SRN např. řešeno již v předminulém století).
- Fúze a akvizice v příčném monopolu např. elektřina-zemní plyn (E-ON již v ČR provádí).
- Řízení PS v budoucím CEE (středo-východoevropském trhu) „v zájmu EU“ (odstranění zřejmě diskriminace ČR v přidělování přeshraničních přenosových kapacit, nevyřešené kompenzace za tranzit do zemí importujících elektrickou energii až po neplánované kruhové toky výkonu pře PS ČR. I když propojením PS ČR a PS Slovenska budou některé problémy částečně řešeny, zejména pak možnost získat regulační energii z budoucích paroplynových bloků na Slovensku, případně v Maďarsku pro zvládnutí vlivu větrných elektráren, je nutné dále rozpracovat opatření ČR při projednávání 3. balíčku v parlamentu EU.

4.6 Doporučení

V oblasti regulace zahájit přípravy na významné změny v institucionálním postavení a v pravomoci regulátorů jak na národní, tak evropské úrovni a zajistit další vývoj regulace směrem k pobídkové regulaci na základě jasně stanovených a dlouhodobě platných principů a kritérií poskytujících stabilní investiční klima.

Dlouhodobý výhled

Mezinárodní agentura pro energii ve zprávě z května 2007 uvádí, že očekává světový růst spotřeby energie do roku 2030 o více než 50 %. Největší nárůst přitom v příštích letech zaznamenají rozvojové země. Mimo země OECD by měla spotřeba vzrůst až o 95 %. Rozvojové země se budou stále více orientovat na energeticky náročný průmysl, a protože na nich nebudou zřejmě vyžadovány vysoké standardy na ochranu životního prostředí, tak se to po určitou dobu příznivě projeví ve finální ceně produkce. Největší růst spotřeby zaznamená Asie, ale v Evropě nedosáhne ani poloviny růstu Severní Ameriky. Globální spotřeba elektřiny do roku 2030 vzroste o 85 %. Za růstem spotřeby energie bude stát především růst světové ekonomiky a růst populace. Vliv budou mít i liberalizace trhů, uvolnění měnových kurzů a strukturální reformy spojené s privatizacemi. Růst spotřeby energie bude korigovat klesající energetická náročnost výroby. Největší pokles nejspíš zaznamenáme v rozvojovém světě, protože vyspělé země mají dnes již výrazně méně energeticky náročné technologie. Struktura zdrojů elektrické energie se bude v čase výrazně měnit. Poptávka po ropě pravděpodobně poroste do roku 2030 na 118 mb/den ze současných necelých 86 mb/den. Důvodem nárůstu spotřeby bude hlavně doprava, protože rozvoj globální ekonomiky vyvolá větší pohyb zboží a lidí. Je třeba předpokládat, že cenový vývoj v oblasti komodit včetně elektřiny bude ve zvýšené míře také provázán s vývojem na kapitálových trzích, takže turbulence na kapitálových a měnových trzích mohou vyvolat rozsáhlé výkyvy cen i v oblasti komodit. Ke stabilizaci energetiky v takovémto prostředí je nezbytná dlouhodobě stabilní státní regulace poskytující jasné a stabilní signály pro investory.

Z uvedeného vyplývá, že vzhledem k cenám fosilních paliv může být růst cen elektřiny dlouhodobě vyšší než růst ekonomiky a spotřebitelské inflace (dohromady) a při současném oteplování je možné, že letní měsíce budou energeticky náročnější než zimní a i přenosová soustava bude mít více problémů v měsících letních než v zimních.

Z dlouhodobého výhledu mohou v energetice působit i tyto trendy:

- postupné vyrovnávání energetické bilance jižní Evropy (Itálie),
- změny v bilanci balkánských zemí a jejich rostoucí podíl na dodávkách elektřiny pro EU,
- změny v bilanci Německa vyvolané změnami ve struktuře zdrojů (VtE, JE, uhlí) a jejich dopad na fungování v regionu,
- střednědobý dopad změn bilance Polska na situaci a ceny v regionu.

Z krátkodobého pohledu jednoho roku budou na cenu elektřiny působit zejména:

- konvergence cen napříč Evropou,
- ceny fosilních paliv,
- ceny emisních povolenek,
- počasí.

Konvergence

O tom, že bude konvergence působit na středoevropské ekonomiky, nelze pochybovat. Ceny budou mít tendenci se přibližovat. O tom ostatně svědčí i začátek obchodování na Pražské energetické burze. Složený futures kontrakt na roky 2008 a 2009 ukázal, že cena baseload s dodáním v roce 2009 je již nad úrovní v Německu (to bylo pro mnohé překvapením, neboť se

neočekávalo tak rychlé sblížení cen). Zřejmě je tento prudký cenový nárůst částečně poplatný spekulacím spojeným se zahájením obchodování, kdy strana poptávky ještě zcela nevykrystalizovala.

Přesto je již z počátečního obchodování zřejmé, že ke sblížení cen dojde. Loni v srpnu v aukci byl baseload na rok 2007 za 44 euro, což bylo 12 euro pod německým protějškem. Až se složený produkt rozdělí, lze předpokládat, že cena dodávky v roce 2008 také vzroste. Nyní je totiž tato cena dočasně fixována.

Je otázkou, zda konvergence v delší budoucnosti nebude působit opačně, protože ceny v některých zemích se již dostaly výrazně nad úroveň Německa. Poslední aukce na Slovensku zvedla ceny baseload na rok 2008 až na 62 euro. Z hlediska konvergence proto již ceny dlouho růst nebudou. Jinými slovy je možné říci, že řada hráčů na trhu vliv konvergence nyní přeceňuje. V každém případě lze očekávat, že cena elektřiny se bude ve střední Evropě odvíjet prvořadě od cen na EEX. Ceny v okolních zemích budou trend na německé burze následovat s větším či menším rozdílem, včetně časového odstupe v cenách pohybujících se v rozmezí několika eur. Vzhledem k očekávanému výpadku výrobních kapacit v Polsku a na Slovensku lze přitom očekávat, že tento rozdíl (spread) bude mít rostoucí tendenci. V pozadí vývoje však již nebude konvergence, ale omezení na straně výrobních kapacit.

4.7 Rozvoj elektrických sítí a stabilita elektroenergetického systému v ČR

Přenosová soustava ČEPS, a. s.

Hlavní úkoly provozovatele přenosové soustavy jsou:

- Zajištění přenosu elektřiny – přenosové služby, zajištění rovnováhy v systému – systémové služby, rozvoj a údržba technických zařízení a zahraniční spolupráce.
- V České republice tyto úkoly zajišťuje ČEPS, a. s., jako jediný provozovatel elektrické přenosové soustavy, který řídí dispečink přenosové soustavy a systémové zdroje na území ČR a zajišťuje propojení s elektrizačními soustavami v sousedních zemích.
- Nejsložitějším úkolem provozovatele přenosové soustavy je zabezpečit, aby v každém okamžiku existovala rovnováha v elektrické síti.
- Výrazná propojenost evropských elektrických sítí a růst přeshraničního obchodu s elektrickou energií staví před provozovatele přenosových soustav nové úkoly a jejich stále složitější naplňování.
- Mění se charakter výrobních zdrojů zapojených do soustavy. Nové zdroje jsou budovány v místech výskytu primární energie (vody, uhlí, větru).
- Výrazně vzrostlo množství přenášené elektřiny, a to jednak vlivem růstu spotřeby, jednak vlivem narůstajícího mezinárodního obchodu s elektrickou energií, podporovaného snahou o liberalizaci evropského trhu.
- Provoz obnovitelných zdrojů je zároveň méně regulovatelný vzhledem k okamžité spotřebě elektřiny. V případě větrných elektráren jsou objemy výroby a spotřeby v daném okamžiku navzájem zcela nezávislé. To zvyšuje nároky na vyvedení a přenos výkonu jednak z větrných elektráren, jednak také ze záložních zdrojů, pokud větrné elektrárny výkon nedodávají. Mění se konfigurace elektrizační soustavy, zvyšují se nároky na schopnost přenosové sítě dopravovat vyrobenou elektřinu ke spotřebitelům a rostou nároky na dispečerské řízení soustavy.
- V neposlední řadě se mění také charakter spotřeby elektrické energie. Růst životní úrovně, restrukturalizace průmyslu, rozvoj mezinárodního obchodu s elektřinou i klimatické změny stírají sezonní rozdíly v poptávce. To ztěžuje plánování odstávek

výrobních zdrojů i přenosových tras kvůli údržbě, opravám a rekonstrukcím. Klimatické změny působí poruchy na vedeních a krizové situace v zásobování elektřinou vznikají v kterémkoliv ročním období.

- Za této situace je současný stav PS ČR na dobré úrovni, což vyplývá z přehledu projektů transevropských přenosových sítí (Rada EU č. 1229/2003/ES), priorit a společných zájmů EU k posílení přenosových kapacit a eliminace úzkých míst přeshraničních profilů PS.

Připravovaný rozvoj přenosové sítě ČEPS

Páteřní přenosová síť byla prakticky dokončena v 80. letech minulého století. V současné době ji tvoří hlavně vedení 400 kV. Trasy 220 kV, jejichž výstavba byla ukončena počátkem 70. let, dnes plní převážně úlohu záložních a doplňkových vedení.

K přenosové soustavě patří rovněž 64 transformátorů a 39 rozvoden pro obě základní napěťové hladiny. Historicky nejstarší soustavy 110 kV postupně v 70. letech převzaly úlohu uzlově napájených distribučních sítí.

Tab. 4.3

VEDENÍ PS ČEPS	DĚLKA VEDENÍ (KM)
400 kV	2901
220 kV	1440
110 kV	105
CELKEM	4446
POČET ROZVODEN CELKEM	39

Posilování přenosové sítě v perspektivě

Rozvoj elektroenergetické přenosové sítě ČR směřuje k trvalému zajištění spolehlivé funkce PS s ohledem na očekávané potřeby a požadavky ovlivněné především významnými okolnostmi rozvoje. Jsou to:

- Obnova velkých výrobních zdrojů (systémových elektráren) především v oblasti severozápadních Čech a zajištění vyvedení jejich výkonu do PS.
- Připojení nových obnovitelných zdrojů – velkých parků větrných elektráren do sítí 110 kV a PS a s tím související posílení elektrických sítí.
- Zajištění lokalit pro výstavbu nových a rozšíření stávajících významných zdrojů o další výrobní elektrárenské bloky a zajištění koridorů pro vyvedení výkonu z těchto nových zdrojů.
- Posílení vnitřní sítě a mezistátního propojení PS v návaznosti na značné využívání PS ČR při mezistátních výměnách a tranzitech elektřiny ve středoevropském regionu.
- Zajištění spolehlivého napájení při pokrytí růstu spotřeby v oblasti hlavního města Prahy a středočeského regionu z PS.
- Očekávaný výrazný nárůst spotřeby na severovýchodní Moravě v souvislosti s budováním velkých průmyslových zón v této oblasti, což vyžaduje podstatné posílení zabezpečení napájení z PS.
- V přenosové síti ČR se připravuje výstavba nových vedení 400 kV o celkové délce až 427 km, většinou v koridorech stávajících linek 220 a 400 kV. Rozvoj transformačního výkonu PS/110 kV se očekává pouze na úrovni transformace 400/110 kV. Růst celkové velikosti instalovaného transformačního výkonu PS/110 kV se očekává následovně:

15 990 MVA v roce 2007, 19 480 MVA v roce 2015 (+ 3490 MVA), 21 600 MVA v roce 2020 (+ 2120 MVA).

Průměrný meziroční přírůstek transformačního výkonu PS/l 10 kV v období do roku 2020 se očekává ve výši 2,7 % celkového instalovaného výkonu transformátorů PS/l 10 kV.

- Výstavba nových vedení trvá zhruba 10 let.

Rozvoj distribučních sítí 110 kV

Rozvoj distribučních sítí je zaměřen především na:

- zásobování nových průmyslových zón a kumulovaných center spotřeby,
- zajištění vyvedení nových zdrojů a větrných elektráren,
- zvýšení spolehlivosti zásobování v podmínkách růstu spotřeby.

Připravovaný rozvoj distribučních sítí 110 kV je možné naznačit přibližně do roku 2015.

Do tohoto časového horizontu se předpokládá:

- výstavba asi 476 km nových vedení 110 kV (v nových trasách), v převážné většině se jedná o výstavbu nových dvojitých vedení 110 kV, v případě velkých městských aglomerací též o výstavbu kabelů 110 kV,
- rekonstrukce vedení 110 kV (spojená se zvýšením přenosové schopnosti vedení) se připravuje na vedeních v délce cca 600 km.

Celkově se jedná o cca 1076 km nově budovaných a rekonstruovaných vedení 110 kV, což představuje asi 6,8 % z celkové délky stávajících tras.

V sítích 110 kV se do roku 2015 připravuje výstavba 54 nových stanic 110 kV, z čehož 46 transformačních stanic 110 kV/vn je určeno pro zásobování distribuce a průmyslových zón, 6 rozvoden plánují investoři větrných elektráren pro vyvedení výkonu z větších parků přímo do sítí 110 kV a 2 trakční transformovny budou sloužit pro napájení trakce ČD.

Z celkového počtu 54 nových rozvoden 110 kV se připravuje 37 stanic v oblasti působnosti ČEZ Distribuce, 14 rozvoden v oblasti působnosti E.ON Distribuce a 3 v oblasti PRE Distribuce. Připravované nové stanice 110 kV/en v distribučních sítích 110 kV ES ČR jsou uvedeny v schématu na následující stránce.

Spolehlivost elektrizační soustavy

Spolehlivost a bezpečnost elektrizační soustavy je závislá na celé řadě faktorů, zejména na důsledcích zvýšení mezinárodního obchodu podle požadavku EU, včetně akceptace energetických balíčků, předání části pravomoci ERU, řízení přenosové soustavy (ČEPS) do centra v zahraničí, a to za situace:

- kdy dosud neexistují závazná pravidla EU (evropský sít'ový kodex PS, není zajištěna slučitelnost jednotlivých národních kodexů) a platí princip neintervence, tj. každá soustava si musí do 15 minut vyrovnat svou bilanci výkonů, a naopak platí princip solidarity, tj. že se automaticky aktivují rezervy v synchronní oblasti, tj. i naše rezervy. Požadované zvýšení solidarity jednotlivých TSO se zatím prakticky neprojevovalo, naopak panuje ostrá konkurence a import regulační energie je problematický;
- kdy zahraniční společnosti vlastníci přenosové kapacity hlavně v SRN dosud neprovádějí zvyšování přenosové schopnosti a omezit vliv na sousední země, tj. i na přenosovou soustavu ČR. Na druhé straně se požaduje spolurozhodování (v rámci 3. balíčku) o výstavbě přenosové sítě ČR a jejího řízení; kdy není dořešena celá řada dalších otázek spolupráce TSO, zejména rozsah odpovědnosti národních orgánů za spolehlivost soustavy;

- kdy, není zcela prokázána spolehlivost přenosové soustavy ČR, s respektováním vlivu PS EU (UCTE) a schopnosti zajistit kritérium (N-1) i při poruchových stavech a zvýšeného vlivu zahraničních větrných MFF-chore elektráren v SRN (plánovaný nárůst do roku 2020 cca 20 000 MW);
- kdy schopnost cíleně zajistit ostrovní provozy zejména hlav. města Prahy při rozpadu elektrizační soustavy a při blackoutu včetně opětného najetí ze tmy není rovněž dořešena;
- kdy schopnost čelit neplánovaným paralelním a kruhovým tokům výkonů ze zahraničí včetně možných technických prostředků není zpracována.

Očekává se:

- enormní nárůst přenosů elektřiny mezi exportujícími a importujícími soustavami, další zvyšování tranzitů a výměn elektřiny,
- velké kolísání mezistátních přenosů vlivem rozmachu větrné energetiky v sousedních státech,
- nebezpečí zavlečení velkých poruch ze zahraničí do naší ES.

Zvláštní pozornost si zaslouží analýza spolehlivosti ES v reálném čase

- Technické výpočty pro plánování provozu a rozvoje elektrizační soustavy, které vypracovává ČEPS, a. s. (chod soustavy, dynamická a statická stabilita, sekundární a terciální regulace výkonu, disponibilita, spolehlivost bloků aj. by měla zaručit spolehlivé fungování ES s tím, že by měla být dořešena kontrolními výpočty dodržení kritéria N-1) tak, aby byl splněn požadavek EU. Je nutné zajistit trvalé sledování vývoje sousedních PS a změn v jejich konfiguraci.

Dále je nutno posoudit:

- vliv největšího plánovaného bloku (1200 až 1550 MW) na spolehlivost ES včetně potřeby rychle startujících zdrojů k zajištění sekundární regulace (dle předpisu UCTE jen na území ČR) a zajištění výkonové rezervy pro terciální regulaci. Možnost dovozu regul. energie je minimální a disponibilní výkon v ČR pro sekundární regulaci není zatím v průměru vyšší než 700 MW (přečerpací vodní elektrárny);
- analýzu dopadů systémových poruch na národní hospodářství v důsledku širokého pojetí nouzového stavu v ČR, zahrnující nejen přírodní katastrofy, ale i blíže nedefinovatelné události v přenosu, distribuci a výrobě elektřiny;
- vliv burzovního obchodu s elektřinou nejen na ceny, ale také na spolehlivost zásobování elektřinou při přechodu od dlouhodobých smluv na krátkodobé burzovní produkty za extrémní volatility a nízké nabídky v důsledku chybějících zdrojů a přenosů elektřiny.

Je nutné dopracovat a realizovat:

- projekty kritické infrastruktury k zajištění omezené dodávky elektřiny a tepla hlavně pro domácnosti a nezbytné služby při dlouhodobém výpadku zásobování elektřinou, včetně rozpadové automatiky;
- opatření k zabezpečení provozu tepláren a místních kogeneračních zdrojů pro zvýšení odolnosti provozu ES, zajištění rezervního elektr. výkonu a posílení možnosti startu PS ze tmy.
- Připravit výhledový program výstavby PS až do roku 2030 včetně rekonstrukce PS 220 kV a technických prostředků na základě analýz spolehlivosti (kritérium N-1) k zvýšení odolnosti PS ČR proti zavlečení velkých poruch ze zahraničí.

- Připravit legislativní úpravy pro možnost posílení PS analogicky k připravovanému specifickému zákonu SRN (Energieleitungsausbaugesetz – bylo již všem členům NEK zasláno).
- Dopracovat návrh českého a slovenského trhu ve vazbě na přenosovou soustavu.
- Poukázat na problematiku regulovaných společností (přenosy a distribuce) a nedostatek finančních prostředků, snižování úrovně retrofitu a údržby (zasláno rovněž emailem pod názvem Problematika provozovatelů ES k rozšíření/výstavbě ES).
- V doporučení uvést komparativní výhodu ČR při tvorbě regionálního trhu s elektřinou CEE (centrální východní Evropa). PS ČR má klíčovou úlohu při tvorbě tohoto trhu, neboť představuje s dostatečnou přenosovou schopností propojení východ-západ a sever-jih. Bez ČR nelze trh realizovat. Nejsou na nás kladeny nároky na nové přenosové kapacity a řešení úzkých míst přeshraničních profilů přenosu (congestion management). Navíc existuje rezerva v možnosti rekonstrukce PS 220 kV na 400 kV bez nároku na nové trasy.
- Z uvedeného vyplývá, že nové okrajové podmínky a související problémy je nutné vyhodnotit a provést adekvátní opatření.

Problematika závazku provozovatelů elektrických sítí k rozšíření (výstavbě) sítí

- Jedním z problémů elektrizace energetické bilance a snižování celkové energetické náročnosti a neuspokojivého řešení legislativních podmínek výstavby jak přenosové, tak distribuční elektrické sítě, a to v ČR i zahraničí,² jsou nově vznikající podmínky legislativní, technické, ekonomické i ekologické.
- V ČR se to projevuje velkými problémy při umístění nových rozvodů a transformátorových stanic a nových venkovních vedení. To vede k nezbytnosti použít zapouzdřené provedení s nízkou náročností na plochu.⁴ Naštěstí se snižuje rozdíl vysokých nákladů na zapouzdřené provedení při zvyšující se ceně pozemků.
- Jsou zde i závažné problémy při výstavbě nových venkovních elektr. vedení, ať již z důvodu přechodu přes chráněná území nebo neochoty vlastníků prodat nezbytný pozemek, popřípadě převzít věčné břemeno (vyskytly se i požadavky na úhradu cca 1 mil. Kč za umístění stožáru na ploše několika m²). Svou roli hraje i spekulace s pozemky, domnělá rizika z „elektrosmogu“ a jiných environmentálních a zdravotních rizik.³
- V řadě případů nelze vyhovět investorům se značnými nároky na elektrickou energii, neboť ze shora uvedených důvodů a časové náročnosti přípravy staveb (projednávání s vlastníky pozemků, podmínky EIA atd, jednání trvá minimálně 5 let, v případě venkovního vedení jde o cca 3000 smluvních vztahů) nelze i přes povinnosti z energetického zákona termíny zajistit.
- Navíc je problém financování a odpovědnosti za zajištění dodávek elektrické energie. V následujícím je tato problematika rozvedena na příkladu poměrů v SRN.
- V minulosti v monopolních podmínkách provozovatelé sítí (elektrických, plynových telekomunikačních) rozšiřovali a modernizovali své sítě podle svých potřeb jak provozních, tak i hospodářských. V současné době, kdy síťový monopol zůstává v podstatě zachován, ale je zde povinnost přenosu elektřiny (plynu), povinnost připojit nové zdroje (zejména obnovitelné) a povinnost zásobovat konečného spotřebitele, **vzniká otázka, za jakých podmínek se mohou třetí osoby domáhat připojení a přenosu, pokud přenosová schopnost (kapacita) není postačující.** Tato situace nastává zejména při spoluužívání sítí za účelem soutěže jak na trhu zdrojů, tak spotřebitelů. Tyto otázky nejsou v EU (ale ani v ČR) dostatečně vyjasněny a kodifikovány.
- **Přístup k síti znemožněný provozními podmínkami**
Jestliže nelze zajistit přístup k síti bez změny jeho kapacity (přenosové schopnosti) nebo úzkého místa, lze přístup k síti odepřít, přičemž povinnost důkazu leží na provozovateli

sítě. Omezenou volnou přenosovou schopnost je nutno rozdělit přiměřeně mezi žadatele o přístup k síti.

- **Požadovatelnost^{5*} rozšiřování (výstavby) sítě**

Zvyšování přenosové schopnosti vyžaduje většinou fyzické zásahy do sítě, tj. zřízení nových uzlů, transformačních stanic, kompenzací apod. Žádná právní úprava však tato opatření jako povinnost neukládá. Navíc je pouze provozovatel sítě příslušný k výstavbě (modernizaci apod.) sítě a může autonomně rozhodovat o investicích, bezpečnosti a spolehlivosti provozu.

- **Akceptovatelnost hospodářského rizika**

Nelze akceptovat přenášení hospodářského rizika na provozovatele sítě (pokud by třetí osoba chtěla přenést hospodářské riziko zvyšování přenosové schopnosti na provozovatele), aniž by tímto vznikly pro něj určité výhody. Poplatky za užívání sítě nepočítají s možností zvyšování kapacity a případné další poplatky nepřicházejí v úvahu. Provozovatel sítě také nemůže přenést související náklady na konečného spotřebitele (zahrnout je do ceny elektřiny). Kromě toho existuje povinnost porovnávání nákladů (Benchmarking) za užívání sítě mezi jednotlivými provozovateli, což přináší další podnikatelská rizika.

- **Akceptovatelnost převzetí nákladů na zvýšení přenosové schopnosti žadatelem o přístup**

V případě, že by žadatel o přístup k síti byl ochoten převzít náklady spojené se zvýšením přenosové schopnosti, je třeba zvážit, zda nákladové riziko je pokryto zárukami.

Nejde však jen o náklady na investice, ale též o budoucí provozní náklady (údržba, dokumentace apod.), popřípadě další, následné náklady, např. při přerušení provozu.

Dále je nutné respektovat následující:

- Závazek zvýšení přenosové schopnosti omezuje vlastnická práva podstatně více než závazek k užívání sítě.
- Je zapotřebí vyjasnit, do jaké míry se rekonstrukce sítě projeví ve výnosech provozovatele sítě.
- Dále je třeba posoudit, jak se kvalitativně změní síť (nová zařízení na vyšší technické úrovni).
- Je zapotřebí respektovat možnost, že žadatel upustí od užívání sítě a vzniknou „stranded costs“ v provozních nákladech.
- Pokud je nutná rekonstrukce sítě, jedná se o zásah do vlastnických práv, a to při sporu není možné ponechat soudnímu rozhodnutí, ale je potřeba zajistit zákonodárcem určitá pravidla.

Vliv zákona o obnovitelných zdrojích a kombinované výrobě elektřiny a tepla (SRN)

Zákon ukládá připojit nový zdroj na síť nejvýhodněji, tj. v nejkratší vzdálenosti tak (náklady nese žadatel), aby přípojka byla co nejlevnější. Dále se ukládá provozovateli sítě přednostní odběr elektřiny z obnovitelných zdrojů. Provozovatel sítě musí nést náklady na přenos. U kombinované výroby elektřiny a tepla je rovněž povinnost připojení na síť odběru elektřiny a její zaplacení, **ovšem do výše nevynaložených nákladů** a pokud to je akceptovatelné z hlediska přenosové schopnosti (detaily jsou obsaženy v novém zákoně o ochraně kombinované výroby elektřiny a tepla – KVET).

Připojovací a zásobovací povinnost

Na rozdíl od užívání sítě a s tím spojených poplatníků je povinnost zajistit přenos (transport) elektřiny ke konečnému spotřebiteli jednoznačná, tj. provozovatel distribuční sítě toto musí zajistit vlastními náklady.

Vliv síťového kodexu (Grid Code)

V SRN se provozovatelé elektr. sítí ve smlouvě VV2 zavázali **s ohledem na systémovou odpovědnost příslušně udržovat a rozšiřovat sítě s respektováním prognózovaného nárůstu objemu přepravy**. Jedná se ovšem o vlastní závazek (nepředepsaný zákonem) vyhovět minimálním požadavkům na spolehlivost a bezpečnost (platí jak pro přenosové, tak distribuční sítě). Toto lze zřejmě využít při posuzování akceptovatelnosti přenosu při event. sporu mezi žadatelem a provozovatelem sítě. Do jaké míry lze projev vůle vyplývající z dobrovolného závazku použít jako právně závazné, není vyjasněno. Smlouva VV2 obsahuje však ustanovení, že pokud přebytky elektřiny nelze přenášet, musí event. náklady nést ten, kdo je původcem přebytků.

Je zřejmé, že pokud pomocí pravidel síťových kodexů nelze zajistit uspokojivé řešení měl by zákonodárce pravidla kodifikovat, obdobně jako připojovací povinnost přenosu. Závěrem lze konstatovat, že ne všechny problémy liberalizace elektroenergetiky byly legislativně uspokojivě vyřešeny. Jistě bude užitečné provést porovnání v tomto směru s právními úpravami v ČR.

-
1. Viz EN 3/2008 Kubín M.: Dlouhodobé potřeby elektřiny ČR.
 2. Viz En 11/2007 Kubín M.: Program výstavby evropské přenosové sítě.
 3. Kubín M.: Přenosy elektrické energie ČR – ČEPS, str. 488.
 4. Kubín M.: Energetika – strategie, perspektivy, inovace, str. 434.
 5. Německý výraz Zumutbarkeit lze interpretovat jako akceptovatelnost, splnitelnost (schopnost plnění), spravedlivá požadovatelnost, slovo spojuje domněnku, příčinu a následek.

5. ENERGETIKA A LEGISLATIVA

Úvod

Před českou energetikou stojí realizace velkého množství investic v celém spektru potenciální struktury palivoenergetických zdrojů. Jejich realizace je v neposlední řadě limitována složitostí legislativy a nepřiměřeně dlouhými lhůtami pro získání příslušných rozhodnutí a povolení. Závěry provedených analýz v této oblasti považujeme za tak závažné, že problematice věnujeme samostatnou kapitolu.

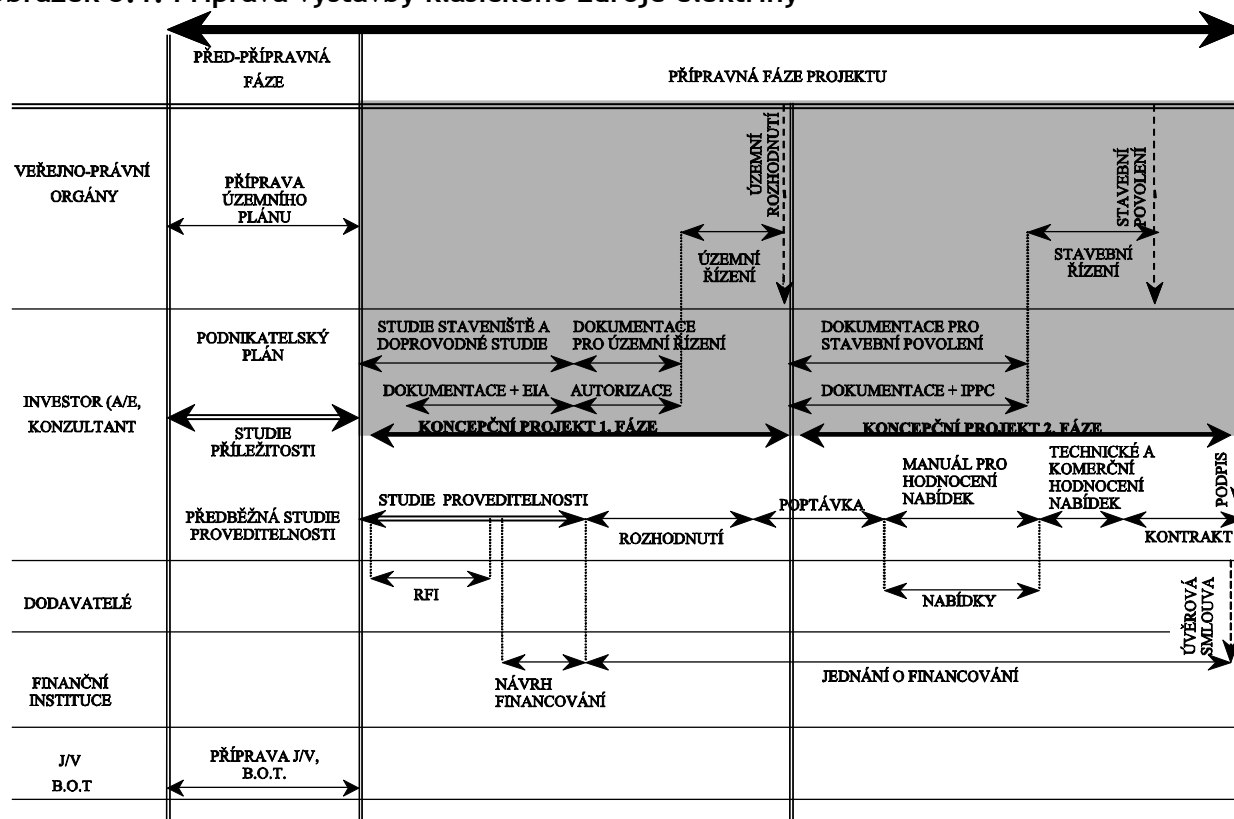
Analýza legislativy je rozdělena podle logicky navazujících celků, ve vazbě a souvislostech vyplývajících z postupů při veřejnoprávním projednávání v přípravě energetických staveb (zdrojů). Již na počátku zdůrazňujeme, že považujeme celý proces za zbytečně dlouhý, komplikovaný a zbyrokratizovaný.

Schematicky je tento proces znázorněn na obrázku 1 ve vazbách na ostatní činnosti investora při přípravě a zahrnuje následující kroky:

- územní plánování,
- posouzení vlivu na životní prostředí,
- autorizace,
- územní řízení
- včetně specifík přípravy jaderných zdrojů,
- integrované povolení, stavební řízení.

Účelem analýzy je vyhodnocení časové náročnosti přípravy a realizace energetických staveb s ohledem na nutnost zkrátit kritickou cestu přípravy energetických zdrojů, na které leží i jednotlivé kroky povolovacího procesu.

Obrázek 5.1: Příprava výstavby klasického zdroje elektřiny



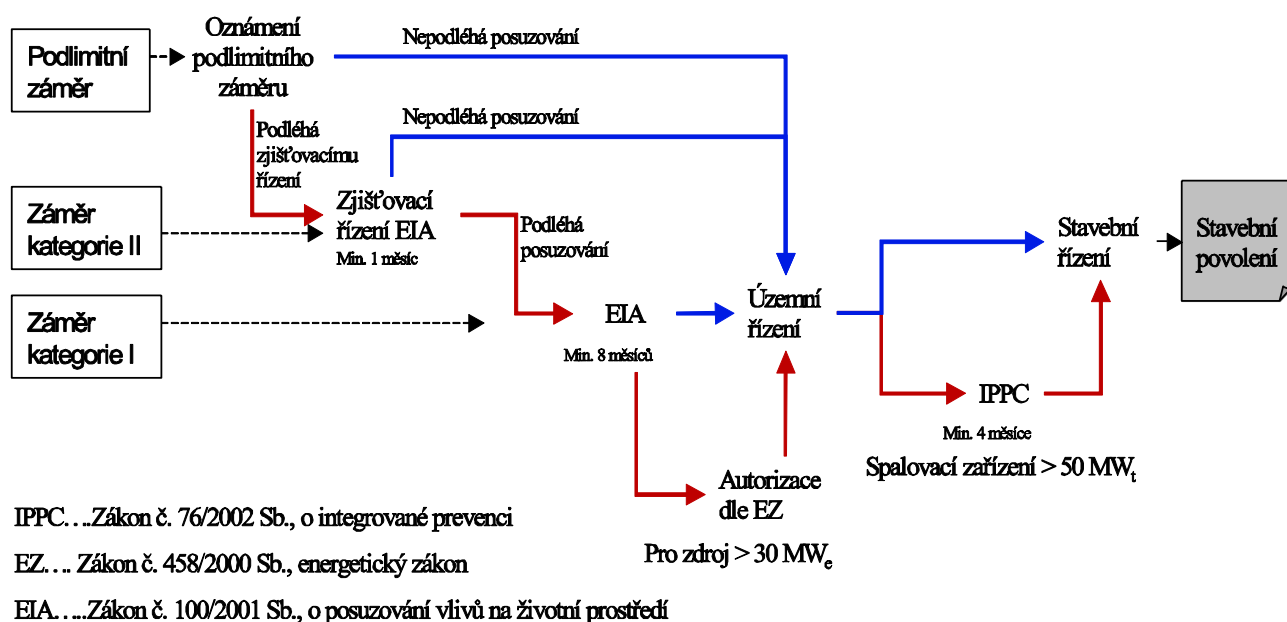
Na obrázku 2 je zakreslen proces veřejnoprávního projednání pro energetické stavby. Kategorie záměrů na obrázku 2 vycházejí z přílohy č. 1 zákona č. 100/2001 Sb., o posuzování vlivů na životní prostředí. Při analýzách legislativy se uvažují minimální lhůty vycházející z příslušných právních norem. Lhůty též nezahrnují doby pro interní rozhodovací procesy investora.

Tento proces platí rovněž pro vyvolané investice související s energetickými stavbami, jako jsou liniové stavby (vedení), vyvedení výkonu, vodní řad apod. U staveb tohoto druhu může být proces často spojen s vyvlastněním pozemků a zřizováním věcných břemen, což celé veřejnoprávní projednávání prodlužuje a komplikuje.

Dále jsou podrobně analyzovány legislativní akty související s přípravou a realizací energetických staveb z hlediska:

- aplikace při přípravě a realizaci energetických zařízení,
- vzájemného souladu české a evropské legislativy.

Obr. 5.2: Veřejnoprávní projednání u energetických staveb



5.1 Územní plánování

Oblast územního plánování je upravena v zákoně č. 183/2006 Sb., o územním plánování a stavebním řádu (stavební zákon). V případě obnovy zdrojů nebo v případě výstavby zdrojů nových musí investor brát v úvahu územněplánovací dokumentaci (zejména tedy zásady územního rozvoje a územní plán).

Změna územně plánovací dokumentace z důvodu plánované výstavby energetických zdrojů bude představovat významný zásah do území kraje (obce), a tedy minimálně velkou časovou náročnost spojenou s projednáváním a zpracováváním územních studií a schvalováním územního plánu

V případě infrastruktury související s energetikou (přepavní/přenosová a distribuční síť) lze požívat výhody „veřejně prospěšné stavby“, a tím i vstřícnějšího přístupu legislativy k provedení takovýchto staveb.

Z hlediska časové náročnosti nelze stanovit přesné lhůty pro jednotlivé fáze územního plánování. V případě změny územněplánovací dokumentace z podnětu investora lze počítat s lhůtami v řádu i let. Tyto lhůty budou záviset zejména na tom, zdali se jedná o změnu územněplánovací dokumentace v zastavitelném nebo zastavěném území.

Pro přípravu nových velkých energetických zdrojů lze předpokládat nutnost změny územněplánovací dokumentace a již v této fázi může dojít ze strany státních orgánů nebo

orgánů místní samosprávy k odmítnutí navrhovaných změn, a tím i k znemožnění realizace projektu.

V případě obnovy energetických zdrojů může být situace jednodušší. Investor musí vždy plnit stávající podmínky územněplánovací dokumentace.

Závěry pro oblast územního plánování Při přípravě nových energetických projektů musí investor zvažovat:

- Informace z Politiky územního rozvoje,
- Územně plánovací dokumentaci,
- Na investora jsou v této fázi kladeny poměrně velké nároky. Zajištění souladu územně plánovací dokumentace se záměrem investora bude zvláště u velkých energetických staveb velice časově náročné a problematické (odhad: 1 až 3 roky).
- V této fázi přípravy výstavby může pomoci Státní energetická koncepce a její aplikace do Politiky územního rozvoje, která musí být respektována při tvorbě územněplánovací dokumentace. Tím bude částečně zajištěno území pro výstavbu nových energetických děl.

5.2 Posouzení vlivu na životní prostředí (EIA)

Problematiku upravuje zákon č. 100/2001 Sb., o posuzování vlivů na životní prostředí a změně některých souvisejících zákonů (zákon o posuzování vlivů na životní prostředí).

Kategorie energetických staveb podléhajících posuzování podle zákona o posuzování vlivů na životní prostředí:

- **Kategorie I (vždy podléhající posouzení)**

Zařízení ke spalování paliv s tepelným výkonem nad 200 MW.

Zařízení s jadernými reaktory (včetně jejich demontáže nebo konečného uzavření) s výjimkou výzkumných zařízení, jejichž maximální výkon nepřesahuje 1 kW kontinuální tepelné zátěže.

Nadzemní vedení elektrické energie o napětí nad 110 kV a délce od 15 km.

- **Kategorie II (záměry vyžadující zjišťovací řízení)**

Zařízení ke spalování paliv o jmenovitém tepelném výkonu od 50 do 200 MW.

Větrné elektrárny s celkovým instalovaným výkonem vyšším než 500 kWe nebo s výškou stožanu přesahující 35 metrů.

Vodní elektrárny s celkovým instalovaným výkonem výroby nad 50 MWe.

Vodní elektrárny s celkovým instalovaným výkonem výroby od 10 MWe do 50 MWe.

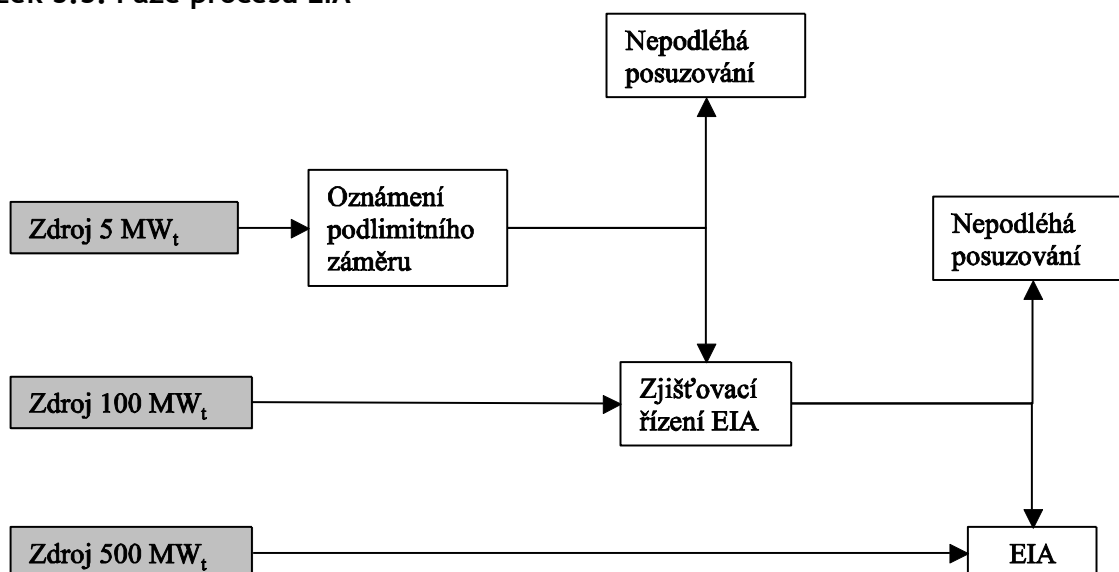
Vedení elektrické energie od 110 kV, pokud nepřísluší do kategorie I.

Zařízení ke skladování, úpravě nebo využívání nebezpečných odpadů; zařízení k fyzikálně-chemické úpravě, energetickému využívání nebo odstraňování ostatních odpadů.

Obrázek 3 naznačuje postup dle EIA. Je třeba zdůraznit, že i velice malé energetické zařízení může být předmětem posuzování podle EIA, pokud tak rozhodne příslušný úřad v předcházejících dvou fázích – posuzování podlimitního záměru a ve zjišťovacím řízení.

Stanovisko k záměru o EIA je součástí žádosti (§ 35 zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů) o udělení autorizace na výstavbu výroby elektřiny (nad 30 MW elektrického výkonu) a přílohou žádosti o vydání územního rozhodnutí.

Obrázek 5.3: Fáze procesu EIA



Posouzení procesu EIA ve vazbě na evropskou legislativu

Evropská unie dosud přijala tyto směrnice upravující posuzování vlivů některých záměrů na životní prostředí:

- Směrnice Rady 85/337/EHS ze dne 27. června 1985 o posuzování vlivů některých veřejných a soukromých záměrů na životní prostředí,
- Směrnice Rady 97/11/ES ze dne 3. března 1997, kterou se mění směrnice 85/337/EHS o posuzování vlivů některých veřejných a soukromých záměrů na životní prostředí (= novela předchozí směrnice),
- Směrnice 2003/35/EC ze dne 26. května 2003 o účasti veřejnosti při tvorbě různých plánů a programů (= novela předchozí směrnice).

Proces má zahrnovat analýzu možných dopadů na životní prostředí, záznam těchto dopadů do zprávy, uspořádání veřejného projednání této zprávy (posudku), vzetí v úvahu všech připomínek při konečném rozhodnutí a informování veřejnosti.

Směrnice EIA stanoví, které druhy projektů mají být předmětem posouzení EIA, jaký proces má následovat a co má být jeho obsahem.

Evropská komise analyzovala v roce 2003 dopady, přínosy a stav implementace direktivy o EIA do vnitrostátních legislativ členských států Evropské unie. EK konstatovala, že její problém není transpozice do národních legislativ, ale že jsou veliké rozdíly s její aplikací, což se částečně týká i ČR. Tento nedostatek byl zčásti odstraněn úpravou § 4, provedenou zákonem č. 163/2006 Sb. a později též zákonem č. 216/2007 Sb.

V této oblasti lze očekávat tendence ke sjednocování postupů v rámci celé Evropské unie a zpřísnění požadavků na ochranu životního prostředí. Pro identifikaci možnosti zjednodušení povolovacích procesů lze například využít příkladu z Německa, kde je EIA součástí povolovacího řízení pro realizaci záměrů a v zásadě tak na celý záměr existuje pouze jedna povolovací procedura.

Závěry dopadů posuzování EIA na výstavbu nových energetických zdrojů

Prostor pro zjednodušení ovšem existuje v integraci územního řízení, EIA a autorizace.

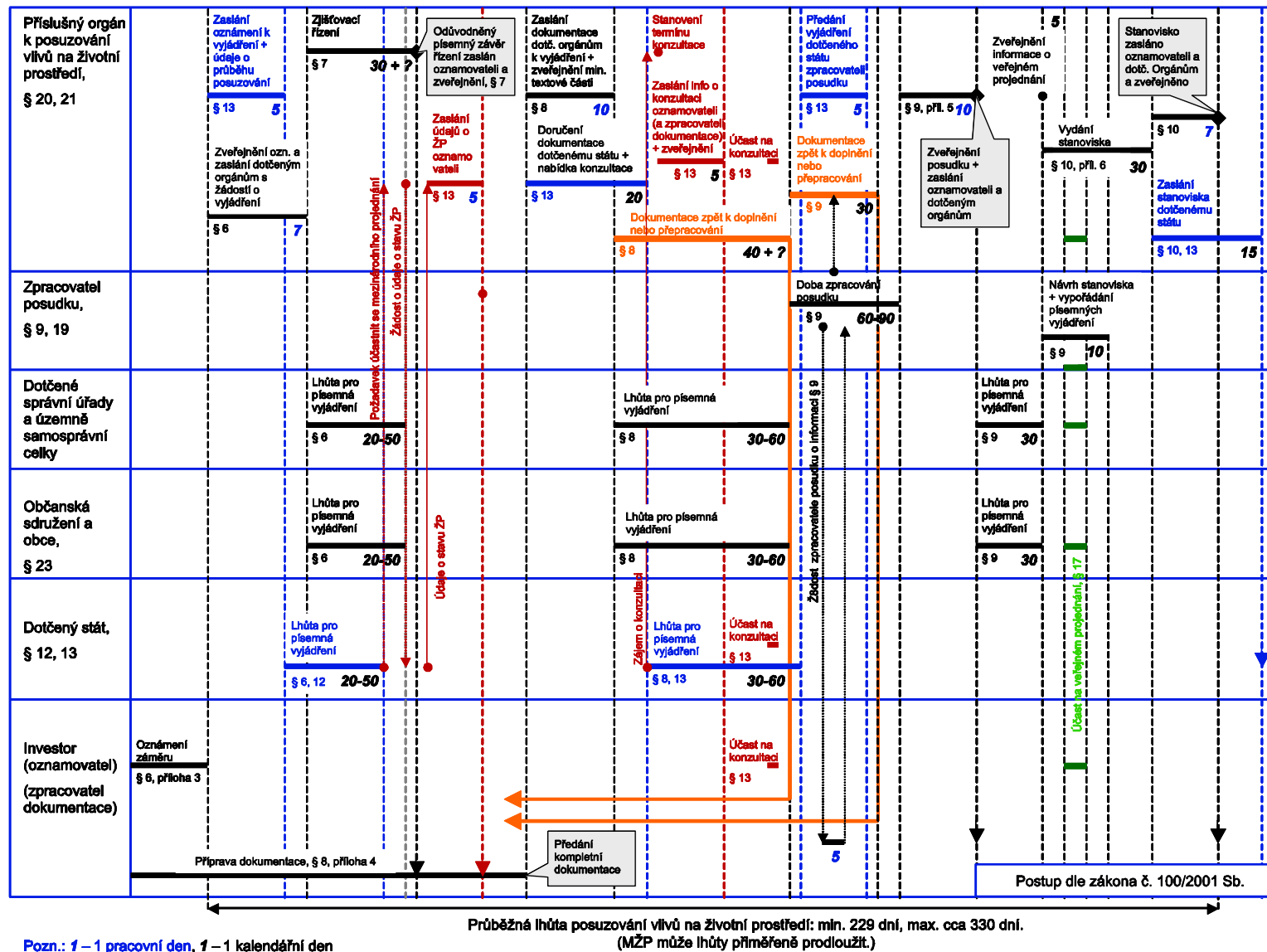
Hlavní problémy v této oblasti jsou zejména:

- Vysoká časová, a tím i finanční náročnost,

- Komplikace spojené s vazbami na další povolovací řízení (územní řízení, autorizace).

Doporučujeme provést analýzu možnosti integrace územního řízení, EIA a autorizace do jednoho povolovacího řízení.

Pro názornost uvádíme na následujícím obrázku 4 proces posuzování vlivu záměru na životní prostředí včetně lhůt, tak jak je definováno zák. č. 100/2001 Sb.



Obrázek 5.4: Schéma procesu posouzení vlivu na životní prostředí

5.3 Územní řízení

Zákon č. 183/2006 Sb., o územním plánování a stavebním řádu (stavební zákon) zejména v části třetí, hlavě III, dílu čtvrtém upravuje podmínky vydání územního rozhodnutí, pravidla pro územní řízení a další souvislosti.

Dotčené orgány státní správy s působností na příslušném úseku státní správy dle zvláštních právních předpisů vydávají závazná stanoviska, která jsou podkladem pro rozhodování v území. Seznam předpisů upravujících působnost dotčených orgánů státní správy je uveden v následující tabulce 1:

Tabulka 5.1

Legislativa, ze které vyplývá působnost dotčených orgánů státní správy při územním řízení, popřípadě při územním plánování	
Číslo	Název
114/1992 Sb.	o ochraně přírody a krajiny
100/2001 Sb.	o posuzování vlivů na životní prostředí a o změně některých souvisejících zákonů
254/ 2001 Sb.*	vodní zákon
86/2002 Sb.*	o ochraně ovzduší
334/1992 Sb.	o ochraně zemědělského půdního fondu
289/1995 Sb.	lesní zákon
185/2001 Sb.	o odpadech a změně některých dalších zákonů
258/2000 Sb.	o ochraně veřejného zdraví
166/1999 Sb.	veterinární zákon
20/1987 Sb.	o státní památkové péči
13/1997 Sb.	zákon o pozemních komunikacích
266/1994 Sb.	o drahách
49/1997 Sb.	o civilním letectví
114/1995 Sb.	o vnitrozemské plavbě
127/2005 Sb.	o elektronických komunikacích
222/1999 Sb.	o obraně České republiky
133/1985 Sb.	o požární ochraně
174/1968 Sb.	o státním odborném dozoru nad bezpečností práce
239/2000 Sb.	o integrovaném záchranném systému a o změně některých zákonů
44/1988 Sb.	o ochraně a využití nerostného bohatství
61/1988 Sb.	o hornické činnosti, výbušninách a státní baňské správě
18/1997 Sb.*	o mírovém využívání jaderné energie a ionizujícího záření
62/1988 Sb.	o geologických pracích
59/2006 Sb.*	o prevenci závažných havárií
458/2000 Sb.*	energetický zákon
406/2000 Sb.	o hospodaření s energií
*Modře vyznačeno – dotčené orgány vydávají samostatná rozhodnutí ve správním řízení, to platí i u řízení dle atomového zákona a energetického zákona v souvislosti s výstavbou nových zdrojů	

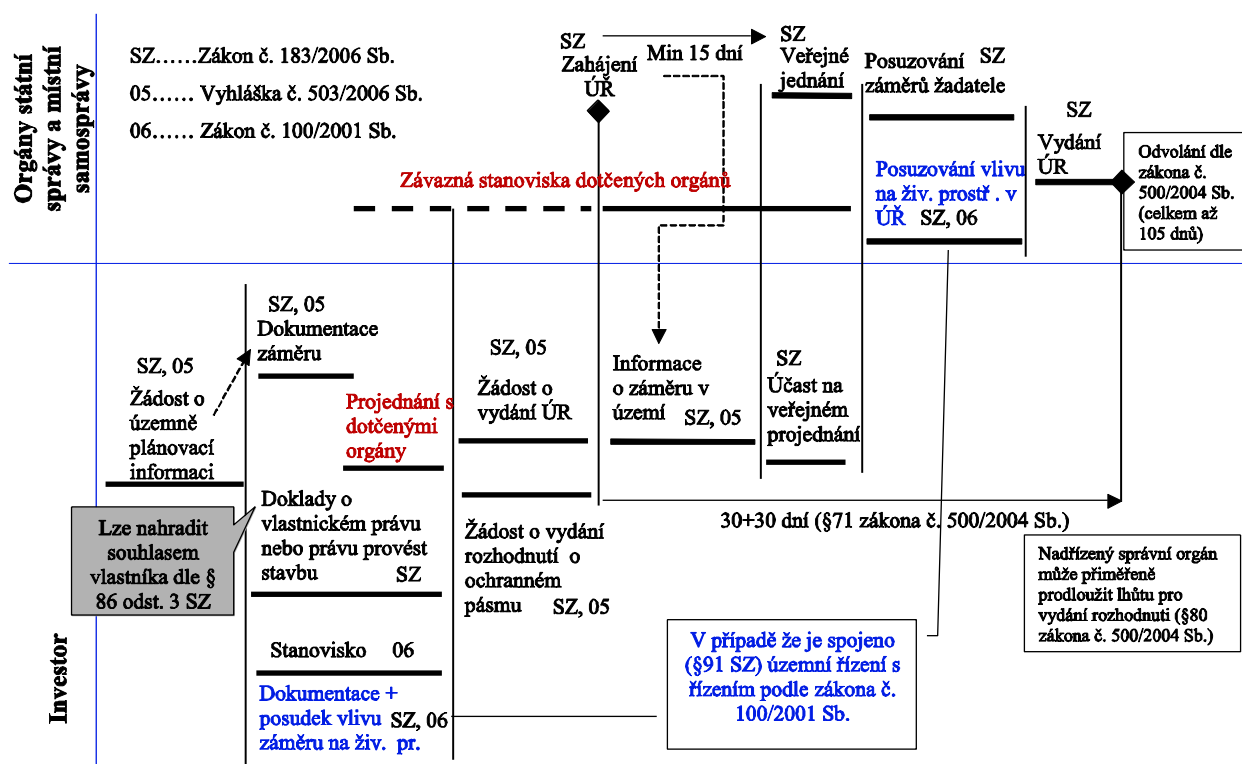
U staveb přesahujících hranice kraje nebo staveb s mimořádnými negativními vlivy na životní prostředí nebo u staveb s vlivem na území sousedních států si může pravomoc stavebního úřadu pro vydání územního rozhodnutí vyhradit Ministerstvo pro místní rozvoj (§ 17 SZ).

Časová náročnost vydání územního rozhodnutí záleží zejména na závazných stanoviscích dotčených orgánů a na tom, v jaké fázi přípravy je investor s jednotlivými dotčenými orgány projednal. V některých případech se závazná stanoviska vydávají v samostatných správních řízeních, což může mít za následek prodlužování lhůt. V neposlední řadě do procesu územního

rozhodování vstupují jako účastníci řízení další osoby (např. vlastníci sousedních nemovitostí), kteří mohou svým jednáním ovlivnit lhůtu vydání územního rozhodnutí včetně nabytí právní moci tohoto správního rozhodnutí. Dle našich odhadů považujeme proces vydání územního rozhodnutí za relativně časově náročný, přestože lhůta dle správního řádu včetně doby pro nabytí právní moci je 2,5 měsíce. Ta je tvořena základní dobou 30 dnů, do které musí správní úřad vydat rozhodnutí. K té je možné přičíst až dalších 30 dní, jestliže je třeba nařídit ústní jednání nebo místní šetření nebo jde-li o obzvláště složitý případ (§ 71 správního řádu). Odvolací lhůta činí dalších 15 dní (§ 83 správního řádu). V průměru předpokládáme délku tohoto procesu v rozmezí 4 měsíce až 1 rok. V případě výstavby velkých energetických zdrojů či existence dalších faktorů souvisejících zejména s ochranou životního prostředí a vlastnickými zájmy účastníků řízení může trvat rozhodování v území i podstatně déle. Dále je třeba vzít v úvahu i současné změny územněplánovací dokumentace vycházející z povinností stanovených přechodnými ustanoveními stavebního zákona. Z hlediska postupů pro vydání rozhodnutí je v této fázi asi nejnáročnější získat souhlasná závazná stanoviska dotčených orgánů. Zde vidíme prostor pro zjednodušení, a to ve spojení procesu EIA s územním řízením a autorizací, kde by dotčené orgány vydávaly pouze „souhrnné“ stanovisko z pohledu EIA, z pohledu územního rozhodování a z hlediska zájmů vycházejících z ustanovení energetického zákona.

Schéma procesu územního rozhodnutí na obr. 5 nastiňuje základní kroky pro získání územního rozhodnutí. Nejnáročnější částí je projednání a získání závazných stanovisek dotčených orgánů.

Obr. 5.5: Specifika stavby s jaderným zařízením v územním řízení



Na základě požadavků § 9 zákona č. 18/1997 Sb. je třeba k umístění jaderného zařízení nebo úložiště jaderných odpadů povolení. Toto povolení vydává Státní úřad pro jadernou bezpečnost na základě žádosti. Úřad rozhodne ve lhůtě do čtyř měsíců o vydání povolení o umístění zařízení.

Závěry pro oblast územního řízení

- Vydání územního rozhodnutí je jedním ze základních milníků úspěšné přípravy energetické stavby. Územní rozhodnutí zakončuje 1. fázi přípravy (viz obrázek 3)

a může být vydáno jen v případě existence stanoviska k posouzení vlivů na životní prostředí (EIA) a autorizace výstavby výroby elektřiny podle energetického zákona (pokud jsou vyžadovány).

- V této oblasti nejsou přímo aplikovány žádné směrnice a nařízení EU, pouze je třeba respektovat evropskou legislativu v oblasti ochrany životního prostředí a pro technické požadavky na výstavbu.
- Významným zjednodušením by mohlo být sloučení procesů EIA, územního řízení a autorizace dle EZ do jednoho souhrnného procesu. Vzhledem k tomu, že musí být splněny všechny tyto požadavky, které se vzájemně ovlivňují a jsou vzájemně propojeny, přineslo by toto zjednodušení nejen nižší byrokratickou zátěž pro investora, ale pochopitelně i pro orgány státní správy. Předpokládáme, že lze celý proces zkrátit minimálně o dobu trvání územního řízení a autorizace. Toto zjednodušení by s sebou přineslo i velké finanční úspory pro všechny zúčastněné.

5.4 Integrované povolení (IPPC)

Vydání integrovaného povolení probíhá ve správním řízení, jehož účelem je docílit integrované prevence a omezování znečištění vznikajícího v důsledku průmyslových činností, tzn. v zájmu dosažení vysoké úrovně ochrany životního prostředí vyloučit anebo alespoň snížit emise z těchto činností do ovzduší, vody a půdy včetně opatření týkajících se odpadů.

Tuto oblast upravuje v České republice zejména zákon č. 76/2002 Sb. o integrované prevenci a omezování znečištění, o integrovaném registru znečišťování a o změně některých zákonů (zákon o integrované prevenci). Jeho cílem je zavedení a aplikace procesu, porovnávání stávajících technologií s nejlepšími dostupnými technikami v zájmu maximalizace využití surovin a minimalizace energetické náročnosti provozů. Výstupem procesu je integrované povolení. V zemích Evropské unie nebude možné provozovat žádné zařízení spadající pod přílohu č. 1 zákona 76/2002 Sb. V energetice se jedná zejména o spalovací zařízení o jmenovitém tepelném příkonu větším než 50 MW. O integrované povolení nemusí žádat provozovatel stavby s jaderným zařízením.

Z hlediska časové náročnosti lze vycházet z předpokladu, že průměrná doba trvání procesu se pohybuje okolo 8 měsíců od podání žádosti.¹ Tato délka představuje relativně dlouhou dobu v procesu povolování stavby. Minimální délka dle lhůt uvedených v zákoně je cca 4 měsíce.

Posouzení procesu vydávání integrovaného povolení ve vazbě na evropskou legislativu

Dne 29. ledna 2008 bylo oficiálně zveřejněno v Úředním věstníku Evropské unie kodifikované znění Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2008/1/ES ze dne 15. ledna 2008 o integrované prevenci a omezování znečištění (IPPC), která zahrnuje veškeré předchozí novely původní směrnice 96/61/ES. Směrnice 2008/1/ES vstupuje v platnost dvacátým dnem po vyhlášení v Úředním věstníku, tj. 18. února 2008. Směrnice 96/61/ES ze dne 24. září 1996 o integrované prevenci a omezování znečištění (Integrated Pollution Prevention and Control, IPPC) se tímto aktem zrušuje. Aktuální směrnice stanoví kategorie průmyslových činností, základní postupy vydávání povolení, pravidla účastí veřejnosti apod.

V nedávné době vydala Evropská komise také návrh revize směrnice IPPC, již uváděné pod novým názvem „o průmyslových emisích“.²

Návrh v souladu se snahou o zjednodušení evropské legislativy v oblasti životního prostředí zahrnuje i další evropské směrnice, a to konkrétně:

¹ Zdroj: www.enviweb.cz.

² Nyní je již dostupný na <http://eur-lex.europa.eu/>.

- Směrnici 1999/13/ES o omezování emisí těkavých organických sloučenin vznikajících při používání organických rozpouštědel při některých činnostech a v některých zařízeních,
- Směrnici 2000/76/ES o spalování odpadů,
- Směrnici 2001/80/ES o omezení emisí některých znečišťujících látek do ovzduší z velkých spalovacích zařízení,
- Směrnici 78/176/EEC o odpadech z průmyslu oxidu titaničitého,
- Směrnici 82/883/EEC o postupech dozoru a monitoringu životního prostředí v souvislosti s odpadem z průmyslu oxidu titaničitého,
- Směrnici 92/112/EEC o postupech harmonizace programu pro redukci a eventuální eliminaci znečištění způsobeného odpady z průmyslu oxidu titaničitého.

Jmenované směrnice by měly být revidovanou směrnicí IPPC nahrazeny. Předpokládá se, že při bezproblémovém průběhu navazujících procedur začne navrhovaná směrnice platit v roce 2012.

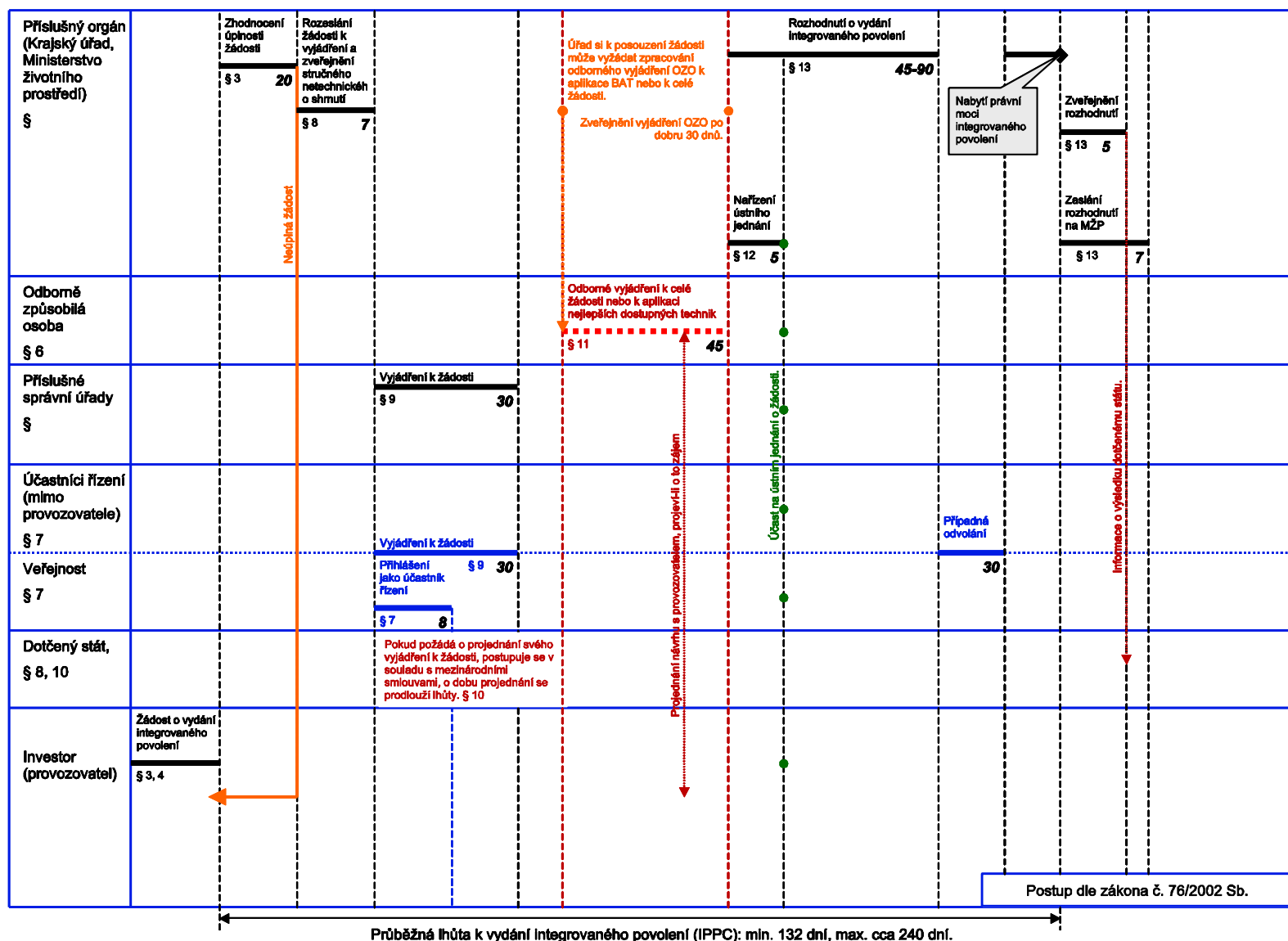
Lze tedy opět dovozovat významnou snahu Evropské unie o sjednocení a precizaci evropské legislativy v oblasti ochrany životního prostředí, ale i o snížení administrativy. Od členských států se očekává neprodlená implementace revidované Směrnice IPPC.

Závěry k procesu vydávání integrovaného povolení

Proces vydávání integrovaného povolení je pro investory/stavebníky nepochybně časově, administrativně i finančně relativně náročnou oblastí při přípravě výstavby nových zdrojů. Vzhledem k tomu, že toto povolení je přílohou žádosti o vydání stavebního povolení, představuje nedílnou součást povolovacího procesu. V této oblasti očekáváme v následujících letech změny vycházející z připravované směrnice EU. V současnosti vidíme možnosti zjednodušení v těchto oblastech:

- **Spojení procesu vydávání integrovaného povolení a stavebního řízení.**
- **Zvážit možnost zkrátit lhůty v národní legislativě, protože jsou stávající předepsané lhůty zbytečně dodržovány, přičemž vlastní proces IPPC by mohl být i významně kratší.**
- **Změna legislativy EU směrem ke zjednodušení řízení.**

Obrázek 5.6: Základní schéma procesu integrovaného povolení ve smyslu zák. 76/2002 Sb.



5.5 Stavební řízení

Stavební řízení je správní řízení vedoucí k vydání stavebního povolení. Stavební zákon v části čtvrté – Stavební řád upravuje mimo jiné povolování staveb, podmínky vydání stavebního povolení, stavební řízení, povolování užívání stavby včetně zkušebního provozu, povinnosti a odpovědnost při provádění staveb, stavební dozor a pravomoci stavebního úřadu.

Délka stavebního řízení podle lhůt definovaných správním řádem je 2,5 měsíce. Ta je tvořena základní dobou 30 dnů, do které musí správní úřad vydat rozhodnutí, k té je možné přičíst až dalších 30 dní, jestliže je třeba nařídit ústní jednání nebo místní šetření nebo jde-li o obzvláště složitý případ (§ 71 správního řádu). Odvolací lhůta činní dalších 15 dní (§ 83 správního řádu). V praxi předpokládáme dobu od podání žádosti do nabytí právní moci stavebního povolení delší, zejména v závislosti na složitosti stavby a dalších parametrech.

Nejnáročnější částí získání stavebního povolení je pro stavebníka zajištění vyjádření (pokud možno souhlasných) dotčených orgánů ve formě závazných stanovisek. Integrované povolení nahrazuje vydávání samostatných závazných stanovisek podle příslušných právních předpisů.

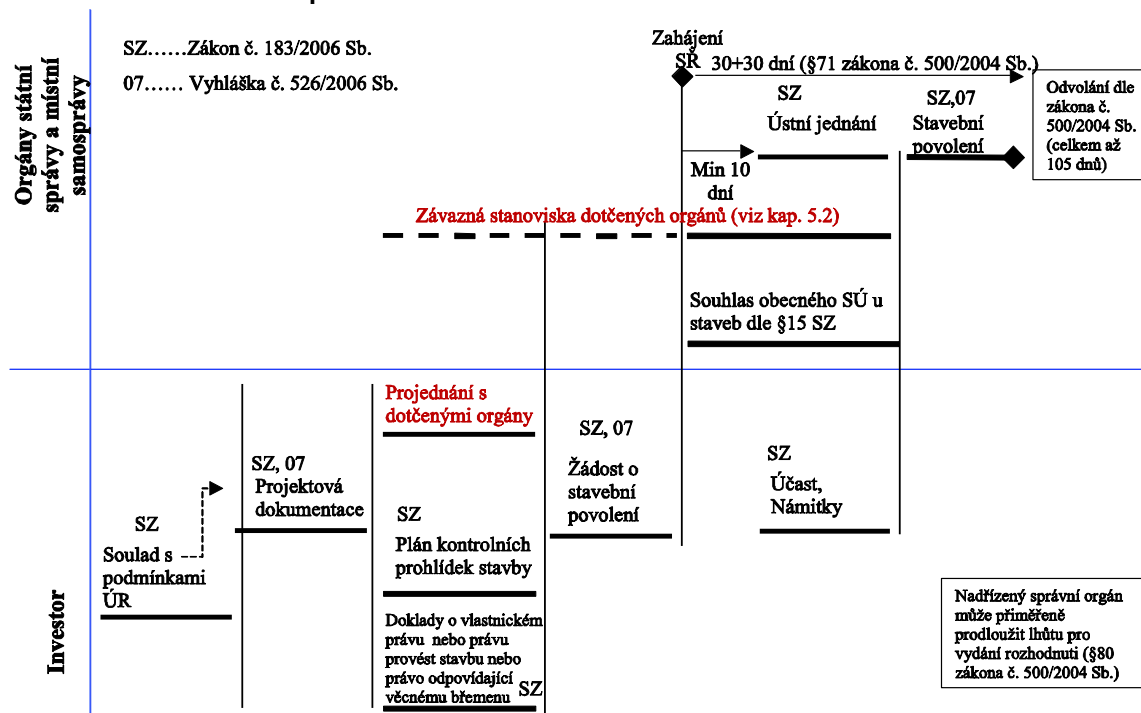
Tabulka 5.2

Legislativa, ze které vyplývá působnost dotčených orgánů státní správy při stavebním řízení	
Číslo	Název
114/1992 Sb.	o ochraně přírody a krajiny
76/2002 Sb.*	o integrované prevenci
254/ 2001 Sb*	vodní zákon
86/2002 Sb*	o ochraně ovzduší
334/1992 Sb.	o ochraně zemědělského půdního fondu
289/1995 Sb.	lesní zákon
185/2001 Sb.	o odpadech a změně některých dalších zákonů
258/2000 Sb.	o ochraně veřejného zdraví
166/1999 Sb.	veterinární zákon
20/1987 Sb.	o státní památkové péči
13/1997 Sb.	zákon o pozemních komunikacích
266/1994 Sb.	o drahách
49/1997 Sb.	o civilním letectví
114/1995 Sb.	o vnitrozemské plavbě
127/2005 Sb.	o elektronických komunikacích
222/1999 Sb.	o obraně České republiky
133/1985 Sb.	o požární ochraně
174/1968 Sb.	o státním odborném dozoru nad bezpečností práce
239/2000 Sb.	o integrovaném záchranném systému a o změně některých zákonů
44/1988 Sb.	o ochraně a využití nerostného bohatství
61/1988 Sb.	o hornické činnosti, výbušninách a státní báňské správě
18/1997 Sb.*	o mírovém využívání jaderné energie a ionizujícího záření
62/1988 Sb.	o geologických pracích
59/2006 Sb.*	o prevenci závažných havárií
458/2000 Sb.*	energetický zákon
406/2000 Sb.	o hospodaření s energií

***Modře vyznačeno – dotčené orgány vydávají samostatná rozhodnutí ve správním řízení, to platí i u řízení dle atomového zákona a energetického zákona v souvislosti s výstavbou nových zdrojů. Pro stavby na dráze, vodní díla, stavby dálnic a silnic a stavby letecké se mohou stát dotčené orgány speciálním stavebním úřadem dle § 15 SZ.**

Na následujícím obrázku je znázorněn proces vydávání stavebního povolení.

Obrázek 5.7: Schéma procesu stavebního řízení



Specifika vydání stavebního povolení pro stavby s jaderným zařízením

Na základě požadavků zákona č. 18/1997 Sb. § 9 je třeba povolení k výstavbě jaderného zařízení. Toto povolení vydává Státní úřad pro jadernou bezpečnost na základě žádosti. Obsahem dokumentace pro povolení výstavby jaderného zařízení je předběžná bezpečnostní zpráva a návrh způsobu zajištění fyzické ochrany. Úřad rozhodne ve lhůtě do dvanácti měsíců o vydání povolení.

Musíme též připomenout, že pro stavby uranového průmyslu a pro stavby jaderných zařízení dosud neexistuje právní předpis upravující technické požadavky pro stavby uranového průmyslu a pro stavby jaderných zařízení (§ 194 písm. d stavebního zákona), které má vydat MPO.

Působnost stavebního úřadu (vyjma pravomoci ve věcech územního rozhodování) pro stavby s jaderným zařízením vykonává MPO. Pro standardizaci vydávání stavebního povolení by mohlo MPO vykonávat tuto působnost pro všechny energetické zdroje, pro které bude vydávat vyhodnocení (dle připravované novely EZ zdroje od 100 MW elektrického výkonu).

Závěr pro oblast stavebního řízení

- Z hlediska výstavby nových zdrojů je stavební povolení nedílnou součástí povolovacího procesu.
- Evropská unie ve své legislativě tuto oblast přímo neupravuje, zmínit můžeme snad pouze legislativu v oblasti technických požadavků na výstavbu. Stavební zákon stanoví lhůty a postup vydávání stavebního povolení.
- Prostor existuje pouze v integraci stavebního řízení a vydávání integrovaného povolení.
- Pro stavby uranového průmyslu a pro stavby jaderných zařízení dosud neexistuje právní předpis upravující technické požadavky pro stavby uranového průmyslu a pro stavby jaderných zařízení (§ 194 písm. d), které má vydat MPO.

5.6 Zákon o zadávání veřejných zakázek

Do procesu přípravy výstavby nových energetických zdrojů bude mít významný dopad zejména zákon č. 137/2006 Sb., o veřejných zakázkách, protože aplikací jeho ustanovení na „sektorového zadavatele“ dle § 2 (v našem případě výrobce elektřiny) může docházet k prodlužování lhůt a ke komplikacím při zajišťování projektové dokumentace a dalších činností souvisejících s přípravou výstavby v rámci zadávání veřejných zakázek.

Současná právní úprava vychází ze Směrnice Evropské unie 2004/17/ES ze dne 31. března 2004 o koordinaci postupů při zadávání zakázek subjekty působícími v odvětví vodního hospodářství, energetiky, dopravy a poštovních služeb.

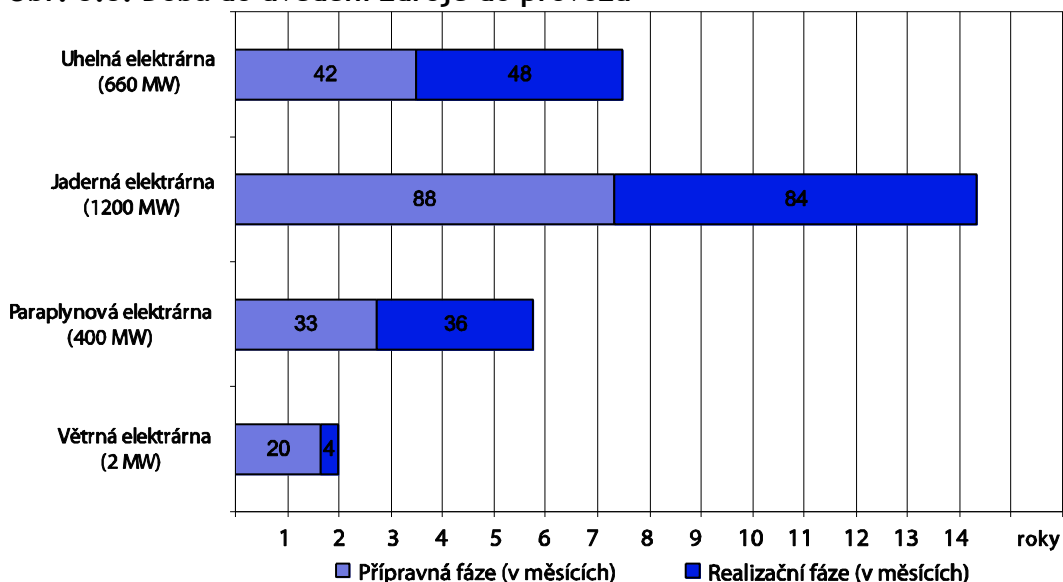
Pozn. Stávající zákon o zadávání veřejných zakázek č. 137/2006 Sb. se vztahuje i na výstavbu výroben. Nevýhodou postupů podle citovaného zákona je skutečnost, že v průběhu výběrového řízení nelze upravovat zadávací dokumentaci. Tento fakt u jaderných elektráren, kde výběrové řízení může trvat i několik roků a v jeho průběhu obvykle dochází k upřesňování požadavků na budoucí dodávky ze strany státního dozoru nad jadernou bezpečností, může být velice kontraproduktivní. Rigidní pojetí ZVZ by znamenalo, že ekonomické zájmy jsou nad zájmy státu v oblasti jaderné bezpečnosti.

Doporučení: V zájmu státu i investora by mělo dojít ke změně legislativy – zákona č. 137/2006 Sb., aby se změnila logika a neprotahovalo se výběrové řízení, což je popsáno v posledním odstavci

5.7 Závěry a doporučení

Z „Analýzy“ vyplývá, že doba pro přípravu a realizaci energetických zdrojů je neúměrně dlouhá. Následující přehled naznačuje, v jaké nejkratší lhůtě po rozhodnutí investora a zahájení přípravné fáze může dojít k dokončení realizace výstavby daného zdroje.

Obr. 5.8: Doba do uvedení zdroje do provozu



Z provedených detailních analýz lhůt pro přípravnou fázi dále vyplývá, že investor stavby ovlivňuje cca 40 % lhůt. Zbývající lhůty ovlivňují orgány státní správy a samosprávy a jsou dány analyzovanou legislativou, lhůtami v řízeních EIA a IPPC, „řetěžením“ správních řízení a lhůtami ze správního řádu.

Pozn.: Reálné lhůty u konkrétních projektů připravovaných v současné době jsou výrazně delší. Tento fakt není ovlivněn nejen dobou, kterou potřebuje investor pro schválení projektů v orgánech společnosti, ale i zákonem o zadávání veřejných zakázek a v neposlední řadě rozhodováním orgánů státní správy, které jim dává např. zák. č. 100/2001 Sb. (v tzv. zjišťovacím řízení je nařizována celá procedura EIA pro malé projekty OZE, i když není povinná).

Stát by měl mít zájem na zkrácení celkové doby výstavby energetických zdrojů především z důvodů snížení budoucího deficitu v bilanci elektrické energie, resp. tepla.

Doporučením je návrh na provedení radikální změny legislativy. Přípravnou fázi lze výrazně zkrátit zejména:

- Sloučení procesu EIA, autorizace a územního řízení do jednoho správního řízení.
- Územní řízení pro velké energetické stavby (včetně definice pojmu) dát do působnosti Ministerstva pro místní rozvoj (vyhrazení působnosti stavebního úřadu § 17 SZ – Ministerstvo pro místní rozvoj).
- Sloučení procesu IPPC a stavebního řízení do jednoho správního řízení.
- Stavební řízení pro velké energetické stavby dát do působnosti Ministerstva průmyslu a obchodu (podobně jako tomu je u staveb s jaderným zařízením).

Doporučujeme zpracovat detailní analýzu dopadů navrhovaných změn zejména v návaznosti na všechny zainteresované orgány státní správy (např. MMR, MPO, MŽP, orgány místní samosprávy) a z hlediska identifikace vazeb na ostatní právní předpisy včetně mezinárodních.

5.8 Další analyzované oblasti

5.8.1 Energetický zákon č. 458/2000 Sb.

Energetický zákon je velmi speciální a specifickou normou a upravuje zároveň několik oblastí, které jsou v mnoha státech EU upravovány samostatnými zákony. Již název sám: „...o podmínkách podnikání a výkonu státní správy v energetických odvětvích...“ předpokládá základní členění primárně na výkon státní správy a následně na podmínky podnikání v odvětví elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství.

Návrh novely energetického zákona

Novela zákona jako celek (až na uvedené následné části) je harmonická, zřetelná, technicky vyvážená a v maximální možné míře naplňuje směrnice EU.

Autorizace v elektroenergetice:

Stát je garantem za elektroenergetiku a měl by kvalitativně ovlivňovat prostřednictvím „Autorizace“ výstavbu nových výroben elektřiny, avšak v návrhu novely EZ, a to v době, kdy se rozhoduje o budoucím směřování palivového mixu země, je významně zredukována pasáž o **autorizacích** na výstavbu nových zdrojů. Zatímco stávající právní úprava přes řadu dílčích legislativních nedostatků dávala MPO značné rozhodovací kompetence o podobě výrobní základny v ČR, navrhovaná novela energetického zákona pouze hovoří o jakémsi vyhodnocení, které bude součástí dokumentace pro jednání se stavebními úřady, a předpokládá, že MPO se stane dotčeným orgánem v procesu územního řízení nebo stavebního řízení, bez podrobnější úpravy pravomocí v tomto postavení, přičemž hranice instalovaného výkonu se posouvá ze stávajících 30 MW až na 100 MW.

Stát se touto úpravou zbavuje významného nástroje, kterým může účinně ovlivňovat, jaké zdroje, o jakém výkonu a s jakou účinností energetické přeměny, s jakými emisemi apod. se budou v české elektrizační soustavě stavět a které nikoliv. Systémem autorizací a doprovodnými koncepčními strategiemi by mohl stát definovat např. maximální přípustný výkon jednoho bloku, kdy v souvislosti s jeho výpadky může docházet ke zvýšení celosystémových nákladů na zajištění potřebných výkonových rezerv pro vybalancování soustavy. Definována by mohla být rovněž technicko-ekologická kritéria, aby investoři nevolili pouze levnější zastaralé technologie, ale uplatňovaly se příklady nejlepší současné praxe.

Poznámka: Rozdíl je v postavení MPO, které podle stávající právní úpravy přímo rozhoduje o autorizaci, ale podle návrhu novely je ve věcech výstavby výroby elektřiny (a přímého vedení) pouhým účastníkem územního řízení a dotčeným státním orgánem. Obdobná situace je v oblasti teplárenství, v této části zákona se autorizace pro teplárenství vypouští bez náhrady s odůvodněním, že to nepožaduje žádný evropský předpis. V oblasti plynárenství je naopak pro výstavbu vybraných plynových zařízení autorizační procedura ponechána.

Dalším problémem je situace, kdy může dojít k deficitu instalovaného výkonu v české elektrizační soustavě, doporučujeme, aby se v energetickém zákoně zakotvila možnost zásahu státu při jeho řešení, například tendrování nových výrobních kapacit státem. Současně platná evropská směrnice pro vnitřní trh s elektřinou 54/2003 ukládá členskému státu, aby na úrovni národní legislativy, s respektováním základních parametrů směrnice, upravil proceduru výběru strategického partnera. V současném zákoně ani v návrhu novely EZ takovou možnost stát nemá. Důvodem tohoto doporučení je předejít problémům v elektroenergetice a včas řešit její stabilitu.

Dále je podle naší analýzy nutné doplnit novelu energetického zákona v části plynárenství o oblast, která ošetřuje právo přístupu obchodníků s plynem ke skladovací kapacitě, a to v části, která opravňuje provozovatele podzemního zásobníku odmítnout žadatele (§ 60, odst. 1, písm. h). V novele EZ jednoznačně popsat, o jaký stav se v oblasti PZ jedná a kdo je držitelem skladovací kapacity po termínech uvedených v tomto ustanovení. Upozorňujeme, že se jedná o zásadní problematiku:

- 1) Prvním aspektem je bezpečnost a spolehlivost dodávek na území ČR. Každý plynový zásobník na našem území je nejučinnějším nástrojem pro řešení krizových situací v dodávkách zemního plynu do ČR.
- 2) Druhým aspektem je podpora fungování trhu s plynem v ČR. Bez možnosti přístupu k zásobníkům je de facto blokována skutečná liberalizace trhu pro domácnosti a maloodběratele se sezonním charakterem odběru, kteří se bez služby zásobníků neobejdou.

K bodu 1): podporou pro toto řešení je Směrnice č. 2003/55/ES, ve které je uvedeno, že členské státy jsou podle čl. 3 odst. 2 směrnice oprávněny uložit v obecném ekonomickém zájmu plynárenským podnikatelům plnění povinnosti veřejné služby; ta se přitom může vztahovat na bezpečnost včetně zabezpečení dodávek, pravidelnost, jakost a cenu dodávek a na ochranu životního prostředí včetně energetické účinnosti a ochrany klimatu. Tuto možnost návrh novelizovaného zákona zatím nevyužívá.

K bodu 2): celá problematika bude nyní ještě více akcentována v souvislosti uvažovanou investiční výstavbou plynových elektráren, např. pro krytí základního diagramu nebo jednoduchých cyklů pro poskytování podpůrných služeb společností ČEZ, a. s. Vzhledem k tomu, že se tyto regulační zdroje vyznačují zejména rychlostí najetí díky strmé dynamice, bude právě pro jejich nasazení zapotřebí použít rovněž podzemní zásobníky, a tím dojde k vytvoření určité spolehlivostní závislosti elektrizační soustavy na spolehlivosti plynárenské soustavy.

5.8.2 Zákon o hospodaření energií

Od 1. ledna 2008 nabyl účinnosti novelizovaný zákon č. 406/2000 Sb. o hospodaření energií, který byl novelizován zákonem č. 393/2007 Sb. Zákon stanoví práva a povinnosti fyzických a právnických osob při nakládání s energií.

V zákoně o hospodaření energií by bylo vhodné, aby byla doplněna HLAVA III Státního programu na podporu úspor a využití obnovitelných zdrojů energie § 5. Důvodem je nesystémové řešení při poskytování státní podpory, protože nepokrývá svým zaměřením celou oblast, kde je možné dosáhnout velkých energetických úspor. Jedná se zejména o energetické ztráty ve starší bytové zástavbě a objektech většiny státních institucí, např. ve věznicích, sociálních objektech, státních administrativních budovách a v některých zdravotnických zařízeních atd. Upozorňujeme, že úsporně-energetické programy se týkají i podnikatelské sféry a i zde je nutná státní motivace.

Doporučujeme, aby motivační program v § 5 byl rozšířen na všechna ministerstva a aby došlo k motivaci jak měst a obcí, tak bytových družstev a podnikatelů.

5.8.3 Atomový zákon

Ve smyslu zákona č. 18/1997 Sb., o mírovém využívání jaderné energie a ionizujícího záření (atomový zákon) ve znění zákona č. 13/2002 Sb. podle § 35 odpovědnost provozovatele jaderného zařízení za škodu způsobenou jadernou havárií je ve výši 6 miliard korun. Stejná částka celkového odškodnění je i v případě, že na ně přispěje stát (§ 37). K tomuto problému bylo přijato několik mezinárodních smluv a úmluv, které upravují výši odškodnění za způsobené škody jadernou havárií.

Doporučení:

- Zvážit vhodnost přistoupení k Pařížské úmluvě o odpovědnosti vůči třetím stranám v oblasti jaderné energie ze dne 29. července 1960, ve znění Protokolu z roku 2004.
- Upravit odpovědnost provozovatele za případnou jadernou škodu tak, aby odpovídala mezinárodním doporučením.

Zdůvodnění: v zákoně č. 18/1997 Sb. ve znění zákona č. 13/2002 Sb. je odškodnění za škody způsobené jadernou událostí řešené jinak než v Pařížské úmluvě.

5.8.4 Přenosové sítě

Při výstavbě nových zdrojů či v případě navyšování výkonu zdrojů stávajících je nedílnou součástí přípravné fáze i zajištění souvisejících infrastrukturních staveb, především vyvedení výkonu. Lhůty a legislativa pro tyto typy staveb jsou obdobné jako pro výstavbu zdrojů. Tato oblast je ale též velice problematická, protože ve většině případů bude třeba dohody s majiteli nemovitostí, kterých se výstavba takovýchto infrastrukturních staveb dotkne. V závislosti na velikosti stavby se může jednat i o stovky účastníků. Extrémním a časově náročným řešením může být použití institutu vyvlastnění. Investor musí tyto záležitosti řešit s dostatečným předstihem, protože nezajištění dostatečné kapacity pro připojení zdroje do sítě může mít za následek omezení či dokonce zastavení provozu zdroje. Dle údajů ČEPS se přípravná fáze může pohybovat v extrémních případech až v řádu 8–10 let, vlastní realizace trvá cca 1–2 roky.

5.9 Energetická legislativa EU

5.9.1 Stávající legislativa

Základní dokumenty Evropské unie, z nichž vychází stávající znění energetického zákona po novele č. 670/2004 Sb.:

- Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2003/54/ES ze dne 26. června 2003 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o zrušení směrnice 96/92/ES,
- Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2003/55/ES ze dne 26. června 2003 o společných pravidlech pro vnitřní trh se zemním plynem a o zrušení směrnice 98/30/ES,

- Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2004/8/ES ze dne 11. února 2004 o podpoře kombinované výroby tepla a elektřiny založené na poptávce po užitečném teple na vnitřním trhu s energií a o změně směrnice 92/42/EHS,
- Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2001/77/ES ze dne 27. září 2001 o podpoře elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů energie na vnitřním trhu s elektřinou,
- Nařízení č. 1228/2003 Evropského parlamentu a rady ze dne 26. června 2003 o podmínkách pro přístup k sítím pro přeshraniční výměny elektřiny.

Dokumenty Evropské unie, z nichž vychází právě projednávaná novela energetického zákona:

- Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2004/67/ES ze dne 26. dubna 2004 o opatřeních na zabezpečení zásobování zemním plynem,
- Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2006/32/ES o energetické účinnosti u konečného uživatele a o energetických službách a o zrušení směrnice Rady 93/76/EHS,
- Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2005/89/ES ze dne 18. ledna 2006 o opatřeních o zabezpečení dodávek elektřiny a investic do infrastruktury,
- Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2006/123/ES o službách na vnitřním trhu,
- Nařízení č. 1775/2005 Evropského parlamentu a Rady ze dne 28. září 2005 o podmínkách přístupu k plynárenským přepravním soustavám.

5.9.2 Ekologický balíček

23. ledna 2008 předložila Evropská komise rozsáhlý balík návrhů, kterými na sebe Evropská unie bere ambiciózní závazky bojovat proti změnám klimatu a rozvíjet obnovitelné zdroje energie (OZE) do roku 2020 a dále.

