



Zpráva o potenciálu snížení emisí skleníkových
plynů v České republice
Ministerstvo životního prostředí

Listopad 2007



ZPRÁVA O POTENCIÁLU SNÍŽENÍ EMISÍ SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ

Název publikace	Zpráva o potenciálu snížení emisí skleníkových plynů v České republice
Referenční číslo	Smlouva o dílo č. ECZ7071
Číslo svazku	Svazek 1 z 1
Datum	30. listopad 2007

Vypracoval:

**Ing. Jiří Spitz
Mgr. Luděk Pur**

Schváleno:

Ing. Jaroslav Vích – výkonný ředitel a jednatel

Adresa klienta: Ministerstvo životního prostředí
Vršovická 65, 100 10 Praha 10

Kontaktní osoba:

Mail:

**Adresa předkladatele
nabídky:** ENVIROS, s.r.o.
Na Rovnosti 1
130 00 Praha 3
www.enviros.cz

Kontaktní osoba: Ing. Jiří Spitz
Tel.: 284 007
E-mail: jiri.spitz@enviros.cz

OBSAH

SEZNAM OBRÁZKŮ A TABULEK	6
SHRnutí 10	
1 ÚVOD	11
1.1 Charakteristika řešeného problému a použitý postup	11
2 MEZINÁRODNÍ SROVNÁNÍ KLÍČOVÝCH INDIKÁTORŮ	12
3 STRUKTURA HOSPODÁŘSTVÍ ČR A EMISE SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ JEDNOTLIVÝMI ODVĚTVAMI	20
3.1 Vývoj celkových emisí skleníkových plynů	20
3.2 Decoupling v ČR	20
3.3 Odvětvová struktura HDP	21
4 SOUČASNÁ SITUACE VE VÝROBĚ A SPOTŘEBĚ ENERGÍÍ, PRODUKCE SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ V ČR	24
4.1 Tuzemská spotřeba primárních zdrojů energie	24
4.2 Výroba tepla v ČR	24
4.3 Výroba elektřiny v ČR	25
4.4 Spotřeba tepla v ČR	26
4.5 Spotřeba elektřiny v ČR	27
5 PŘEHLED OPATŘENÍ KE SNÍŽOVÁNÍ EMISÍ SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ	28
Opatření 1.1: Kombinovaná výroba elektřiny a tepla	30
Opatření 1.2: Snížování spotřeby elektřiny v domácnostech	32
Opatření 1.3: Snížování spotřeby tepla v domácnostech	34
Opatření 1.4 Snížování spotřeby energií v průmyslu	37
Opatření 1.5: Zvyšování účinnosti zařízení v energetice	38
Opatření 1.6: Zvyšování efektivity využívání paliv v dopravě	39
Opatření 2.1: Nahrazení uhlí zemním plynem	46
Opatření 2.2: Energetické využívání odpadů	48
Opatření 2.3: Vyšší využití jaderné energetiky	Chyba! Záložka není definována.
Opatření 2.4: Vyšší využívání biomasy	49
Opatření 2.5: Vyšší využívání bioplynu a biologicky rozložitelných odpadů	53
Opatření 2.6: Rozvoj malých vodních elektráren	55
Opatření 2.7: Rozvoj velkých vodních elektráren	56

Opatření 2.8: Vyšší využívání větrné energie	57
Opatření 2.9: Vyšší využívání geotermální energie a tepelných čerpadel	58
Opatření 2.10: Vyšší využívání fotovoltaiky	60
Opatření 2.11: Vyšší využití solárního tepla	61
Opatření 2.12: Náhrada fosilních paliv v dopravě za biopaliva	62
Opatření 3.1: Zalesňování zemědělské půdy	64
Opatření 3.2: Zakládání trvalých travních porostů	65
Opatření 4.1: Snižování fugitivních emisí uvolňovaných při těžbě a dopravě paliv včetně emisí rozpouštědel	67
Opatření 4.2: Snižování emisí methanu a oxidu dusného ze zemědělství	69
Opatření 4.3: Snižování emisí CH ₄ z odpadového hospodářství	72
Opatření 4.4: Snižování emisí fluorovaných uhlovodíků	73
6 SOUHRNNÉ ZHODNOCENÍ DOSTUPNÉHO POTENCIÁLU KE SNÍŽOVÁNÍ EMISÍ SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ	76
7 VSTUPY PRO PROPOČET SCÉNÁŘŮ ROZVOJE ENERGETICKÉHO HOSPODÁŘSTVÍ DO ROKU 2050	82
7.1 Metodika propočtů scénářů	82
7.2 Výchozí předpoklady pro tvorbu scénářů	83
8 VÝSLEDKY SCÉNÁŘŮ VÝVOJE EMISÍ SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ DO ROKU 2050	89
8.1 Výchozí scénář (přísné limity emisí NO _x podle zadání a realizace EDR)	90
8.2 Výchozí scénář bez realizace EDR	105
8.3 Scénář s mírnějšími limity emisí NO _x a s realizací EDR	117
8.4 Scénář s maximální mírou redukce emisí CO ₂	129
9 VÝVOJ KLÍČOVÝCH INDIKÁTORŮ DO ROKU 2050 A SROVNÁNÍ JEDNOTLIVÝCH SCÉNÁŘŮ	142
9.1 Srovnání scénářů podle klíčových indikátorů	142
9.2 Srovnání scénářů podle podílů OZE	145
9.3 Srovnání scénářů podle indikátorů dopravy	147
10 ZÁVĚRY A DOPORUČENÍ	150
10.1 Doporučení	150
10.2 Závěry	151
SEZNAM ZKRATEK	153