Obecné cíle

Evropská unie má tři obecné cíle, které spolu navzájem souvisí:

- omezit růst průměrné globální teploty nejvýše na 2° C nad preindustriální úrovní;
- zajistit pro ekonomiku zemí Evropské unie energetickou bezpečnost;
- ve shodě s lisabonskou strategií udělat z EU nejkonkurenceschopnější ekonomiku na světě zvláště ve vztahu k novým energetickým technologiím, jako je výroba energie s nízkou produkcí uhlíku a technologie efektivnější spotřeby energie.

EU se zavázala do roku 2020

- redukovat celkové emise skleníkových plynů nejméně o 20 % oproti roku 1990 a je připravena tento cíl zvýšit až na 30 %, jestliže ostatní rozvinuté země vyvinou srovnatelné úsilí;
- zvýšit podíl OZE na spotřebě energie v EU na 20 %;
- dosáhnout v každé členské zemi minimální podíl 10 % obsahu biopaliv v benzínu a naftě;
- snížit spotřebu energie o 20 % opatřeními na zvyšování energetické efektivity.

Snížení emisí skleníkových plynů

Hlavní součástí strategie snížení emisí skleníkových plynů je posílení a rozšíření systému obchodování s emisemi (EU ETS). Do tohoto systému spadá asi polovina emisí skleníkových plynů v EU. Emise sektorů, které spadají do tohoto systému, se do roku 2020 sníží o 21 % oproti roku 2005.

Národní alokační plány budou nahrazeny aukcemi povolenek nebo jejich volnou alokací na základě celounijně platných pravidel. Každý rok až do roku 2020 bude postupně snižováno množství povolenek, distribuovaných volnou alokací. Od roku 2013 budou veškeré emisní povolenky pro energetický sektor získávány pouze na základě aukcí. Emise sektorů, které nejsou zahrnuty do EU-ETS – jako např. doprava, zemědělství a odpady – se sníží do roku 2020 o 10 % oproti roku 2005. Každá členská země přispěje ke snížení emisí podle svého relativního bohatství; budou stanoveny národní emisní cíle v intervalu od -20 % pro bohatší země do +20 % pro chudší.

Obnovitelné zdroje energie

Úsilí o dosažení cíle bude spravedlivě rozděleno mezi členské státy. Pro každou členskou zemi budou navrženy individuální cíle, které berou do úvahy odlišné startovací pozice a možnosti (ČR 13 %). Tyto cíle nebudou pouze „indikativní“, ale právně závazné. Členské země předloží akční plány, které stanoví podstup pro dosažení stanovených cílů a umožní jeho monitorování.

Zvýšení podílu OZE na spotřebě energie přispěje ke snížení emisí a ke snížení energetické závislosti EU. Členské státy budou moci dosahovat svého podílu i na území jiných států s výhodnějšími podmínkami pro OZE.

Biopaliva

Stanoví se kritéria udržitelnosti, která musí biopaliva splňovat, aby byl zajištěn jejich skutečný přínos pro životní prostředí.

CCS

Balík zároveň usiluje o rozvoj a bezpečné užití carbon capture and storage (CCS), soubor technologií, které umožní, aby CO₂, vznikající v průmyslových procesech, mohl být zachytáván a uskládován pod zemí, kde nemůže přispívat ke globálnímu oteplování.

Revize zásad státní pomoci při ochraně životního prostředí umožní vládám podporovat výstavbu demonstračních jednotek CCS. CCS investoři si musí být jisti, že investice do CCS je pro ně výhodnější než emisní povolenky. Bude potřeba nová evropská legislativa, aby CCS mohly úspěšně fungovat na vnitřních trzích členských zemí.

Očekávané přínosy

Dosáhne se úspor ve výši 600 až 900 milionů tun emisí CO₂ – tak se zpomalí tempo změn klimatu a ostatní státy dostanou signál, aby učinily totéž. Sníží se spotřeba fosilních paliv na 200 až 300 milionů tun za rok, přičemž většina z nich se dováží – tak budou pro evropské občany lépe zabezpečeny dodávky energie.

To vše bude stát 13–18 miliard EUR za rok. Touto investicí se stlačí cena technologií výroby energie z obnovitelných zdrojů, ze kterých se bude vyrábět stále více dodávané energie.

EU zpracovala

- *Climate action and renewable energy package*, který stanoví očekávaný přínos každé členské země k dosažení těchto cílů a navrhuje řadu opatření, jak pomoci jejich dosažení.
- Návrh pro ČR – podíl OZE na spotřebě energie ... 13 %,
– snížení emisí ze zdrojů mimo EU-ETS ... + 9 %.

5.9.3 Co dále očekávat od energetické legislativy EU a její možné dopady na členské státy

V energetické legislativě EU nejsou zcela jasně definovaná východiska a lze se z tohoto důvodu při legislativní prognóze uchýlit pouze k vyjádřením, která se opírají o historickou analýzu a současné legislativní trendy v energetickém zákonodárství v některých energeticky vyspělých členských státech Evropské unie a v Evropské unii samotné. Obecně sdíleným trendem je, že se vnitrostátní legislativa dostává stále více do závislosti na komunitárním právu, které má ambice upravovat některé zásadní oblasti hospodářského života a činit tak z nich oblast společné politiky Evropské unie, což může při špatném postupu mít i kontraproduktivní dopad jak na samotnou EU, tak na některé členské státy.

Dlouhodobé cíle nelze z podstaty naplňovat jinak než posílením integračních snah. Má-li být v budoucnosti úspěšná střednědobá a následně dlouhodobá energetická strategie Evropské unie, vyžaduje tento proces zcela jasné přesunutí národních „energetických kompetencí“ na úroveň Evropské unie, což se nemůže obejít bez výslovného souhlasu členských států.

Právní kodifikace energetických pravidel na úrovni Evropské unie musí být akceptována odbornou a profesní veřejností, jinak by mohla mít za následek „energetické přeshlapování“ a úsilí o jednotnou evropskou energetickou koncepci by bylo odsouzeno k nezdaru.

Mají-li být rámcové podmínky pro dlouhodobou energetickou koncepci na národní i evropské úrovni skutečně spolehlivé, pak musí být pro jasné nastavené cíle vytvořeno také příznivé investiční prostředí, které bude dlouhodobě garantováno nejenom ze strany státu, ale také ze strany Evropské unie. V investičním prostředí musí být nastavena právní rovnost bez výjimek.

Vnitrostátní právo bude muset s ohledem na vývoj v jiných členských státech Evropské unie přijímat taková legislativní opatření, která budou posilovat českou energetickou soběstačnost zajišťovanou tuzemskými energetickými společnostmi a která zároveň nebudou eliminovat hospodářskou soutěž jako takovou.

Vývoj tvorby energetické legislativy EU se v současné době zaměřuje spíše na vedlejší aktivity než na zásadní problém, kterým je očekávaný nedostatek základních výrobních kapacit v elektroenergetice států EU. Tento jev může vyústit i legislativním tlakem EK na členské státy z hlediska volby elektroenergetických zdrojů pracujících v základním pásmu výroby, a tak omezit národní suverenitu při jejich vlastní volbě.

6. VÝVOJ VE SVĚTĚ A ENERGETICKÁ BEZPEČNOST ČR

6.1 Energetická politika a její problémy

Dostupnost energie v její různé formě je základním předpokladem pro „život“ jakéhokoliv společenského uskupení. Proto vlády jednotlivých států věnují energetické dostupnosti vysokou pozornost.

Z historického hlediska je nepochybné, že existence jakéhokoliv lidského společenství byla podmiňována zajištěním *potravin, energie a vody*. Pro 21. století je zřejmé, že zemědělskou výrobu potravin, dodávky vody, průmyslovou a stavební výrobu, chod státní správy a územní samosprávy, sociální a zdravotní péči, vzdělávací procesy (školy, výzkum a vývoj) atd. **není možné zabezpečit bez energie**. Tu lidstvo získává z neobnovitelné prvotní energie (uhlí, plyn, ropa, uran) a obnovitelných zdrojů prvotní energie (energie vody, větru, sluneční záření, biomasa apod.).

Spotřeba energie se odvíjí od růstu lidské populace a její dosažené životní úrovně. V publikaci World Resources 1987 jsou uvedeny údaje o počtu obyvatel na zeměkouli v období let 1750 až 2100 (tab. 1).

Tabulka 6.1: Růst počtu obyvatel na Zemi

	1750		1900		1950		2000		2025		2100	
	mil	%	mil	%	mil	%	mil	%	mil	%	mil	%
Svět	760	100,0	1 630	100,0	2 518	100,0	6 122	100,0	8 206	100,0	10 185	100,0
z toho												
rozvojové země	569	74,9	1 070	65,6	1 681	66,8	4 837	79,0	6 799	82,9	8 748	85,9
v tom												
Afrika	100	13,2	133	8,2	224	8,9	872	14,2	1 617	19,7	2 591	25,4
Asie ^{1/}	455	59,9	867	53,2	1 292	51,4	3 419	55,8	4 403	53,7	4 919	48,3
Latinská Amerika	14	1,8	70	4,3	165	6,6	546	8,9	779	9,5	1 238	12,2
rozvinuté země	191	25,1	560	34,3	835	33,2	1 284	21,0	1 407	17,1	1 437	14,1
v tom												
Evropa, Sov. svaz, Japonsko, Oceánie	189	24,9	478	29,3	669	26,6	987	16,1	1 62	12,9	1 055	10,4
Severní Amerika	2	8,3	82	5,0	166	6,6	297	4,9	345	4,2	382	3,8

Pramen: World Resources 1987

Pozn. 1: Mimo Japonsko.

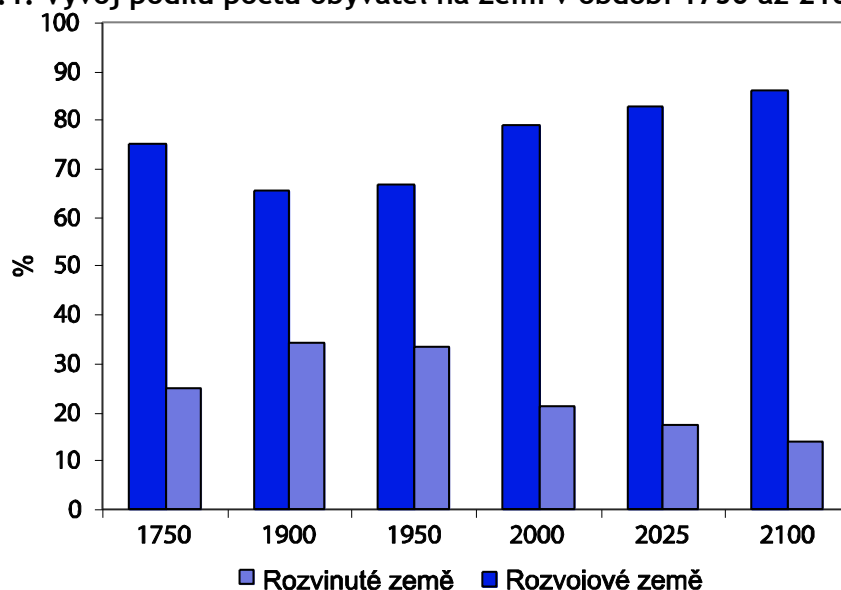
K tab. 1 lze podotknout, že v současnosti žije na zeměkouli již 6,5 miliard obyvatel. Od roku 1950 do roku 2000 vzrostl počet obyvatel na světě na 243 %. Z toho v tzv. rozvojových zemích na 288 %, rozvinutých zemích jen na 154 %.

Vývoj podílu počtu obyvatel tzv. rozvojových a tzv. rozvinutých zemí názorně ukazuje obr. 1.

Z tab.1 a obr. 1 vyplývá, že v roce 2025 bude žít v tzv. rozvojových zemích téměř 5krát více obyvatel než v tzv. rozvinutých zemích a v roce 2100 bude v dnešních rozvojových zemích žít více jak 6krát více obyvatel než v tzv. rozvinutých zemích.

Přitom rozvinuté země budou chtít zvyšovat svůj standard a rozvojové země se budou snažit dosáhnout standardu rozvinutých zemí. Tedy se spojují dvě snahy, které budou klást velké nároky na zajištění potřebných energetických surovin (energie) a na kvalitu životního prostředí.

Obrázek 6.1: Vývoj podílu počtu obyvatel na Zemi v období 1750 až 2100



Pramen: World Resources 1987

V současné době existuje na zeměkouli několik významných ekonomických uskupení:

- EU 27 s rozlohou 4 340 842 km² a s 480 772,9 tis. obyvateli,
- USA a Kanada s rozlohou 19 599,7 tis. km² a s 310 269 tis. obyvateli,
- Japonsko s rozlohou 377,8 tis. km² a s 126 926 tis. obyvateli,
- Čína, Indie s rozlohou 12 884,2 tis. km² a s 2 322 245 tis. obyvateli,
- Ruská federace³ a Bělorusko s rozlohou 17 283 tis. km² a s 157 067 tis. obyvateli.

Zmíněná uskupení potřebují pro svá národní hospodářství stále více energie. Vedle těchto uskupení je celá řada států, které také energii potřebují (členy OSN je 191 států). EU 27 je ve vztahu k nim konkurentem, a přitom je závislá na dovozu primárních energetických surovin. Předpokládá se, že tato závislost se bude prohlubovat.

Z předcházejícího textu je zřejmé, že: 1) bez energie není možné zajistit chod národního hospodářství jakéhokoliv státu, 2) na zeměkouli roste počet obyvatel a dramaticky se mění podíl obyvatel žijících v tzv. rozvinutých zemích a tzv. rozvojových zemích, 3) v rozvojovém světě roste dramaticky poptávka po energii (zejména v Číně a Indii).

6.1.1 Současná situace České republiky z pohledu jejího rozvoje a zajišťování potřebné energie

Jedním z ukazatelů rozvoje národního hospodářství je výše hrubého domácího produktu (HDP). Jeho vývoj je zřejmý z tabulky 2.

Tabulka 6.2: Vývoj HDP České republiky v letech 2000–2006

³ K Ruské federaci lze podotknout, že v roce 2004 z exportu ropy (ropných produktů) a zemního plynu získala cca 100 mld. USD.

Rok/Ukazatel	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
HDP (mld. Kč, b. c.)	2 189,2	2 352,2	2 464,4	2 577,1	2 814,8	2 983,9	3 215,6	3 551,4
HDP (předchozí rok = 100 ve s. c.)	103,6	102,5	101,9	103,6	104,5	106,3	106,8	106,6

Pramen: ČSÚ

Jak ukazují čísla v tab. 2, od roku 2005 roste HDP ČR neobvyklým tempem. Je nemyslitelné, že by takový růst nebyl podložen potřebnými dodávkami energie. Přitom je ale třeba vnímat, že v budoucnu bude docházet ke snižování energetické náročnosti, která je ve srovnání s vyspělými evropskými zeměmi stále ještě vysoká.

V zahraničním obchodu České republiky zauímají rozhodující pozici položky (dle tříd SITC) „stroje a dopravní prostředky“ a „průmyslové spotřební zboží“. To dokumentují údaje v tab. 3. V roce 2006 činily tyto položky 64,1 %.

Tabulka 6.3: Podíl průmyslových výrobků na vývozu z ČR podle tříd SITC do zemí OECD

	2004		2005		2006	
	mil. Kč	%	mil. Kč	%	mil. Kč	%
Vývoz celkem	1 722 657	100	1 873 586	100	2 144 005	108,8
v tom						
Stroje a dopravní prostředky	876 138	50,9	949 152	50,7	1 138 251	53,1
Průmyslové spotřební zboží	198 492	11,5	215 575	11,5	236 553	11,0
Celkem	1 074 630	62,4	1 164 727	62,2	1 374 804	64,1

Pramen: ČSÚ

Z tab. 3 je zřejmý význam položky „stroje a dopravní prostředky“ pro export ČR. Tento význam ještě vzroste náběhem výroby v nové automobilce Nošovice a růstem zahraničních zakázek pro české energetické strojírenství apod.

Národní hospodářství České republiky je do značné míry závislé na dodávkách energetických surovin ze zahraničí. Představu o vývoji této závislosti umožňují údaje v tab. 4.

Tabulka 6.4: Vývoj spotřeby fosilních primárních energetických zdrojů

	1995		2000		2005		2006	
	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%
1 PJ = 1 000 000 GJ								
Hrubá spotřeba primárních ener. zdrojů Σ	1 749,7	100,0	1 656,7	100,0	1 835,2	100,0	1 870,2	100,0
tuhá paliva	1 005,8	57,5	906,4	54,7	883,7	48,2	910,8	49
kapalná paliva	321,6	18,4	314,7	19,0	395,6	21,6	385,4	21
plynná paliva	279,3	15,9	317,8	19,2	323,9	17,6	330,0	18
Domácí zdroje Σ	1 409,8	100,0	1 246,7	100,0	1 328,9	100,0	1 361,0	100,0
tuhá paliva	1 253,6	88,9	1 078,4	86,5	1 032,6	77,7	1 054,1	77

kapalná paliva	6,1	0,4	7,4	0,6	13,1	1,0	11,1	0,8
plynná paliva	8,6	0,6	7,1	0,6	5,6	0,4	6,2	0,5
Dovoz	726,1	100,0	728,3	100,0	834,0	100,0	879,3	100,0
Σ								
tuhá paliva	63,3	8,7	45,0	6,2	43,4	5,2	68,5	7,8
kapalná paliva	350,7	48,3	333,5	45,8	427,1	51,2	436,0	50
plynná paliva	270,0	37,2	318,3	43,7	318,9	38,2	333,6	38

Pramen: ČSÚ

Z tabulky 4 je zřejmé, že dovážená kapalná a plynná paliva kryjí cca 40 % hrubé spotřeby primárních energetických zdrojů. Naprostá většina kapalných paliv končí v motorech dopravních prostředků, méně než 5 % je využíváno v chemickém průmyslu (plasty, hnojiva, léčiva, apod.).

6.1.2 Úloha státu při zajišťování energetických potřeb občanů

Hlavním důvodem problémů při zajišťování energetických potřeb občanů je podřízení hospodářství tzv. průmyslově vyspělých zemí neoliberálnímu pojetí, kdy trh dominuje. Takové pojetí umožnilo následně globalizovat finanční toky, které jsou základem globalizačních tendencí. Liberalizace trhu s energiemi ve skutečnosti povzbuzuje státy s nadbytkem prostředků, tedy zejména Rusko a země OPEC, k nákupu dalších evropských akvizic.

Po privatizaci v 90. letech minulého století přešly energetické společnosti do soukromých rukou, a tím se změnilo i hodnocení jejich managementu. Zatímco před privatizací byla měřítkem úspěšnosti energetického podniku především spolehlivost a plynulost dodávek, po privatizaci jsou manažeři hodnoceni především podle toho, jak zvýšili tržní hodnotu společnosti. Ukazateli jejich výkonnosti jsou EVA (Economic Value Added) či MVA (Market Value Added). Z bezpečnostního hlediska je významné, že tato změna hodnocení se projevuje i snižováním zbytných nákladů a vázaného kapitálu. To znamená, že řada služeb zajišťovaná dříve vlastními pracovníky (i oprava a údržba) přechází na outsourcing a snížily se i zásoby paliva (uhlí, jaderné palivo) na minimum. Obojí znamená lepší ekonomické ukazatele, ale určité snížení úrovně bezpečnosti a spolehlivosti dodávek oproti předchozímu stavu.

Uplatněním liberálních přístupů v řízení národního hospodářství a s tím spojenou privatizací energetických podniků se až na několik výjimek stát zbavil možnosti přímého ovlivňování energetiky na českém území a zbývají mu pouze legislativní nástroje. Tato skutečnost nabývá na významu v tzv. krizových stavech, které mohou být způsobeny:

a) nedostatkem neobnovitelných primárních zdrojů energie,
b) přerušením dodávek energie (zejména elektřiny), ke kterému může dojít v důsledku:

- velkých přírodních katastrof,
- selhání (chyb) lidského činitele,
- úmyslných činů těch, kteří chtějí škodit,
- politicky motivovanými sankcemi dodávajících nebo tranzitních států (nedostatek paliva a jiných provozních hmot),
- napadení ČR jiným státem.

V tomto směru je nejzávažnější přerušení dodávek elektřiny pro celé území republiky nebo jeho podstatnou část. Z hlediska ohrožení zdraví obyvatel však musí být zvládáno i přerušení zásobování menší části území (několik krajů, kraj, několik ORP, několik

obcí, obec). Vždy je třeba zajistit přiměřené dodávky elektřiny a tepla pro objekty (subjekty) kritické infrastruktury.

6.1.3 Energetická politika EU a její problémy

Evropská komise dlouhodobě věnuje vysokou pozornost zajištění energetických potřeb EU. V tomto smyslu je možné připomenout některé důležité dokumenty:

- a) An Energy policy for the European Union – white paper; Brusel 13. 12. 1995 – COM(95)682 final,
- b) Towards a European strategy for the security of energy supply – green paper; Brusel 29. 11. 2000 – COM(2000)769,
- c) Report on the Green paper on energy - Four years of European initiatives; Brusel 15. 12. 2004,
- d) Green paper on Energy Efficiency or Doing More With Less; Brusel 22. 6. 2005 – COM(2005)265 final,
- e) Sdělení Komise Evropské radě – Vnější vztahy v oblasti energie – od zásad k opatřením; 12. 10. 2006 – COM(2006)590 final,
- f) Sdělení Komise Evropské radě a Parlamentu – **Energetická politika pro Evropu**, Brusel 10. ledna 2007 – COM (2007)1 final.

Obsah COM (2007)1 final (Energetická politika pro Evropu)

1. Výzvy (The Challenges)
 - 1.1 Udržitelnost (Sustainability)
 - 1.2 Zabezpečení dodávek (Security of supply)
 - 1.3 Konkurenceschopnost (Competitiveness)
2. Strategický cíl pro energetickou politiku Evropy (A Strategic Objective to guide Europe's Energy Policy)
3. Akční plán (The Action Plan)
 - 3.1 Vnitřní trh s energií (The Internal Energy Market)
 - 3.2 Solidarita mezi členskými státy a zabezpečení dodávek ropy, zemního plynu a elektřiny (Solidarity between Member States and security of supply for oil, gas and electricity)
 - 3.3 Dlouhodobý závazek na snižování skleníkových plynů a systém EU pro obchodování s emisemi (A long-term commitment to greenhouse gases reduction and the EU Emissions Trading System)
 - 3.4 Náročný program pro opatření v oblasti energetické účinnosti na úrovni Společenství, na vnitrostátní, místní a mezinárodní úrovni (An ambitious programme of energy efficiency measures at Community, national, local and international level)
 - 3.5 Dlouhodobější cíl v oblasti energie z obnovitelných zdrojů (A longer term target for renewable energy)
 - 3.6 Evropský strategický plán pro energetické technologie (A European Strategic Energy Technology Plan)
 - 3.7 Jak v budoucnu dosáhnout využívání fosilních paliv s nízkými emisemi CO₂ (Towards a low CO₂ fossil fuel future)
 - 3.8 Budoucnost jaderné energetiky (The future of nuclear)
 - 3.9 Mezinárodní energetická politika aktivně hájící zájmy Evropy (An International Energy Policy that actively pursues Europe's interests)
 - 3.10 Účinné monitorování a podávání zpráv (Effective monitoring and reporting)
4. Návazné kroky (Taking work forward)

V podstatě její úsilí vyústilo v dokument uvedený ad f). Jeho mottem je prohlášení **poskytnout evropským ekonomikám více energie za nižší cenu**. Tento dokument (o rozsahu cca 27 stran) je rozdělen do 4 základních částí (Box 1).

Z obsahu je zřejmé, že je v něm věnována pozornost všem hlavním otázkám souvisejícím s energetickou bezpečností členských států EU, a to při respektování principu trvale udržitelného rozvoje, s ohledem na zajištění konkurenceschopnosti průmyslu, služeb atd. členských států a v zájmu občanů členských států.

V části 1.2 Zabezpečení dodávek se upozorňuje, že: „Čím dál více narůstá závislost Evropy na dovážených uhlovodíkových nerostných surovinách. **Za stávajících podmínek výrazně vzroste do roku 2030 závislost EU na dovezené energii, z dnešního 50% podílu na celkové spotřebě energie v EU na 65 %. Pokud jde o závislost na dovozech zemního plynu, očekává se do roku 2030 zvýšení z 57 % na 84 %, u ropy se očekává nárůst z 82 % na 93 %.**“

V tomto smyslu je možné poukázat na dokument Emerging Global Energy Security Risks publikovaný Evropskou hospodářskou komisí (EHK) v Ženevě /12/ v roce 2007. V něm se připomíná, že: „...**celková světová spotřeba primární energie dosáhla v roce 2006 téměř 11 miliard tun toe,⁴ zatímco v roce 1990 tato spotřeba činila 8 miliard tun toe**“.

Přitom se předpokládá, že do roku 2020 tato spotřeba poroste ve světě v průměru o 2,2 % ročně, v Číně o 4,7 % ročně.

V této publikaci jsou také definovány globální hrozby snižující energetickou bezpečnost takto: 1) růst hrozeb ze strany islámských militantních skupin západním energetickým společnostem, jejich infrastruktuře a personálu, 2) možnost válečných konfliktů, občanských válek a místních konfliktů představují hrozby pro energetickou bezpečnost, a to zejména v oblasti Perského zálivu, 3) teroristické a kriminální útoky proti energetickým zařízením západních společností.

Přestože společná evropská politika zatím z hlediska národní energetické bezpečnosti téměř nic nezajišťuje, dají se v krátkodobém měřítku očekávat důležité rozhovory o modernizaci a dobudování evropských energetických transportních (přenosových) soustav a v delších časových měřítcích o společných energetických programech, které přesahují rámec jednotlivých členských zemí, jakým je např. projekt „DESERTEC“, ve kterém se jedná o využití sluneční energie prostřednictvím tepelných elektráren s parními turbínami (nikoliv fotovoltaických) v pouštních oblastech severní Afriky a Středního východu. Vychází se z faktu, že 1 % území pouští je schopno generovat energii pro 10 miliard obyvatel Země. Projekt je jednou z prioritních oblastí spolupráce EU v rámci Unie pro Středomoří ustavené za francouzského předsednictví 13. července 2008 v Paříži. Potřebu elektřiny celé EU by pokrylo území o ploše 10 000 čtverečních kilometrů (250 km² by stačilo pro ČR). Přes ČR by v tomto případě vedla nejspíš východní trasa přes Egypt, Izrael, Sýrii a Turecko, což je z bezpečnostního hlediska sice zatím těžko představitelné, ale indikuje země, se kterými je nutné dlouhodobě rozvíjet příznivé, nadstandardní diplomatické kontakty.

⁴ 1 toe = tuna olejového ekvivalentu = 41,86 GJ nebo 10⁷ kcal.

6.2 Vnější okolí a externí rizika

Na českou energetiku mají nejvýraznější vliv tyto zahraničně-bezpečnostní aspekty energetické bezpečnosti.

6.2.1 Omezenost neobnovitelných zdrojů

Problém 21. století spočívá v tom, že lidstvo sdílí společný osud na přeplněné planetě. Současně známé a předpokládané pravděpodobné zásoby neobnovitelných zdrojů energie nejsou schopny pokrýt rozvoj současného počtu obyvatel země (6,5 miliard) a s růstem počtu obyvatel se tato disproporce ještě zvýší. Problémy nedostatku energie, rostoucího narušování životního prostředí, růstu světové populace, legální a ilegální hromadné migrace, vzrůstající ekonomické nadvlády a obrovských rozdílů životní úrovně jsou příliš velké, než aby byly ponechány k řešení jen silám trhu a geopolitickému soutěžení mezi národy. Rostoucí napětí způsobené nevyřešenými problémy může způsobit zánik nebo podstatnou transformaci naší civilizace. Mírové řešení uvedených problémů je možné, jestliže se v globálním měřítku uplatní stejný způsob, jaký použily nejúspěšnější společnosti ve svých státech. Naše globální společnost se bude rozvíjet nebo zanikne podle toho, zda budeme schopni sdílet společné cíle a najít praktické řešení jak tyto cíle uskutečnit. Čas od času po druhé světové válce svět spolupracoval na řešení základních problémů života na této planetě. Potřeba globální spolupráce je občas vysmívána zastánci neokonzervatismu. Pravdou však je, že kdykoliv byla taková spolupráce uskutečněna, vždy se vyplatila. Např. zahraniční pomoc přispěla k ekonomickému rozvoji Asie a Latinské Ameriky díky růstu zemědělské produktivity zelenou revolucí, potlačení infekčních nemocí a obrovskému rozvoji gramotnosti. Zahraniční pomoc a globální dohody umožnily rozšíření metod antikoncepce a plánování rodiny ve většině světa. Světová spolupráce umožnila pokrok v ochraně životního prostředí, zejména při kontrole stratosférického ozónu, a vytvořila základy pro řešení problémů spojených se změnou klimatu, biodiverzity a desertifikace. Globální spolupráce dramaticky zpomalila šíření jaderných zbraní.

Ohromný tlak na společnost – boj o zdroje, migrace, nerovnosti – nedovolí ponechat vývoj pouze silám trhu a soutěži mezi národy. Srážka civilizací by mohla být tou poslední. Úkolem naší generace tedy není vynalézat globální spolupráci, ale oživit ji, modernizovat a rozšířit.

6.2.2 Nerovnoměrné rozložení zásob neobnovitelných zdrojů

Ropa

85 % světových zásob ropy, která má zcela zásadní důležitost pro udržování síly moderních armád, se nachází v těchto 10 zemích:

Tabulka 6.5: Země s největšími zásobami ropy

Pořadí	Země	Ropa – ověřené zásoby (mil. barelů)	
1	S. Arábie	266800	
2	Kanada ^{*)}	178800	
3	Írán	132500	
4	Irák	115000	
5	Kuvajt	104000	
6	SAE ^{**)}	97800	
7	Venezuela	79730	
8	Rusko	60000	
9	Libye	39130	
10	Nigérie	35880	

^{*)} včetně nekonvenčních zdrojů (ropné písky) ^{**)} Spojené arabské emiráty

^{*)} Včetně nekonvenčních zdrojů (ropné písky). ^{**)} Spojené arabské emiráty.

Pramen: CIA 2008 (<http://indexmundi.com/g/r.aspx?t=10&v=88&l=en>)

Ropné bohatství je nejvýznamnější součástí globální otázky zdrojů energií. Největšími dovozci jsou tyto země:

Tabulka 6.6: Největší dovozci ropy

Pořadí	Země	Ropa – dovoz (tis. barelů/den)	
1	USA	13150	
2	Japonsko	5425	
3	Čína	3190	
4	Německo	2953	
5	Holandsko	2465	
6	Již. Korea	2410	
7	Itálie	2182	
8	Indie	2098	
9	Francie	1890	
10	Singapur	1830	

Pramen: CIA 2008 (<http://indexmundi.com/g/r.aspx?t=10&v=93&l=en>)

Zcela zásadní význam má oblast Perského zálivu (62 % zbývajících zásob ropy), kde se podle Carterovy doktríny (v návaznosti na předchozí doktríny Trumana, Eisenhowera a Nixona) jakékoliv aktivity dotýkají životních zájmů USA.

Zemní plyn

78 % světových zásob zemního plynu se nachází v těchto 10 zemích (CIA 2008):

Tabulka 6.7 Země s největšími zásobami zemního plynu

Pořadí	Země	Zemní plyn – ověřené zásoby (mld. m ³)
1	Rusko	47 570
2	Írán	26 370
3	Katar	25 790
4	S. Arábie	6 568
5	SAE ^{**)}	5 823
6	USA	5 551
7	Nigérie	5 015
8	Alžírsko	4 359
9	Venezuela	4 112
10	Irák	3 170

^{**)} Spojené arabské emiráty

^{**)} Spojené arabské emiráty

Pramen: CIA 2008 (<http://indexmundi.com/g/r.aspx?t=10&v=98&l=en>)

Největšími dovozci zemního plynu jsou:

Tabulka 6.8: Největší dovozci zemního plynu

Pořadí	Země	Zemní plyn – dovoz (mld. m ³ /rok)
1	USA	117,90
2	Německo	86,99
3	Japonsko	77,60
4	Itálie	70,45
5	Ukrajina	57,09
6	Francie	47,02
7	Rusko	37,50
8	Již. Korea	35,86
9	Španělsko	31,76
10	Turecko	25,48

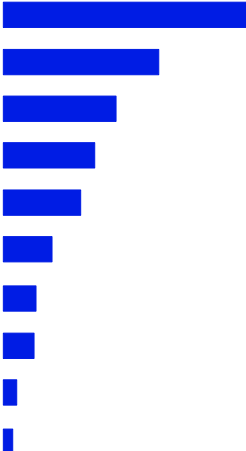
Pramen: CIA 2008 (<http://indexmundi.com/g/r.aspx?t=10&v=98&l=en>)

Porovnání zásob a importujících zemí vysvětluje úsilí Německa o přímý dovoz z Ruska plynovodem Nord Stream. Také se ukazuje, že značná část plynu z kaspické oblasti je exportována přes Rusko a že Spojené státy budou závislé v budoucnosti více na importu zkapalněného zemního plynu (LNG).

Uhlí

91 % světových zásob uhlí v milionech tun se nachází v těchto 10 zemích:

Tabulka 6.9: Země s největšími zásobami uhlí

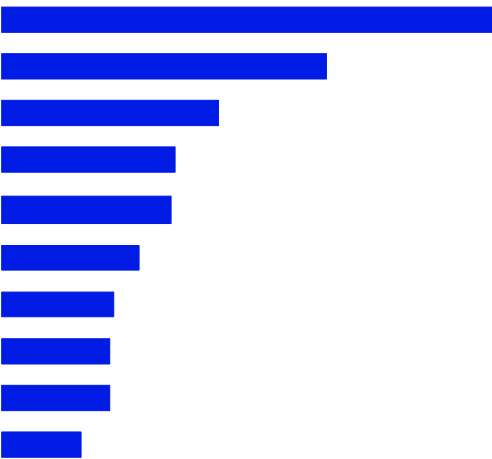
Pořadí	Země	Černé uhlí a antracit	Hnědé uhlí a lignit	Celkem (mil. t)	
1	USA	111 338	135 305	246 643	
2	Rusko	49 088	107 922	157 010	
3	Čína	62 200	52 300	114 500	
4	Indie	90 085	2 360	92 445	
5	Austrálie	38 600	39 900	78 500	
6	Jižní Afrika	48 750	0	48 750	
7	Ukrajina	16 274	17 879	34 153	
8	Kazachstán	28 151	3 128	31 279	
9	Polsko	14 000	0	14 000	
10	Brazílie	0	10 113	10 113	

Pramen: BP Statistical review of world energy, June 2007

Uran

88 % světových zásob uranové rudy se nachází v těchto 10 zemích:

Tabulka 6.10: Země s největšími zásobami uranu

Pořadí	Země	Uran (t)	
1	Austrálie	1 243 000	
2	Kazachstan	817 000	
3	Rusko	546 000	
4	Jižní Afrika	435 000	
5	Kanada	423 000	
6	USA	342 000	
7	Brazílie	278 000	
8	Namibie	275 000	
9	Niger	274 000	
10	Ukrajina	200 000	

Pramen: World Nuclear Association, 2008

6.2.3 Důsledky pro zahraniční politiku

Pojem energetické krize není spjat ani tak s dobou životnosti zásob energie, jako spíše s okamžikem, kdy producenti nebudou schopni pokrýt rostoucí poptávku, a to se týká

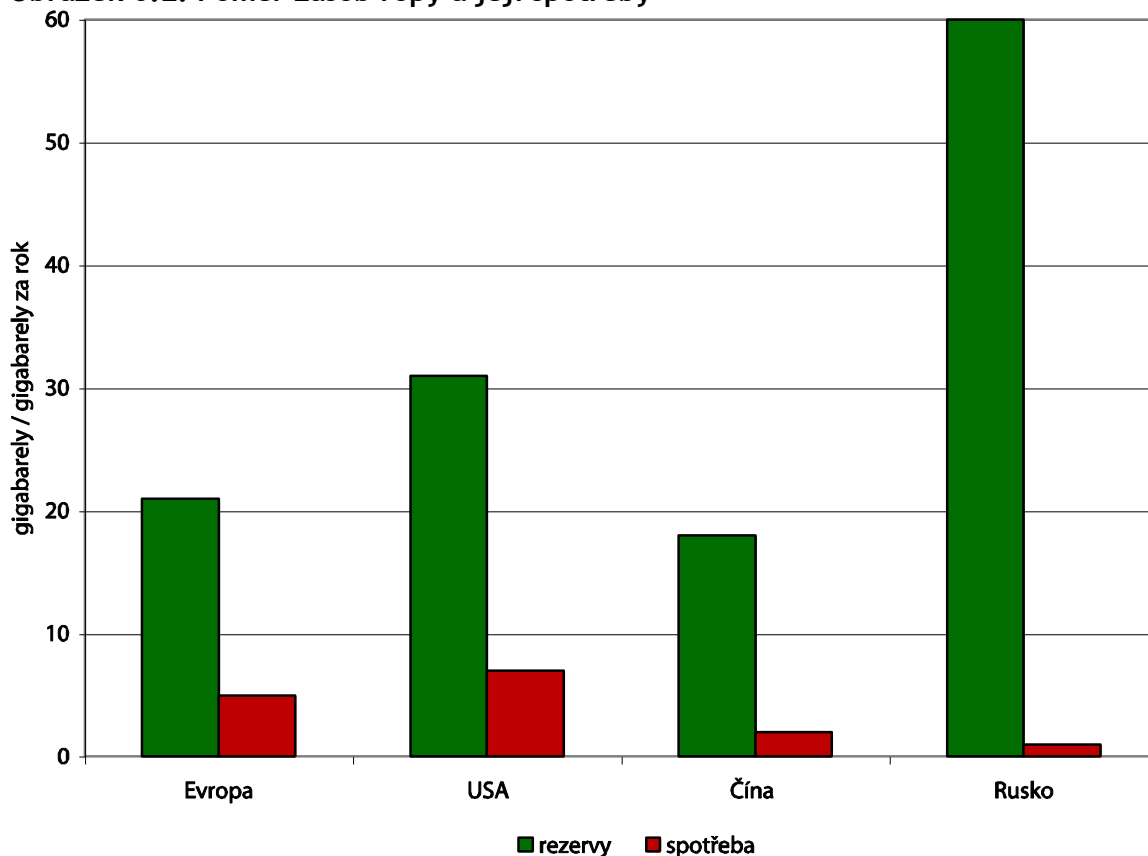
všech tří druhů fosilní energie i uranové rudy bez výjimky (okamžik, kdy počne klesat těžba, se nazývá vrchol těžby, ropný zlom apod.).

Zcela logicky vede situace nerovnoměrného rozdělení zásob k diferenciaci zahraniční politiky států, kde se zásoby neobnovitelné energie nacházejí, a států (těch je velká většina), které jsou stále závislejší na jejím importu. Záleží přitom také na míře suverenity, resp. síly těchto států.

Příkladem je proměna ruské energetické koncepce od roku 2000, spočívající na třech pilířích: 1) zcela otevřené chápání energetiky jako klíčového nástroje zahraniční politiky (oficiální vládní strategie) a návratu Ruska mezi velmoci; 2) odstranění závislosti na tranzitních zemích (především Ukrajina, Bělorusko) přímým vývozem ropy přes nové přístavy (Primorsk, Novorossijsk) a plynu přes podmořské plynovody (Nord Stream, South Stream) – přímo se dotýká jak českého plynárenství (hrozba ztráty příjmů z tranzitu plynu), tak i ropného průmyslu (klesající význam ropovodu Družba pro Rusko, vyloučit nelze ani jeho kompletní „vyschnutí“, když se najdou zajímavější zákazníci jinde); 3) vstup na nové trhy v klíčových zemích světa (USA, Čína, Japonsko, Indie; sekundárně i Velká Británie či Jižní Korea) spojený s tím, že tradiční zdroje ropy (Povolží, Ural, západní Sibiř), napájející i „naši“ Družbu, postupně nahradí nová naleziště na východě Sibiře, Dálném severu a Dálném východě. Obdobně ve střednědobém horizontu klesne význam tradičních nalezišť plynu (Urengoj, Jamburg) a hlavní část produkce pravděpodobně pokryjí nová naleziště Jamal, Štokman a Sachalin.

Výjimečné postavení Ruska je možné vyjádřit zjednodušeným ukazatelem, kterým je poměr zásob ropy určitého státu a její roční spotřeby.

Obrázek 6.2: Poměr zásob ropy a její spotřeby

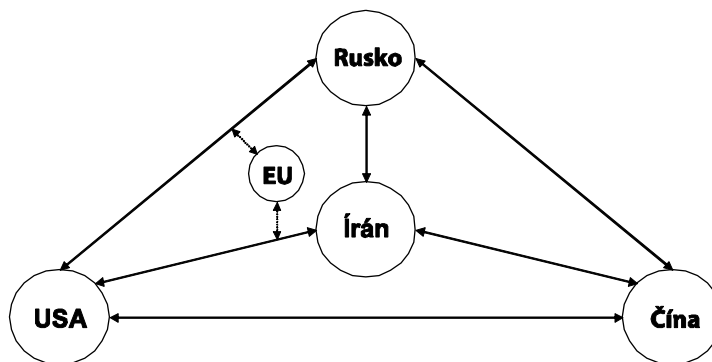


Pramen: data BP

Rusko může část svého energetického bohatství bez ohrožení své vojenské síly umístit na světový trh. Dokonce naopak – získané finanční prostředky může věnovat na jejich obnovu a modernizaci. USA svou geopolitickou převahu opírají o kontrolu Perského zálivu a těžko z této pozice mohou ustoupit, neboť by to znamenalo výrazné změny v rozložení vojenské síly ve světě. Evropa se musí svou energetickou politikou v oblasti ropy a plynu opírat o zajištění zdrojů z Ruska, Středního východu (v součinnosti s politikou USA) a Afriky. Vzhledem k rozdílným energetickým podmínkám členských zemí je z hlediska bezpečnosti, ale i konkurenceschopnosti důležité, zda se po přijetí Lisabonské smlouvy stane společná energetická politika součástí společné zahraniční politiky EU. **Politika Unie v oblasti energetiky v duchu solidarity mezi členskými státy má mezi jiným za cíl zajistit bezpečnost dodávek energie v Unii a také podporu propojení energetických sítí (Lisabonská smlouva, Hlava XX, Článek 176a).**

Globální energetická bezpečnost bude výsledkem vztahů čtyřčlenky USA – Rusko – Čína – Írán, přičemž Evropská unie bude do značné míry záviset na utváření vztahů USA – Rusko a USA – Írán (obr. 3).

Obrázek 6.3: Nejdůležitější vztahy globální energetické bezpečnosti



Je třeba proto konstatovat, že individuální akce členských zemí Evropskou unii oslabují jak v oblasti geopolitické politiky, tak i energetické bezpečnosti. Členem důležitých mezinárodních uskupení by měla být EU jako celek. V opačném případě selektivní členství některých států EU povede k vzniku „dvojrychlostní“ konfederované Evropy, velice nebezpečné pro státy jako ČR.

V současnosti jsou v energetice zatím vztahy mezi členskými státy spíše konkurenční a sledují uzavírání dvoustranných smluv (viz např. dohoda Německa a Ruska o plynovodu Nord Stream). To lze však vnímat také jako vyplnění „vakua“ a určitý tlak před přijetím Lisabonské smlouvy.

6.2.4 Cenová volatilita a růst cen paliv a elektřiny

Cenová volatilita se vlivem liberalizace trhu zvýšila i do oblastí, kde dříve platily pevné tarify. Růst cen je však způsoben především působením zákonů nabídky a poptávky. Pokud je však elasticita poptávky nízká a nabídka energetických zdrojů fakticky či úmyslně omezená, pak mohou ceny eskalovat do závratné výše, kdy zesilující efekt má rozhodování spekulantů na komoditních trzích.

Energetické zdroje určené na výrobu elektřiny a tepla jsou do určité míry navzájem zaměnitelné, což způsobuje pozvolné i skokové vyrovnávání cen plynu, uhlí i biomasy s cenou ropy. Ve světě (Jihoafrická unie, Austrálie) existují značné disponibilní zásoby uhlí, jehož cena v Hamburгу je srovnatelná se současnou cenou polského uhlí. Doprava mezi Hamburgem a českou elektrárnou však zdražuje ceny o zhruba 50 % a naráží na úzká místa jak v zámořské lodní dopravě, tak i evropské železniční síti. Pokud je zájem o toto uhlí malý, dopravní kapacity stačí; pokud roste, tak se na burze podobně jako u ropy začne obchodovat s lodními kapacitami, které mohou být za relativně vysoké ceny zamluveny na dva až tři roky dopředu. Při diverzifikovaném železničním dovozu z více směrů (ukrajinské uhlí z východu, polské uhlí ze severovýchodu, zámořské uhlí z Německa) je možné dovézt nejméně 10 milionů tun černého uhlí. Nejistota obchodu s uhlím, které má být zatíženo nejvyššími emisními povolenkami, závisí na budoucí evropské strategii boje s klimatickými změnami.

Opomíjeným ekonomickým faktorem obnovitelných zdrojů energie je skutečnost, že s výjimkou biomasy není cena vyrobeného tepla ani elektřiny závislá na eskalaci cen paliv, neboť při provozu žádné palivo nespotřebovávají.

6.2.5 Obnovitelné zdroje energie

Největší zdroje obnovitelné energie pro Evropu představují atlantické pobřeží (britský premiér je označil na ustavujícím setkání Unie pro Středomoří jako „Gulf of the Future“) a pouštní oblasti Španělska, severní Afriky a Středního východu (v této oblasti je zase velice aktivní německá kancléřka Angela Merkelová). Smyslem projektu DESERTEC, který je v pokročilém stadiu přípravy, je pokrytí části spotřeby elektrické energie v Evropě (20 % v roce 2050) importem elektřiny získávané z koncentračních solárních zdrojů v pouštních oblastech severní Afriky, Středního východu a Španělska. Součástí projektu je provoz mohutných odsolovacích zařízení pro zajištění sladké vody. To má značný bezpečnostní význam, neboť zdrojové země budou zainteresovány na zajištění bezpečnosti takové infrastruktury. Projekt má tak značný mezinárodně politický dosah a může významně přispívat ke zlepšování vztahů Evropské unie se sousedními zeměmi jižním a jihovýchodním směrem, které mají své historické kořeny.

Oblasti je možné propojit celoevropskými, resp. středomořskými energetickými magistrálami a doplnit místními zdroji energie. Evropa disponuje technickým potenciálem, kapitálem i politickou snahou o kooperativní globální politiku, které úspěšnost adaptace Evropy a její ekonomiky na klimatickou změnu a docházející neobnovitelné energetické zdroje předurčují.

Unie pro Středomoří bude velkou zkouškou globální spolupráce společenství 43 zemí s 800 miliony obyvatel. Unie pro Středomoří je zaměřená na mírovou spolupráci a rozvoj a z bezpečnostního hlediska se může stát i účinnou hrází proti živelné migraci z regionu Středního východu a severní Afriky. V perspektivě příštích deseti až patnácti let by se jinak v tomto regionu značně zvýšila míra politické, ekonomické i bezpečnostní nestability. Jádro nestability Středního východu a severní Afriky spočívá v nerovnováze mezi vysokými populačními přírůstky a nízkou mírou vytváření nových pracovních příležitostí, z nedostatku potřebného kapitálu a také z obav ze sekularizace jako důsledku rozvoje vědy a techniky. Vliv má rovněž pokračující palestinsko-izraelský konflikt a předpokládané zhoršení bezpečnostní situace v Iráku po odchodu amerických vojsk.

Ekonomický rozvoj související s výstavbou energetických zdrojů pro Evropu tak může zlepšit ekonomické podmínky v těchto zemích, a tím snížit i proud ekonomické migrace.

Zatímco evropská spolupráce začala po druhé světové válce spoluprací v oblasti uhlí a oceli, Unie pro Středomoří začne spoluprací při zajištění udržitelného rozvoje, energetických potřeb, zlepšením dopravních cest a zásobování vodou. Pro český průmysl to znamená příležitost zapojit se nejen do ambiciózních energetických, ale i dalších rozvojových projektů.

6.3 Interní rizika

6.3.1 Vyjednávací síla ČR

Vnější svět a externí rizika ovlivňují zahraniční politiku České republiky. V oblasti bezpečnosti zásobování energií tak může ČR spolupracovat či se inspirovat příklady, jak zajišťují diverzifikaci zdrojů ostatní členské státy EU. Vzhledem ke své velikosti není ČR významným partnerem pro producentské země, a proto je i její vyjednávací pozice horší než u velkých členských zemí EU. Patrně je z tohoto důvodu schůdnější dosáhnout rovnoprávnějšího postavení vůči exportujícím zemím a větší energetické bezpečnosti importu v rámci EU než individuálně, kdy může být vyjednávání spojeno s určitými politickými požadavky.

6.3.2 Nežádoucí stavy energetického systému

Nežádoucí stavy energetického systému jsou vysoká cena energie, omezení dodávky energie a přerušení dodávky energie (box 2).

Box 2 Nežádoucí stavy energetického systému

Vysoká cena energie – stav, kdy tržní cena energie vzroste na značně vyšší než obvyklou úroveň a tato situace není krátkodobá (řádově několik hodin, maximálně dnů). Situace je na místním liberalizovaném trhu způsobena energetickou nedostatečností, v krátkodobém měřítku pak i výkonovou nedostatečností. Vlivem globálních komoditních trhů může být vysoká cena způsobena rozhodováním spekulantů. Na nedokonalých trzích může být způsobena chováním dominantních firem a kartelovými dohodami.

Omezení dodávky energie – stav, kdy je někdy nutno zavádět řízený přidělový systém s cílem dosažení snížení spotřeby. Souvislost mezi situacemi vysoké ceny a omezení dodávky spočívá v tom, že k řízenému omezení dodávky může dojít v případech, kdy při zvýšení ceny nedojde působením trhu k dostatečnému snížení poptávky (poptávka je málo elastická, nebo není změna ceny v reálném čase pro některé skupiny spotřebitelů technicky proveditelná), nebo v případech, kdy je cenová úroveň stanovena trhem sociálně a politicky neúnosná.

Přerušení dodávky energie – stav, kdy společnost musí čelit dopadům, které se vymykají zkušenosti z obvyklých stavů podchycených statistikami. Znamená postižení rozsáhlejšího území a po delší dobu, než je obvyklé. V důsledku toho vede nedostatečná zkušenost jak na straně energetických společností, tak i spotřebitelů k podcenění přípravy preventivních a zmírňujících opatření.

Z hlediska možného vzniku krizových situací je třeba si uvědomit, že krize nevzniká bezprostředně po přerušení dodávky energie, ale vyvíjí se s časem, přičemž vlivem vzájemných závislostí systémů kritické infrastruktury může docházet k zesilujícím a dominovým účinkům.

6.3.3 Rizika vyplývající z liberalizace energetického trhu

Interní rizika vyplývají také z vlastnické struktury podniků energetické infrastruktury a legislativního prostředí. Během transformačního procesu se dostal veřejný sektor do situace, že investiční rozhodování většiny energetického sektoru může ovlivňovat pouze nepřímě, může spíše zakazovat než přikazovat.

V liberalizovaném trhu s elektřinou je nezbytné, aby spolu s cenovou regulací sítí bylo regulováno též zajištění minimální úrovně kvality, kterou musí při dané ceně distributor elektřiny poskytnout. Jedná se o velice důležitý prvek zajištění spolehlivosti dodávek, neboť jinak se snižování nákladů může projevit i snížením bezpečnosti zásobování. Kvalita dodávky musí být důležitým aspektem ceny za distribuci. Není důležitá jen nízká cena, ale i vysoká kvalita distribučních služeb.

Preference pouze ekonomických ukazatelů výkonnosti energetických podniků (EVA, MVA) vede k tomu, že prevenci krizových situací a bezpečnost konečného spotřebitele může vlastník energetické společnosti chápat jako externalitu, což se projevuje třeba snížením zásob paliva v elektrárnách a teplárnách, redukcí záložních kapacit, delší dobou obnovy provozu vedení s méně výnosným odběrem apod. Energetické sítě nejsou využívány tak, jak byly z hlediska spolehlivosti navrženy, ale tak, aby přinášely co nejvíce zisku.

Postmoderní neoliberální stát nemá schopnost zajišťovat energetickou bezpečnost svým občanům přímo, pouze spolupůsobí při jejím zajišťování. Například prolomení stávajících limitů těžby uhlí se vůbec nemusí projevit zvýšením energetické bezpečnosti, neboť soukromí vlastníci energetických podniků mohou vyvážet vyrobenou elektřinu do bohatších států, kde si mohou dovolit platit za elektřinu více než domácí spotřebitelé. Neoliberální ideály, které se dobře osvědčily například pro výrobu spotřebního zboží a automobilů, se pro spolehlivé zajištění dodávek energie v postmoderním světě nehodí.

6.3.4 Rizika z nenaplnění úkolů schválené energetické koncepce

Doposud není naplněn úkol schválené energetické koncepce (část 1.12 Řízení energetiky při krizových stavech): „...cílevědomě zvyšovat připravenost a odolnost energetických systémů tak, aby byly i při narušení dodávek energie schopny zajišťovat v nezbytném rozsahu (v souladu se zákonem 240/2000 Sb. o krizovém řízení a o změně některých zákonů a zákona 241/2000 Sb. o hospodářských opatření pro krizové stavy) potřebnou podporu při uspokojování základních potřeb obyvatelstva, havarijních služeb, záchranných sborů, ozbrojených sil a ozbrojených bezpečnostních sborů, podporu výkonu státní správy a zajišťovat nepřerušovanou výrobní činnost k tomu nezbytných ekonomických subjektů...“.

V podmínkách nových hrozeb 21. století (zejm. extrémní klimatické jevy a hrozba zesíleného terorismu) roste zranitelnost naší vyspělé společnosti závislé na infrastruktuře a nelze vyloučit několikadenní či několikátýdenní narušení provozu páteřních energetických sítí (zejména přenosové soustavy). Jeví se nezbytné zvyšovat odolnost, redundance a robustnost kritické infrastruktury. Stát by měl mít i v liberalizovaném prostředí pod kontrolou kritickou infrastrukturu a klíčové zdroje energie.

6.4 Krize způsobené nedostatkem energetických zdrojů

6.4.1 Elektřina

Největší hrozbou, která může vyústit v těžko zvladatelný krizový stav, je déletrvající rozpad elektrizační soustavy – blackout. Elektrizační soustava je nejcentralizovanější infrastruktura, navržená podle praxe N-1 (musí zvládnout výpadek jednoho kritického prvku), nemající „krizové zásobníky“ jako ropa. Při nezvládnutí rovnováhy výroby a spotřeby dochází k rozpadu sítě během několika sekund.

Vlivem prakticky totální závislosti všech oblastí života a ekonomiky na elektřině dochází po několika hodinách ke kolapsu a rozvratu života v postiženém území.

V prvních minutách uvíznou tisíce lidí ve výtazích, v metru, ve vlacích mimo stanice, ale i v autech na ucpaných komunikacích, neboť je vyřazena dopravní signalizace. Po několika hodinách je ochromeno zásobování vodou, teplem, bankovníctví, finanční trhy, elektronický platební styk, bankomaty, ambulantní péče ve zdravotních zařízeních a lékárnické služby, provoz letišť. Po 24 hodinách se stává situace kritickou.

Toto riziko je téměř permanentně přítomno a je jen stěží akceptovatelné. Přitom je nemůže nést pouze stát, ale na jeho snižování se musí podílet energetické podniky i koneční spotřebitelé. Protože během sekund, při kterém dochází k rozpadu sítě, se nestačí sejít žádný krizový štáb, postupy musí být připraveny předem a automatizovány.

Z hlediska možností státu a z výše zmíněných skutečností je nutné:

A) Vytvořit předpoklady pro zajištění dodávek elektřiny (energií) subjektům a objektům tzv. kritické infrastruktury.

V připravované novele zákona č. 240/2000 Sb. o krizovém řízení a o změně některých zákonů se zavádí pojem kritická infrastruktura (§ 2, písmeno b). Kritickou infrastrukturou se rozumí výrobní systémy, nevýrobní systémy nebo služby, jejichž narušení by mělo závažný dopad na bezpečnost státu, ekonomiku, veřejnou správu, zabezpečení základních životních potřeb obyvatelstva nebo plnění mezinárodních závazků (§ 2, písmeno f). Součinnost vlastníků objektů kritické infrastruktury by měla spočívat v plánu krizové připravenosti pro případ výpadku veřejné sítě, zajišťující alespoň nouzové plnění služeb.

V tomto smyslu existuje vazba mezi energetickým zákonem (zákon č. 458/2000 Sb.) a zákonem o krizovém řízení (zákon č. 240/2000 Sb.).

B) Vytvořit předpoklady (legislativní a věcný) pro vznik ostrovních provozů zajišťujících přiměřené dodávky elektřiny v krizových stavech.

Důsledkem vícenásobného narušení přenosové sítě je tzv. blackout. V tom případě mohou sehrát významnou úlohu lokální výrobní dodávající v tzv. ostrovním provozu určité množství elektřiny do distribuční sítě pro pokrytí základních (nouzových) potřeb. S ohledem na vývoj v posledních letech by měla být takto zodolněna všechna statutární města, což představuje zvýšenou ochranu pro 1/3 obyvatelstva ČR. Zejména v Praze, kde sídlí většina vládních institucí včetně bank a firemních center, se jedná o velice vážný problém, jehož řešení nelze odkládat. Je třeba rovněž pamatovat na to, aby ostrovy byly schopny startu ze tmy.

V tomto smyslu je třeba zajistit vazbu mezi energetickým zákonem (zákon č. 458/2000 Sb.), zákonem o krizovém řízení (240/2000 Sb.) a zákonem o hospodářských opatřeních pro krizové stavy (241/2000 Sb.).

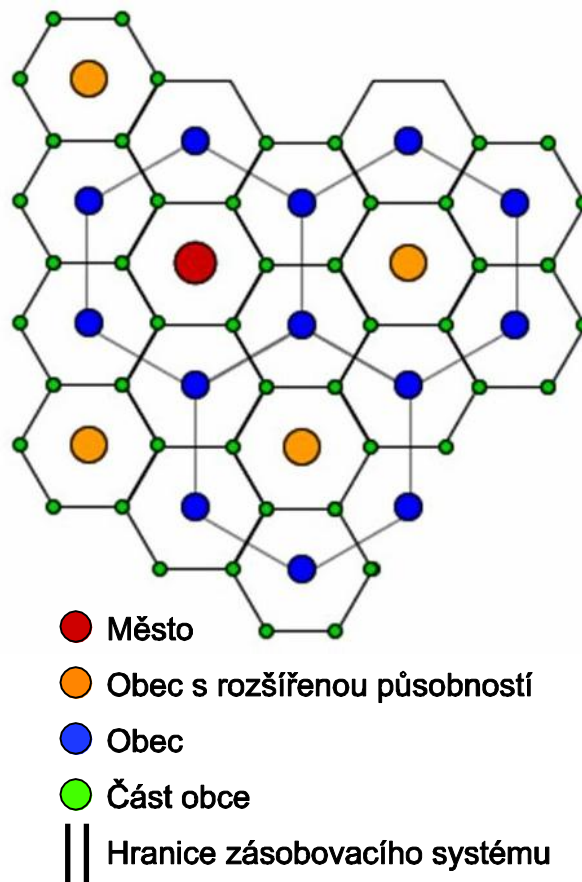
C) Požadovat doplnění existujících Územních energetických koncepcí (§ 4 zákona č. 406/2000 Sb., o hospodaření energií) o zajištění elektřiny (energií) v případě krizových stavů.

Podle informací pouze 3 kraje (Jihočeský, Středočeský a Pardubický) si nechaly zpracovat dokumenty doplňující jejich Územní energetické koncepce o část zaměřenou na krizové stavy v dodávkách elektřiny (energií). S ohledem na vývoj v posledních letech se jedná o velice vážný problém, jehož řešení nelze odkládat.

V tomto smyslu je třeba zajistit vazbu na zákon o hospodaření energií (406/2000 Sb.) a zákonem o krizovém řízení (240/2000 Sb.) a zákonem o hospodářských opatřeních pro krizové stavy (241/2000 Sb.).

Opatřeními A) B) C) se vytvoří podmínky pro zajištění soběstačnosti regionů v poskytování základních potřeb a zajištění základních ekonomických funkcí pro přežití krizových situací (obr. 4).

Obrázek 6.4: Soběstačnost a organizačně-ekonomické propojení přirozených územních celků v krizových stavech



6.4.2 Plyn

|V porovnání s elektřinou nedojde při přerušení přívodu zemního plynu do ČR k okamžitému narušení zásobování spotřebitelů, neboť je možné čerpat plyn z podzemních zásobníků. Situaci může řešit krizový štáb a je časový prostor pro mezinárodní jednání k nápravě vzniklé situace.

Zásoby plynu z Ruska má ČR zajištěny do roku 2035, ale vláda ČR má jen velmi omezené možnosti rozhodovat a informovat se o stavu plynovodů a podzemních zásobníků plynu vlastněných firmou RWE-Transgas, které mají zásoby v měřítku zhruba

90 dní české spotřeby. Nevyjasněným aspektem této situace by bylo, zda by firma při evropské zásobovací krizi ze zásobníků na českém území přednostně zásobovala ČR.

Technický stav tranzitního plynovodu na území ČR je podle vyjádření distributora přijatelný. Větší problémy jsou na tranzitní linii přes Ukrajinu, kde se po rozpadu SSSR zanedbávala údržba. Rekonstrukce plynárenského systému přes Ukrajinu by mohla být jedním z témat pro předsednictví ČR v EU. Přerušení dodávek plynu na dobu až několika dnů je možné z důvodů poruchy plynovodu, ale v tomto případě existuje náhradní zdroj v podzemních zásobnících. Vzhledem k vzájemným ekonomickým závislostem mezi výrobcem a odběratelem se sice spekuluje o možném přerušení ruských dodávek do ČR, ale spíše se neočekává. Celková situace je spíše příznivá. Očekáváme, že plyn zůstane v energetickém mixu dalších několik desetiletí, ale že ceny ropy jej se všemi sociálními a ekonomickými dopady mohou neúnosně prodražit. Pro ČR je důležité, aby si udrželo roli tranzitní země, která zvyšuje jeho bezpečnost i mezinárodní prestiž.

Doporučení: Je třeba zvážit zařazení zásob plynu do strategických rezerv.

6.4.3 Ropa

Rovněž u ropy nedojde při přerušení přívodu do ČR k okamžitému narušení zásobování spotřebitelů, neboť je možné jednak čerpat ropu a ropné produkty ze zásobníků, jednak je ČR zásobena ropou ze dvou nezávislých zdrojů (Družba, Ingolstadt). Situaci může řešit krizový štáb a je časový prostor pro mezinárodní jednání k nápravě vzniklé situace.

Zdánlivý či reálný nedostatek ropy působí jako iniciátor cenové volatility i dalších energetických zdrojů. Zatímco svět má při současné úrovni spotřeby ropu na 40–60 let (a možná i více), tak Rusko, které stav svých ropných zásob tají, má ropu pravděpodobně jen na 20 let. Znamená to, že během nejpozději deseti let se můžeme dostávat do vážných problémů s dodávkami ruské ropy. Rusko navíc několikrát veřejně deklarovalo odklon od ropovodů včetně ropovodu Družba a důraz na tankery. Ropa není smluvně dlouhodobě zajištěna. Za této situace jsme spíše ve vleku globální ropné situace, na kterou musíme reagovat monitorováním celkové situace, dobrými diplomatickými vztahy s více producenty, rozšířením strategických zásob a programem úspor či biopaliv dalších generací.

Doporučení: Je třeba zvážit zvýšení zásob strategických rezerv ropy a ropných produktů.

6.4.4 Uhlí

Uhlí je jediné fosilní palivo, které máme, takže racionální hospodaření s jeho zásobami je jednou z hlavních podmínek energetické bezpečnosti státu, a to i při zatížení jeho těžby očekávanými emisními povolenkami. Bezpečnostní a ekonomické hledisko využívání tuzemských zásob zejména hnědého uhlí jsou v ostrém rozporu. Protože elektřinu z hnědého uhlí vyrábíme se zhruba 60% průměrnými náklady EU a protože k emisním platbám má dojít až v roce 2012, vyplácí se současná neúměrně vysoká těžba (48 milionů tun v roce 2007) a export elektřiny, který dosahuje přibližného ekvivalentu 20 milionů tun hnědého uhlí ročně. Očekává se, že při tomto tempu dotěžování uhelných zásob se rychle přiblížíme limitům a uhelné společnosti zesílí tlak na jejich prolomení. Z bezpečnostního hlediska je naopak žádoucí stabilní, menší těžba s dlouhodobou perspektivou domácího stabilního energetického zdroje.

Je pravděpodobné, že stávající těžební limity budou dříve či později prolomeny až do mezí daných geologickou stabilitou kraje.

Doporučení: Je třeba zvážit, zda neupřednostnit užití domácího uhlí pro výrobu tepla.

6.4.5 Jaderná energetika

Její bezpečnostní rizika jsou dobře známa – možnost havárie, teroristického útoku či dlouhodobého odstavení, které destabilizuje síť. Z hlediska energetické bezpečnosti nelze považovat jaderné palivo za domácí zdroj, neboť i když bude vyráběno z tuzemské uranové rudy, obohacování uranu a výroba palivových článků se bude dít mimo území ČR. Z toho důvodu je třeba sledovat i bezpečnostní aspekty při volbě dodavatele paliva. Výhodou jaderné energetiky (kromě nulových emisí skleníkových plynů) je skutečnost, že výměna paliva probíhá kampaňovitě, a že tedy při zastavení dodávek paliva je delší časový prostor pro jednání než v případě ropy a zemního plynu. Na druhou stranu je přechod na jiného dodavatele palivových článků komplikovanější a osvojení výroby článků pro daný typ reaktorů vyžaduje určitý čas.

Hlavním bezpečnostním problémem současnosti v oblasti jaderné energie je hrozba zneužití radioaktivních materiálů a klíčových technologií používaných pro mírovou výrobu jaderné energie k vojenským účelům. Státy usilující o výrobu elektřiny z nových jaderných reaktorů se rozhodují mezi soběstačným získáváním jaderného paliva nákladným vytvořením jaderného palivového cyklu, který je však zneužitelný i k vojenským účelům, a závislostí na dodávkách paliva z vyspělých států a různých konsorcií. Klíčové přitom bude, zda se podaří překonat obavy zejména rozvojových zemí ze ztráty nebo omezení státní suverenity a nezávislého vlastnictví a kontroly nad jadernou technologií výměnou za závislost na kartelu dodavatelských států. Tyto obavy jsou motivované vedle zájmů bezpečnostních i zájmy obchodními a politicko-strategickými. Nastíněný problém se týká celého lidstva, a proto lze jeho řešení dosáhnout jedině na multilaterální rovině. (IIR 2008)

Z uvedeného přehledu vyplývá, že vstupujeme do období, kdy každý energetický zdroj má svá závažná rizika. Schází nástroj, jak kvantifikovat např. rizika plynoucí z mezinárodního obchodu s ropou a rizika jaderné energetiky. Domníváme se, že jsou pravděpodobně na stejné úrovni, anebo je riziko obchodu s ropou z hlediska např. počtu obětí v různých válkách a konfliktech, ekologických škod a ekonomických otřesů ještě větší. Další rozvoj jaderné energetiky má nejméně dva důležité aspekty: 1) obecný, světový nedostatek techniků, konstruktérů a průmyslových kapacit; 2) otázku likvidace jaderné elektrárny, jejíž cena může být srovnatelná s výstavbou. Jedná se o to, že pokud bychom postavili jadernou elektrárnu sloužící zejména k vývozu energie, pak státu po šedesáti letech provozu zůstane obrovská ekologická zátěž, zatímco zisky si dávno rozdělili mezinárodní akcionáři. Na druhou stranu můžeme vývozem elektřiny kompenzovat zdražující se dovozy plynu a ropy. Bez další studie a sledování vývoje je optimální řešení tohoto problému nejasné.

Geologické zásoby uranu v ČR dosahují kolem 100 tisíc tun kovu. Vytěžitelné zásoby se mohou pohybovat kolem 50 tisíc tun uranu (pro srovnání: v letech 1945–2004 se vytěžilo cca 110 tun). Největší ložisko leží ve strážeckém bloku v okolí Hamru na Jezeře, ale ekologické dopady těžby jsou zde mimořádně nepříznivé, takže sanace a rekultivace území může cenu kovu neúnosně prodražit.

Doporučení: Podporovat úsilí o rovnoměrné plnění všech tří pilířů Smlouvy o nešíření jaderných zbraní (NPT) z roku 1968, tj. jaderného nešíření, mírového využívání jaderné energie a jaderného odzbrojení.

6.4.6 Obnovitelné energetické zdroje a úspory

Obě opatření snižují závislost na omezených neobnovitelných zdrojích energie. Představují tak vítaný vklad k energetické bezpečnosti státu, a to v potenciálním měřítku nejméně kolem 10 % spotřebovaných energií během příštích deseti let. V oblasti energetických úspor je v současnosti největší potenciál snížení spotřeby neobnovitelné energie. Zejména se jedná o úsporu energie v budovách. Úspory nás však nikdy nemohou úplně zbavit poptávky po energii. V této souvislosti je třeba se zmínit, že často se uvádí, že nevyrobená energie je nejlevnější. To platí však jen v případě, že není potřebná. V opačném případě se nedodaná energie může stát tou nejdražší.

Doporučení: Obnovitelné zdroje energie mají významný bezpečnostní aspekt v tom, že jsou místně dostupné, a tak díky své nezávislosti na dovozu mohou poskytovat energii pro život zachraňující funkce, a to i v případech, kdy je rozvoz nouzových dodávek paliv (například do mobilních elektrocentrál) z jakýchkoliv příčin nemožný. Pokud se jedná o využití energie větru a slunečního záření, je třeba vnímat jejich závislost na přírodních podmínkách a nahodilost, a proto musí být tyto zdroje vybaveny akumulací nebo zálohou. Je třeba zavádět programy podpor v oblasti úspor a OZE, a to promyšleně, protože některé výhody např. při zateplování budov jsou jednoznačné, ale jiné programy, např. využití biopaliv, se mohou dostat do rozporu s potravinovou bezpečností nebo mají jiné vedlejší dopady.

6.5 Globální změny klimatu a energetika

Země a její obyvatelstvo čelí globálním změnám klimatu. Z hlediska dopadů na energetiku je hlavním klimatickým trendem snižování srážek o 10 až 40 % ve středozemní části Evropy a zvyšování srážek ve vyšších klimatických šířkách. Rýsuje se reálné nebezpečí několikaletých suchých období, což i v samotné Evropě s potravinovými přebytky může způsobit napjatou, ale ne kritickou potravinovou situaci a rychlé přehodnocování podílu energetického využívání biomasy pro výrobu biopaliv. Další dopad je do výroby elektřiny ve vodních elektrárnách a na chlazení tepelných elektráren (včetně jaderných).

Teplejší klima znamená větší četnost větrných bouří a dalších extrémů (polomy, vlhký sníh), které ohrožují především venkovní elektrické vedení všech napěťových úrovní (přenosová i distribuční). Při plánování provozu, údržby a oprav jakož i při plánování nových investičních akcí a provádění rekonstrukcí je zapotřebí s tímto vývojem počítat s cílem posílit odolnost elektrizační soustavy proti poškození těmito jevy. Pro případ poruchy je třeba zajistit kapacity pro obnovu provozu do 18 hodin. Po této době začínají strmě narůstat škody z nedodávky elektřiny a situace může přerůst v krizové stavy vyžadující zásah integrovaného záchranného systému.

6.6 Hlavní závěry a doporučení

Energetická bezpečnost se stává jedním z ústředních problémů soudobého lidstva.

Zajištění energetické bezpečnosti je na dnešní úrovni evoluce lidstva především úlohou státu. Ten si proto potřebuje udržet udržovat pod kontrolou kritickou infrastrukturu.

Většina soudobých postmoderních států v podmínkách světové globalizace není schopna zajišťovat své existenciální funkce v izolaci. Ve světě dochází k regionální užší spolupráci, která postupně přerůstá do konfederativního uspořádání na spolupráci zainteresovaných států, které vychází z geopolitické a kulturní blízkosti.

Energetická bezpečnost je příkladem typické společenské funkce, která vyžaduje řešení v nadstátním, tedy konfederativním měřítku. Dosažitelný stupeň energetické bezpečnosti se zvětšuje nejenom s demonopolizací soukromých energetických podniků, ale i s diverzifikací využívaných primárních energetických zdrojů a jejich dodavatelů. To platí jak vnitřně pro jednotlivý stát, resp. konfederaci států, tak i v globálním měřítku.

Postmoderní doba zvýraznila při zajišťování energetické bezpečnosti tyto nové aspekty:

- zvyšování energetické bezpečnosti se docíluje nejenom možnostmi zvyšovat spotřebu primárních energetických zdrojů, nýbrž i jejich účinnějším využíváním;
- v bilanci primárně energetických zdrojů získávají stále větší důležitost obnovitelné zdroje energie i v podmínkách renesance jaderné energetiky;
- některé způsoby potenciálního zvyšování energetické bezpečnosti jsou limitovány ekologicky, přičemž význam tohoto hlediska stále vzrůstá.

6.7 Doporučení

BÝT PŘIPRAVEN NA NEOČEKÁVANÉ SITUACE

- Česká republika se v otázkách energetické bezpečnosti nemůže spoléhat pouze na sebe, protože vzhledem ke své rozvinuté ekonomice a přírodním podmínkám nikdy nemůže dosáhnout energetické soběstačnosti. Musí se proto zapojit do globální spolupráce v oblasti energetiky, a to zejména v rámci Evropské unie a nově vzniklé Unie pro Středomoří. V případě dodávek zemního plynu a spolupráce v palivovém cyklu jaderné energetiky v zahraničních vazbách na Ruskou federaci.
- Energetické vazby jsou zatím založeny na soukromopodnikatelských dohodách, ale budoucnost ukáže, že potřebují zastřešení nějakou politickou a institucionální dohodou.
- Přestože věříme v možnost vzájemné dohody a spolupráce mezi národy v oblasti zajišťování energetické bezpečnosti, nemůže být tato naděje jedinou strategií. Znamená to, že by ČR v žádném případě neměla podceňovat úkoly spojené s ochranou vlastního území v případě nenadálého nepříznivého zvratu mezinárodních vztahů a věnovat náležitou pozornost zajištění své bezpečnosti a připravenosti. Role státu proto musí být aktivnější, než je pouhá tvorba legislativy.
- Zajištění bezpečí občanů, tj. i základních potřeb včetně energie, je základní úlohou státu. Této povinnosti se stát nemůže vzdát. Musí si proto pod kontrolou udržet kritickou infrastrukturu a klíčové zdroje energie. Pro případ krizových stavů musí být předem analyzovány možné scénáře a připraveno jejich řešení z pohledu ochrany obyvatelstva.

ZVYŠOVAT ENERGETICKOU ÚČINNOST A DIVERZIFIKACI ZDROJŮ

- Mimořádný význam pro zajištění energetické bezpečnosti má účinné hospodaření s energií, pro které není determinující pouze ekonomická síla společnosti, nýbrž i stav vzdělanosti obyvatelstva, disponování potřebným množstvím odborníků a účinnost vlastního výzkumu, založeného na spolupráci vysokých škol a výzkumných institucí, včetně soukromých, při intenzivní mezinárodní spolupráci všech těchto organizací v rámci Evropské unie a USA.
- Každý z primárních energetických zdrojů má svá rizika, proto je nutné založit celkovou strategii na energetickém mixu všech dostupných zdrojů, u jednotlivých komodit pak i na diverzifikaci dodavatelů. Pro ČR je velice důležitá účast na rozvoji a propojení evropských energetických sítí (ropovodů, plynovodů a přenosových soustav). To vyžaduje výraznou aktivitu a spolupráci v rámci Evropské unie.
- V případě krizových stavů jsou nesmírně důležité domácí zdroje energie, v podmínkách ČR především uhlí a zatím v menší míře obnovitelné

zdroje. Jaderná energetika má rovněž určité výhody domácího zdroje, ovšem s tím, že proces od těžby uranu po výrobu elektřiny se neodehrává celý na území ČR. Obohacování uranu a výroba palivových článků se provádí v jiných státech. V oblasti jaderné energetiky tvoří smluvní páteř systému Smlouva o nešíření jaderných zbraní (NPT) z roku 1968. Česká republika by měla podporovat úsilí o dosažení univerzality NPT a rovnoměrné plnění všech tří jejích pilířů, tj. jaderného nešíření, mírového využívání jaderné energie a jaderného odzbrojení.

ZAJIŠŤOVAT ENERGETICKOU BEZPEČNOST V CELÉM ZÁSOBOVACÍM ŘETĚZCI

- Energetickou bezpečnost je třeba zajišťovat ve dvou základních úrovních - na začátku energetického zásobovacího řetězce i na jeho konci, kde v případě přerušení dodávky energie dochází k největšímu ohrožení zdraví občanů, ztrátám a škodám.
- Oblast začátku zásobovacího energetického řetězce je vzhledem k rozložení světových zásob doménou zahraniční politiky. Je důležité usilovat o naplnění bodu 3.2 akčního plánu EU (COM (2007)1 final) a dosáhnout závazné solidarity mezi členskými státy v zabezpečení dodávek ropy, zemního plynu a elektřiny.
- Oblast konce zásobovacího energetického řetězce je vzhledem k povinnosti zajišťovat základní funkce území doménou krajů a obcí s rozšířenou působností. Zajištění základních potřeb začíná určením minimálních nouzových dávek energie a definováním kritické infrastruktury. Cílem je vytvoření energeticky stabilních územních celků - ostrovů pro případ krizových stavů. Praha a statutární města, v nichž žije třetina obyvatel a mají sídlo prakticky všechny významné orgány státní správy, jsou z hlediska energetické bezpečnosti, a to zejména blackoutů, nečekaně zranitelné. Každý scénář rozvoje elektroenergetiky musí předpokládat investice a posilování přenosové soustavy i zodolnění distribučních soustav pro případ blackoutu.
- Větší podíl větrné a sluneční energie v evropských sítích i malých (objektových) decentralizovaných zdrojů energie bude vyžadovat postupnou přeměnu pasivních sítí na sítě aktivní, které budou odolnější a s vyšší inteligencí, umožňující se lépe vyrovnat s novými požadavky.

7. POTŘEBY KVALIFIKOVANÉ PRÁCE V SEKTORU ENERGETIKY

V příštích letech bude na energetiku působit řada trendů, která změní poptávku po profesích a kvalifikacích. Aby energetika mohla plnit úspěšně svou roli – zajistit plynulé a nepřerušované zásobování země elektřinou, plynem a teplem – musí mít kromě technologií, produkčních kapacit a infrastruktury pro dovoz a distribuci energie také dostatek pracovníků s potřebnou kvalifikací, vzděláním a zkušenostmi.

V energetice nelze slevit z vysokých požadavků na odborné znalosti, na schopnost porozumět a ovládat nové technologie výroby a přenosu energie. Budoucí rizika v energetice navíc zvyšují požadavky na schopnost vyvíjet nové technologie a aplikovat nové poznatky, na mezioborové znalosti a na schopnost rychle a správně reagovat v krizových situacích.

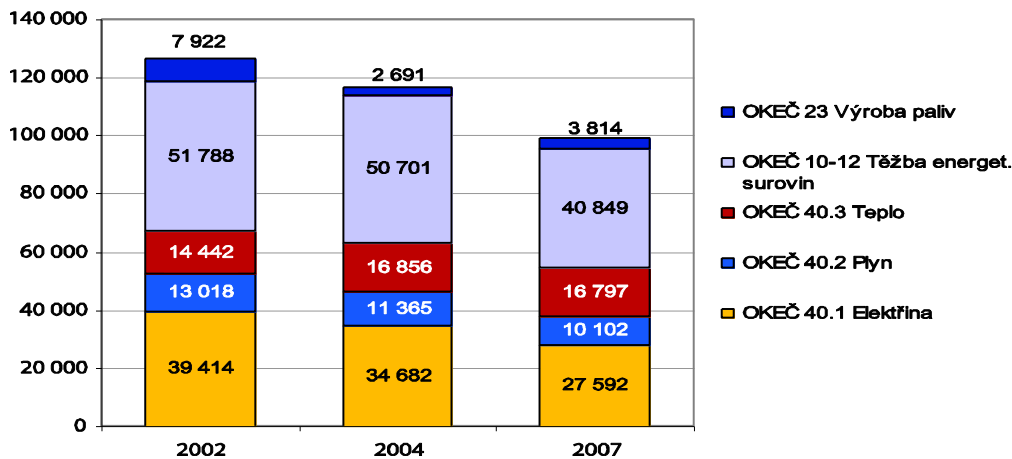
7.1 Stávající zaměstnanost v sektoru energetiky

Energetický sektor (elektroenergetika, plynárenství, teplárenství), těžba energetických surovin a výroba paliv patří k **relativně málo významným zaměstnavatelům**. Jejich podíl na celkové zaměstnanosti dosáhl v roce 2007 cca 2 %, což představuje zhruba 100 000 pracovníků. Z tohoto počtu jich je 60 % zaměstnáno ve výrobě a rozvodu elektřiny, tepla a plynu, zbylých 40 % v těžbě energetických surovin a výrobě paliv. V uplynulých letech se celkový počet zaměstnaných v tomto sektoru trvale snižoval. K nejvýraznějšímu poklesu došlo ve výrobě paliv, počet pracujících se snížil v roce 2007 oproti roku 2002 o 52 %. Naproti tomu se mírně zvyšovala zaměstnanost v teplárenství, a to o 16 %. **Celkový úbytek** v tomto sektoru dosáhl v daném období přes 27 000 osob. Změny v rozsahu zaměstnanosti jsou ovlivněny především strukturálními změnami, zejména postupným vyčerpáváním zásob uhlí, dále změnami v poptávce, ale i technologickým pokrokem a s tím souvisejícím růstem produktivity práce a s outsourcováním některých, zejména obslužných činností. Na druhou stranu proti snižování počtu zaměstnaných působí rozvíjení nových činností vyvolaných zvyšující se konkurencí na energetickém trhu, která nutí firmy věnovat větší pozornost vyhledávání zákazníka a péči o něj. Podrobnější přehled o změnách v počtech pracujících poskytuje graf 1.

Silně **nepříznivá je věková struktura pracujících** v energetickém sektoru – patří mezi nejstarší v české ekonomice. Věkový průměr je 44 let, zatímco průměr v celé ekonomice je 40 let. Trvale se zhoršuje zastoupení mladých pracovníků a naopak zvyšuje zastoupení pracovníků v předdůchodovém věku (viz graf 2). To svědčí o velké stabilitě pracovních poměrů v tomto sektoru. Počet zaměstnanců ve věku 55 let a více se během posledních šesti let zvýšil o více jak třetinu (z necelých 12 000 na více jak 16 000) a jejich podíl se z necelých 10 % v roce 2002 zvýšil na 16 % v roce 2007. Naproti tomu počet pracovníků ve věku do 34 let poklesl z původních téměř 36 000 na 25 000, jejich podíl na celkovém počtu zaměstnanců se tak snížil z 28 % na 25 %. I když neexistuje žádná optimální věková struktura zaměstnanců, je zřejmé, že sektory, ve kterých je nedostatečně zastoupena mladá pracovní síla, jsou do určité míry znevýhodněny. Praktické zkušenosti a vyšší míra obezřetnosti v rozhodování, které jsou charakteristické pro starší pracovníky, nejsou dostatečně doplňovány novými

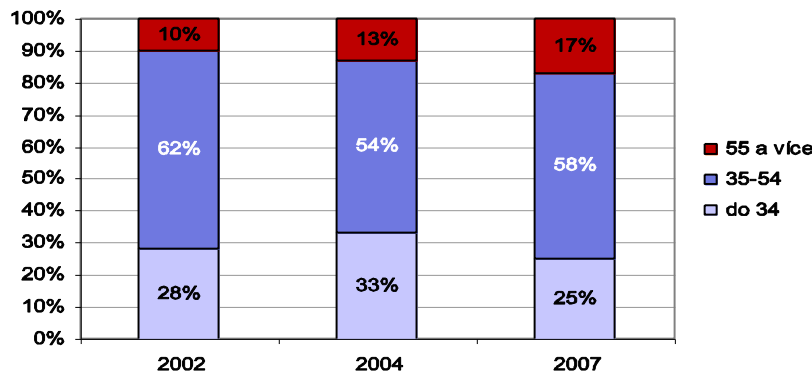
znalostmi a větší dynamičností, tedy kompetencemi, jejichž nositeli jsou právě mladší lidé.

Graf 7.1: Počet zaměstnanců v energetice, těžbě a výrobě paliv



Zdroj: Český statistický úřad (Výběrové šetření pracovních sil), dopočty NVF-NOZV

Graf 7.2: Věková struktura zaměstnanců v energetice, těžbě a výrobě paliv



Zdroj: Český statistický úřad (Výběrové šetření pracovních sil), dopočty NVF-NOZV

Nároky na kvalifikované profese vyjádřené podílem jednotlivých pracovních pozic se v **energetice** jako celku zvyšují, zvyšuje se podíl zejména technických pracovníků (z 29 % v roce 2002 na 37 % v roce 2007), příznivé je i zvyšování podílu odborníků, kteří jsou nositeli inovací a technologických změn. Podíl kvalifikovaných dělníků zůstává na stejné úrovni (28 %). V **těžbě energetických surovin** je zastoupení nejčtenější pozice, tj. dělníků, stabilní (50 %), poměrně výrazně se zvýšilo zastoupení osob obsluhujících stroje a výrobní zařízení (z 16 % na 24 %), což svědčí o rostoucí mechanizaci a automatizaci tohoto odvětví. Nepříznivý dopad na rozvoj odvětví může mít snížení podílu odborníků. Ve **výrobě paliv** se na jedné straně snížil podíl kvalifikovaných dělníků a opravářů (z 24 % na 11 %), ale tento pokles byl do určité míry vyvážen nárůstem podílu kvalifikované obsluhy strojů a zařízení (z 27 % na 34 %). Významné zastoupení mají technici, jejichž podíl je relativně stabilní (31 %). Obdobně jako ve

výrobě paliv i zde se snížilo zastoupení odborníků. Jako v jediném odvětví došlo k mírnému zvýšení podílu pomocných profesí.

Energetický sektor nepředstavuje z hlediska kvalifikační náročnosti sektor homogenní. Rozdíly v kvalifikační náročnosti uvnitř energetického sektoru je možné ilustrovat prostřednictvím podílu pracujících s jednotlivými **úrovněmi dosaženého vzdělání**. Nejnáročnější na zastoupení terciárně vzdělané pracovní síly byla v roce 2007 elektroenergetika (19 %), následovaná teplárenstvím (15 %) a výrobou paliv (14 %). Potěšitelné je, že podíl vysokoškolsky vzdělané pracovní síly se v roce 2007 ve srovnání s rokem 2002 zvýšil ve všech sledovaných odvětvích, tedy i v těžbě a výrobě paliv. Jedinou výjimkou je plynárenství.

Tabulka 7.1: Zastoupení osob s jednotlivými úrovněmi vzdělání (%)

Obor	Základní vzdělání		Střední bez maturity		Střední s maturitou		Vysokoškolské	
	2002	2007	2002	2007	2002	2007	2002	2007
Elektroenergetika	2,9	0,5	39,9	39,4	45,6	41,4	11,6	18,7
Plynárenství	1,1	2,5	54,3	39,4	34,4	51,2	10,2	7,0
Teplárenství	4,1	1,2	59,4	38,8	29,9	45,1	6,6	14,9
Těžba energ. surovin	7,7	12,1	61,7	61,2	25,1	20,3	5,5	6,4
Výroba paliv	0,1	9,9	34,7	43,5	52,7	32,5	12,5	14,2

Zdroj: Český statistický úřad (Výběrové šetření pracovních sil), dopočty NVF-NOZV

Posun směrem k vyššímu zastoupení terciárně vzdělaných v **elektroenergetice** (z 12 % na 19 %) byl vyvážen poklesem podílu zejména středoškolsky vzdělané pracovní síly s maturitou a osob se základním vzděláním. V **plynárenství** došlo zřejmě k nahrazení vzdělanější pracovní síly pracovní silou s nižší vzdělanostní úrovní, osob vyučených osobami se základním vzděláním a vysokoškoláků středoškoláky s maturitní úrovní vzdělání. V **teplárenství** se naopak výrazně zvýšil podíl vysokoškoláků (ze 7 % na 15 %) a středoškoláků s maturitou (z 30 % na 45 %). Pro **těžbu energetických surovin** bylo charakteristické zejména zvýšení zastoupení nekvalifikovaných osob a snížení podílu osob s maturitní úrovní vzdělání. **Výroba paliv** zaznamenala zvýšení podílu všech vzdělanostních úrovní na úkor středoškoláků s maturitou.

7.2 Očekávaný vývoj

Potřeba energie pravděpodobně dále poroste, stejně jako její ceny. Na druhou stranu bude klesat disponibilní množství surovin, které Česká republika až doposud zajišťovala z tuzemských zdrojů. Současná energetika je postavená na **převažující kombinaci uhlí-jádro** a tomu odpovídají i požadavky na profese a kvalifikace. ČR se může rozhodnout, že bude v této orientaci pokračovat a strukturu energetického mixu nebude výrazně měnit. Tento scénář je však z hlediska lidských zdrojů poměrně rizikový. Jak klasické vzdělávací obory energetiky (zejména silnoproudá elektrotechnika), tak učební obory, které připravují pracovníky pro těžbu energetických surovin, bojují s velkým úbytkem zájmu studentů. Důsledkem toho je, že obě odvětví rychle stárnou, a to i přesto, že celková zaměstnanost v nich díky automatizaci a restrukturalizaci klesá. Mladí pracovníci nepřicházejí, protože jejich preference ohledně povolání se mění, jak ukazuje příklad energetiky. Pokud se ČR vydá cestou **výraznější změny v energetickém mixu** (výrazný nárůst podílu obnovitelných zdrojů, zvýšení podílu výroby elektrické energie z plynu nebo

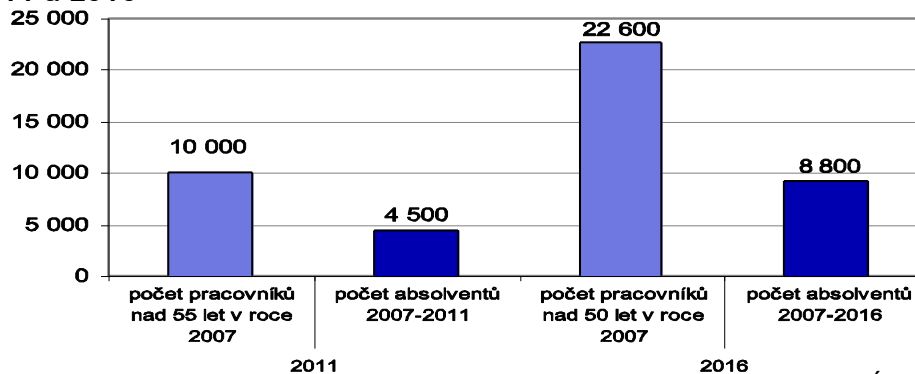
transformace z pozice čistého vývozce na čistého dovozce), budou změny v oblasti lidských zdrojů rovněž významné.

V každém případě bude nutné rozsáhle investovat do **přenosové soustavy a distribučních sítí**. Půjde zejména o nutnost zajistit vyšší spolehlivost a bezpečnost systémů, zajistit řízení distribuce elektřiny z obnovitelných zdrojů, zapojit menší zdroje, uspokojit rozšiřující se počet odběratelů, rozšířit napojení na celoevropské energetické sítě a v případě plynu i zvýšit kapacitu pro jeho skladování. To zvýší nároky na počet i kvalitu pracovních sil, jejich technické dovednosti, schopnost rychle se rozhodovat a zvládat zátěžové situace.

Rostoucí věkový průměr zaměstnanců zvyšuje význam generační obměny a význam dalšího profesního vzdělávání. Avšak malá prestiž energetiky, neujasněná a stále diskutovaná koncepce rozvoje sektoru a z toho plynoucí nejasnost perspektivy pracovního uplatnění v tomto sektoru sráží **zájem o studium „energetických oborů“**.

Bilanční porovnání⁵ předpokládaných odchodů do důchodu a absolventů příslušných oborů vzdělání, kteří budou pravděpodobně hledat uplatnění v sektoru energetiky, ukazuje, že pokud se současné trendy na trhu práce v sektoru nezmění, bude se ve střednědobém horizontu stupňovat napětí při obsazování uvolněných pracovních pozic a v dlouhodobějším horizontu do roku 2016 by jen pro výrobu elektřiny, tepla a rozvod plynu mohl tento bilanční schodek činit až 14 000 pracovníků. I za předpokladu, že ne všechny uvolněné pracovní pozice budou muset být v důsledku růstu produktivity práce nahrazeny, je zřejmé, že **rozsah pracovníků, kteří budou chybět, bude značný**.

Graf 7.3: Předpokládaná generační obměna pracovníků v energetice (OKEČ 40) do roku 2011 a 2016



Zdroj: Český statistický úřad: Výběrové šetření pracovních sil, dopočty NOZV; NOZV, VÚPSV: Projekce kvalifikačních potřeb

Porostou i požadavky na schopnosti ovládat stále **komplexnější technologie** (ICT, automatizace) a na úroveň mezioborových poznatků (aby pracovníci ovládali nejen svou práci, ale dokázali se také orientovat v předcházejících a navazujících etapách výroby a distribuce). Již dnes si přitom firmy stěžují na nedostatečnou kvalitu absolventů i pracovníků dostupných na trhu práce.

⁵ Bilanční porovnání je založeno na předpokladu, že pracovníci nad 55 let ve střednědobém horizontu, resp. nad 50 let v dlouhodobějším horizontu budou postupně odcházet do důchodu. Projekce absolventů je odvozena od současného počtu studujících příslušných oborů za předpokladu, že v případě střednědobého horizontu současné trendy zůstanou zachovány a v dlouhodobém horizontu dojde ke zmírnění růstu absolventů VŠ a zmírnění poklesu absolventů středních škol. Pro obě období se předpokládá, že zájem o studium příslušných oborů a rovněž podíl absolventů příslušných oborů směřujících do odvětví energetiky zůstane stejný jako v současnosti.

Energetika v současné době nemá vlastní instituci, která by se v rámci oboru zabývala **výzkumem a vývojem**. To snižuje šance výrazněji se zapojit do vývoje nových technologií, využívajících nové energetické zdroje. Talentovaní studenti mají proto malý zájem stát se špičkovými odborníky a vědci v energetice – to dlouhodobě může vést k tomu, že se staneme závislí na transferu technologií ze zahraničí.

Nízký zájem je o studijní obory zaměřené na **projekci a konstrukci** v energetickém strojírenství. Přitom ČR musí v příštích letech výrazně investovat jak do obnovy současných zastaralých elektráren, tak do výstavby nových zdrojů. Pro české dodavatele se navíc otvírá velká příležitost v dodávkách elektráren na rozvíjející se trhy v Asii a východní Evropě. Zde bude v příštích desetiletích nutné obměnit velkou část stávajících výrobních kapacit a postavit nové. Kapacity světových dodavatelů energetických celků jsou vytiženy na celé roky dopředu. Česká republika má dlouhou tradici v této výrobě, aktuální nedostatek kvalifikovaných konstruktérů a techniků však naše možnosti limituje.

Chybějící specialisté v energetice jsou **celoevropským problémem**. Firmy ze západní Evropy hledají klíčové profese po celém světě a samozřejmě i u nás. V řadě západních zemí existují speciální programy, zaměřené na import chybějících pracovníků pro trh práce. V České republice zatím není „systém pro zelené karty“ založený na informacích o tom, jaké profese a v jakém horizontu bychom potřebovali dovést. Naopak nás může zasáhnout odliv kvalifikovaných pracovníků, které přetáhnou vysoké mzdy v západní Evropě. Velká poptávka bude v celé Evropě po specialistech v jaderné energetice. Zájemců o studium je v ČR velmi málo. I jen udržení specialistů na obsluhu a provoz stávajících technologických celků může být složitý problém. Pokud však ČR bude chtít dále investovat do jádra, může nedostatek lidských zdrojů tyto záměry vážně ohrozit.

Velký problém v oblasti lidských zdrojů může nastat v **plynárenství** – zejména pokud se využití plynu bude dále zvyšovat. Většina systémů byla postavena a zprovozněna odborníky v uplynulých 20 letech. Tato generace začíná odcházet do důchodu a vyvstává problém, kdo je nahradí. Některé profese již zmizely, např. odborníci na zplyňování uhlí. Za nějaký čas dojde k obdobné ztrátě odborníků na kompresní stanice atd. Nabídka studijních oborů je minimální. Většinu kvalifikace musí pracovníci získat v praxi, resp. ve školicích programech firem nebo na školeních pořádaných pod patronací odborných svazů v plynárenství.

Porostou požadavky na **úspory, energetický audit a management** – ČR stále s energiemi nenakládá příliš hospodárně. Znalosti a schopnosti dosahování úspor jsou již dnes nedostatečné a dlouhodobě bude potřeba je výrazně posílit.

Těžba energetických surovin bojuje také s poklesem zájmu studentů. I kdyby zaměstnanost v sektoru nadále klesala, bude nutné zajistit pracovníky pro přirozenou obměnu. Firmy přitom již teď hlásí, že zájem o uplatnění v sektoru těžby energetických surovin rychle klesá s tím, jak se zvyšuje nabídka pracovních míst v jiných odvětvích. Pokud však dojde ke změně energetické politiky a těžba uhlí se bude postupně utlumovat, nastane opačný problém – jak nalézt uplatnění pro tisíce pracovníků, zejména v regionech Ústecko a Moravskoslezsko. Pokud má však sektor zůstat strategickou rezervou české energetiky, je nutné zajistit, aby kvalita lidských zdrojů zůstala do budoucna zachována.

7.3 Dopady na profese a kvalifikace

Pro sektor energetiky (OKEČ 40) je klíčové vzdělání v elektrotechnických oborech, které má v současné době 40 % pracovníků. Strojírenské zaměření má 25 % pracovníků,

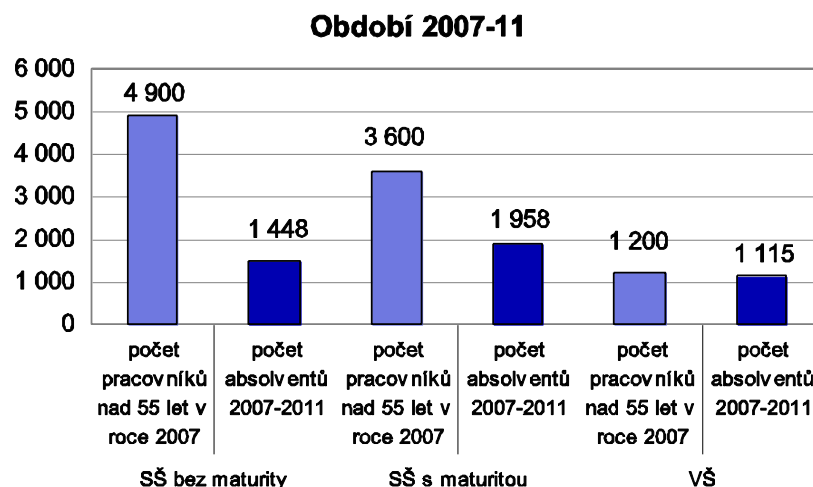
jiné technické vzdělání 8 % a netechnické vzdělání (obchod, administrativa apod.) 27 % pracovníků.

Jen polovina pracovníků s VŠ vzděláním absolvovala vysokou školu se zaměřením na elektrotechniku nebo strojírenství, u pracovníků se středoškolským vzděláním s maturitní zkouškou je tento podíl příznivější (přibližně 70 %). V obou případech je nebezpečí, že tento podíl bude dále klesat. Přitom požadavky na technické znalosti jsou a zůstanou pro výrobu elektřiny, tepla i rozvod plynu klíčové a jejich nedostatek může ohrozit stabilitu a bezporuchové dodávky energií. České školství podle předpokladů nebude v budoucích letech schopné zajistit dostatečné množství pracovníků s technickým vzděláním. Obdobná situace bude pravděpodobně také v nižším managementu (manažeri provozu s technickými znalostmi, schopností řešit krizové situace a vést lidi). Bude to celoevropský problém.

Pokud jde o **generační obměnu pracovníků**, mohou se problémy projevit v jednotlivých vzdělanostních skupinách s rozdílnou intenzitou. Intenzita problémů pro jednotlivé skupiny byla odhadnuta obdobně jako v případě generační obměny v rámci celkové zaměstnanosti v sektoru.

I když dlouhodobě bude poptávka po **učňovských profesích** klesat, bude potřeba nahrazovat pracovníky odcházející do důchodu značná, zejména v dlouhodobějším časovém horizontu. V tomto horizontu se bude také prohlubovat nesoulad v profesích vyžadujících **maturitní vzdělání**, který bude zesílen rovněž skutečností, že maturitní vzdělání bude požadováno i u těch pozic, u kterých v současné době postačuje pouze vyučení. Lze předpokládat, že k obdobnému posunu dojde i u profesí vyžadujících maturitní vzdělání. Převis poptávaných pracovníků nad nabídkou absolventů se nevyhne ani **vysokoškolským profesím**. Navíc skutečný počet absolventů nemusí dosáhnout projektovaných čísel, neboť může dojít k dalšímu poklesu zájmu o studium a zároveň o uplatnění v energetice a také může nastat větší odliv vysokoškoláků do zahraničí. V každém případě bude sektor energetiky v České republice čelit nemalým problémům při získávání kvalifikované pracovní síly.

Graf 7.4: Předpokládaná generační obměna pracovníků v energetice (OKEČ 40) podle úrovně vzdělání do roku 2011

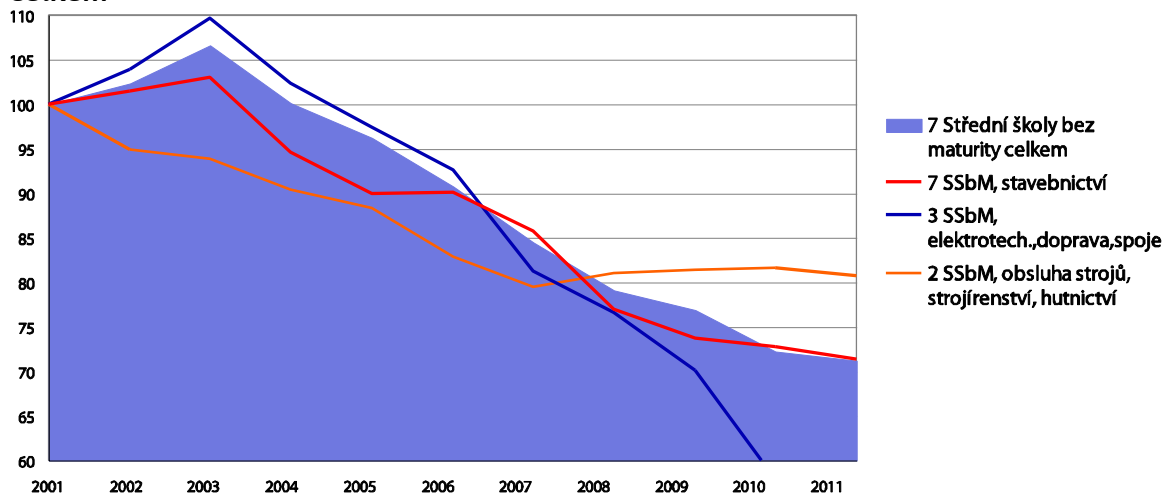


Zdroj: Český statistický úřad: Výběrové šetření pracovních sil, dopočty NOZV; NOZV, VÚPSV: Projekce kvalifikačních potřeb. Pro období 2007–2016 je předpokládán pokles trendů oproti období let 2007–2011

Na středním i vysokoškolském stupni vzdělávání existují již dnes závažné problémy, které mají na sektor nepříznivé dopady. **Klesající zájem o studium „energetických“ oborů** nedokážou střední školy zvrátit. Mnoho absolventů hledá uplatnění zcela mimo vystudované obory. Obdobná situace panuje i ve vysokém školství, kde navíc velká část studentů studia nedokončí. Tradičně silná základna vývojářů, odborníků a techniků stárne a obnova nebude dostatečná, zejména pro specializované obory, jako je jaderná energetika.

Pro odvětví **těžby energetických surovin** jsou klíčoví pracovníci s výučním listem, kteří tvoří více jak 60 % z celkového počtu zaměstnanců. I kdyby zaměstnanost v sektoru nadále klesala, bude nutné zajistit pracovníky pro přirozenou obměnu, tedy zejména absolventy skupiny **učňovských studijních oborů** „Řízení a obsluha strojů, strojírenství a hutnictví“, „Elektrotechnika, doprava, spoje“ a „Stavebnictví“. Jak ukazuje graf 5, právě v těchto oborech bude v příštích letech počet absolventů nižší než v letech 2001–2006. To způsobí, že odvětví bude dále stárnout a nahradit odcházející zkušené pracovníky bude obtížné. Navíc absolventi těchto oborů budou volit zaměstnání s příznivějším pracovním prostředím a lepší perspektivou, například v průmyslu elektrotechnickém. Zájem o uplatnění v těžbě energetických surovin klesá s tím, jak se zvyšuje nabídka pracovních míst v jiných odvětvích.

Graf 7.5: Vývoj počtu absolventů vybraných učňovských oborů a učňovských oborů celkem



Zdroj: NOZV, VÚPSV: Projekce kvalifikačních potřeb

V letech 2007–2011 by toto odvětví mělo získat pouze okolo 2000 absolventů – přitom jen v důsledku odchodů do důchodu by mělo ubýt 2800–3200 pracovníků. Tento nepoměr se ovšem v delším období může výrazně zhoršovat v závislosti na rozsahu těžby – pokud výrazně poklesne, napětí mezi nabídkou a poptávkou po těchto profesích se sníží. Pokud má však sektor zůstat strategickou rezervou české energetiky, je nutné zajistit, aby **kvalita lidských zdrojů zůstala do budoucna zachována**.

Výroba paliv je i přes svůj malý podíl na celkové zaměstnanosti poměrně silně ohrožená vývojem na trhu práce. Kvalifikovaní pracovníci se specializací na chemii jsou již dnes velmi nedostatkoví a počet absolventů se v příštích letech nebude zvyšovat. Stejně jako v předchozích případech se věková struktura zhoršuje a **pracovníci nad 50 let tvoří v tomto odvětví téměř 43 %, zatímco před pěti lety to bylo pouze 27 %**. Opět tedy platí, že pro firmy ve výrobě paliv bude nedostatek

pracovníků s vhodnou kvalifikací a na uvolněná pracovní místa budou muset přicházet náhrady z jiných odvětví a s méně vhodnou kvalifikací. Je to velmi podobné uvedené situaci v plynárenství.

Celkově lze očekávat, že v sektoru energetika, těžba energetických surovin a výroba paliv nejvíce poroste poptávka po profesích, které jsou uvedeny v následující tabulce.

Tabulka 7.2: Přehled pracovních pozic, ve kterých se očekává zvýšená poptávka

Název skupiny pozic	Trendy v poptávce
Projektanti a konstruktéři	↑↑
ICT specialisté	↑↑
Nižší a střední management - technicky orientované profese	↑↑
Kvalifikovaní technici se strojírenským/elektrotechnickým vzděláním	↑↑
Technici-specialisté s kvalifikací v chemii (výroba paliv)	↑↑
Dispečeri v energetice a specialisté na rozvod energie	↑
Strojníci energetických zařízení	↑
Specialisté na úspory, management energií, „energetičtí auditoři“	↑
Specialisté v jaderné energetice	↑

Zdroj: NVF-NOZV, VÚPSV: Projekce kvalifikačních potřeb; expertní odhady

7.4 Závěry

Pokud bude pokračovat setrvalý trend v (nejasné) koncepci energetiky a (slábnoucí) podpory vzdělávání v energetice a energetickém strojírenství, může Česká republika během deseti let ztratit nejen soběstačnost v dodávkách energie, ale také pozici silného vývojáře a dodavatele investičních celků, pozici, kterou budovala desítky let. Příčinou bude slabá vzdělávací základna pro energetiku, a to jak ve středním odborném školství, tak ve vysokoškolských studijních programech a nabídce studia. Při naplnění nejhorší varianty vývoje bychom ztratili schopnost vlastní produkce energetických celků a byli odkázáni na dovoz komponentů elektráren a import technologií – a to v době, kdy celosvětová poptávka po nových elektrárnách rychle poroste. Řešení vidíme v podpoře vzdělávacích programů pro energetiku na celostátní i regionální úrovni. Doporučujeme vytvořit institucionální podporu v podobě „Fondy pro vzdělávací programy v energetice“, který by následně poskytoval granty pro vytváření a realizaci potřebných vzdělávacích projektů. Donátory tohoto fondu by měly být energetické společnosti operující na území ČR.

8. PREDIKCE GLOBÁLNÍCH TRENDŮ V SEKTORU ENERGETIKY A PALIV

Roky 2006 až 2008 přinesly ve světě zásadní zvrat, který se zdá být dlouhodobě platný. Poptávka po energii výrazně narostla a je vyšší než nárůst nových zdrojů. Prudce proto narůstají ceny energie, a tento růst urychluje spekulace s komoditami.

Je zřejmé, že skončilo období nízkých cen energie a poprvé se objevily vážné pochybnosti o dostatku zdrojů energie pro svět z dlouhodobé perspektivy. Výrazně se proto zvýšil tlak na vyšší úspory energie a zavádění nových, účinnějších technologií.

Z provedených analýz ve vyspělých státech se ukazuje, že do roku 2050 bude dostatek světových zásob energetických zdrojů (pokud by hrozilo nebezpečí vyčerpání zdrojů, přijmou vyspělé státy ještě výraznější opatření pro zvýšení efektivity využívání energie. Druhou diskutovanou možností je, že státy budou hledat nové zdroje, které budou dražší, a vyšší ceny budou tlačit poptávku dolů, ať již zpomalením růstu – snížením životní úrovně nebo efektivnějším využitím. Problémem pak bude, že se to dotkne zejména nejchudších států a povede to k destabilizaci situace). Do roku 2015 však lze očekávat tlak na ceny energií vzhledem k opožděnému rozvoji nových zdrojů energie a nadprůměrnému ekonomickému růstu a nárůstu populace.

Životnost světových zásob fosilních paliv se nijak výrazně nesnižuje (viz obr. č. 1), pokles životnosti zásob uhlí lze přičítat spíše neočekávaně vyššímu zájmu o toto palivo než zmenšování zásob (jiný výklad zvyšování cen je tržní: posun ve výrobě elektřiny od plynu k uhlí v důsledku zdražování plynu – tedy cenu uhlí začíná určovat cena plynu). Světové zásoby uhlí jsou soustředěny ve spolehlivých regionech, nejnovější analýzy ukazují, že reálný je dovoz zámořského uhlí i do ČR (v omezeném množství vzhledem nedostatečné kapacitě tras pro dopravu).

8.1 Projekty na dopravu plynu a ropy do EU a návazně i do ČR **8.1.1 Zemní plyn**

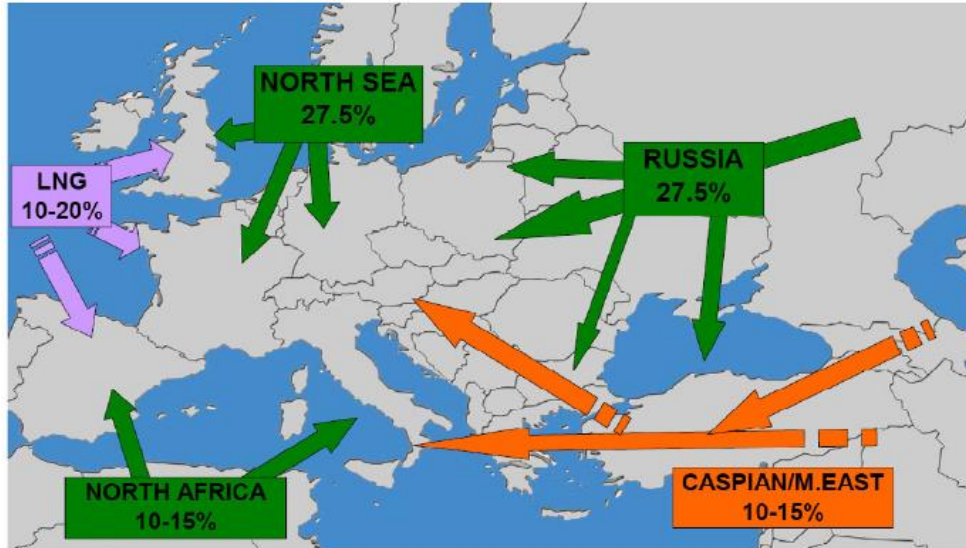
Strategické cíle EU v oblasti zdrojů plynu jsou dvojí:

1. získání nových zdrojů plynu pro Evropu bez ohledu na to, zda pocházejí z Ruska nebo z jiných zdrojů (tento cíl vychází z obavy, že zdrojů energie ve světě může být z dlouhodobého pohledu nedostatek a je potřeba je zajistit pro Evropu).

2. Protože ale závislost EU na dovozu ruského plynu narůstá (lokální těžba plynu ve státech EU klesá a spotřeba plynu roste tempem 2 % ročně), prioritou je získání nových zdrojů mimo ruské.

Cílem EU je co největší diverzifikace zdrojů plynu i tras pro dopravu plynu. Konkrétní představy EU jsou uvedeny na obr. 13.

Obr. 8.1: Schéma cílové diverzifikace plynových zdrojů pro Evropu (LNG – zkapalněný plyn)



Rusko připravuje otevření nových ložisek plynu, ložisko Jamal disponuje zásobami 10 bil. m³ a Štokman 3,7 bil. m³. Plyn z ložiska Jamal má být napojen na stávající tranzitní systém na trase vedoucí přes ČR dále do EU.

Z ložiska Štokman má být vybudován plynovod s napojením na počátek plynovodu Nord Stream (Vyborg). Jen plyn z ložiska Štokman může zásobovat EU po dobu 20 roků v objemu 200 mld. m³ za rok (současný export Ruska činí 140 mld. m³).

Během příštích tří let tak hodlá Gazprom investovat 65 až 85 mld. USD do infrastruktury a nových zdrojů. Dluh Gazpromu činí téměř 55 mld. USD. Podíl vývozu přírodních zdrojů na celkovém vývozu Ruska činí cca 80 %. Rusko potřebuje spolupráci s vyspělými státy světa včetně EU i z toho důvodu, že potřebuje špičkové technologie (např. pro zpracování LNG jako nového oboru).

Další otázkou, kterou je v tomto ohledu potřeba zmínit, je plánovaná výstavba plynovodu s názvem GAZELLA propojujícího severní a jižní trasy. Tento projekt spojí dvě hraniční předávací stanice – krušnohorskou Horu Sv. Kateřiny s německým Waidhausenem nedaleko hraničního přechodu Rozvadov. Českou republiku tak napojí na ruský zemní plyn, který má v budoucnu do Evropy proudit zejména tzv. Severní cestou. Ta bude vytvořena spojením s plynovodem Nord Stream, který povede po dně Baltického moře z Ruska do německého Greifswaldu. Na něj naváže plynovod OPAL, jenž bude směřovat až na hranice Německa a České republiky u obce Brandov. V případě realizace nového plynovodu, bude mít jeho provoz za následek radikální změnu toků zemního plynu v ČR.

Rusko je závislé na EU jako na svém hlavním světovém odběrateli surovin stejně jako EU na dodávkách ropy a plynu z Ruska.

Kapacita připravovaných projektů na dopravu potrubního plynu do Evropy do roku 2020 má činit 120 mld. m³ za rok. Dalších 100 mld. m³ představují nové projekty na dodávky LNG.

Výše nárůstu spotřeby plynu bude záležet na některých objektivních faktorech, zejména na ceně plynu. Významným faktorem pro rozhodování odběratelů však také je bezpečnost dodávek plynu.

Pro získání důvěry nejen odběratelů, ale i investorů, je proto zřejmé, že narůstá potřeba hledání dalších možných řešení ke zvýšení bezpečnosti dodávek plynu.

- Dosažitelnost jednotlivých nástrojů pro zvýšení bezpečnosti dodávek plynu v ČR:
- plynovody jako Nord Stream, NABUCCO, South Stream, White Stream nebo LNG (zejména LNG Adria) bude přitékat plyn k hranicím ČR z nových zdrojů;
 - propojování plynárenských sítí mezi jednotlivými státy EU;
 - těžba plynu z uhelných zdrojů může představovat perspektivní nástroj pro získání dodatečných zdrojů plynu (zásoby jsou odhadovány na desítky miliard m³ plynu).

Plynovod NABUCCO

je preferován ze strany EU, plyn by podle představ EU mohl být dodáván z mimoruských zdrojů. Variantně by mohl být zásobován:

- ze dvou zdrojů, z Ruska a Iránu,
- v jiné variantě plynovodem z Turkmenistánu (v druhé fázi i z Kazachstánu a Uzbekistánu) přes Ázerbájdžán,
- v další variantě plynem z Iráku,
- v jiné variantě plynem z Egypta a Iráku,
- reálná by mohla být varianta mixu jakýchkoliv výše uvedených nebo i dosud nezmiňovaných zdrojů mimo ruský plyn. V omezeném množství i ruského plynu.

Uvažované alternativní projekty dodávek zemního plynu z oblasti Kaspického moře (primárně projekt Nabucco, navazující na plynovod BTE nebo plynovod Irán-Turecko) jsou již před zahájením realizace významně zpochybněny aktuální situací v těžební oblasti a také dohodami s Gazpromem o spolupráci při skladování zemního plynu, primárně v Rakousku, resp. v Maďarsku, jako uvažovaných klíčových tranzitních zemích.

Obr. 8.2: Plán trasy plynovodu Nabucco



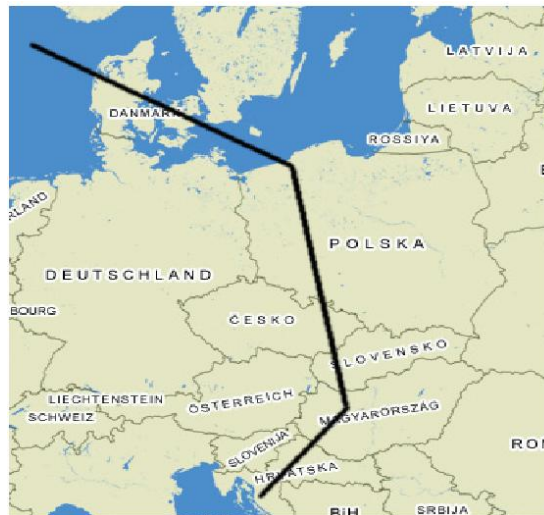
Projekty sever-jih pro státy Visegrádu

Pokud bude vybudován plynovod z Dánska do Polska a/nebo LNG terminál na severozápadě Polska, pak se nabízí diskuse o projektu zvýšení bezpečnosti dodávek plynu společně pro státy Visegrádu.

Lze uvažovat o pokračování projektu jižním směrem ve směru již vybudovaných plynovodů přes jižní Moravu ve směru na SR, Maďarsko, Rakousko a dále do Chorvatska s napojením na terminál LNG Adria.

Projekt propojení sever-jih pro státy Visegrádu by nemusel být konfliktní ani ve vztahu k ruské straně (jedná se o projekt regionálního významu, doplnění ke stávajícím dodávkám plynu).

Obr. 8.3: Schéma projektu plynovodů sever-jih



Výrazně narůstá poptávka po LNG (zkapalněný plyn). LNG exportovalo v roce 2006 12 států. Nejvíce rozvíjejí těžbu v Kataru, Austrálii a Indonésii.

V období 2008 až 2015 by se měla zvýšit současná kapacita LNG ve světě z 200 mld. m³ na 300 mld. m³.

Ukrajina má připraven program zásadní rekonstrukce systému pro tranzit ruského plynu za 5 mld. USD.

Náklady na rozšíření trasy přes Ukrajinu jsou minimálně 10x nižší než výstavba nového plynovodu.

Význam stávající hlavní cesty pro dopravu plynu do EU přes Ukrajinu (zajišťuje v současnosti cca 80 % exportu ruského plynu) poklesne ze stávajících cca 140 mld. m³ cílově až na 60 mld. m³. Přesto tato trasa zůstane významnou cestou pro export plynu.

Rekonstrukce plynárenského systému přes Ukrajinu by mohla být jedním z možných témat pro předsednictví ČR v EU.

Zdroje ropy v Rusku vystačí na cca 20 roků, kapacita dopravy ze západního směru je omezená. Odvětví kapalných paliv se bude muset přizpůsobit nové situaci.

Ropa nemá v ČR tak výrazný podíl na trhu energií jako v západní Evropě (pro otop), její spotřeba ale stoupá. V ČR by si měla zachovat svůj význam.

Obr. 8.4: Schéma zásobování ČR plynem v současnosti a perspektiva



8.1.2 Ropa

Zatímco u plynu je nutno sledovat celoevropské trendy, doprava ropy je lokální. Zásobování států Visegrádu ropou a s tím související problémy nejsou jednoduchou problematikou, existuje zde do budoucna více možných rizik, která bude nutno řešit v příštích letech mj. i proto, že spotřeba ropy včetně ČR narůstá.

Doprava ropy do ČR

Ropa spotřebovaná v ČR je do ČR dopravována ze dvou třetin ropovodem Družba a z jedné třetiny ropovodem Ingolstadt (IKL), tj. ze dvou směrů:

- z východu ropovodem Družba z Ruska (ruská ropa),
- ze západu ropovodem TAL, který je napojen na přístav Terst, a dále z Ingolstadtu ropovodem (IKL).

Skutečná spotřeba ropy v ČR představuje méně než 50 % vybudované kapacity ropovodů pro dopravu ropy do ČR.

Je však nutno vzít v úvahu, že reálně dosažitelná kapacita pro dopravu ropy do ČR je výrazně nižší než 20 mil. tun (součet kapacity Družba + IKL). IKL navazuje na TAL, kterým je dopravována ropa z Itálie do SRN a Rakouska. Kapacita TAL je využita v současnosti ze 100 %, dopravu ropy pro ČR by tedy bylo obtížné výrazněji zvýšit ze současných 3 mil. tun za rok. Pro takové zvýšení by se musela přijmout technická opatření.

Českou část ropovodů Družba i IKL spravuje společnost MERO, která připravuje rozšíření kapacity ropovodu IKL. Snaží se rovněž z výše uvedených důvodů získat podíl na transalpinském ropovodu TAL. Ruská ropa by tak mohla téci i ze západu.

Současná situace je komplikovaná i faktem, že kolem budoucnosti ropovodu Družba se vedou diskuse. Ropovod je v provozu 50 let.

Rusko staví dvě nové trasy pro dopravu ropy, které představují konkurenci pro ropovod Družba, protože budou zásobovány ze stejných ložisek jako ropovod Družba.

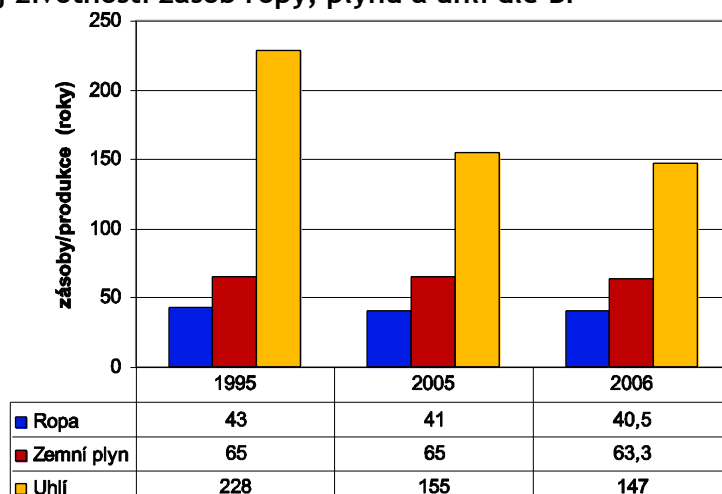
Jedním je Baltský systém II s kapacitou 40 až 45 mil. tun, který končí u nově budovaného terminálu Primorsk. Primorsk má pro Rusko dvě výhody:

- umožňuje realizovat dodávky ropy do celého světa,
- umožní vyhnout se riziku dopravy ropy přes Ukrajinu a Pobaltí.

Druhým je východosibiřský ESPO s kapacitou 30 mil. tun, který by měl z terminálu Novorossijsk zabezpečovat dodávky ropy do Číny.

Ropu, která je určena pro střední Evropu včetně ČR, bude tedy po zprovoznění nových ropovodů možno dopravovat do Asie a z nového přímořského terminálu do celého světa. Pro ČR nemusí být k dispozici plná kapacita, resp. může být za vysoké ceny (situace se může obrátit, dříve byla dlouhé roky ruská ropa levnější než světová cena, teď může být střední Evropa závislejší na Rusku, protože ze západního směru chybí kapacita pro zvýšení dodávek).

Obr. 8.5: Vývoj životnosti zásob ropy, plynu a uhlí dle BP



U zásob ropy je situace do budoucna velmi komplikovaná. Poměr těžby a rezerv ropy je negativní ve všech oblastech světa s výjimkou Středního východu. To znamená, že ve všech částech světa s výjimkou Středního východu (podíl OPEC na těžbě ropy má do roku 2030 narůst na 52 %) postupně klesá výše zásob, což je považováno za rizikový faktor. Pokles zásob ropy má do 20 roků zasáhnout i Rusko, které dodává ropu do ČR.

Rozložení světových zásob plynu v bilionech m³ je uvedeno na obrázku č. 2. Důležité je, že více než 60 % světových zásob plynu je v dosahu Evropy (ale též Indie a Číny) a pro dodávky z těchto zdrojů do Evropy je vybudována infrastruktura. Plyn má podle strategie EU společně s obnovitelnými zdroji nahradit ropu jako levnější a ekologičtější palivo. Půjde o to spíše substituovat nedostatek ropy pro dopravu, ropa bude v dopravě nahrazena plynem, a tudíž nebude plyn přijatelný pro výrobu elektřiny. Do roku 2020 plánuje EU vynaložit cca 200 mld. EUR na výstavbu plynárenské infrastruktury a zvýšení bezpečnosti.

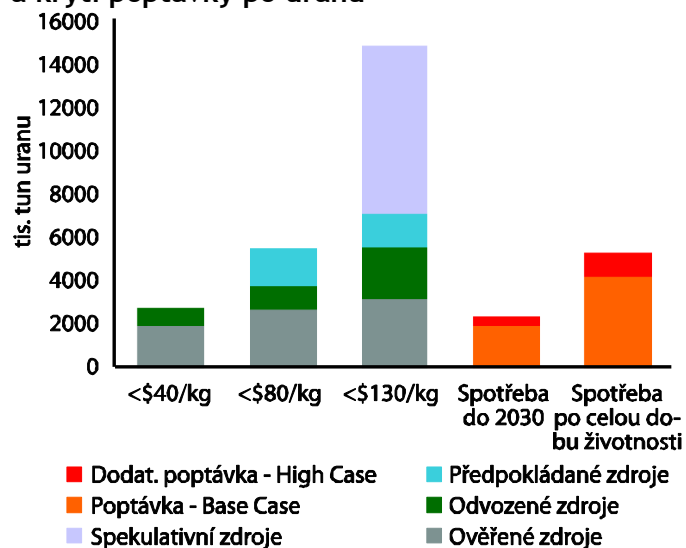
8.1.3 Uran

Rozhodující část zásob uranu je na území států, které jsou považovány za vyspělé (Austrálie, Kanada, JAR, významné zásoby jsou i v ČR). Často je zpochybňována úroveň

světových zásob uranu. Hlavním problémem uranu nejsou nedostatečné zásoby, ale útlum těžby a prospekce v posledních 20 letech v souvislosti s negativním postojem řady států k rozvoji jaderné energetiky a omezením zbrojení.

Z hlediska dlouhodobého existuje dostatek zdrojů uranu pro krytí nejen současné úrovně spotřeby, ale i dlouhodobě očekávaného nárůstu poptávky (viz obr. č. 3). Navíc existuje potenciál o dva řády lepšího využití těchto zásob využitím rychlých reaktorů (tedy z 5530 EJ pro 12,29 Mt U na 737 400 EJ).

Obr. 8.6: Zdroje a krytí poptávky po uranu



Likvidace nukleárních hlavic zbrzdila primární těžbu a rozvoj trhu s uranem. Kvůli útlumu těžby omezena prospekce po více než 20 let, zásoby uranu jsou zřejmě mnohem vyšší.

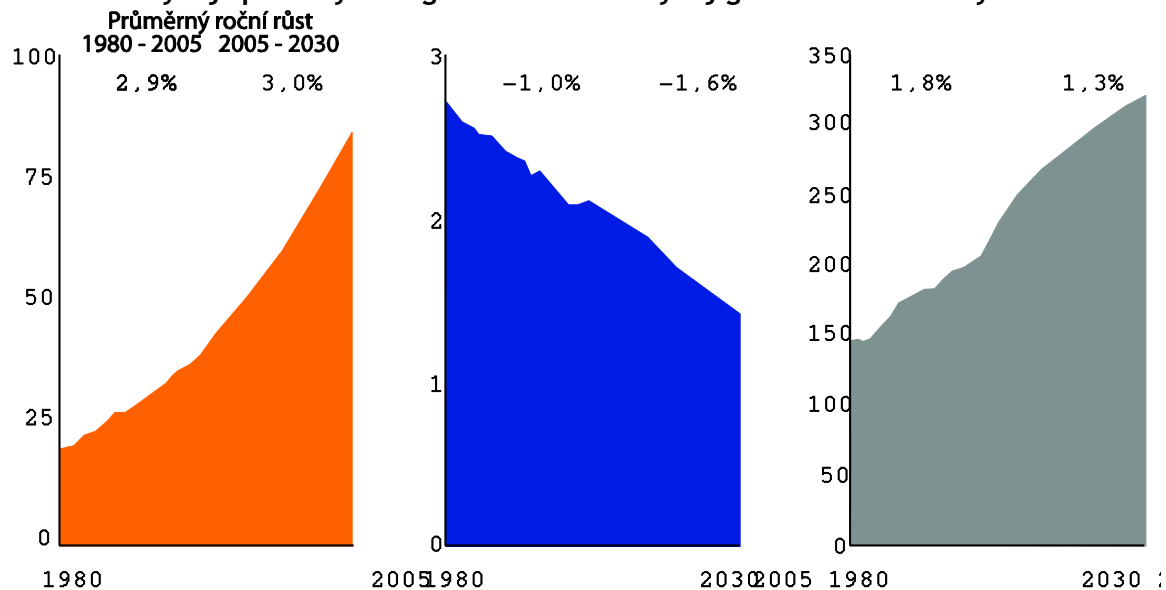
8.2 Prognóza cen základních energetických surovin

Světová spotřeba energie se má do roku 2030 zvýšit o 55 % (roční nárůst spotřeby energie má činit 1,8 %), do roku 2050 se má zvýšit o 100 %. K tomu spotřeba energie v rozvojových zemích přispěje ze 74 % (z toho 45 % činí nárůst spotřeby energie v Číně a Indii. Spotřeba energie v Evropě, Severní Americe a rozvinutých státech Asie má stagnovat, resp. se má zvyšovat jen mírně.

Celosvětová spotřeba energie je provázána s nárůstem HDP. Od roku 2006 ale spotřeba energie narůstá méně než polovičním tempem, než je tempo nárůstu HDP.

Podle prognózy ExxonMobil má v období 2005–2030 celosvětový růst HDP pokračovat tempem 3 % za rok, což zvyšuje spotřebu energie. Tlak na úspory energie by měl působit opačným směrem a snížit spotřebu energie o cca 1,7 % (v souladu s cíli nové legislativy EU z ledna 2008 a s postupem času i většiny dalších států světa). Výsledkem působení obou protisměrných trendů by měl být nárůst spotřeby energie tempem 1,3 % za rok (viz obr. 8.7).

Obr. 8.7: Vývoj spotřeby energie ve vazbě na vývoj globální ekonomiky



Graf 1: Globální HDP v bil. USD, 2005

Graf 2: energetická náročnost (barely ropy na jednotku HDP)

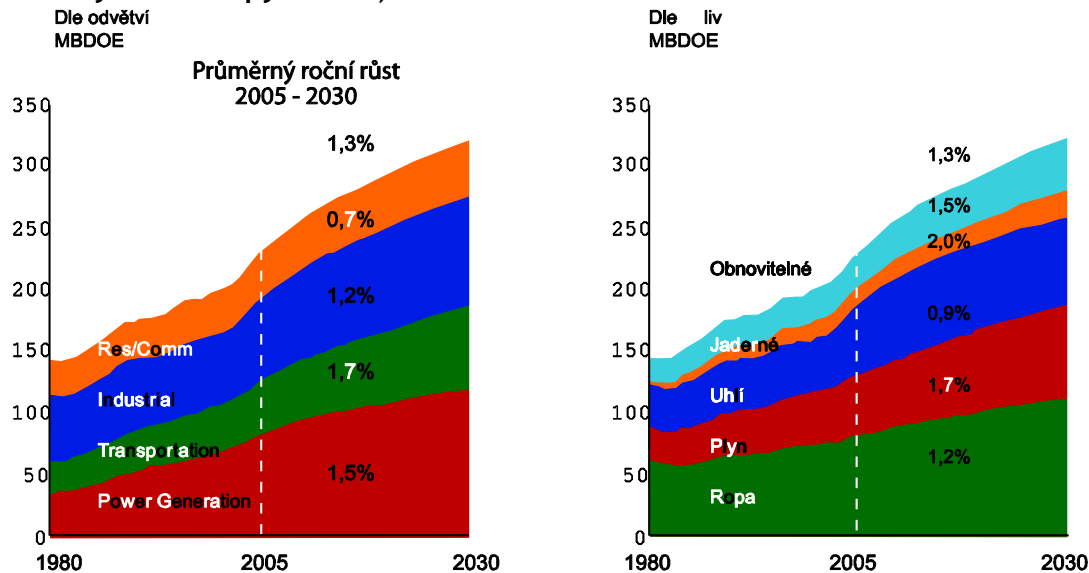
Graf 3: spotřeba energie (v milionech barelů ropy za den)

Prognóza vývoje spotřeby energie v jednotlivých sektorech spotřeby a její krytí jednotlivými druhy paliv je uvedena na obr. 5.

Z grafu je patrné, že nejdynamičtěji se rozvíjela spotřeba energie pro výrobu elektřiny, tento trend má pokračovat až do roku 2030. Výrazný je rovněž nárůst spotřeby energie pro dopravu. Nárůst spotřeby energie pro domácnosti a průmysl má být stabilní a nižší než u uvedených sektorů.

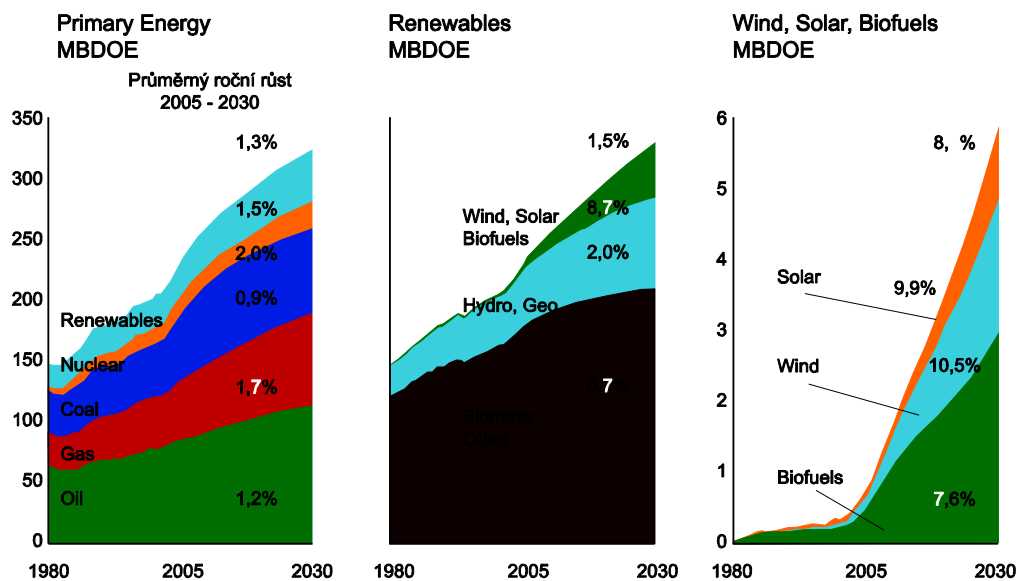
I přes rizika se má spotřeba ropy, pokud jde o výši a lokalizaci jejích zásob, dále zvyšovat. Výrazný má být i nárůst plynu, jaderné energie a patrný je návrat uhlí na trh energií. Nárůst obnovitelných zdrojů bude trvalým trendem (viz obr. 6). Rozhodující podíl tvoří biomasa, výrazně má narůst podíl biopaliv (ta by měla přispět k pokrytí nárůstu spotřeby ropy pro dopravu).

Obr. 8.8, 8.9: Prognóza vývoje spotřeby energie dle ExxonMobil (přepočet na miliony barelů ropy za den)



Graf 1: Spotřeba energie podle sektorů
Graf 2: Spotřeba podle druhu energie

Obr. 8.10, 8.11, 8.12: Prognóza vývoje *spotřeby* primárních zdrojů energie podle ExxonMobil



Graf 8.10: Primární energetické zdroje

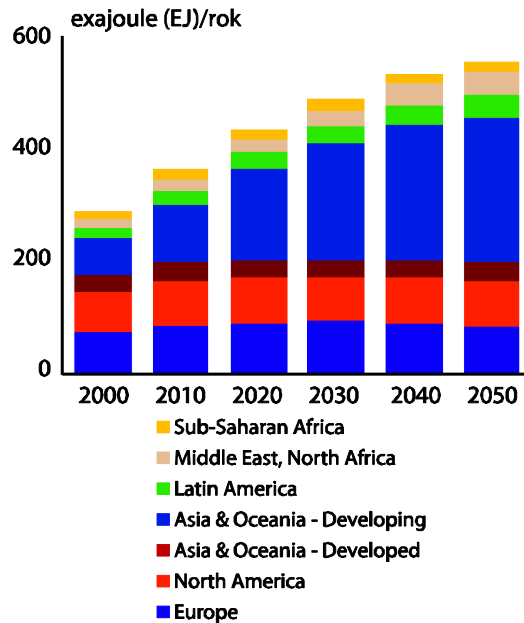
Graf 8.11: Obnovitelné zdroje

Graf 8.12: Větrná a sluneční energie, biopaliva (vše v mil. barelů ropy za den)

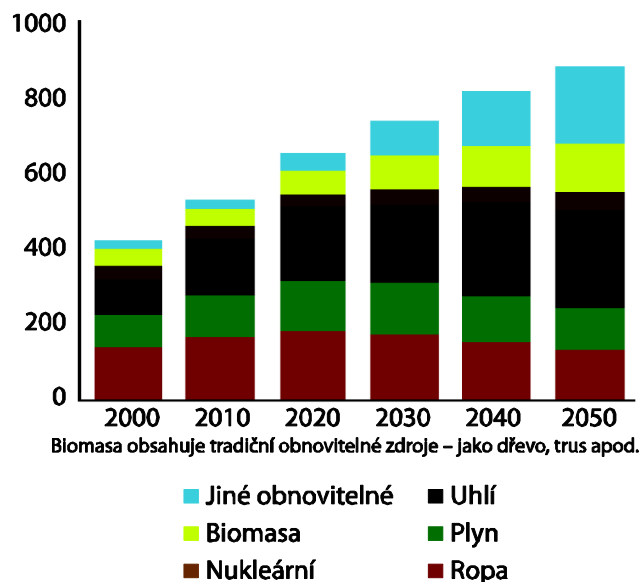
Prognózy za rok 2030 navazují na výše popsané trendy. Podle prognózy Shell bude světový energetický systém v roce 2100 radikálně odlišný od současného. Obnovitelná energie (sluneční, větrná, vodní a biopaliva) výrazně zvýší podíl na energetickém mixu

a rovněž jaderná energie. Nové technologie zredukuje množství energie potřebné pro otop budov a dopravu.

Obr. 8.13: Spotřeba energie v Evropě má stagnovat, resp. v roce 2050 oproti roku 2010 mírně klesnout



Obr. 8.14: Nejvíce má narůst spotřeba uhlí (zejména v Asii), dále biopaliv a obnovitelných zdrojů. Spotřeba plynu má narůstat v EU, v ostatních částech světa má stagnovat, resp. po roce 2030 i klesat (hodnoty v 10^{18} joule za rok)



Mezníky vývoje v oblasti energií (prognóza)

2010–2015

Velký návrat uhlí. Pokles využívání jaderné energie.

2015–2020

Významnější využití energie větru

2020–2030

Mírný růst jaderné energetiky, jaderné oživení. Uhlí překonává překážky (rozvoj nových technologií). Nástup vozidel poháněných elektřinou. Komerční rozvoj ukládání CO₂, pětina uhelných a plynových elektráren vybavena sekvestrací CO₂. Nárůst obnovitelných zdrojů. Expanze sluneční energie.

2030–2040

Návrat jaderné energie. Polovina nových vozidel poháněných elektřinou nebo vodíkem. Elektrifikace transportního systému. Snížení významu fosilních paliv.

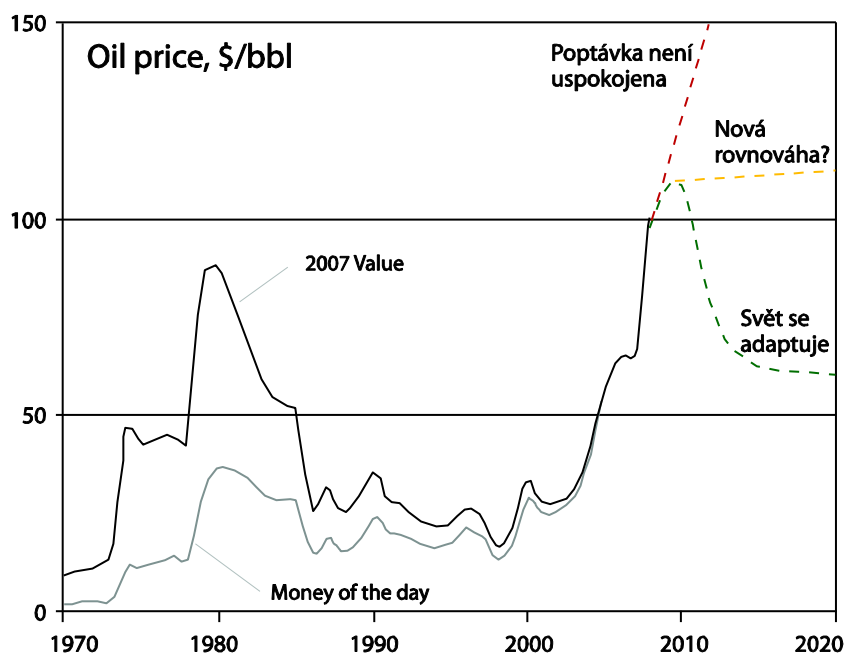
2040–2050

Oddělený vývoj světového růstu HDP a růstu spotřeby energie. Biopaliva tvoří 30 % všech kapalných paliv.

8.3 Závěry k očekávanému cenovému vývoji PEZ

Počet cenových prognóz se omezil na minimum, a pokud jsou prognózy vůbec publikovány, pak jen na období několika roků, resp. hlavně pro ceny ropy. Pro prognózu cen ropy jsou udávány indikativní čísla pro několik scénářů.

Obr. 8.15: Scénáře vývoje cen ropy v USD/barel pro léta 2010–2020



Existují tři základní scénáře dlouhodobého vývoje cen ropy (viz obr. č. 8.15):

- první předpokládá pokračování prudkého nárůstu cen ropy nad 150 USD/barel (až na 200 USD/barel),
- druhý předpokládá stabilizaci cen pod úrovní 100 USD/barel a v dalším období postupný nárůst (tento scénář zatím převažuje – viz tab. 1., a proto z něj vychází prognóza, která je popsána v závěru tohoto bodu),
- třetí předpokládá pokles cen až na cca 60 USD/barel a stabilizaci cen na této úrovni pro další období.

Prognóza cen ropy

V tabulce č. 1 jsou uvedeny prognózy cen ropy významných světových bank pro období od 2. čtvrtletí 2008 až do roku 2010 včetně. Výše uvedenému scénáři, tj. stabilizaci cen na úrovni cca 100 USD/barel, odpovídají dvě.

Tab. 8.1: Krátkodobá prognóza vývoje cen ropy z května 2008 (Reuters)

Ceny Brent (USD/barel)	Q208	Q308	2008	2009	2010
Société générale	115,50	125	113,7	109,5	
Unicredit	110	110	100	105	
Barclays	115,30	126,50	115,20	121,70	121,30
Goldman Sachs			133,80	123,50	146,5
ING	118	121	114	114	110
JP Morgan	103	93	95,50	83	
Merrill Lynch	101,50	108	100	90	
MEAN	111,82	112,32	106,12	104,34	100,28

Je zřejmé, že většina bank předpokládá pokles cen energií pro rok 2009 jako důsledek ekonomického útlumu a omezení spekulace s komoditami, ale v následujících letech má být nárůst cen jako dlouhodobý trend obnoven.

Současná úroveň cen ropy cca 130 USD/barel (květen 2008) při kurzu 15 Kč/USD odpovídá ceně:

- 97,5 USD/barel při kurzu 20 Kč/USD,
- nebo 78 USD/barel při kurzu 25 Kč/USD.

Je proto nutno vzít v úvahu, že v souvislosti s nárůstem cen ropy klesá kurz USD a naopak. Velmi důležitá je rovněž skutečnost, že česká koruna je v současnosti neintenzivněji zpevňující měnou světa bez ohledu na vývoj kurzu USD.

Prognóza cen plynu

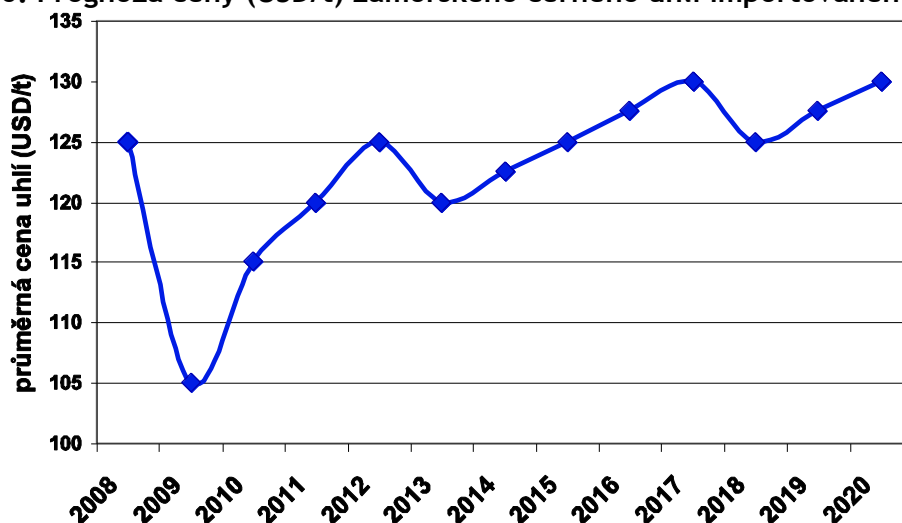
Ceny plynu jsou navázány na ceny ropy a v ČR i na ceny uhlí. Vývoj cen plynu by proto měl kopírovat s časovým zpožděním vývoj cen ropy.

Prognóza cen uhlí

Vzhledem k protichůdným trendům růstu cen uhlí a zahraniční přepravy v USD a EUR na jedné straně a posilování CZK na straně druhé by konečné ceny zámořského uhlí (např. z Jižní Afriky) do ČR mohly dlouhodobě stagnovat na úrovni kolem 100 CZK/GJ. Tedy na úrovni zaručující konkurenceschopnost vůči současnému dovozu z Polska.

Ceny uhlí jsou provázány s cenami ropy, předpokládán je proto pokles cen v roce 2009 a následně obnovení růstu cen (viz obr. č. 10).

Obr. 8.16: Prognóza ceny (USD/t) zámořského černého uhlí importovaného do ČR



Dovoz uhlí do ČR ze západního směru (Hamburk) je však omezen kapacitou přepravy uhlí po železnici i vodní cestou. Pokud má být vytvořen prostor pro zajištění dostatečného mixu energií na trhu ČR, pak lze ze strany ČR uvažovat o jednání zaměřeném na rozšíření kapacity tras pro přepravu uhlí do ČR. Dovoz uhlí ze zámoří do ČR pro výrobu elektřiny je nereálný.

Prognózy vývoje cen uranu a elektřiny

Dlouhodobá prognóza ceny uranu vychází z předpokladu postupného nárůstu poptávky po uranu, tento nárůst má být ale mírný.

Cena elektřiny by měla být ovlivněna následujícími faktory:

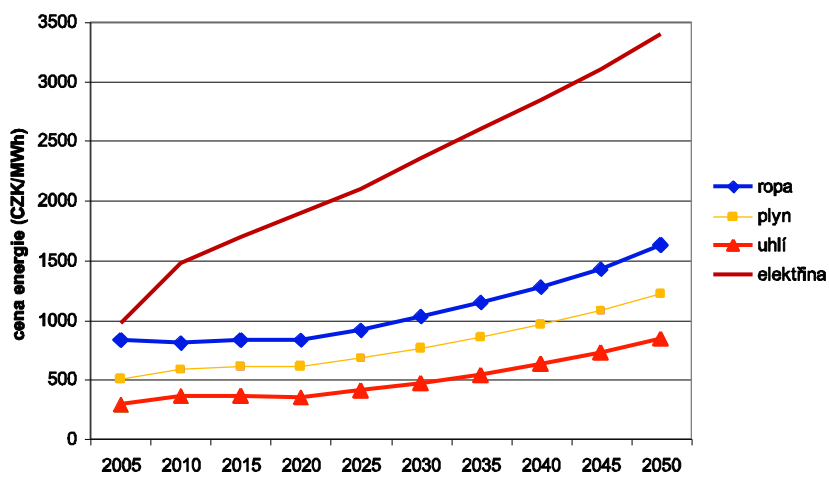
- převahou poptávky nad nabídkou min. do roku 2015,
- výrazně rychlejším nárůstem poptávky po elektřině než po ostatních energiích,
- nárůstem zdrojů na výrobu elektřiny z plynu bude však velký tlak na to, aby byla ropa postupně nahrazována v dopravě plynem, což může zvýšit ceny na úroveň pro výrobu elektřiny nepřijatelnou,
- novými náklady na emisní povolenky od roku 2013,
- novými náklady na ukládání CO₂ od roku 2020; je nereálné, aby v roce 2020 bylo realizováno ukládání CO₂ ve větším měřítku,
- výrazným zvýšením podílu větrné a sluneční energie od roku 2030, resp. 2040 (i přes očekávané zlevnění vlivem vývoje nových technologií – fotovoltaické články).

Cena elektřiny by proto měla narůstat výrazně rychleji než cena ostatních energií.

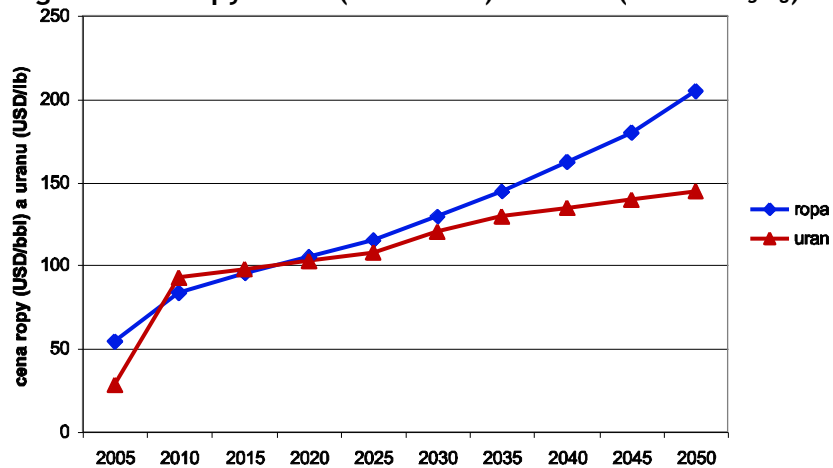
Prognóza vývoje cen energií do roku 2050

Dále uvedená prognóza (obr. 11 a 12) představuje pouze jednu variantu, která sice bere v úvahu, že ceny energií se výrazně zvýší proti úrovni obvyklé do roku 2006, nepředpokládá však pokračování dramatického nárůstu cen ropy v roce 2008. To je většinový názor renomovaných agentur pro prognózu ropy, uhlí i plynu. Menšinový názor předpokládá další rychlý růst cen.

Obr. 8.17: Prognóza cen energií (CZK/MWh) do roku 2050



Obr. 8.18: Prognóza cen ropy Brent (USD/barel) a uranu (USD/lb U_3O_8) do r. 2050



9. ROLE ZEMNÍHO PLYNU V ENERGETICE ČR V BUDOUCÍM OBDOBÍ

Česká republika je vnitrozemský stát, který je zcela závislý na dovozu zemního plynu z Ruska, Norska a Spolkové republiky Německo. Ruské dodávky kryjí cca 75 % celkové roční spotřeby, jednou čtvrtinou je pokryta norským plynem. Dodávky německého zemního plynu jsou v současné době pouze pro jednoho zákazníka. Z vlastní těžby je pokryto pouze 1 % roční spotřeby.

Dovoz zemního plynu do roku 1996 dynamicky rostl v důsledku přechodu teplárenských provozů z hnědého uhlí na „čistší“ palivo. Od tohoto roku se hodnota dovozu pohybovala v rozmezí od 9,2 mld. m³.rok⁻¹ do 9,8 mld. m³.rok⁻¹. Zemní plyn je do ČR dopravován dvěma plynovody – z Ruska a Norska. S oběma dodavateli jsou uzavřeny dlouhodobé kontrakty. V roce 1997 byl s norskými producenty uzavřen kontrakt na období 20 let v celkové výši 53 mld. m³. Roční objem dodávek z Norska se pohybuje na úrovni 3,0 mld. m³. V roce 1998 byl uzavřen dodávkový kontrakt mezi akciovými společnostmi Transgas a Gaseexport na dodávku 8 mld. m³ až 9 mld. m³ ročně a to na období 15 let. Tato smlouva byla prodloužena společností RWE Transgas do roku 2035. Na území ČR je šest podzemních zásobníků zemního plynu s kapacitou téměř 2,3 mld. m³. RWE Transgas rovněž využívá smluvně pronajaté kapacity v podzemních zásobnících na Slovensku a v Německu. Distribuce zemního plynu je v naší republice zajišťována 8 regionálními distribučními společnostmi, z nichž 6 je v majoritním vlastnictví RWE AG. Prodej zemního plynu konečným zákazníkům byl v roce 2006 ve výši 9,3 mld. m³.

Analýza úlohy zemního plynu (ZP) v energetickém hospodářství ČR má za cíl poskytnout v maximálně stručné formě souhrn zásadních informací umožňujících posouzení významu a míry využití ZP pro pokrytí dlouhodobých energetických potřeb České republiky. Informace jsou zaměřeny na hlediska vlastností ZP, dlouhodobé udržitelnosti jeho využívání, zabezpečení dodávek, konkurenceschopnosti a oblasti vhodného užití.

9.1 *Potenciál a světové zásoby zemního plynu*

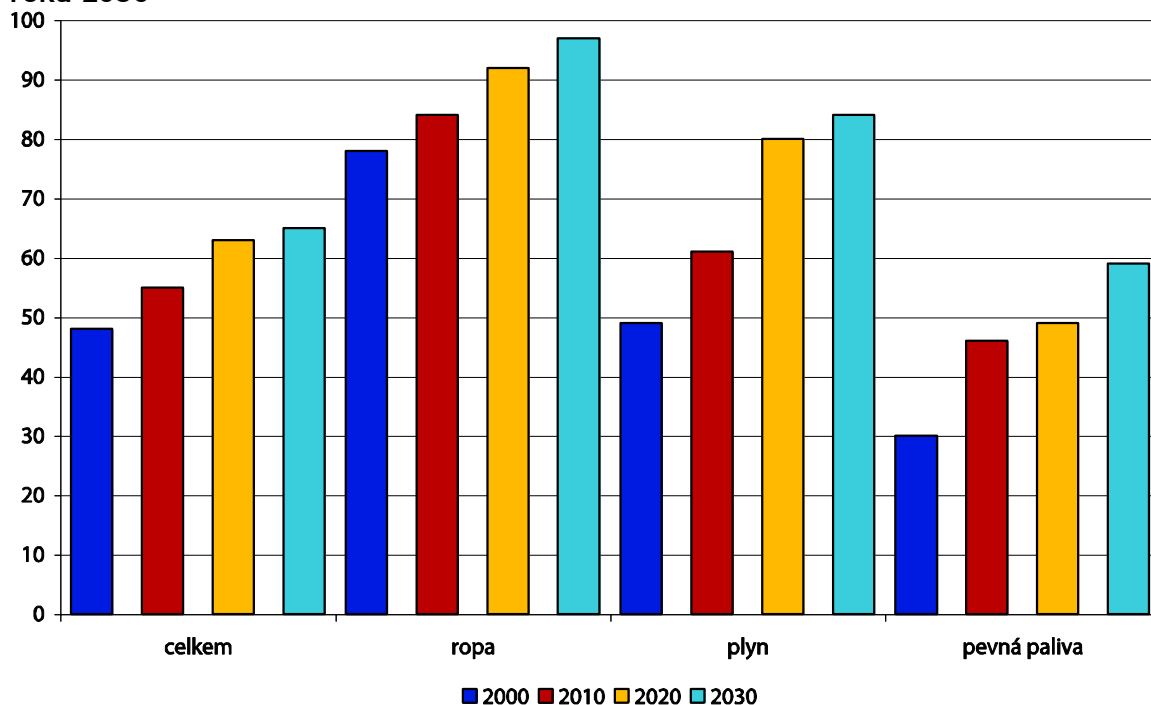
Růstový potenciál využití zemního plynu je dán, kromě jeho dlouhodobé dostupnosti, rozvinuté přepravní infrastruktury, skladovatelnosti a zvládnutých technologií, především jeho velice příznivými užitnými vlastnostmi.

Světové zásoby zemního plynu a zdroje

Plynárenství je nejrychleji rostoucím odvětvím energetiky na světě. Světová produkce zemního plynu v roce 1973 činila 1227 mld. m³, v roce 2006 dosahovala 2977 mld. m³, tj. více než dvojnásobku.

EU 27 bude kolem roku 2030 ze 70 % závislá na dodávkách energetických surovin a až z 80 % na dodávkách zemního plynu z teritorií mimo EU, přičemž tato závislost u původní EU 15 může být i vyšší (viz obr. 1).

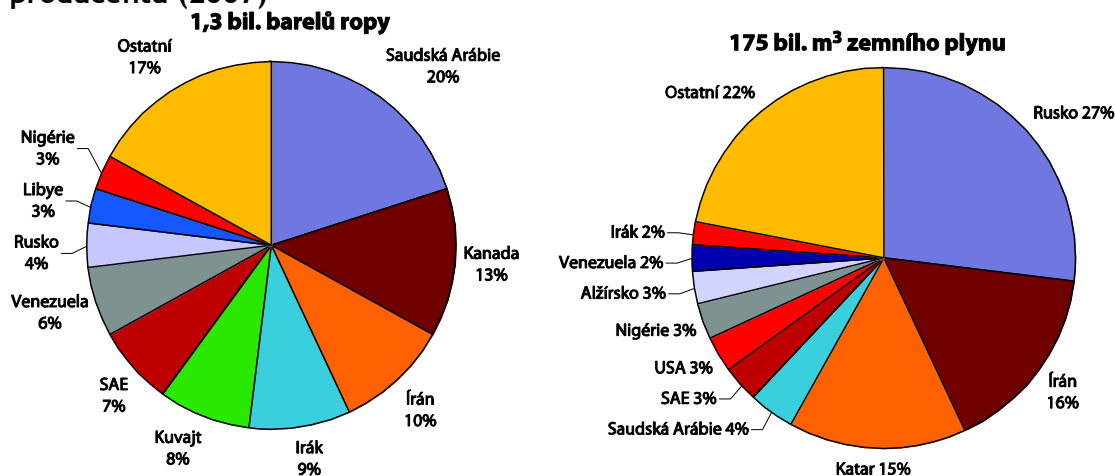
Obr. 9.1: Očekávaný vývoj závislosti EU 25 na dovozu energetických surovin do roku 2030



Pramen: Emerging Global Energy Security Risks, Economic Commission for Europe, UN, New York, Geneve 2007

Teritoriální rozložení zásob zemního plynu a ropy ve světě je odlišné (viz obr. 2). Více než 60 % světových zásob zemního plynu a ropy je ale v dosahu Evropy, což Evropu v porovnání s Amerikou i Asií zvýhodňuje.

Obr. 9.2: Rozložení světových zásob ropy a zemního plynu předních producentů (2007)

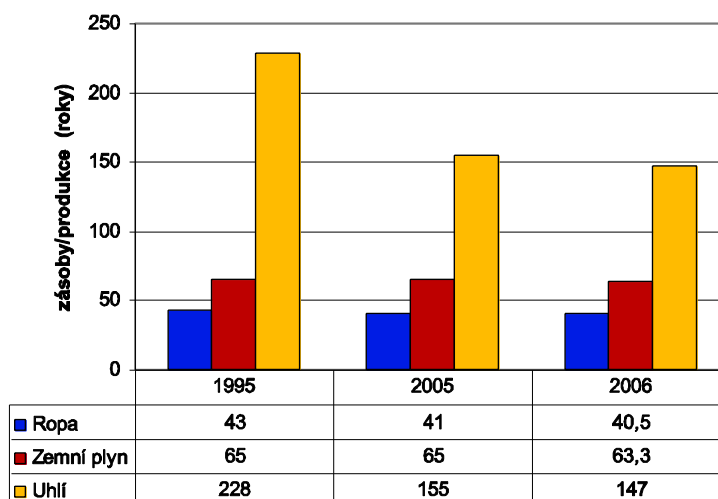


Pramen: Oil Gas Journal, 2008

Celkové ověřené zásoby zemního plynu ve světě dosahují cca 177,4 bil. m³, pravděpodobné 350 bil. m³ a potenciální až 20 000 bil. m³ (zásoby uhlí jsou prozkoumávány více než 500 let, ropy cca 150 let, ale zásoby plynu pouze asi 50 roků, proto je pravděpodobnost objevování dalších ložisek plynu velmi vysoká).

Z vývoje životnosti celosvětových zásob základních fosilních paliv vyplývá, že v průběhu času se zásoby plynu i přes významný růst spotřeby nesnižují a životnost se za stávajícího stavu pohybuje v úrovni cca 64 roků (viz obr. 3). Při započtení zásob předpokládaných, tzn. s dosud neprovedeným detailním geologickým průzkumem, dosahuje životnost zásob cca 150 let.

Obr. 9.3: Vývoj životnosti celosvětových zásob ropy, plynu a uhlí



Pramen: British Petroleum, 2007

9.2 Zemní plyn pro Evropu a ČR

Zdroje plynu

Nejvýznamnějšími oblastmi se zdroji zemního plynu využitelnými pro Evropu jsou v současnosti Rusko, Norsko, Alžírsko v tom smyslu, že z těchto zdrojů státy Evropské unie pokrývají v současnosti cca 60 % své potřeby zemního plynu a že významným rysem těchto producentů států je poměrně značný stupeň propojení nejvýznamnějších plynárenských firem se státní mocí, tyto firmy jsou de facto ovládány státem. Zásobování států EU z uvedených producentů zemí probíhá většinou prostřednictvím tranzitních plynovodů.

Z hlediska dlouhodobé perspektivy jsou kromě výše uvedených oblastí významnými potenciálními dodavateli země Blízkého a Středního východu (především Irán, Katar a další země v oblasti Perského zálivu), střední Asie a severní Afriky, a i v těchto producentech států Evropské unie zde jako většinová přichází do úvahy doprava zemního plynu v jeho zkapalněné formě, tj. LNG. Při tomto způsobu dopravy zemního plynu je však EU vystavena jako místo jeho konečné spotřeby daleko větší konkurenci, spočívající zejména v konečném trhu Asie a Severní Ameriky.

Dodávky do ČR

Zemní plyn se v tuzemsku dodává do přibližně 2,8 milionu odběrných míst. Podíl velkých odběratelů v odběrech všech zákazníků v ČR meziročně činí cca 45 %, podíl středních odběratelů činí 10 %, maloodběratelů 13 % a domácností 30 %. Ztráty v plynárenské soustavě společně s vlastní spotřebou plynárenských společností představují 1,9 %. Oproti většině ostatních států Evropské unie se tuzemské plynárenství odlišuje především tím, že se doposud pouze zanedbatelný podíl zemního plynu využívá na výrobu elektřiny. Vzhledem k tomu je pro tuzemské plynárenství typický značný rozdíl mezi spotřebou v zimních a letních měsících, který se dlouhodobě pohybuje v poměru 4 až 5 ku 1. Ještě vyšší poměr, a to 7 až 8 ku 1, se projevuje i mezi minimálním a maximálním dnem v průběhu roku.

Uskladňování ZP

Vyrovnaní nerovnoměrnosti mezi zdroji a spotřebou zajišťují zejména podzemní zásobníky zemního plynu (PZP), které slouží k uskladňování plynu v letním období a k těžbě plynu v zimním období při denních spotřebách vyšších, než je smluvený maximální denní nákup plynu. Tuzemští obchodníci s plynem využívají pro uskladnění plynu PZP na vlastním území i v zahraničí, konkrétně ve Slovenské republice, Spolkové republice Německo a v Rakousku. Celková kapacita PZP v ČR dosahuje 3,077 mld. m³, z toho kapacita virtuálního zásobníku plynu RWE Gas Storage činí 2,321 mld. m³, další PZP vlastní Moravské naftové doly, a. s. (Uhřetice, kapacita 0,180 mld. m³) a SPP Bohemia, a. s. (Dolní Bojanovice, kapacita 0,576 mld. m³, využívaná zatím jen pro Slovensko). Ze Slovenské republiky pak využívají tuzemští obchodníci s plynem kapacitu cca 0,5 mld. m³ uskladněnou v PZP Láb. V Německu využívají tuzemští obchodníci s plynem PZP Wingas a VNG, v Rakousku pak využívají PZP Wingas. Důležitým údajem pro využití PZP je jejich celkový těžební denní výkon, který se reálně pohybuje od maxima 50 mil. m³ na počátku zimního období ke 33 mil. m³ ke konci zimního období. Podzemní zásobníky plynu jsou velmi významným nástrojem k zajištění bezpečnosti dodávek zemního plynu pro zákazníky v ČR.

Uskladňovací kapacita PZP pro potřeby ČR činí v současnosti 3,1 mld. m³ ZP, tj. cca 33 % celoroční spotřeby ČR.

Přeprava plynu do ČR a přes území ČR

Zemní plyn je z nalezišť přepravován mezinárodními systémy dálkové dopravy plynu tvořenými tranzitními soustavami zúčastněných států. Součástí systémů jsou vlastní tranzitní plynovody, tvořené většinou svazkem několika vzájemně propojených velkokapacitních plynovodů, kompresní stanice, hraniční a předávací stanice a také samostatné řídicí a sdělovací systémy (viz obr. 8.4).

Tranzitní plynovod ČR je významnou součástí mezinárodního přepravního systému, který zajišťuje zejména přepravu ruského plynu z nalezišť ve směru východ – západ do států Evropské unie, ale umožňuje také přepravu norského plynu. Současná provozní konfigurace tranzitního plynovodu ČR umožňuje i paralelní přepravu plynu ve směru západ – východ.

9.3 Strategická bezpečnost dodávek

Pro rozhodování o podílu zemního plynu na palivoenergetickém mixu je velmi důležité posouzení otázek dlouhodobé bezpečnosti a spolehlivosti dodávek ZP do ČR, rizik souvisejících s vysokou mírou závislosti na dovozu, geopolitickými aspekty, cenovým vývojem apod. a také posouzení opatření přijatých nebo přijímaných ke kompenzaci těchto rizik.

Problematicku strategických rizik a na druhé straně skutečností, popř. opatření kompenzujících tato rizika lze v zásadě shrnout do následujících okruhů:

Geopolitické aspekty, vliv případných změn chování a jednání dodavatelů ZP

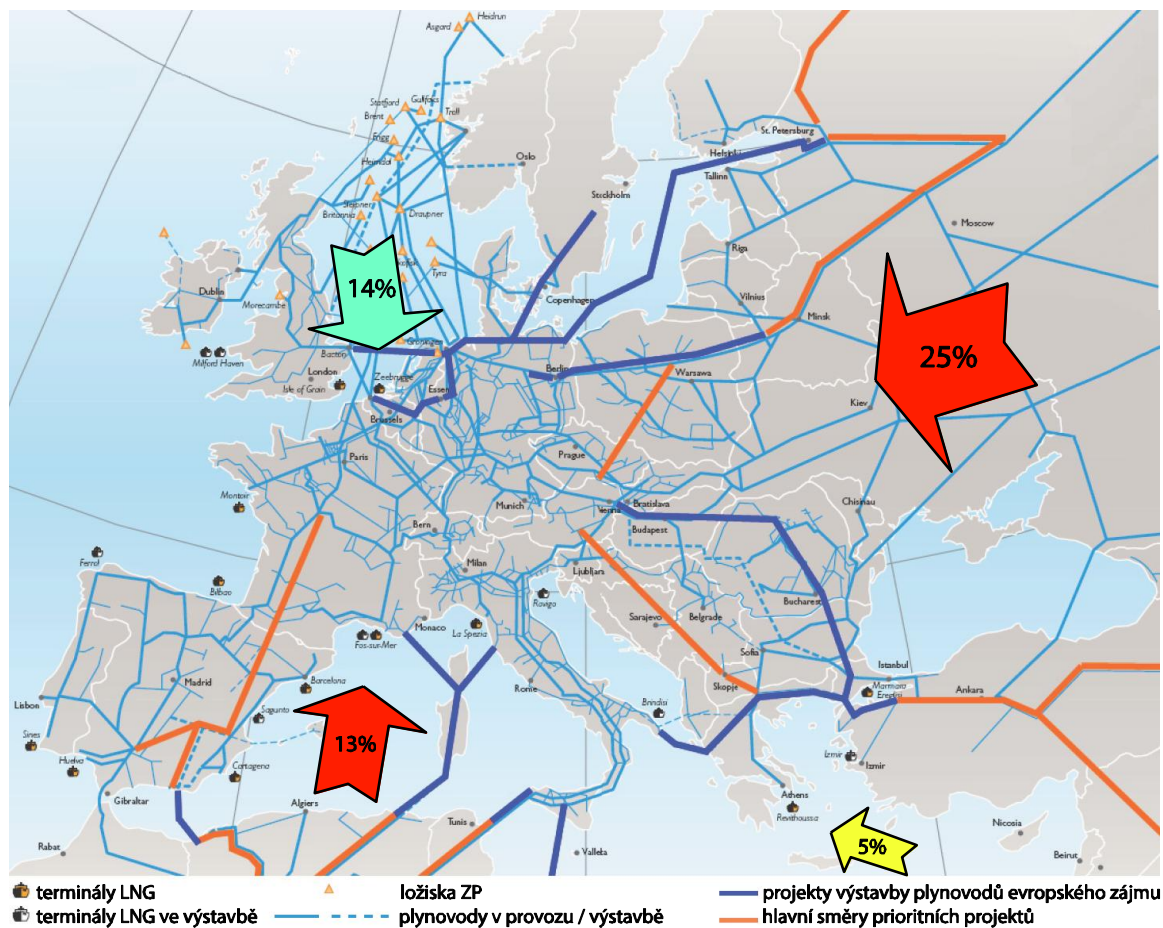
- Celá EU (tedy nejen ČR) bude do budoucna závislá na dovozu energetických surovin;
 - Z pozice EU i členských států bude nezbytné jednotně podporovat a přijímat opatření v tomto směru všeobecně prospěšná pro EU jako celek (společné zájmy v oblasti energetické politiky, diverzifikace zdrojů a přepravních cest, politická jednání atd.) – **významná opatření ke kompenzaci rizika.**
- ČR je členským státem EU;
 - Případné problémy s dodávkami nebo politické aj. nátlaky by se nedotýkaly jen ČR, ale i EU jako celku – **významná skutečnost kompenzující rizika.**
- ČR je významnou tranzitní zemí pro přepravu ZP;
 - Problémy s dodávkou do ČR by ohrožovaly další velice významné členy EU – **významná skutečnost kompenzující rizika.**
- Politická a společenská nestabilita některých zemí vlastnicích významné zdroje ZP nebo zemí, přes které je plyn dopravován;
 - příjmy z prodeje a přepravy plynu jsou pro vlády dotčených zemí velice významné a motivující k dodržování smluvních podmínek (praktickým příkladem může být období „studené války“ a bezproblémové dodávky z Ruska) – **opět významná skutečnost kompenzující riziko.**
- Teroristické útoky nelze vyloučit nikde na světě. V každém energetickém odvětví je jim třeba předcházet opatřeními i na úrovni států. Riziko napadení plynárenského odvětví je však na mezinárodní úrovni hodnoceno jako výrazně nižší než u elektroenergetiky, jaderných zařízení apod.

Riziko vzniku strategické závislosti

Řešením tohoto rizika je jednoznačně tzv. diverzifikace zdrojů a přepravních cest čili dovoz plynu z více oblastí. Tím lze limitovat vznik závislosti na jednom dominantním dodavateli i vliv geopolitických aspektů a významně posilovat bezpečnost a spolehlivost dodávek – **významná opatření ke snížení rizik.**

Tímto směrem jsou proto orientována i opatření přijímaná na úrovni EU a ČR (viz obr. 9.4)

Obr. 9.4: Evropská síť tranzitních plynovodů, prioritní projekty a trasy EU, hlavní směry importu ZP a jejich podíly na spotřebě ZP v EU 27 – údaje roku 2006



Pramen: Eurogas, DG TREN, Eurostat

Jedná se zejména o:

- **zajištění dodávek z nových zdrojů Ruska, ale především z mimoruských oblastí**
 - střední Asie, severní Afrika, země Blízkého a Středního východu (Írán, Katar a další země v oblasti Perského zálivu) a prostřednictvím LNG z dalších dostupných oblastí;
- **realizaci nových přepravních tras** umožňujících dopravu plynu z nových ruských i mimoruských zdrojů a zvýšení počtu přepravních tras. K nejvýznamnějším opatřením v tomto směru patří:
 - a) plynovod Nord Stream (propojující nová naleziště Ruska trasou pod Baltským mořem do severního Německa); význam spočívá v přivedení nového plynu (3,7 bil. m³ postačujících na krytí celkových potřeb EU ve výši 200 mld. m³/rok po dobu téměř 20 let) a zvýšení počtu přepravních tras ruského plynu do Evropy;

- b) plynovod Nabucco (přeprava plynu z nalezišť střední Asie, popř. Blízkého a Středního východu do Rakouska), významně preferovaný úrovně EU právě pro přepravu plynu z mimoruských zdrojů;
 - c) terminály LNG na severu Německa, Polska, v oblasti Jaderského moře atd., vč. napojovacích plynovodů;
 - d) další plynovody South Stream, White Stream, Blue Stream apod.
- **opatření realizovaná a připravovaná na úrovni ČR**
 - a) diverzifikace zdrojů (Rusko, Norsko), **realizované opatření**

Kontrakt na dovoz ruského ZP v objemu 9 mld. m³/rok je s konkrétní cenou a dopravní cestou uzavřen do roku 2013. V roce 2006 byla jeho platnost prodloužena do roku 2035 bez určení ceny plynu a dopravní cesty.

- Dovoz do ČR se uskutečňuje přepravním systémem vedoucím přes Ukrajinu a Slovenskou republiku, kterým je z Ruské federace přes ČR do Evropy přepravováno přes 90 mld. m³ ročně.
- Dodávky pro Českou republiku jsou jistěny dalším dopravním systémem vedoucím přes Bělorusko, Polsko a Německo, který je v prostoru hraniční předávací stanice Hora Svaté Kateřiny propojen na mezinárodní přepravní systém v ČR. Po roce 2011 bude využitelný další přepravní systém, který bude veden pod Baltickým mořem do Německa, a dále opět přes území České republiky do dalších míst v Evropě.
- V roce 2006 byl do roku 2035 prodloužen kromě kontraktu na dovoz i kontrakt na tranzit ruského plynu přes území České republiky. Objem plynu a dopravní trasy na území ČR nejsou zveřejněny.
- Na území Ruské federace jsou uvedené vývozní systémy navzájem propojeny. Probíhá jejich inovace a rekonstrukce za výrazné finanční účasti německých plynárenských společností.
- Ložiska zásobující Českou republiku jsou vládou Ruské federace určena výhradně k zásobování Evropy a prodej tohoto plynu do jiných světových teritorií (Asie, USA) nebyl schválen.

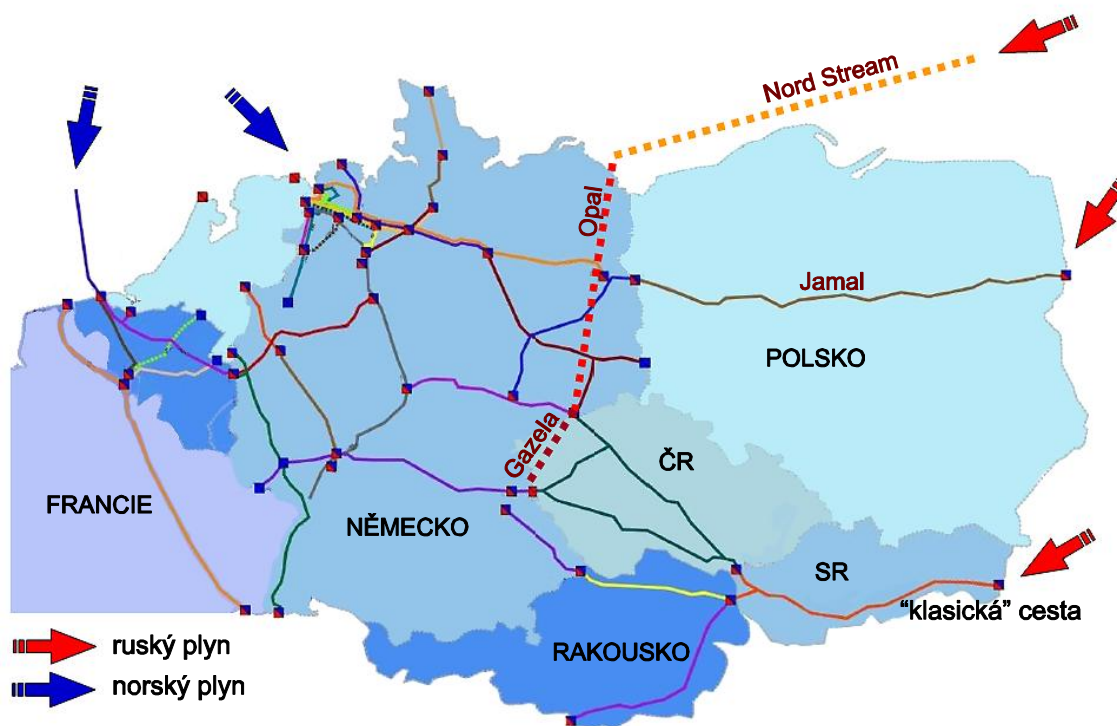
Kontrakt na dovoz norského ZP v objemu 3 mld. m³/rok je uzavřen do roku 2017.

- Přes území Německa k hranicím ČR tento plyn přepravuje německá společnost Verbundnetz Gas AG včetně technické úpravy plynu na podmínky záměnnosti s ruským plynem. Na území ČR je plyn dopravován ke spotřebě v severočeském a středočeském regionu a v hl. m. Praze.
- Jednání o případném prodloužení kontraktu je závislé na realizaci opatření přijímaných ze strany EU v oblasti diverzifikace zdrojů a přepravních cest, jejichž dokončení se předpokládá v letech

2011–2013 (Nord Stream, Nabucco, terminály LNG, propojení Gazella apod.)

- v těchto souvislostech bude jednáno o kontraktech na dovoz, výši, cenách a opatřeních k řešení záměnnosti za ruský plyn.
- b) diverzifikace přepravních tras (klasická cesta – Rusko – Ukrajina – západ, rezervní cesta Jamal – Rusko – Bělorusko – západ, diverzifikační plynovody – Norsko – Německo – ČR), **realizovaná opatření**;
- c) možnost obousměrné přepravy plynu tranzitní soustavou ČR, **realizovaná opatření**;
- d) posílení, resp. udržení pozice významné tranzitní země (plynovod Gazella – propojení Nord Stream přes OPAL na ČR a další státy EU – viz obr. 9.5, propojení Baumgarten, Břeclav – napojení na Nabucco, South Stream, LNG Adria apod.), **připravovaná opatření**;

Obr. 9.5: Vazba plynovodů Nord Stream – Opal – Gazella a současného přepravního systému ČR



Pramen: Česká plynárenská unie

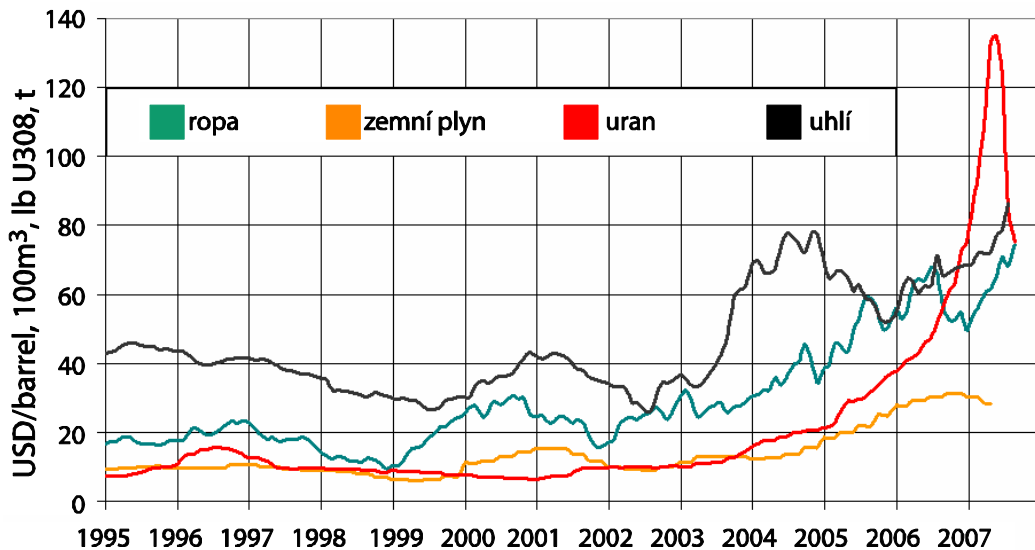
- **skutečnosti přínosné pro ČR**
 - majitel a provozovatel tranzitního plynovodu ČR – německá skupina RWE se aktivně podílí na:
 - a) spolufinancování ložiskového průzkumu zemního plynu v severní Africe a na výstavbě souvisejících zařízení (těžba, LNG terminály, lodní přeprava, plynovody);
 - b) projektu Nabucco;
 - c) uplatnění nového plynu v Evropě a ČR s využitím tranzitního systému ČR.

Riziko cenového vývoje

Za významné riziko je považován budoucí růst ceny zemního plynu vyplývající z cenové provázanosti s ropou a ropnými produkty;

- **základní skutečnosti:**
 - a) cena zemního plynu je odvozována od referenčního vzorku cen ropy, vybraných ropných produktů a částečně i ceny černého uhlí, mění se v měsíčních intervalech, je a bude zřejmě nadále primárně odvozována od hodnoty amerického dolaru;
 - b) výsledná cena zemního plynu pro ČR je ovlivňována kurzem USD/Kč;
 - c) zemní plyn patří k dražším formám primární energie;
 - d) snižování ceny plynu v důsledku liberalizace trhu s plynem je v podmínkách monopolu několika málo producentů iluzorní.
- **navazující souvislosti:**
 - a) průměrná dlouhodobá cena plynu bude v ČR vždy nižší než cena ropy (vliv ceny uhlí, vliv kurzů, vliv zvýšené nabídky navazující na diverzifikované dodávky apod.);
 - b) ceny všech dostupných energetických surovin se váží a nadále budou vázat rovněž na ceny ropy (viz obr. 7);
 - c) získávání ani spalování nevyvolává další náklady, nepůsobí žádnou významnější ekologickou zátěž (např. ve srovnání s uhlím, jeho těžbou a spotřebou), postupné promítání zatěžování životního prostředí do cen (ekologické daně, poplatky, rekultivace apod.) budou stále více sbližovat ceny plynu a uhlí);
 - d) technologie využívání plynu jsou vysoce účinné a efektivní (vysoká termická účinnost užití ZP), tyto a další skutečnosti již dnes vyrovnávají cenový rozdíl;
 - e) snižující se zásoby hnědého uhlí povedou postupně k nutnosti jeho náhrady dražším černým uhlím;

Obr. 9.6: Celosvětový vývoj cen primárních energetických zdrojů



Pramen: IEO, MPO JAR, NUEXCO, Platts

- V souhrnu lze očekávat, že zemní plyn v ČR zůstane konkurenceschopný vůči ostatním primárním palivům a energiím.
 - Příklad: Pokud by poměr mezi srovnatelnými náklady na uhlí a plyn zůstal na hranici cca 1,8 ve prospěch uhlí, ale při účinnostech spalování 0,85 % (plyn) a 0,66 % (hnědé uhlí), pak při průměrné účinnosti uhelné elektrárny, která je ve srovnání s vytápěním téměř poloviční (36 %), bude tento „nákladový“ poměr výrazně nižší. Další vlivy (ekologické daně, vyšší odpisy u uhelných elektráren, nákup emisních povolenek apod.) přinášejí další zvýhodnění pozice plynu. Při výrobě elektrické energie se tak plyn může stát plně konkurenčním palivem vůči hnědému uhlí. Při nutnosti využívat dovozové černé uhlí by byla pozice plynu ještě výhodnější.

Stav ostatních hledisek bezpečnosti a spolehlivosti dodávek a opatření

Tranzitní přepravní systémy v zemích EU, ale i v Rusku jsou vybudovány podle jednotných standardů se stejnými stupni provozní bezpečnosti a spolehlivosti. Rovněž jsou stejně provozovány, revidovány, kontrolovány, pasivně i aktivně protikorozně chráněny podle obdobných norem a pravidel.

Způsob, technologie výstavby a podzemní uložení plynovodů snižují výrazně riziko poškození. Proto provozní havárie na plynárenských zařízeních způsobené počasím, živelními katastrofami, skrytými vadami materiálu, jeho únavou či lidským faktorem jsou ojedinělé a výjimečné.

Podzemní zásobníky plynu (PZP) jsou velice významným stabilizačním prvkem plynárenského systému a možnost uskladňování plynu představuje hlavní přednost vůči systému elektroenergetickému, který vyžaduje v každém okamžiku vyrovnanou bilanci poptávky a nabídky.

Současná uskladňovací kapacita PZP zajištěná pro ČR ve výši 3,1 mld. m³ (33 % celkové roční spotřeby ČR) bude do roku 2013 zvýšena na 4,1 mld. m³.

9.4 Možnosti užití zemního plynu

Státy EU se shodují, že spotřeba plynu bude v následujících letech narůstat.

Kromě stávajícího využití plynu k otopu a k výrobě tepla pro technologické procesy má nově největší perspektivu užití plynu pro výrobu elektřiny a v dopravě. V ČR lze kromě toho do budoucna očekávat i významnější přechod z uhlí na zemní plyn u části zařízení pro centrální zásobování teplem, a to v souvislosti s řešením úbytku uhlí a využíváním kogeneračních technologií (společná výroba tepla a elektřiny).

- **Sektor výroby elektřiny**

V EU 27 činí podíl plynu na výrobě elektřiny 21 %, v ČR 4,7 %. Zpevňování koruny, výrazné zdražení uhlí a oznámení záměru EU o prodeji povolenek v návaznosti na emise CO² výrazně zlepšilo ekonomickou efektivnost investic do moderní výroby elektřiny z paroplynových celků, kogeneračních, popř. trigeneračních technologií ve srovnání s výrobou elektřiny z uhlí. Plyn se v případech nutnosti náhrady hnědého uhlí stává konkurenceschopným palivem.

Elektroenergetika je velice zranitelná. Přitom je evidentní, že její kolaps představuje vážné nebezpečí pro ČR. **Výroba elektřiny z plynu nabízí možnost pružného vyrovnávání potřeb elektrosoustavy, ale zejména využití menších jednotek k výrobě elektřiny a tepla, popř. chladu v tzv. ostrovních systémech umožňujících v krizových stavech elektroenergetické soustavy zajištění dodávek elektřiny (energií) subjektům a objektům kritické infrastruktury.** Tyto jednotky však musí být součástí elektroenergetického systému a dodávat elektřinu do sítě i v normálních situacích.

Výrazně nižší investiční náklady a rovněž významně kratší doba výstavby plynových elektráren jsou dalšími významnými přednostmi, které mohou hrát důležitou roli při řešení nutnosti nahrazování dosluhujících uhelných elektráren, popř. při modernizaci tepláren.

- **Sektor dopravy**

Užití CNG k pohonu vozidel znamená snížení strategické závislosti na jediné surovině (ropě) a významné snížení zatěžování životního prostředí dopravou. Zemní plyn je podle EU v oblasti pohonu vozidel velice významnou, reálnou a dostupnou alternativou klasických pohonných hmot.

- **Sektor centrálního zásobování teplem (CZT)**

Postupné snižování těžby lokálního uhlí v ČR v čase a dle druhů povede k nutnosti řešení problematiky CZT v ČR. Řešením budou rekonstrukce tepláren na podstatně dražší uhlí z importu nebo na zemní plyn. Zapojení zařízení CZT do „ostrovního“ zásobování elektřinou by mohlo být přínosné jak pro využívání stávající infrastruktury, tak pro zabezpečování dodávek elektřiny a energií v krizových stavech.

9.5 Doporučení

Bezpečnost dodávek zemního plynu (a energií obecně) lze výrazně podpořit ze strany státu. V tomto směru je do budoucna nezbytné:

- 1) vytvářet vhodné a dlouhodobě stabilní podmínky umožňující investorům realizaci dlouhodobě návratných investic směřovaných do rozvoje a posilování jistoty dodávek;
- 2) prosazovat na úrovni EU
 - vytváření dlouhodobě stabilních základních podmínek pro energetická odvětví;
 - zachování kapitálově silných energetických firem schopných obstát na globálních trzích, investovat a získávat konkurenční výhody a přijímat dlouhodobé závazky;
 - odlišné přístupy k plynárenství a elektroenergetice z důvodů základních principiálních rozdílů obou odvětví;
 - u plynárenství nezbytnost dlouhodobých smluv na dodávky zemního plynu (všeobecná orientace globální ekonomiky na krátkodobý zisk, a tudíž krátkodobé smluvní závazky vede u investorů v energetických odvětvích, a zejména v plynárenství k oprávněným obavám z nezajištěnosti investic atd.).
- 3) zajistit ochranu investic;
- 4) respektovat i politické aspekty ve vztazích k zajištění bezpečnosti dodávek zemního plynu (ale i dalších surovin), tj. udržovat korektní vztahy s producenty;
- 5) po schválení Státní energetické koncepce vytvářet podmínky směřující vývoj v energetických odvětvích k naplňování záměrů a cílů koncepce;
- 6) jednat o možnosti zařadit do stávajícího seznamu projektů ke zvýšení bezpečnosti dodávek v Evropě financovaných z EU (transevropské sítě) některé projekty s přímou vazbou i na ČR (např. GAZELLA, propojení LNG terminálů sever – jih přes ČR apod.);
- 7) usilovat o využití maxima prostředků EU na posílení domácí energetické infrastruktury (prostředky k dispozici jen do roku 2013);
- 8) významnou část nových zdrojů elektřiny **realizovat jako plynové kogenerační zdroje**. Opatření může pomoci řešit problematiku uhelných tepláren a potřeby zdrojů **pro poskytování regulačního výkonu**;
- 9) **využívat plynové zdroje pro výrobu elektřiny (tepla) v krizových stavech** (rozpad přenosové sítě) jako zdroje dodávající elektřinu do území **na principu tzv. ostrovních provozů**, schopných zásobovat za krizového stavu energií v podobě elektřiny subjekty a objekty kritické infrastruktury;

- 10) prosazování takové úpravy stávající vyhlášky č. 375/2005 Sb. o stavech nouze v plynárenství, aby při postupu po vyhlášení omezujících či havarijních odběrových stupňů byla vzata do úvahy významná úloha budoucích plynových elektráren.

9.6 Závěry

ČR musí zajistit potřebnou energii pro své rychle se rozvíjející národní hospodářství. V tomto směru mohou významnou úlohu sehrát dodávky zemního plynu.

Přestože je ČR závislá na dodávkách plynu ze zahraničí cca z 99 %, nesnižuje tato skutečnost jeho význam pro národní hospodářství ČR a možnost posilování jeho podílu na energetické bilanci v budoucích letech.

Hrozby vyplývající z dovozní závislosti jsou do značné míry kompenzovány a realizace připravovaných diverzifikačních a dalších opatření by měla zbývajících rizika v budoucnu prakticky eliminovat.

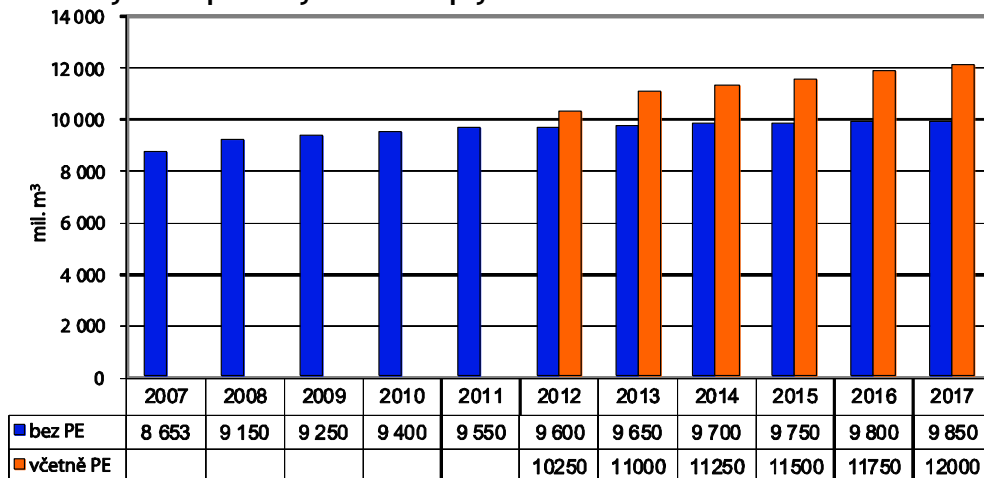
ČR má v oblasti zemního plynu k dispozici dostatečnou přepravní kapacitu pro pokrytí jeho zvýšené potřeby pro případné nové kapacity k výrobě elektřiny z plynu, pro náhradu části klesající těžby lokálního uhlí v oblasti výroby tepla i pro náhradu části ropných produktů využívaných k pohonu vozidel ve formě CNG.

Ve střednědobém horizontu lze očekávat zvýšení spotřeby zemního plynu na cca 12 až 13 mld. m³ a v dlouhodobém horizontu na 14 až 17 mld. m³, a to zejména v souvislosti s výrobou elektřiny a budoucím vývojem tuzemského uhelného hornictví.

Zemní plyn má s ohledem na své užitné vlastnosti dlouhodobou udržitelnost využívání, zabezpečenost dodávek, konkurenceschopnost a další přednosti veškeré předpoklady pro získání významnější pozice v mixu palivoenergetických zdrojů ČR než dosud.

V dlouhodobém výhledu lze předpokládat pokračování uvedených trendů a postupný růst spotřeby zemního plynu na obdobnou hodnotu, jaká se předpokládá pro EU 27, tj. cca 29 až 30 % (spotřeba 14 až 17 mld. m³/rok).

Obr. 9.7 - Výhled spotřeby zemního plynu v ČR: 2007 - 2017



10. JADERNÁ ENERGETIKA

10.1 Úvod

Veřejnost a politici nejsou dostatečně obeznámeni s fungováním a využitím jaderných technologií, s jejichž využitím se setkáváme na každém kroku počínaje zdravotnictvím, přes využití v archeologii, sanaci uměleckých předmětů až po průmysl. V případě využití jaderných technologií pro výrobu elektřiny v jaderných elektrárnách se však setkáváme v řadě zemí s nepochopením, což brání využití potenciálu jaderné energetiky k řešení energetických problémů, před kterými se dnes ocitáme.

Málokdo si uvědomuje, že i ostatní zdroje energie (fosilní paliva, obnovitelné zdroje) jsou produktem jaderných reakcí probíhajících na Slunci, snad s výjimkou vodních elektráren s významným příspěvkem gravitačních sil.

Prvním využitím jaderné štěpné reakce k výrobě elektřiny byl reaktor EBR I, který vyrobil první elektřinu 20. prosince 1951. Tento reaktor však nebyl určen k výrobě elektřiny, ale k validaci fyzikálních teorií, které tvrdily, že je možné realizovat množivý reaktor (reaktor provozovaný na rychlých neutronech – rychlý reaktor). Vyjma toho to byl též první reaktor s plutoniovým palivem.

Následně se na výrobu elektřiny v jaderných reaktorech soustředila armáda, zejména k pohonu ponorek a následně letadlových lodí. Dnes jsou v armádách jaderných mocností stovky reaktorů na jaderných ponorkách a letadlových lodích. Tento typ reaktoru (lehkou vodou chlazený reaktor) též postupně zvítězil v ekonomické soutěži o uplatnění v civilní jaderné energetice.

Podívejme se na stav využití jaderné energetiky ve světě, v Evropě a v ČR a na její perspektivy. Zhodnotíme příležitosti, které nabízí ve specifických podmínkách ČR. Definujeme kroky, které je třeba učinit, pokud bychom tyto příležitosti chtěli využít ku prospěchu životních podmínek v ČR a k její energetické bezpečnosti.

10.2 Jaderná energie

Než přistoupíme k jaderné energetice, je třeba si uvědomit základní rozdíl v získávání energie z fosilních paliv a jaderného štěpení [1], [2].

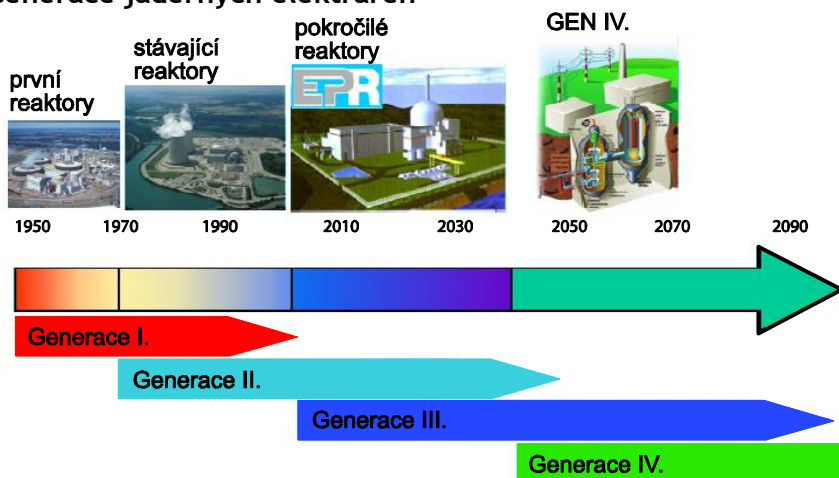
Jaderným štěpením získáváme na jednotku hmoty 3 000 000x více energie než spalováním fosilních paliv. K výrobě 100 GJ energie musíme rozštěpit cca 1 g uranu nebo spálit cca 3 t uhlíku z uhlí. Štěpitelnými materiály jsou zejména ^{235}U , ^{239}Pu , ^{233}U a minoritní aktinidy (MA). V přírodě se však ve formě přírodního uranu vyskytuje jen ^{235}U a to ještě ve velmi nízké koncentraci (^{234}U – 0,0058%, ^{235}U – 0,72%, ^{238}U – 99,27%). Záchytem neutronu na ^{238}U však získáváme ^{239}Pu a na ^{232}Th získáváme ^{233}U . Plného využití přírodních zásob však nelze dosáhnout ve stávajících lehkovodních reaktorech, ale potřebujeme reaktory rychlé, kde produkované množství štěpného materiálu může být větší než spotřebované. Pro lehkovodní reaktory potřebujeme obvykle vyšší koncentraci ^{235}U , než je v přírodním uranu (cca 4%), proto musíme uran obohacovat a odpadem je ochuzený uran s menší koncentrací ^{235}U (v závislosti na ekonomickém optimu 0,2–0,3%).

Rozdíl mezi jadernou a fosilní elektrárnou je jen v zařízení pro vývin tepla, spalovací kotel ve fosilní elektrárně a jaderný reaktor v jaderné elektrárně. Zásadní je rozdíl v objemech materiálů, emisích skleníkových plynů, odpadech a odváděném teple, viz tab. 1.

Tab. 10.1: Porovnání ročních materiálových a energetických bilancí v jednotlivých typech elektráren

Elektrárna	Palivo	Spotřeba paliva	Vyrobená elektřina, TJ	Teplo odvedené kominem, TJ	Teplo odvedené chladicí věží, TJ	Celkové teplo odvedené do okolí, TJ	Produkce vyhořelého paliva a ochuzeného uranu, respektive vysoce aktivních RA odpadů	Přímé emise CO ₂ , t
Uhelná	Uhlí, t	5 106 000	28 806	17 424	32 358	49 782		8 562 000
Paroplynová	Plyn, tis. m ³	1 140 958 (814 970 t)	28 806	11 844	6 630	18 474		2 241 000
Jaderná s LWR Gen II a otevřeným palivovým cyklem	Obohacený uran (cca 4%), t Použitý přírodní uran, t	21,15 188,74	28 806	0	55 420	55 420	- Vyhořelé palivo 20,17 t HM (U, Pu, MA) 0,98 t ŠP - Ochuzený uran 167,59 t U	0
Jaderná s LWR Gen III a otevřeným palivovým cyklem	Obohacený uran (cca 4%), t Použitý přírodní uran, t	20,09 179,31	28 806	0	51 211	51 211	- Vyhořelé palivo 20,17 t HM (U, Pu, MA) 0,98 t ŠP - Ochuzený uran 159,22 t U	0
Jaderná s LWR Gen IV a otevřeným palivovým cyklem	Obohacený uran (cca 4%), t Použitý přírodní uran, t	16,07 143,45	28 806	0	35 207	35 207	- Vyhořelé palivo 20,17 t HM (U, Pu, MA) 0,98 t ŠP - Ochuzený uran 127,38 t U	0
Jaderná s rychlým reaktorem a uzavřeným palivovým cyklem	Druhotná surovina Uran, Pu, MA; případně přírodní zásoby Th, t	0,74	28 806	0	35 207	35 207	0,74 štěpných produktů (ŠP)	0

Obr. 10.1 - Generace jaderných elektráren



10.2.1 Vývoj jaderných elektráren GEN II – GEN IV

V případě jaderných elektráren je třeba též vzít v úvahu jejich historický a probíhající vývoj (tab. 2, obr. 10.1). Od jaderných elektráren první generace (které jsou dnes po dožití vyřazovány z provozu), přes dnes provozované elektrárny druhé generace až po jaderné elektrárny III. generace se jaderná bezpečnost zvýšila vždy o řád, což odpovídá počtu provozovaných jaderných elektráren, respektive očekávanému počtu stavěných elektráren III. generace. Bezpečnost jaderných elektráren není prioritním problémem vyžadujícím nápravná opatření. Pozornost se dnes soustřeďuje na:

- vyřazování z provozu jaderných elektráren I. generace (jedná se vesměs o malé množství elektráren, dnes zejména ve Velké Británii),
- zjištění dlouhodobé bezpečnosti, spolehlivosti a prodlužování životnosti jaderných elektráren II. generace (vzhledem k období jejich výstavby probíhá prodlužování životnosti na 60 let nyní v USA, perspektivně se počítá s prodloužením na 80 i více let, rozhodující budou ekonomické faktory – náklady nutné na zajištění jaderné bezpečnosti a spolehlivosti),
- výstavbu a inovace jaderných elektráren III. generace tak, aby bylo možno přejít na standardizované typy,
- vývoj jaderných elektráren IV. generace s komercializací v letech 2030–2050 směřující k základnímu posunu jaderné energetiky (převážná část vývoje je prováděna v široké mezinárodní spolupráci pod vedením USA – GIF):
 - rychlý reaktor by měl zajistit možnost plného využití uranu (100x oproti GEN III), a tedy nezávislost na dovozu uranu a jeho nahrazení druhotnou surovinou: uranem, plutoniem a minoritními aktinidy obsaženými ve vyhořelém palivu a ochuzeným uranem (odpadem z obohacování uranu), zároveň významným způsobem sníží objem, radiotoxicitu a tepelné zatížení vysoce radioaktivního odpadu k uložení, popřípadě umožní též využití světových zásob thoria,
 - vysokoteplotní reaktor by měl zajistit možnost širšího využití jaderné energie: kogenerace výroby elektřiny a vysoko potenciálního tepla, odsolování mořské vody a výrobu syntetických paliv včetně vodíku pro dopravu,
 - pokročilý lehkovodní reaktor se zvýšenými parametry chladiva by měl dosáhnout též účinnosti blízké 50 % (ne všechny jaderné elektrárny stavěné po roce 2040 budou s rychlými reaktory), vyšší tepelná účinnost těchto elektráren (téměř 50%), sníží na polovinu množství tepla odváděného do okolí (což je důležité z hlediska spotřeby chladicí vody zejména v podmínkách ČR) a jednotkové výrobní náklady.

Tab. 10.2: Vývojové generace jaderných elektráren

Generace	I.	II.	III.	IV.
Období výstavby	1950–1975	1970–2000	2000–2050	Po roce 2040
Bezpečnost	Základní	10x vyšší	100x vyšší	jako GEN III
Účinnost	30–33 %	30–33 %	33–37 %	45–55 %

Postupně jsou dovyvíjeny tyto vodou chlazené reaktory III. generace připadající v úvahu pro výstavbu do roku 2030 [3]:

Lehkou vodou chlazené reaktory

1380 MWe ABWR (Toshiba); 1360 nebo 1500 MWe ABWR (GE-Hitachi);

1700 MWe ABWR-II (Japonské elektrárenské společnosti; GE-Hitachi nebo Toshiba);

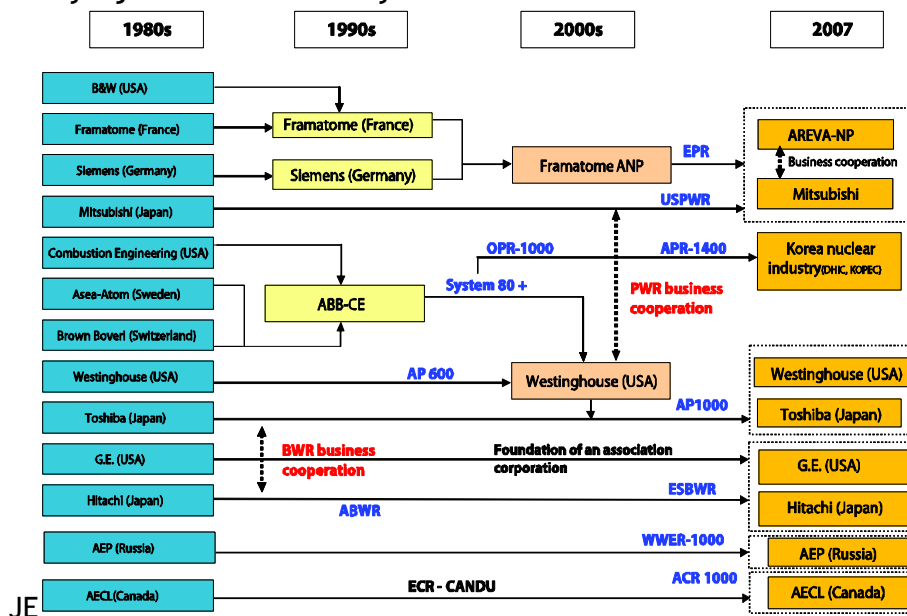
1540 MWe APWR & 1700 MWe APWR+ (Mitsubishi);
 600 MWe AP-600; 1100 MWe AP-1000; a 335 MWe IRIS (Westinghouse);
 1550 MWe ESBWR (GE-Hitachi);
 1545 MWe EPR a 1250 MWe SWR-1000 (Areva);
 1100 MWe ATMEA (Areva & Mitsubishi);
 1000 MWe OPR a 1400 MWe APR (KHNP a korejský průmysl);
 1000 MWe CPR (CGNPC); 650 MWe CNP (CNNC) a 600 MWe AC-600 (NPIC);
 1000 MWe VVER-1000 /1200 (V-392); VVER-1500; a VVER-640 (V-407) (AEP).

Těžkou vodou chlazené reaktory

700 MWe Enhanced CANDU-6 AECL;
 1000 MWe Advanced CANDU (ACR) AECL;
 540 MWe & 700 MWe HWR NPCIL.

Proces globalizace vede k tomu, že se poměrně rychle vytrácí původní národní charakter dodavatelů jednotlivých technologií. Proces fúzí je patrný z obr. 10.2.

Obr. 10.2 - Vývoj dodavatelské sféry



10.2.2 Specifika výstavby a provozu jaderných elektráren

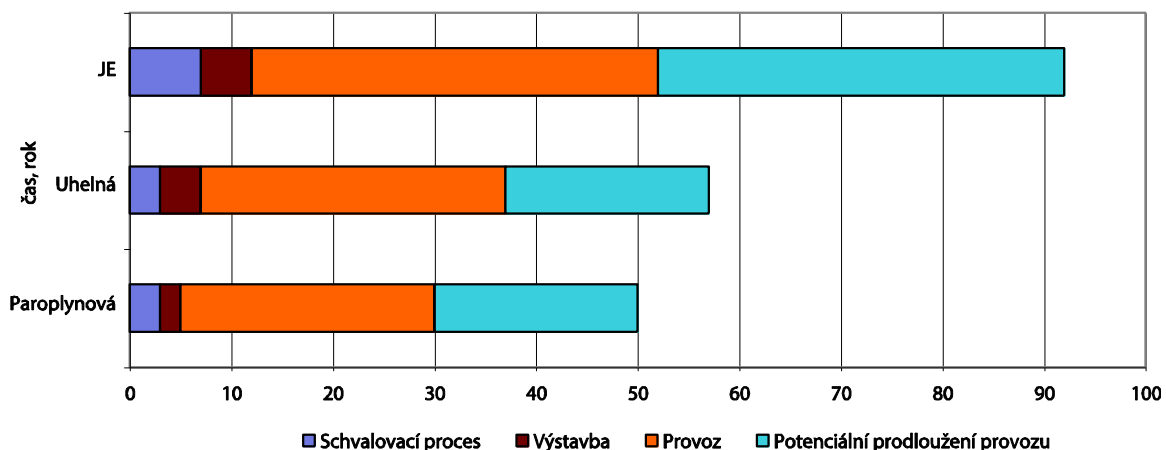
Výroba elektřiny v jaderných elektrárnách má svá specifika:

- Dlouhou dobu výstavby JE (obr. 10.3). Zatímco paroplynovou elektrárnu lze postavit včetně všech schvalovacích řízení za 3,5 roku i méně, u uhelné elektrárny tato doba činí 7 a u jaderné 12 let (7 let příprava a schvalování a 5 let vlastní výstavba). Tato skutečnost představuje značná investiční rizika a značná rizika z hlediska budoucího odbytu elektřiny.
- Možná dlouhá ekonomická i technická životnost jaderných elektráren. U fosilních elektráren předpokládáme životnost 25–30 let a případné prodlužování životnosti významným způsobem nesnižuje výrobní náklady v dalším období. U jaderných elektráren je projektována životnost 40 let, dnes se prodlužuje na 60 let a počítá se s možností prodlužování i na 80 let. Tímto prodloužením životnosti mohou

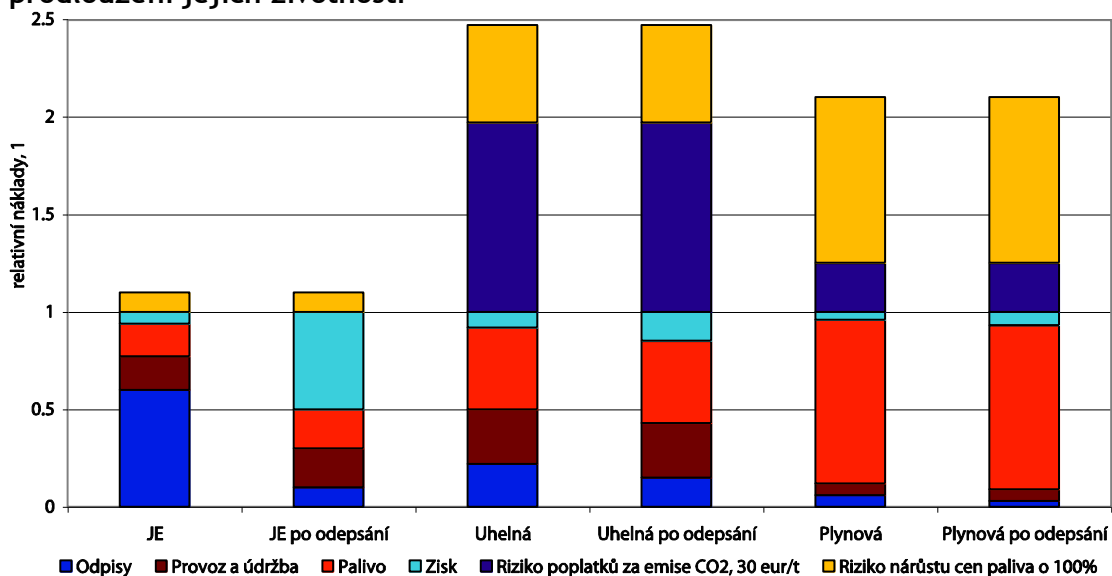
výrobní náklady na elektřinu v jaderných elektrárnách klesnout až na polovinu projektovaných výrobních nákladů.

- Jaderné elektrárny jsou charakteristické vysokými investičními náklady („overnight cost“ okolo 2000 €/kWe) v porovnání s uhelnými (okolo 1000 €/kWe) a paroplynovými elektrárnami (okolo 500 €/kWe). (Pozn.: Jiný názor na současné ceny je uveden v Příloze 4.)
- Palivová složka měrných výrobních nákladů je oproti tomu v jaderných elektrárnách velmi nízká a navíc cena přírodního uranu v ní činí méně než 50 % (obr. 10.4).
- Uhlenné elektrárny produkují téměř 4x více CO₂ na jednotku vyrobené energie než paroplynové elektrárny a produkce CO₂ připisovaná provozu jaderných elektráren je zanedbatelná.
- Výstavbě jaderných elektráren často brání politické programy a nezdědka médií a politiky ovlivněný postoj veřejnosti.

Obr. 10.3 - Doba provozu a výstavby



Obr. 10.4 - Relativní výrobní náklady v jednotlivých typech elektráren a po ev. prodloužení jejich životnosti

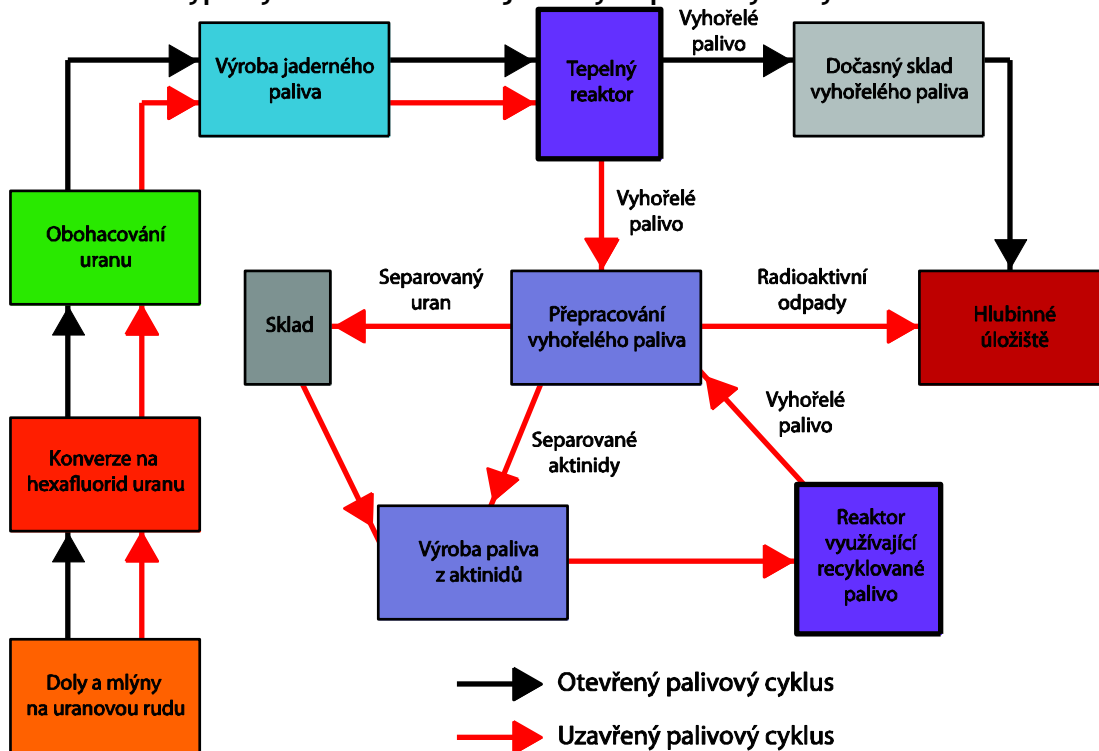


Celkově lze konstatovat, že z ekonomického hlediska je výroba ve fosilních a jaderných elektrárnách srovnatelná. Výstavba paroplynových elektráren představuje značná rizika z hlediska závislosti na dovozu plynu s takřka jistým nárůstem jeho ceny, který se výrazným způsobem promítne do budoucích výrobních nákladů. Pro uhelné elektrárny jsou při používání domácích zdrojů paliva rizika zejména v nejasné koncepci omezování emisí skleníkových plynů. V případě jaderných elektráren jsou rizika dána zejména dlouhodobou nejistotou v politické podpoře a postojích veřejnosti, zejména ve vazbě na dlouhou dobu výstavby a ekonomickou návratnost.

10.2.3 Jaderný palivový cyklus

Byť v nákladech na výrobu elektřiny tvoří náklady palivového cyklu málo významnou položku, palivový cyklus při nasazení množivých (rychlých) reaktorů významným způsobem ovlivňuje využitelnost přírodního uranu a radiotoxicitu ukládaných radioaktivních odpadů (obr. 10.5).

Obr. 10.5 - Typický tok materiálů v jaderných palivových cyklech



Otevřený palivový cyklus

Otevřený palivový cyklus sestává z následujících aktivit.

a. Těžba

Uran (U) je těžký kov, kujný, chemicky dosti stálý. Je zastoupen v několika desítkách nerostů, z nichž ekonomicky nejdůležitější jsou oxidy (uranin – smolinec), fosfáty (torbernit, autunit), silikáty (coffinit) a organické sloučeniny (antraxolit). Nejčastěji rozlišované genetické typy uranových ložisek jsou: hydrotermální (převážně žilné), sedimentární, infiltrační, metamorfogenní a albititové. Minimální těžené kovnatosti hlubinně těžených ložisek se pohybují kolem

0,1 % čistého uranu v přepočtu, v závislosti na typu ložiska, množství zásob a způsobu těžby (Rožná 0,3% U). Loužením se těží výrazně menší kovatosti (Stráž 0,03% U).

b. Žlutý koláč

Vytěžený přírodní uran se zpracovává na diuranát amonný $(\text{NH}_4)_2\text{U}_2\text{O}_7$, tzv. „žlutý koláč“. Diuranát amonný obsahuje v suchém stavu až 75 % čistého uranu (dle stechiometrického přepočtu).

c. Konverze

Konverze je relativně jednoduchá chemická technologie, při které je žlutý koláč převáděn do formy UF_6 , vhodné pro proces obohacování.

d. Obohacení

Obohacování je technologie fyzické separace atomů stejných vlastností s malým váhovým rozdílem. Pro obohacování jsou používány dvě metody – difuze a odstředování, přičemž od difuze se pro její energetickou náročnost postupně ustupuje. Ve stadiu vývoje je ještě technologie obohacování za pomoci laseru. Úroveň ochuzení uranu, který zůstává na skladech, je předmětem ekonomické optimalizace mezi cenou energie a cenou přírodního uranu, ochuzení obvykle činí 0,2–0,4% U^{235} .

e. Výroba paliva

Vlastní výroba paliva sestává z výroby tabletek UO_2 , výroby Zr trubek, ostatních konstrukčních materiálů, regulačních orgánů a vlastní montáže. Potřeba průběžné inovace a know-how vede k minimální velikosti produkce okolo 600 t/rok (spotřeba v ČR je cca 70 t). Cena paliva tvoří cca 15 % výrobních nákladů na elektřinu (na ceně paliva se podílí fabrikace 20 %, 40 % přírodní uran a 40 % obohacování).

f. Uložení vyhořelého paliva do hlubinného úložiště

V otevřeném palivovém cyklu se předpokládá ukládání vyhořelého jaderného paliva do hlubinného úložiště jako radioaktivní odpad, aby radioaktivní látky byly bezpečně izolovány od životního prostředí, než dosáhnou aktivity splňující podmínky pro uvolnění do životního prostředí. V tomto případě méně než 1 mil. let. Takovéto hlubinné úložiště je dnes ve výstavbě ve Finsku v podobném hostitelské prostředí (granitu), s jakým se počítá i v České republice.

Uzavřený palivový cyklus lehkovodních reaktorů

Přepracování paliva lehkovodních reaktorů bylo započato:

- pokračováním vojenských programů,
- přípravou na nasazení rychlých reaktorů.

Recyklování Pu a případně U v lehkovodních reaktorech bylo dáno snahou o využití vybudovaných kapacit bez respektování ekonomických úvah. Faktem je, že Pu lze recyklovat v lehkovodních reaktorech 1–2x, čímž lze snížit spotřebu přírodního uranu o cca 30 %. Na rozdíl od otevřeného cyklu, kde do úložiště je třeba uložit pouze vyhořelé palivo, v tomto případě budeme ukládat jak vyhořelé palivo, které již nelze recyklovat, tak zasklené odpady obsahující produkty štěpení a minoritní aktinidy. Částečně se nám sníží jak radiotoxicita, tak tepelné zatížení odpadu k uložení, a to úměrně zejména spálenému Pu.

Pokud však perspektivně počítáme s uzavřením cyklu s rychlými reaktory, budeme potřebovat spolehlivou technologii k přepracování veškerého paliva z lehkovodních reaktorů. Dosavadní praxe pomůže zajistit dostupnost ověřené technologie.

Uzavřený palivový cyklus s rychlými reaktory

Plné uzavření palivového cyklu je možné s využitím rychlých reaktorů. Rychlé reaktory umožňují vyrábět více plutonia než spotřebují (odtud množivé reaktory) nebo spalovat postupně veškeré Pu a minoritní aktinidy (MA). Z hlediska využitelných zásob uranu

rychlý reaktor zvyšuje množství energie z tuny U o 2 řády a navíc činí dostupnými další zásoby uranu s vyššími náklady na těžbu opět o několik řádů. Vzhledem ke spalování Pu a MA to kromě toho znamená snížení radiotoxicity odpadů, zkrácení doby potřebné na jejich izolaci od životního prostředí o několik řádů (obr. 10.6 a 10.7) a významné zvýšení kapacity hlubinného úložiště. Přitom je třeba vést v patrnosti, že k nasazení rychlých reaktorů s uzavřeným palivovým cyklem potřebujeme:

- dostatek Pu nakumulovaného ve vyhořelém palivu lehkovodních reaktorů (pro spuštění rychlého reaktoru je zapotřebí Pu z 50 let provozu lehkovodního reaktoru stejného výkonu),
- dostatečnou, spolehlivou a efektivní kapacitu na přepracování paliva z lehkovodních reaktorů,
- speciální závody na fabrikaci paliva pro rychlé reaktory (reaktory na rychlých neutronech potřebují výrazně vyšší reaktivitu v palivu, tudíž jsou jiné podmínky kritičnosti a Pu je navíc silně radiotoxické),
- dostatečnou a spolehlivou kapacitu na přepracování paliva z rychlých reaktorů, jedná se opět o jinou technologii.

Tab. 10.3: Typické velikosti zařízení palivového cyklu, potřebná kapacita na jeden reaktor a potřebný počet reaktorů k jejich využití

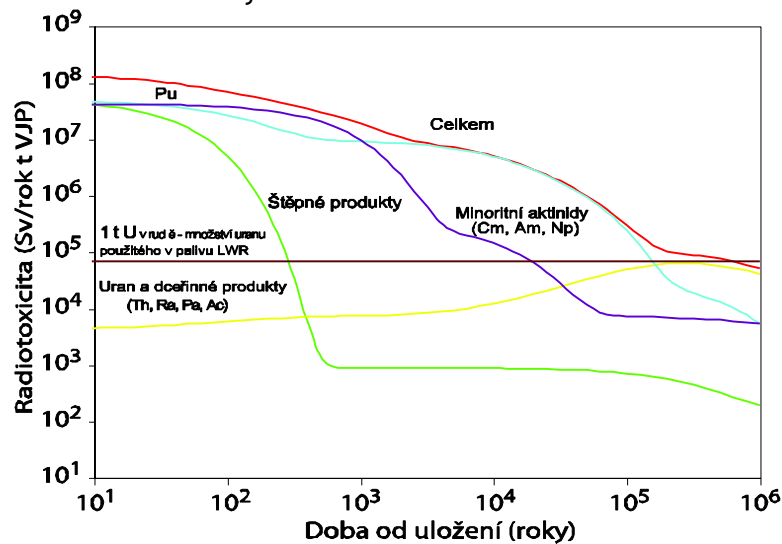
Zařízení	Typická velikost	PWR 1000	FR 1000	Počet PWR reaktorů
Konverze, t U	10 000–20 000	188	-	53–106
Obohacování, MtSWU	4000–10 000	110	-	36–91
Výroba paliva, t U	500–1000	21	-	24–48
Přepracování, t	2000	20	-	100
Výroba MOX paliva, t HM	100–150	2,5	-	40–60
Přepracování paliva FBR, t HM	?	-	10	
Výroba MOX paliva pro FR, t HM	?	-	5	

Z hlediska politiky států s jadernou energetikou si je třeba v oblasti palivového cyklu uvědomit tyto faktory:

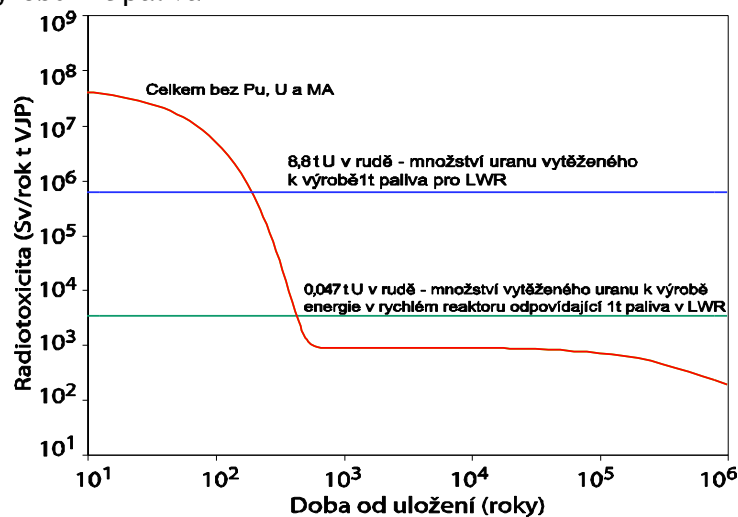
- efektivní využití velikosti zařízení palivového cyklu vyžaduje instalovaný výkon, kterým v EU dnes disponuje pouze Francie,
- řada zařízení palivového cyklu – obohacování, přepracování paliva, fabrikace MOX paliva je citlivá z hlediska nešíření jaderných zbraní,
- očekávaná renesance jaderné energetiky může vést k dočasnému nedostatku kapacit zařízení palivového cyklu,
- náklady služeb palivového cyklu (bez nákupu přírodního uranu) tvoří méně než 10 % výrobních nákladů na elektřinu.

V případě obav o tržní dostupnost služeb palivového cyklu je vhodné zvažovat společné investice do těchto zařízení. Tato politika je též podporována IAEA, aby se snížilo riziko šíření jaderných zbraní.

Obr. 10.6 - Srovnání radioaktivity VJP s 1 t U



Obr. 10.7 - Srovnání toxicity VJP bez Pu, U a MA s radiotoxicitou uranové rudy potřebné pro výrobu 1 t paliva



10.2.4 Současný stav nakládání s vyhořelým palivem a radioaktivními odpady a uzavření palivového cyklu k dosažení dlouhodobé udržitelnosti jaderné energetiky

K pochopení motivace a příležitosti, která se nám nabízí, porovnejme světovou energetiku a zásoby jednotlivých druhů paliv (tab. 4) [4]:

Tab. 10.4: Světové zásoby primárních zdrojů energie a jejich spotřeba

Palivo	Zásoby	Těžba	Spotřeba	Zásoby/ spotřeba	Spotřeba 2030	Zásoby/ spotřeba 2030
	Gtoe	Gtoe	Gtoe	Rok	Gtoe	Rok
Ropa	160,5	3,9	3,8	42	6,6	24
Zemní plyn	146,6	2,4	2,2	65	3,8	38

Uhlí	636,2	3,4	3,4	190	5,8	110
Uran otevřený cyklus*	105,9	0,3	0,5	224	0,8	130
Celkem	1049,2	10,0	9,9	106	17,0	62
Uran uzavřený cyklus*	21 626,4			2185		1273**
Uran ve skladech uzavřený cyklus	3024,5			306		178**
Thorium uzavřený cyklus	8387,6			848		494**
Celkem jaderné palivo	34 087,6	10,0	9,9	3445	17,0	2006**

* Bez fosfátů a zásob v mořské vodě.

** V případě krytí kompletní spotřeby primárních zdrojů energie.

S jadernými elektrárnami IV. generace a s uzavřeným palivovým cyklem a dnešní spotřebou energie lze rozšířit využití známých zásob primárních zdrojů energie až na více než 3000 let, jen zásoby ochuzeného uranu a vyhořelého paliva postačují na 300 let. Očekávaná spotřeba v roce 2030 vzroste o 70 % a odpovídajícím způsobem zkrátí tuto dobu. Je zřejmé, že jaderná energie s reaktory IV. generace a uzavřeným palivovým cyklem může významným způsobem přispět k zajištění energetických potřeb v příštích stoletích. Zvládnutí rychlých reaktorů s uzavřeným cyklem znamená energetickou nezávislost.

Dnes existuje technické řešení k bezpečnému ukládání jaderného odpadu:

- Neustále je zlepšována technologie přepracování vyhořelého jaderného paliva, recyklování jaderných materiálů a fixování zbylého odpadu do skla.
- Jaderného odpadu je navíc malé množství ve srovnání s průmyslovým a komunálním odpadem.

Ve stávajících lehkovodních reaktorech může být vyhořelé palivo recyklováno alespoň jednou ve formě MOX paliva. Vyhořelé MOX palivo je pak skladováno pro následné použití v budoucí generaci rychlých reaktorů. V zásadě 50 let provozu lehkovodního reaktoru vygeneruje dostatek Pu potřebného ke spuštění rychlého reaktoru, který může být tisíce let zdrojem energie spalováním ochuzeného uranu a uranu ve vyhořelém palivu. Dalším krokem může být spalování minoritních aktinidů ke snížení tepelného zatížení, objemu a radiotoxicity odpadu k uložení do hlubinného úložiště.

10.2.5 Využití jaderné energie pro další účely.

Od samého počátku vývoje jaderných reaktorů se počítalo s jejich využitím i pro další účely, dodávky tepla, odsolování mořské vody, výrobu syntetických paliv atd. Dodnes je v provozu v Norsku podzemní jaderný reaktor v Haldenu (spuštěný v roce 1959) využívaný v současnosti zejména pro výzkum, ale stále dodávající páru pro místní papírnu.

Vyjma využití jaderné energie k výrobě elektřiny a zásobování nízkopotenciálním teplem, jsou vyvíjeny další formy využití jaderných reaktorů III. a IV. generace, zejména spojení vysokoteplotního reaktoru s dodávkou průmyslového tepla, odsolováním mořské vody a výrobou vodíku.

10.2.6 Mezinárodní spolupráce

Gen IV. International Forum (GIF) – vývoj jaderných elektráren IV. generace [5], [6]
Vývoj nových typů jaderných elektráren je komplikován nízkou sériovostí (desítky jednotek), vysokými jednotkovými náklady na demonstraci (srovnatelné s novou jadernou elektrárnou), dlouhou dobou vývoje (20–30 let) a rizikem, že vyvinutý typ neuspěje na trhu. To jsou důvody, proč dochází k celosvětové spolupráci na vývoji nových technologií v jaderné energetice z iniciativy USA.

V roce 2002 byla

republika, Jihoafrická republika, Argentina a Brazílie.

Vývoj IV. generace se orientuje zejména na tyto základní cíle:

- snížit investiční náklady na polovinu,
- zajistit dostupnost alespoň jednoho typu množivého reaktoru umožňujícího využití ^{238}U a ^{232}Th ,
- zajistit možnost výroby H_2 vysokoteplotním rozkladem vody,
- vyřešit transmutaci aktinidů ve vyhořelém palivu.

Tab. 10.5: Jaderné elektrárny IV. generace (GEN IV) k nasazení po roce 2030

	Reaktor	Zkratka
1.	Reaktor chlazený vodou s nadkritickými parametry	SCWR
2.	Sodíkem chlazený rychlý reaktor	SFR
3.	Vysokoteplotní reaktor	VHTR
4.	Plynem chlazený rychlý reaktor	GFR
5.	Olovem chlazený rychlý reaktor	LFR
6.	Reaktor na bázi tekutých solí	MSR

tab. 10.5

Na základě detailní studie bylo rozhodnuto o vývoji a následné demonstraci 6 typů jaderných elektráren IV. generace (tab. 5).

Global Nuclear Energy Partnership (GNEP) [8]

Cílem GNEP je rozšíření mírového využití jaderné energie ve světě bezpečným a spolehlivým způsobem k podpoře rozvoje bez emisí skleníkových plynů a s minimalizací rizika šíření jaderných zbraní. Cílem je zejména zajištění spolehlivého přístupu k službám palivového cyklu, zejména pak v době přechodu na uzavřený cyklus s rychlými reaktory.

Účastnickými státy jsou: Austrálie, Bulharsko, Kanada, Čína, Francie, Ghana, Maďarsko, Itálie, Japonsko, Jordánsko, Kazachstán, Korejská republika, Litva, Polsko, Rumunsko, Rusko, Senegal, Slovinsko, Ukrajina, Velká Británie, USA.

Pozorovateli (organizace): IAEA, Generation IV International Forum, Euratom.

Kandidátskými státy a pozorovateli: Argentina, Belgie, Brazílie, ČR, Egypt, Finsko, Německo, Libye, Mexiko, Maroko, Holandsko, SR, Jihoafrická republika, Španělsko, Švédsko, Švýcarsko, Turecko.

10.3 Zásoby uranu a thoria

Ekonomicky těžitelné zásoby uranu ve světě bez fosfátových rud činí více než 12 mil. t U (tab. 10.6.) [9]. Ve fosfátových rudách je dalších více než 20 mil. t U, těžitelných téměř při stejných nákladech. Další možností je získávání U z mořské vody. Při současné roční spotřebě uranu 64 000 t by vystačily stávající zásoby na

200 let. Pokud se s připravovanou renesancí jaderné energetiky ztrojnásobí instalovaný výkon, pak jsou zásoby na více než 70 let. (Pozn.: V Příloze 2 je uveden jiný názor na dobu zajištění energetiky přírodními zásobami uranu.) Těžba fosfátových rud může pokrýt i významně vyšší nasazení jaderné energetiky. S využitím rychlých reaktorů je pak využitelnost těchto zásob vyšší o dva řády. Dlouhá doba nutná k otevření uranových dolů (cca 10 let) může vést k přechodnému nedostatku uranu na trhu. Jsme toho svědky i dnes, kdy nestabilita trhu byla způsobena uvolněním zásob uranu z likvidace jaderných zbraní, cena poklesla na cca 10 \$/lb U_3O_8 , což vedlo ke snížení těžby, a následný převis poptávky nad nabídkou vedl ke zvýšení ceny na spot trzích až na 130 \$/lb U_3O_8 s následným poklesem na 85 \$/lb U_3O_8 .

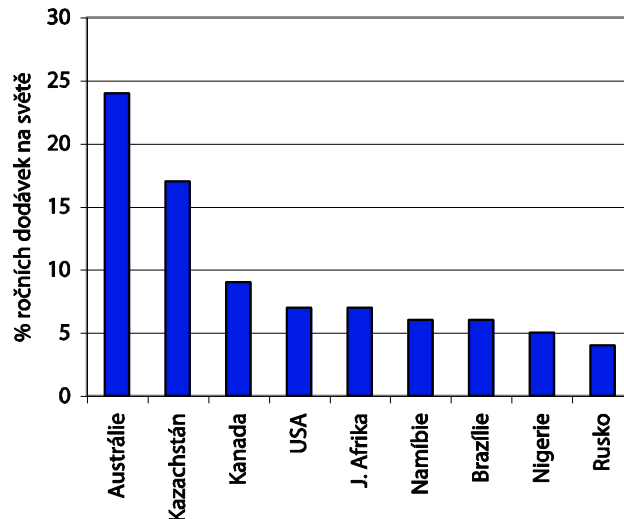
Tab. 10.6: Světové zásoby uranu a thoria

	Ověřené zásoby až do 130 \$/kgU	Odhadované zásoby až do 130 \$/kgU	Neprozkoumané zásoby až do 130 \$/kgU	Celkové zásoby až do 130 \$/kgU	Odhadované zásoby Th 2005	Těžba uranu rok 2005	Kumulativní těžba do 2005	Spotřeba 2005	Zásoby/Spotřeba	Spotřeba/Těžba
	10^3 t U	10^3 t U	10^3 t U	10^3 t U	10^3 t Th	10^3 t U/rok	10^3 t U	10^3 t U	rok	%
Afrika	671	235	1 138	2 044	479	6,9	393	0,2	9 291	3 %
Severní Amerika	709	111	2 110	2 930	609	12,7	756	19,7	149	155 %
Jižní Amerika	167	132	902	1 201	1 306	0,1	5	0,6	2 001	545 %
Asie	737	407	2 288	3 433	403	7,7	100	14,1	244	183 %
Ruská federace	132	41	545	717	6	3,4	39	3,6	199	105 %
Evropa	115	75	542	732	1 290	1,4	862	26,0	28	1891 %
Střední východ	31	50	11	91	7	0,0	0	0,0	NA	NA
Oceánie	747	396		1 143	6	9,5	132	0,0	NA	0 %
Celkem – svět	3308	1446	7536	12 290	4106	41,7	2287	64,2	192	154 %
ČR	2	19	115	136		0,4	100	0,7	209	170 %

Vazba zásob uranu na načasování potřeby rychlých reaktorů s uzavřeným cyklem
Ačkoliv dnešní odhadované zásoby se pohybují kolem 4,7 mil. t U, s neprozkoumanými zásobami, které je možno těžít, se dostáváme až k 15 mil. t U (podle posledních odhadů). Současná roční spotřeba se pohybuje kolem 65 tis. t U/rok, do roku 2025 se očekává vzrůst na 90 tis. t U/rok na očekávanou instalovanou kapacitu 500 GWe. Předpokládáme-li, že instalovaná kapacita v jaderných elektrárnách vzroste z dnešních 370 na 1300 GWe v roce 2050 (s roční spotřebou uranu 150 t/GWe/rok), pak odhadované zásoby uranu budou kompletně vyčleněny pro celoživotní (80 let) potřebu postavených reaktorů. Proto je třeba připravit uvedení na trh nové generace reaktorů – rychlých reaktorů Gen IV s uzavřeným palivovým cyklem vedoucím k lepšímu využití přírodních zásob uranu (typicky 100x). Nehledě na neurčitosti v odhadu zásob uranu, scénář počítající

s uvedením na trh rychlých reaktorů kolem roku 2050 je rozumný, neboť zvýšení odhadovaných zásob o 50 % by posunulo potřebu nasazení rychlých reaktorů pouze o 10 let. Rychlejší uvedení na trh je možné, pokud by Evropa potřebovala zajistit bezpečnost dodávek energie.

Obr. 10.8 - Největší dodavatelé



Riziko spojené s nákupem uranu je menší než u fosilních paliv:

- těžba uranu není soustředěna v jedné oblasti,
- významní dodavatelé jsou zároveň rozvinuté země,
- cena uranu není ovlivněna kartelovými dohodami.

Obecně lze konstatovat, že jaderné elektrárny jsou díky těmto skutečnostem brány jako domácí zdroj energie.

(Pozn.: V Příloze 2 je uveden jiný názor na celou tuto podkapitolu.)

10.4 Jaderná energetika ve světě

V roce 2007 bylo v provozu 439 bloků jaderných elektráren o celkovém instalovaném výkonu 372 GWe, 5 bloků dlouhodobě odstavených a 34 bloků ve výstavbě. Plánována je výstavba dalších bloků v celé řadě zemí [10].

Tab. 10.7: Provozované a stavěné jaderné elektrárny ve světě

Stát	V provozu			Ve výstavbě	
	Podíl na výrobě	Počet reaktorů	Instal. výkon	Počet reaktorů	Instal. výkon
	%		MWe		MWe
Francie	76,9	59	63 260	1	1 600
Litva	64,4	1	1 185		
Slovensko	54,3	5	2 034		
Belgie	54,1	7	5 824		
Ukrajina	48,1	15	13 107	2	1 900

Švédsko	46,1	10	9 014		
Arménie	43,5	1	376		
Slovinsko	41,6	1	666		
Švýcarsko	40,0	5	3 220		
Maďarsko	36,8	4	1 829		
Korejská republika	35,3	20	17 451	3	2 880
Bulharsko	32,1	2	1 906	2	1 906
ČR	30,3	6	3 619		
Finsko	28,9	4	2 696	1	1 600
Japonsko	27,5	55	47 587	1	866
Německo	27,3	17	20 470		
USA	19,4	104	100 582	1	1 165
Tchaj-wan	19,3	6	4 921	2	2 600
Španělsko	17,4	8	7 450		
Rusko	16,0	31	21 743	6	3 639
VB	15,1	19	10 222		
Kanada	14,7	18	12 589		
Rumunsko	13,0	2	1 300		
Argentina	6,2	2	935	1	692
Jižní Afrika	5,5	2	1 800		
Mexiko	4,6	2	1 360		
Holandsko	4,1	1	482		
Brazílie	2,8	2	1 795		
Indie	2,5	17	3 782	6	2 910
Pákistán	2,3	2	425	1	300
Čína	1,9	11	8 572	6	5 220
Írán				1	915
Svět	16,0	439	372 202	34	28 193
OECD	23,0	342	308 329	7	8 111
EU 27	31,0	146	131 957	4	5 106

Jaderné elektrárny se podílejí významným způsobem na výrobě elektřiny, zejména v zemích OECD a EU. Jaderná energetika představuje levný, spolehlivý a bezpečný zdroj energie neemitující skleníkové plyny. Provoz jaderných elektráren vyžaduje technickou infrastrukturu, bez které nelze zajistit jeho bezpečnost a spolehlivost. (Pozn. Jiný názor je, že samotná výroba elektřiny sice emise nevytváří, náročná výroba jaderných zařízení však ano. Analogická klasifikace je možná i u obnovitelných zdrojů. Jaderná energetika je někdy též nazývána „nízkoemisní“.)

Původní projektovaná životnost jaderných elektráren je dnes prodlužována na 60 let, zejména v USA, kde jsou nejstarší elektrárny. Počítá se následně s dalším

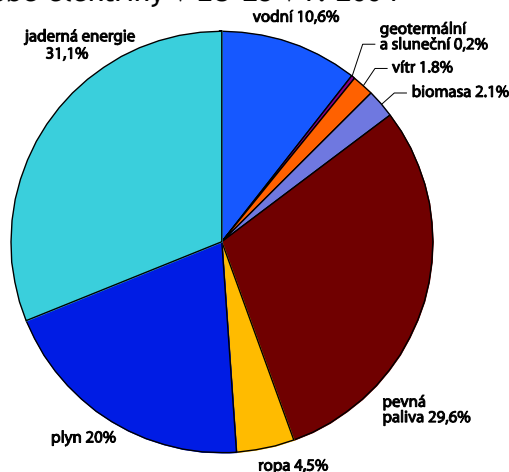
prodloužením na 80 let a možná i více. Výrobní náklady na elektřinu z jaderných elektráren s prodlouženou životností pak mohou klesat až na cca 50 %.

V současné době navíc dochází k renesanci jaderné energetiky všude ve světě [11]. (Pozn.: Jiný názor je, že je takovéto tvrzení příliš odvážné. Záleží též na tom, zda máme na mysli v celém světě včetně rozvojového, nebo ve světě rozvinutém. Tato studie se zaměřuje především na postavení ČR v rámci EU.)

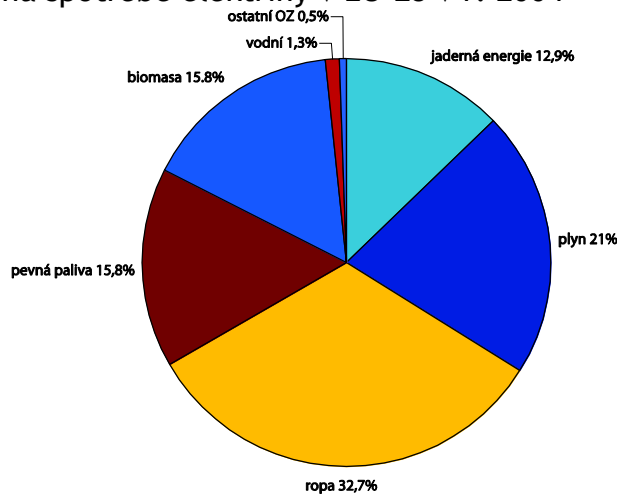
10.5 Jaderná energetika v Evropě

Evropa je dnes světovým lídrem v oblasti jaderné energetiky, a to nejen v jejím využívání, ale i v exportu a vývoji nových technologií. V současné době (2007) je v 15 zemích EU 27 v provozu 146 jaderných reaktorů o celkovém instalovaném výkonu 131 957 MWe a další 4 reaktory ve výstavbě o výkonu 5208 MWe [10]. K další výstavbě se chystá celá řada dalších zemí (Velká Británie, Itálie, SR, Rumunsko, Litva, Slovinsko...). (Pozn.: Formulace „chystá se“ se v některých zdála příliš odvážná, celá komise se však shoduje, že o tom probíhá diskuse.)

Obr. 10.9 - Podíl na výrobě elektřiny v EU-25 v r. 2004



Obr. 10.10 - Podíl na spotřebě elektřiny v EU-25 v r. 2004

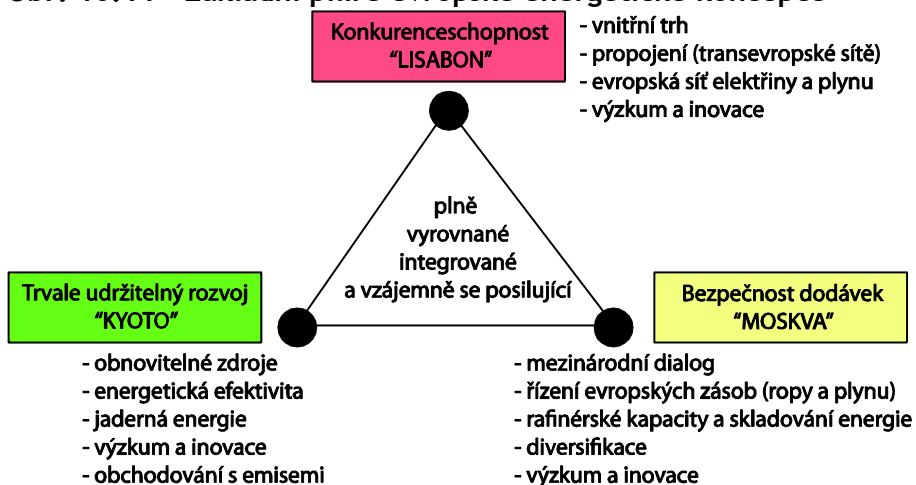


Podle [11] emise CO₂ v energetickém sektoru EU 25 činily v roce 2004 1512 Mt a v sektoru dopravy 1021 Mt. Celková hrubá výroba elektřiny činila 3179 TWh, z čehož

1723 bylo vyrobeno v konvenčních tepelných elektrárnách a 986 TWh v jaderných elektrárnách. Náhrada jaderných elektráren tepelnými by vedla k navýšení emisí CO₂ o 865 Mt.

Jaderná energetika se v roce 2004 podílela 31 % na výrobě elektrické energie v EU 25 a 15 % na celkové spotřebě energie [12].

Obr. 10.11 - Základní pilíře evropské energetické koncepce



Jaderná energetika je i součástí procesu utváření nové energetické politiky. Evropská komise si je vědoma toho, že bez jaderné energetiky jako součásti energetického mixu není schopna naplnit své ambiciózní cíle pro léta 2020 a 2050 obsažené v jejím dokumentu z 10. ledna 2007 a schválené Evropskou radou 28. února 2007 a naplnit základní příležitosti (challenges) [13], [14] (obr. 11), Evropská rada zároveň schválila akční plán opatření na nejbližší roky (obr. 12) [15].

Evropská komise si je zároveň vědoma, že přístupem „business as usual“ nelze dosáhnout vytyčených cílů, proto v souladu s akčním plánem připravila Strategický plán rozvoje energetických technologií (Strategy Energy Technology Plan – SET Plan) [16], tj. plán výzkumu, vývoje a demonstrace klíčových technologií schopných přispět k dosažení cílů roku 2020 a 2050.

Jaderná energetika je nedílnou součástí SET Plan, plánu technologického výzkumu a vývoje na příštích 10 let, který definuje tyto cíle v oblasti jaderné energetiky.

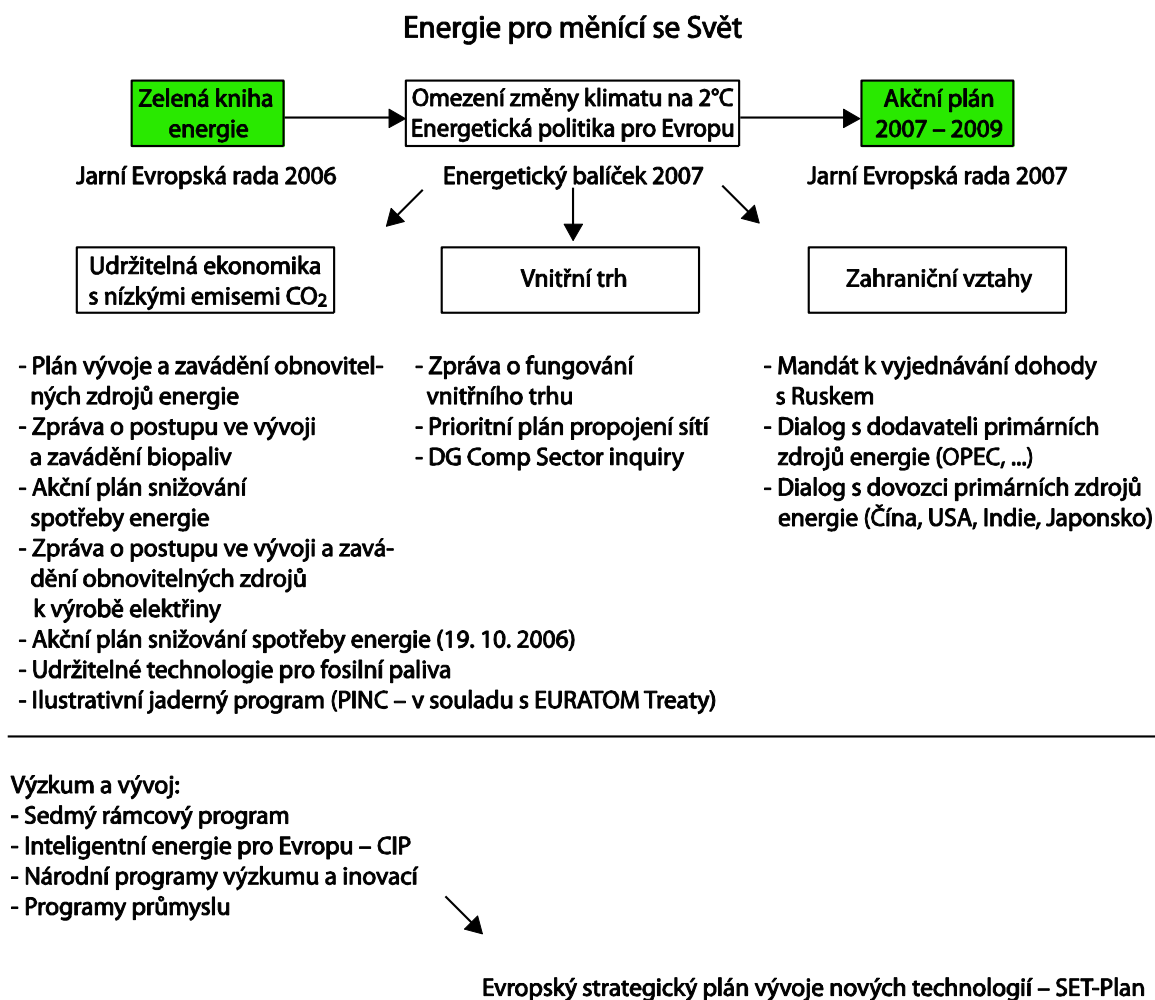
K zajištění cílů roku 2020 je třeba:

- Udržet konkurenceschopnost technologií založených na jaderném štěpení spolu s dlouhodobým řešením nakládání s radioaktivními odpady.

K zajištění cílů roku 2050 je třeba:

- Dokončit přípravy na demonstraci nové generace (GEN IV) štěpných reaktorů se zvýšenou udržitelností (zejména menší závislosti na zásobách uranu).

Obr. 10.12 - Akční plán evropské energetické politiky



Návrh byl schválen Evropskou radou 28. února 2008 a 14. března 2008 [17], [18].
Předběžné výsledky pro jadernou energetiku (z technologické mapy k SET Plan)
identifikují následující překážky a potřeby:

Překážky:

- absence celkové strategie EU pro jadernou energetiku,
- absence harmonizovaných regulací a norem,
- akceptace veřejností a politiky,
- nedostatečné financování R&D pro Gen IV,
- budoucí nedostatek vhodně kvalifikovaných vědeckých a inženýrských pracovníků.

Potřeby:

- stabilní a předvídatelné regulační / ekonomické / politické prostředí,
- jasná strategie EU v oblasti jaderné energetiky,
- posílení financování pro Gen IV (z veřejných zdrojů, public-private partnership, „Joint Undertakings“ dle EC Treaty),
- lepší informovanost veřejnosti a dotčených subjektů a dialog o jaderné energetice,
- posílení výchovy a vzdělávání v oblasti jaderných technologií.

Politický proces využití potenciálu jaderné energetiky je v rámci EU dále založen na třech klíčových iniciativách (společný postup v oblasti vývoje nových technologií a podpory provozu, zlepšení politického klimatu a komunikace s veřejností a harmonizace kontrolní činnosti):

- Iniciativě průmyslu a výzkumu sdruženého v **Sustainable Nuclear Energy Technology Platform (SNE TP)** – Sdružení klíčových subjektů v oblasti jaderné energetiky (obdobné TP existují v EU i pro další oblasti) na bázi Vision Report [19] a mající před dokončením Strategický plán výzkumu a vývoje (Strategy Technology Research Agenda – SRA) a Strategii uvádění na trh (Deployment Strategy – DS). Cílem je zajistit spolupráci na demonstraci jednotlivých technologií a potřebném výzkumu a vývoji.
- Evropském jaderném energetickém fóru (**European Nuclear Energy Forum – ENEF**) [20]. V rozhodnutí Evropské rady z 8.–9. března 2007 bylo rozhodnuto o organizaci široké diskuse mezi všemi zainteresovanými stranami (včetně Greenpeace atd.) o příležitosti a riziku jaderné energetiky; zasedání ENEF se střídavě konají v Bratislavě a v Praze.
- **High Level Group on Nuclear Safety and Waste Management** [21], ustavené Evropskou komisí na základě článků 31 a 32 Euratom Treaty a na základě odpovídajících usnesení a závěrů Evropského parlamentu, Evropské rady a Evropské hospodářské a sociální komise. High Level Group je pověřena urychleně dosáhnout harmonizace, popřípadě dalších evropských regulací v této oblasti; v zásadě se jedná o harmonizaci dozoru nad jadernou bezpečností a nakládáním s radioaktivními odpady.

SNE TP

Základní stanoviska SNE TP jsou [19]:

- Jaderná energetika je klíčovým prvkem budoucího evropského „low carbon“ energetického systému, zajišťujícího současné naplnění všech tří očekávání: bezpečnosti dodávek a snížení závislosti na dovozu ropy a zemního plynu k zajištění primárních zdrojů energie, redukci emise skleníkových plynů a zvýšení konkurenceschopnosti evropského průmyslu.
- Budoucí světový vývoj jaderné energetiky (renesance jaderné energetiky) je založen na lehkovodních reaktorech III. generace, kde je zájmem Evropy udržet si vedoucí postavení. Podle skromných odhadů World Energy Council (WEC) se očekává, že spotřeba energie vzroste do roku 2050 na 14 Gtoe z dnešních 10 a podle WEC je zapotřebí, aby jaderná energetika pokryla minimálně 2,5 Gtoe (což odpovídá instalovanému výkonu 1300 GWe, tedy 3,5x více než dnes).
- Vývoj Gen IV rychlých reaktorů s uzavřeným palivovým cyklem musí být dotažen do komerčního stadia. Tyto reaktory mohou být uvedeny na trh v polovině století a mohou zajistit dlouhodobou udržitelnost jaderné energetiky. Recyklováním druhotné suroviny ve vyhořelém palivu a ochuzeném uranu mohou zajistit udržitelný zdroj energie na tisíce let a učinit Evropu zcela nezávislou na dovozu energetických surovin. Uvedení těchto reaktorů na trh může být urychleno v závislosti na potřebách zajištění energetické bezpečnosti.
- Systémy Gen IV s uzavřeným palivovým cyklem významně minimalizují objem, radiotoxicitu a vývin tepla ve zbylých vysoce radioaktivních odpadech vyžadujících uložení v hlubinných úložištích. V důsledku toho je možné významným způsobem zmenšit potřebný objem a dobu izolace od okolí. Příprava otevření hlubinného úložiště významným způsobem pokročila ve Finsku, Švédsku a Francii.

- Významný je též vývoj využití jaderné energie pro další účely, výroba alternativních paliv pro dopravu (vodíku a biopaliv) a dodávky vysokopotenciálního tepla pro průmyslové aplikace.

ENEF

Evropské jaderné energetické fórum (ENEF) vzniklo z iniciativy Evropské komise a v březnu 2007 bylo podpořeno Evropskou radou. Cílem ENEF je podpořit transparentní neideologickou debatu o jaderné energetice mezi jednotlivými aktéry. První setkání se uskutečnilo v Bratislavě 26.–27. listopadu 2007, konkrétně se diskutovaly otázky příležitosti, rizika a informování/transparentnosti. K jednotlivým oblastem pak byly ustaveny pracovní skupiny, které se svými závěry seznámily Pražské fórum:.

A. Příležitosti jaderné energetiky [22]:

Tab. 10.8: SWOT analýza příležitostí

	Silné stránky	Slabé stránky
E k o n o m i e	• Efektivní z hlediska výrobních nákladů • Nízká citlivost k ceně paliva • Vysoký koeficient využití • Vysoká hustota energie (snadná skladovatelnost paliva) • Pozitivní vliv stabilních a predikovatelných nákladů na elektrickou energii a na hospodářství	• Pomalá odezva na špičkové potřeby • Nejistota vlivu nárůstu investičních nákladů na budoucí konkurenceschopnost
Ž i v o t n í p r o s t ř e d í	• Nulové emise CO₂ během provozu • Celkový vliv na životní prostředí je u jaderné energetiky výrazně menší než u fosilních paliv (emise skleníkových plynů, znečišťování ovzduší, objemy odpadů a spotřeba materiálů) • Malý vliv na životní prostředí v regionu • Excelentní bezpečnostní historie (Pozn.: Některé názory poukazují na havárii Černobylu a některé další události, podrobněji v jiných místech textu.)	• Významný možný vliv na životní prostředí v případě jaderné havárie
S o c i á l n í	• Důležitá domácí přidaná hodnota (Evropa je v čele technologického vývoje) • Zanedbatelný vliv na zdraví obyvatelstva během normálního provozu	• Institucionální a technická omezení k zajištění nešíření jaderných zbraní • Nezbytnost dlouhodobé izolace radioaktivních odpadů od životního prostředí • Vysoký počet úmrtí v případě jaderné havárie (i když je pravděpodobnost havárie extrémně nízká)

Závěr 1

- V široké oblasti budoucích scénářů je jaderná energie nejlevnější variantou pro centralizovanou výrobu elektřiny v základním zatížení.
- Srovnávací analýzy celého životního cyklu z hlediska emise skleníkových plynů, znečištění ovzduší a spotřeby materiálů pro jaderné technologie a ostatní

technologie ukazují, že celkový vliv jaderné energie na životní prostředí je výrazně menší než u fosilních elektráren.

- Sociální výhody jaderné energetiky zahrnují přímou zaměstnanost a pozitivní vliv stabilních a předvídatelných nákladů na elektřinu na hospodářství.

Závěr 2 Financování jaderné energetiky je možné zajistit bez státních dotací.

- Konkurenceschopnost jaderné energetiky je podmíněna náklady na financování, což je možné minimalizovat vhodným posouzením rizik a modelem sdílení nákladů a rizik.
- Různé modely dlouhodobých kontraktů mohou pomoc převést konkurenční výhody jaderné energetiky do konečné ceny pro zúčastněné spotřebitele.

10.6 Rizika jaderné energetiky

Pracovní skupina prezentovala stav diskuse ke třem tématům:

a. Harmonizace bezpečnostních požadavků:

Je zapotřebí respektovat jasnou hierarchickou strukturu odlišujících bezpečnostní principy (např. IAEA Fundamental Safety Principles) od detailnějších požadavků (jako jsou požadavky WENRA).

Doporučení EU (na základě SWOT analýzy):

- EU direktiva ke „Common Fundamental Safety Principles for Nuclear Installations“ je dostačujícím regulačním nástrojem jako první krok k zavedení „European nuclear safety standards“.
- Pokud jde o „WENRA Reactor Safety Reference Levels“ pro provozované jaderné elektrárny, je zapotřebí analyzovat, zda je odpovídající direktiva nebo doporučení a jaký by měl být rozsah harmonizace.

b. Nakládání s jadernými odpady:

Základní prvky národního plánu postupu „roadmap“:

- Jasné politické rozhodnutí.
- Transformace politického rozhodnutí do legislativy, kontrolní činnosti a organizačního uspořádání.
- Vybudování geologického úložiště.

Role orgánů EU:

- Poskytování neutrálních a přesných faktických informací.
- Požadovat na členských státech ustavení konkrétního programu.
- Nabádat členské země ke sdílení „best practice“.
- Zajistit odpovídající míru bezpečnosti při nakládání s radioaktivními odpady.

Další kroky pracovní skupiny:

- Identifikace faktorů úspěšnosti a „good practices“.
- Vypracování praktického plánu postupu „roadmap“.

c. Výchova a vzdělávání:

Nedostatek vysoce kvalifikovaných lidských zdrojů u všech účastníků do roku 2020 může být masivní bariérou pro:

- zahajované nové stavby a mnozí se plány na výstavbu nových jaderných elektráren;
- roli, kterou může EU hrát na světovém trhu a ve vedení vývoje nových high-tech v oblasti jaderného štěpení (a fúze).

Akademické vzdělávání:

- Návrh: EK by měla zpracovat detailní studii k získání jasné perspektivy potřeb lidských zdrojů na 10 až 25 let a přesně identifikovat slabá místa v evropském jaderném sektoru.
- Pracovní skupina určí rozsah, zaměření a technické detaily studie.

Postgraduální výchova:

- Potřeba evropské „všeobecné jaderné kultury (culture générale nucléaire)“, postgraduální prakticky orientované výchovy profilu řídicích kádří pro nejaderné inženýry, ekonomy, právníky atd. poskytované prostřednictvím renomované, centralizované, zaměstnavateli vlastněné organizace, která by byla široce uznávaná a certifikovaná (v rámci EU) – **European Trainee Academy on Nuclear**.
- Potenciální vlastníci musí připravit smlouvu o smlouvě budoucí definující základy pro založení **European Trainee Academy on Nuclear**.

Střední školství:

- Vzhledem k jazykovým bariérám by se mělo postupovat na místní/regionální úrovni.
- Vytvořit povědomí o problému nedostatečného zájmu o technické disciplíny a zavést podmínky ke zlepšení shromažďování, sdílení a překládání materiálů (best practises).

10.7 Informace a transparentnost v oblasti jaderné energetiky

Pracovní skupina se soustředila na tři otázky:

a. Lepší informovanost, s následujícími doporučeními:

- Povzbudit vlády/parlamenty k pořádání pravidelných veřejných diskusí.
- Propagovat místní informační komise.
- Otevřít jaderná zařízení veřejnosti.
- Vytvořit platformu nebo povzbuzovat existující platformy k výměně nejlepších zkušeností s komunikací v oblasti jaderné energetiky.

b. Důvěra, účast a Arhaus Convention (AC – Directive 2003/4/EC Access to Environmental Information) s následujícími doporučeními:

- AC se plně vztahuje na jaderný sektor: aktuální informování a účast občanské společnosti by měly přispět ke vzájemné důvěře.
- Implementovat AC:
 - Stále existuje nespokojenost a silná očekávání občanské společnosti od účinné implementace AC.
 - Pozorován je však pokrok a dobrá praxe.
- Je zapotřebí další dialog a experimentování s praktickou implementací AC na národní/EU úrovni s lepší účastí místních hráčů a nevládních organizací.

c. Rozšiřování dobrých zkušeností, s následujícími doporučeními:

- Stavět na dobrých zkušenostech s obecními/místními komisemi, místní partnerství k budování odpovědnosti.
- Hodnotit nejlepší postupy s místním obyvatelstvem.
- Příklady dobrých postupů:
 - Zapojit vedle provozovatelů, expertů a veřejných osobností nové kategorie hráčů.
 - Zapojit občanskou společnost do rozhodovacího procesu.
 - Poskytovat expertizy a znalosti místním účastníkům.

Nedořešené otázky a další kroky:

- Vytvořit víceúrovňový model zahrnující vrcholové vedení k projednání otázek informovanosti a transparentnosti v jaderné energetice.
- Zformulovat jasné návody, jak komunikovat o jaderných aktivitách.
- Vyhodnotit, kde vést dělicí čáru mezi veřejným a tajným, a vymyslet, jak umožnit přístup k informacím i v případě jejich utajování.
- Zajistit účast na začátku, kdy lze reálně ovlivňovat rozhodování.
- Diskuse významu jaderných aktivit v rámci národní energetické politiky.
- Pokračovat v úsilí šíření dobré praxe, pokud jde o budování občanské zodpovědnosti a přístupu k expertizám.
- Posoudit, jaká může být role různých dotčených stran.

Je možné konstatovat, že až na zástupce Greenpeace a The Greens – European Free Alliance účastníci Pražského ENEF fóra využití jaderné energie k naplňování cílů Evropské energetické politiky podpořili.

10.8 Mezinárodní spolupráce

EU si je vědoma, že v řadě případů je třeba účastnit se globálních iniciativ obvykle zahájených USA, proto se:

- EURATOM zapojil do Gen IV International Forum (GIF), směřujícímu k vývoji nových technologií,
- Převážná většina členských států EU se zapojila do Global Nuclear Energy Partnership (GNEP) směřující k společnému zajištění přístupu k palivovému cyklu a specifickým technologiím pro menší rozvojové země bez potřebné infrastruktury.

Zároveň Evropská komise uzavřela nebo připravuje k posílení svých budoucích exportních pozic dvoustranné smlouvy o spolupráci s USA, Ruskem, Čínou, Japonskem a Indií.

EU (Evropská komise, průmysl – elektrárenské společnosti a dodavatelský průmysl a výzkumně vývojová sféra) spatřují v jaderné energetice jednu z klíčových oblastí nabízejících:

- dosažení deklarovaných cílů v oblasti energetiky v EU a
- obrovskou exportní příležitost pro evropský průmysl.

Evropská komise činí nezbytné kroky k udržení vedoucí pozice EU v oblasti jaderné energetiky ve světě.

10.9 Jaderná energetika v ČR

V roce 2006 bylo v České republice vyrobeno celkem 84,361 TWh elektrické energie a z toho 31 % pochází z jaderných elektráren Dukovany (EDU) a Temelín (ETE). Jejich společný výkon 3760 MW představuje 21,5 % z celkového instalovaného výkonu v ČR. Jaderné elektrárny Dukovany a Temelín významným způsobem redukuje potenciální emise skleníkových plynů v ČR (30 Mt CO₂ oproti uhelným a 11 Mt CO₂ oproti paroplynovým). Prodloužením jejich životnosti na 60, popřípadě více let lze dále významně snížit výrobní náklady na výrobu elektřiny v ČR [25]:

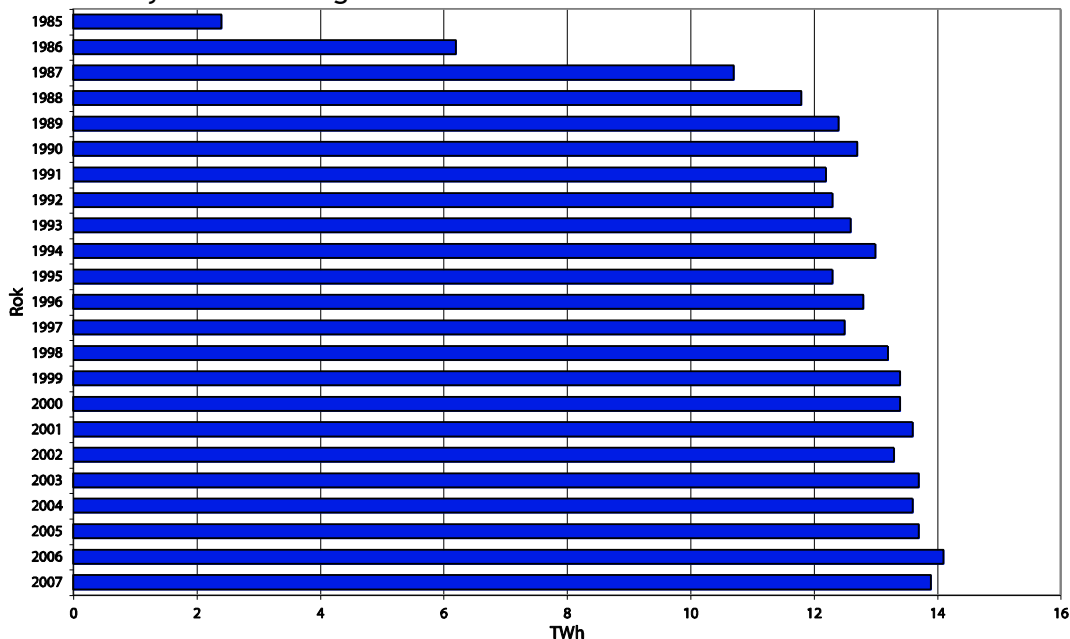
Jaderná elektrárna Dukovany:

Hlavní údaje:

- 4 bloky s reaktory VVER 440, uvedení do provozu roku 1985 až 1987.
- Technický projekt: SSSR.
- Prováděcí projekt: Energoprojekt Praha.
- Generální dodavatel stavby: Průmyslové stavby Brno.
- Generální dodavatel technologie: Škoda Praha.
- Více než 80 % použitých zařízení bylo vyrobeno v ČR.
- Instalovaný výkon elektrárny 4 x 440 MW.
- Nízké provozní náklady: EDU vyrábí nejlevnější proud v ČR: 1 kWh za 0,60 Kč.
- Produktivita: od roku 1985 bylo do konce roku 2006 na všech čtyřech blocích elektrárny vyrobeno celkem téměř 266 TWh elektrické energie, což je nejvíce ze všech elektráren v České republice. EDU pokrývá přibližně 20 % spotřeby elektřiny v ČR. Ročně vyrobí více než 14 TWh, což by stačilo k pokrytí spotřeby všech domácností v ČR. Provoz EDU je bezpečný a spolehlivý. Podle světově uznávané soustavy bezpečnostních a výkonnostních provozních indikátorů Index WANO elektrárna dosahuje úrovně srovnatelné s 20 % nejlepších jaderných elektráren na světě, v některých parametrech patří mezi absolutní špičku (kolektivní efektivní dávka, neplánované výpadky).

Ekologie: výroba elektřiny, kterou dosud dodala EDU, by v klasické elektrárně spalující severočeské hnědé uhlí obsahující síru znamenala kromě emisí SO₂ a NO_x především emisi 237 milionů tun skleníkového plynu CO₂. Jde o zhruba stejné množství, které ročně vypouští do ovzduší 5,2 milionu evidovaných motorových vozidel v ČR. Vytěženo by muselo být přibližně 190 mil. tun hnědého uhlí, které jsme tak ušetřili pro budoucnost.

Obr. 10.13 - Výroba el. energie v EDU



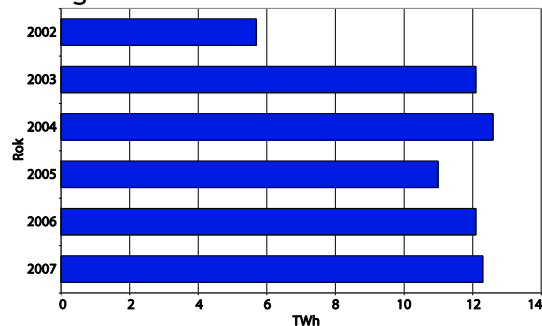
- Perspektivnost: Elektrárna splňuje všechny předpoklady pro bezpečný a spolehlivý provoz po dobu 40 let, přičemž lze v závislosti na technickém a ekonomickém vývoji očekávat i další prodloužení životnosti na cca 60 let.

Jaderná elektrárna Temelín:

Hlavní údaje:

- 2 bloky s reaktory VVER 1000, uvedení do provozu v letech 2002 až 2003.
- Technický projekt: SSSR.
- Prováděcí projekt: Energoprojekt Praha.
- Generální dodavatel stavby: Vodní stavby Bohemia.
- Generální dodavatel technologie: Škoda Praha.
- Více než 80 % použitých zařízení bylo vyrobeno v ČR.
- V průběhu výstavby změna projektu a dodavatele hlavně v části systému řízení a kontroly a jaderného paliva, po výběrovém řízení dodávky fy Westinghouse.
- Více než 80 % použitých zařízení bylo vyrobeno v ČR.
- Dva bloky jaderné elektrárny Temelín o jmenovitém výkonu 2×1000 MW jsou největšími a nejnovějšími energetickými zdroji v ČR.
- Provoz ETE v roce 2006 přispěl k celkové výrobě elektřiny v akciové společnosti ČEZ podílem 19,4 %, v ČR asi 11 %. Následující graf znázorňuje výrobu ETE za období let 2002–2006

Obr. 10.14 - Výroba el. energie v JETE



ČR má pro provoz jaderných elektráren:

- nezbytnou legislativu a infrastrukturu (dozor nad jadernou a radiační bezpečností – SÚJB,
- organizaci zajišťující nakládání s vyhořelým palivem a radioaktivními odpady – SÚRAO,
- výzkumné a inženýrské zázemí – ÚJV Řež, a. s., SÚRO,
- vzdělávací systém na několika univerzitách),
- vládou schválnou Koncepci nakládání s radioaktivními odpady a vyhořelým jaderným palivem,
- funkční jaderný účet k financování nakládání s radioaktivními odpady,
- provozovatelé jsou povinni vytvářet na vázaných účtech finanční rezervu na vyřazování z provozu,
- v provozu jsou 3 úložiště nízko a středně radioaktivních odpadů a projekt hlubinného úložiště s jasným harmonogramem jeho uvedení do provozu v roce 2065.

Na výstavbě a dodávkách komponent pro jaderné elektrárny v ČR, SR a zahraničí se významným způsobem podílel český průmysl. Díky zpoždění výstavby jaderných elektráren Mochovce a Temelín zůstala značná část těchto kapacit zachována a jejich revitalizace bude snazší než ve státech, které přerušily výstavbu na 20 a více let.

10.10 Závěr

ČR má jedinečnou příležitost posunout a stabilizovat rozvoj své ekonomiky stabilizací energetických zdrojů na svém území a využitím dlouhodobých exportních příležitostí průmyslu, v případě jaderné energetiky to však není možné bez stabilní politické podpory a podpory potřebné infrastruktury včetně výzkumu a vývoje.

K využití příležitostí jak ve střednědobém, tak dlouhodobém horizontu je zapotřebí:

A. V horizontu kolem let 2020–2030:

1. Prodloužit životnost stávajících jaderných elektráren minimálně na 60 let a nárůst spotřeby elektrické energie v ČR a náhradu postupně odstavovaných uhelných elektráren v základním zatížení pokrýt výstavbou nových jaderných elektráren, dosáhnout lze až podílu na výrobě elektrické energie dosahované již dnes například ve Francii (77 %).

Přínosem bude:

1. Stabilizace nákladů na výrobu elektřiny na nejnížší úrovni a silná nezávislost na potenciálním nárůstu cen fosilních paliv a emisních povolenek skleníkových plynů.
2. Významné snížení emisí skleníkových plynů na území ČR.
3. Zajištěná bezpečnost dodávek elektřiny (zásoby přírodního uranu jsou v nerizikových zemích a nezávislost na dodavatelích ostatních služeb lze zabezpečit rozumnými zásobami paliva na několik let dopředu).
4. Pozitivní dopad do bilance zahraničního obchodu.

K zajištění je zapotřebí:

1. Zahájit proces výstavby v co nejkratší době (okamžitě pak správní řízení na přípravu výstavby), než nastane nedostatek dodavatelských kapacit a lidských zdrojů, což by mohlo zpoždit výstavbu o cca 10 let.
 2. Stabilní politické prostředí vzhledem k délce výstavby a době návratnosti investice, obdobně jako je tomu všude ve světě, kde probíhá nebo se připravuje výstavba nových jaderných elektráren.
 3. Zjednodušení legislativy.
 4. Rozumné pokrytí rizik ať již více investory, nebo účastí odběratelů.
- II. V maximální míře využít elektráren v základním zatížení (včetně jaderných) k dodávkám tepla do sítí CZT.

Přínosem bude:

1. Stabilizace nákladů na dodávky tepla na nejnížší úrovni a silná nezávislost na potenciálním nárůstu cen fosilních paliv a emisních povolenek skleníkových plynů.
2. S mírnou penalizací výroby elektřiny využití alespoň části tepla jinak odváděného do okolí v chladicích věžích.
3. Snížení emise skleníkových plynů.

K zajištění je zapotřebí:

1. Modifikace státní energetické politiky pro oblast teplárenství.
2. Úprava stávající legislativy.

III. Zvýšit účast českého průmyslu a inženýrských kapacit na výstavbě jaderných elektráren doma a v zahraničí.

Přínosem bude:

1. Zaměření českého průmyslu i do perspektivní oblasti jaderné energetiky, se kterou má průmysl bohaté zkušenosti.
2. Orientace do oblasti s vysokou přidanou hodnotou.

K zajištění je zapotřebí:

1. Podpořit domácí průmysl zahájením výstavby JE v ČR, a tím získat výhodnější postavení u světových dodavatelů jaderných elektráren.
2. Dát účast domácího průmyslu jako jedno z kritérií výběru partnera(ů) pro výstavbu jaderných elektráren.

IV. Realizovat výstavbu nových bloků elektrárenskou společností ČEZ, a. s. s významným majetkovým podílem státu.

Přínosem bude:

1. Výrazné zvýšení hodnoty majetkového podílu nebo zvýšená hodnota získávaných dividend.
2. Možnost dlouhodobého kontraktu na dodávky elektřiny ke stabilizaci tržní ceny elektřiny v ČR, nebo zajištění bezpečnosti dodávek v případě nedostatku elektřiny v regionu.

K zajištění je zapotřebí:

1. Odbourat politické vlivy na investiční politiku společnosti.

B. V horizontu kolem let 2040–2050:

V. Zahájit výstavbu rychlých reaktorů po roce 2040.

Přínosem bude:

1. Přejít na druhotné zdroje ve vyhořelém palivu a ochuzeném uranu, jehož zásoby v ČR v té době budou dostačovat na stovky let.
2. Významné snížení radiotoxicity a potřebné doby izolace vysoce aktivních odpadů od životního prostředí v důsledku spalování uranu, plutonia a minoritních aktinidů obsažených ve vyhořelém palivu z provozovaných jaderných elektráren.
3. Udržení dlouhodobého zapojení průmyslu na výstavbě jaderných elektráren po roce 2040.

K zajištění je zapotřebí:

1. Zapojení ČR do výzkumu v této oblasti v rámci SET Plan EU, GIF a GNETP.
2. Účast na výstavbě demonstrační jednotky v rámci EU (public private partnership na základě Iniciativy průmyslu EU) dodávkami zařízení.

VI. Zahájit výstavbu jaderných zařízení s produkcí vodíku k přímému využití nebo výrobě syntetických paliv (ať již z obnovitelných zdrojů, uhlí nebo recyklovaného CO₂) pro dopravu.

Přínosem bude:

1. Zajištění bezpečné a cenově přijatelné dodávky paliv pro dopravu.
2. Významné snížení emise skleníkových plynů v dopravě.
3. Udržení dlouhodobého zapojení průmyslu na výstavbě jaderných elektráren po roce 2040.

K zajištění je zapotřebí:

1. Zapojení ČR do výzkumu v této oblasti v rámci SET Plan EU, GIF a GNETP.

2. Účast na výstavbě demonstrační jednotky v rámci EU (public private partnership na základě Iniciativy průmyslu EU) dodávkami zařízení.

Kapitola jaderná energetika byla oponována 28. 8. Dva ze čtyř oponentů souhlasí s kapitolou v plném rozsahu, výhrady zbylých dvou oponentů byly, na základě rozhodnutí NEK, řešeny společným vypracováním doplňujících textů ke kapitole, které jsou uvedeny v Dodatku kapitoly Jaderná energetika, který je její nedílnou součástí.

10.11 Reference

- [1] F. Pazdera: Potenciální role jaderné energetiky – možnosti a překážky Jaderná energie – útlum, nebo rozvoj. Centrum pro Ekonomiku a politiku, Praha, 5. 4. 2007.
- [2] F. Pazdera: Podrobná bilance jádra a související aspekty jaderné problematiky. Seminář Liblice, 9. 1. 2008.
- [3] Akira Omoto, DIR-NENP: Global Trends in Nuclear Power and WR Conference. Preparatory meeting for the International Conference on Opportunities and Challenges for Water Cooled Nuclear Power Plants in the 21st Century to be held on 27–30 October 2009 at IAEA Headquarters in Vienna. IAEA, 3 to 5 June 2008.
- [4] F. Pazdera: Postavíme Temelín 3&4? Aneb jádro v době své „renesance“. 7. výroční kongres energetického průmyslu v ČR. ČEPKON 2008 – Ve světle nové legislativy!, 10.–11. června 2008, Hotel Crowne Plaza, Praha.Gen IV. International Forum. 2007 Annual Report.
- [6] Řež Group – Výzkum a vývoj nových technologií pro dlouhodobě udržitelnou jadernou energetiku. Scientific American, české vydání listopad–prosinec 2007.
- [7] A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems, GIF002-00, Issued by the U.S. DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee and the Generation IV International Forum, December 2002.
- [8] Global Nuclear Energy Partnership. Operating Documents. February 26, 2008.
- [9] Uranium 2005: Resources, Production and Demand in Perspective. OECD 2005. NEA No. 6098.
- [10] IAEA PRIS Data Base 2007.
- [11] Energy & Transport in Figures 2006, Part 2: Energy, European Commission, DG TREN
[http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/pocketbook/doc/2006/2006_energy_en. Pdf.](http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/pocketbook/doc/2006/2006_energy_en.Pdf)
- [12] World Energy Outlook 2006, OECD/IEA.
- [13] COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN COUNCIL AND THE EUROPEAN PARLIAMENT AN ENERGY POLICY FOR EUROPE – COM(2007) 1 final, 10. 1. 2007.
- [14] COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION Brussels, 9 March 2007 7224/07 CONCL 1.
- [15] Directorate-General for Energy and Transport – prezentace k „Energy Policy for Europe“.
- [16] COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE COUNCIL, THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS A EUROPEAN STRATEGIC ENERGY TECHNOLOGY PLAN (SET-PLAN) 'Towards a low carbon future' – COM(2007) 723 final, 22. 11. 2007.

- [17] 2845th TRANSPORT, TELECOMMUNICATIONS AND ENERGY Council meeting, Brussels, 28. February 2008.
- [18] COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION Brussels, 14 March 2008 7652/08 CONCL 1.
- [19] The Sustainable Nuclear Energy Technology Platform. A vision report. Directorate-General for Research, Euratom, 2007, EUR 22842.
- [20] COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION Brussels, 9 March 2007 7224/07 CONCL 1.
- [21] COMMISSION DECISION of 17 July 2007 on establishing the European High Level Group on Nuclear Safety and Waste Management (2007/530/Euratom).
- [22] Jean-Pol Poncelet, Advisor to the CEO of AREVA: Presentation of Working Group activities: The opportunities of nuclear energy. 2nd European Nuclear Energy Forum, 22 & 23 May 2008, Czernin Palace (Ministry of Foreign Affairs), Prague.
- [23] Walter Hohlefeldler, Advisor to the CEO of EON: Presentation of Working Group activities: The risks of nuclear energy. 2nd European Nuclear Energy Forum, 22 & 23 May 2008, Czernin Palace (Ministry of Foreign Affairs), Prague.
- [24] János Tóth, Chairman of the Energy Section of the European Economic and Social Committee: Presentation of Working Group activities: Transparency. 2nd European Nuclear Energy Forum, 22 & 23 May 2008, Czernin Palace (Ministry of Foreign Affairs), Prague.
- [25] Roční zpráva 2006 Jaderné elektrárny společnosti ČEZ, a. s.
- [26] L. Žežula, J. Královec, F. Pazdera: Podrobná bilance jádra a související aspekty jaderné problematiky – Etapa 1. ÚJV Řež, a. s., 2007.
- [27] L. Žežula, J. Královec, F. Pazdera: Podrobná bilance jádra a související aspekty jaderné problematiky – Etapa 2. ÚJV Řež, a. s., 2008.

10.12 Dodatek ke kapitole Jaderná energetika

Na základě rozhodnutí NEK byly zpracovatelem společně s oponenty vypracovány doplňující texty ke kapitole Jaderná energetika v těchto 6 oblastech:

Příloha 1: Bezpečnost jaderných elektráren – oponent Dalibor Stráský, 1 str.

Příloha 2: Zásoby uranu a kapacity přední části palivového cyklu – oponent Dalibor Stráský, 2 str.

Příloha 3: Vliv těžby uranu na životní prostředí – oponent Martin Sedlák, 3 str.

Příloha 4: Investiční náklady na jadernou elektrárnu – oponent Martin Sedlák, 3 str.

Příloha 5: Občanskoprávní odpovědnost za škody způsobené provozem jaderných zařízení – oponent Martin Sedlák, 4 str.

Příloha 6: Hlubinné úložiště vyhořelého jaderného paliva – oponent Martin Sedlák, 1 str.

10.12.1 Příloha 1: Bezpečnost jaderných elektráren

Dalibor Stráský, František Pazdera

Postupným vývojem jaderných elektráren bylo dosaženo relativně vysoké bezpečnosti stávajících reaktorů. U dnes provozovaných reaktorů dochází k prodlužování jejich životnosti ze 40 let na 60 let. Předpokládaná renesance jaderné energetiky může vést celosvětově k výrobě až 25 % elektrické energie v JE ([1] – scénář BLUE Map) při nárůstu její spotřeby až 3x, což zvýší celkový počet reaktor-roků za životnost JE cca 5x. JE III. a III+. generace mají mít dostatečně sníženou pravděpodobnost velkého úniku (10^{-7} – $5 \cdot 10^{-8}$) vůči dnes provozovaným JE II. generace (pravděpodobnost velkého úniku 10^{-5} – 10^{-6}) tak, aby se celkové riziko z využívání jaderné energie nezvýšilo.

Jaderné reaktory IV. generace jsou ve fázi vývoje. První demonstrační jednotky mají být uváděny do provozu po roce 2020 a jejich komercializace se předpokládá po roce 2035–2050. Požadavek na jadernou bezpečnost byl stanoven tak, aby jejich bezpečnost odpovídala úrovni bezpečnosti reaktorů III. a III+. generace.

Literatura

- [1] ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVES. Scenarios & Strategies to 2050.
International Energy Agency. OECD/IEA 2008.

10.12.2 Příloha 2: Zásoby uranu a kapacity přední části palivového cyklu

Dalibor Stráský, František Pazdera

Nejúplnější a nejaktuálnější přehled o celosvětových zásobách uranu dává „Red Book“ [1]. Zásoby uranu stejně jako např. u ropy a plynu jsou v rámci jejich omezenosti dynamické, s postupujícím průzkumem narůstají a spotřebou ubývají. Jejich dostupnost je též závislá na nákladech na těžbu.

Red Book 2007 [1] předkládá údaje uvedené zde v tab. 1.

Tab. 10.9: Zásoby uranu ve světě

	Zásoby uranu, t U	Náklady na těžbu, do USD/kg U
Identified Resources	5 469 000	130
Reasonably Assured Resources	3 338 000	130
Inferred Resources	2 130 000	130
Prognosticated Resources	2 769 000	130
Speculative Resources	7 771 000	130
Celkem konvenční zásoby	21 477 000	130
Phosphorite	95 918 000	130
Seawater	4 000 000 000	700
Celkem nekonvenční zásoby	4 095 918 000	

Japonské zdroje udávají na základě nejnovějšího technologického vývoje náklady na získávání uranu z mořské vody ve výši 200 USD/kgU [2], MIT předpokládá s určitým konzervatismem cca 400 USD/kg U.

Předpokládejme spotřebu přírodního uranu typického moderního tlakovodního reaktoru dle tab. 10.10

Tab. 10.10: Potřeba a spotřeba přírodního uranu v typickém moderním tlakovodním reaktoru o výkonu 1000 MWe

Typický reaktor PWR	Jednotky	Veličiny
Instalovaný výkon	GWe	1,00
Vyrobená elektrická energie	TJ/rok	26 806
Vyrobená elektrická energie	TWh/rok	7,45
Potřeba přírodního uranu	t U/rok/GWe	175,63
Spotřeba uranu	t U/rok/GWe	0,91
Měrná potřeba uranu	t U/TWh	23,59
Load faktor		0,85
Potřeba uranu za 80 let provozu	t U	14 051
Potřeba uranu za 60 let provozu	t U	10 538

Předpokládejme dále scénáře maximálního možného nasazení JE ve světě [3, 4].

Scénář:

- A. 25 % podílu na výrobě elektřiny ve světě v roce 2050.
- B. 16 % podílu na výrobě elektřiny ve světě v roce 2050.

V případě alokace přírodního uranu na celou dobu životnosti elektrárny dojdou konvenční zásoby přírodního uranu v roce 2050 pro scénář A a v roce 2080 pro scénář B. V případě sledování pouze skutečné potřeby uranu v roce 2070 pro scénář A a v roce 2095 pro scénář B. Rozdíl ve vyčerpání zásob uranu je dán nespotřebovaným uranem vyčleněným na zajištění paliva pro zbylou životnost parku s jadernými reaktory, obvykle se uvažuje pro scénář s přechodem na rychlé reaktory.

Jaderná energetika počítá se dvěma scénáři vývoje:

- nasazením rychlých reaktorů kolem let 2040–2050 a spotřebováváním druhotných zásob uranu bez dalších nároků na těžbu (uranu a Pu ve vyhořelém palivu a ochuzeném uranu na skladech obohacovacích závodů) a
- přechodem na nekonvenční zásoby uranu ve fosfátech a mořské vodě.

Předpokládaná renesance jaderné energetiky by vyžadovala urychlené navýšení všech kapacit přední části palivového cyklu (stávající kapacity jsou dimenzovány na stávající počty reaktorů):

- otevírání nových uranových dolů,
- konverzních závodů,
- obohacovacích závodů,
- závodů na výrobu palivových článků.

S vědomím obdobných termínů výstavby jako u jaderných elektráren lze očekávat, že bude započato s jejich výstavbou co nejdříve. Budoucí investoři by si měli příslušné kapacity smluvně zabezpečit. Je třeba si uvědomit, že uvedené scénáře by vyžadovaly zvýšení kapacit na dvojnásobek až trojnásobek k roku 2030 a trojnásobek až pětinasobek k roku 2050.

Literatura

- [1] Uranium 2007: Resources, Production and Demand. OECD, International Atomic Energy Agency. OECD 2008.
- [2] Prof. Pavel Hejzlar, MIT, soukromé sdělení.
- [3] World Energy Technology Outlook 2050. WETO H₂. EUR 22038. 2006.
- [4] ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVES. Scenarios & Strategies to 2050. International Energy Agency. OECD/IEA 2008.

10.12.3 Příloha 3: Vliv těžby uranu na životní prostředí

Martin Sedlák, František Pazdera

Těžba uranu může významně ovlivnit životní prostředí zejména v místě ložiska. Ekologické zátěže z těžby zahájené v dřívějších letech dosud nebyly zcela odstraněny.

Negativní dopady těžby v současnosti jsou zmírněny novými technologiemi a způsobem těžby. Pokročilejší úroveň monitorovacích systémů pak umožňuje lépe kontrolovat dodržování dnešních legislativních požadavků a při jejich dodržování jsou vlivy na životní prostředí minimalizovány. Avšak nelze očekávat stejný přístup k ochraně životního prostředí u ložisek nacházejících se v Africe či Asii jako u ložisek v místech s demokratickými kontrolními mechanismy. Proto záleží na úrovni legislativního prostředí, v kterém se uran těží.

Problémem ve vyspělých státech je zejména přijatelnost těžby uranu pro veřejnost. V některých případech její existence může ohrozit cenné přírodní nebo kulturní bohatství. Příkladem je uranový důl v Národním parku Kakadu (Austrálie).

Potenciální zátěž uranových dolů pro životní prostředí představuje vytěžená radioaktivní hlšina, odčerpávání kontaminované podzemní vody nebo riziko úniku kalů vznikajících při zpracovávání uranové rudy. Obdobné problémy vznikají při těžbě surovin obecně.¹

Detailní popis ekologických aspektů těžby uranu lze nalézt např. v [1]. (Názory některých ekologických organizací na těžbu uranu nalezneme např. v [2].)

K porovnání významu starých ekologických zátěží v oblasti energetiky v ČR, může posloužit porovnání nákladů na likvidaci starých ekologických zátěží z těžby uranu a černého uhlí.

Porovnání nákladů na odstranění historických ekologických škod po těžbě surovin v ČR podle podkladů DIAMO, s. p. [3]

Hlubinnou těžbou na území ČR bylo vytěženo 97 996 t uranu a očekávané náklady na likvidaci ekologických škod způsobených touto těžbou k roku 2021 jsou 20,57 mld. Kč (včetně MAPE). Vyluhováním bylo vytěženo 15 000 t U a předpokládané náklady na likvidaci ekologických škod způsobených touto těžbou jsou odhadnuty na 91,0 mld. Kč.

Těžba uranu v ČR byla započata z vojenských důvodů krátce po skončení druhé světové války, teprve v 70. letech se vytěžený uran začal ve větší míře využívat i pro potřeby jaderné energetiky.

Ekologické zátěže z dřívější těžby uranu v ČR představují:

- důlní těžba uranu v ČR: vytěženo bylo 97 996 t U; odstranění starých ekologických zátěží je plánováno na 20,57 mld. Kč;
- chemická těžba uranu v ČR: vytěženo bylo 15 000 t U; odstranění starých ekologických zátěží je plánováno na 91 mld. Kč.

V ČR bylo do roku 2008 vyrobeno v JE cca 320,3 TWh, na což se spotřebovalo cca 9500 t přírodního uranu (cca 10 % vytěženého uranu v ČR). Při potřebě přírodního uranu na výrobu elektřiny v JE 23,6 t U/TWh by náklady na výrobu elektřiny vzrostly o 0,0065 Kč/kWh při důlní těžbě a o 0,180 Kč/kWh při chemické těžbě.

Pro porovnání uvedme likvidaci následků těžby černého uhlí na Ostravsku, používaného v uhelné elektrárně Dětmarovice. Na produkci 100 TWh elektrické energie v elektrárně Dětmarovice by bylo nutno dodat do elektrárny 33,365 mil t černého uhlí. Náklady na odstranění ekologických škod (sanační, likvidační práce do roku 2032) se očekávají ve výši 10,26 mld. Kč. Alokace těchto ekologických škod do vyrobené energie by navýšila měrné výrobní náklady o 0,0076 Kč/kWh.

Závěr

Staré ekologické zátěže z těžby uranu jsou, vyjádřeno v měrných výrobních nákladech na elektřinu, (až na výjimky) nevýznamné a jsou srovnatelné s některými ekologickými zátěžemi z těžby uhlí pro uhelné elektrárny.

K jaderné energetice ovšem neodmyslitelně patří i potenciální rizika negativních dopadů z těžby uranu na životní prostředí. Při uvažování o jaderné energetice nelze tyto aspekty opomenout.

Literatura

- [1] Impact of new environmental and safety regulations on uranium exploration, mining, milling and management of its waste. Proceedings of a Technical Committee meeting held in Vienna, 14–17 September 1998. IAEA-TECDOC-1244.
- [2] Diehl P., Kreusch J.: Nuclear Fuel Cycle, HBS 2006.
- [3] DIAMO, s. p. – soukromá informace.

Příloha 3op – sporné názory

1. Zátěže těžby uranu na životní prostředí

1.1 Tvrzení oponenta

Oponent si uvědomuje významná poškození životního prostředí při těžbě uhlí nebo rud. V neprospěch těžby uranu mluví značné množství radonu a radioaktivních chudých rud.

Negativní dopady má na životní prostředí **kontaminovaná voda**, která se musí z dolů odčerpávat ve velkém množství a která se vypouští do řek a jezer. (Odpadní voda z kanadského dolu Rabbit Lake způsobila prudké zvýšení koncentrace uranu v usazeninách na dně jezera Wollaston. Zatímco přirozená koncentrace uranu v usazeninách nedosahuje ani 3 µg/g, v zátoce Hidden Bay dosáhla úrovně 250 µg/g. V říčních usazeninách v důlní oblasti Wismut Ronneburg byla naměřena koncentrace uranu a radia s aktivitou 3000 Bq/kg, tj. stonásobek přírodního pozadí.)

Z dolů je odvětráván **radioaktivní prach a radon**. (Z bývalého německého dolu Schlema-Alberoda uniklo v roce 1993 7426 milionů m³ kontaminovaného vzduchu s koncentrací radonu 96 000 Bq/m³).

Haldy hlušiny obsahují zvýšené množství radionuklidů oproti běžné zemině. Končí zde i příliš chudá ruda pro zpracování. Z hald se uvolňuje radon, dešťová voda vymývá radioaktivní a toxické materiály.

Lokální škody vyvolává také zpracování uranu: radionuklidy obsažené v odpadu z rozemílání uranu jsou zodpovědné za dvacetkrát až stokrát zvýšenou úroveň záření gama v okolí **skládek a odkališť**. Při vyschnutí nezakrytých odkališť se kontaminovaný prach dostává do širšího okolí. (V obcích v odkalištích ve východním Německu byla ve vzorcích naměřena vysoká úroveň radia 226 a arsenu).

Průsaky z kalových nádrží jsou riziko kvůli možné kontaminaci podzemních i povrchových vod. Hrozí, že se prvky jako uran a arsen dostanou do zásob pitné vody a do masa ryb. (Průsak ze skládky kalů v Helmsdorfu u dolu Wismuth byl před rekultivací odhadován na 600 000 m³ za rok, přičemž pouze polovinu uniklého objemu se podařilo zachytit a načerpat zpátky do nádrže. Průsaky znamenaly značnou kontaminační zátěž: sulfáty 24násobek limitu pro pitnou vodu, arsen 253x, uran 46x.)

Konkrétní příklady vycházejí se studie [2].

1.2 Komentář zpracovatele k tvrzení oponenta

K výhradám oponenta je nutno konstatovat toto:

- a. Zátěže těžby uranu na životní prostředí je třeba rozdělit na staré ekologické zátěže a zátěže ze současné těžby při dodržení stávajících požadavků.
- b. Staré ekologické zátěže je nutno sanovat (obdobná situace je i v jiných oblastech lidské činnosti).
- c. Stávající těžba uranu musí být v souladu s mezinárodně dohodnutými požadavky, v souladu s dokumenty MAAE a národní legislativou a při dodržení těchto požadavků jsou dopady na životní prostředí přijatelné obdobně jako v jiné důlní činnosti. Nad dodržováním předpisů musí být řádný dohled.

10.12.4 Příloha 4: Investiční náklady na jadernou elektrárnu

Martin Sedlák, František Pazdera

Výrobní blok jaderné elektrárny představuje, zejména kvůli svému jednotkovému výkonu (1000–1600 MWe), značné investiční náklady. Složitost narůstá dále dlouhou

dobou výstavby (cca 5 let přípravné práce a 5 let vlastní výstavba), vysokou životností zařízení, u nově stavěných elektráren 60 let, a jeho technologickou složitostí.

Za této situace jsou vyjma kontrahované ceny rozhodující náklady spojené s financováním výstavby, dodržení harmonogramu výstavby a udržení pod kontrolou vícenákladů, pokud nejsou smluvně vázány na dodavatele.

Porovnání měrných investičních nákladů („overnight cost“) základních elektráren vhodných k nasazení v režimu základního zatížení jsou v tab. 1.

Tab. 10.1: Měrné investiční náklady na elektrárny vhodné k nasazení do režimu základního zatížení

EUR/kWe	Skutečně kontrahované ceny – cenová úroveň 2005	Cenová úroveň 2008 – vlastní zdroj informací min.	Cenová úroveň 2008 – vlastní zdroj informací max.	Cenová úroveň 2008 – cizí zdroj informací	Roční eskalace, %
Jaderná elektrárna	2000	2800	3200	3000	2,3
Uhelná elektrárna	1000	1900	2200		2,3
Paroplynová elektrárna	500	780	820		2,3

Investiční náklady jsou též významně ovlivněny lokální cenovou úrovní, cca 100 % stavební a více než 30 % technologické části jsou místní dodávky.

Na druhé straně při zvládnutí tohoto rizika jsou JE oproštěny od rizika neurčitosti ceny povolenek a téměř od dopadu významného nárůstu cen paliva, jediným vážným rizikem je pak schopnost provozovatele udržet elektrárnu v bezpečném a spolehlivém provozu.

V měrných výrobních nákladech pak obvykle odpisy tvoří cca 60 % výrobních nákladů na elektřinu. Do výrobních nákladů dnes vcházejí i v ČR řádně ošetřené tzv. atomovým zákonem:

- tvorba rezerv na vázaném finančním účtu (na rozdíl od Německa, kde rezerva je tvořena jen na účtu pasiv) na vyřazování jaderného zařízení z provozu (technickou část způsobu vyřazování stanovuje SÚJB a ekonomickou, která se každých 5 let aktualizuje, SÚRAO), náklady na vyřazování se pohybují okolo 10 % investičních nákladů (overnight cost) a na výrobních nákladech se podílejí 3 %;¹
- odvod prostředků na likvidaci radioaktivních odpadů (včetně uložení vyhořelého jaderného paliva) na jaderný účet (50 Kč/MWh), tyto náklady se podílejí na celkových nákladech cca 5 %;¹
- palivová složka měrných výrobních nákladů dnes tvoří cca 10 % a
- ručení za jaderné škody cca 0,1 %.

Zbýlé náklady jsou převážné náklady na provoz a údržbu.

V minulosti byla často výstavba jaderných elektráren dotována a v některých případech muselo být financováno vyřazování z provozu; i v dnešní době se mohou některé případy jevit jako přímá či skrytá dotace pro jadernou energetiku.²

Investor musí při výstavbě jaderné elektrárny věnovat zvýšenou pozornost investičním nákladům.

Státní dotace na výstavbu a provoz jaderných elektráren jsou v ČR (v kontextu celé EU) zejména pro některé politické strany nemyslitelné. Investor/provozovatel musí být natolik silný, aby projekt investoval z bez státní dotace.

Příloha 4op – sporné názory

1. Likvidace jaderných zařízení

1.1 Tvrzení oponenta

Náklady na likvidaci elektráren:

Prof. Thomas o likvidaci jaderných elektráren v [1] říká: „*Náklady likvidace 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.*“

Likvidace vyhořelého paliva:

Autor sice uvádí, že tvorba rezerv je podrobována ekonomické analýze. Přesto lze vyjádřit pochybnost nad tím, že prostředky budou dostačující. Otázkou je především, jak je projekt likvidace vyhořelého paliva zajištěn proti náhlému navýšení rozpočtu při špatném postupu budování úložiště.

Tato ničím nepodložená cena, stanovená před více než dvaceti lety, však nevychází z konkrétní zkušenosti, protože nikde na světě neexistují úložiště vyhořelého paliva. Jakékoliv prognózy nákladů jsou velmi nepřesné. U projektu v USA, kde jsou s realizací nejdále, můžeme sledovat značné nárůsty nákladů na projekt. V případě, že by se kvůli špatnému projektu budování hlubinného úložiště prodražilo v poslední dekádě před jeho odhadovaným dokončením, bude to mít významný vliv na náklady původce vyhořelého paliva, nebo bude vyžadována státní pomoc z veřejných prostředků při řešení problému. Zákon také neřeší financování provozu úložiště po jeho dokončení.

1.2 Komentář zpracovatele k tvrzení oponenta

S tvrzením oponenta nelze souhlasit:

A. Náklady na vyřazování z provozu

V ČR je rezerva na vyřazování z provozu tvořena provozovatelem na vázaném účtu, byť úroky jsou příjmem vázaného účtu, metodika s nimi nepočítá. Způsob a náklady na vyřazení z provozu a s tím spojená tvorba se aktualizují každých 5 let s uvážením změn technologie, legislativních požadavků a změny cenové úrovně, tím je zajištěno, že nevznikne situace, které se oponent obává. Žádost o stanovení stropu legislativa neumožňuje, ba naopak ukládá provozovateli rezervu tvořit v plné výši a aktualizovat podle výše uvedeného postupu. Řada elektráren byla vyřazena z provozu a zcela odstraněna, tedy zkušenosti s touto činností existují.

B. Tvorba rezervy na nakládání s vyhořelým jaderným palivem a radioaktivními odpady
Tvorba rezerv na nakládání s vyhořelým jaderným palivem a radioaktivními odpady vychází z rozboru nákladů na vývoj, výstavbu, provoz, uzavření a monitorování hlubinného úložiště po jeho uzavření, část nákladů souvisí s otevřením úložiště a část

je úměrná ukládanému množství. Opět i zde je celý rozbor aktualizován minimálně s periodou 10 let.

Hlubinné úložiště je v pokročilé fázi výstavby ve Finsku a v ČR analyzované náklady se významně neliší od Finska, což je dáno zejména podobnou velikostí a horninovým prostředím. Jakékoliv změny v technologii, legislativě a cenových hladinách se promítají do velikosti stanoveného odvodu na jaderný účet, a to včetně případných více nákladů ze špatné přípravy hlubinného úložiště. Obavy oponenta tedy nejsou na místě.

Faktem, je že za přípravu hlubinného úložiště odpovídá státní organizace SÚRAO (zdroj rizik) a následky nese provozovatel (následky rizik), tedy vyšší angažovanost provozovatele v souladu s EU 15 by jeho rizika mohla snížit.

2. Skryté či otevřené dotace z veřejných prostředků pro jadernou energetiku

2.1. Tvzení oponenta

Některé z těchto faktorů jsou rizikové především v kontextu liberalizovaného trhu. Ilustrují to příklady z Velké Británie, kde stát musel vypomoci firmě provozující jaderné elektrárny při odvrácení bankrotu a následně převzít závazky za likvidaci jaderných elektráren. V případě Slovenska se také vyskytla státní pomoc s likvidací jaderných elektráren.

Při financování projektu jaderné elektrárny ve Finsku se objevily nestandardní mechanismy financování s pomocnou rolí státních institucí:

Za prvé 60 % investičních prostředků poskytlo konsorcium bankovních domů vedené Bayerische Landesbank, kterou většinově vlastní stát, na velmi nízký 2,6% úrok. V důsledku tedy jde o německou státní podporu německé firmy Siemens.

Za druhé společnost Areva, jež vlastní Framatome, dostala na projekt dotaci 610 milionů eur od francouzské státní exportní agentury COFACE, která je určena k podpoře vývozu do politicky nestabilních oblastí. Finsko tuto podmínku evidentně nesplňuje.

Vzhledem k sporným státním intervencím mohl dodavatel nabídnout nízkou cenu. Dodavateli se ji však nepodařilo udržet. Kvůli nekvalitě stavebních prací a průtahů, které v důsledku toho vznikly, je rozpočet aktuálně překročen o 1,5 mld. euro.

2.2 Komentář zpracovatele k tvrzení oponenta

Tvrzení oponenta je nutno segmentovat:

A. Dotace na likvidaci starých jaderných elektráren ve Velké Británii a v SROV
Ve Velké Británii se jedná o likvidaci starých zátěží z programu dvojího využití, reaktorů MAGNOX a laboratoří a zařízení, které pracovaly z velké části pro vojenský program, z doby, kdy jaderná energetika byla státní a nevytvářely se fondy ani na vyřazování z provozu, ani na konec palivového cyklu a nakládání s radioaktivními odpady (RAO). Obdobu bychom mohli najít v ocelářství i jinde.

V případě SR, jde opět o elektrárnu postavenou a provozovanou státem před zavedením dnešních pravidel, z tohoto důvodu nezačleněnou do standardního tržního prostředí během transformace ekonomiky. Navíc SR přistoupila na jednostranné odstavení, byť byla elektrárna modernizována na vysokou bezpečnostní úroveň.

B. Příklad British Energy (BE) privatizované a následně ponechané na liberalizovaném trhu

V tomto případě jsou tvořeny příslušné fondy, provozovány jsou reaktory AGR, tedy státní dotace na vyřazení z provozu a konec palivového cyklu nebyly předmětem dotace.

Předmětem dotace v tomto případě byla neschopnost firmy udržet se prodejem elektřiny na liberalizovaném trhu v situaci, kdy s liberalizací trhu s elektřinou nebyla zkušenost (BE provozovala pouze elektrárny pro základní zatížení a neměla pod kontrolou value chain – zejména distribuci), zisky tvořili tedy distributoři a dodavatelé elektřiny s proměnným zatížením, a to v situaci ostrého konkurenčního boje. Britská vláda, vědoma si tohoto pochybení, chtěla firmu zachránit, což jí EC neumožnila. Následovat bude prodej a normální fungování společnosti pod novým vlastníkem, jak je v kapitalismu obvyklé.

C. Financování prototypu jaderné elektrárny EPR ve Finsku

Tato situace je jistě složitá, faktem je, že EC nezasáhla, a tak asi není vážný důvod namítat dotace, jinak se dostáváme do právně složité situace.

Literatura

- [1] Thomas S.: The economics of nuclear power – analysis of recent studies, University of Greenwich Business School Public Services International Research Unit, Greenwich 2005.

10.12.5 Příloha 5: Občanskoprávní odpovědnost za škody způsobené provozem jaderných zařízení

Martin Sedlák, František Pazdera

V jednotlivých státech je pro různé obory lidské činnosti odpovědnost stanovena různě. Je třeba rozlišovat:

- **odpovědnost**, která může být omezená nebo neomezená, ale sama o sobě nezaručuje odškodnění postížených, v důsledku insolventnosti a následného konkurzu nemusí dojít k odškodnění,
- **pojištění** (může být zákonem stanoveno jako povinné) je vždy omezeno částkou a věcně, pro sjednanou částku pak představuje roční náklad pro pojištěnce,
- odpovědnost provozovatele může být **garantovaná** nad určitou částku a opět jen do určité částky např. státem, v tomto případě riziko nese odpovědná osoba a v případě její neschopnosti plnit své závazky může odškodnění poškozeným garantovat např. stát,
- odpovědnost může být v určitém intervalu **zajištěna** státem, sdružením podniků atd., a to buď přímým vyčleněním prostředků, nebo závazkem společné účasti na odškodnění.

Ve zvláštních případech, kdy potenciální vzniklé škody mohou dosahovat výjimečných hodnot a/nebo hrozí vznik škody ve více státech, se odpovědnost za škody a její pojištění upravuje mezinárodními dohodami či úmluvami. Jednou z těchto oblastí je jaderná energetika.

Obr. 10.15 - Občanskoprávní odpovědnost za škody způsobené provozem jaderných zařízení



Situace ve světě v oblasti JE

Princip omezené odpovědnosti vznikl v USA v roce 1957. Původním účelem snížené odpovědnosti za škodu bylo poskytnout dočasnou, provizorní ochranu mladému průmyslovému odvětví, aby se mohlo rozvinout (tzv. Price-Andersonův zákon). Měla platit pouze deset let, ale postupně byla prodlužována a dnes je aplikována u jaderných elektráren po celém světě. [1]

Omezená odpovědnost v oblasti jaderné energetiky je v mezinárodním kontextu řešena pomocí několika smluv. Jedná se o poměrně složitou právní oblast zasahující do legislativy celé řady zemí. S určitým zjednodušením lze mezinárodní smlouvy popsat takto:

Režim odpovědnosti a náhrady škod při jaderné havárii stanovují dvě základní mezinárodní smlouvy: **Vídeňská** (vzniklá pod patronátem MAAE) a **Pařížská úmluva** (spravovaná OECD). Smlouvy představují složitě propletený řetězec právních dokumentů a dodatkových smluv či ustanovení. Vedle nich ještě existuje **Bruselská dodatková konvence z roku 1964**, respektive pozměňovací protokol **Bruselské konvence z roku 2004**. Částky ve smlouvách kvůli době jejich vzniku (první Pařížská konvence 1960, první Vídeňská konvence 1963) neodpovídají dnešním nárokům. Minimální limity byly navýšeny: úpravou Pařížské smlouvy vznikla **Pařížská konvence (2004)** stanovující minimální limit na 700 milionů eur (cca 19 miliard eur) nebo Bruselská dodatková konvence (2004): 1500 milionů eur. Vídeňskou smlouvu upravuje doplňkový protokol s navýšením limitu na 300 milionů SDR (**Vídeňská smlouva z roku 1997**). Spojnici mezi Pařížskou a Vídeňskou úmluvou vytváří **Společný protokol z roku 1988**. Dále ještě existuje **Konvence o dodatečném odškodnění (CSC, 1997)**. Řada zemí má však své národní nastavení v rámci mezinárodních smluv nebo mimo ně.

Tab. 10.12: Přehled základních částek pojistného odpovědnosti a odškodného podle jednotlivých konvencí (všechny údaje přepočteny s SDR a zaokrouhleny na miliony EUR)¹

Konvence	pojištění odpovědnosti	celkem společné příspěvky od	celkové dostupné odškodné
----------	------------------------	------------------------------	---------------------------

	provozovatele + pozorovatelského státu	ostatních členských států	
Pařížská, 1960	6 až 18	-	6 až 18
Bruselská, 1963	až 202	149	357
Pařížská, 2004	nejméně 700	-	nejméně 700
Bruselská, 2004	až 1200	300	1500
Vídeňská, 1963	50	-	50
Vídeňská, 1997	až 357	-	357
CSC, 1997	nejméně 357	Různé	nejméně 713

Nejúplnější přehled ručení za jaderné škody ve světě a v ČR, lze nalézt v časopise [2].

Dalším problémem, který je třeba brát v úvahu při dalším možném postupu, je skutečnost, že v rámci „energetického balíčku“ Evropské komise je v programu PINC stanoveno, že „...v r. 2007 hodlá EK zahájit proces posuzování harmonizace režimů odpovědnosti za jaderné škody...“, a to v celém Společenství. Dá se předpokládat, že po provedení analýzy budou navrženy další kroky, mezi něž může patřit i požadavek, aby „nové“ členské státy „přestoupily“ z režimu Vídeňské úmluvy do režimu novelizované Pařížské úmluvy (Protokol PÚ2004) a na ni navazující Bruselské úmluvy (Protokol BDÚ2004) tak, aby tímto způsobem došlo k „harmonizaci“ v této oblasti ve všech ČS. (Pokus o „harmonizaci“ takovýmto způsobem již byl učiněn před více než 2 lety v Radě pro občanské právo – i když nebyl úspěšný a nebyl dokončen, ale může být opakován; musel by zahrnovat i složitá jednání EK s MAAE, neboť přestupem nových členských států EU by byl značně oslaben „vídeňský“ režim.)

Situace v ČR v oblasti JE

Česká republika je vázána v oblasti týkající se odpovědnosti za jaderné škody Vídeňskou úmluvou o občanskoprávní odpovědnosti za jaderné škody a Společným protokolem týkajícím se aplikace Vídeňské úmluvy a Pařížské úmluvy, vyhlášené ve Sbírce zákonů pod č. 133/1994 Sb.

Odpovědnost provozovatelů jaderných zařízení pro energetické účely, skladů a úložišť vyhořelého jaderného paliva je v ČR stanovena ve výši 6 mld. Kč a ostatních jaderných zařízení a přeprav ve výši 1,5 mld. Kč. Držitel povolení k provozu jaderného zařízení pro energetické účely, skladů a úložišť vyhořelého jaderného paliva je povinen být pojištěn na částku ne nižší než 1,5 mld. Kč, a u ostatních jaderných zařízení a přeprav ne nižší než 200 mil. Kč. Česká republika je zavázána hradit jaderné škody po vyčerpání plnění pojištění držitele povolení k provozu jaderného zařízení (1,5 mld. Kč) až do výše 6 mld. Kč a u přeprav do výše 1,5 mld. Kč po vyčerpání plnění 200 mil. Kč. Toto své plnění může Česká republika vymáhat na odpovědném držiteli povolení.

Je nutno zdůraznit, že všechny své závazky v oblasti pojištění ČR v zásadě plní [3].

Situace ve světě např. v oblasti chemického průmyslu

Situace v chemickém průmyslu ve světě [4]:

- provozovatel platí všechny škody, navíc platí pokuty – škody musí být kvantifikovatelné,
- provozovatel není povinen se pojistit ani zajistit, žádný takový ale v realitě neexistuje,

- jsou dva limity pro pojištění – jeden definuje spoluúčast, druhý maximální škodu krytou pojištěním,
- typická maximální pojistka je kolem 100 mil USD (takže ne řád 100 mil., ale řekněme max. 200 milionů USD),
- není známa situace, že by někdo někoho byl ochoten pojistit neomezeně,
- proces vytváření horního limitu spočívá skutečně ve vyjednávání na základě definování rozsahu rizik, které mají přejít na pojišťovnu (nebo pool pojišťoven nebo na vlastní organizaci zajišťující pojištění), limit tedy není a priori stanoven státním zásahem (pokud je pojištění nebo zajištění vůbec zákonem požadováno),
- provozovatel vyčleňuje rizika, která je ochoten tolerovat, a proti nim se nepojišťuje.

Direktiva EU z roku 2004, která vstoupila v platnost 30. 4. 2007, nevyžaduje pojištění ani zajištění pro ručení za škody na straně jedné, na straně druhé předpokládá, že se k tomuto bodu vrátí v roce 2010 [5]:

„The EU Environmental Liability Directive does not require any financial security or insurance purchase. It does, however, encourage such developments, and will consider the issue, but has pushed back a decision until 2010. Local requirements have already been introduced in some countries.“

Situace v oblasti chemického průmyslu v ČR

Situace je regulována zákonem č. 59/2006 Sb.:

Pojištění odpovědnosti za škody vzniklé v důsledku závažné havárie

Provozovatel je povinen:

- a) sjednat pojištění odpovědnosti za škody vzniklé v důsledku závažné havárie (dále jen „pojištění“) do 100 dnů od nabytí právní moci rozhodnutí krajského úřadu o schválení bezpečnostního programu nebo bezpečnostní zprávy; výše limitu pojistného plnění sjednaného provozovatelem musí odpovídat rozsahu možných dopadů závažné havárie, které jsou uvedeny ve schváleném bezpečnostním programu nebo ve schválené bezpečnostní zprávě. Bezpečnostní program schvaluje krajský úřad.

Náklady spojené s povinným pojištěním v oblasti JE v ČR

Pro pojistné limity v ČR platí zhruba následující náklady v závislosti na výši pojistného na lokalitu:

Tab. 10.13

Limit, mld. Kč	Limit, MEUR	Náklady na elektřinu, % celkových nákladů
1,5	60	0,1 %
10	400	0,5 %
18	700	1 %

Náklady spojené s ručením za jaderné škody jsou z hlediska výrobních nákladů na elektřinu nevýznamné. Autor s oponentem se neshodli na možnosti vyžadovat zajištění odpovědnosti nad rámec Pařížské a Bruselské úmluvy.

Závěr

ČR má legislativně vyhovující uspořádání občanskoprávní odpovědnosti za jaderné škody, byť nastavené limity jsou velmi nízké.

Literatura

- [1] Price-Anderson Act, section 170 of the Atomic Energy Act of 1954.
- [2] František Šuranský: Odpovědnost za jaderné škody, možné úpravy legislativy v ČR. Bezpečnost jaderné energie 15 (53), 2007, č. 11/12.
- [3] Zákon č. 18/1997 Sb., o mírovém využívání jaderné energie a ionizujícího záření (atomový zákon) a o změně a doplnění některých zákonů. Ve znění zákona č. 189/2008 Sb.
- [4] Soukromá informace DNV.
- [5] New Regulation: European Union Environmental Liability Directive. Multinational Practice Global Environmental Practice International Bulletin. October 2007. MARSH.
- [6] 59/2006 Sb. ze dne 2. února 2006 o prevenci závažných havárií způsobených vybranými nebezpečnými chemickými látkami nebo chemickými přípravky.

M. Sedlák, F. Pazdera
12. 9. 2008

Příloha 5op – sporné názory

1. Ekonomické dopady neomezené odpovědnosti na cenu produkované energie, respektive výše skryté dotace pramenící z jejího omezení

1.1 Tvrzení oponenta

Existuje několik ekonomických analýz vlivu omezení odpovědnosti na cenu jaderné energie. Odhad této skryté dotace ve Spojených státech určil pouze široký interval mezi 0,5–30 centy na vyrobenou kilowatthodinu [1]. Ve Francii zákonný předpis stanovuje limit 76 milionů SDR. Francie je sice signatářem Pařížské konvence, ale dosud ji neratifikovala. Po jejím přijetí by musela navýšit limit na 700 milionů EUR [2]. Cena jaderné elektřiny ve Francii činí 2,5 eurocentů za kWh. Kdyby si však měla Electricité de France (EdF), hlavní dodavatel elektřiny ve Francii, své elektrárny plně pojistit ze soukromého pojištění asi na 420 milionů eur, pojistné by se zvýšilo z 0,0017 eurocentů za kWh na 0,019 eurocentů za kWh, čímž by se výrobní náklady zvedly asi o 0,8 %. Pokud by však nebyl žádný předepsaný strop a provozovatel by musel pokrýt celé riziko havárie nejhoršího stupně, pojistné by se zvýšilo na 5,0 eurocentů za kWh, čímž by se současné výrobní náklady jaderných reaktorů zvýšily na trojnásobek [2]. Snížení limitu pojištění tedy má významný vliv na cenu jaderné elektřiny a představuje značnou konkurenční výhodu.

Nezávislé odhady dopadu omezené odpovědnosti pro Českou republiku neexistují. Při vládní debatě o navýšení nebo zavedení plné finanční odpovědnosti za případnou škodu při jaderné havárii přišlo MPO s vlastní analýzou, v které kalkuluje navýšení ceny jaderné elektřiny pro český trh:

„při navýšení na limit Protokolu Vídeňské úmluvy na 300 mil. SDR (cca 9,4 mld. Kč). Zvýšení roční pojistné částky by vedlo k zvýšení ceny elektřiny vyrobené v jaderných elektrárnách o 0,003–0,004 Kč/kWh... Naopak neomezené pojištění odpovědnosti provozovatelů by znamenalo značný nárůst ceny elektřiny, který lze jen přibližně odhadnout, a to od 0,2 do 1 Kč/kWh.“ [3]

Není však blíže popsána metodika, podle které ministerstvo k výsledkům došlo.

Literatura

- [1] Heyes, A.: Determining the price of Price-Anderson. What is the cost of federal liability protection for nuclear power?, Regulation Winter 2002–2003: 26–30.
- [2] Environmentally harmful support measures in EU Members states, European Commission, Netherlands, 2003.
- [3] Tisková zpráva Ministerstva průmyslu a obchodu, 17. 3. 2008.
- [4] Savage, M., Baruya, P., et Cunningham, J.: Energy subsidies in the European Union: a brief overview. EEA Technical Report 1, European Environment Agency, Copenhagen 2004.

1.2 Komentář zpracovatele k tvrzení oponenta

Tvrzení oponenta ohledně ručení za jaderné škody jsou vysoce spekulativní. Nastavení obvyklého ručení ve světě pro oblast jaderné energetiky je z hlediska nákladů na výrobu elektřiny nevýznamné.

Ostatní úvahy oponenta jsou rázu filozoficko-spekulativního:

V odvětvích, kde je stanovena neomezená občanskoprávní odpovědnost, obvykle není stanovena povinnost se pojišťovat nebo zajišťovat, ale i tak to činí problém, např. ve zdravotnictví v USA.

Tam, kde je povinnost pojištění, se pojišťují události s o několik řádů menší pravděpodobností, než o kterých vede spekulace oponent.

Postup ČR je třeba harmonizovat s doporučeními MAAE OECD/NEA a EU.

2. Závěrečná doporučení

2.1 Tvrzení oponenta

Závěry oponenta:

- 1. ČR by měla přistoupit k Pařížské konvenci z roku 2004.
- 2. ČR by měla přistoupit k Bruselské dodatkové konvenci z roku 2004.
- 3. ČR by měla zavést plnou odpovědnost za jaderné škody (konkrétní podoba by pak měla vzniknout ze smluvních jednání mezi státem, provozovatelem a pojišťovacími subjekty na základě právních analýz).

2.2 Komentář zpracovatele k tvrzení oponenta

ČR nemůže přistoupit k Pařížské konvenci z roku 2004, aniž by odstoupila od Vídeňské úmluvy, navíc dodatečný protokol k Pařížské úmluvě z roku 2004 ani k Vídeňské úmluvě z roku 1997 nepodepsaly klíčové země, z tohoto hlediska se jako optimální jeví harmonizovaný postup v rámci EU. ČR by se měla držet postupu obvyklého v ostatních zemích, i tak ve srovnání s jinými obory (např. chemickým průmyslem) současné nastavení jadernou energetiku v globálním tržním prostředí znevýhodňuje.

10.12.6 Příloha 6: Hlubinné úložiště vyhořelého jaderného paliva

Martin Sedlák, František Pazdera

Atomový zákon připisuje odpovědnost za nakládání s veškerými radioaktivními odpady státu a ukládá Ministerstvu průmyslu a obchodu, aby k tomuto účelu založilo státní agenturu – Správu úložišť radioaktivních odpadů (SÚRAO). Samotný proces vedoucí

k výběru konečné lokality lze rozdělit do dvou etap: první do roku 2025 zabírá výběr a doložení vhodnosti lokality pro hlubinné úložiště na základě geologických předpisů, následující etapa by měla končit v roce 2065 zprovozněním úložiště.

Vybudování hlubinného úložiště bude nutné i při přechodu na reaktory IV. generace. Byť se v tomto případě zkrátí doba nutnosti izolace vyhořelého radioaktivního paliva na tisíce let, neochota projekt ze strany obcí přijmout zůstává nezměněna.

V roce 2003 bylo vybráno šest vhodných lokalit, v kterých měly začít průzkumné práce. Nastal však problém způsobený především přístupem státních orgánů k dotčeným obcím v lokalitách. Veškeré práce na vyhledávání místa pro úložiště vyhořelého paliva z atomových reaktorů jsou nyní zablokovány. Nespokojenost dotčených obcí i veřejnosti panuje především s právním postavením v procesu výběru konečné lokality. Obce, občanská sdružení i kraj nemají právo úložiště odmítnout, dokonce ani účastnit se rozhodovacího procesu. Obce svůj nesouhlas daly najevo místními referendy, všechna referenda měla jasný výsledek: občané si úložiště nepřejí.

Obdobný výsledek při vyhledávání vhodné lokality byl pozorovatelný také v zahraničí. Ve Francii, Německu, Španělsku, Velké Británii a Švédsku vedl proces, ve kterém stát obcím úložiště nařizoval, k neshodám. Ve všech těchto státech přistoupili k úpravě legislativy, která v různé podobě přiznává obcím právo na účast v procesu vyhledávání úložiště, nebo takovou úpravu připravují. Příkladem nejlepší praxe je model švédský, který je založen na dobrovolné účasti obcí s jasně definovaným právem obcí odstoupit z projektu. Demokratické principy jsou také aplikovány v německém modelu.

Revize procesu s aplikací demokratických modelů při vyhledávání vhodné lokality by prospěla také České republice. Umožnilo by to bezkonfliktní řešení ožehavého problému.

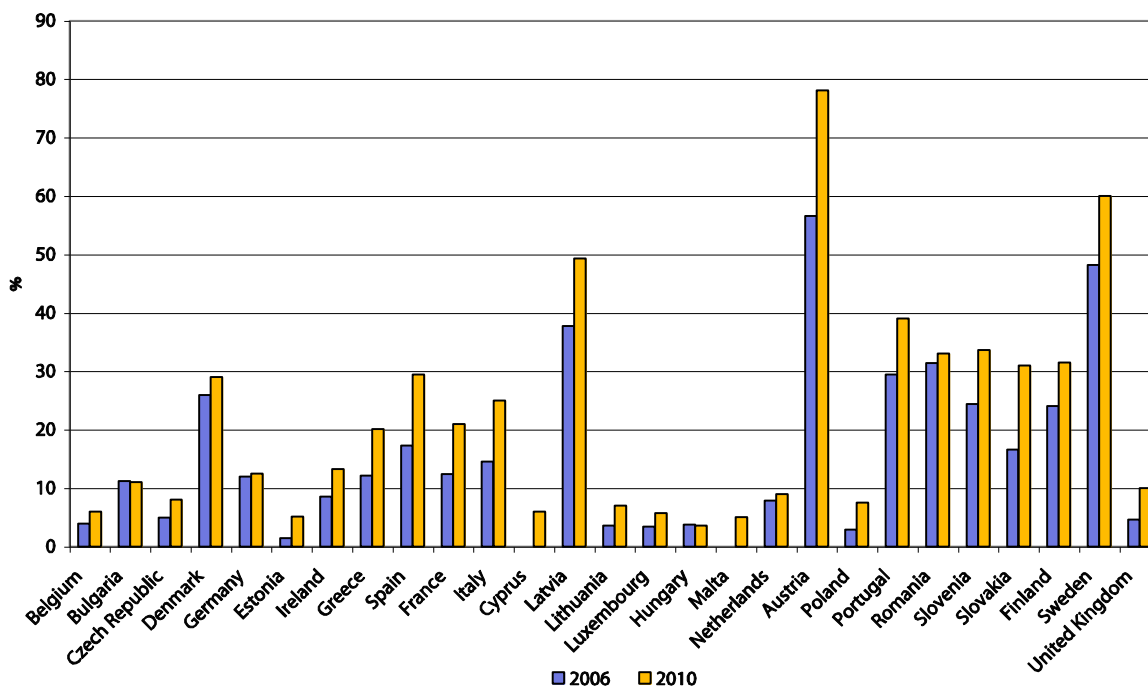
11. OBNOVITELNÉ ZDROJE ENERGIE

11.1 Výchozí stav, mezinárodní srovnání a závazky

Požadavek na maximální využívání obnovitelných zdrojů je jedním z klíčových bodů energetické politiky Evropské unie. Cílem Směrnice 2001/77/ES o podpoře elektřiny vyráběné z obnovitelných zdrojů energie na vnitřním trhu s elektřinou je zajistit, aby byl v rámci Společenství splněn globální indikativní cíl 12% podílu obnovitelných zdrojů energie v celkové energetické spotřebě v roce 2010, a zejména indikativní cíl 21% podílu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie na hrubé spotřebě elektřiny v roce 2010. Česká republika se při podpisu Smlouvy o přistoupení k EU dohodla, na splnění národního indikativní cíle – podílu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie v roce 2010 ve výši 8 %.

Tento cíl přejala státní energetická koncepce České republiky schválená v březnu 2004. Bohužel naplnění se stává beznadějně. V roce 2007 bylo při normálně vodném roce z obnovitelných zdrojů vyrobeno 3,4 TWh elektřiny, což je podíl na hrubé spotřebě pouze cca 4,7 % [1]. Důvodem není chybějící potenciál, ale pozdní zavedení systémové podpory (zákona č. 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, který patří svým principem mezi progresivní normy) a také řada administrativních překážek.

Obr. 11.1: Podíl obnovitelných zdrojů energie na hrubé spotřebě elektřiny v zemích EU v roce 2006, stav plnění přijatých cílů (v %)



Zdroj: Eurostat [2]

Tab. 11.1: Hrubá výroba tepla z obnovitelných zdrojů energie v ČR v roce 2007

	Hrubá výroba tepla v roce 2006 [TJ]	Hrubá výroba tepla v roce 2007 [TJ]	Meziroční změna 2006/2007
Biomasa	41 760	45 523	9 %
Bioplyn	919	1 009	9,8 %
Biologicky rozložitelné odpady	2 310	2 405	4,1 %
Tepelná čerpadla	676	926	37 %
Solární kolektory	128	152	18,8 %
Celkem z OZE	45 793	50 015	9,2 %

Zdroj: Ministerstvo průmyslu a obchodu [1,3], Asociace pro využití obnovitelných zdrojů energie [4, 5]

Tab. 11.2: Hrubá výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů energie v ČR v roce 2007

	Hrubá výroba elektřiny v roce 2006 [GWh]	Hrubá výroba elektřiny v roce 2007 [GWh]	Meziroční změna 2006/2007	Podíl na hrubé výrobě elektřiny v roce 2007	Podíl na hrubé tuzemské spotřebě elektřiny v roce 2007
Vodní elektrárny	2 550,7	2 089,6	-22 %	2,4 %	2,9 %
Biomasa celkem	731,1	968,0	32 %	1,1 %	1,3 %
Bioplyn	175,8	215,2	22 %	0,2 %	0,3 %
Větrné elektrárny	49,4	125,1	153 %	0,1 %	0,2 %
Biologicky rozložitelné komunální odpady	11,3	12,0	6 %	0,0 %	0,0 %
Fotovoltaické systémy	0,5	2,1	320 %	0,0 %	0,0 %
Celkem OZE	3 518,8	3 412,0	-3 %	3,9 %	4,7 %

Zdroj: Ministerstvo průmyslu a obchodu [1,3], Energetický regulační úřad [6]

Další Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2003/30/ES o podpoře využívání biopaliv nebo jiných obnovitelných paliv v dopravě byla do české legislativy vtělena především prostřednictvím zákona č. 86/2002 Sb., o ochraně ovzduší, ve znění zákona č. 180/2007 Sb. Tím je upravena povinnost pro osoby, které uvádějí na tuzemský trh motorový benzin a motorovou naftu zajistit, aby v pohonných hmotách bylo obsaženo i minimální množství biopaliv. Konkrétně 2 % metylesteru řepkového oleje (MEŘO) od 1. 9. 2007 a 2 % biolihi od 1. 1. 2008, dále 4,5 % MEŘO a 3,5 % biolihi od 1. 1. 2009.

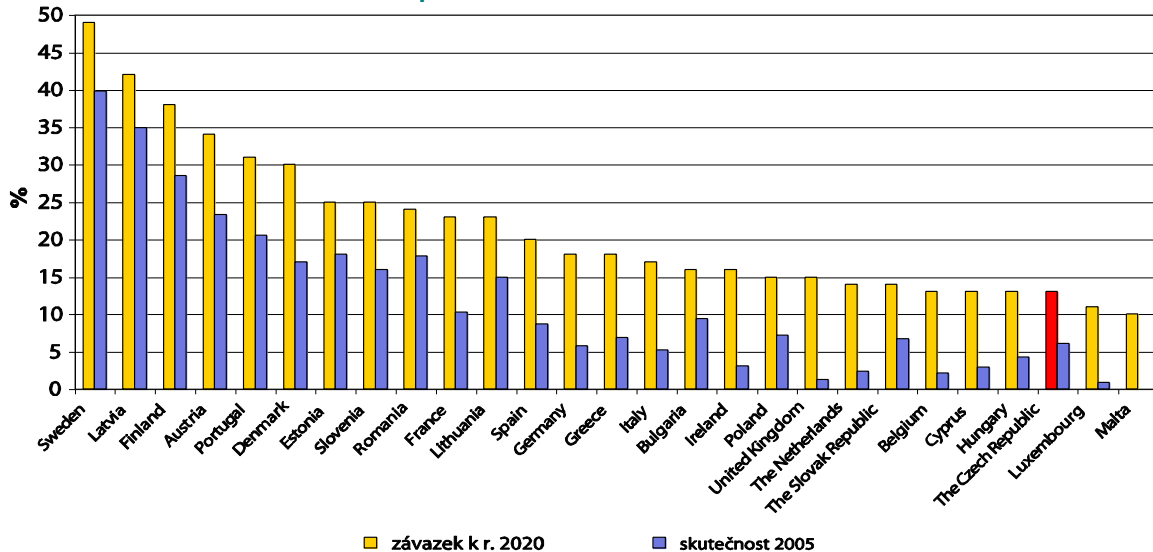
Podíl energie z obnovitelných zdrojů (91 PJ) na primárních energetických zdrojích (1910 PJ) činil v roce 2007 4,77 % [1].

11.2 Cíle Evropské unie v oblasti obnovitelných zdrojů energie

V závěrech jarního summitu Evropské unie z roku 2007 byly poprvé představeny cíle EU pro rok 2020. K uvedenému roku se EU jako celek zavázala k 20% podílu energie z obnovitelných zdrojů na konečné spotřebě energie, k dosažení úspor ve spotřebě energie ve výši 20 % oproti předpokládané spotřebě a také k navýšení podílu biopaliv na 10 % z celkové spotřeby pohonných hmot. V lednu 2008 Evropská komise představila

cílové hodnoty pro podíl energie z obnovitelných zdrojů na konečné spotřebě energie pro jednotlivé státy (viz obr. 2). Při výpočtu byla zohledněna dostupnost domácích zdrojů každého členského státu. Pro ČR byl stanoven cíl 13 % podílu energie získané z obnovitelných zdrojů na konečné spotřebě. Tento cíl je pro ČR splnitelný.

Obr. 11.2 - Návrh směrnice o podílu OZE



Zdroj: Evropská komise [7]

11.3 Výchozí podmínky pro obnovitelné zdroje energie v České republice a dnešní stav

Na základě zpracovaných studií (zejména Podrobné bilance obnovitelných zdrojů energie, Asociace pro využití obnovitelných zdrojů energie, 2007 a 2008) byl stanoven potenciál, který lze využít v České republice k roku 2030 a dále k roku 2050. Nejde o veškerý potenciál, ale jen ten, který je možné využít při dnešních znalostech s přihlédnutím k dostupným technologiím, administrativním, legislativním, technickým a dalším omezením a se zahrnutím dnes odhadovaného vývoje ve sledovaném časovém horizontu.

11.3.1 Sluneční záření

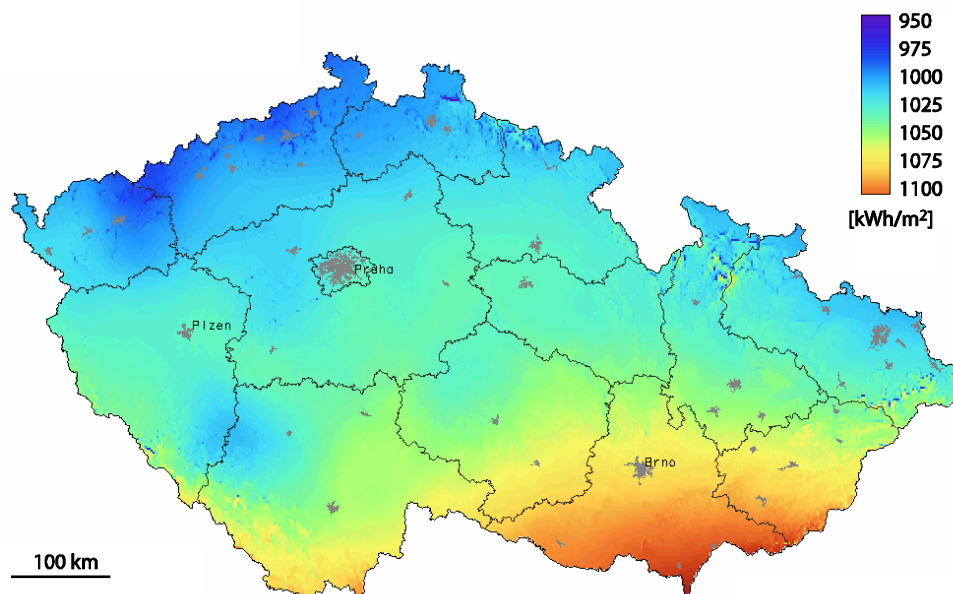
V našich klimatických podmínkách dopadá na každý metr čtvereční území od 950 do 1100 kWh energie ročně (viz obr. 3) [8]. Na celou Českou republiku ročně dopadá okolo 80 000 TWh energie ze Slunce, tedy zhruba 250x více, než činí roční spotřeba energie. Energii slunečního záření je teoreticky možné přeměnit na různé formy energie: tepelnou, elektrickou, mechanickou i energii chemickou.

Sluneční záření – fototermální přeměna

Termosolární systémy jsou dosud využívány zejména na přípravu teplé vody, kde dokáží pokrýt cca 70 % roční potřeby energie. Současné tendence směřují k vyššímu využití systémů pro vytápění. Technologie solárních systémů jsou natolik vyvinuty, že jejich uplatnění není technickým problémem. Dodávka zasklených solárních kolektorů

činila v roce 2006 více jak 20 tisíc m², meziroční nárůst je tak 31 %. V letech 1977–2006 bylo v České republice celkem instalováno cca 185 tisíc m² zasklených kolektorů s kovovým absorbérem, z toho dnes funguje zhruba 130 tisíc m². Podle odhadu vyrobily tyto kolektory v roce 2007 cca 152 TJ využitě tepelné energie [1, 3].

Obr. 11.3: Celkové roční sluneční záření na území České republiky (kWh/m²) [8]



Tab. 11.3: Očekávaný vývoj uplatnění tepla z termosolárních panelů v horizontu roku 2030 [4, 5]

rok	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2030
PJ	0,10	0,13	0,15	0,17	0,22	0,28	0,32	0,44	0,59	0,77	1,03	1,27	1,47	1,74	1,98	2,25	4,12

Tab. 11.4: Dlouhodobý výhled využití tepla z termosolárních panelů [4, 5]

období	současnost	2010	2020	2030	2040	2050
PJ	0,15	0,28	2,25	4,12	6,25	8,3

Sluneční záření – fotoelektrická přeměna

Jinou aktivní možností využití slunečního záření je výroba elektřiny ve fotovoltaických systémech nebo v solárně termických zařízeních. Základem fotovoltaických panelů jsou křemíkové destičky, které využívají polovodičového jevu a přímo přeměňují dopadající fotony na elektrickou energii. Energetická účinnost takové přeměny je u tržně dostupných panelů 12 až 15 %. V současné době je uskutečňován komerční přechod od článků první generace (křemíkové články na bázi destiček) k tenkovrstvým článkům druhé generace (články na bázi tenkých vrstev a filmů např. slitiny CuInSe₂, CdTe) a k novým konstrukcím fotovoltaických článků, jejichž výroba je energeticky méně náročná a je výrazně méně limitována dostupností surovin pro výrobu [12].

Tab. 11.5: Současný stav materiálů pro fotovoltaickou přeměnu sluneční energie [12]

Typ materiálu	Běžná účinnost (%)	Maximální účinnost (%)	Laboratorní účinnost (%)	Životnost (rok)	Podíl na trhu (%)
Monokrystalický křemík	12,0–15,0	22,7	24,7	25–30	42
Polykrystalický křemík	11,0–14,0	15,3	19,8	10–25	42
Amorfní křemík	6,0–8,0	-	12,7	10	12
Telurid kadmia (CdTe)	-	10,5	16,0	-	<1
CIGS	-	12,1	18,2	-	<1

Výroba elektřiny v ČR z roku 2006 do roku 2007 vzrostla o 300 % a činila 2,1 GWh. Instalováno bylo teprve o něco více než 3 MW slunečních elektráren [1, 3]. Jsou budovány velké fotovoltaické elektrárny v krajině, ale také menší zdroje na střechách i fasádách budov. Investiční náklady fotovoltaické elektrárny nyní dosahují 135 000 Kč/kWp instalovaného výkonu. Roční využití vyjádřené v hodinách pak 935 hodin. V současnosti dominující technologie krystalického křemíku umožňuje další snížení výrobní ceny. V tomto procesu se uplatní jak vliv technologického pokroku, tak i vliv zvyšování objemu výroby. Výroba fotovoltaických modulů vykazuje 17% zkušenostní křivku. To znamená, že při každém zdvojnásobení celkové produkce cena solárních modulů klesne o 17 % [4, 5].

Tab. 11.6: Očekávaný vývoj výroby elektřiny z fotovoltaiky do roku 2030 [4, 5]

rok	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2030
TWh	0,02	0,06	0,1 1	0,1 5	0,2 0	0,2 8	0,3 5	0,4 1	0,5 0	0,6 1	0,7 2	0,8 3	0,8 9	0,9 8	5,6 7

Tab. 11.7: Dlouhodobý výhled výroby elektřiny z fotovoltaiky [4, 5]

období	současnost	2010	2020	2030	2040	2050
TWh	0,02	0,15	0,98	5,67	12,34	18,24

Celkový potenciál využití slunečního záření

Podkladové analýzy dospěly k celkovému dostupnému potenciálu ve využití slunečního záření v České republice ve výši 8,3 PJ tepla u termosolárních systémů a 18,24 TWh elektřiny u fotovoltaiky se znalostí stávajících technologických možností.

11.3.2 Biomasa

Pro získávání energie z biomasy se užívá různých způsobů. Nejznámější je spalování, které se spolu se zplyňováním řadí k tzv. suchým procesům. Mezi mokré patří anaerobní vyhňívání za tvorby bioplynu nebo fermentace, jejímž produktem je alkohol použitelný jako palivo. Zvláštním způsobem je pak lisování olejů a jejich úprava na bionaftu. Základní dělení biomasy pro energetické využití se z podstaty věci dělí podle formy na biomasu kapalnou, plynou a tuhou. V praxi se však také můžeme setkat s jiným členěním, které vyplývá z původu hmoty, tedy biomasou lesní, zemědělskou a ostatní zbytkovou, např. ve formě druhotné suroviny z výroby na bázi biomasy.

Zemědělská biomasa

Zemědělskou biomasu pro energetiku tvoří veškerá primární produkce fytohmoty pěstovaná na zemědělské půdě, nejvyšší zastoupení tvoří zemědělská produkce z orné půdy – biomasa obilovin a olejnin, dále trvalé travní porosty, cíleně pěstované energetické plodiny a rychlerostoucí dřeviny. Dalšími zdroji jsou rostlinné zbytky ze zemědělské potravinové prvovýroby, především sláma, a fytohmota vyprodukovaná mimo ornou půdu z údržby krajiny, ze zahrad, ovocných sadů, chmelnic a vinic.

Ve výsledném potenciálu je zahrnut požadavek Ministerstva zemědělství ČR na tzv. „potravinovou bezpečnost“. Na ni je alokováno 2,07 mil. ha z celkových 3,05 mil. ha orné půdy (resp. z celkových 4,26 mil. ha veškeré zemědělské půdy) [13].

Průměrný energetický potenciál fytohmoty pěstované na orné půdě (zbývající část po uspokojení potravinových potřeb), která může být k dispozici pro energetické účely (cca 1 mil. ha) představuje 132 PJ. Energetický obsah zbytkové slámy z potravinové produkce představuje cca 38 PJ. Z trvalých travních porostů bude pro energetické účely k dispozici 20 PJ (energie na louce). Z ostatních ploch (neorná půda) jsou k dispozici 3 PJ.

Celková energie v biomase na zemědělské půdě je cca 194 PJ [4, 5].

Lesní biomasa

Při roční těžbě cca 17 700 000 m³ dřeva byla vyčíslena dřevní hmota, která by mohla být ročně k dispozici pro energetické použití na celkových 10 695 000 m³. Její energetická hodnota činí 84,1 PJ. Navíc je možno připočítat roční přírůst nehroubí (nadzemní část lesní biomasy s průměrem menším než 7 cm včetně kůry), který představuje roční energetický objem 16 PJ.

Vzhledem k nutnosti respektovat další materiálové využití druhotné lesní biomasy byl spočten potenciál dendromasy skutečně využitelné pro energetiku na 50 PJ ročně [4, 5].

Zbytková biomasa

Zbytková biomasa zahrnuje široký rozsah druhů biomasy vznikající sekundárně při zpracování primárních zdrojů rostlinné nebo živočišné biomasy. Do této kategorie spadá veškerá potenciálně energeticky využitelná biomasa, která není uvedena v předchozích kategoriích lesní a zemědělské biomasy. Hlavní objem zbytkové biomasy pochází z průmyslu papíru a buničiny, z dřevovýroby, ze zpracování masa a ostatního potravinářského průmyslu a z třídění komunálního odpadu. Patří sem také biomasa z živočišné zemědělské výroby, tj. exkrementů chovných zvířat.

Při využití veškeré zbytkové biomasy lze odhadnout její celkový energetický potenciál na cca 70 PJ. Prakticky lze ovšem počítat (z odborných odhadů pro jednotlivé komodity) s energeticky využitelným potenciálem zbytkové biomasy kolem 32 PJ energie [4, 5].

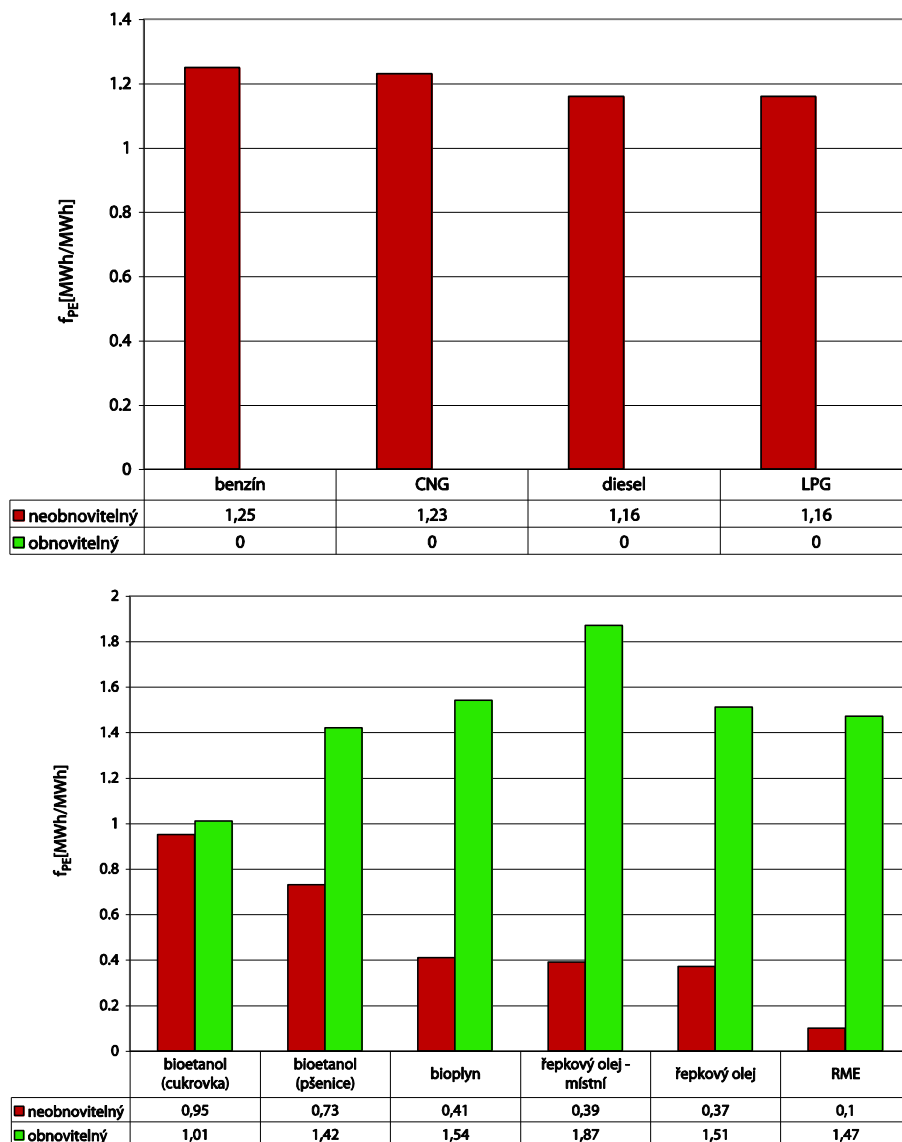
Motorová biopaliva

Jedná se o tekutá nebo plynná paliva pro pohon motorů v dopravě (silniční, železniční, lodní), vyrobená z biomasy. Surovinou pro výrobu současných biopaliv první generace je biomasa, kde existuje její konkurenční užití ve výrobě potravin či krmiv. Mezi biopaliva první generace patří bioetanol vyrobený z obilí, cukrové řepy, cukrové třtiny, kukuřice, škrobu, rostlinných odpadů kvašením a rafinací, metylester řepkového oleje (MEŘO, RME) vyrobený z vylisované řepky olejné esterifikací, resp. jeho modifikace etylester řepkového oleje (EEŘO), dále metylester mastných kyselin (FAME) vyrobený z

vylišovaných olejnatých rostlin (palmový olej, slunečnicový olej, aj.) či biobutanol vyrobený katalytickou konverzí bioetanolu.

Biopaliva první generace jsou náročná na vloženou energii. Na obr. 4 je zobrazeno vyhodnocení biopaliv dostupných v České republice. Faktor primární energie je poměrná celková spotřeba primární energie pro vyšetřovaný proces. Vztahuje se vždy na celý procesní řetězec od získání primární energie až po dodanou energii. Záleží pak, nakolik jde o energii neobnovitelnou či obnovitelnou. V případě, že je faktor primární energie větší než 2, spotřebuje se v procesu více energie, než se vyrobí. Obdobně energeticky ztrátový je proces, kde je faktor neobnovitelné primární energie větší než 1.

Obr. 11.4: Faktory primární energie (f_{PE}) u motorových paliv



Zdroj: CityPlan [10]

U biopaliv záleží na způsobu započtení vedlejších produktů (zejména zbytky po výrobě, které lze energeticky i zemědělsky využít), který výrazně ovlivňuje výsledky. V každém případě je jejich nasazení žádoucí zejména v zemědělství z důvodu omezení závislosti na ropných palivech, čímž lze účinně předejít případné budoucí potravinové krizi.

U biopaliv druhé generace je surovinou tzv. nepotravinářská biomasa, jako je dendromasa včetně těžebních zbytků, zemědělský odpad (sláma, seno, kukuřičné, řepkové a jiné zbytky), energetické rostliny (křídlatka, čírok, šťovík apod.) či biologický odpad z domácností. Mezi biopaliva vyrobená z této suroviny patří bioetanol, motorová nafta jako syntetický produkt Fischer-Tropschovy syntézy, metanol, resp. benzin jako produkt katalytické konverze syntézního plynu, biobutanol z bioetanolu aj.

Energetické plodiny druhé generace mají transformační potenciál na biopaliva výrazně vyšší, než je u první generace. Technologický proces je však mnohem složitější a náročnější než fermentační výroba etanolu či esterifikace olejů. Konverzní poměr je obvykle 5 : 1 (z 5 tun biomasy lze vyrobit 1 tunu biopaliva). Nasazení druhé generace do komerčního provozu lze ve větším měřítku očekávat až během následujících deseti let.

Dnešní stav využití biomasy

Výroba elektřiny z biomasy vzrostla v roce 2007 o třetinu na 968 GWh především vzhledem k rozsáhlejšímu spalování dřevní štěpky, odpadu, pilin apod. (výroba cca 428 GWh; využito cca 400 000 tun) a celulózových výluhů (výroba 475 GWh; využito cca 222 000 tun). Necelá polovina výroby elektřiny z rostlinných materiálů (26 GWh) byla vykázána jako využití „cíleně pěstované biomasy“. Výroba elektřiny z bioplynu má stabilně rostoucí trend, a to u všech kategorií výrobců. Výrazně vzrostla výroba elektřiny v „zemědělských“ bioplynových stanicích (více jak 43 GWh). V roce 2007 bylo z bioplynu vyrobeno zhruba 215 GWh elektřiny. Co se týká kapalných paliv z biomasy, v roce 2007 bylo v ČR vyrobeno 81,8 kt MEŘO, přičemž spotřebováno v tuzemsku bylo jen 37 kt. V případě bioetanolu bylo v roce 2007 vyrobeno 26,5 kt, ale použito bylo jen 287 t jako přísadku do motorových benzinů [1, 3, 9].

Tab. 11.8: Výroba motorových biopaliv v ČR

TJ	2006	2007
Metylester řepkového oleje	4076	3051
Bioetanol	220	700
Celkem	4296	3751

Zdroj: Výzkumný ústav zemědělské ekonomiky, Asociace pro využití obnovitelných zdrojů energie [4, 9]

Investiční náklady tepláren na biomasu se nyní pohybují od 85 mil. Kč (u 20 MWe zdroje) do 100 mil. Kč (u 1 MWe zdroje) na jeden MWe instalovaného výkonu. Investiční náklady bioplynových stanic činí v současných cenách od 112 mil. Kč (u 1 MWe) do 120 mil. Kč (u 0,5 MWe) na jeden MWe instalovaného výkonu [4, 5].

Celkový potenciál biomasy ČR

Celkový technický potenciál biomasy ČR tvoří v dlouhodobém horizontu téměř 700 PJ energie. Toto číslo by ovšem znamenalo využití veškeré orné půdy, produkce z ostatní zemědělské půdy, ročního přírůstku dendromasy a využití všech druhotných surovin. Hodnota je brána pouze jako teoretická hodnota sloužící k porovnávacím účelům.

Výsledná hodnota dostupného potenciálu vyplývá ze součtu všech třech hlavních zmíněných kategorií biomasy a činí 276 PJ (viz tab. 9).

Tuto biomasu můžeme využít jak pro výrobu tepla, elektřiny, tak i na biopaliva. V analýzách bylo nastíněno pravděpodobné rozložení mezi všechny tři účely užití, výsledkem může být 13 TWh elektřiny, na teplo a pro biopaliva zbude cca 150 PJ [4, 5].

Tab. 11.9: Celkový roční dostupný potenciál biomasy v České republice [4, 5]

Biomasa	PJ
Zemědělská	194
Lesní	50
Zbytková	32
Celkem	276

Tab. 11.10:

využití biomasy pro energetické účely k roku 2030 [4, 5]

Očekávaný vývoj

rok	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2030
PJ	82	90	98	108	117	128	139	151	162	172	184	194	204	214	246

Tab. 11.11: Dlouhodobý výhled využití biomasy pro energetické účely [4, 5]

období	současnost	2010	2020	2030	2040	2050
PJ	82	108	214	246	263	276

11.3.3 Vodní energie

Při výrobě elektřiny mají dnes vodní elektrárny (VE) největší podíl na výrobě elektřiny z obnovitelných zdrojů. Prakticky všechny řeky, které se v České republice nacházejí, zde pramení a všechna voda z území odtéká, což znamená, že značná část vodní energie je na území ještě rozptýlena v malých tocích. Česká republika je v porovnání s ostatními evropskými státy se svými cca 350 kWh/ha řazena mezi hydroenergeticky chudé země. Je skutečností, že dnes již je valná část našeho potenciálu využívána (viz tab. 12).

V současnosti vodní elektrárny v České republice vyrábějí ročně 2,11 TWh elektřiny (v přepočtu na průměrný vodný rok) ve 2176 MW instalovaného výkonu. Investiční náklady u malých vodních elektráren jsou průměrně 155 000 Kč/kWe [4, 5]. V budoucnosti bude docházet k realizaci na profilech, jejichž hydrotechnické podmínky jsou výrazně horší než u elektráren vybudovaných v minulosti. Výrazný nárůst investičních nákladů bude zejména u elektráren, kde se bude budovat vzdouvací zařízení.

V predikci výroby v následujících tabulkách je zakalkulováno navýšení účinnosti elektráren při generálních opravách. U větších a velkých elektráren je počítáno s navýšením účinnosti o 4 až 5 % a u malých (řádově 10 kW) o 10 až 15 %. U rekonstruovaných elektráren dochází i k navýšení hltností a potažmo ke zvýšení instalovaného výkonu. Tato skutečnost vede k navýšení roční výroby, ale ne lineárně, takže se často snižuje počet hodin využití instalovaného výkonu.

Tab. 11.12: Využitelný primární hydroenergetický potenciál České republiky

	GWh/r		MW	počet elektráren
Teoretický potenciál	13 100			
Využitelný potenciál	2565	100 %	1125	1818
ve VE nad 10 MW	1165	45,4 %	736	8
ve VE do 10 MW	1400	54,6 %	389	1810
Využitý	2085	81 %	1015	1398
ve VE nad 10 MW	1165	100 %	736	8
ve VE do 10 MW	920	66 %	279	1390
Nevyužitý	480	19 %	110	420
ve VE nad 10 MW	0	0 %	0	0
ve VE do 10 MW	480	34 %	110	420
Stávající PVE			1145	3

Zdroj: MZe [14, 15]

Tab. 11.13: Očekávaná průměrná výroba ve vodních elektrárnách do roku 2030 bez PVE (TWh) [4, 5]

rok	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2030
celkem	2,11	2,12	2,12	2,14	2,16	2,18	2,19	2,20	2,24	2,28	2,30	2,34	2,40	2,43	2,48
MVE	0,94	0,95	0,95	0,97	1,00	1,01	1,02	1,04	1,08	1,11	1,14	1,18	1,24	1,26	1,32
VVE	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17

Tab. 11.14: Výroba ve vodních elektrárnách do roku 2050 bez PVE [4, 5]

období	současnost	2010	2020	2030	2040	2050
TWh	2,11	2,14	2,43	2,48	2,56	2,56

11.3.4 Větrná energie

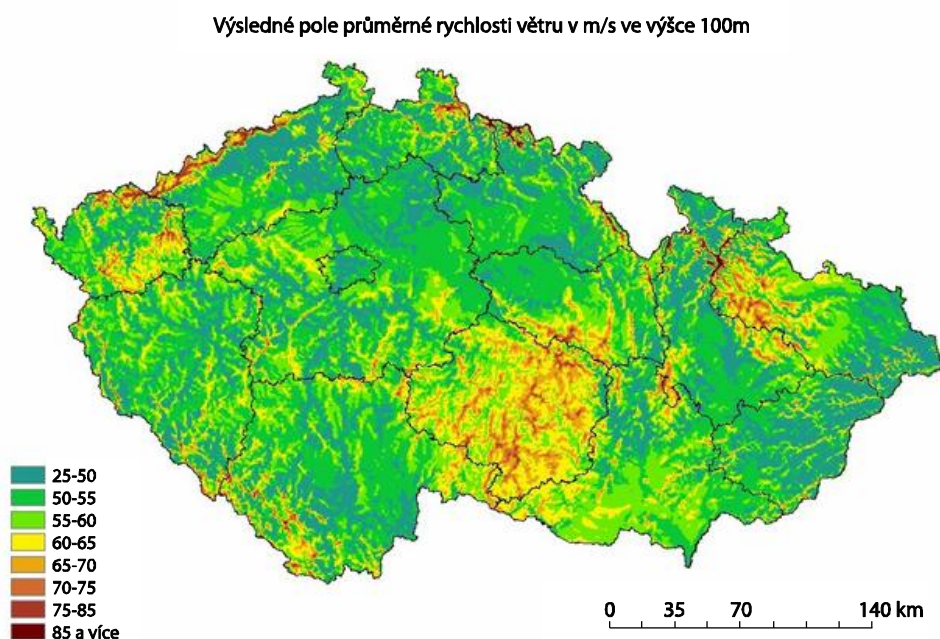
Využívání velkých větrných elektráren (VTE) připojených do elektroenergetické soustavy je poměrně mladou záležitostí. Větrná energetika v Evropě i ve světě dosáhla na rozdíl od ČR za uplynulých dvacet let mimořádné intenzity rozvoje. Bylo-li v konci roku 2006 na území ČR celkem 66 větrných elektráren s úhrnným instalovaným nominálním výkonem 65,5 MW, pak na konci roku 2007 bylo již cca 100 větrných elektráren s celkovým výkonem 114 MW. Výroba elektřiny ve větrných elektrárnách činila v roce 2007 125 GWh, což je významný meziroční nárůst o 153 % [1, 3].

Klíčovou podmínkou pro fungování větrné energetiky je dostatečný větrný potenciál. Ve výšce 100 m nad terénem by měla být roční průměrná rychlost větru alespoň 6 m/s (viz obr. 5). V České republice platí obdobně jako v ostatních státech EU četná legislativní omezení a technické podmínky pro stavbu větrných elektráren. Podkladové studie, které dospěly k dostupnému potenciálu větrné energie s těmito výraznými omezeními počítaly.

Na základě dosavadního rozvoje větrné energetiky na území ČR a s využitím údajů a trendu rozvoje v sousedních zemích se předpokládá, že v následujících letech již budou nasazovány jen stroje s výkonem 2, 3, 6 MW. Celkově se počítá po roce 2020 s průměrným využitím přes 2200 hodin. Prakticky by už nebyly provozovány dosavadní instalace 600 kW a méně. V období 2020–2030 se předpokládá další nasazování turbín o velikosti cca 6 MW a více. V létech 2030–2050 se již nepředpokládá vznik nových pozic pro větrné elektrárny, ale nárůst výroby má představovat výměna 2 a 3 MW za větší jednotky.

V roce 2020 lze předpokládat, že bude instalováno cca 1160 MW ve větrných elektrárnách. Takovýto výkon bude vyžadovat určitou výkonovou zálohu. Při dnešních kritériích vyžaduje výkon přesahující 500 MW výkonovou zálohu o velikosti 20 % z výkonu přesahujícího 500 MW [16].

Obr. 11.5: Průměrná rychlost větru v ČR ve výšce 100 m nad terénem [m/s]



Zdroj: Ústav fyziky atmosféry AV ČR [16]

Tab. 11.15: Očekávaný vývoj výroby elektřiny z větru do roku 2030 [4, 5]

rok	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		2030
TWh	0,13	0,26	0,42	0,60	0,82	1,07	1,32	1,56	1,75	1,89	2,07	2,23	2,40	2,55		4,71

Tab. 11.16: Výhled výroby elektřiny z větrných elektráren k roku 2050 [4, 5]

období	současnost	2010	2020	2030	2040	2050
TWh	0,13	0,60	2,55	4,71	5,5	6

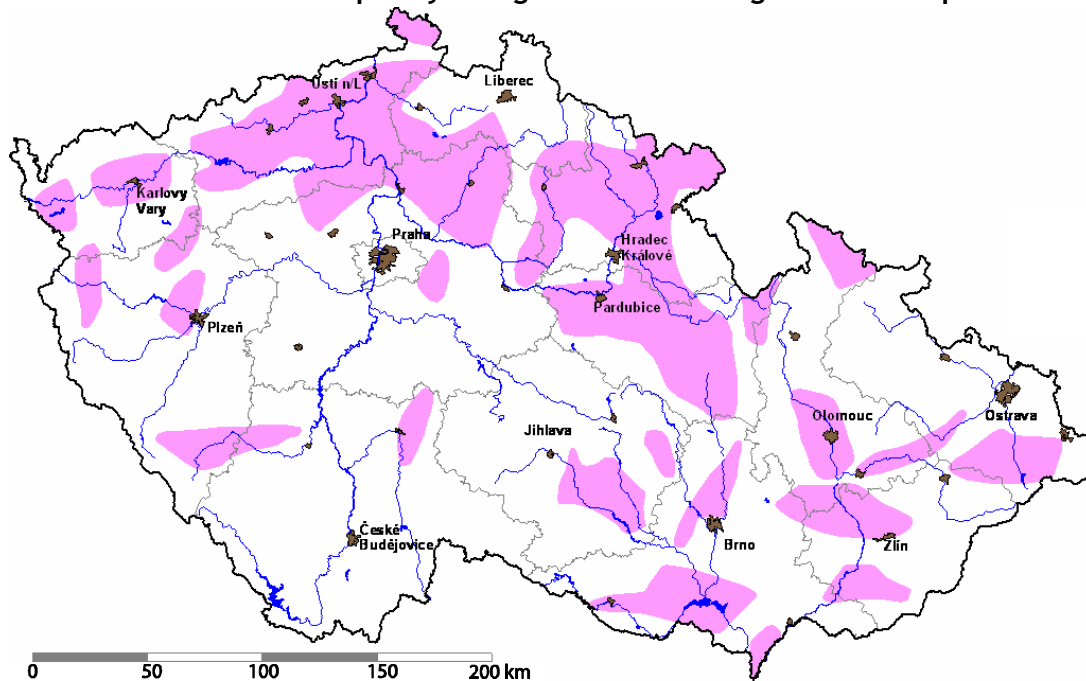
Odhad realizovatelného dostupného potenciálu větrné energie je vyjádřený počtem větrných turbín 1260, celkovým instalovaným výkonem 2750 MW a odpovídající reálnou roční výrobou cca 6000 GWh.

Současné investiční náklady na stavbu větrné elektrárny činí 38,5 mil. Kč/MWe výkonu. Nově vybudované stroje dosahují využití v přepočtu na hodiny konzervativně 1900 hodin ročně, ale v České republice jsou již parky s využitím 2250 i více hodin ročně. Průměrné využití moderních větrných elektráren (výkon 2 MW a více) postavených před začátkem roku 2007 činí podle údajů ERÚ za rok 2007 29,7 % [4, 5]. Nové instalace mají lepší technické parametry, zejména s ohledem na výkonové charakteristiky a v porovnání s dřívějšími stroji, mají osy rotorů umístěny výrazně výše, což se projevuje na jejich mnohem vyšším využití instalovaného výkonu.

11.3.5 Geotermální energie

Z nitra Země je v kontinentální zemské kůře uvolňován tepelný tok směrem k povrchu o průměrné hodnotě 57 mW/m^2 . Využití geotermální energie se jeví jako velmi perspektivní možnost získávání energie. V našich podmínkách je však nutné uvažovat mimo tepelných čerpadel pouze se systémem „hot dry rock“ (HDR). V podloží, v českém krystaliniku, existují rezervoáry tepla složené pouze z neprostupné horniny (suchý masiv, zanesené porézní prostředí) o dostatečně vysoké teplotě v závislosti na hloubce (viz obr. 6). Do vybraného horninového prostředí jsou vytvořeny dva několik kilometrů hluboké vrty, které končí několik set metrů od sebe. Mezi nimi je nutné vytvořit rozrušením horniny propustný kolektor. Voda je zaváděna vsakovacím vrtem a prostupuje vytvořeným systémem puklin, který se chová jako tepelný výměník. K povrchu se voda vrací čerpacím vrtem v podobě horké vody až páry a přináší s sebou energii. Je nutno upozornit, že technologii HDR s hlubokými vrty nelze použít v lázeňských oblastech s termálními prameny z důvodu jejich ochrany. Ale i zde může být teplo obsažené v pramenech využito pro ohřev.

Obr. 11.6: Příhodné oblasti pro využití geotermální energie v České republice



Zdroj: Asociace pro využití obnovitelných zdrojů energie [17]

Elektřina z geotermálních zdrojů

Při prognóze možného vývoje výroby elektřiny vstupovalo do výpočtu k roku 2020 postupně 12 geotermálních instalací o celkovém výkonu 80 MWe s ročním využitím 6000 hod. Dlouhodobý výhled k roku 2050 počítá se 140 projekty s instalacemi 5 až 30 MWe [4, 5].

Tab. 11.17: Očekávaný vývoj výroby elektřiny z geotermálních zdrojů k roku 2030 [4, 5]

rok	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		2030
TWh	0,0	0,03	0,05	0,07	0,10	0,13	0,17	0,22	0,29	0,37	0,48		1,60

Tab. 11.18: Dlouhodobý výhled výroby elektřiny z geotermálních zdrojů [4, 5]

období	současnost	2010	2020	2030	2040	2050
TWh		0	0	0,48	1,6	10

Geotermální teplo

Samotný potenciál pro využití energie mělkého horninového prostředí (tepelná čerpadla) by mohl být hodnocen mimo kategorii „geotermální energie“. Tepelné čerpadlo je obecně vhodnější považovat za energeticky efektivní technologii, nikoli za technologii využívající obnovitelný zdroj energie, resp. s úvahou cca 60% využívání OZE. Do kategorie tepelných čerpadel je zařazeno využívání tepla okolního prostředí (půdy, vody, vzduchu, odpadního tepla) pomocí tepelných čerpadel. Jako obnovitelná energie je chápána pouze ta část vyrobené energie, která odpovídá využití energií okolního prostředí. V ČR se nyní ročně nainstaluje přes 3600 tepelných čerpadel o celkovém tepelném výkonu přibližně 50 MW, tj. asi 15 MW instalovaného elektrického příkonu [11].

Tab. 11.19: Očekávaný vývoj využití geotermálního tepla do roku 2030 [4, 5]

PJ	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2030
Celkem	0,93	1,40	1,82	2,20	2,79	3,51	4,20	5,01	5,73	6,71	7,8	8,8	9,6	10,5	17,7
Hlubinné teplo					0,20	0,51	0,80	1,05	1,36	1,80	2,35	2,91	3,47	4,00	9,80
Tepelná čerpadla	0,93	1,40	1,82	2,20	2,59	3,00	3,40	3,96	4,37	4,91	5,41	5,86	6,16	6,51	7,90

Tab. 11.20: Dlouhodobý výhled využití geotermálního tepla [4, 5]

Období	současnost	2010	2020	2030	2040	2050
PJ		0,93	2,20	10,5	23,4	26,9

Konzervativní odhad dostupného potenciálu v České republice činí 10 TWh elektřiny a 26,9 PJ tepla. V potenciálu pro teplo je započteno využívání tepla okolního prostředí (půdy, vody, vzduchu, odpadního tepla) pomocí tepelných čerpadel ve výši 7,9 PJ (oproti dnešnímu cca 1 PJ). U využití hlubinného geotermálního tepla zůstává otázkou, zda bude pro větší instalace (až 40 MWe) nalezen dostatečný odběr nízkoteplotního tepla (v úvahách nejsou zahrnuty např. aquaparky, obří vytápěné skleníky atd.) [4, 5].

Investiční náklady technologie HDR o výkonu 5 MWe jsou ve výši 240 mil. Kč/MWe. Uvedené náklady vycházejí z finančních projekcí pro připravovaný projekt geotermální teplárny Litoměřice. Tyto hodnoty jsou odvozeny z cen nabízených vrtacích prací (konfrontovaných s vrtky v Německu a Švýcarsku) a z ceny

pravděpodobné technologie (ORC nebo Kalinův cyklus), čerpacích stanic pro primární okruh, vodního hospodářství a výrazné částky na pojištění. V budoucnosti se počítá s nezanedbatelným snížením investičních nákladů zejména z titulu snížení ceny vrtných prací. Se zvyšující se úrovní geofyzikálních průzkumů bude možné také snížit náklady na pojištění projektů [5].

11.3.6 Elektřina z obnovitelných zdrojů

Z obnovitelných zdrojů energie by v České republice bylo možno vyrobit 49,8 TWh elektřiny. Jde o dostupný potenciál, jehož čerpání bude nabíhat postupně několik desetiletí. Předpokladem je, že bude pokračovat rychlý technologický vývoj zařízení pro využití obnovitelných zdrojů, zejména fotovoltaických materiálů a systémů skladování energií, dosavadním tempem, a rovněž že se podaří osvojit si využívání hlubinné geotermální energie aplikacemi HDR (energie horkých suchých hornin).

V kratším horizontu do roku 2030 je dostupný potenciál pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů v České republice 22,5 TWh (viz tab. 21). Většinu z tohoto množství můžeme získat díky biomase – v bioplynových stanicích a čistému spalování i spoluspalování v teplárnách. Výraznější nárůst navazující na dnešní trendy lze očekávat ve fotovoltaických a větrných elektrárnách. Nově by pak měly být zprovozněny první geotermální zdroje.

Tab. 11.21: Očekávaný vývoj výroby elektřiny z OZ k roku 2030 [4, 5]

TWh	2005	2010	2015	2020	2025	2030
vodní	2,38	2,14	2,24	2,43	2,46	2,48
větrná	0,02	0,60	1,75	2,55	4,02	4,71
biomasa	0,73	1,62	3,31	5,26	6,80	8,02
geotermální	0,00	0,00	0,13	0,48	0,94	1,58
sluneční	0,00	0,15	0,50	0,98	2,73	5,67
celkem	3,13	4,51	7,93	11,70	16,94	22,46

11.3.7 Teplo z obnovitelných zdrojů

Dostupný potenciál výroby tepla z obnovitelných zdrojů energie v České republice činí 152 PJ. Rozhodující roli sehrává i bude sehrávat využití biomasy. S výrazným uplatněním biomasy je počítáno v procesech spoluspalování ve velkých teplárnách. Další výraznější možnosti jsou přičítány využití tepla z bioplynových stanic. Věnovat se je třeba také geotermálním zdrojům a solárně termickým systémům, které nabízejí značný potenciál pro budoucí využití. Výpočet uvedeného potenciálu v sobě zahrnuje i dnešní nejistotu ohledně budoucího vývoje praktického využití technologií HDR.

Potenciál v roce 2030 je trojnásobný oproti dnešnímu stavu. Očekávat lze výrobu ve výši 127 PJ (viz tab. 22). I v kratším horizontu naprosto dominuje spalování biomasy a teplo ze spalování bioplynu. Počítáno je i s prvními jednotkami využívajícími geotermální energii.

Tab. 11.22: Očekávaný vývoj výroby tepla z OZE k roku 2030 [4, 5]

PJ	2005	2010	2015	2020	2025	2030
biomasa	44,14	62,36	84,30	93,48	99,80	105,52
z geotermální energie	0,55	2,20	5,73	10,51	14,40	17,70
ze sluneční energie	0,10	0,28	1,03	2,25	3,08	4,12
celkem	44,8	64,8	91,1	106,2	117,3	127,3

11.3.8 Motorová biopaliva

Ve výpočtu potenciálu kapalných biopaliv je zohledněna skutečnost, že k roku 2020 máme naplnit závazek 10 % jejich podílu na spotřebě motorových paliv. Je kalkulováno s tím, že pro uvažovaných cca 29 PJ v kapalných biopalivech je potřeba cca 600 000 ha orné půdy pro výrobu MEŘO z řepky a biolihu z obilí a cukrovky [4]. Existuje však reálný předpoklad, že již v druhém desetiletí budou používána biopaliva druhé generace, která jsou při své výrobě výrazně méně energeticky náročná a zejména nebudou pro stejný energetický výnos vyžadovat tak velké plochy zemědělské půdy pro pěstování plodin.

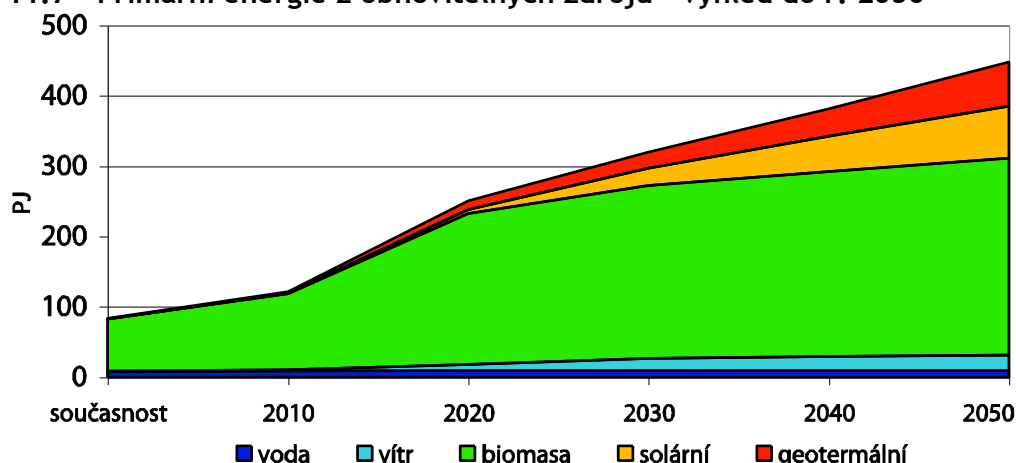
11.3.9 Dostupný potenciál primární energie z obnovitelných zdrojů energie v ČR

Celkovou energii obnovitelných zdrojů je možno posuzovat stejně jako spotřebu primárních energetických zdrojů, tzn., že je uvažováno se vsázkou do energetického procesu. Tento způsob byl doposud uplatňován při hodnocení podílu obnovitelných zdrojů energie (dle evropských i světových manuálů). Tato energie na vstupu do procesu zpracování se hodnotila vůči spotřebě primárních energetických zdrojů. (Cíl EU k roku 2010 je 12 %, ČR 6 %). Celkem je možno u nás k roku 2030 získávat 320 PJ energie z obnovitelných zdrojů energie, v dlouhodobém horizontu pak 448 PJ (viz tab. 23 a obr. 7).

Tab. 11.23: Dlouhodobý výhled primární energie z obnovitelných zdrojů [4, 5]

PJ	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
vodní	8,6	7,7	8,1	8,7	8,8	8,9	9,2	9,2
větrná	0,1	2,2	6,3	9,2	13,0	17,0	19,8	21,6
biomasa	70,5	108,3	161,6	214,1	235,5	246,0	263	280
solární energie	0,1	0,8	2,8	5,8	13,4	24,5	50,7	74,0
geotermální energie	0,5	2,2	6,2	12,2	17,1	23,4	38,3	63
celkem	80	121	185,4	250	288	320	381	448

Obr. 11.7 - Primární energie z obnovitelných zdrojů - výhled do r. 2050



Zdroj: Asociace pro využití obnovitelných zdrojů energie [4, 5]

Výše uvedené hodnoty využitelné primární energie z obnovitelných zdrojů jsou čísla maximálními pro dosavadní dlouhodobý průměr vnějších přírodních podmínek a pro dnes známé technologie. Skutečné dosažitelné hodnoty jsou závislé na reálných

přírodních podmínkách, jaké budou v daných letech, a ty se mohou významně odchylovat od dlouhodobé predikce, zejména pro jednotlivé druhy OZE.

11.4 Závěr

Obnovitelné zdroje energie v České republice musí být rozvíjeny jako důležitá součást energetického mixu, protože neprodukují nové emise skleníkových plynů, představují jediné v současné době dostupné energetické zdroje, které jsou prakticky nevyčerpatelné a snižují naši závislost na dovozech paliv a energie. K energetické bezpečnosti přispívá i výrazná decentralizovanost obnovitelných zdrojů. Energetické využívání především biomasy přináší vznik nových pracovních míst, a tím snižuje nezaměstnanost především na venkově. Příznivě působí na lokální a regionální ekonomiky.

V dlouhodobém výhledu můžeme prostřednictvím dnes známých technologií v podmínkách České republiky získat 448 PJ energie ročně z obnovitelných zdrojů. Jde o maximální možný potenciál podléhající v konkrétních letech různým rizikům (přírodním, ekonomickým a dalším). Nyní, na začátku jejich rozvoje, je potřeba veřejná podpora celého odvětví tak, jako ji dostala například jaderná energetika.

Pro využití dostupného potenciálu je nezbytné:

- Vedle zákona o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů přijmout podobnou legislativu, jež koncepčním podpůrným systémem bez požadavků na státní rozpočet pomůže výrobě tepla z obnovitelných zdrojů. Účelem přitom není a nemůže být, aby soustavně pokrývala rozdíl mezi náklady na výrobu zelené energie a fosilními zdroji. Takový přístup není dlouhodobě udržitelný a byl by zbytečně drahý. Podpora musí posloužit jako cílený prvotní impuls s úkolem nastartovat investice do odvětví. Pro domácnosti je potřeba použít odlišné opatření – poskytovat mandatorní, administrativně jednoduché dotace a zajistit dostatečný objem finančních prostředků.
- Zjednodušit povolovací proces pro obnovitelné zdroje energie podle požadavků Směrnice 2001/77/ES, neboť komplikovanost a doba od podání žádosti po vydání rozhodnutí je neúměrně dlouhá.
- Zahájit účinnou ekologickou daňovou reformu, která postupně přesune část daňového zatížení z práce na využívání fosilních zdrojů energie. Reforma musí zahrnout fosilní zdroje bez výjimky, tedy i domácí využití zemního plynu.
- Přijmout standardy udržitelnosti kapalných biopaliv, které eliminují využití neefektivních forem či importy z rozvojových zemí.
- Podpořit výzkum a vývoj se zaměřením na fotovoltiku a geotermální zdroje pro výrobu elektřiny i tepla, které mají v našich podmínkách významný potenciál. Mezi priority zařadit rovněž výzkum a vývoj technologií na výrobu druhé generace kapalných biopaliv.
- vést rozsáhlou informační kampaň o možnostech a přínosech využití obnovitelných zdrojů energie se zaměřením na veřejnost.
- Plánovat strategický rozvoj elektroenergetických sítí s ohledem na budoucí potřeby obnovitelných zdrojů energie.

Použité zdroje

1. **Obnovitelné zdroje energie v roce 2007** – Výsledky statistického zjišťování, Ministerstvo průmyslu a obchodu, srpen 2008.
2. Eurostat, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>, 2008.
3. **Obnovitelné zdroje energie v roce 2006** – Výsledky statistického zjišťování, Ministerstvo průmyslu a obchodu, srpen 2007.
4. **Podrobné bilance obnovitelných zdrojů energie – první etapa**, Asociace pro využití obnovitelných zdrojů energie, prosinec 2007.
5. **Podrobné bilance obnovitelných zdrojů energie – druhá etapa**, Asociace pro využití obnovitelných zdrojů energie, duben 2008.
6. **Roční zpráva o provozu ES ČR 2007**, Energetický regulační úřad, 2008.
7. **Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council**, European Commission, 2008.
8. **Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)**, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pygis/>.
9. **Zpráva o stavu zemědělství ČR za rok 2007**, Výzkumný ústav zemědělské ekonomiky, 2008.
10. **Analýza energetických procesních řetězců s využitím modelu GEMIS**, CityPlan, květen 2008.
11. **Tepelná čerpadla v roce 2007** – Výsledky statistického zjišťování, Ministerstvo průmyslu a obchodu, srpen 2008.
12. **Postupný rozvoj využití sluneční energie fotovoltaickou technologií** – Ing. Radim Bařinka, 2006.
13. **Písemné sdělení náměstka ministra zemědělství Ing. Stanislava Kozáka z 15. 5. 2007.**
14. **Směrný vodohospodářský plán**, Ministerstvo zemědělství.
15. **Využití hydroenergetického potenciálu ČR**, Výzkumný ústav vodohospodářský Praha, 1988.
16. **Odhad realizovatelného potenciálu větrné energie na území ČR**, Ústav fyziky atmosféry AV ČR, únor 2008.
17. **Zpráva úkolu VaV 630/3/99 MŽP o možnostech využití geotermální energie**, Česká geotermální asociace, Ing. Vlastimil Myslil, 1999.

12. DOPRAVA

Východiska prognóz

Doprava představuje 20–22 % celkové spotřeby energie v ČR. Vývoj spotřeby energie v dopravě můžeme vyjádřit z pohledu krátkodobého, střednědobého a dlouhodobého. Podle scénářů vývoje ekonomiky ČR, zemí EU i celosvětového vývoje spotřeba energií i nadále poroste, a to zejména v návaznosti na ekonomický vývoj střední a východní Evropy, který přináší větší poptávku po dopravě zboží, substrátů i osob. Tento proces je však limitován rostoucími cenami ropy a plynu a je usměrňován snahou o udržitelnost. Energetická náročnost dopravy se bude odvíjet od poptávky po osobní a nákladní dopravě. Tato poptávka závisí na mnoha faktorech. Podstatnými faktory, které poptávku po dopravě ovlivňují, jsou ekonomický růst a cena paliv a energie, vývoj demografie a požadavek udržitelnosti. Doprava osob a zboží, soukromá i veřejná, se proto stala nezbytnou podmínkou pro rozvoj ekonomických a společenských aktivit. Hospodářský růst, konkurenční prostředí, zaměstnanost a sociální vývoj není možné zabezpečovat bez dobře fungujících dopravních systémů.

Základním systémovým požadavkem současného rozvoje země s ohledem na neustále se zvyšující poptávku po dopravě by měla být optimalizace dopravních systémů tak, aby byl splněn požadavek rozšíření a požadavek udržitelného rozvoje. Moderní systém musí být udržitelný z hospodářského, sociálního i ekologického hlediska. Předmětem vytvoření společné dopravní politiky je vyřešení problému růstu silniční dopravy včetně negativních doprovodných jevů (velká nehodovost, růst nákladů na kongesce, škodlivý vliv na životní prostředí a veřejné zdraví atd.) a poklesu ekologičtějších druhů dopravy.

Hlavní témata, kterými se dopravní politika ČR zabývá, jsou obsažena v jejím globálním cíli: „**Vytvořit podmínky pro zajištění kvalitní dopravy zaměřené na její ekonomické, sociální a ekologické dopady v rámci principů udržitelného rozvoje a položit reálné základy pro nastartování změn proporcí mezi jednotlivými druhy dopravy.**“

12.1 Předpoklady prognostických úvah v dopravě

Energetická náročnost dopravy se bude odvíjet od poptávky po osobní a nákladní dopravě. Tato poptávka závisí na mnoha faktorech. Podstatnými faktory, které poptávku po dopravě ovlivňují, jsou ekonomický růst a cena paliv a energie, vývoj demografie a požadavek udržitelnosti. Doprava osob a zboží, soukromá a veřejná, se proto stala nezbytnou podmínkou pro rozvoj ekonomických a společenských aktivit. Hospodářský růst, konkurenční prostředí, zaměstnanost a sociální vývoj není možné zabezpečovat bez dobře fungujících dopravních systémů.

Ekonomický růst vede k zvyšování příjmů a toto zvýšení opět vyvolá vyšší nároky na individuální dopravu. Současně může docházet ke snížení poptávky po dopravě veřejné. Uvedený trend sice může vést k postupné nasycenosti automobily, ale může se zvýšit využívání těchto vozidel, které zvýší využívání silniční sítě.

Každá podnikatelská aktivita však dosáhne určitých mezí, které mohou limitovat její další vývoj. V případě dopravy se jedná o následující omezení: nároky na primární zdroje, znečišťování životního prostředí, hluk, zhušťování neboli kongesce a

nehody. Tato omezení jsou spojena s existencí dopravních externalit, s důsledky na životní prostředí a se spotřebou energie a s tím spojenými nároky na energetické zdroje.

Substituce fosilních paliv se stává pro EU, ale i ČR a evropské země vážným problémem. Pro substituci hovoří tři faktory, které mohou zavádění alternativních paliv podpořit: spolehlivost dodávek (logistika), soběstačnost národního hospodářství a ekologické aspekty.

Současný politický a další hospodářský vývoj může způsobit, že první dva faktory mohou převážit faktor ekologický.

12.2 Scénáře vývoje a trendy

12.2.1 Silniční doprava

Konzervativní scénář (Viz studie FD ČVUT Praha 2008)

Za výše uvedených předpokladů lze konstruovat predikce pro scénáře s horní a dolní hranicí růstu dopravních výkonů a z toho plynoucí energetické náročnosti. Tyto odhady jsou v následujících tabulkách:

Tab. č. 12.1: Konzervativní odhad spotřeby v silniční dopravě [TJ]

Rok	dolní odhad	horní odhad	průměr
2000	173 040	173 040	173 040
2005	194 670	205 818	200 244
2010	216 300	240 503	228 401
2015	237 930	273 281	255 605
2020	259 560	307 965	283 762
2025	281 190	341 697	311 443
2030	302 820	375 428	339 124
2035	324 450	409 160	366 805
2040	346 080	442 891	394 485
2045	367 710	476 622	422 166
2050	389 340	510 354	449 847

Extenzivní scénář vychází z předpokladu rychlejšího růstu v počátečních desetiletích u nově přijatých států s tím, že bude postupně docházet ke konvergenci se stávajícími členy EU. V tomto scénáři se předpokládá, že dominantními energetickými zdroji jsou uhlovodíková paliva, která závisejí na dodávce surovin ze zdrojů mimo EU.

Tab. č. 12.2: Předpokládané dopravní výkony – osobní doprava [mld. oskm]

Rok	Silniční doprava celkem [mld. oskm]	Veřejná silniční doprava [mld. oskm]	Osobní automobily a motocykly [mld. oskm]
1990	86,2	23,6	62,6
1995	66,3	11,8	54,5
2000	73,3	9,4	63,9
2005	86,3	9,0	77,3

2010	99,9	8,7	91,2
2015	112,6	8,5	104,1
2020	123,6	8,2	115,4
2025	132,6	8,0	124,6
2030	139,4	7,8	131,6
2035	145,0	7,8	137,2
2040	150,0	7,7	142,1
2045	155,6	7,8	146,8
2050	157,0	7,8	149,2

Tab. č. 12.3: Předpokládané dopravní výkony – nákladní doprava [mld tkm]

Rok	Nákladní doprava silniční [mld. tkm]
1990	26,3
1995	31,3
2000	37,3
2005	47,1
2010	60,7
2015	72,0
2020	84,4
2025	96,4
2030	106,5
2035	115,2
2040	119,3
2045	120,5
2050	121,7

Za povšimnutí stojí, že po roce 2010 tento scénář předpokládá převahu spotřeby v nákladní dopravě nad spotřebou osobních automobilů a motocyklů. Rozdíl ve prospěch nákladní dopravy s časem nadále poroste v důsledku nasycení počtu osobních automobilů, růstu jejich účinnosti a rostoucího objemu nákladní dopravy v rámci EU v důsledku aktivizace východní Evropy. Výsledky tohoto scénáře jsou v následující tabulce:

Tab. č. 12.4: Energetické nároky na silniční dopravu [TJ]

Rok	Silniční doprava celkově [TJ]	Veřejná autobusová doprava [TJ]	Osobní automobily a motocykly [TJ]	Nákladní automobily [TJ]
1990	109 341	10 815	53 884	44 642
1995	116 297	5955	56 410	53 932
2000	173 040	4907	93 857	74 276
2005	210 059	4717	111 485	93 857
2010	244 886	4526	119 727	120 633
2015	268 755	4336	122 586	141 834
2020	294 959	4050	131 352	159 557
2025	313 826	3764	135 926	174 136

2030	329 738	3478	138 928	187 333
2035	341 697	3335	141 691	196 671
2040	354 227	3192	144 502	206 533
2045	359 849	3192	145 979	210 678
2050	365 471	3192	147 408	214 871

Inovativní scénář

Inovativní scénář vychází z rostoucího tlaku na bezpečnost energetických dodávek, na zlepšování podmínek životního prostředí a z rychlejšího růstu cen energie v důsledku horší dostupnosti fosilních energetických zdrojů.

Výsledky zachycuje následující tabulka:

Tab. č. 12.5: Předpokládané dopravní výkony – osobní doprava [mld. oskm]

Rok	Silniční doprava celkem	Veřejná autobusová doprava	Osobní automobily a motocykly
2000	73,3	9,40	63,90
2005	81,0	9,07	71,89
2010	88,6	8,74	79,88
2015	91,7	8,22	83,47
2020	94,8	7,69	87,06
2025	96,8	7,12	89,68
2030	98,8	6,54	92,29
2035	100,4	6,28	94,13
2040	102,0	6,02	95,98
2045	103,4	5,96	97,42
2050	104,8	5,90	98,86

Tab. č. 12.6: Předpokládané dopravní výkony – nákladní doprava [mld. tkm]

Rok	Nákladní doprava silniční
2000	37,30
2005	46,63
2010	55,95
2015	63,78
2020	71,62
2025	77,35
2030	83,07
2035	87,23
2040	91,38
2045	93,21
2050	95,04

Tab. č. 12.7: Energetické nároky v TJ na silniční dopravu [TJ]

Rok	Silniční doprava celkově	Veřejná autobusová doprava	Osobní automobily a motocykly	Nákladní automobily
1990	109 341	10 815	53 884	44 642
1995	116 297	5955	56 410	53 932
2000	173 040	4907	93 857	74 276
2005	210 059	4717	111 485	93 857
2010	244 886	4526	119 727	120 633
2015	246 553	4526	119 870	122 157
2020	247 887	4478	119 918	123 491
2025	248 745	4478	119 918	124 349
2030	249 603	4478	119 918	125 206
2035	249 507	4478	119 441	125 587
2040	249 412	4526	119 060	125 826
2045	248 650	4526	118 155	125 969
2050	247 554	4574	116 916	126 064

Požadavky na spotřebu energie v nákladní dopravě mírně klesají oproti extenzivnímu scénáři. V osobní dopravě se zachovává spotřeba energie podle extenzivního scénáře do roku 2015. Poté stagnuje a ke konci období mírně klesá.

Dochází k tomu v důsledku vyššího využití efektů inteligentní infrastruktury a telematických služeb s příznivým dopadem na energetickou účinnost dopravy, a dále energeticky účinnějšími dopravními prostředky (*hybridní pohon s rekuperací, čistě elektrická vozidla v městské dopravě, ke konci období vodíková trakce⁶*), růstem podílu kombinované a železniční dopravy a postupným rozšiřování práce lidí doma nebo v bezprostřední blízkosti bydliště s využitím pokročilých informatických služeb.⁷ Tím dochází k odlehčení osobní dopravy.

12.2.2 Scénáře vývoje v železniční dopravě

Konzervativní scénář

Tab. č. 12.8: Přepravní výkony železniční dopravy při konzervativním scénáři vývoje [mld. oskm, tkm]

Výkony železniční dopravy	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Osobní doprava celkem</i>	6,76	7,18	7,92	8,86	9,49	10,09	10,73	11,58	12,67
<i>Nákladní doprava celkem</i>	14,15	14,67	15,10	15,67	16,58	17,54	18,59	19,63	20,50
<i>Osobní doprava – diesel</i>	1,57	1,65	1,78	1,99	2,09	2,17	2,25	2,37	2,53
<i>Osobní doprava – el. trakce</i>	5,19	5,52	6,14	6,86	7,40	7,92	8,47	9,21	10,13
<i>Nákladní doprava – diesel</i>	1,60	1,63	1,63	1,65	1,69	1,75	1,82	1,87	1,89
<i>Nákladní doprava – el. trakce</i>	12,55	13,04	13,47	14,03	14,89	15,79	16,77	17,77	18,62

Tab. č. 12.9: Energetická náročnost železniční dopravy při konzervativním scénáři [TJ]

Energetická náročnost železniční	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
----------------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

⁶ V případě překonání cenové bariéry, bezpečnostních a environmentálních kontraindikací.

⁷ „Telecommuting“.

dopravy									
Celkem	9387	9870	10 389	11 086	11 703	12 583	13 262	14 042	14 871
Osobní doprava celkem	3867	4173	4565	5098	5412	5961	6280	6722	7284
Nákladní doprava celkem	5520	5697	5824	5988	6291	6622	6982	7320	7587
Osobní doprava – diesel	2222	2337	2524	2821	2957	3071	3189	3362	3587
Osobní doprava – el. trakce	1645	1837	2041	2276	2455	2889	3091	3360	3697
Nákladní doprava – diesel	1940	1976	1979	1997	2053	2129	2210	2263	2289
Nákladní doprava – el. trakce	3580	3721	3844	3992	4239	4493	4772	5056	5298

Tab. č. 12.10: Spotřeba primárních zdrojů energie při konzervativním scénáři vývoje [TWh, mil. l]

Primární zdroje energie pro žel. dopravu	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrická energie [TWh]	1,45	1,54	1,63	1,74	1,86	2,05	2,18	2,34	2,50
Nafta [mil. l]	114,9	119,1	124,4	133,1	138,3	143,6	149,1	155,4	162,3

Extenzivní scénář

Tab. č. 12.11: Výkony železniční dopravy při extenzivním scénáři vývoje [mld. oskm, tkm]

Výkony železniční dopravy	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Osobní doprava celkem	6,76	7,18	7,92	8,86	10,61	11,96	13,75	15,36	16,44
Nákladní doprava celkem	14,15	14,89	14,97	16,72	18,28	21,50	25,38	27,99	31,12
Osobní doprava – diesel	1,57	1,65	1,78	1,99	2,33	2,57	2,89	3,15	2,96
Osobní doprava – el. trakce	5,19	5,52	6,14	6,86	8,28	9,39	10,86	12,21	13,48
Nákladní doprava – diesel	1,60	1,65	1,62	1,76	1,86	2,15	2,49	2,66	2,49
Nákladní doprava – el. trakce	12,55	13,23	13,36	14,96	16,42	19,35	22,89	25,33	28,63

Tab. č. 12.12: Energetická náročnost železniční dopravy při extenzivním scénáři vývoje [TJ]

Energetická náročnost železniční dopravy	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Celkem	9387	9797	10 089	11 042	12 369	14 065	16 177	17 647	19 009
Osobní doprava celkem	3867	4016	4315	4744	5532	6064	6781	7363	7661
Nákladní doprava celkem	5520	5781	5773	6298	6837	8001	9395	10 284	11 348
Osobní doprava – diesel	2222	2337	2524	2821	3306	3640	4089	4458	4656

<i>Osobní doprava – el. trakce</i>	1645	1679	1792	1923	2226	2423	2693	2905	3005
<i>Nákladní doprava-- diesel</i>	1940	2005	1962	2130	2263	2609	3018	3227	3475
<i>Nákladní doprava – el. trakce</i>	3580	3776	3811	4168	4574	5392	6378	7057	7874

Tab. č. 12.13: Spotřeba primárních zdrojů energie při extenzivním scénáři vývoje

<i>Primární zdroje energie pro žel. dopravu</i>	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Elektrická energie [TWh]</i>	1,45	1,52	1,56	1,69	1,89	2,17	2,52	2,77	3,02
<i>Nafta [mil. l]</i>	114,9	119,9	123,9	136,7	153,8	172,6	196,3	212,2	224,5

Inovativní scénář

Tab. č. 12.14: Výkony železniční dopravy při inovativním scénáři vývoje [mld. hrtkm]

Výkony železniční dopravy	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Celkem</i>	50,6	53,9	59,1	66,5	76,1	84,2	92,1	98,4	105
<i>Osobní doprava celkem</i>	18,1	19,2	20,9	23,7	28	32	37	41,3	44,8
<i>Nákladní doprava celkem</i>	32,5	34,7	38,2	42,8	48,1	52,2	55,1	57,1	60,2
<i>Osobní doprava – diesel</i>	4,2	4,4	4,6	5,1	5,9	6,5	7,3	7,9	8,3
<i>Osobní doprava – el. trakce</i>	13,9	14,8	16,3	18,6	22,1	25,5	29,7	33,4	36,5
<i>Nákladní doprava – diesel</i>	3,7	3,8	4,1	4,5	4,9	5,2	5,3	5,5	5,7
<i>Nákladní doprava – el. trakce</i>	28,8	30,9	34,1	38,3	43,2	47,0	49,8	51,6	54,5

Tab. č. 12.15: Spotřeba primárních zdrojů energie při inovativním scénáři vývoje

<i>Primární zdroje energie pro žel. dopravu</i>	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Elektrická energie [TWh]</i>	1,48	1,53	1,62	1,77	1,96	2,10	2,21	2,28	2,35
<i>Nafta [mil. l]</i>	114,9	118,0	125,6	135,2	150,2	161,8	170,7	178,4	183,3

Tab. č. 12.16: Energetická náročnost železniční dopravy při inovativním scénáři vývoje [TJ]

Energetická náročnost železniční dopravy	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Celkem</i>	9482	9769	10 386	11 272	12 496	13 402	14 150	14 662	15 098
<i>Osobní doprava celkem</i>	3953	4023	4230	4563	5164	5687	6237	6696	6942
<i>Nákladní doprava celkem</i>	5529	5746	6155	6709	7332	7714	7913	7966	8156
<i>Osobní doprava – diesel</i>	2222	2255	2389	2546	2874	3183	3446	3715	3840
<i>Osobní doprava – el. trakce</i>	1731	1767	1842	2017	2289	2504	2791	2981	3102

<i>Nákladní doprava – diesel</i>	1940	2016	2159	2351	2566	2675	2736	2745	2798
<i>Nákladní doprava – el. trakce</i>	3589	3730	3996	4358	4766	5040	5177	5222	5358

12.2.3 Scénáře v letecké dopravě

Pro rok 2050 se vychází z následujících předpokladů:

1. Část přepravovaných cestujících a leteckého zboží se na evropském kontinentu přesune do roku 2050 na vysokorychlostní vlaky. V souladu s prognózou zvýšení letecké přepravy o 200 % se zvýší letecké dálkové linky.
2. Je pravděpodobné, že v roce 2050 budou pro motory letadel používána nadále ropná paliva, popřípadě kapalný vodík. Spotřeba motorů letadel klesne o dalších 20 až 30 %.
3. Energetická spotřeba malých regionálních letišť pro sportovní a všeobecné letectví v ČR se odhaduje v 2007 na úrovni 10 % stávajících letišť a v roce 2020 a 2050 na úrovni 15 %.

Literatura

Duchoň, B. a kol.: Energetická náročnost dopravy – prognózy pro období 2030, 2050. Zpráva pro Nezávislou energetickou komisi – NEK, při Úřadu vlády ČR, Praha 2008.

13. ENERGETICKÉ ÚSPORY V ČR V BUDOUCÍM OBDOBÍ

13.1 Úvod

Na základě historických zkušeností byl pro stanovení vývoje energetické náročnosti ekonomiky na období do roku 2050 sestaven spotřební model, který umožňuje práci se základními vývojovými trendy a který se opírá o existující statistická data a není zatížen složitými optimalizačními procedurami.

Práce s tímto modelem pak probíhala interaktivně, paralelně s analýzou technologických dat model postupně „krokoval“ k cílovému roku. Pro modelování těchto scénářů se vycházelo z relevantních statistických dat konečné spotřeby energie v jednotlivých sektorech NH a podle jejich jednotlivých uvažovaných forem. V rámci sběru všech potřebných statistických dat se vycházelo ze všech dostupných relevantních podkladů v ČR, jako jsou např. data z mezinárodní energetické ročenky 2007 a ze statických ročenek ČSÚ.

V rámci této práce byl užit pro prognózu konečné spotřeby energie (dále jen KSE) v národním hospodářství (dále jen NH) podle jednotlivých forem výpočtový bilanční matematický model.

Tento model je dán součtem prognóz konečných spotřeb energie v uvažovaných sektorech NH. V rámci tohoto modelu jsou uvažovány tyto sektory NH:

- domácnosti,
- terciární,
- průmysl,
- doprava,
- ostatní (bere v potaz hlavně zemědělství a stavebnictví).

Celková prognóza KSE je dána součtem jednotlivých KSE podle jejich forem v těchto uvažovaných sektorech v jednotlivých letech.

Uvažované formy KSE v rámci tohoto modelu jsou:

- tuhá (černé, hnědé uhlí, lignit, biomasa a další produkty vzniklé jejich zpracováním, jako je např. koks, pelety a brikety),
- kapalná (např. benzin, nafta, lehký topný olej a další ropné produkty),
- plynná (zemní plyn a další produkty technologie zplyňování v rámci energetické transformace, jako je např. bioplyn z organického odpadu),
- centralizované teplo (všechna vyrobená tepelná energie užitá na vytápění, ohřev TUV a na technologické procesy vyrobené v rámci systémů centrálního zásobování teplem v síti jejich tepláren a výtopen),
- elektrická energie (veškerá dodaná elektrická energie oprávněným konečným zákazníkům v rámci příslušné regionální distribuční soustavy).

Prognóza KSE je uvažována do roku 2050 v pětiletých periodách. V rámci této prognózy se vychází ze statisticky ověřených hodnot KSE v roce 2005.

Podrobnosti k této souhrnné zprávě jsou uvedeny ve studii „Nástin scénářů vývoje energetické náročnosti české ekonomiky – etapa č. II“.

13.2 Výsledky prognóz KSE ve scénářích

V rámci této studie jsou pro korektní porovnání možného vývoje KSE uvažovány tyto scénáře:

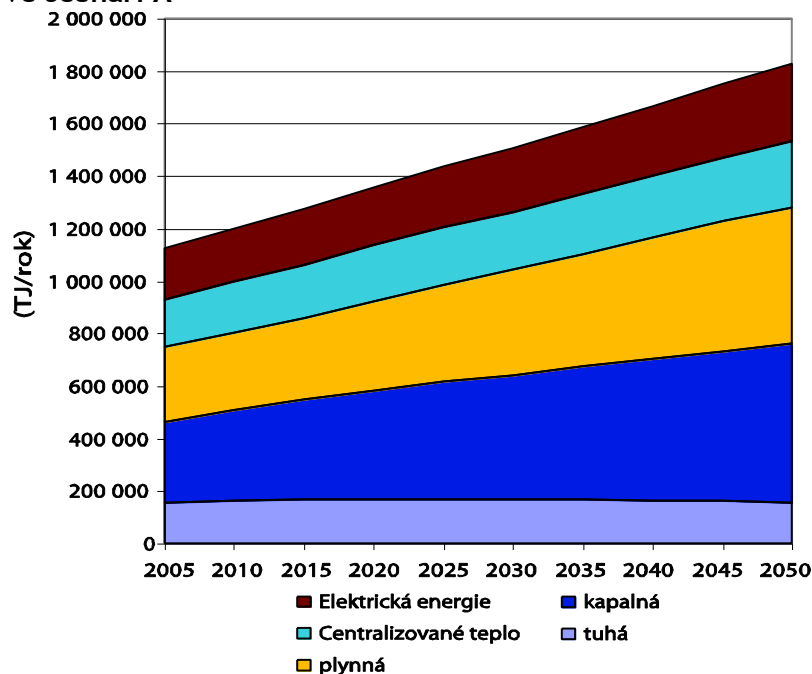
- scénář E – nízký,
- scénář D – nízký střední,
- scénář C – střední,
- scénář A – vysoký.

13.2.1 Scénář A – vysoký – BAU

Scénář A byl sestaven s cílem kvantifikovat scénář s opatřeními pro zvyšování energetické účinnosti ve využívání energetických zdrojů za předpokladu dostupných primárních energetických zdrojů. Ve scénáři se předpokládá, že současná velmi vysoká aktivita EU na poli zvyšování energetické efektivity a vyššího využívání OZE poleví. Aktivita ČR bude negativní. V rámci predikovaného období se předpokládá, že realizace opatření pro zvyšování energetické efektivity bude generována přirozeně trhem na základě výhodnosti bez vnějších stimulů.

Vývoj cen energie ve scénáři A sleduje většinové prognózy očekávající návrat cen energie zpět do blízkosti stavu kolem roku 2000. I když scénář nevylučuje cenové výkyvy směrem nahoru i dolů, je postaven na předpokladu relativně nízkých cen energie s dlouhodobým trendem k mírnému růstu až do roku 2050. V tomto scénáři dojde k cca 63% růstu celkové KSE.

Graf č. 13.1: Vývoj celkové KSE podle jednotlivých forem energie pro všechny sektory NH ve scénáři A



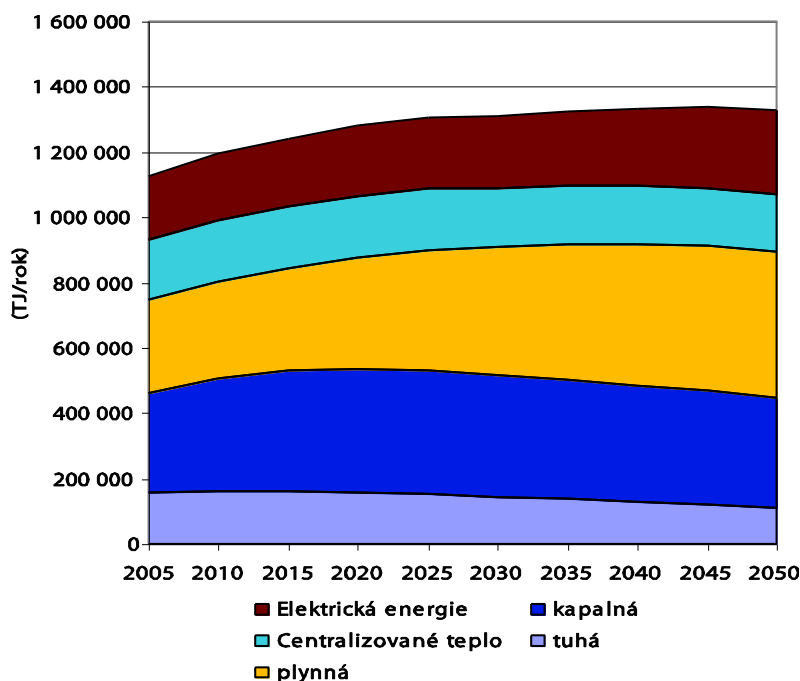
13.2.2 Scénář C – střední – postupná intenzifikace

Scénář C byl sestaven s cílem kvantifikovat scénář s postupnou intenzifikací opatření pro zvyšování energetické účinnosti ve využívání dostupných energetických zdrojů. Kromě níže uvedených parametrů rozvoje předpokládá vytváření vnějšího prostředí, který bere v úvahu následující skutečnosti.

EU bude na poli podpory zvyšování energetické efektivity a vyššího využívání OZE neustále velmi aktivní. Česká republika bude aktivní do té míry, aby splnila nejnutnější povinnosti člena EU na poli implementace příslušných směrnic ES týkajících se zvyšování energetické efektivity a úsporných opatření.

Vývoj cen energie ve scénáři C se spíše přiklání k prognóze očekávající určitý návrat cen energie ze současné úrovně zpět, ale ne na úroveň cen roku 2000. I když scénář nevylučuje cenové výkyvy směrem nahoru ani dolů, je postaven na předpokladu relativně vyšších cen energie mezi scénářem A a E s dlouhodobým trendem k neustálému růstu až do roku 2050. V tomto scénáři se uvažuje předpoklad pozvolného vylepšení energetické efektivity užívaných technologií a pozvolný růst celkové KSE. Po roce 2035 by mělo dojít k ustálení celkové spotřeby KSE na cca 1330 PJ.

Graf č. 13.2: Vývoj celkové KSE podle jednotlivých forem energie pro všechny sektory NH ve scénáři C



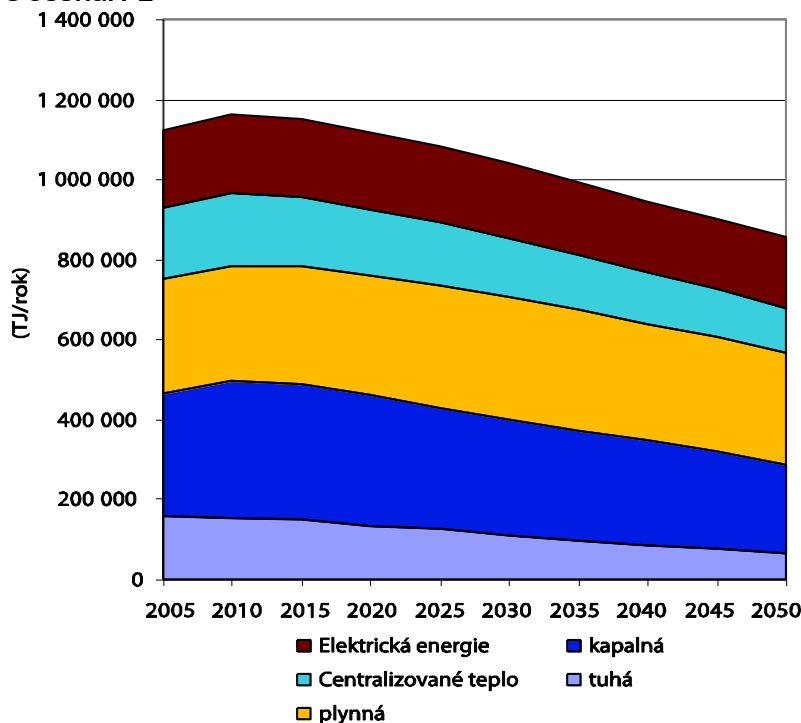
13.2.3 Scénář E – nízký – energeticky efektivní

Scénář E byl sestaven s cílem kvantifikovat scénář s vysokou účinností ve využívání energetických zdrojů a přírodních zdrojů vůbec. Kromě níže uvedených parametrů rozvoje předpokládá systematické vytváření motivačního prostředí pro všechny zúčastněné subjekty ve všech sférách rozvoje společnosti a využívání nejlepších dostupných technologií. Aktivita EU na poli podpory zvyšování energetické efektivity

a vyššího využívání OZE bude stále velmi vysoká. Postoj ČR se v této oblasti výrazně změní. ČR zvýší svoji vlastní aktivitu v oblasti podpory zvyšování energetické efektivity. A zároveň bude podporovat odvětví a podnikání v oblastech NH, které mají přímou vazbu na zvýšení energetické efektivity. ČR bude tuto podporu chápat jako příležitost, jak zvýšit svoji ekonomickou konkurenceschopnost v rámci EU i na ostatních trzích ve světě.

Vývoj cen energie ve scénáři E nesleduje většinové prognózy očekávající návrat cen energie zpět do blízkosti stavu kolem roku 2000. I když scénář nevylučuje cenové výkyvy směrem nahoru ani dolů, je postaven na předpokladu relativně vysokých cen energie s dlouhodobým trendem k neustálému růstu až do roku 2050. Po uplatnění nejlepších technologií a efektivní motivační strategie, která povede k využití maxima dostupných energeticky úsporných technologií, konečná spotřeba energie poklesne do roku 2050 o cca jednu čtvrtinu.

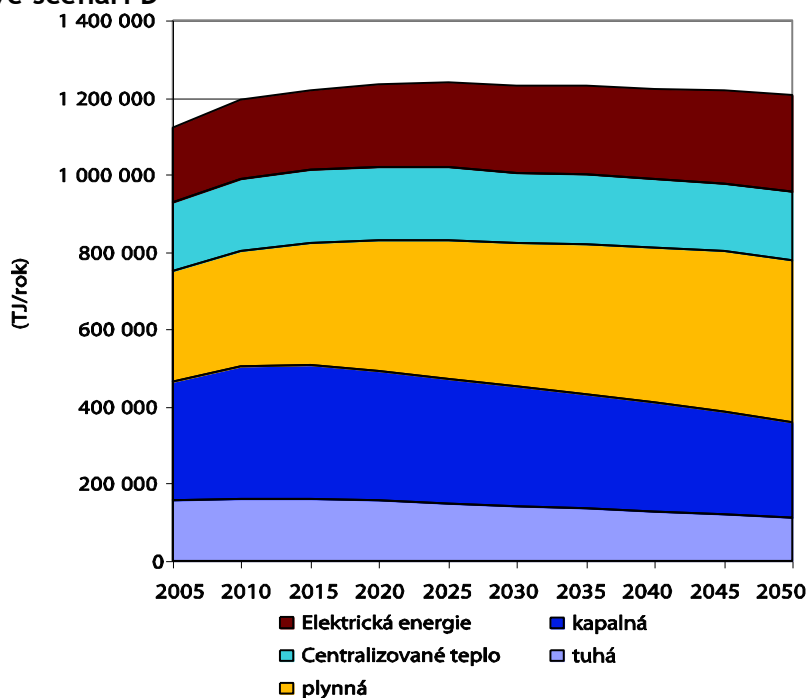
Graf č. 13.3: Vývoj celkové KSE podle jednotlivých forem energie pro všechny sektory NH ve scénáři E



13.2.4 Scénář D – nízký střední

V rámci nástinu scénářů vývoje energetické náročnosti české ekonomiky byl navržen ještě scénář D, tzv. nízký střední, který je charakterizován vývojem KSE podle scénáře C pro všechny sektory mimo sektor dopravy. Pro sektor dopravy jsou uvažovány předpoklady ve formě přepravních výkonů a spotřeb jednotlivých forem uvažovaných KSE podle tzv. inovativního scénáře, který je užítý pro scénář E. V rámci tohoto scénáře beroucího v potaz pozvolné vylepšení energetické efektivity užívaných technologií mimo sektor dopravy a výrazné vylepšení energetické efektivity v sektoru dopravy podle tzv. inovativního scénáře dojde k nepatrnému růstu celkové KSE z 1 122 858 TJ v roce 2005 na 1 205 510 TJ v roce 2050.

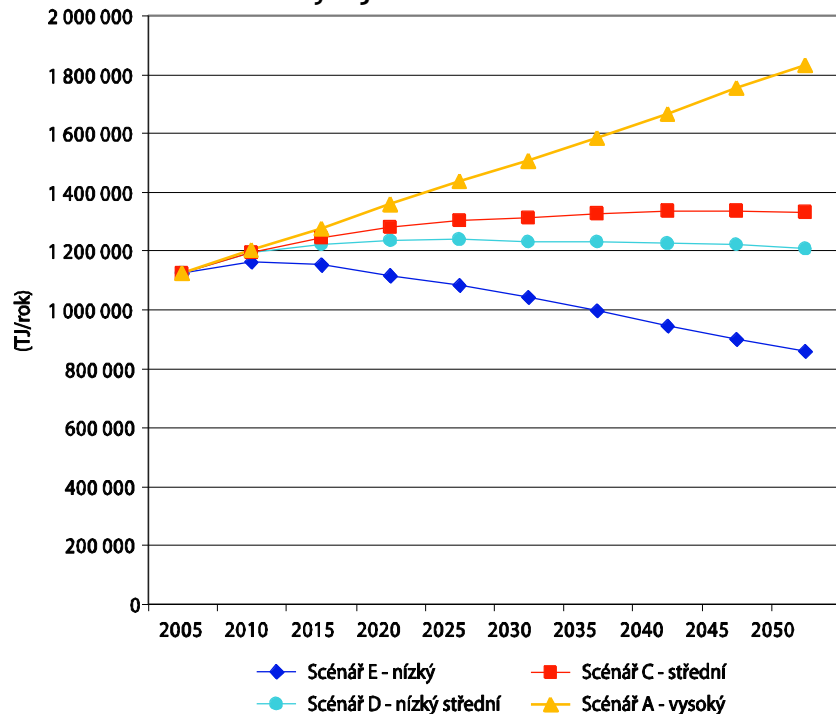
Graf č. 13.4: Vývoj celkové KSE podle jednotlivých forem energie pro všechny sektory NH ve scénáři D



13.2.5 Předpokládaný potenciál úspor energie

Vyčíslení potenciálu úspor energie vychází z rozdílu KSE ve scénáři A oproti scénáři C a scénáři E.

Graf č. 13.5: Porovnání scénářů vývoje české KSE do roku 2050



Tabulka č. 13.1: Potenciál úspor energie v celkové KSE podle jednotlivých odvětví NH

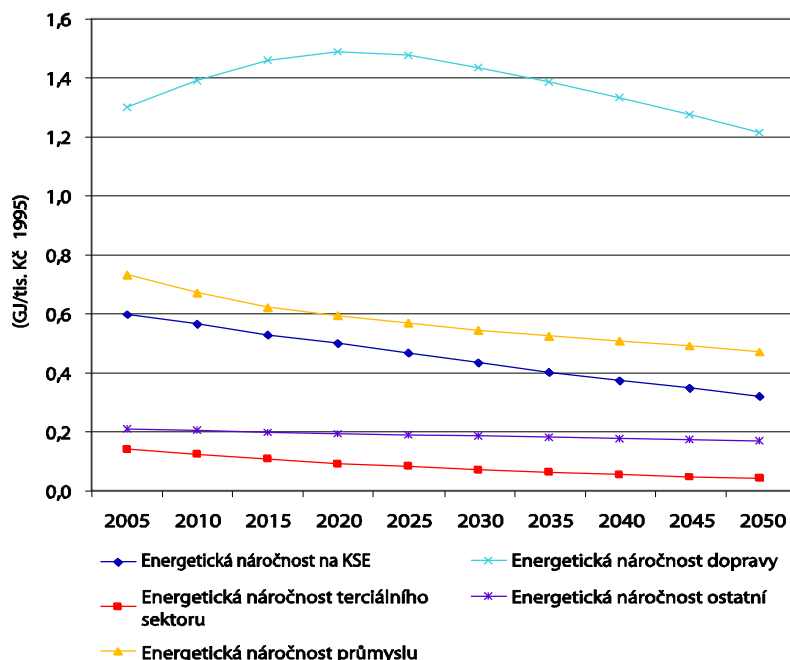
TJ	do 2030		do 2050	
	Min	Max	Min	Max
Domácnosti	29 262	66 026	55 863	126 044
Terciér	9324	25 168	19 965	47 153
Průmysl	103 221	234 939	264 420	502 999
Doprava	46 615	128 140	143 551	267 924
Ostatní	5317	10 262	15 326	28 025
Celkem	193 739	464 537	499 125	972 144

Z uvedené tabulky je patrné, že těžiště uvedených úspor je v sektorech:

- domácnosti – budovy,
- průmysl,
- doprava.

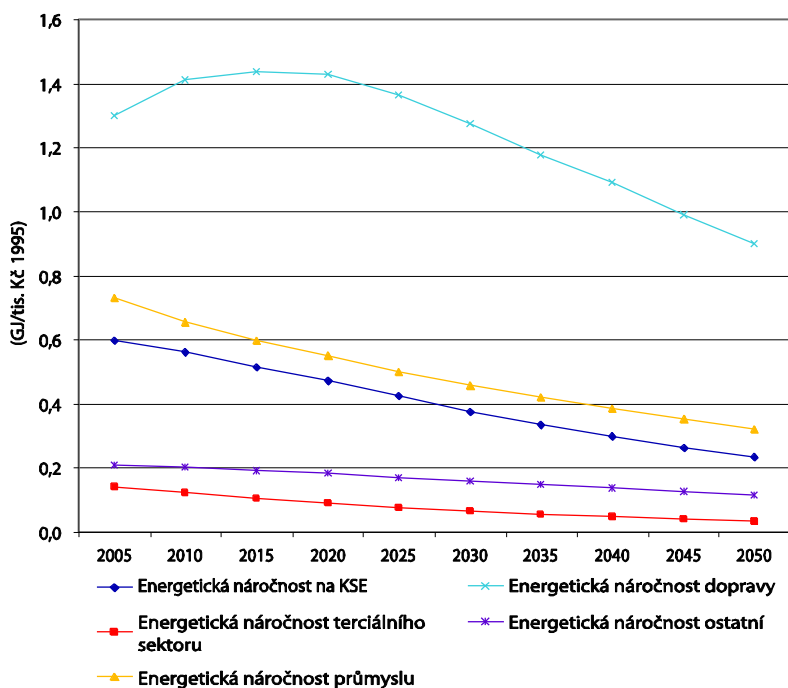
Vývoj energetické náročnosti na KSE a vývoj sektorových energetických náročností pro předpoklady vycházející ze scénářů A, C a E jsou vidět v následujících grafech. Energetická náročnost na KSE je dána podílem celkové KSE a HDP. Sektorová energetická náročnost je dána podílem KSE jednotlivých sektorů a jejich přidanou hodnotou na tvorbě HDP. Jsou uvažovány stále ceny roku 1995.

Graf č. 13.6: Energetická náročnost na KSE a sektorové energetické náročnosti pro scénář A



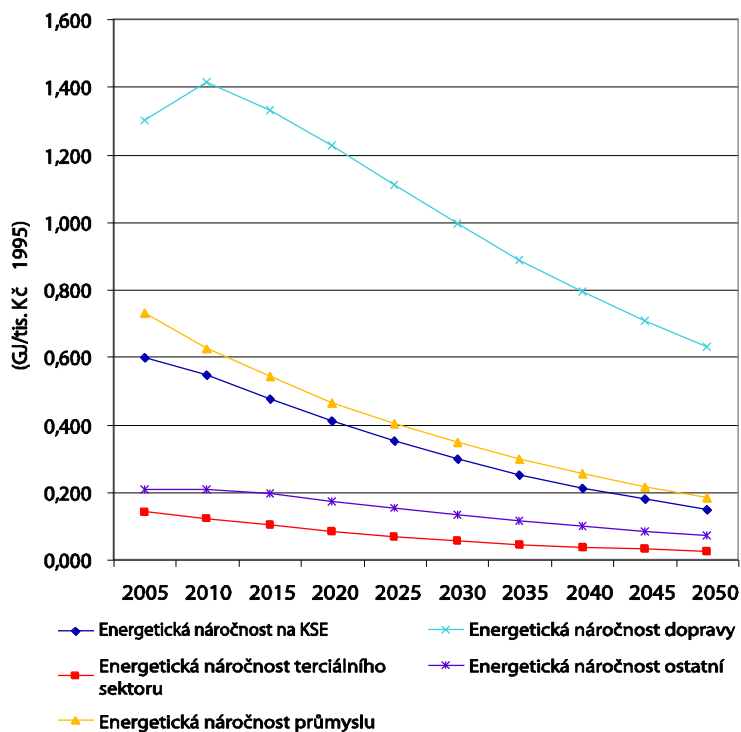
Pro scénář A se předpokládá průměrný roční pokles energetické náročnosti na KSE ve výši cca 1,4 % ročně.

Graf č.13.7: Energetická náročnost na KSE a sektorové energetické náročnosti pro scénář C



Pro scénář C se předpokládá průměrný roční pokles energetické náročnosti na KSE ve výši cca 2,1 % ročně.

Graf č. 13.8: Energetická náročnost na KSE a sektorové energetické náročnosti pro scénář E



Pro scénář E se předpokládá průměrný roční pokles energetické náročnosti na KSE ve výši cca 3 % ročně. Pro scénář D se předpokládá roční pokles energetické náročnosti na KSE ve výši cca 2,3 % ročně.

Na následujícím grafu je znázorněn vývoj celkové měrné konečné spotřeby energie v sektoru domácností na 1 byt pro námi uvažované předpoklady ve scénáři A, C a E.

Tabulka č. 13.2: Porovnání předpokládaných úspor KSE ve scénářích C, D a E s předpokládanými úsporami na základě 1. akčního plánu za ČR

rok	2010	Podíl na příslušném objemu KSE z let 2002 až 2006	2016	Podíl na příslušném objemu KSE z let 2002 až 2006
1. Akční plán podle směrnice č. 2006/32/ES (TJ/rok)	12 863	1,60%	71 431	9,00 %
Bez započtení tzv. překryvů ⁸ (TJ/rok)	14 781	1.86%	63 695	8,00 %
Se započtením tzv. překryvů (TJ/rok)	12 863	1,60%	55 948	7,00 %
Generované úspory ve scénáři C (TJ/rok)	7325	0,92%	31 085	3,92 %
Generované úspory ve scénáři D (TJ/rok)	7230	0,91%	53 684	6,76 %
Generované úspory ve scénáři E (TJ/rok)	37 267	4,70%	122 355	15,42 %

V případě generovaných úspor ve scénáři C, D a E dosazujeme za rok 2016 příslušné výpočty odpovídající v našem modelu k roku 2015.

13.3 Doporučení

13.3.1 Předpokládané úspory

Pravděpodobnost vývoje jednotlivých vstupních podmínek ovlivňující celkovou KSE a s ní související energetickou náročnost lze nejpravděpodobněji předpokládat ve scénáři D za předpokladu, že dojde k nastavení podmínek úsporných opatření v jednotlivých odvětvích NH.

⁸ Mezi různými opatřeními, např. mezi různými dotačními tituly, technickými normami a propagačními programy, existuje ale určitý překryv. Jinými slovy, nová opatření mají sice doplňující efekt, ale tento efekt není stoprocentní, existuje mezi nimi překryv. To znamená, že součet úspor dosažených dvěma úspornými programy je menší než úspory za každý program zvlášť.

Nosnou strategií v oblasti užití energie by se mělo stát efektivní zacházení se všemi formami energie napříč jednotlivými sektory NH, tak jak je uvedeno v prvním Akčním plánu o energetické účinnosti za ČR podle směrnice 2006/32/ES *o energetické účinnosti u konečného uživatele a o energetických službách a o zrušení směrnice 93/76/EHS*.

Realizace úspor se přímo promítá do PEZ snížením spotřeby tepla v budovách a paliva v dopravě. Obtížnější je situace při výrobě elektrické energie, neboť snížením konečné spotřeby nemusí dojít ke snížení její výroby. Úspory PEZ při výrobě elektrické energie musí být uplatněny při vyrovnaném saldu vývozu a dovozu. Dalším důležitým faktorem uplatňování úspor v průmyslu a energetice je nasazení energeticky efektivních technologií, které budou respektovat princip BAT (Best Available Technics).

Metodu CCS lze uplatňovat pouze u nových, vysoce efektivních energetických bloků, neboť dojde ke snížení energetické účinnosti až o 10 % za podmínky snížení spotřeby energie.

V ČR činí potenciál úspor energie v sektoru budov pro bydlení a veřejnou správu 9190 GWh, tedy 46,3 % z celkového objemu dosažitelných úspor v ČR, stanovených na základě metodického postupu podle směrnice 2006/32/ES. Celkový potenciál v sektoru budov je výrazně větší.

Pro **sektor domácností** jsou dosažitelné úspory stanoveny do konce roku **2010** v celkové výši **914 GWh**, do konce roku **2016** ve výši **6048 GWh**. Kumulativní součty přínosů stávajících systémů aktivit jsou prognózovány do konce roku 2010 ve výši 682 GWh, do konce roku 2016 ve výši 2652 GWh. Stávající rodinné domy vykazují roční dosažitelné úspory ve výši nad 19 000 GWh, tradiční bytové domy cca 7000 GWh a panelové domy 4280 GWh. U nové výstavby lze zavedením nízkoenergetických standardů dosáhnout u bytových domů roční úspory energie 38,7 GWh, tzn. 20,5 %, u rodinných domů roční úspory 74,04 GWh, tedy 20 % (roku 2007). Výše úspor je stanovena na základě údajů ČSÚ o počtech výstavby nových nebo rekonstrukce stávajících domů pro bydlení a v souladu s platnou legislativou (zák. č. 406/2006 Sb., vyhl. č. 148/2001 Sb.).

Pro **veřejný sektor** jsou dosažitelné úspory stanoveny do konce roku 2010 v celkové výši 865 GWh, do konce roku 2016 ve výši 3142 GWh. Kumulativní součty přínosů stávajících systémů aktivit jsou prognózovány do konce roku 2010 ve výši 658 GWh, do konce roku 2016 ve výši 895 GWh. Na základě vyhodnocení energetických auditů zpracovaných se státní podporou poskytnutou ze Státního programu na podporu úspor energie přinese realizace optimálních souborů opatření u 159 školských zařízení roční úspory energie ve výši 167 000 GJ (což je vzhledem k značné zanedbané údržbě a výši nutných investic k jejímu odstranění cca 20 %) a 15 000 t CO₂, u 30 z více než 500 zdravotnických zařízení jsou roční dosažitelné úspory 347 000 GJ (vzhledem k vyšším spotřebám v technologických systémech cca 42 %) a 21,5 000 t CO₂. Veřejný sektor má vykázat úspory ve výši 865 GWh k roku 2010 a 2652 GWh k roku 2016. V 3. výzvě OPŽP byla podpořena energeticky úsporná opatření u 433 škol s roční úsporou 230 803 GJ. K roku 2010 to znamená 194 GWh, k roku 2016 pak 577 GWh. Jedná se tedy o 22% podíl ze stanoveného cíle realizovaný jen v sektoru škol.

13.3.2 Doporučení pro využití potenciálu úspor energie v České republice

Řada opatření vedoucí k úsporám spotřeby energie se stává rentabilní s rostoucí cenou energií. Přesto je ve střednědobém horizontu nutné tato opatření podpořit, a narovnat tak podmínky na trhu s energií.

Opatření, která jsou nutná pro realizaci úspor:

- Stanovit střednědobé a dlouhodobé cíle pro úspory energie v jednotlivých sektorech a respektovat je při přípravě a schvalování všech vládních koncepčních dokumentů. Pro střednědobé cíle je vhodné volit rok 2020. Cíle v jednotlivých sektorech se musí odvíjet od dosažitelného potenciálu.
- Klíčovým sektorem, na který je třeba zaměřit úsilí nejdříve, jsou obytné budovy a budovy terciárního sektoru, dalšími důležitými oblastmi jsou průmysl a doprava.
- Prostředky z Evropských strukturálních fondů je třeba nasměrovat do snižování energetické náročnosti českých veřejných a firemních budov. Tato opatření je třeba vázat na dosažení minimálně nízkoenergetického standardu (třída B podle vyhlášky č. 148/2007 Sb.)
- Z operačního programu Životní prostředí alokovat na tato opatření alespoň 2 miliardy Kč ročně na zateplování budov.
- Ve vládním programu Panel přijmout stejné podmínky pro udělení dotací: tedy dosažení nízkoenergetického standardu po realizaci podpořené akce.
- Urychlit přípravu prodeje povolenek z Green Investment Schemes (tzv. kjótský horký vzduch) a investovat je do nárokových dotačních programů pro domácnosti (rodinné a bytové domy), které podpoří zateplení stávajících budov a novostavby v nízkoenergetickém nebo vyšším standardu. Do tohoto programu musí jít alespoň 2 miliardy Kč ročně.
- Po roce 2013 investovat do tohoto programu stejné množství prostředků získaných z prodeje povolenek na emise oxidu uhličitého v rámci Evropského systému obchodování.
- Nízkoenergetický standard by měl být okamžitě požadován i u všech budov financovaných byť i jen částečně z veřejných prostředků. Stát musí jít příkladem.
- Od roku 2010 musí být nízkoenergetický standard na výstavbu požadován u všech nových a rekonstruovaných budov. Od roku 2015 musí být v souladu s evropským Akčním plánem pro energetickou efektivitu požadován u budov standard pasivního stavitelství.
- Zavést do běžné praxe tzv. štitkování budov a vést širokou osvětovou kampaň pro obyvatelstvo a podnikatele tak, aby při koupi a pronájmu bytových a kancelářských prostor nebyly hlavním kritériem pouze investiční náklady či cena pronájmu, ale aby každý měl ucelené informace o provozních nákladech budovy (tedy zejména spotřebě všech typů energie).
- Zavést školení architektů, projektantů a stavebních inženýrů s cílem předání dovedností pro realizaci výstavby v požadovaném energetickém standardu (nízkoenergetickém, později pasivním).
- Rozšířit informační a poradenská střediska s cílem realizace energeticky efektivních opatření v domácnostech a terciární sféře.

- Začít s pravidelným monitorováním energetické efektivity ve stavebnictví, aby vláda měla přehled, jak energeticky náročné jsou realizované výstavby a především projekty financované z veřejných prostředků.
- Přijmout nové národní standardy na efektivity elektrospotřebičů a zajistit lepší kvalitu, než žádají současné minimální požadavky evropské legislativy. Zejména od roku 2010 omezit prodej klasických žárovek a spotřebičů, které nemají nulovou spotřebu při vypnutí.
- Přijmout opatření, která otevřou prostor pro takzvané Energy Performance Contracting a podpoří firmy v tom, aby svým zákazníkům financovaly třeba zateplení domu. Zákazníci částku posléze splácí z ušetřených peněz za energii.
- Přijmout legislativu, která vytvoří rámec pro obchodování s bílými certifikáty, a umožní tak odkup uspořené emise oxidu uhličitého či uspořené energie státem nebo jinými subjekty. Toto schéma je alternativou k výše uvedeným grantovým programům.
- V podnikové sféře je nutné zavést zvýhodnění při odpisování energeticky úsporných technologií. Rychlé odpisování pomůže urychlit výměnu starých technologií za nové. Toto dodatečné opatření je nutné, protože akceptovatelná doba návratnosti úsporných opatření je u podniků razantně nižší než u veřejných a osobních prostředků. To je způsobeno možností investovat prostředky jinak, kde je jejich alokace ziskovější.
- Vytvořit investiční fondy v průmyslových odvětvích, které se budou zaměřovat na úspory energie.
- U fyzických osob zavést daňové odpočty při realizaci zateplení objektů.
- Uplatňování daňových úlev, např. daně z nemovitostí – úlevy na stavby na dobu pěti let od roku následujícího po provedení změny spočívající v náhradě systému vytápění přechodem z pevných paliv na OZE, popřípadě změny spočívající ve snížení tepelné náročnosti stavby úpravami, na které bylo vydáno stavební povolení.
- V sektoru procesů zušlechťování paliv (koksárny, rafinérie, zplyňování uhlí aj.) je z hlediska energetické náročnosti nutné se zaměřit na výši provozovací spotřeby a ztrát, respektive na účinnost samotných procesů zušlechťování paliv.
- K úspoře PEZ prosazovat kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET) v sektoru průmyslu a ve zdrojích soustav CZT.

14. VÝZKUM A VÝVOJ V SEKTORU ENERGETIKY

Jako východiska pro hodnocení potřeb energetiky z hlediska výzkumu a vývoje můžeme vzít nejprve strategické směry výzkumu v EU a zejména Evropský plán pro výzkum a vývoj energetických technologií. Z evropského a také světového kontextu výzkumu v energetice vyplývá i směr výzkumných aktivit v ČR. S přihlédnutím ke strategické geopolitické poloze ČR a s ohledem na analýzu současného stavu energetiky uvádíme stručnou charakteristiku našeho výzkumu a vývoje a nabízíme doporučení k orientaci našich výzkumných aktivit do budoucna.

14.1 Výzkum v rámci EU

Na úrovni EU se provádí výzkum v energetice již od 60. let 20. století, zpočátku v rámci smluv o Evropském společenství uhlí a oceli a Euratom, následně v rámci navazujících programů. Tyto aktivity Společenství mají prokazatelnou přidanou hodnotu při budování kritického množství, zvyšují kvalitu a mají příznivé dopady na činnost jednotlivých států. V součinnosti s národními programy přinesla práce na evropské úrovni, která odpovídajícím způsobem propojuje inovace a regulační opatření, přesvědčivé výsledky například v oblasti čistého a účinného využití uhlí, obnovitelných zdrojů, energetické účinnosti, kogenerace a jaderné energie. Tyto výsledky je možné doložit na několika příkladech:

- Větrná energie⁹: Technologický pokrok umožnil během 20 let stonásobně zvýšit výkon větrných turbín (z 50 kW jednotek na 5 MW) a snížit náklady o více než 50 %. V důsledku toho se instalovaný výkon za posledních deset let zvýšil 24krát na hodnotu 40 GW v Evropě, tj. 75 % celosvětového výkonu.
- Fotovoltaika¹⁰: V roce 2005 činila světová produkce fotovoltaických jednotek 1760 MW ve srovnání s 90 MW v roce 1996. Za stejné období se průměrná cena jednotky snížila z cca 5 €/W na cca 3 €/W. V Evropě se za deset let zvýšil instalovaný výkon 35krát, a tak v roce 2005 dosáhl 1800 MW. Při průměrné roční míře růstu přibližně 35 % během posledního desetiletí představují fotovoltaické systémy jedno z nejrychleji rostoucích energetických odvětví.
- Technologie čistého spalování uhlí¹¹: Účinnost tepelných elektráren spalujících uhlí se za posledních 30 let zvýšila o jednu třetinu. Moderní instalace jsou dnes schopné provozu s 40–45% účinností. Přesto je v této oblasti velký prostor pro další vývoj. V mnoha členských státech EU již bylo úspěšně dosaženo širokého snížení „klasických“ emisí (SO₂, NO_x a prachu).
- Evropský výzkumný program v oblasti fúzí a jeho přelomový projekt ITER jsou modelovým příkladem rozsáhlé mezinárodní spolupráce v oblasti výzkumu a vývoje, jež zahrnuje sedm partnerských zemí zastupujících více než polovinu světové populace.

⁹ Evropská technologická platforma pro větrnou energii (<http://www.windplatform.eu/>).

¹⁰ Evropská technologická platforma pro fotovoltaiku (http://ec.europa.eu/research/energy/nn/nn_rt/nn_rt_pv/article_1933_en.htm).

¹¹ Evropská asociace černého a hnědého uhlí (EURACOAL) (<http://euracoal.be/newsite/overview.php>).

Přesvědčivé výsledky v oblasti výzkumu a vývoje jednotlivých technologií nejsou v současné době dostatečně účinně provázány pokrokem v oblasti přenosových sítí a ve vývoji prostředků pro omezení kruhových toků energie, které jsou slabým místem evropské spolupráce i zásadním omezením bezpečného rozvoje zdrojů závislých na lokálních přírodních podmínkách a jejich změnách.

Rámcové výzkumné programy Evropské unie budou i nadále tvořit základní součást mozaiky vývoje energetických technologií. Sedmý rámcový program podpoří technologický výzkum a ukázky nejen v rámci tématu energie a programu Euratom, ale rovněž jako horizontální téma, které je podporováno v rámci většiny ostatních témat, zejména informační a komunikační technologie, biotechnologie, materiály a doprava. Program bude rovněž financovat socio-ekonomické a politické výzkumy v oblasti nutných systémových změn, jež jsou potřebné pro přechod k „nízkouhlíkovému hospodářství a společnosti“ v Evropské unii i mimo ni, přičemž pro vytváření energetické politiky poskytne Společné výzkumné středisko (SVS) vědeckou a technickou podporu. Rámcový program pro konkurenceschopnost a inovace, zejména část „Inteligentní energie – Evropa“, doplní tuto činnost tím, že se zaměří na překážky netechnologického charakteru, bude podporovat urychlení investic a motivovat trh k přijetí inovačních technologií v rámci EU.

Evropské technologické platformy (ETP) ustavené v oblasti energetiky (viz příloha) v posledních letech prokázaly, že výzkumné kruhy, průmysl i další důležité zainteresované subjekty (např. občanská sdružení) jsou připraveny vytvořit společnou vizi a vypracovat konkrétní plány na její dosažení. Tyto technologické platformy již ovlivňují evropské a národní programy, to však samo o sobě neřeší problém nesystematických a vzájemně se překrývajících činností. Samy platformy vyzývají k postupu na celoevropské úrovni, k jehož zajištění je třeba vytvořit rámec pro vypracování rozsáhlých propojených iniciativ. Jasná evropská strategie v oblasti energetických technologií by těmto platformám napomohla více prohloubit vzájemnou spolupráci bez soupeření o skromné investiční prostředky.

Navýšení rozpočtových prostředků pro sedmý rámcový program Evropské unie a rovněž program Inteligentní energie – Evropa představují krok správným směrem. V prvním případě bude průměrný roční rozpočet vyčleněný na výzkum v oblasti energetiky (ES a Euratom) činit 886 milionů EUR ve srovnání s 574 miliony EUR v předchozím programu. To je však stále v příkrém kontrastu s plánovaným prudkým nárůstem centrálně řízených výzkumných programů u světových konkurentů. Například ve Spojených státech navrhuje zákon o energetice z roku 2005 federální rozpočet **na výzkum v oblasti energetiky ve výši 4,4 miliardy dolarů pro rok 2007, 5,3 miliardy dolarů pro rok 2008 a 5,3 miliardy pro rok 2009, což představuje prudký nárůst oproti 3,6 miliardám dolarů z roku 2005.**

Pro zajištění konkurenceschopnosti na světových trzích musí Evropská unie a její členské státy zvýšit investice veřejných i soukromých subjektů a mnohem efektivněji zmobilizovat veškeré zdroje, aby se srovnala propast mezi obrovským rozsahem problému a úsilím vynakládaným na výzkum a inovace. Jednotlivé členské státy mají v oblasti energetiky vlastní výzkumné programy, které mají většinou podobné cíle a zaměřují se na stejné technologie. Obrázek roztříštěného a nesystematicky využívaného potenciálu dále doplňují státní a soukromá výzkumná střediska, univerzity a specializované agentury. Vzájemná spolupráce bude přínosná pro všechny, neboť umožní využít spojující úlohu, kterou může Evropská unie hrát v oblasti energetiky.

Možnosti užší mezinárodní spolupráce je třeba využívat mnohem účinnějším způsobem. Zabezpečení dodávek energie a změny klimatu jsou globální problémy, jejichž řešení je možné realizovat na globální úrovni. To povede k vytvoření velkých trhů, ale také tvrdé konkurence. Nalezení správné rovnováhy mezi spoluprací a konkurencí je naprosto nezbytné. Projekty ITER a fúze nabídly model rozsáhlé mezinárodní výzkumné spolupráce s cílem zhostit se náročných globálních úkolů a tento přístup je možné využít i v dalších oblastech. Účast ústavů AV ČR a pracovišť VŠ na těchto programech je pro energetiku ČR velmi žádoucí. Evropská unie a mnohé její členské státy se rovněž účastní vícestranných iniciativ, například Mezinárodního partnerství pro hospodářství využívající vodík (IPHE) nebo Fóra pro vedoucí postavení v oblasti sekvestrace uhlíku (CSLF) a mezinárodního fóra „Generace IV“ (GIF), jejichž potenciál dosud nebyl plně využit. Součinnost ve vývoji výkonných a nízkouhlíkových technologií by měla být dále podporována užší spoluprací zaměřenou na výsledek s mezinárodními partnery, např. se Spojenými státy.

Evropský strategický plán pro výzkum a vývoj energetických technologií:

Vytvoření rámcových podmínek a pobídek, jež podpoří vývoj a přijímání energetických technologií, je záležitostí veřejné politiky. Na evropské a národní úrovni je k dispozici celá řada nástrojů, jež mohou pomoci urychlit vývoj technologií (nároky na technologie) a jejich uvádění na trh (růst poptávky). Následující seznam uvádí neúplný výčet některých těchto nástrojů:

- **Nástroje na podporu technologií:** rámcový program pro výzkum v EU a související iniciativy (např. program sítě Evropského výzkumného prostoru, finanční nástroj na sdílení rizik Evropské investiční banky, infrastruktura pro výzkum, společné technologické iniciativy a další možnosti dle článků 168, 169 a 171 Smlouvy o ES a hlavy II Smlouvy o Euratomu), Evropský fond pro výzkum v oblasti uhlí a oceli, národní programy pro výzkum a inovace, investiční kapitál a inovační finanční mechanismy¹², Evropská investiční banka, Strukturální fondy pro inovace, program COST (Evropská spolupráce ve vědě a výzkumu), program EUREKA (Evropská spolupráce v oblasti aplikovaného a průmyslového výzkumu a vývoje), Evropské technologické platformy.
- **Nástroje na podporu poptávky:** směrnice EU stanovující cíle a minimální požadavky, nařízení o výkonnosti, cenová politika (schéma pro obchodování s emisemi a daňové nástroje, jako např. zdanění energií), označování energetické účinnosti, politika pro vytváření norem, dobrovolné dohody v rámci průmyslového sektoru, pevné výkupní ceny energií, kvóty, závazky, zelené a bílé certifikáty, stavební a plánovací předpisy, příspěvky za rychlé zavedení, daňová zvýhodnění, politika hospodářské soutěže, politika zadávání veřejných zakázek, obchodní dohody.
- **Propojené inovační nástroje:** zamýšlený Evropský technologický institut (EIT) bude mít důležitou úlohu při zlepšení vztahů a součinnosti mezi sférou inovace, výzkumu a vzdělávání. Je možno očekávat, že samosprávnou řídicí radou bude zřízeno Společenství pro vědomosti a inovace v oblasti energetiky. Program Společenství pro konkurenceschopnost a inovace (zejména program Inteligentní energie –

¹² Například Globální fond pro energetickou účinnost a obnovitelnou energii (GEEREF) Evropské unie.

Evropa) je zaměřen na odstranění netechnických překážek uvádění na trh. Mimoto je možné využít koncept vedoucí úlohy trhu vyhlášený v nedávné strategii pro inovace,¹³ který by mohl posloužit zavedení rozsáhlých strategických opatření zaměřených na vytvoření nových trhů s energiemi, jež budou založeny na vědomostech.

Podstatou Evropského strategického plánu pro energetické technologie (plán SET) bude nalezení nejvhodnějších politických nástrojů, které budou nejlépe odpovídat potřebám různých technologií v různých fázích cyklu výzkumu a uvádění na trh. Strategický plán pro energetické technologie musí tedy zohlednit veškeré aspekty technologických inovací i politický rámec potřebný pro podporu podnikatelského a finančního sektoru při vytváření a podpoře účinných a nízkouhlíkových technologií, jež budou utvářet naši společnou budoucnost. Spolu se sdělením „*Energetická politika pro Evropu*“¹⁴ se plán SET zaměří na různé časové rámce a důležité milníky, jichž je třeba dosáhnout pro nasměrování našeho energetického systému na cestu udržitelného rozvoje. Rovněž bude brán v potaz sociálně-ekonomický rozměr, včetně změn chování a společenských postojů, jež mají dopad na využívání energií.

Strategický plán pro energetické technologie musí vycházet ze společně sdílené evropské vize, jež zahrnuje všechny relevantní činitele: průmyslový sektor, výzkumné kruhy, finanční společenství, veřejné orgány, uživatele, občanskou společnost, občany a odbory. Při stanovování cílů musí být ambiciózní, s ohledem na zdroje však musí zaujímat realistický a pragmatický přístup. Ačkoliv by tento strategický plán neměl být vnímán jako protěžování vítězů na evropské úrovni, zároveň musí být selektivní (tj. různá řešení pro různé situace), aby bylo zajištěno vytvoření správného portfolia technologií, jež umožní členským státům pečlivě si vybrat vhodnou kombinaci pro jimi preferovaný energetický mix, a to s ohledem na jejich domácí zdrojovou základnu a potenciál využití.

Strategickou součástí plánu bude určit takové technologie, u nichž je nezbytné, aby Evropská unie jako celek našla účinnější způsob mobilizace zdrojů pro realizaci ambiciózních kroků zaměřených na výsledek, které urychlí vývoj a uvádění na trh. Na vývoji technologií musíme pracovat v rámci silných seskupení a partnerství. Při tom musí být stanoveny přesné a měřitelné cíle, o jejichž plnění je pak nutno usilovat soustředěným a koordinovaným způsobem. Vzniklá rizika je třeba sdílet a zapojovat dostatečné množství prostředků z mnoha různých zdrojů. Možnými příklady těchto rozsáhlých iniciativ, jež přesahují možnosti jakékoli země jednotlivě, mohou být biorafinérie, technologie pro udržitelné využití uhlí a plynu, palivové a vodíkové články nebo jaderné štěpení čtvrté generace.

Plán SET nebude osamocenou iniciativou, nýbrž bude vycházet ze stávajících iniciativ, např. národních energetických strategií a souhrnných přezkumů, a rovněž z akčního plánu pro ekologické technologie (ETAP) a z plánované vzorové iniciativy v oblasti informačních a komunikačních technologií pro udržitelný růst, kde je možnost optimalizovat součinnosti, a doplňovat je.

¹³ KOM(2006)502, 13. září 2006.

¹⁴ KOM(2007) 1.

14.2 Výzkum v ČR

Výzkumné a vývojové programy by měly sledovat hlavní cíle nové energetické politiky EU, které budou do určité míry závazné i pro ČR:

- snížení emisí skleníkových plynů,
- snížení závislosti na importu energie,
- další výstavba domácí energetické infrastruktury,
- zvýšení podílu obnovitelné energie,
- zvýšení efektivity ve spotřebě energie,
- další diverzifikace energetických zdrojů a tras pro import energie,
- intenzivní energetický výzkum.

Výše uvedené principy by měly být základnou pro další diskusi a stanovení konkrétních cílů a nástrojů.

Zapojení výzkumu ČR do spolupráce v rámci EU je na dobré úrovni v jaderné energetice a jaderné fúzi, k přímému zapojení na cílené projekty však bude zapotřebí navýšení domácích finančních prostředků. Posílit je třeba též oblast vodíkové energetiky, tj. výroby, distribuce/skladování a transformace vodíku na elektrickou/mechanickou energii ve spalovacích motorech nebo palivových článcích. V klasické energetice a v energetice jako celku je třeba posílit též spolupráci s USA a Ruskem.

Předpoklady pro využití očekávaných výsledků výzkumu existují v energetice samotné i v průmyslu, který vyrábí energetická zařízení. Jde především o:

- zajištění efektivního, spolehlivého a dlouhodobě udržitelného zásobování ČR energetickými zdroji,
- zajištění exportní konkurenceschopnosti průmyslu na území ČR,
- rozšířené zapojení do evropských výzkumných programů, též na straně nabídky kapacit pro experimenty a praktická ověřování.

Při časování implementace výsledků výzkumu je nutné respektovat rozdílnost technologií podle časových možností nasazení do běžného provozu, viz následující tabulka:

Tab. 14.1

Doba pro plošné zavedení	Dopravní technologie	Technologie přeměny tepelné/elektrické energie
Okamžitě - Krátkodobý horizont	Snížení poptávky (např. menší motory) Pokročilé vysoce účinné motory s vnitřním spalováním Vylepšené modely hybridních elektrických vozidel na benzin, naftu a bionaftu Bionafta; bioetanol Společná úprava biomasy a fosilních paliv	Solární tepelná zařízení o nízké/střední teplotě pro ohřev vody, vytápění, chlazení, výrobní procesy Plynová turbína kombinovaného cyklu (CCGT) Jaderné štěpení (generace III/III+) Větrná energie (včetně pobřežní/na volném moři)

Dlouhodobý horizont	Syntetická paliva z plynu/uhlí – Fischer-Tropsch Biopaliva z ligno-celulóзовých výchozích produktů Nové technologie obnovitelných zdrojů energie Elektrická vozidla (EVs) s pokročilým uchováváním elektrické energie v akumulátorech Nové materiály pro energetickou efektivitu Vodík s palivovými články Letecká doprava: vodíkové/plynové turbíny	Integrace systémů (distribuční soustava) Pevná biomasa Palivové články (SOFC, MCFC) Geotermální energie (včetně hloubkové – HDR/HFR) Zachycování a ukládání uhlíku (CCS) Čistější využití uhlí (parní/plynové turbíny, kombinovaný cyklus) s CCS Pokročilé elektrárny na fosilní paliva (super/ultra-superkritická pára; kombinovaný cyklus s integrovaným zplyňováním uhlí (IGCC), s CCS Solární fotovoltaické systémy (PV) Solární tepelné elektrárny Energie Země (geotermální) Energie oceánu (vlny, mořské proudy) Stavebnictví, průmysl – snižování ztrát Jaderné štěpení – generace IV Jaderná fúze
---------------------	--	---

Krátkodobý horizont znamená u zdrojů s výkonem větším než 100 MW to, že produkci z těchto zdrojů můžeme očekávat za 5 až 10 let po rozhodnutí o jejich realizaci. Prakticky se tedy jedná o zdroje současné technologie, které začnou v nejlepším případě dodávat energii k roku 2013 až 2015.

Se stejnou logikou je nutno přistupovat ke všem inovacím, a zejména ke zcela novým technologiím **dlouhodobého horizontu** (projekt PC 700, Jaderné reaktory IV. a V. generace a zejména jaderná fúze).

14.3 Doporučení pro orientaci energetického výzkumu a vývoje v ČR

Mezi hlavní cíle výzkumu a vývoje je nutno zařadit především sérii programů, které v ČR povedou k zajištění předpokladů pro trvale udržitelné, spolehlivé a ekonomicky přijatelné vytváření a využívání energetických zdrojů jako základní předpoklad

ekonomického rozvoje ČR a průmyslu. Konkrétně to pro oblast výzkumu znamená zejména:

- Výzkum podmínek spolehlivého provozu jaderných elektráren s prodloužením životnosti až na 60 let.
- Výzkum a vývoj materiálů a postupů pro bezpečné uložení a znovuvyužití vysoce radioaktivních odpadů z jejich provozu.
- Výzkum zařízení nových jaderných a uhelných elektráren s parametry odpovídajícími 21. století a respektující limity CO₂.
- Výzkum přímého využití biomasy v energetice a paliv z ní pro decentralizovanou energetiku a dopravu, výzkum a vývoj technologií na výrobu druhé generace kapalných biopaliv.
- Podpořit výzkum a vývoj se zaměřením na fotovoltaiku a geotermální energii, které mají v našich podmínkách významný potenciál
- Účast na výzkumu vodíkového hospodářství a využití vodíku prostřednictvím spalovacích motorů nebo palivových článků v dopravě a v přímé výrobě elektřiny a tepla.
- Účast na dlouhodobém výzkumu a vývoji jaderné fúze.
- Výzkum systému pro zajištění úspor energie a spolehlivosti rozvodných sítí energetických médií.
- Výzkum systému bezpečnosti energetických zdrojů a jejich zálohování pro případ rizikových situací.
- Výzkum zálohování a regulace elektroenergetické soustavy s ohledem na možný necentrální provoz, zapojení výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a jejich využitelnost v krizových situacích.
- Posílit výzkum a vývoj stavebních postupů a materiálů pro nízkoenergetické stavitelství.
- Zaměřit výzkum a vývoj na vývoje nových materiálů a technologií pro oblast energetické efektivity v českém průmyslu.
- Podpořit vývoj snižování spotřeby fosilních paliv a snižování emisí v pohonech vozidel, včetně systémových opatření v dopravě.
- Podpořit ekonomický výzkum takových postupů, které by vedly k efektivnímu dosažení úsporných cílů při respektování tržně orientované ekonomiky.
- Zvýšit množství absolventů studijních oborů v oblasti energetiky a přírodních věd, zkvalitnit výuku zapojením výzkumných pracovníků a propojení energetiky s posledním vývojem v této oblasti doma a v zahraničí.
- Zvýšit množství finančních prostředků na výzkum v oblasti energetiky a zajistit finanční prostředky pro domácí technologické platformy v jednotlivých oblastech včetně účasti na mezinárodních demonstračních projektech (ITER, GEN IV, vodíkové hospodářství, kogenerace na různých výkonových úrovních a využití paliv z obnovitelných zdrojů).
- Posílit úroveň výuky v odpovídajících oborech a motivaci studentů užším provázáním s výzkumnými projekty pro průmysl a v mezinárodní spolupráci. Zajistit též studijní a pracovní pobyty špičkových zahraničních odborníků v ČR.

15. VÝCHODISKA, PRINCIPY A RIZIKA ENERGETICKÉ STRATEGIE

15.1. Shrnutí hlavních analytických závěrů - ČR

České energetické hospodářství je v současné době stabilní. Spotřeba primárních energetických zdrojů (PEZ) i konečná spotřeba energie v posledních letech mírně rostou v důsledku změn v proporcích PEZ a vývozu elektřiny. Poptávku po zdrojích v důsledku vyššího ekonomického růstu však částečně tlumí pokles energetické náročnosti. Energetická náročnost ekonomiky ČR je vyšší než evropský průměr, při očekávané konvergenci všech základních reálných i nominálních makroekonomických ukazatelů k evropskému standardu předpokládáme i snížení energetické náročnosti na celoevropský průměr; tomu odpovídá i zmapovaný potenciál úspor při energetických přeměnách i v konečné spotřebě.

Česká energetika je dnes dostatečně zabezpečena vyváženým zdrojovým mixem a výrobními kapacitami a rovněž disponuje rezervami, včetně strategických, pro krytí výkyvů spotřeby. V období po roce 1989 došlo k rozsáhlé restrukturalizaci při masivních ekologických investicích do procesů získávání zdrojů energie, jejich transformace a spotřeby. Velmi výrazně se snížily emise škodlivin, bylo dosaženo prvních významnějších úspor energie a rovněž nastartovaná podpora využívání obnovitelných zdrojů energie (OZE) přináší první, byť zatím skromné výsledky. Díky vysokému využití tuzemských zdrojů tuhých paliv je dovozní energetická závislost ČR poměrně nízká (42%, jedna z nejnižších v Evropě). Elektrizační soustava je závislá na dovážených zdrojích energie (především jaderné palivo) pouze z 38%. Připomínáme však, že bilance zahraničního obchodu s energetickými komoditami je v ročním deficitu v řádu 130 - 140 mld. Kč, s tendencí k dalšímu propadu. Trh tuhých paliv je stabilizovaný, orientovaný na dodávky pro výrobu elektřiny a dodávkového tepla. Trh plyných paliv stagnuje a plynná paliva jsou v širší míře uplatňována především v konečné spotřebě energie v malých a středních zdrojích na výrobu tepla. Kapalná paliva jsou dominantně využívána pro výrobu pohonných hmot.

Česká republika disponuje významnými zásobami černého a hnědého uhlí a jako jediný stát Evropské unie do určité míry i uranu. Ve všech těchto třech případech však plné budoucí využití existujících i potenciálních zásob závisí na kombinaci několika významných faktorů. Především je to vývoj poptávky a ceny, kdy tyto faktory působí velmi rozdílně u černého a hnědého uhlí nebo uranu, a též ekologické a krajinné faktory. I přes poměrně vysoké stavy geologických a bilančních zásob hnědého uhlí jsou stavy vytěžitelných zásob v ČR nízké a životnost jednotlivých lomů se pohybuje od 14 do 50 let. Při setrvání na této palivové základně to umožňuje obnovit jen část kapacit

postupně dožívajících výroben elektřiny a tepla. Objem vytěžitelných zásob černého uhlí v ČR vystačí maximálně do roku 2030.

Pokud dojde k výraznějšímu rozvoji jaderné energetiky (u nás nebo globálně) a při stávajícím trendu cen komodit na světových trzích, mohou se zásoby českého uranu stát reálnou strategickou komoditou. Z analýzy zásob vyplývá, že v ČR existuje potenciál nové těžby, případně jejího obnovení. Na příklad na ložisku Rožná je jasný potenciál pro prodloužení těžby. Další těžitelné zásoby jsou i u ostatních ložisek.

Zdroje ropy a plynu na území ČR jsou mizivé a jejich současná těžba tvoří necelé 2% současné spotřeby PEZ.

Spalování fosilních paliv pro energetické účely včetně dopravy je v České republice největším zdrojem skleníkových plynů a dalších látek znečišťujících ovzduší. Emise skleníkových plynů poklesly v České republice v letech 1990 až 2006 o cca 25 % z původních 190 milionu tun ekvivalentu CO₂ na cca 140 mil. tun CO_{2ekv}. K největšímu poklesu došlo v první polovině devadesátých let minulého století díky strukturálním změnám hospodářství. Kjótský protokol, který Česká republika ratifikovala, nás zavazuje nejpozději do roku 2012 snížit emise skleníkových plynů o 8 % k referenčnímu roku 1990.

Vázání jsme i emisními stropy stanovenými evropskou legislativou pro ostatní znečišťující plyny. V této souvislosti je třeba se i zmínit o téměř desetinásobném poklesu emisí SO₂ z 1850 kt na 264 kt mezi roky 1990 až 2000, který je unikátní v rámci celé Evropy. Na druhé straně, emise z motorové dopravy však od roku 1990 rostou zrychlujícím se tempem a konkrétně v případě emisí oxidu dusíku mohou převážít pokles těchto emisí z velkých energetických zdrojů; splnění emisního stropu podle směrnice EU pro rok 2010 může být pro NO_x ohroženo.

Česká energetika prošla v průběhu devadesátých let - stejně jako celá česká ekonomika - hlubokou tržní reformou, trhy s energií však podléhají i nadále rychlému vývoji. Trhy s elektřinou a zemním plynem jsou liberalizovány a pootevřeny, v případě elektřiny stále významnější roli hraje Energetická burza, v případě plynu je stupeň skutečné liberalizace výrazně menší. Ani v delší budoucnosti nebude možné mluvit o jednotném evropském trhu, lze spíše očekávat vytváření regionálních trhů v rámci evropského kontinentu. Dlouhodobý vývoj cen energií bude vycházet především z poptávky podmíněné hospodářským růstem, v krátkodobém horizontu se budou projevovat regionální nerovnováhy, klimatické vlivy, spekulace na trzích (jak energií, tak obecně kapitálových) a stále více i vliv cen emisních povolenek. V každém případě, minimálně v rámci regionálních trhů, ale postupně i v rámci celé EU, nastane patrně rychlá konvergence cen, především elektřiny, později i zemního plynu. Dalším, v podstatě daným vnějším parametrem české energetiky, budou regulační pravidla, zaváděná EU.

Závažné omezující limity má další rozvoj české energetiky v oblasti legislativy a disponibilní kvalifikované pracovní síly. Investiční záměry se potýkají s komplikovanými a zdoluhavými schvalovacími procesy a procesy autorizace nejsou jasně vymezeny. Pokud bude pokračovat setrvalý trend v nejasné koncepci energetiky a slábnoucí podpory vzdělávání v energetice a energetickém strojírenství, může Česká republika během deseti let ztratit nejen soběstačnost v dodávkách energie, ale také pozici silného vývojáře a dodavatele investičních celků, pozici kterou budovala od druhé poloviny 19. století. Problematika disponibilní a kvalifikované pracovní síly je pak přímo propojena s programy vědy a výzkumu, zaměřenými na rozvoj nových, efektivních technologií pro sektor energetiky. Přitažlivost studijních oborů a možnosti profesního růstu při účasti na perspektivních výzkumných a vývojových projektech vyřeší dva problémy současně: poskytnou českému průmyslu odpovídající profesní zázemí a podpoří přístup českých firem k moderním technologiím. Podpora účasti v programech mezinárodní spolupráce, ať v rámci EU či v jiných seskupeních, je nutnou podmínkou.

NEK věnovala značnou pozornost významu a potenciálu obnovitelných zdrojů energie (OZE) a energetickým úsporám. Národní indikativní cíl vycházející ze Směrnice 2001/77/ES pro podíl OZE na výrobě elektřiny v roce 2010 činí 8 %. Tento cíl přejala státní energetická koncepce České republiky, jeho naplnění však není reálné. V roce 2007 bylo při normálně vodním roce z obnovitelných zdrojů vyrobeno 3,4 TWh elektřiny, což je podíl na hrubé spotřebě pouze cca 4,7 %. Důvodem není chybějící potenciál, ale pozdní zavedení systémové podpory (zákona č. 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, který patří svým principem mezi progresivní normy) a také řada administrativních překážek.

Danými přírodními podmínkami je využití OZE v ČR omezené. Při výrobě elektřiny z OZE zatím mají rozhodující podíl vodní elektrárny, takže v suchém roce pokles výroby z vodních elektráren sníží produkci elektřiny z OZE o zhruba polovinu. Tento podíl však rychle klesá. V kapitole 11 je kvantifikován teoretický potenciál OZE pro výrobu energie v horizontu roku 2050 ve výši až 480 PJ. Tento potenciál bude v budoucích letech bezesporu procházet kritickým přehodnocením a to jak z pohledu technické realizovatelnosti, tak ekonomické náročnosti a následné konkurenceschopnosti. Rozhodujícím faktorem z hlediska významnějšího využití OZE se jeví výrazně vyšší míra nejistoty a podmíněnosti příznivou kombinací okamžitých přírodních podmínek.

Do budoucna bude mít v ČR mezi OZE převažující význam biomasa (je to jediný obnovitelný zdroj, který nepodléhá riziku, spojenému s okamžitými přírodními podmínkami), i zde však teoretický potenciál bude konfrontován především z pohledu druhotné energetické náročnosti jejího pěstování a využití. Další OZE se v ČR rozvíjejí především na základě silných subvencí, ať přímých či nepřímých, v současné době se jedná o větrnou energii a fotovoltaiku, když v posledním případě jde o velmi diskutabilní strategii (zde je potřebná spíše podpora na úrovni výzkumných projektů).

V kapitole 13 jsou kvantifikovány scénáře možného vývoje energetických úspor v ČR v dlouhém horizontu. Za nejpravděpodobnější považuje NEK scénář, kdy se energetická efektivnost bude postupně zvyšovat a kdy růst celkové konečné spotřeby energie bude pomalý, především relativně k dlouhodobému hospodářskému růstu (po roce 2035 by mělo dojít k ustálení celkové konečné spotřeby nad cca 1 200 PJ). NEK dospívá jednoznačně k názoru, že největší potenciál energetických úspor se nachází u obytných, ale především veřejných a firemních budov a dále v dopravě.

NEK věnovala nadstandardní pozornost dvěma specifickým oblastem - možnostem dalšího využití jaderné energie a zemnímu plynu. Diskuse k jaderné energetice byla velmi obtížná a jejím výsledkem je kapitola 10, když některé přetrvávající rozpory řešila NEK cestou příloh, kde jsou názorové rozdíly vyloženy. Jako společný závěr je možno uvést, že jaderná energetika je považována za jednu z variant výroby elektrické energie a tepla. V případě zemního plynu je zjevné, že do budoucna představuje významnou alternativu k domácímu uhlí. Zásadním předpokladem jsou však odpovídající opatření energetické politiky; jde o kroky na mezinárodní, především evropské úrovni, směřující k posílení přepravních tras a diverzifikaci dodávek zemního plynu, ale též o opatření na úrovni ČR.

Mimořádně závažné problémy NEK rovněž nachází v případě dalšího rozvoje energetických sítí v ČR a případného zabezpečení elektřinou a teplem při krizových stavech. Dosud v této oblasti neexistují závazná pravidla EU a platí princip neintervence, kdy každá soustava si musí do 15 minut vyrovnat svou bilanci výkonů. Naopak platí princip solidarity, tedy automatická aktivace rezerv v synchronní oblasti, včetně našich rezerv. Požadované zvýšení solidarity jednotlivých provozovatelů přenosových soustav se zatím prakticky neprojevovalo, nýbrž panuje ostrá konkurence a import regulační energie je problematický. Při enormním nárůstu přenosů elektřiny mezi exportujícími a importujícími soustavami lze očekávat velké kolísání mezistátních přenosů vlivem rozmachu větrné energetiky v sousedních státech a nebezpečí zavlečení velkých poruch ze zahraničí do české energetické soustavy. Není zatím zcela prokázána spolehlivost přenosové soustavy ČR, především při poruchových stavech a zvýšeného vlivu zahraničních větrných off-shore elektráren v SRN (při jejich plánovaném nárůstu do roku 2020 o 20.000 MW nelze vyloučit hlubší destabilizaci soustavy SRN). Kromě toho, značnou pozornost bude nutno věnovat vlivu největšího plánovaného bloku v ČR (1.200 až 1.550 MW) na spolehlivost energetické soustavy včetně potřeby rychle startujících zdrojů k zajištění sekundární regulace a zajištění výkonové rezervy pro terciární regulaci. Možnost dovozu regulované energie je minimální a disponibilní výkon v ČR pro sekundární regulaci není zatím v průměru vyšší než 700MW (přečerpací vodní elektrárny).

Shrneme-li problematiku energetických sítí, pak je nutno v dohledné době zpracovat analýzu dopadů systémových poruch na národní hospodářství v

důsledku širokého pojetí nouzového stavu v ČR, zahrnující nejen přírodní katastrofy, ale i blíže nedefinovatelné události v přenosu, distribuci a výrobě elektřiny. V této souvislosti je nutno posoudit vliv burzovního obchodu s elektřinou nejen na ceny, ale také na spolehlivost zásobování elektřinou při přechodu od dlouhodobých smluv na krátkodobé burzovní produkty za extrémní volatility a nízké nabídky v důsledku chybějících zdrojů a přenosů elektřiny.

15.2 Vnější podmínky české energetiky

Na českou energetiku má významný vliv celá řada vnějších skutečností, které lze rozdělit do dvou skupin. Za prvé, jde o vývoj světové ekonomiky a o hospodářsko-politické změny v pro nás relevantních zemích; v prvním případě je příkladem cena ropy, v druhém třeba vztah Německa k jaderné energetice. Česká republika nic z toho nemůže přímo ovlivnit, mnohdy však mají tyto události zásadní dopad i na nás. Za druhé, jedná se o iniciativy a direktivy Evropské unie, kde Česká republika jako členský stát má možnost od počátku spoluurčovat přípravu norem, jejich schvalování a implementaci, i když ne vždy jsme schopni této možnosti využít.

Z první skupiny mají (a budou mít) na českou energetiku nejvýraznější vliv následující skutečnosti:

- Ceny ropy (a návazně i zemního plynu), především z pohledu dopadů na následnou konkurenceschopnost české ekonomiky a dopadů na celkovou platební bilanci.
- Proměna ruské energetické a zahraničně-politické koncepce od roku 2000. Energetika je nyní otevřeně chápána jako klíčový nástroj zahraniční politiky, Rusko se zbavuje závislosti na tranzitních zemích (především Ukrajina, Bělorusko) přímým vývozem ropy přes nové přístavy (Primorsk, Novorossijsk) a plynu přes podmořské plynovody (Nord Stream, South Stream) a vstupuje na nové trhy v klíčových zemích světa (USA, Čína, Japonsko, Indie; sekundárně i Velká Británie či Jižní Korea). Tato politika povede k tomu, že tradiční zdroje ropy (Povolží, Ural, Západní Sibiř), napájející i zdroje ropy a zemního plynu pro ČR, postupně nahradí nová naleziště na východě Sibiře, Dálném severu a Dálném východě. Obdobně ve střednědobém horizontu klesne význam tradičních nalezišť plynu (Urengoj, Jamburg) a hlavní část produkce pravděpodobně pokryjí nová naleziště Jamal, Štokman a Sachalin.
- Situace na energetickém trhu v našem regionu, především v Německu. Zde je ve středním období rozhodující vztah Německa k jaderné energetice (zatím stále zákonně platí plánovaný odchod od jaderné energetiky do roku 2021). Jakkoli dochází masivním investicím do větrných elektráren, je vzhledem k daleko méně jistému využití pravděpodobné, že v případě

skutečného odchodu Německa od jaderné energie nebude možné adekvátně nahradit odstavené kapacity, vyrábějící nyní 23% elektřiny a Německo se může stát absolutním dovozcem elektrické energie. Při dnes známých skutečnostech (významnější převis poptávky na Balkáně, většina evropských zemí se stává dovozci, problém s kvalifikovanou pracovní silou pro energetiku i v řadě dalších zemí Evropy) je otázkou odkud bude možné tyto dovozy do Německa (a při propojení trhu do celého regionu, kam patří i ČR) realizovat.

Do druhé skupiny vnějších vlivů patří především aktivity (či naopak slabiny) Evropské unie v oblasti energetiky. Mezi ty obecné patří:

- Absence jednotné zahraniční politiky a jednotné energetické politiky.
- Pomalé vytváření společného trhu s energiemi. Nejčastěji se hovoří o liberalizaci trhu („vlastnické oddělení“ výroby od distribuce), ale Evropě chybějí základní technické podmínky: není jeden evropský trh, ale celá série navzájem málo provázaných (případně zcela nepropojených) národních trhů. Dostatečná přeshraniční propojení neexistují ani v případě ropy (relativně diverzifikovaná síť na západě Evropy, na východě však je - až na výjimky - jen síť napojená na ruská naleziště), ani v případě zemního plynu (jsou „tři Evropy“ - jihozápad, závislý na Alžírsku; východ, závislý na Rusku; severozápad, který jediný má vysokou míru nezávislosti) a ani v případě elektřiny (týká se starých i nových členských zemí - například dodnes chybí kapacitní propojení Francie-Španělsko, nedostatečně připojená je Itálie, neexistuje spojení mezi Litvou a Polskem).
- Důraz na boj s klimatickou změnou. Nutno konstatovat, že tato politika má v EU podporu Komise, tří velkých zemí (Francie, Německo, Velké Británie) i velké skupiny dalších členských zemí a bude tudíž určovat celkové vyznění evropské energetické politiky. Sem patří omezování emisí skleníkových plynů, zplodin CO₂ z dopravy či úvahy o společném evropském fondu podpory nízko-uhlíkových technologií ve třetím světě (de facto vytvoření třetího masivního fondu, po zemědělském a solidarity, poskytující ovšem všechny finanční prostředky mimo Unii).

Z konkrétních evropských rizik je třeba především zmínit rychle rostoucí závislost EU na dovozu primárních energetických zdrojů (očekává se růst z dnešních 50% na téměř 70% do roku 2030 a podle IEA na 80% v roce 2050). Evropa čelí bezpečnostním rizikům, jak z hlediska země původu PEZ, tak z pohledu dopravních tras. Podobně jako v ČR je i v řadě dalších zemí EU rozhodování o další výstavbě energetických zdrojů zablokováno a dnes proto Evropa stojí před vysokou potřebou investic, odhadovanou na jeden bilion (10¹²) Euro v nejbližších dvaceti letech. Stejně tak, v ČR i v dalších evropských zemí se ozývá varování, týkající se rozpadů profesionálních projekčních a inženýrských týmů.

Evropská unie na výše uvedená fakta samozřejmě reaguje. Shrňeme-li základní strategicko-politické dokumenty, pak dnešní snaha o společnou energetickou politiku EU stojí na čtyřech pilířích. Prvním je vytvoření efektivního vnitřního energetického trhu, s cílem nepodlomit celkovou konkurenceschopnost evropských ekonomik. Otevřený trh má v příslušném regulačním rámci zajistit dostatečnou bezpečnost a spolehlivost základních primárních zdrojů. Druhým pilířem je efektivní propojení přenosových sítí a budování nových tras, zejména ve směru sever-jih. Třetím základním pilířem je podpora výzkumu a využití nízkouhlíkatých energetických technologií, tedy čistého užití uhlí včetně zachycování a ukládání CO₂, jaderných zdrojů nové generace, vodíkové energetiky a samozřejmě obnovitelných zdrojů; byla proto přijata opatření pro podporu využití obnovitelných zdrojů a snížení emisí. Čtvrtou oblastí jsou úspory a zvýšení energetické účinnosti při vytápění či klimatizaci budov, při používání elektrických spotřebičů, v oblasti transformace a přepravy energií a v nákladní i osobní dopravě.

15.3 Změna klimatu, životní prostředí

Jedním z cílů, které budou určující pro další vývoj české energetiky a v oblasti užití energie, je snížení emisí skleníkových plynů i ostatních znečišťujících látek. Česká republika je díky vysokému podílu neefektivně spalovaného hnědého uhlí v palivovém mixu mezi největšími emitenty skleníkových plynů v přepočtu na obyvatele. Na druhou stranu díky zásadním strukturálním změnám českého hospodářství od začátku devadesátých let minulého století a tvrdým požadavkům na odsíření jsme dokázali prudce snížit emise škodlivin z jejich enormních hodnot na dnešní, které zabezpečují plnění společných evropských limitů.

Další zpřísnění limitů naznačují návrhy EU na 20 % (resp. 30 %) snížení emisí skleníkových plynů do roku 2020 a zpřísnování limitů pro emise SO₂, NO_x či PM. V této souvislosti je nutno se zaměřit na opatření ke snížení prachových částic ze spalování tuhých paliv v malých zdrojích a z dopravy, a dále na snížení emisí NO_x z velkých spalovacích zdrojů a rovněž dopravy; v těchto oblastech lze prozatím očekávat nepříznivé trendy do budoucnosti.

Pro zvláště velké spalovací zdroje (o tepelném příkonu nad 50 MW) jsou nařízením vlády č. 372/2007 Sb. (o národním programu snižování emisí ze stávajících zvláště velkých spalovacích zdrojů) stanoveny skupinové emisní stropy. Z porovnání skutečných emisí NO_x a stanovených limitů pro rok 2016 vyplývá potřeba výrazných investic do nových technologií u zdrojů nad 500 MW tepelného příkonu. Česká republika bude mít významné problémy také se splněním limitní hodnoty u prашných částic PM_{2,5} podle připravované evropské směrnice.

Přejdeme-li ke kvalifikovaným odhadům budoucího vývoje klimatické politiky do roku 2030 ve světě a v Evropě, pak vědecké analýzy poukazují na nutnost stabilizovat koncentraci globálních emisí skleníkových plynů pod úrovní 450

ppm CO_{2ekv.} ≈ 400 ppm CO₂ (a pak dále snižovat), aby průměrná globální teplota nestoupla o více než 2 °C oproti úrovni před průmyslovou revolucí (při stabilizaci na 450 ppm CO_{2ekv.} je maximálně 55% šance, že se globální teplota nezvýší víc než o 2 °C). Znamená to, že k roku 2050 je proto třeba v zemích EU snížit emise skleníkových plynů o 75 až 90 %. Tato skutečnost je ilustrována v tab. 15.1; jde o však o velmi ambiciózní závazek a proto je v tab. 15.1 uvedena i varianta stabilizace koncentrace na 550 ppm CO_{2ekv.}, kdy je ale velmi vysoká pravděpodobnost (70-100%) že se teplota stabilizuje na vyšší hladině, než +2oC. V tab. 15.2 je potom uvedeno sektorové rozdělení pro Českou republiku pro obě varianty snižování emisí.

Tab.15.1: Hodnoty závazných redukcí emisí skleníkových plynů (vztaženo k roku 1990) pro ČR, EU 25 a pro celý svět v horizontu let 2020 a 2050

		2020	2050
Scénář stabilizace na 450 CO_{2ekv.}	Česká republika	od -29% do -41 %	od -66% do -93%
	EU 25	od -30% do -40 %	od -75% do -90 %
	Svět	+10 %	- 40%
Scénář stabilizace na 550 CO_{2ekv.}	Česká republika	od -16% do -31 %	od -49% do -89 %
	EU 25	od -20% do -30 %	od -60% do -90 %
	Svět	+30 %	-10 %

Zdroj: Havránek, Vácha a kol.

Tab. 15.2: Limitní cíle pro vybrané sektory v ČR v roce 2020 a 2050 (Mt CO_{2ekv.})

	450 ppm CO_{2ekv.}		550 ppm CO_{2ekv.}	
Sektory	2020	2050	2020	2050
výroba elektriny	45-51	5-26	54-64	8-38
výroba tepla	21-24	3-12	25-30	4-18
průmysl	10-11	1-6	12-14	2-9
doprava	15-17	2-8	17-21	3-13
obytné budovy	3-4	1-4	4-5	1-3
nevýrobní podnikatelská sféra; administrativní	7-8	1-4	9-10	2-6

budovy; budovy občanské vybavenosti				
ostatní energetické procesy	6-7	1-4	7-9	1-5
ostatní sektory	9-10	1-5	10-13	2-8
SUMA	116-132	15-69	138-166	23-100

Pozn.: Alokace byla provedena pouze lineárním způsobem (tedy bez analýzy potenciálu jednotlivých sektorů tuto redukci skutečně dosáhnout).

Zdroj: Havránek, Vácha a kol.

Evropská komise v rámci energeticko-klimatického balíčku navrhuje snížit emise skleníkových plynů o nejméně 20 % do roku 2020 a po sjednání nové globální dohody po Kjótském protokolu má být cíl zvýšen na 30 %. Referenční rok vůči němuž je cíl stanoven má být r. 2005. Zreformován bude evropský systém obchodování s emisními povolenkami (EU ETS), který bude zahrnovat větší množství skleníkových plynů (dnes jen CO₂) a do něhož budou zapojeni všichni největší průmysloví znečišťovatelé (od roční produkce 10 000 tun emisí CO₂ výše). Povolenky obchodovatelné na trhu se budou rok od roku snižovat, aby bylo do roku 2020 možné snížit emise v rámci systému ETS oproti úrovni z roku 2005 o 21%. Odvětví energetiky má podléhat dražbě všech povolenek hned v okamžiku zahájení nového režimu v roce 2013. Jiná průmyslová odvětví, jakož i letectví, se budou do dražby všech povolenek zapojovat postupně. Dražby mají být otevřené, čímž bude každému provozovateli v EU dána možnost nakoupit povolenky v kterémkoli členském státě.

Ekologické náklady výroby energie jsou nepominutelné a jakkoliv z pohledu emisí skleníkových plynů Česká republika plní mezinárodní závazky, každé budoucí rozhodnutí v sektoru energetiky musí brát v úvahu ekonomické, environmentální a sociální dopady na naši zemi.

15.4 Hlavní rizika budoucího vývoje

Nedojde-li v dohledné době k zásadním rozhodnutím v oblasti energetiky, pak **stabilita českého energetického hospodářství a zejména elektroenergetiky a systémů centrálního zásobování teplem je dočasná**. Vyčerpávají se domácí zdroje energie (těžba hnědého i černého uhlí) a potenciál jiných tuzemských zdrojů k jejich substituci (především OZE) není dostatečný a přechod je pomalý. Stárne výrobní základna a proces obnovy výroben elektřiny a tepla se

téměř zastavil, především v důsledku měnící se státní energetické strategie a diskontinuitě priorit střídajících se vládních reprezentací; v době, kdy byly zpracovány podklady pro tuto Závěrečnou zprávu, bylo zmrazeno jak rozhodování o limitech těžby hnědého uhlí, tak o jaderné energetice. V těchto souvislostech pak rozlišujeme vnitřní a vnější rizika, která české energetice a společnosti obecně v následujících letech hrozí.

15.4.1 Rizika vnitřní

Prvním, hlavním vnitřním rizikem je riziko, plynoucí z nečinnosti. To má tři podoby: fyzickou dostupnost energie, ekonomické dopady a ekologické důsledky. NEK se neztotožnila s názory, které pracují s katastrofickým scénářem totálních výpadků dodávek elektřiny a které předvídají blackout; stejně tak se nepotvrzuje obava, že na území ČR nebudou po delší období fyzické kapacity pro výrobu a přenos elektřiny. Přesto však NEK zastává názor, že je bezpodmínečně nutné, v nejbližší možné době, přijmout jasně definovanou energetickou strategii ČR, která managementům a vlastníkům energetických společností umožní rozhodovat jak o investicích, tak o dlouhodobém smluvním zajištění dodávek paliv. Pokud se tak nestane, lze v období let po roce 2015 očekávat nerovnováhy na domácím trhu s elektřinou a teplem. Zdrojem těchto nerovnováh nebude jedna konkrétní příčina, ale spíše půjde o kombinaci více faktorů: postupně zastarávající zařízení pro výrobu a přenos, výrazný nárůst celkových nákladů, spojených s využitím domácích zdrojů (nárůst cen emisních povolenek), a administrativní omezení (potvrzení stávajících ekologických a těžebních limitů pro hnědé uhlí, zpevňující se limity pro emise a další).

V takové situaci je pravděpodobné (a modelové simulace, uvedené dále, to potvrzují), že v období 2015-2025 bude v některých letech nutné krýt část poptávky po elektrické energii dovozy. Při očekávaných nerovnováhách na energetických trzích v okolních zemích to povede k nárůstu cen elektřiny (nejen v ČR), s dopady do obchodní a platební bilance země a přeneseně k možným tlakům na měnu a dlouhodobé úrokové sazby. Zvýší se citlivost ČR vůči zahraničně-politickým rizikům. Již dnes ceny silové (neregulované) elektřiny v důsledku napětí na okolních trzích rychle rostou, a dojde-li k výraznějšímu převisu poptávky nad nabídkou na domácím trhu, pak vyšší cena energie povede k nižší konkurenceschopnosti všech navazujících produktů a služeb. Totéž platí pro teplo, kde je navíc substituce hnědého uhlí plynem a černým uhlím ještě problematičtější a kde lokální výpadky nelze vyloučit. Negativní ekologické dopady jsou rovněž evidentní: v případě dlouhodobějšího převisu poptávky a prudkého nárůstu cen budou environmentální kritéria rychle potlačena, neboť prioritu bude mít krátkodobé využití jakéhokoliv rychle využitelného zdroje bez zřetele na okamžité dopady na životní prostředí.

Další riziko spočívá v apriorním omezení využití některých zdrojů. V doporučení pro vládu ČR, ani v kvantifikaci scénářů NEK nepočítá s prolomením současných

platných územních a ekologických limitů těžby hnědého uhlí, plynou z toho však konkrétní rizika v zásobování některých oblastí ČR teplem. Kritickým místem je jak centrální zásobování teplem, tak lokálního vytápění v období let 2010 až 2020, kdy musí dojít k hluboké restrukturalizaci výrobní základny. Stávající poznatky vedou k závěru, že by se mělo využít hnědé uhlí pro teplo na úkor výroby elektřiny, bude nutno počítat s dovozem černého uhlí pro teplárenství a s velmi významným zvýšením využití biomasy, případně zemního plynu, a s posílením kombinované výroby elektrické energie a tepla. S takovými zásadními změnami bude obtížné se vyrovnat, jednak proto, že na technologické změny bude krátký čas, a také na to nejsou dosud připraveny managementy ani vlastníci velkých tepláren.

Podobně je tomu i v případě jaderné energie. Výsledky práce NEK ukazují na účelnost rozvoje jaderné energetiky v ČR a tento závěr je velmi robustní i při poměrně značných změnách výchozích parametrů. Nemůžeme a nechceme tvrdit, že bez jaderné energetiky dojde v námi sledovaném období v české energetice k naprostému kolapsu. NEK však upozorňuje, že bez jaderné energie bude česká energetika dražší, s možností hlubší destabilizace a silnější závislosti na vnějších zdrojích.

Další riziko je dáno vztahem energetiky a životního prostředí. Česká republika se zavázala plnit mezinárodní závazky a i když v současné době většinu těchto závazků splní, je nutno do budoucna počítat s mnohem přísnějšími parametry a limity. Ke splnění i těchto přísnějších kritérií má napomoci i cílená státní podpora, která je v současné době v ČR směřována především k podpoře výroby elektřiny z OZE a která vychází z názoru, že bez státní podpory energie z OZE nebude konkurenceschopná. Využívání obnovitelných zdrojů přináší snižování emisí skleníkových plynů a s výjimkou spalování biomasy i výrazně nižší emise ostatních škodlivin. Může se snížit i dovozní závislost a decentralizace výroby pozitivně přispívá k bezpečnosti zásobování energií. NEK koncepčně státní podporu nezpochybňuje (je ostatně zakotvena i v politice EU), upozorňujeme však na to, že energetické trhy jsou deformovány a tyto deformace se budou do budoucna prohlubovat. Pokud nebudou prostředky na podporu ekologicky šetrných energetických zdrojů alokovány efektivně a smysluplně, systém podpory vyčerpá mimořádné finanční prostředky, avšak efekty na životní prostředí budou nízké.

Současně je třeba počítat s rozhodující změnou v systému obchodování s emisními povolenkami. NEK se nezabývala samotným konceptem emisních povolenek (ten považujeme pro ČR za daný), avšak v okamžiku, kdy povolenky budou prodávány v okamžiku jejich uvedení na trh (v druhé etapě od roku 2013), může to výrazně změnit český energetický mix v neprospěch hnědého uhlí. Nemůže také pokračovat situace, kdy systém povolenek bude představovat nezanedbatelnou část zisku energetických společností (jakkoliv NEK nijak nezpochybňuje chování těchto společností, které jen využívají příležitost, kterou jim obchodování s povolenkami poskytuje). Na druhou stranu

Česká republika může díky přebytkům kolem 30 milionů tun CO₂ ročně získat na evropském trhu s emisemi několik miliard korun.

Další oblasti, kam se koncentrují rizika budoucího vývoje, představují obecnější skutečnosti, omezující budoucí rozvoj české energetiky. Jedná se o limity, dané průnikem problémů v oblasti legislativy a schvalovacích procesů pro realizaci nových zdrojů energie, v oblasti fungování trhů a regulace a v oblasti odpovídajícího profesního zázemí české energetiky. Při naplnění nejhorší varianty vývoje ČR ztratí schopnost vlastní produkce energetických celků a bude odkázána na dovoz komponentů elektráren a import technologií - a to v době, kdy celosvětová poptávka po nových elektrárnách rychle poroste. Není to jen plané varování, ale realita, která platí nejen pro ČR, ale i další země Evropy a našeho regionu. Podobně, platí, že dlouhé, netransparentní a komplikované schvalovací procedury omezují výstavbu nových energetických zařízení bez ohledu na jakém PEZ jsou založeny.

15.4.2 Rizika „vnější“

Hodnocení vnějších rizik je mimořádně komplikované. Většina rizik v dlouhodobém rozvoji energetického hospodářství je obecně známa, konkrétní rizika a ohrožení jsou identifikována i v ČR a jsou popsána v kapitole 6. Tato rizika jsou především v nedostatečných investicích do rozvoje využívání světových zásob energie, v jejich dožívání, v nedostatečném budování či udržování přepravních tras, v neúměrném růstu cen energie na světových trzích a v dopadech politických změn u států vlastnících energetické zdroje a přepravní systémy. Předvídání rizik v energetickém hospodářství a hledání variant řešení patří k základním povinnostem státu. Nespornou výhodou pro ČR je shoda celé EU na identifikaci rizik a shoda na potřebě jejich společného řešení; tato výhoda je však v současné době relativizována pomalým hledáním takových řešení i nejednotným přístupem ke vnějším rizikům. S identifikovanými riziky musí pracovat i dlouhodobé energetické scénáře. Ty mohou modelováním variantních řešení najít v předstihu průchodné cesty v řešení rizik a zakotvit je v návrzích nástrojů (opatření pro ještě efektivnější využívání energie, programy rozvoje energetické infrastruktury, strategické zásoby, programy výzkumu a vývoje atd.).

Nechceme zbytečně dramatizovat otázku fyzické dostupnosti dvou hlavních dovážených energetických surovin, tedy ropy a zemního plynu. Za nejpravděpodobnější považujeme předpověď, že ropa a plyn budou až do roku 2050 pro českou ekonomiku k dispozici v potřebném množství podle konkrétní poptávky. Podobně jako v případě předpovědí, týkajících se dostupných kapacit pro dodávky elektřiny a plynu, větším rizikem je cena, kterou za suroviny a jejich přepravu do ČR budeme platit. V této souvislosti rizikem je nejen vývoj cen surovin na energetických trzích obecně, případně politická rizika, nýbrž i budoucí rozhodnutí o trasách přepravních cest, přijímaná buď v rámci EU nebo - a to spíše - na úrovni národních vlád zemí EU; uzavření dohod o plynovodu

Nord Stream bylo výsledkem podnikatelských zájmů především německých firem a ruského Gazpromu, bez výrazného zřetele k zájmům ekonomik zemí střední a východní Evropy.

Na průsečíku vnitřních a vnějších vlivů pak leží rizika, spojená s nebezpečím krizových stavů v energetických soustavách regionu, do kterého česká energetika patří. Jakkoliv neočekáváme masové a dlouhodobé výpadky v nabídce elektřiny, ČR musí výrazně prohloubit svoji připravenost na tyto krizové stavy, které se mohou vyskytnout, především ve velkých městských aglomeracích.

15.5 Principy pro tvorbu energetické strategie

Navrhujeme vládě ČR přijetí následujících základních principů pro formování dlouhodobé energetické strategie ČR.

- Rozhodující a dlouhodobou politikou vlády bude kultivace a rozvoj energetických trhů a poskytnutí prostoru domácím či zahraničním podnikatelským subjektům k jejich vlastnímu rozhodování podle podmínek na těchto trzích. Vláda bude do sektoru energetiky zasahovat pouze v případě, kdy to bude ve veřejném zájmu, případně to bude vycházet z mezinárodních závazků, které ČR přijala. Příмым důsledkem tohoto principu je zásada, že vláda nebude *a priori* omezovat využití žádných potenciálních palivo-energetických zdrojů. Stát má přestat „překážet“ v energetice a omezovat využití určitých zdrojů (vylučovat z diskuse jadernou energetiku, tuzemské zdroje uhlí), případně přijímat nepřiměřené závazky v rozvoji jiných zdrojů, které implikují masivní dotace a narušují vyvážené tržní prostředí, či snižují konkurenceschopnost českých výrobků a služeb. Zhoršená situace ve zdrojích energie ve světě tento luxus vylučuje. Stát umožní všem podnikatelským subjektům v sektoru energetiky rozhodovat se na základě obecně tržních parametrů, případně podle jasné definovaných pravidel regulace. Tam kde budou nalezena úzká místa v rozvoji zdrojů, je legitimní i aplikace specifické legislativy.
- Na druhé straně, vláda si je vědoma skutečnosti, že péče o environmentální aspekty dlouhodobého rozvoje české ekonomiky a společnosti je veřejným zájmem; vláda v této oblasti rovněž přijala v nedávné době významné mezinárodní závazky. Tyto skutečnosti nejsou plně konzistentní s předcházejícím principem kultivace energetických trhů, avšak česká energetika (a ekonomika i společnost) se rozhodla přijmout kompromis: ekologické a těžební limity pro hnědé uhlí jsou administrativním rozhodnutím, které neumožní plně využít domácí zdroje energie, a podpora využití OZE vede k pokřivení trhu s energií. NEK tento kompromis respektuje.
- V rámci tohoto kompromisu vláda nebude podporovat vývoj, vedoucí v dlouhodobém horizontu k závislosti české ekonomiky na dovozu elektrické energie. Znamená to maximálně využít nabízeného potenciálu úspor energie

a zodpovědně zvažovat využití domácích palivo-energetických zdrojů. V případě dovozů ropy a plynu je vláda připravena přijmout odpovídající opatření, jak samostatně, tak ve spolupráci se spojenci a partnery. Vychází to z následujících tří zásadních skutečností:

- česká ekonomika si má zachovat komparativní výhody pro výrobu elektrické energie a tepla na svém území;
- dosavadní pozitivní dopady do ekonomické i sociální oblasti (hospodářský růst, platební bilance země, měnový kurz, zaměstnanost);
- nutnost minimalizace bezpečnostních rizik.

Hlavní východiska pro dlouhodobou energetickou strategii pak vyplývají z příslušných, výše uvedených kapitol této Závěrečné zprávy a lze je následujícím způsobem shrnout:

- očekávaný vývoj poptávky po elektřině a teple, na základě předpokladů o demografickém a makroekonomickém vývoji a po započítání dopadů z očekávaných úspor,
- vývoj cen PEZ (ropa, zemní plyn, černé a hnědé uhlí) a jaderného paliva na světových, případně domácích trzích,
- očekávaný vývoj trhu s emisními povolenkami, odhad budoucího vývoje jejich cen, předpoklady o emisních limitech,
- nebudou rušeny stávající limity těžby hnědé uhlí (s výjimkou místních narovnání)
- předpoklady o ekologické dani,
- kvantifikace nákladů na výrobu elektřiny či tepla z různých zdrojů (uhelných, CCGT, jaderných, OZE),
- předpoklady o potenciálu OZE,
- v základním scénáři se předpokládá bezproblémové pokrytí domácí poptávky po ropě, zemním plynu a jaderném palivu.

V tomto obecném rámci NEK vycházela z následujících předpokladů.

Ekonomický a demografický růst. Konvergence ekonomiky ČR k průměru EU, tedy tempo růstu HDP v období 2010 - 2030 mezi 3 - 4% ročně, později pokles na 2 - 3 % ročně. Sbližování ekonomické úrovně a cenových hladin budou odpovídat i strukturální změny v ekonomice. Počet obyvatel bude stagnovat a do úvah byly zahrnuty již dnes identifikované demografické změny (především stěhování obyvatelstva do urbanizovaných celků a s tím související velikost a počty domácností).

Světové ceny energetických zdrojů. Po dramatickém růstu cen všech komodit v roce 2008 je nejistý vývoj ceny ropy a s tím související ceny plynu. Predikce ceny černého uhlí, potenciálně dováženého do ČR, je také obtížná. V souladu s většinovým názorem byla pro rok 2030 zvolena varianta nízkého růstu až stagnace. U cen uranu předpokládáme trvalý růst (na úroveň cca 120 USD/lb v

roce 2030). V oblasti služeb pro obohacování uranu a výrobu a přepracování jaderného paliva deklaruje EU dostatečnou kapacitu, zatím při zachování stávajících jaderných zdrojů. Podrobnější informace o vývoji světových cen obsahuje kapitola 8.

Disponibilita tradičních PEZ. Pro základní kvantifikace předpokládáme těžbu hnědého uhlí podle existujících limitů. V případě černého uhlí vycházíme z plánu těžeb, který byl zveřejněn OKD v roce 2008 v souvislosti s uvedením na burzu, dovozy nejsou v našich úvahách nijak limitovány. V případě dovozů ropy a plynu očekáváme, že domácí poptávka bude při očekávaných cenách uspokojena. Politickým a bezpečnostním rizikům, spojeným s tímto předpokladem, je věnována samostatná kapitola 6.

Disponibilita a potenciál obnovitelných zdrojů energie. Předpokládá se nárůst potenciálu OZE pro produkci energie z 92.2 PJ v roce 2007 na 320PJ v roce 2030. Jedná se o maximální odhad a rozhodujícím (a současně s největším rizikem naplnění) předpokladem je vysoký podíl biomasy (246 PJ, tedy 71 %), na kterém takto vysoký příspěvek OZE závisí.

Úspory energie. Kultivace efektivního trhu s energiemi je pro úspory rozhodující. Při hledání odpovídající energetické strategie doporučujeme považovat úspory za ekvivalent nového zdroje energie a současně hodnotíme potenciál v úsporách jako vyšší než potenciál v OZE. Předpokládáme cílenou státní podporu (akční plán energetické účinnosti, ekonomické nástroje podpory úspor včetně podpor ze státních a evropských fondů, výzkum a vývoj, osvěta), koordinovanou na evropské úrovni v rámci shodných priorit EU. V modelových kvantifikacích vycházíme jednak z již přijatých národních i evropských programů a rovněž z podkladových materiálů zpracovaných pro NEK.

Stávající a nové zdroje výroby elektřiny. Předpokládáme dožívání existujících uhelných elektráren podle stávajících dostupných podkladů (i po retrofitech). U JE Dukovany očekáváme životnost do roku 2045, u JE Temelín do roku 2062. Při odhadech, do jakých zdrojů budou energetické firmy investovat, vycházíme z predikce jednak cen a dalších podmínek na energetických trzích, jednak budoucích nákladů na pořízení zdrojů; konkrétně vycházíme z propočtů nákladů na pořízení uhelných, paroplynových a jaderných bloků při očekávaném vývoji technologií. Kvantifikace pro energii z obnovitelných zdrojů byly převzaty z analýzy Asociace pro využití OZE z května 2008. Cílem je získat představu, kam bude trh směřovat podnikatelské subjekty jak z pohledu výroby, tak spotřeby energií (celkově i ve struktuře).

Environmentální východiska. V případě skleníkových plynů, oxidů síry a dusíku měla by být do roku 2010 respektována příslušná nařízení vlády, dále se očekává zpřísnování v souladu s evropskou legislativou. Snížení skleníkových plynů bude do r. 2020 o 20 % (případně 30 % v případě přijetí post-kjótské dohody). Budou respektovány emisní stropy podle evropské směrnice

2001/80/EC. Předpokládá se uplatnění ekologické daně podle schválené první etapy. Ceny povolenek odhadujeme následovně: od roku 2015 se budou nakupovat za 35 Euro, po roce 2025 za 50 Euro.

Další významné parametry. Do roku 2015 se předpokládá vývoz elektřiny maximálně do 20 TWh ročně, dovoz maximálně do 10 TWh ročně, Po roce 2015 se předpokládá vyrovňování salda vývozu a dovozu. Na základě podkladů, zpracovaných pro NEK, předpokládáme nárůst vlastní spotřeby elektřiny do roku 2030 o 15%, později pak vzhledem k předpokládaným úsporám a novým technologiím stagnaci. Spotřeba ropných produktů poklesne do roku 2050 až o 40%.

Uvedené předpoklady jsou podpořeny řadou podkladových studií, které byly pro NEK zpracovány a kterou budou zveřejněny. Představují nejpravděpodobnější odhad budoucího vývoje vnějšího okolí české energetiky, regulačního rámce, systémových parametrů a dalších skutečností. Jsou rovněž výsledkem rozumné minimalizace rizik. Při uvedených předpokladech a při celkovém přístupu, popsaném výše, jsme posoudili a analyzovali různé scénáře možného budoucího rozvoje české energetiky. Referenčním rokem je 2030, je však účelné vzít v úvahu i dlouhodobé trendy vývoje základních ukazatelů. Každá predikce je kriticky závislá na vstupech, proto jsme věnovali detailnější pozornost předpokladům uvedeným výše. Pokud jsme tyto předpoklady označili za nejpravděpodobnější odhad budoucího vývoje, pak i výsledky na nich založené představují nejpravděpodobnější scénář a konkrétní čísla je třeba brát jako odhad.

16. MODELOVÉ PREDIKCE

V této kapitole předkládáme výsledky modelových simulací vývoje české energetiky a vybraných doprovodných ukazatelů. Konečným rokem těchto prognóz je ve většině případů rok 2050, jakékoliv kvantifikace za rok 2030 je však nutno považovat pouze za odhad vývoje dlouhodobých trendů. Modelové simulace byly zpracovány společností Enviros.

16.1 Výchozí parametry

Obecná východiska pro kvantifikaci vývoje české energetiky jsou uvedeny v předcházející kapitole. Při prezentaci modelových predikcí vycházíme z jednoho základního scénáře a provádíme k němu analýzu citlivosti, kdy měníme vybrané vstupy buď jako ilustraci možných opatření energetické politiky nebo s cílem ilustrovat potenciální rizika a úzká místa, jak pro českou energetiku, tak pro celou ekonomiku a společnost.

V tabulce 16.1 je uveden přehled vstupních parametrů pro simulaci základního scénáře.

Tab. 16.1 Přehled zadávaných parametrů pro výpočet scénářů

Vstup/limit	Základní NEK 2008
Demografická prognóza	Dle poslední projekce ČSÚ, po roce 2030 pokles populace pod 10 mil.
Vývoj HDP a jeho struktura,	Růstová tempa 3-4% v období 2010 - 2025, později pokles až na 2%
Poptávka po elektřině	Podle scénáře „D“, uvedeného v kapitole 11
Dožívání existujících uhelných elektráren	Dle dostupných podkladů od výrobců z r. 2008 zpracovaných VUPEK-Economy
Dožívání existujících JE	JEDU do roku 2045 JETE do roku 2062
Světové ceny energetických zdrojů	Dle podkladových studií, konkrétně pak Tab. 2
Disponibilita HU	Respektování stávajících těžebních limitů s narovnáním na Bílině, nezvyšujícím vytěžitelné zásoby
Ceny tuzemského HU a vazby jeho užití	Volně obchodovatelné HU za tržní ceny ve vazbě na cenu ČU z dovozu; HU technologicky vázané na spotřebitele (pasy) nebo blokové dlouhodobými smlouvami zadáno těmto spotřebitelům a do modelových propočtů vstupuje pouze volné HU
Disponibilita ČU	Domácí ČU dle plánu těžeb z roku 2008 (se zvýšením vytěžitelných zásob v OKR), dovoz nelimitovat
Disponibilita ropy	Domácí potenciál: 0,3 mil tun/r. do roku 2017 Dovoz bez omezení
Disponibilita ZP (naftový a karbonský)	Domácí potenciál: 200 mil. m ³ /r do roku 2050 Dovoz bez omezení
Disponibilita OZE	Dle podkladů NEK (kapitola 11) s respektováním reálných předpokladů uplatnění

Vstup/limit	Základní NEK 2008
ZO s elektřinou	Do roku 2015: vývoz max. 20 TWh, dovoz max. 10 TWh Po roce 2015: vývoz a dovoz max. 10 TWh, , dovoz zatížen emisními povolenkami
Jaderné zdroje - nasazení	Nabídka : blok VVER 1200 MW blok EPR 1600 MW blok AP1000 1200 MW - investiční náklady zvýšeny o 20 %
OZE - nasazení	Dle podkladů, zpracovaných pro NEK Asociací pro OZE
Limity emisí	Do r. 2010 SO ₂ , NO _x , CO ₂ dle Nařízení vlády a dále mezi roky 2010 až 2040 snížení o 10 %, respektovány budou emisní stropy dle 2001/80/EC
Ekologická daň	První etapa podle směrnice, a dále zachována stejná úroveň
Míra úspor energie	Nabídka úsporných opatření do soutěže s novými zdroji podle Akčního plánu energetických úspor ČR a studie o indikátorech
Cena povolenek na emise	Po roce 2012 takto: V roce 2015 povolenky se nakupují za 30 euro, v roce 2020 za 35 euro, v roce 2025 za 40 euro a po 2030 za 50 euro
Sekvestrace CO ₂	Neuvažovat - náklady budou pravděpodobně v době zavádění sekvestrace na úrovni cen emisních povolenek
Nové technologie	Dle podkladové studie ENVIROS, viz. též tab. v příloze
Vliv změn v dopravě	Respektovat částečně poznatky NEK v oblasti spotřeby energie v dopravě

Údaje v Tab. 16.1 jsou konkretizací obecných zásad, uvedených v předcházející kapitole: jsou respektovány těžební a ekologické limity pro hnědé uhlí, není apriori omezováno využití jaderné energie, předpokládá se výrazný nárůst cen emisních povolenek a neexistují omezení na dovozu ropy a zemního plynu. V tabulce 16.2 uvádíme podrobnější přehled očekávaného vývoje světových cen energetických zdrojů; pro potřeby modelových výpočtů jsou uvedeny ve stálých cenách roku 2007 a přepočteny do CZK na GJ (nejsou tedy srovnatelné s „obvyklým“ standardem, např. ceny ropy v USD na barel).

Tab. 16.2 Přehled světových cen energie použitých pro výpočty v roce 2008

stálé ceny roku 2007 [Kč/GJ]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ropa (do roku 2030 podle AEO 2007)- ENVIROS	229	209	211	224	239	252	266	279	293	314
Plyn (indexace podle ropy)- ENVIROS	138	184	164	166	184	193	205	217	230	242
ČU (oproti AEO 2007 mírný nárůst) - ENVIROS	82	102	117	116	116	120	123	126	129	133

Zdroj: US Annual Energy Outlook, 2007 a 2008, ÚJV, ENVIROS

V tabulce 16.3 pak uvádíme v přehledné podobě teoretický potenciál OZE; jedná se skutečně pouze o maximální možnou dostupnost OZE v ČR v budoucích letech. Konkrétní využití OZE, ale i dalších dostupných PEZ, lze v rámci modelových predikcí stanovit na základě předpokladů o celkových nákladech (investičních, variabilních a fixních) na pořízení zdroje a následnou výrobu. Tyto údaje pro dostupné technologie, spolu se stupněm využití, účinností a

životností, jsou vzhledem k velkému rozsahu informací a k nižší přehlednosti uvedeny i s příslušným komentářem v příloze k této kapitole.

Tab. 16.3 Teoretický potenciál obnovitelných zdrojů energie

PJ	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Vodní	8,6	7,7	8,1	8,7	8,8	8,9	9,2	9,2
Větrná	0,1	2,2	6,3	9,2	13,0	17,0	19,8	21,6
Biomasa	70,5	108,3	161,6	214,1	235,5	246,0	263	280
solární energie - teplo	0,1	0,28	1,03	2,25	3,08	4,12	6,25	8,3
solární energie - fotovoltaika	0	0,52	1,77	3,55	10,32	20,38	44,45	65,7
geotermální energie - teplo	0,5	2,2	0,48	10,5	14,4	17,7	23,4	26,9
geotermální energie-elektrina	0	0	4,32	1,7	3,3	5,7	14,9	36,1
Celkem	80	121	184	250	288	320	381	448

Zdroj: Podkladová studie Asociace pro OZE

16.2 Celkové zhodnocení základního scénáře

- Z hlediska budoucího palivového mixu české energetiky dochází v dlouhém období k substituci domácího hnědého a černého uhlí jaderným palivem, zemním plynem, rostoucím využitím OZE a v menším rozsahu i dovozovým černým uhlím.
- Jsou plněny základní cíle, které si dlouhodobá energetická strategie musí klást. Klesá energetická a elektroenergetická náročnost, jsou plněny závazné emisní limity a mezinárodní závazky, vyplývající z Kjótského protokolu. Bezprostřední limit pro NO_x lze však v roce 2010 dodržet jen bude-li podstatně urychleno zavádění vyšších norem EURO v dopravě a s tím spojená rychlejší obměna vozového parku.
- Scénář se vyznačuje v celém období přijatelně diverzifikovaným energetickým mixem jak v PEZ, tak ve výrobě elektřiny, což dokládá tabulka 16.4. Z ní je také patrné, že dovozová fosilní paliva, která lze z zahraničně politických a ekonomických hledisek považovat za nejméně bezpečná, jsou v PEZ pod úrovní 50 % (s výjimkou období po roce 2045, kdy překračují podíl 52 %) a ve výrobě elektřiny pod úrovní 12 %.
- Dovozy elektřiny jsou v období 2015 do 2045 (v rozsahu do 2 TWh) a slouží k vyrovnaní bilance; v období do roku 2050 dochází k vývozům elektřiny (v rozsahu do 3 TWh). Značně však roste celková dovozní náročnost a peněžní náklady na dovoz energie.
- Vývoj po roce 2030 zachovává tendence předchozího období, další pokles energetické a elektroenergetické náročnosti, klesající absolutní i relativní

množství domácích pevných paliv a nárůst dovozových fosilních a jaderných paliv, zvýšené využití OZE, pokles emisí a nárůst dovozní závislosti.

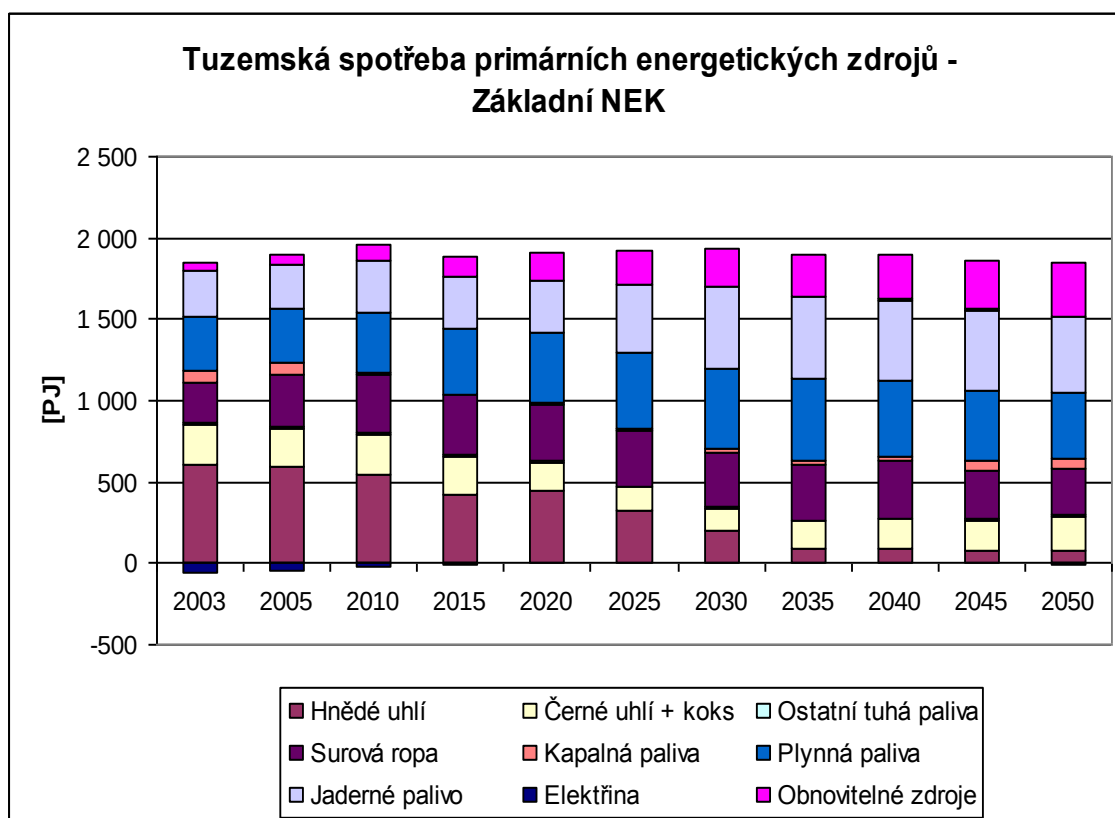
Tab. 16.4

	Podíly v PEZ, %					Podíly ve výrobě elektřiny, %				
	2005	2010	2020	2030	2045	2005	2010	2020	2030	2045
Tuzemská fosilní paliva	54,3	41,8	26,8	12,0	4,1	59,0	54,9	44,5	17,3	5,3
Dovozová fosilní paliva	30,0	38,2	47,5	49,9	52,7	5,8	6,0	10,7	11,3	9,4
Jaderná paliva	15,1	16,5	16,7	25,8	26,9	31,5	34,4	34,8	54,0	52,1
Obnovitelné zdroje energie	3,1	4,8	9,0	12,3	16,3	3,7	4,7	10,0	17,4	33,2
Elektřina saldo dovoz-vývoz	-2,5	-1,3	0,0	0,0	0,0					

16.3 Vybrané ukazatele základního scénáře

Tuzemská spotřeba primárních energetických zdrojů. Celková spotřeba PEZ po roce 2010 klesá, ale k roku 2030 opět stoupá. Kolem roku 2030 kulminuje (+ 4,7 % oproti roku 2005) a k roku 2050 mírně klesá a po roce 2045 je těsně pod úrovní současnosti (obr. 16.1). Hnědé uhlí v rámci limitů jeho těžby je využito průměrně v rozsahu 92 % (nejméně je využito kolem roku 2015, kdy model řešil šokové zvýšení ceny emisních povolenek přechodem z vývozu na dovoz elektřiny). Od roku 2015 roste dovoz černého uhlí a podílí se na krytí spotřeby PEZ v dalších obdobích cca 7 - 12 %. Podíl zemního plynu na spotřebě PEZ významně roste z dnešních 18 % na 23 - 26 %, podíl ropy a kapalných paliv klesá oproti současné úrovni 21 % pod 19 %. Po roce 2035 dochází k přesunu spotřeby mezi zemním plynem a černým uhlím, což je dáno rychlejším nárůstem světové ceny ZP oproti ČU. Zahraniční obchod s elektrickou energií je výrazně nižší než zadané maximální limity a slouží především k vyrovnaní bilancí: v období 2015 až 2045 převažují dovozy v rozsahu do 2 TWh, dále se prosadil vývoz elektřiny v rozsahu do 3TWh. Modelový propočít ukazuje na značné využití potenciálu OZE v rozsahu 70 - 75 %. Ve spotřebě PEZ převládou dovážená paliva, s postupným podílem až 80,5 % po roce 2030, ke konci prognostického období klesá pod 78 % v důsledku vyššího využití OZE

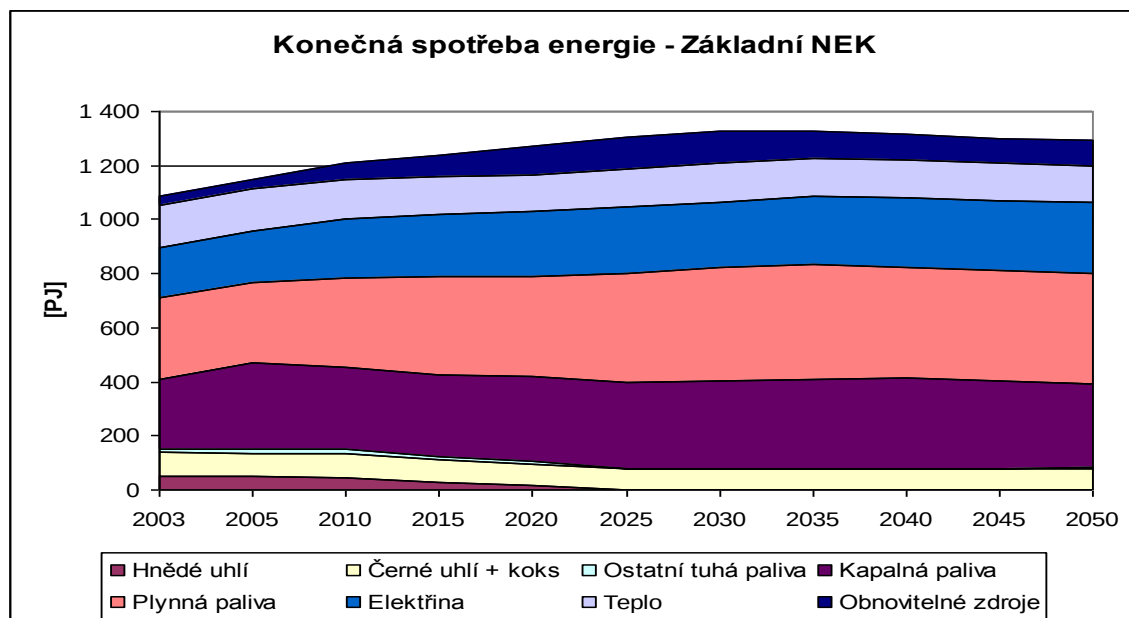
Obr. 16.1



Konečná spotřeba energie. Spotřeba hnědého uhlí trvale klesá a po roce 2020 je téměř nulová. Spotřeba černého uhlí a koksu klesá jen mírně a v roce 2045 je o 10 % nižší než v roce 2005. Spotřeba plyných paliv roste do roku 2035 (+43% oproti roku 2005) a po té mírně klesne a stagnuje, spotřeba kapalných paliv má v podstatě stagnující tendenci. Významný je přírůstek spotřeby zemního plynu v dopravě, kde nahrazuje ropná motorová paliva. Spotřeba elektřiny v celém období roste a v roce 2045 je o 38 % vyšší než v současnosti. Spotřeba CZT v období 2005 až 2020 klesá a po té stagnuje a v roce 2045 je o 12 % nižší než v současnosti. Spotřeba OZE v celém období významně roste a v roce 2045 je o 135 % vyšší než v současnosti, výrazně rostou úspory energie. Celkově konečná spotřeba mírně roste až do roku 2035 (+15 % oproti roku 2005) a po té mírně klesá, ale i v roce 2045 je vyšší oproti roku 2005, a to o + 13 %). Dominantní postavení plyných paliv v konečné spotřebě se upevňuje.

Celkový vývoj konečné spotřeby energie a její struktura jsou uvedeny na obr. 16.2 a v tabulce 16.5.

Obr. 16.2



Tab. 16.5 Struktura konečné spotřeby energie v PJ

Konečná spotřeba energie [PJ]	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hnědé uhlí	49,4	51,4	45,5	26,7	15,7	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Černé uhlí + koks	89,9	85,6	91,4	83,5	77,9	76,6	76,5	76,3	76,4	76,5	78,1
Ostatní tuhá paliva	11,0	11,8	14,6	15,2	15,3	4,0	4,0	4,1	4,1	4,1	4,1
Kapalná paliva	259,0	322,2	303,2	300,8	309,6	318,4	325,1	328,6	336,4	323,7	311,1
Plyná paliva	303,5	298,6	329,5	362,1	373,2	404,3	415,1	427,8	408,5	405,8	407,0
Elektřina	184,0	188,5	215,7	228,3	236,0	241,3	245,9	249,6	254,3	259,7	261,2
Teplo	153,7	153,9	148,9	141,0	137,8	139,9	140,7	139,6	143,1	138,2	138,9
Obnovitelné zdroje	36,9	38,2	60,9	79,8	106,9	121,8	119,0	102,7	92,2	89,7	91,9
CELKEM	087,3	1150,2	1209,7	1237,3	1272,4	1306,4	1326,4	1328,9	1315,2	1297,8	1292,3
Úspory	0,0	5,4	27,4	50,0	67,2	77,4	83,3	85,7	87,3	87,1	86,3
Celkem bez úspor	087,3	1155,6	1237,2	1287,3	1339,7	1383,8	1409,8	1414,6	1402,5	1384,9	1378,6

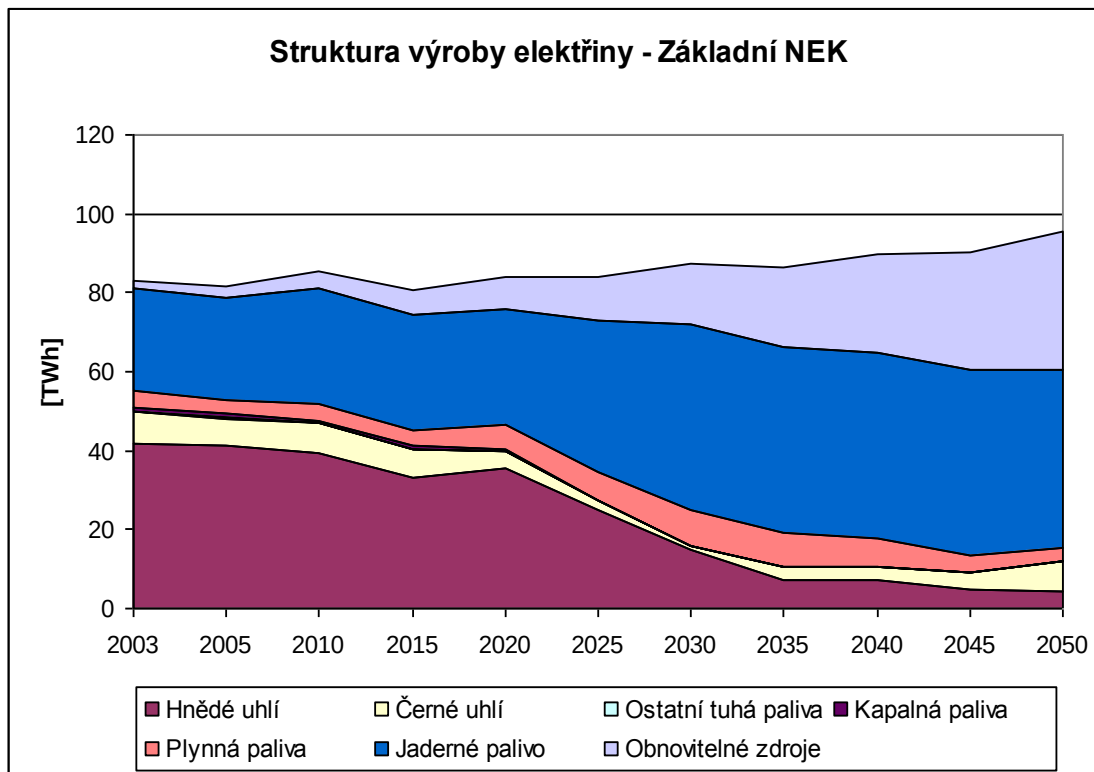
Výše a struktura výroby elektřiny. Tuzemská výroba elektřiny (obr. 16.3) má mírně stoupající tendenci s výjimkou období kolem roku 2015, kdy dojde k zastavení exportů a ke zpomalení celkové výroby. Model reaguje na prudké zatížení výroby elektřiny cenou emisních povolenek od roku 2013 a mírné dovozy elektřiny, pokračující až do roku 2045, jsou důsledkem nevyužívání domácích zdrojů (z ekonomických i administrativních důvodů) a v některých

letech v období 2015-2025 mohou být i důsledkem krátkodobě chybějících výrobních kapacit. Z hlediska struktury výroby podle paliv (tabulka 16.6) trvale klesá význam hnědého uhlí. Výroba elektřiny z černého uhlí klesá do roku 2030, po té stoupá a v roce 2050 dosáhne opět úrovně roku 2005. Do roku 2030 se výroba elektřiny ze zemního plynu zvyšuje a překročí současnou úroveň o 138 %, po té klesá, ale i tak je v roce 2045 o 10 % vyšší než v současnosti. Z ropných zdrojů je výroba v celém prognózovaném období velmi malá a ke konci období prakticky nulová. Zásadní roli přebírají jaderná energie a OZE; po roce 2020 se jaderné palivo stane dominantním zdrojem PEZ s podílem až 54 %, výroba z OZE má po celé období vzestupnou tendenci, zejména po roce 2025 je nárůst obzvláště rychlý a OZE se stávají druhou nejvýznamnější složkou výroby elektřiny - v roce 2050 s podílem přes 36 %.

Tab. 16.6 Struktura výroby elektřiny

Struktura výroby elektřiny [TWh]	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hnědé uhlí	41,95	41,07	39,21	33,16	35,55	24,89	14,88	7,08	6,98	4,79	4,43
Černé uhlí	7,96	7,10	7,62	7,26	4,39	2,39	1,18	3,42	3,73	4,39	7,48
Ostatní tuhá paliva	0,07	0,07	0,07	0,04	0,04	0,03	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
Kapalná paliva	0,99	1,00	0,66	0,68	0,56	0,21	0,02	0,04	0,02	0,02	0,01
Plynná paliva	4,40	3,73	4,42	4,19	5,89	7,27	8,88	8,76	7,15	4,03	3,29
Jaderné palivo	25,87	25,78	29,31	29,31	29,31	38,24	47,16	47,16	47,16	47,16	45,20
Obnovitelné zdroje	1,95	3,01	4,03	6,06	8,43	10,83	15,16	19,89	24,72	30,06	35,09
CELKEM	83,20	81,76	85,31	80,69	84,15	83,86	87,28	86,35	89,75	90,45	95,49

Obr. 16.3



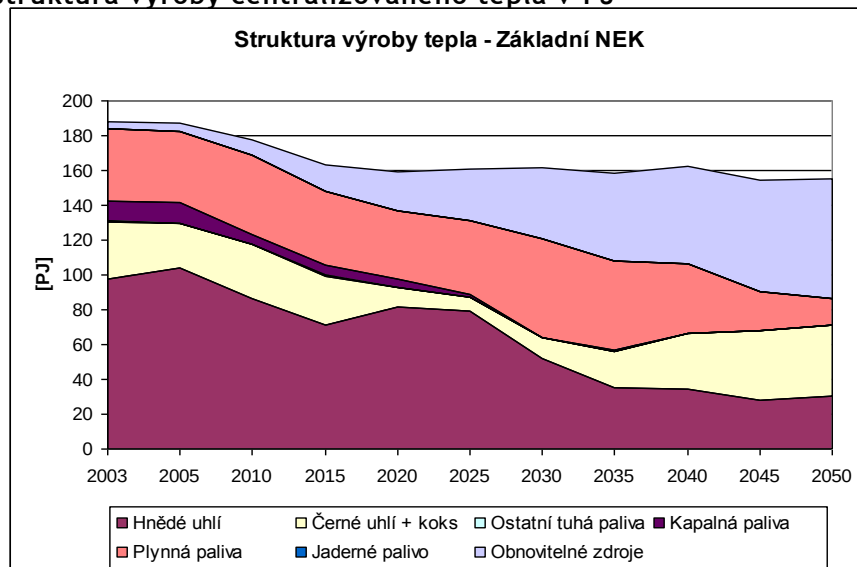
Centralizovaná výroba tepla. Výroba CZT z hnědého uhlí má obecně klesající tendenci (s poklesem k roku 2015 a zpětným nárůstem k roku 2020 a po té již s trvalým poklesem) a v roce 2045 je o 17 % nižší než v současnosti. Výroba z černého uhlí a koks má klesající tendenci do roku 2020, po té stoupá, takže k roku 2045 je o 59 % vyšší než v současnosti. Výroba ze zemního plynu v období do roku 2030 stoupá a po té klesá (je vytlačena nárůstem výroby z OZE) a v roce 2045 je o 45 % nižší než v současnosti. Výroba z ropných výrobků trvale klesá a po roce 2030 se blíží nule. Výroba z OZE v celém období velmi významně roste a v roce 2045 je patnáctinásobná ve srovnání se současností. Po roce 2030 se OZE stávají dominantní ve výrobě CZT.

Celkově výroba CZT k roku 2020 poklesne (nejvíce k roku 2015, ke kterému dojde pro šokové zatížení výroby cenou emisních povolenek a nevyužití disponibilních tuzemských pevných paliv) po té má stagnující tendenci, v roce 2045 je o 17 % nižší než v současnosti. OZE se v dlouhodobém výhledu po roce 2030 stávají dominantní ve výrobě CZT. Celkový přehled podávají tabulka 16.7 a obr. 16.4

Tab. 16.7 Struktura užití paliv při výrobě CZT

Struktura výroby tepla [PJ]	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hnědé uhlí	97,3	104,2	86,5	71,6	81,5	79,0	51,7	35,0	34,1	27,8	30,3
Černé uhlí + koks	33,4	25,2	31,0	27,9	11,2	8,1	12,0	21,1	32,0	40,1	40,5
Ostatní tuhá paliva	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kapalná paliva	11,5	11,6	5,3	5,5	4,5	1,8	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1
Plynná paliva	41,0	41,1	45,2	42,7	39,7	42,2	56,6	51,4	39,9	22,4	15,3
Jaderné palivo	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Obnovitelné zdroje	4,3	4,3	8,8	15,5	22,2	29,5	41,4	50,4	56,0	64,2	69,3
CELKEM	187,9	187,1	177,3	163,4	159,4	160,9	161,9	158,3	162,1	154,6	155,6

Obr. 16.4 Struktura výroby centralizovaného tepla v PJ

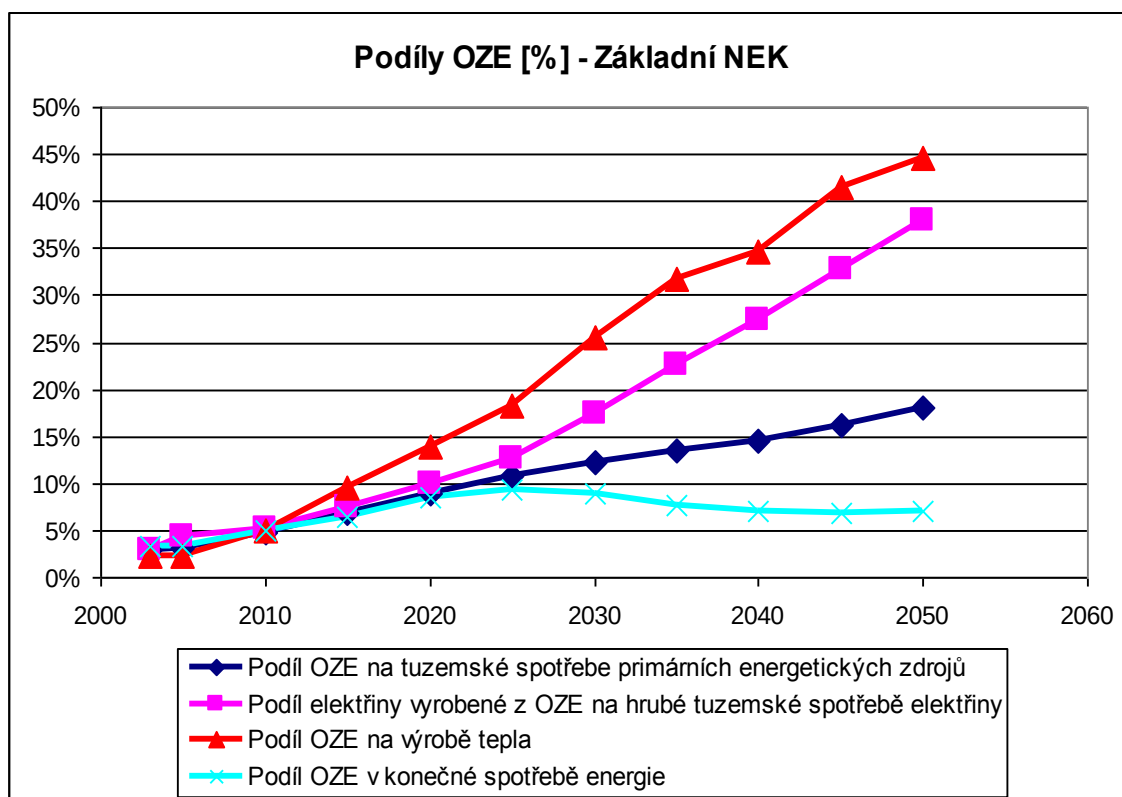


Využití obnovitelných zdrojů energie. Podíly OZE na primárních energetických zdrojích, hrubé spotřebě elektřiny, na výrobě CZT a v konečné spotřebě jsou přehledně uvedeny v tabulce 16.8 a na obr. 16.5. Ve všech ukazatelích dochází k významnému růstu a OZE se postupně stávají velmi významnou složkou. Z údajů je patrné, že indikativní ukazatel podílu vyrobené elektřiny z OZE na hrubé spotřebě elektřiny ve výši 8 % bude dosažen až po roce 2015. Vyhodnocení plnění nově připravovaného závazku pro ČR pro podíl OZE ve finální spotřebě v roce 2020 ve výši 13 % však nelze exaktně provést, protože není k dispozici přesná metodika propočtu podle EUROSTATu. Podle orientačních propočtů by v tomto scénáři mohl tento podíl dosáhnout 11,8 %.

Tab. 16.8 Podíly OZE

Podíly OZE [%]	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Podíl OZE na tuzemské spotřebě primárních energetických zdrojů	2,9%	3,1%	4,8%	6,8%	9,0%	10,8%	12,3%	13,5%	14,4%	16,3%	18,1%
Podíl elektřiny vyrobené z OZE na hrubé tuzemské spotřebě elektřiny	2,9%	4,3%	5,2%	7,4%	10,0%	12,6%	17,3%	22,5%	27,5%	32,8%	38,0%
Podíl OZE na výrobě tepla	2,3%	2,3%	4,9%	9,5%	14,0%	18,3%	25,6%	31,8%	34,6%	41,5%	44,6%
Podíl OZE v konečné spotřebě energie	3,4%	3,3%	5,0%	6,5%	8,4%	9,3%	9,0%	7,7%	7,0%	6,9%	7,1%

Obr. 16.5 Podíly OZE v %

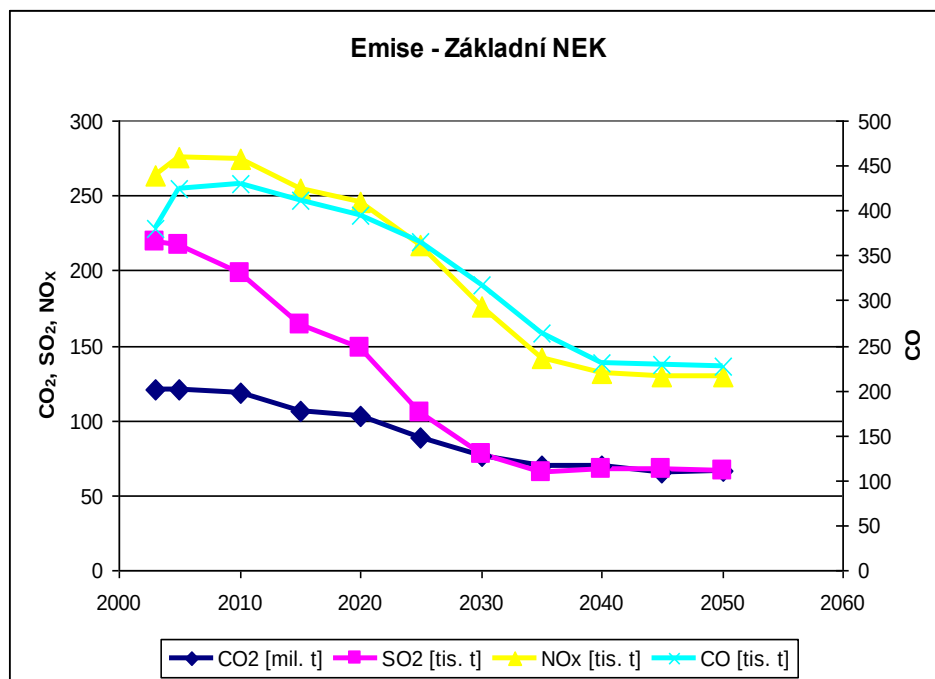


Vývoj emisí je přehledně uveden v tabulce 16.9. a obr. 16.6. Všechny emise vykazují v celém období významně klesající tendenci. Emise NOx se v roce 2010 přiblížily přípustnému limitu a model hledal řešení v optimální skladbě energetických zdrojů a instalací protiemisních opatření.

Tab. 16.9. Vývoj emisí

Emise	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO ₂ [mil. t]	120,5	120,9	118,6	106,7	102,7	88,3	76,4	69,6	69,4	65,4	66,0
SO ₂ [tis. t]	218,9	217,2	198,7	163,9	147,9	105,3	77,8	65,2	67,3	67,3	66,1
NO _x [tis. t]	263,4	276,1	274,3	254,6	245,7	217,0	175,5	142,0	132,2	129,0	129,0
CO [tis. t]	380,3	425,2	430,3	412,2	394,5	365,1	316,7	263,8	230,0	228,0	227,8

Obr. 16.6

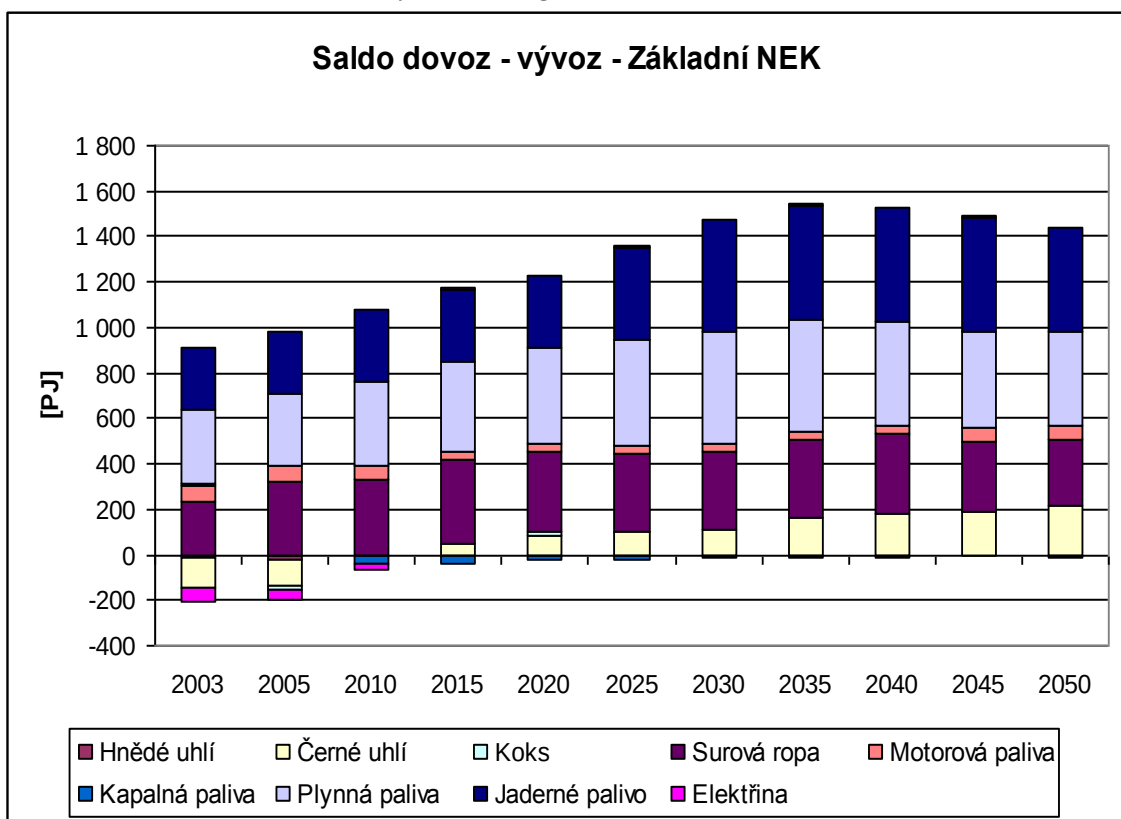


Vývoj dovozní závislosti je přehledně uveden v tabulce 16.10. a na obr. 16.7. Dovozní energetická závislost roste v prognostickém období až do roku 2040 a překračuje hodnotu 80 % a následně mírně klesá. ČR se tak už roku 2030 dostává nad úroveň očekávanou v celé EU. Velmi významně roste i dovozní náročnost v peněžním vyjádření (tab. 16.11).

Tab. 16.10 - Dovožní energetická závislost

Dovožní energetická závislost [%]	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CELKEM	39,6%	42,7%	52,4%	60,1%	63,1%	69,7%	75,4%	80,5%	80,3%	79,6%	77,7%

Obr. 16.7 - Saldo dovoz - vývoz energie v PJ



Tab. 116.11

	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Dovoz energie v peněžním vyjádření [mld. Kč]	57,8	124,2	175,9	187,3	198,2	233,3	272,9	323,9	353,2	394,2	421,3

16.4 Další poznámky k základnímu scénáři

Stručný popis základního scénáře výše je věnován vybraným charakteristikám, ale samozřejmě neodhaluje mnohé další problémy, které z propočtů vyplývají. Tyto problémy a otevřené otázky jednak vyplývají z výchozích parametrů, jejichž určení podléhalo názorovému kompromisu uvnitř NEK, jednak jde o problémy, jejich řešení je za rámcem, vymezeným pro práci NEK. Za nejvýznamnější otevřené otázky považujeme následujících pět skutečností:

- Vysoká cena povolenek v kombinaci s nízkou účinností neobnovitelných uhelných zdrojů, tedy s vysokou měrnou spotřebou uhlí na výrobu elektřiny, může znamenat ekonomicky nepřijatelnou cenu elektřiny z těchto zdrojů. Nové, ekonomicky průchozí uhelné zdroje však mohou vést těžební společnosti k uzavírání dlouhodobých smluv s výrobcí elektřiny na úkor teplárenských společností.
- Samostatnou otázkou je řešení rekultivace dolů po ukončení těžeb hnědého uhlí. Rozhodnutí o stanovení ÚEL těžby pravděpodobně neřešilo způsob a ukončení těžby s nemožností dotěžit plně zásoby v rámci ÚEL (technické omezení skrývky) a na toto navazující rekultivaci těžebního prostoru a tento problém je nutno řešit jak z hlediska technického, tak z hlediska financování rekultivací.
- Bilance nových a rekonstruovaných elektrárenských výkonů ukazuje na masové přechody stávajících kapacit (většinou KVET) na nová paliva. Vzniká otázka, na kterou by měla dát odpověď samostatná hloubková studie, zda to bude v požadovaných termínech a množství investorsky, projekčně a dodavatelsky možné, a zda o těchto skutečnostech dnešní vlastníci a managementy výroben elektřiny a tepla uvažují.
- Bilance nových výkonů na bázi OZE ukazuje, že již kolem roku 2030 bude v ČR elektrizační soustava, která bude mít výkon cca 16 000 MW, postavený na fosilních palivech a jaderné energetice, a cca 4 000 MW, postavených na OZE. V dlouhodobém výhledu do roku 2050 mohou být podíly výkonů takřka srovnatelné (ve fosilních a jaderných výkonech 11 500 MW a v OZE 8 500 MW). Vezmeme-li v úvahu specifické problémy charakteru výroby elektřiny z některých OZE (větrné či sluneční) a omezené regulační schopnosti jaderných elektráren vzniká oprávněná otázka, zda taková soustava bude provozovatelná, což by mělo být ověřeno samostatnou hloubkovou studií (např. aplikací modelu spolehlivosti elektrizační soustavy v EGÚ Brno).
- Výstupy z modelu signalizují, že by mohlo dojít k příliš rychlým vynuceným rekonstrukcím ze ZP na ČU a naopak a k nevyužívání životnosti zařízení. To by mohlo případně odradit provozovatele a investory od podnikání v energetice. Na druhé straně předpoklady tohoto scénáře o vývoji cen jednotlivých energetických zdrojů a jejich vzájemných relacích se nemusí potvrdit. Vzhledem ke všeobecně očekávanému zvýšenému využití zemního plynu bude nezbytné posílit diverzifikaci jeho dovozu, tedy připravit a realizovat alternativní přepravní cesty (již vzhledem k projektu Nord Stream) a v krátkém časovém horizontu (5 let) aktualizovat predikci využití fosilních paliv.

Zhodnotíme-li základní scénář, pak neoddiskutovatelné výhody jsou:

- rychlá cesta k nízkoemisní struktuře spotřeby PEZ, od dnešního, založené na hnědém uhlí a jaderné energetice, ke struktuře, postavené na jaderné energetice a vyšším využití zemního plynu a OZE;
- investice do nových moderních technologií jsou příležitostí pro náš průmysl, ale i pro vědecko-technické zázemí;

- dodávky jaderného paliva se mohou opřít o tuzemskou výrobu uranového koncentrátu a stabilizovat palivový cyklus a v jaderném palivu se dá vytvořit dlouhodobá strategická rezerva, kdy současné JE domácí uran nevyužívají;
- rychlý pokles energetické náročnosti, vysoké tempo realizace úspor energie;
- aktivní řešení závazků ČR k EU.

Mezi významné nevýhody a rizika naopak patří:

- mimořádná náročnost na výrobce elektřiny a tepla docílit rychlé změny v palivové základně, kdy není vůbec zřejmé, zda investoři budou mít zájem investovat kapitál a zda jsou vlastníci a managementy jednotlivých společností na něco takového vůbec připraveni;
- masivní využití biomasy, kdy NEK má k dispozici celou řadu studií, které upozorňují na příliš optimistické předpoklady o energetickém potenciálu biomasy na území ČR;
- velká míra využití jaderné energetiky, kdy kromě posílení dovozní závislosti na jaderném palivu (a tedy zhoršení strategické bezpečnosti) bude nutné vyřešit zejména problematiku ukládání radioaktivních odpadů;
- z hlediska strategické bezpečnosti jde o více rizikový scénář, kdy není využíván domácí zdroj, hnědé uhlí;
- dřívější ukončení těžeb hnědého uhlí (technické omezení dotěžení zásob uhlí do limitů) povede k tomu, že nebudou vytvořeny prostředky na rekultivace a úhrady starých dluhů s potenciálními budoucími dopady na státní rozpočet (největší problém je u lomu ČSA, včetně zajištění stability úpatí Krušných hor);
- nejistota, zda obstojí soustavy CZT při přechodu na dražší zemní plyn (navíc s kolísajícími cenami) v konkurenci s lokálním teplem;
- vyšší podíl dražších paliv v elektřině a v teple povede k nárůstům ceny elektřiny a tepla s dopady na konkurenceschopnost české ekonomiky a potenciálně i na sociálně slabší skupiny obyvatelstva;
- výsledky nebyly ověřeny z hlediska zachování spolehlivosti funkce elektrizační soustavy;
- nejsou kvantifikovány finanční dopady na stát a na obyvatelstvo (zavádění nových daní, způsob jejich kompenzace, řešení výnosů z aukcí povolenek, růst cen elektřiny a tepla a další);
- obyvatelstvo především ve středních a menších obcích přijde o levné palivo (v současné době je v ČR 2240 neplynofikovaných obcí a cca 30 % koncových plynovodních přípojek není využíváno nebo jenom částečně - z cenových).

Právě uvedená rizika nejsou malá a představují výzvu pro všechny budoucí vlády, které přijmou a budou prosazovat dlouhodobou energetickou strategii, která je (v modelovém přiblížení) charakterizovaná vstupními parametry tohoto základního scénáře. V delším horizontu lze očekávat, že trhy s energií budou tato rizika postupně eliminovat, je však na současných politických reprezentacích, aby našly odvahu a zásadní a přelomová rozhodnutí v energetice začaly realizovat

16.5 Analýza citlivosti a alternativní scénáře

Základní scénář byl testován na změny následujících parametrů:

1. Nové jaderné bloky nebudou k dispozici
2. Tvrdší limity emisí: mezi rokem 2010 a 2040 jejich lineární pokles na úroveň 70 mil.t CO₂ a 175 tis. t NO_x. Předpokládá se stejný pokles i po roce 2040.
3. Ekologická daňová reforma: předpokládá se i 2. etapa charakteristická zvýšením ekologické daně o 15 % za každých 10 let.
4. Kombinace scénáře 1 a 2.

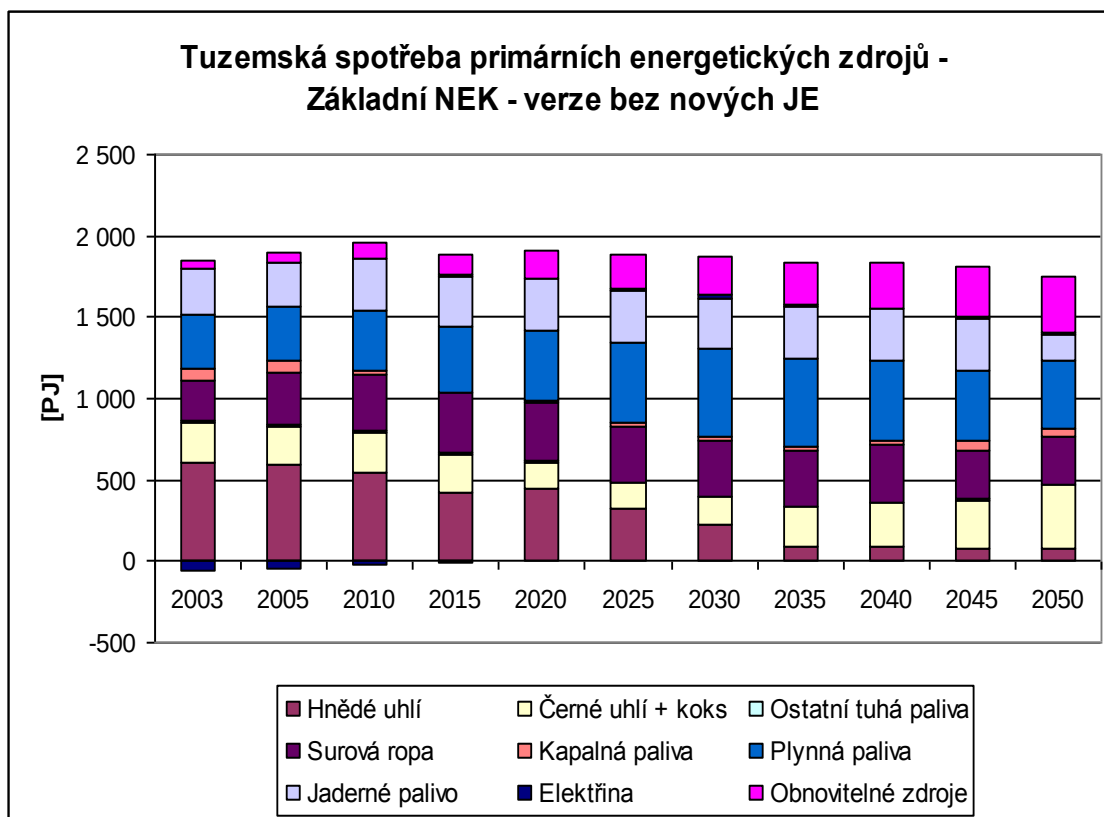
V následujících kapitolách jsou vždy stručně popsány výsledky jednotlivých kapitol a v závěrečné kapitole jsou výsledky citlivostních analýz porovnány graficky jak mezi sebou, tak k základnímu scénáři NEK.

16.5.1 Scénář bez nových jaderných bloků

Hlavní poznatky lze shrnout takto:

- závěry pro první etapu do roku 2020 se příliš neliší od scénáře základního, neboť v tomto období ani základní scénář neuvažoval se stavbou nového jaderného bloku;
- očekávaný vývoj tuzemské spotřeby primární energie je ukázán na obr. 16.8. Model našel náhradu za chybějící jadernou energii nejprve v zemním plynu a od roku 2035 i v černém uhlí z dovozu a částečně i v dovozu elektřiny. Celková výše spotřeby PEZ je počínaje rokem 2025 nižší o 2 - 5 % než ve scénáři základním, což je dáno jak vyššími dovozy elektřiny v rozsahu až 4 TWh (vlastní spotřeba elektráren a účinnost výroby) a náhradou výroby z jádra účinnějšími bloky na zemní plyn a černé uhlí. Spotřeba do roku 2020 mírně roste (o 3 % oproti roku 2005) a po té klesá a po roce 2035 je pod úrovní současnosti. V užití hnědého uhlí (s výjimkou roku 2030, kdy je vyšší), ropy a kapalných paliv nejsou rozdíly. U využití OZE lze pozorovat po roce 2030 tendence k vyššímu využití. Podíl zemního plynu, který je po roce 2025 dominantním zdrojem, dosahuje až 30 %. Zemní plyn je co do výše podílu následován černým uhlím a OZE. Dovážené energetické zdroje se podílí na krytí spotřeby až 80 %.

Obr. 16.8



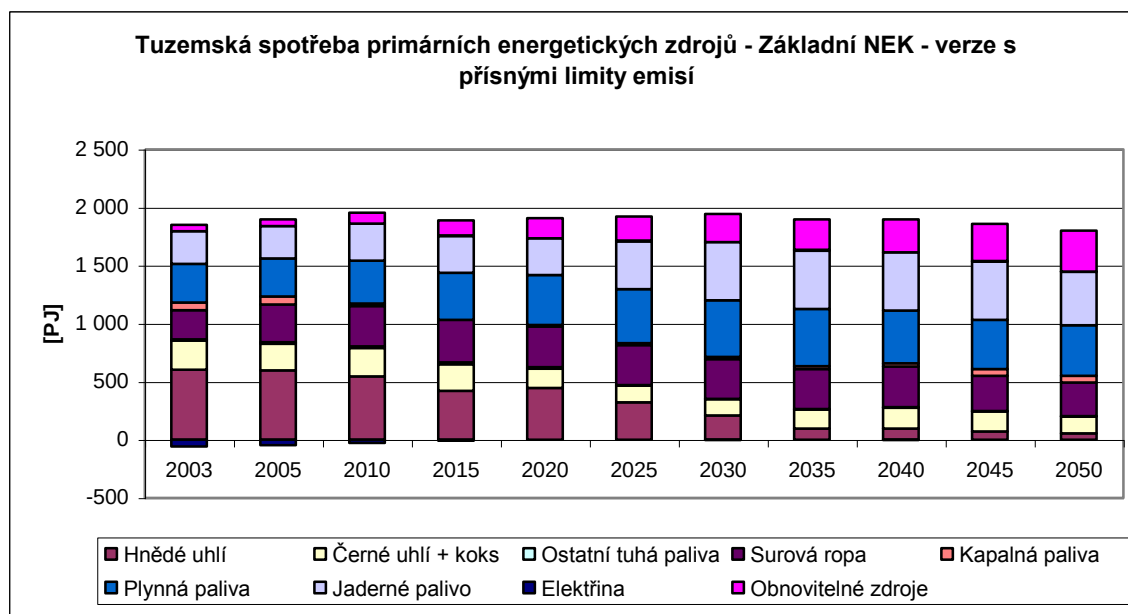
- V konečné spotřebě energie není mezi scénáři rozdíl.
- Výše a struktura výroby elektřiny doznala významných změn. Celková výše se od roku 2025 snížila a chybějící elektřina byla dovezena. Výroba z JE byla od roku nahrazována především ZP a ČU a po roce 2035 především ČU. Mírně se zvýšila i výroba z OZE. Až do roku 2040 zůstává výroba elektřiny z JE dominantní a později dominantní postavení přebírají OZE.
- V centralizované výrobě tepla dochází pouze k menším změnám. Celková výroba je téměř shodná. Výroba z hnědé uhlí je po roce 2020 nižší (o 15 až 20 %) a po roce 2040 klesá i využití ČU. Chybějící výroba je nahrazena výrobou ze ZP a ke konci období i OZE. Po roce 2025 se dominantní palivem pro CZT stává ZP a po roce 2035 přebírají dominantní postavení OZE.
- Absolutně dochází ke zvýšení využití OZE a vzhledem ke snížení spotřeby PEZ rostou i podíly využití OZE o 1 až 2 procentní body.
- Dovození energetická závislost je o 1 až 2 procentní body nižší než ve scénáři základním, avšak dovozní náročnost je ve finančním vyjádření od roku 2025 o 4 až 14 % vyšší..
- Emisní limity byly dodrženy. Po roce 2025 jsou všechny emise vyšší, a to emise CO₂ jsou vyšší o 15 - 30 %, emise SO₂ jsou vyšší 8 až 15 % a emise NO_x o 2 až 13 %.

16.5.2. Scénář s přísnými emisními stropy

Hlavní poznatky lze shrnout takto:

- Model nenašel řešení tohoto alternativního zadání. Pro přísný emisní strop CO₂ se po roce 2040 dostal do slepé uličky a neposkytl výstupy. Provedl se proto propočet s dodatečným jaderným blokem 1600 MW instalovaným po roce 2035, ale ani tehdy neposkytnul model řešení. Emisní strop CO₂ stanovený v zadání, tedy stejné tempo poklesu emisí po roce 2040 jako mezi rokem 2005 a 2040, je zřejmě nedosažitelný při dané úrovni spotřeby. Proto byl propočten náhradní scénář, kde tempo poklesu přípustných emisí CO₂ a NO_x bylo po roce 2040 zvolněno zhruba na polovinu. Pro toto náhradní zadání model našel řešení, které je prezentováno dále v této subkapitole.
- Tuzemská spotřeba PEZ se do roku 2040 příliš neliší od scénáře základního. Očekávaný vývoj tuzemské spotřeby primární energie je ukázán na obr. 16.9. Celková výše spotřeby PEZ je po roce 2040 nižší až o 2 % než ve scénáři základním, což je dáno dovozy elektřiny v rozsahu do 2 TWh místo vývozu elektřiny ve výši 3 TWh. Spotřeba k roku 2015 klesá, po té roste do roku 2030 (na úroveň o 5 % vyšší oproti roku 2005) a po té klesá a po roce 2045 je pod úrovní současnosti. V užití hnědého uhlí (s výjimkou roku 2045 a 2050, kdy je významně nižší), ropy a kapalných paliv a jaderných paliv nejsou rozdíly. U využití OZE lze pozorovat po roce 2030 vyšší využití (o 2 až 3 %) a o úměrný podíl je snížena spotřeba zemního plynu. Po roce 2020 jsou dominantní pozice jaderného paliva a ZP vyrovnány. Dovážené energetické zdroje se podílí na krytí spotřeby až 80 %.

Obr. 16.9



- V konečné spotřebě energie není mezi scénáři rozdíl.
- Výše a struktura výroby elektřiny doznala změn. Celková výše se k roku 2050 snížila a chybějící elektřina byla dovezena. Struktura výroby podle paliv se příliš neliší s výjimkou mírných vzrůstů využití OZE a významného poklesu užití ČU po roce 2045 nahrazeného dovozem elektřiny. Výroba elektřiny z JE je dominantní po celé období, ale k roku 2050 se již podíl z OZE přibližuje úrovni z JE.
- V centralizované výrobě tepla dochází pouze k menším změnám. Celková výroba je téměř shodná s výjimkou roku 2050, kdy je o 8 % nižší. Výroba z hnědého uhlí je od roku 2045 nižší (o 8 až 15 %) a dvojnásobným tempem klesá i využití černého uhlí. Chybějící výroba je nahrazena výrobou z OZE. Do roku 2030 zůstává dominantní palivem hnědé uhlí a po roce 2035 přebírají toto postavení OZE.
- Absolutně dochází ke zvýšení využití OZE a rostou i podíly využití OZE o 1 až 2 procentní body.
- Dovozní energetická závislost je o 0,5 až 1 procentní bod nižší než ve scénáři základním. Dovozní náročnost ve finančním vyjádření je od roku 2030 o 1 - 2 % nižší.
- Emisní limity byly dodrženy. Po roce 2045 jsou všechny emise nižší, a to v roce 2050 jsou nižší emise CO₂ o 12 %, emise SO₂ o 10 % a emise NO_x o 15 %

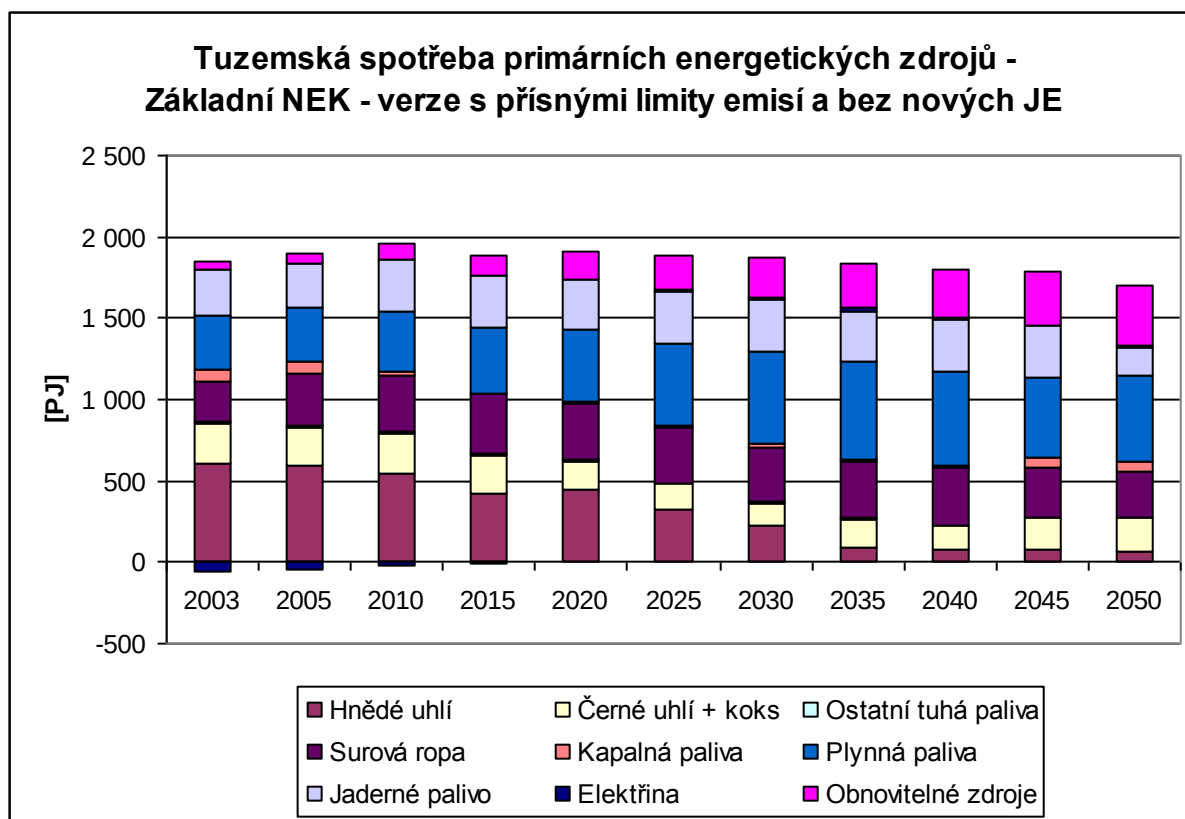
16.5.3. Scénáře s bez nových jaderných bloků a s přísnými emisními stropy

Hlavní poznatky lze shrnout takto:

- Model nenašel řešení tohoto alternativního zadání. Pro přísné emisní stropy CO₂ a NO_x se po roce 2040 dostal do slepé uličky a neposkytl výstupy. Emisní stropy stanovené v zadání, tj. stejné tempo poklesu emisí po roce 2040 jako mezi rokem 2005 až 2040, jsou zřejmě nedosažitelné při dané úrovni spotřeby. Proto byl propočten náhradní scénář, kde tempo poklesu přípustných emisí NO_x bylo po roce 2040 zvolněno zhruba na polovinu a strop pro emise CO₂ již nebyl po roce 2040 dále snižován. Pro toto náhradní zadání model našel řešení, které je prezentováno dále v této subkapitole.
- Očekávaný vývoj tuzemské spotřeby primární energie je ukázán na obr. 16.10. Model našel náhradu za chybějící jadernou energii nejprve v zemním plynu a od roku 2035 i v černém uhlí z dovozu a částečně i v dovozu elektřiny. Také využití OZE se zvýšilo. Celková výše spotřeby PEZ je počínaje rokem 2020 nižší o 2 - 8 % než ve scénáři základním, což je dáno jak vyššími dovozy elektřiny v rozsahu až 4 TWh (vlastní spotřeba elektráren a účinnost výroby) a náhradou výroby z JE účinnějším bloky na zemního plynu a černého uhlí. Spotřeba k roku 2015 klesá, poté do roku 2020 mírně roste (o 3 % oproti roku 2005) a po té klesá a po roce 2030 je pod úrovní

současnosti (v roce 2050 o 8 % nižší než v roce 2005). V užití hnědého uhlí (s výjimkou roku 2030, kdy je vyšší), ropy a kapalných paliv nejsou rozdíly. U využití OZE lze pozorovat po roce 2030 tendence k vyššímu využití. Podíl ZP, které od roku 2020 dominantním zdrojem dosahuje až 32 %. Zemní plyn je co do výše podílu následován jaderným palivem, černým uhlím a OZE. Dovážené energetické zdroje se podílí na krytí spotřeby až 79 %.

Obr. 16.10



- V konečné spotřebě energie není mezi scénáři rozdíl.
- Výše a struktura výroby elektřiny doznala změn. Celková výše se počínaje rokem 2025 snížila a chybějící elektřina byla dovezena (v rozsahu do 4 TWh). Výroba z JE byla od roku nahrazována především zemním plynem a v menší míře i černým uhlím. Až o 10 % se zvýšila i výroba z OZE. Do roku 2040 zůstává výroba elektřiny z JE dominantní a později toto postavení přebírají OZE.
- V centralizované výrobě tepla dochází k významným změnám. Celková výroba je téměř shodná s výjimkou roku 2050, kdy je o 7 % nižší. Výroba z hnědého uhlí je od roku 2045 nižší (až o 20 %) a velmi prudce klesá i využití černého uhlí (na čtvrtinu). Chybějící výroba je nahrazena výrobou z OZE a zemního plynu. Do roku 2025 zůstává dominantní palivem hnědé uhlí, dále přebírá toto postavení zemní plyn a po roce 2040 OZE.

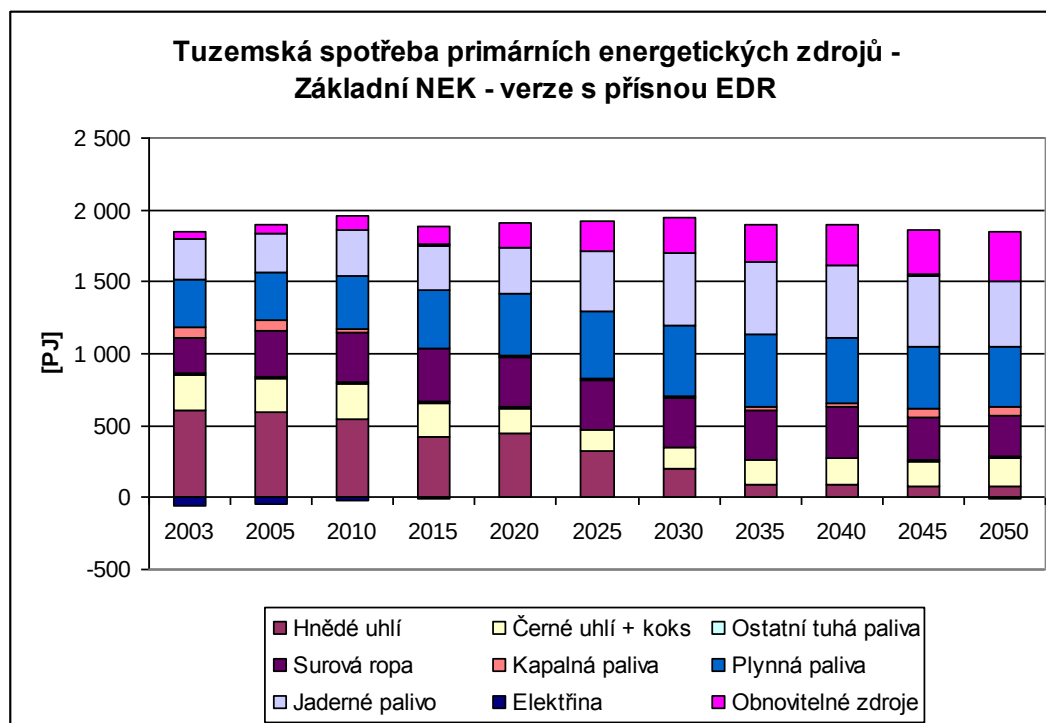
- Absolutně dochází ke zvýšení využití OZE a rostou i podíly využití OZE o 1 až 6 procentních bodů.
- Dovozní energetická závislost je o 0,5 až 2 procentní body nižší než ve scénáři základním. Dovozní náročnost ve finančním vyjádření je od roku 2025 o 4 - 12 % vyšší.
- Emisní limity byly dodrženy. Většinou jsou všechny emise vyšší, a to emise CO₂ o 10 %, emise SO₂ až o 5 % a emise NO_x až o 5 %.

16.5.4 Scénář s druhou etapou ekologické daňové reformy

Hlavní poznatky lze shrnout takto:

- Model našel řešení tohoto alternativního zadání a zpracoval variantní řešení.
- Obecně lze konstatovat, že nedošlo ke změnám oproti scénáři základnímu, a tak jedinou změnou je vyšší příjem státního rozpočtu a zvýšené ceny paliva a energie pro konečné zákazníky.
- Očekávaný vývoj tuzemské spotřeby primární energie je ukázán na obr. 16.11. Celková výše spotřeby PEZ se prakticky neliší od scénáře základního. Není ani zásadních rozdílů ve využití hnědého uhlí, tekutých a plyných paliv či jaderného paliva. Od roku 2035 dochází k mírně nižšímu využití dovozového černého uhlí, které je nahrazeno vyšším čerpáním OZE. Scénáře se neliší ani ve vývozu a dovozu elektřiny. Časový průběh i dominance jednotlivých paliv je rovněž v obou scénářích shodná.

Obr. 16.11



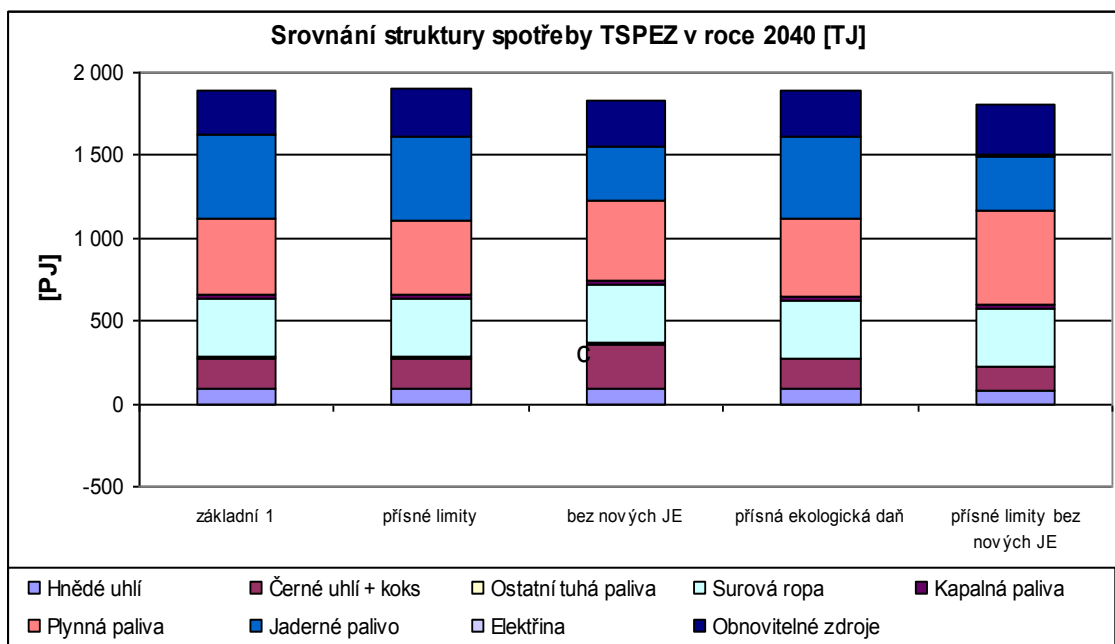
- V konečné spotřebě energie není mezi scénáři rozdíl.
- Výše a struktura výroby elektřiny je v této alternativě prakticky shodná se scénářem základním. Od roku 2035 dochází k nepatrně nižšímu využití dovoзовého černého uhlí, které je nahrazeno vyšším čerpáním OZE. Časový průběh i dominance jednotlivých paliv je rovněž v obou scénářích shodná.
- V centralizované výrobě tepla nedochází prakticky ke změnám. Celková výroba je téměř shodná. Po roce 2035 dochází k nepatrně nižšímu využití dovoзовého černého uhlí a zemního plynu, které je nahrazeno vyšším čerpáním OZE. Časový průběh i dominance jednotlivých paliv je rovněž v obou scénářích shodná.
- Absolutně dochází po roce 2030 ke zvýšení využití OZE a vzhledem ke snížení spotřeby PEZ rostou i podíly využití OZE o 0,1 až 1 procentní bod.
- Dovozní energetická závislost je až o 0,6 procentního bodu nižší než ve scénáři základním. Stejně tak dovozní náročnost ve finančním vyjádření po roce 2030 je až o 1 % nižší.
- Emisní limity byly dodrženy. Po roce 2030 jsou emise CO₂ jsou nepatrně nižší až 1,5 %, zatímco emise SO₂ a NO_x jsou shodné.

16.6 Vzájemné porovnání alternativ mezi sebou a se základním scénářem

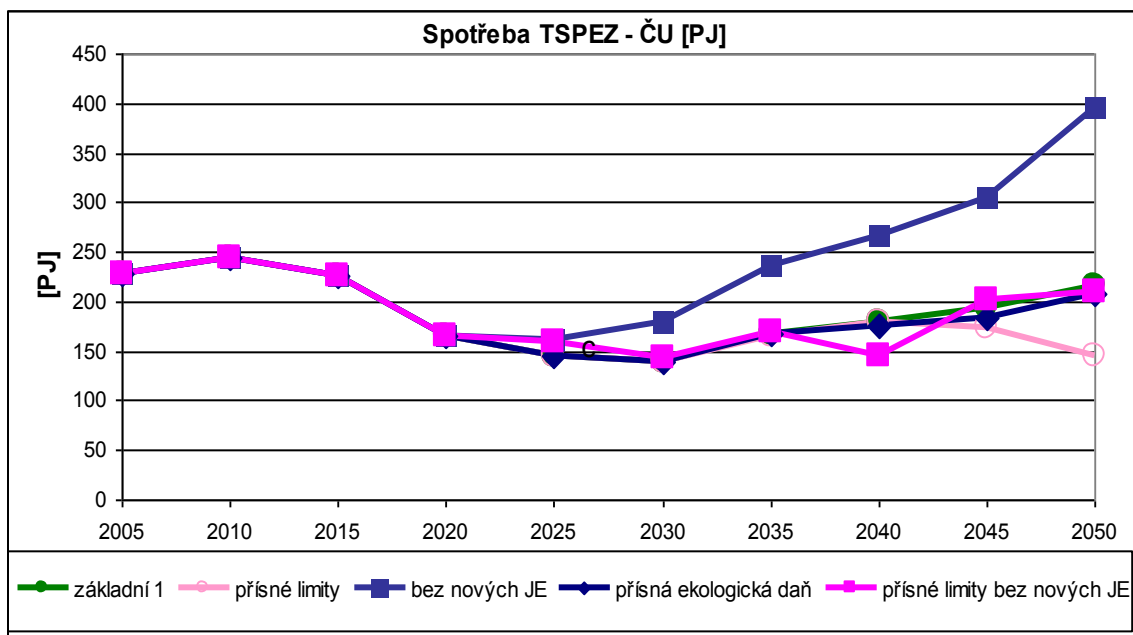
Grafické porovnání jednotlivých scénářů výše má dostatečnou vypovídací schopnost a tedy následující komentáře jsou omezeny na minimum.

- a) Porovnání tuzemské spotřeby primárních energetických zdrojů. Porovnání pro rok 2040 je provedeno na obr. 16.12. Rozdíly mezi alternativami jsou dány samotným zadáním. Výše celkové spotřeby je v jednotlivých scénářích ovlivněna především rozdíly mezi vývozy a dovozy elektřiny. Většina počítaných alternativ dorovnávala pokrytí spotřeb dovozem a tak jejich celková výše je nižší než u scénáře základního. Pouze alternativa s přísnější daňovou ekologickou reformou zachovává vývozy elektřiny a má co do výše téměř shodnou úroveň se scénářem základním. Alternativy se příliš neliší ve využití disponibilního hnědého uhlí, ropy a tekutých paliv. Využití jaderných paliv je předurčeno zadáním alternativ, a tak model mohl prakticky optimalizovat pouze ve využití zemního plynu a dovoзовého černého uhlí, což je ukázáno na obr. 16.13 a 16.14. Rozdíly jsou rovněž ve využití obnovitelných zdrojů energie, což je ukázáno na obr. 16.15.

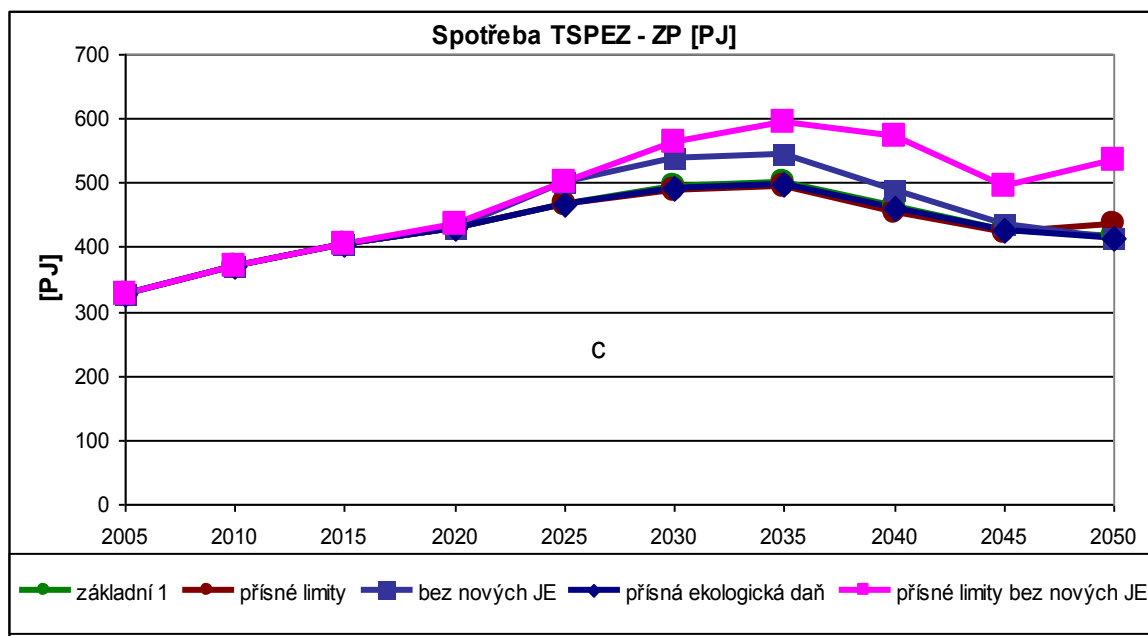
Obr. 16.12



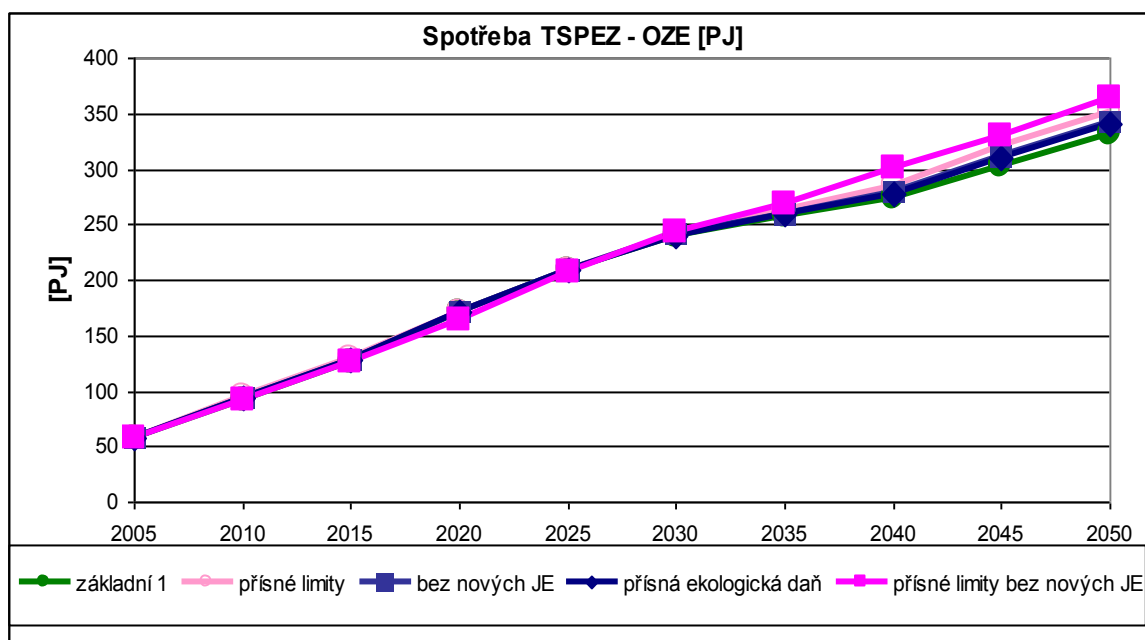
Obr. 16.13



Obr. 16.14



Obr. 16.15

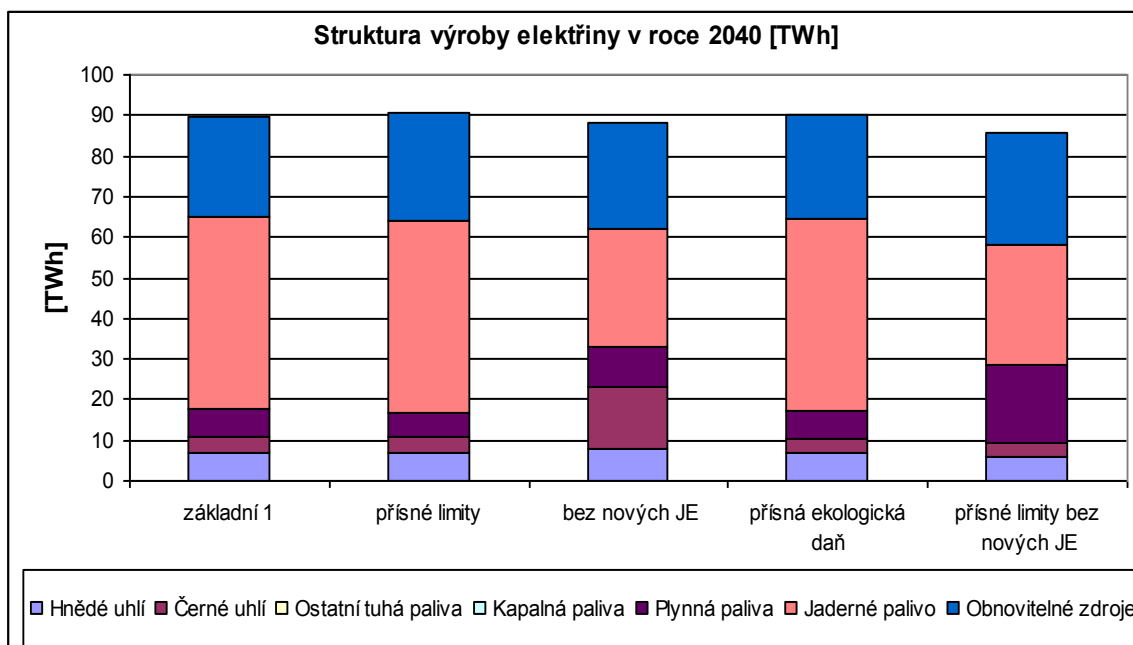


- b) Porovnání konečné spotřeby energie. Alternativy jsou prakticky shodné se scénářem základním. Pouze k roku 2050 dochází k malé změně nižšího využití CZT za vyšší využití OZE u alternativy bez nových JE a zpřísněnými emisními stropy oproti všem ostatním alternativám. Ve všech alternativách zůstává zachována náhrada motorových paliv zemním plynem s postupně

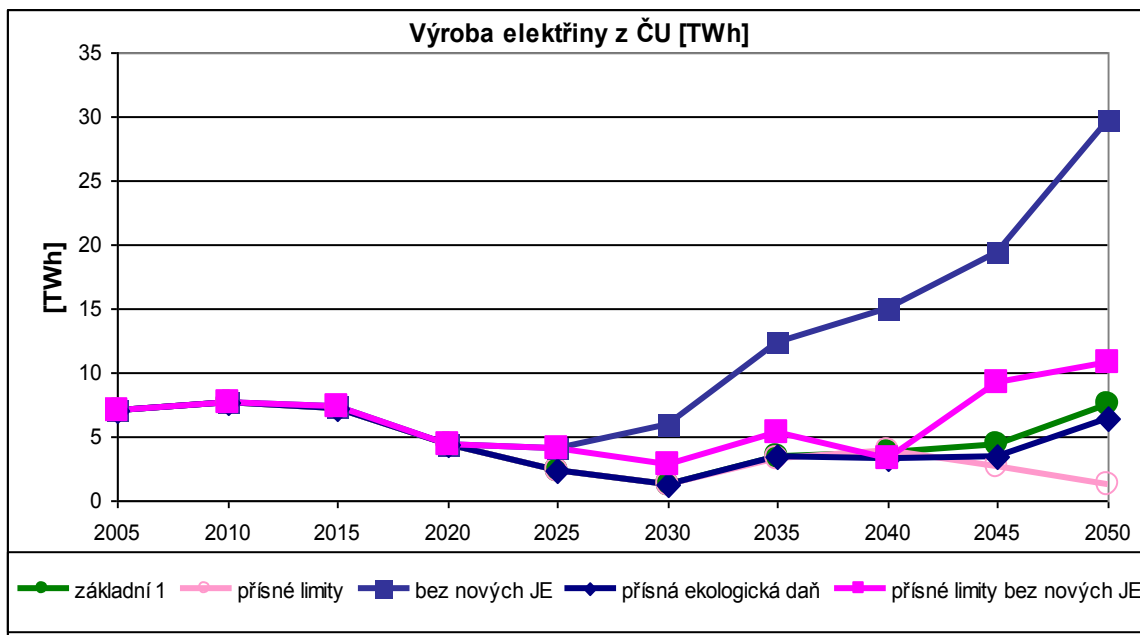
rostoucím rozsahem (v roce 2025 v rozsahu 1 mld. m³ a v roce 2050 v rozsahu 1,8 mld. m³).

- c) Porovnání výše a struktury výroby elektřiny. Porovnání pro rok 2040 je provedeno na obr. 16.16. Rozdíly mezi alternativami jsou dány samotným zadáním. Výše a struktura výroby elektřiny je v jednotlivých scénářích ovlivněna především rozdíly mezi vývozy a dovozy elektřiny. Většina počítaných alternativ dorovnávala pokrytí potřeb elektřiny jejím dovozem a tak celková výše výroby je nižší než u scénáře základního. Pouze alternativa s přísnější daňovou ekologickou reformou zachovává vývozy elektřiny a má co do výše téměř shodnou úroveň se scénářem základním. Alternativy se příliš neliší ve využití disponibilního hnědého uhlí, ropy a tekutých paliv. Využití jaderných paliv je předurčeno zadáním alternativ, a tak model mohl prakticky optimalizovat pouze ve využití zemního plynu a dovoзовého černého uhlí, což je ukázáno na obr. 16.17 a 16.18. Rozdíly jsou rovněž ve využití obnovitelných zdrojů energie v obdobném rozsahu jako je ukázáno na obr. 16.15 u spotřeby PEZ.

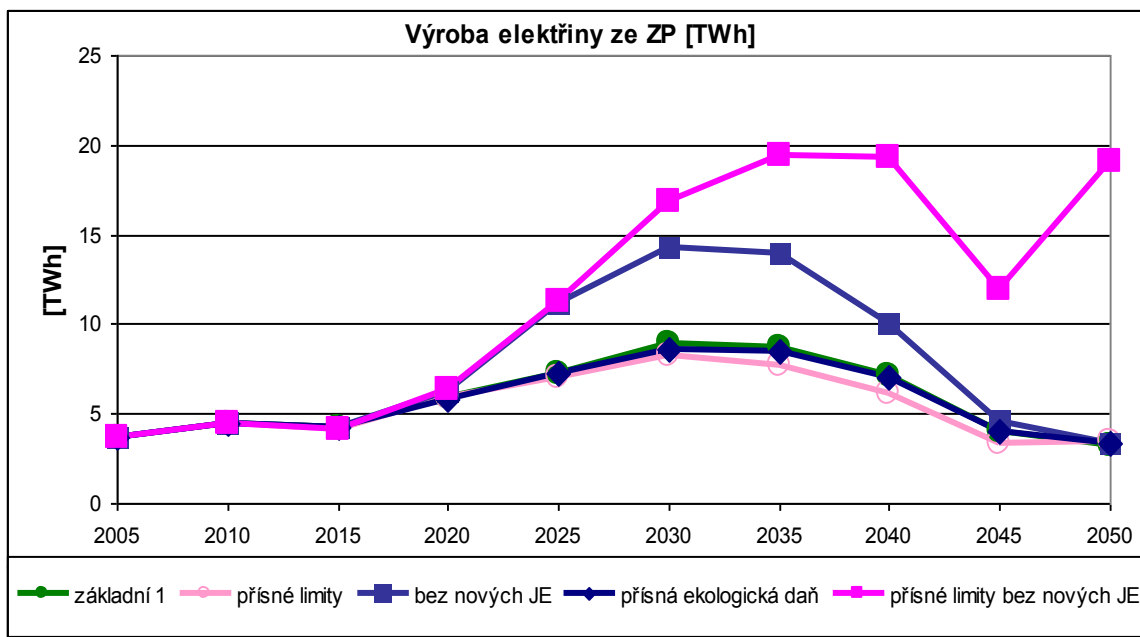
Obr. 16.16



Obr. 16.17



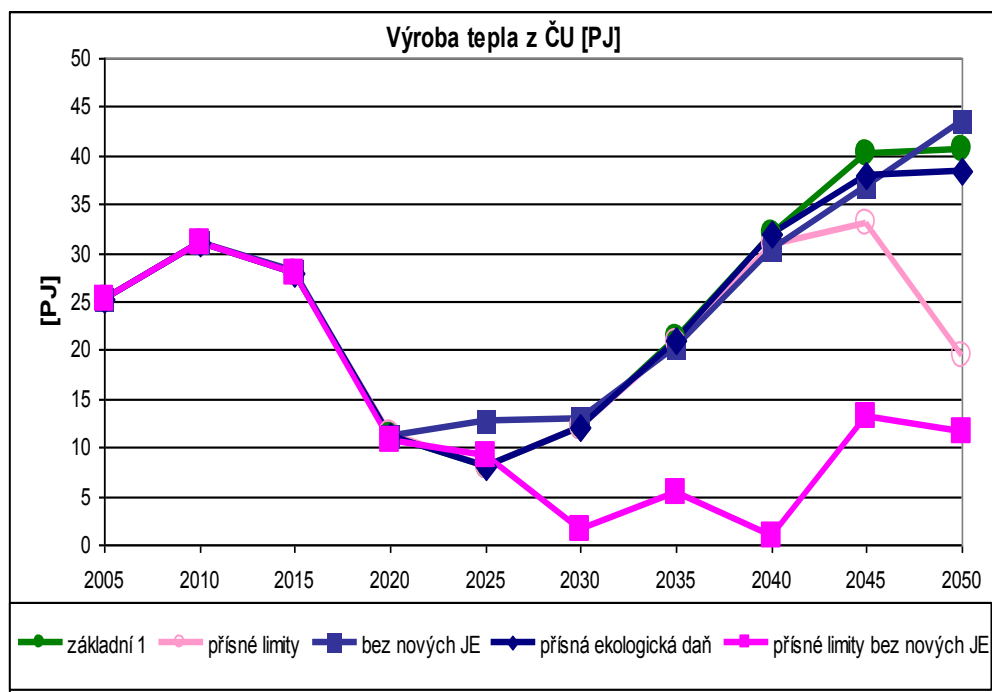
Obr. 16.18



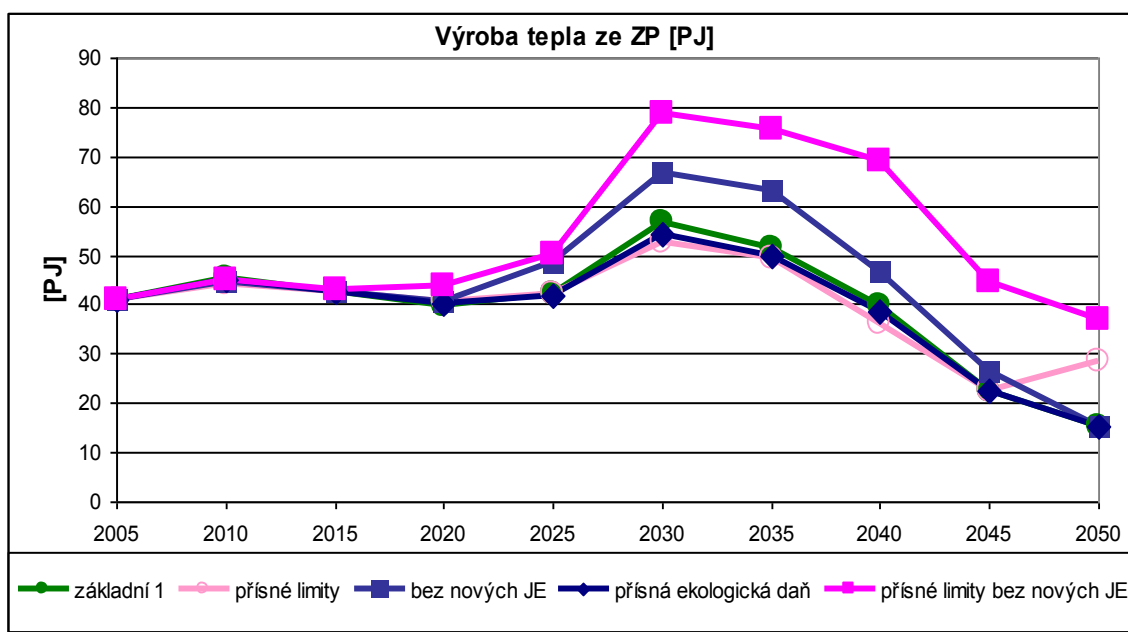
e) Porovnání výše a struktury výroby CZT. V celkové výši výroby CZT se alternativy prakticky neliší s výjimkou po roce 2045, kdy u alternativ s přísnými emisními stropy dochází ke snížení výroby CZT a jeho náhradě v konečné spotřebě OZE. Alternativy se neliší ve využití ropy a tekutých paliv. U alternativ bez nových jaderných elektráren model využíval v malé míře méně hnědé uhlí. Model prakticky optimalizoval pouze ve využití

zemního plynu a dovozového černého uhlí, což je ukázáno na obr. 16.19 a 16.20. Rozdíly jsou rovněž ve využití obnovitelných zdrojů energie v obdobném rozsahu jako je ukázáno na obr. 16.15 u spotřeby PEZ. Modely s jadernými elektrárnami ani v jednom případě neuvažovaly s masivnějším využitím JE pro výrobu tepla v CZT.

Obr. 16.19

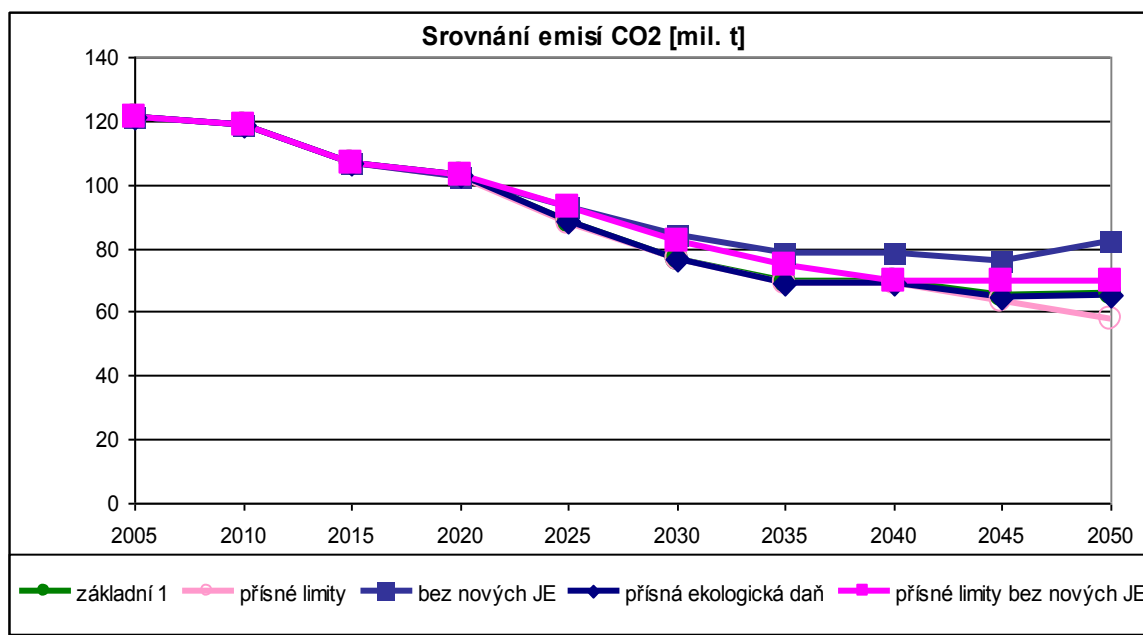


Obr. 16.20

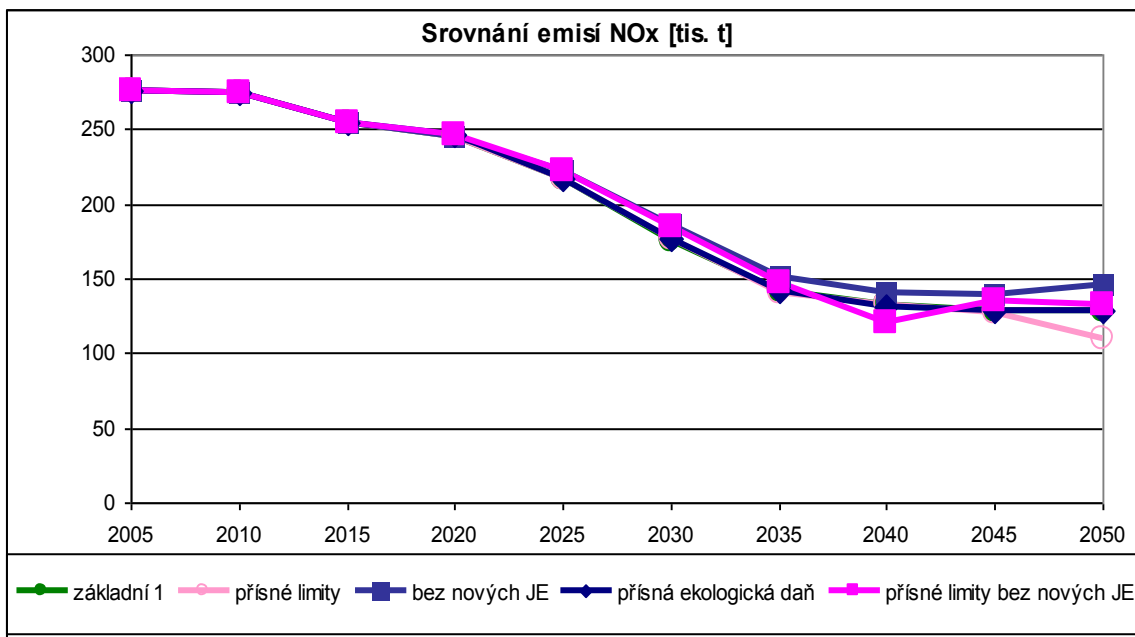


- f) Porovnání podle emisí. Obecně lze konstatovat, že snižování sledovaných emisí je do roku 2035 velmi rychlé, ale v závěru prognostického období se již nedaří emise dále snižovat. Lze také konstatovat, že scénáře bez nových jaderných elektráren mají vesměs vyšší úroveň emisí. Porovnání emisí CO₂ je na obr. 16.21 a emisí NO_x je na obr. 16.22. Rozdíly mezi alternativami u emisí SO₂ jsou nižší.

Obr. 16.21

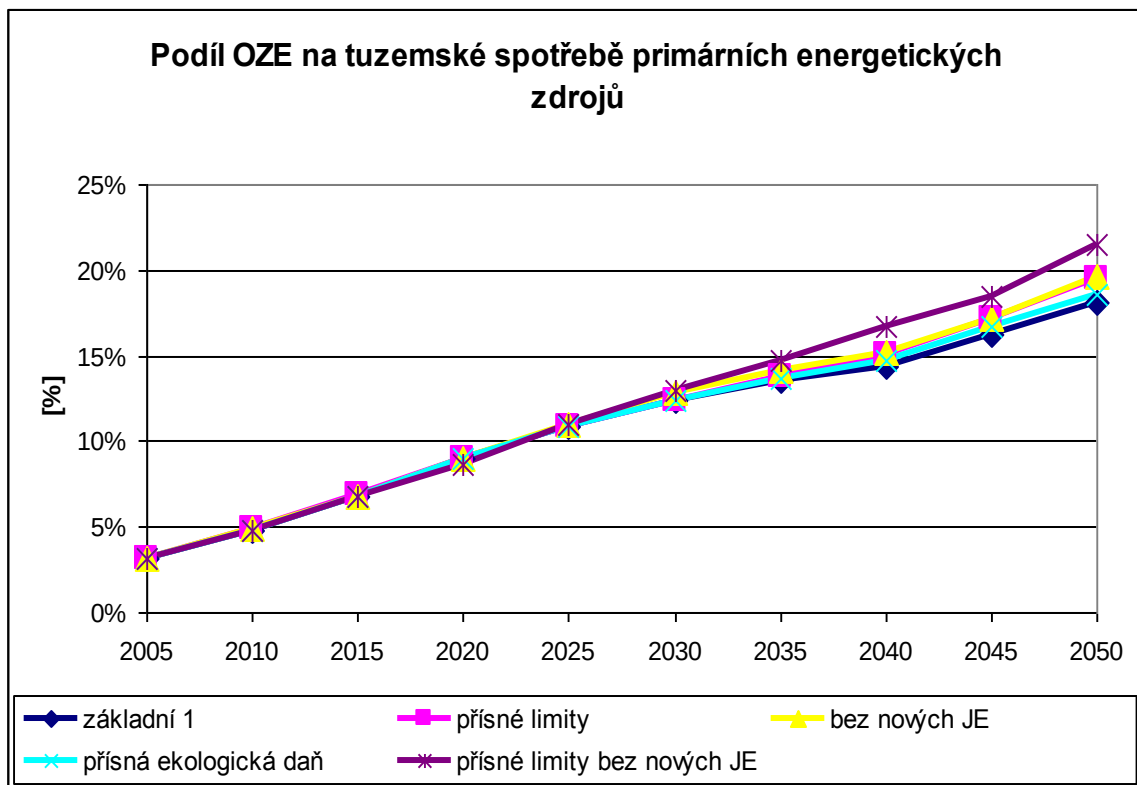


Obr. 16.22



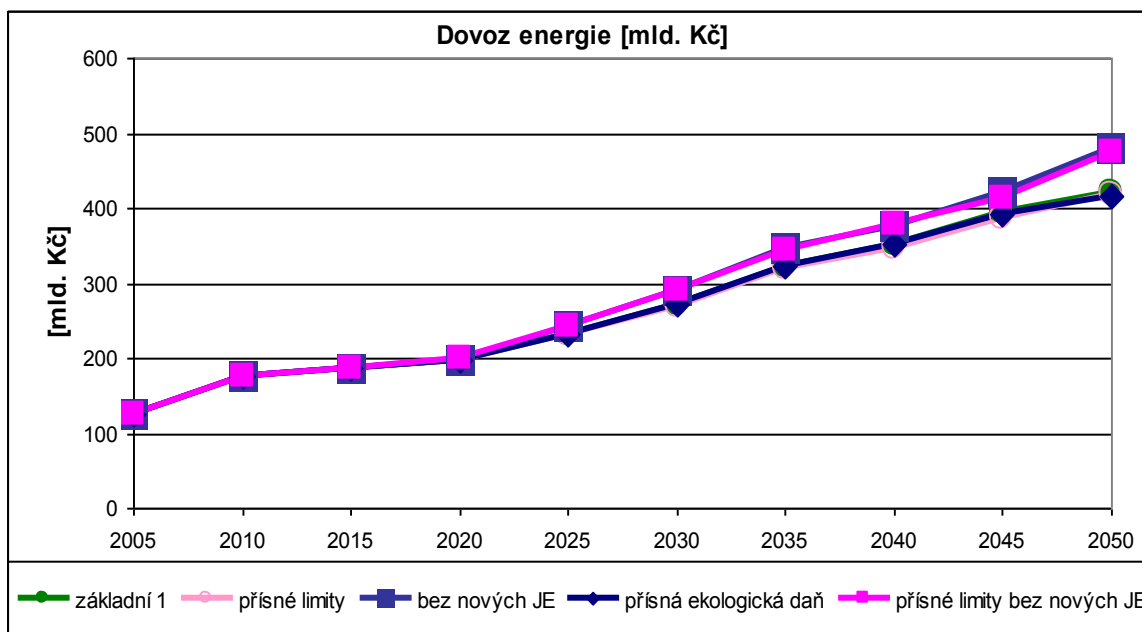
- g) Porovnání podle využití obnovitelných zdrojů energie. Obecně lze konstatovat, že ve všech alternativách dochází k vyššímu využití OZE oproti scénáři základnímu. Míra zvýšení je diferencovaná a nejvyšší je ve scénáři bez nových jaderných elektráren a s přísnými emisními limity. Relativní rozdíly jsou zhruba stejné u všech sledovaných podílů na PEZ (obr. 16.23), hrubé spotřebě elektřiny a CZT. Vliv na podíl OZE u konečné spotřeby je pouze u scénáře bez nových JE a s přísnými limity a to po roce 2040.

Obr. 16.23



- h) Porovnání podle dovozní závislosti. Všechny počítané alternativy vykazují velmi mírně sníženou dovozní závislost oproti scénáři základnímu v rozsahu do několika málo procent, přičemž v grafické podobě jsou rozdíly zanedbatelné a proto není příslušný graf uveden. Největší snížení dovozní závislosti je u scénáře bez JE a s přísnými emisními stropy. Jiný vliv lze pozorovat i u dovozní náročnosti vyjádřené finančně. Zde scénáře s přísnými emisními stropy a s přísnou ekologickou daňovou reformou vykazují nižší náročnost, zatímco druhé alternativy vykazují vyšší náročnost než scénář základní. Porovnání je na obr. 16.24

Obr. 16.24



Závěrem můžeme následovně shrnout hlavní výsledky z provedené analýzy citlivosti:

- spotřebu primárních energetických zdrojů lze v dlouhodobém horizontu očekávat na současné úrovni
- tuzemské zdroje fosilních paliv budou využity jen do určité míry, analýza citlivosti navíc ukazuje, že při jen mírně vyšších cenách povolenek roste poptávka po zemním plynu na úkor hnědého uhlí; bude využívána jaderná energie, podstatně se zvýší technologická úroveň spotřeby energie s následnými úsporami, zvýší se využití obnovitelných zdrojů energie. Dovoz ropy a ropných výrobků bude v zásadě stagnovat, dovoz plynu v každém případě poroste a dovoz černého uhlí nahradí postupně končící tuzemské těžby;
- ČR může být i nadále nezávislá na zahraničních zdrojích elektřiny, jejíž tuzemská spotřeba dále poroste meziročně o 1,3 až 1,5 % v souladu s prognózami EU. Dodávky tepla ze systémů CZT budou stagnovat, avšak významně vzroste podíl OZE v decentralizované výrobě tepla;
- energetická i elektroenergetická náročnost českého hospodářství se bude rychle snižovat a během 15 - 20 let dojde k vyrovnání ČR na úroveň průměru EU;
- významným tempem poklesnou emise a ČR bude plnit své dosavadní mezinárodní závazky;
- závislost na dovozu PEZ dále poroste a kolem roku 2030 dosáhne úrovně 70 %, tedy úrovně, která se předpokládá v celé EU. V roce 2050 se očekává až 80% závislost.

16.7 Příloha ke kapitole

Nabídka elektrárenských bloků pro model EH (stálé ceny roku 2005)

Typ bloku	Využití [1]	Životnost [r]	Investiční náklady [Kč/kWe]	Proměnné náklady [Kč/GWh]	Stálé náklady [Kč/kWe.r]	Účinnost [%]	Dostupnost [r]
Paroplynový cyklus	0,570	25	22 800	23	420	54%	2015
Pokročilý paroplynový cyklus	0,570	25	26 400	26	450	58%	2020
Hnědouhelný blok 660 MW	0,685	30	48 000	28	1 040	45%	2010
Černouhelný blok 600 MW	0,685	30	43 300	28	850	47%	2010
Plynová spalovací turbína - špičková	0,120	20	8 100	12	586	36%	2005
Pokročilá plynová spalovací turbína - špičková	0,120	20	9 400	25	600	37%	2020
Pokročilý blok s integrovaným zplyňováním hnědého uhlí	0,780	30	75 500	35	1 300	49%	2035
Pokročilý blok s integrovaným zplyňováním černého uhlí	0,780	30	65 600	33	1 300	51%	2035
Blok s integrovaným zplyňováním hnědého uhlí	0,780	30	73 000	33	1 300	46%	2025
Blok s integrovaným zplyňováním černého uhlí	0,780	30	62 900	31	1 300	48%	2025
JE VVER 1200 MW	0,850	40	56 000	85	780	35%	2020
JE EPR 1600 MW	0,850	40	60 700	80	950	39%	2020
JE AP1000 1200 MW	0,850	40	56 000	85	1 045	35%	2020
Pokročilý hnědouhelný ultra super kritický blok	0,780	30	70 700	31	1 500	49%	2035
Pokročilý černouhelný ultra super kritický blok	0,780	30	58 900	29	1 200	50%	2035
Hnědouhelný ultra super kritický blok	0,780	25	56 400	33	1 800	48%	2025
Černouhelný ultra super kritický blok	0,780	25	56 400	31	1 500	49%	2025
Geotermální kogenerace 1	0,800	20	240 000	0	4 200	100%	2015
Geotermální kogenerace 2	0,64	20	215 000	0	4 200		2020
Geotermální kogenerace 3	0,64	20	150 000	0	2 288		2030
Geotermální kogenerace 4	0,64	20	150 000	0	1 175		2040
Geotermální kogenerace 5	0,64	20	150 000	0	809		2050
Kogenerace na bioplyn 1	0,91	20	120 738	1 875 000	3 000	47%	2010
Kogenerace na bioplyn 2	0,91	20	126 540	2 000 000	3 800	48%	2015
Kogenerace na bioplyn 3	0,91	20	132 842	2 250 000	4 200	50%	2020
Kogenerace na bioplyn 4	0,91	20	142 046	2 500 000	4 500	53%	2030
Kogenerace na bioplyn 5	0,91	20	149 798	2 812 500	4 800	55%	2040
Kogenerace na bioplyn 6	0,91	20	157 551	3 125 000	5 000	57%	2050
Teplárna na biomasu 1	0,57	20	86 000	1 980 000	4 200	59%	2007
Teplárna na biomasu 2	0,59	20	93 400	1 945 525	4 346	59%	2010
Teplárna na biomasu 3	0,65	20	96 400	1 926 445	4 440	62%	2015
Teplárna na biomasu 4	0,67	20	99 000	2 030 457	4 576	63%	2020
Teplárna na biomasu 5	0,72	20	102 000	1 984 127	4 698	64%	2030
Teplárna na biomasu 6	0,76	20	103 000	1 940 299	4 852	66%	2040
Teplárna na biomasu 7	0,80	20	103 720	1 900 000	5 000	67%	2050
Fotovoltaický systém 1	0,140	20	135 000	0	675	100%	2007
Fotovoltaický systém 2	0,170	22	90 900	0	675	100%	2010
Fotovoltaický systém 3	0,200	28	71 400	0	675	100%	2015
Fotovoltaický systém 4	0,230	31	53 500	0	675	100%	2020
Fotovoltaický systém 5	0,290	35	46 300	0	675	100%	2030
Fotovoltaický systém 6	0,340	38	34 600	0	675	100%	2040
Fotovoltaický systém 7	0,400	40	30 000	0	675	100%	2050
Malá vodní elektrárna 1	0,350	50	155 000	0	3 100	100%	2007

Typ bloku	Využití [1]	Životnost [r]	Investiční náklady [Kč/kWe]	Proměnné náklady [Kč/GWh]	Stálé náklady [Kč/kWe.r]	Účinnost [%]	Dostupnost [r]
Malá vodní elektrárna 2	0,652	50	165 000	0	3 300	100%	2010
Malá vodní elektrárna 3	0,654	50	172 000	0	3 440	100%	2015
Malá vodní elektrárna 4	0,656	50	185 000	0	3 500	100%	2020
Malá vodní elektrárna 5	0,662	50	200 000	0	3 550	100%	2030
Malá vodní elektrárna 6	0,674	50	220 000	0	3 600	100%	2040
Malá vodní elektrárna 7	0,685	50	250 000	0	3 650	100%	2050
Větrná elektrárna 1	0,217	20	38 500	0	1 155	100%	2007
Větrná elektrárna 2	0,221	20	37 000	0	1 100	100%	2010
Větrná elektrárna 3	0,228	20	36 000	0	1 150	100%	2015
Větrná elektrárna 4	0,240	20	35 000	0	1 100	100%	2020
Větrná elektrárna 5	0,251	20	34 000	0	1 000	100%	2030
Větrná elektrárna 6	0,258	20	33 000	0	900	100%	2040
Větrná elektrárna 7	0,280	20	32 500	0	800	100%	2050

Dále bylo přihlédnuto k poznatkům, které NEK získala pro oblasti technických parametrů, investičních nákladů a provozních nákladů pro technologie užívající OZE od Asociace pro využití obnovitelných zdrojů dle studie z dubna 2008 (aktualizace z května 2008). K těmto údajům bylo přihlédnuto a upravené vstupy jsou v tab. 2.

Geotermální energetika bude zatížena ztrátami v rozvodech, zejména tepelných; účinnost poroste postupně. Pro geotermální energetiku je po r. 2030 předpokládán již omezenější výběr lokalit pro instalace a růst ztrát tepla v sítích a při dálkovém transportu; bude pravděpodobně kompenzovaný technickými inovacemi. Předpokládá se také omezení postupného náběhu podle disponibilních vrtných souprav.

Pro fotovoltaiku je k r. 2020 a dále uvažováno s nutným krytím akumulace výroby nově instalovaných zdrojů OZE. Je to nutné pro dosažení stability přenosové soustavy a distribučních sítí. Podle současných zkušeností, navyšování instalovaného výkonu těchto zdrojů již na celkový podíl kolem 15-20 % vede k omezování základních funkčních schopností soustav. Je proto modelově uvažováno s akumulací moderním, již dostupným typem baterií (účinné NaS modulové systémy, účinnost řetězce přeměny 0,8, postupně k 0,85). Kdyby došlo k anomálii enormního navýšení podílu výkonu již před r. 2020, bylo by třeba postupně nasazovat akumulační systémy podle toho.

Výše instalovaných výkonů větrných elektráren a možná výroba elektřina byla do modelu zadána podle posledních známých poznatků o již realizovaných a připravovaných investičních akcích, tak jak je eviduje EGÚ Brno a OTE. Poznamenáváme, že pokud se nabídka větrných elektráren ponechá na modelu, tak při zadaných technickoekonomických parametrech je výroba z nich příliš drahá, a proto model by ji ne zvolil.

Výpočetní model byl dále doplněn o možnost limitování pětiletkových přírůstků nových výkonů, což činí nasazování OZE (zejména geotermální a z biomasy) více bližší budoucí realitě.

Protože programové dokumenty EU počítají s tím, že ekonomická podpora OZE bude postupně snižována, a počítá s tím i český zákon o podpoře výroby elektřiny z OZE, byla výše podpory do modelu vložena jako postupně klesající pro nově instalované kapacity s meziročním poklesem 5 % (pochopitelně při zákonem garantované výši podpory na 15 let).

17. PŘEHLED DOPORUČENÍ PRO VLÁDU ČR Z HLEDISKA TVORBY ENERGETICKÉ POLITIKY

V energetické politice se protínají aspekty, vyplývající z ekonomických, sociálních a environmentálních souvislostí dalšího vývoje české společnosti. Jde především o následující oblasti:

- zvyšování důrazu na odpovědné chování svobodných občanů - výrobců, podnikatelů a spotřebitelů (konečná spotřeba, její objem a forma, ovlivňuje energetické toky a tedy i negativní zátěž populace),
- důsledná ochrana životního prostředí před průmyslovou a dopravní zátěží,
- zajištění šetrného využívání obnovitelných i neobnovitelných energetických zdrojů,
- úspory energií, racionální nakládání s odpady včetně recyklace,
- postupné snižování energetické náročnosti dopravy.

Dlouhodobý rozvoj energetiky, která je již nyní značně závislá na dovozu energetických vstupů (a tato závislost dále vzroste), je spojen i s dlouhodobou bezpečností dodávek energie. Dlouhodobá energetická politika musí proto přihlídnout i ke strategii celosvětového vývoje energetiky, bezpečnosti země původu energetických zdrojů a spolehlivosti přepravních tras včetně vytváření strategických zásob energetických komodit a hospodaření s nimi.

Z těchto principů a ze závěrů předcházejících kapitol vyplývají následující doporučení pro další kroky vlády:

- Vláda by měla aktivně podporovat každé opatření, které povede k prohloubení konkurence na energetických trzích. Tuto politiku bude sledovat především v kontextu postupného vytváření jednotného energetického trhu v rámci EU.
- Vládě se doporučuje umožnit a usnadnit zahájení posuzovacích procesů produkce všech typů energie.
- Význam hnědého uhlí bude v dlouhodobém horizontu klesat, bude nákladnějším palivem, nicméně bude představovat stále významný energetický zdroj.
- Vláda by měla považovat podporu procesů, vedoucích k úsporám energií, za prioritu a mimořádně významnou součást formování dlouhodobé energetické strategie. Doporučuje se jim proto věnovat této oblasti zvýšenou pozornost, vyšší finanční prostředky než dosud a systémovou podporu.
- Jaderná energetika představuje jednu z variant výroby elektrické energie a je důležitou součástí energetického mixu.

- Vláda by měla považovat obnovitelné zdroje za nezpochybnitelnou součást budoucího palivo-energetického mixu. Vládě doporučujeme zvážit podporu výroby tepla z OZE, avšak tuto podporu (stejně jako stávající podporu výroby elektřiny z OZE) pravidelně přehodnocovat s důrazem na minimalizaci tržních deformací. Dále se doporučuje podpořit výzkum a vývoj příslušných technologií a významně posílit informační kampaně, podporující hlubší využití OZE.
- Vláda by měla konat aktivní politiku ochrany klimatu na domácí i mezinárodní scéně.
- Vláda by měla využívat tranzitní elektrickou přenosovou síť k posílení pozic ČR na energetickém trhu.
- Vládě se doporučuje přehodnotit energetickou a související legislativu ČR a EU tak, aby nedocházelo přednostně k řešení dílčích energetických úkolů na úkor důležitých energetických potřeb společnosti, zejména stability odvětví včetně přenosu energie.
- Vláda by měla aktivně spolupracovat s partnery z EU a NATO při budování dalších přepravních cest ropy a zemního plynu do ČR.
- V rámci EU by měla vláda usilovat o prosazení realistické a skutečně efektivní podpory výroby energie z OZE a pro zhodnocení systému obchodování s emisními povolenkami.
- Komise doporučuje, aby se dlouhodobými trendy zejména výzkumu nových technologií a koncepcí v energetice a průběžným sledováním energetické situace státu v návaznosti na evropskou a světovou energetiku zabýval stálý orgán. Doporučuje, aby vláda podpořila plánované vybudování Institutu aplikovaných věd, společného pracoviště Akademie věd ČR a ČVUT Praha, kde by tento orgán měl pracovat.

Kromě těchto základní doporučení NEK považuje za účelné doporučit následující kroky:

- urychlení procesů schvalování investičních projektů v oblasti energetiky; v tomto smyslu provést revizi stávajících zákonných i podzákonných norem a nařízení;
- ponechat v Energetickém zákonu pravomoc státu vydávat „Autorizace“ na výstavbu nových energetických zdrojů;
- zahrnout do Energetického zákona postupy při řešení deficitů instalovaných výkonů (Směrnice 54/2003 ES);
- přehodnotit bilanci potenciálu biomasy;
- přehodnotit v Energetickém zákonu postavení a využívání podzemních zásobníků plynu z pohledu spolehlivosti dodávek plynu konečným zákazníkům a řešení krizových situací;
- věnovat zvýšenou pozornost rozvoji elektrických sítí v ČR, především možným vlivům plánovaných nových bloků na spolehlivost elektrizační soustavy, zdrojům a rezervám pro zajištění sekundární a terciární regulace;

to platí i pro decentralizované budování regionálních sítí tam, kde je potenciál pro využití OZE;

- nově definovat pojetí nouzového stavu elektrizační soustavy ČR, zahrnující nejen přírodní katastrofy, ale i blíže nedefinovatelné události v přenosu, distribuci a výrobě elektřiny;
- mezi hlavní cíle výzkumu a vývoje v ČR zařadit sérii programů, zabývajících se - při využití odpovídajících R&D programů EU - předpoklady pro spolehlivé a efektivní vytváření a využívání energetických zdrojů ČR; konkretizace těchto programů a jejich provázanost s programy EU;
- vzhledem k rostoucímu podílu dopravy na zvyšování emisí přijmout v dohledné době opatření pro dobudování dopravní infrastruktury v ČR, zpoplatnění užití této infrastruktury (při preferenci nízkoemisních dopravních prostředků), pro podporu železniční dopravy a veřejné hromadné dopravy obecně a pro podporu programů vědy a výzkumu v této oblasti.

Specifické problémy NEK nachází v energetické legislativě, která vytváří základní předpoklady pro vznik a fungování tržního prostředí v energetických odvětvích a je v souladu s principy uplatněnými v EU. Na podporu realizace energetické strategie však dále doporučujeme věnovat pozornost následujícím oblastem:

- odstranění administrativních zábran a zjednodušení legislativních a správních postupů v procesu přípravy a výstavby energetických děl,
- aplikace nových nebo připravovaných legislativních norem EU zejména pokud jde o obchodování s emisemi, energetické daně, emisní stropy, zachycování a ukládání CO₂, společné úsilí při výstavbě mezistátních přenosových a přepravních sítí, energetické náročnosti v budovách, energetických úspor, energetické efektivnosti a energetických službách, realizace strategického plánu pro energetické technologie a další,
- odstranění duplicit, či nejasných kompetencí a odpovědnosti jednotlivých úseků státní správy včetně regulačních činností.

18. ZÁVĚR

Nezávislá odborná komise pro posouzení energetických potřeb ČR v dlouhodobém horizontu (zkráceně nezávislá energetická komise - NEK) pracovala z pověření vlády ČR. Zaměřila se na prognózu vývoje energetiky do roku 2030 a do roku 2050. Prognóza do roku 2030 je založena na vcelku pevných předpokladech a technologiích již opodstatněně dostupných, prognóza do roku 2050 je spíše vizí. Analýza současného stavu české energetiky, z níž NEK vycházela, byla založena na materiálech zpracovaných prakticky všemi relevantními subjekty v ČR i zahraničními partnery. Prognóza a doporučení vládě byly zpracovány s ohledem na naše členství v EU, kde sice neexistuje jednotná energetická politika, ale kde lze odhadnout vývoj energetické situace v EU a zejména v sousedních státech. Jako základní scénář byl vzat předpoklad vytvoření celoevropského energetického trhu, zpráva tedy nepočítá se scénáři katastrofickými jako očekávaným vývojem, ale především s ekonomickými a sociálními dopady případných chybných rozhodnutí. Pozornost byla rovněž věnována bezpečnosti státu v případech, kdy by bylo zásobování celoevropského trhu některým primárním zdrojem energie zásadně narušeno.

Hlavní závěry a doporučení jsou podrobně formulovány v příslušných kapitolách zprávy. Stručně lze však říci, že hlavním problémem české energetiky bude náhrada podstatného podílu domácího uhlí bezpečnostně přijatelným a ekonomicky únosným palivovým mixem. Tato „palivová reforma“ váže na úbytek produkce uhlí po roce 2015 a nedostatek domácího uhlí po roce 2030. Producenti elektrické energie a tepla by měli včas na tuto situaci reagovat. Vláda by měla prosazovat zlepšení celoevropských tranzitních soustav pro elektřinu, plyn a ropu jako nezbytného technického předpokladu nejen pro vytvoření konkurenčního trhu, ale i pro bezpečné a stabilní energetické zásobování. Vzhledem k nejistotě dodávek ropy a plynu z východu je třeba věnovat náležitou pozornost maximálnímu využití domácích zdrojů, případně zdrojů, které lze dlouhodobě v dostatečné míře skladovat. Z tohoto hlediska je důležitá role zásobníků plynu a ropy a vyhodnocení potenciálu OZE a jaderné energetiky.

NEK se shodla na základních doporučeních z hlediska dlouhodobého zabezpečení ČR energií. K těmto doporučením patří i podpora inovací a nejnovějších technologií a odpovídající vzdělanosti a kvalifikace v odvětví. Tato doporučení by měla být vzata v úvahu při formulování energetické koncepce státu.

Jsme přesvědčení, že NEK se zhostila nelehkého úkolu, který byl před ní vládou ČR postaven, uspokojivým způsobem. Komise je nezávislá, byla však politickými stranami složena tak, aby to odpovídalo názorovým východiskům programů příslušných stran. Z tohoto pohledu je znění této Závěrečné zprávy kompromisem a ani jinak tomu být nemohlo. Je to první zpráva tohoto druhu v novodobé historii české republiky po roce 1989 a věříme, že se nám podařilo

založit jistou tradici. Problematika zpracování a pravidelné aktualizace energetické strategie je významným prvkem hospodářské politiky každé vládní administrativy a vystupuje do popředí obzvláště nyní, v nejednoduché politické, bezpečnostní a ekonomické situaci, která bude určovat život naší země v budoucích letech. Věříme také, že pravidelné, například pětileté zpracování dlouhodobé energetické strategie skupinou odborníků, skutečně nezávislých na politických stranách, bude i v budoucím období pro Českou republiku velkým přínosem.

19. PODĚKOVÁNÍ SPOLUPRACOVNÍKŮM

Komise děkuje následujícím spolupracovníkům - fyzickým osobám, právníckým osobám a orgánům státní zprávy za poskytnuté informace a vypracované studie a oponentury.

(jména jsou uváděna abecedně, u fyzických osob bez titulů)

19.1. Státní správa

Energetický regulační úřad

Ministerstva

Pro místní rozvoj

Průmyslu a obchodu

Zahraničních věcí

Zemědělství

Životního prostředí

Státní energetická inspekce

19.2. Právnícké osoby

Asociace pro využití obnovitelných zdrojů

CITYPLAN spol. s r.o.

ČEPS, a. s.

Česká geologická služba

Česká plynárenská unie

ČVUT

Fakulta dopravní

Fakulta elektrotechnická

Fakulta strojní

EGÚ Brno, a.s.

ENA s.r.o.

ENVIROS, s.r.o.

Euroenergy spol. s r.o.

Invicta BOHEMICA

Národohospodářský ústav AV ČR, v.v.i.

Národní vzdělávací fond o.p.s.

ORTEP, s.r.o.

SEVEn, o.p.s.

ÚJV Řež, a.s.

Vesmír, s.r.o.

19.3. Fyzické osoby

Bartuška Václav
Beranovský Jiří
Beneš Ivan
Boháček Ivan
Cílek Václav
Čížek Roman
Hejzlar Pavel
Horáček Petr
Hulicius Eduard
Chráska Pavel
Jež Jiří
John Aleš
Kastl Josef
Kavina Pavel
Kloz Martin
Kment Štěpán
Mlsna Petr
Mohelník Jiří
Němeček Blahoslav
Noskievič Pavel
Nouza Richard
Pazdera František
Plecháč František
Sedlák Martin
Skála Zdeněk
Stráský Dalibor
Šafanda Jan
Šelong Drahomír
Šléglová Božena
Šolc Pavel
Tomsa Jan
Valášek Václav
Vlček Miroslav
Vlk Aleš
Zaplatílek Jan