POUŽITÁ LITERATURA

154

SEZNAM OBRÁZKŮ A TABULEK

Obrázky:

Obrázek 1: Hrubá domácí spotřeba energií na jednotku HDP v PPP (TJ/mil. €) v roce 2004	12
Obrázek 2: Konečná spotřeba elektřiny na jednotku HDP v PPP (GWh/mil. €) v roce 2004	13
Obrázek 3: Hrubá domácí spotřeba energií na obyvatele (TJ/ob.) v roce 2004	14
Obrázek 4: Konečná spotřeba elektřiny na obyvatele (GWh/ob.) v roce 2004	14
Obrázek 5: Celkové emise skleníkových plynů na jednotku HDP v PPP (t/mil. €) v roce 2004	15
Obrázek 6: Celkové emise skleníkových plynů na obyvatele (t/ob.) v roce 2004	16
Obrázek 7: Podíl elektřiny vyrobené z OZE na hrubé domácí spotřebě elektřiny v roce 2005	17
Obrázek 8: Struktura emisí skleníkových plynů podle původu (seřazeno podle energetiky) v roce 2004	18
Obrázek 9: Struktura emisí CO _{2(ekv)} na obyvatele podle původu v roce 2004	19
Obrázek 10: Vývoj emisí skleníkových plynů v CO _{2(ekv)} v letech 1990–2004	20
Obrázek 11: Absolutní decoupling emisí skleníkových plynů a HDP v ČR v letech 1995–2004	21
Obrázek 12: Tuzemská spotřeba energie v letech 1996–2006	24
Obrázek 13: Výroba elektřiny v letech 1993–2006	26
Obrázek 14: Mezinárodní srovnání konečné spotřeby elektrické energie v roce 2005 – domácnosti (kWh na obyvatele)	33
Obrázek 15: Vývoj emisí skleníkových plynů z mobilních zdrojů dle národní inventury	40
Obrázek 16: Přepravené výkony v ČR v přepočtu na obyvatele (oskm/ob.)	43
Obrázek 17: Přepravené výkony v nákladní dopravě (mld. tkm)	43
Obrázek 18: Fugitivní emise v ČR v letech 1990–2005	68
Obrázek 19: Emise methanu a oxidu dusného ze zemědělství v ČR v letech 1990–2005	70
Obrázek 20: Emise fluorovaných plynů v ČR v letech 1995–2005	74
Obrázek 21: Nákladová křivka opatření ke snižování emisí skleníkových plynů	81
Obrázek 22: Vývoj instalovaného výkonu s promítnutím dožívání výroben elektřiny	86
Obrázek 23: prognóza hospodářského růstu	91
Obrázek 24: Prognóza budoucí poptávky po elektrické energii	92
Obrázek 25: Tuzemská spotřeba PEZ – výchozí scénář	94
Obrázek 26: Primární spotřeba OZE – výchozí scénář	95
Obrázek 27: Konečná spotřeba energie – výchozí scénář	96
Obrázek 28: Konečná spotřeba elektřiny – výchozí scénář	97
Obrázek 29: Konečná spotřeba OZE – výchozí scénář	98
Obrázek 30: Instalovaný výkon (MW) – výchozí scénář	99
Obrázek 31: Struktura výroby elektřiny – výchozí scénář	100
Obrázek 32: Výroba elektřiny z OZE (TWh) – výchozí scénář	101
Obrázek 33: Struktura výroby tepla – výchozí scénář	102
Obrázek 34: Výroba tepla z OZE – výchozí scénář	103
Obrázek 35: Emise CO ₂ z energetického hospodářství – výchozí scénář	103
Obrázek 36: Emise SO ₂ z energetického hospodářství – výchozí scénář	104
Obrázek 37: Emise NO _x z energetického hospodářství – výchozí scénář	105
Obrázek 38: Tuzemská spotřeba PEZ – výchozí scénář bez EDR	106

Obrázek 39: Primární spotřeba OZE – výchozí scénář bez EDR	107
Obrázek 40: Konečná spotřeba energie – výchozí scénář bez EDR.....	108
Obrázek 41: Konečná spotřeba elektřiny – výchozí scénář bez EDR	109
Obrázek 42: Konečná spotřeba OZE – výchozí scénář bez EDR.....	110
Obrázek 43: Instalovaný výkon (MW) – výchozí scénář bez EDR.....	111
Obrázek 44: Struktura výroby elektřiny – výchozí scénář bez EDR.....	112
Obrázek 45: Výroba elektřiny z OZE (TWh) – výchozí scénář bez EDR.....	113
Obrázek 46: Struktura výroby tepla – výchozí scénář bez EDR	114
Obrázek 47: Výroba tepla z OZE – výchozí scénář bez EDR.....	115
Obrázek 48: Emise CO ₂ z energetického hospodářství – výchozí scénář bez EDR.....	115
Obrázek 49: Emise SO ₂ z energetického hospodářství – výchozí scénář bez EDR	116
Obrázek 50: Emise NO _x z energetického hospodářství – výchozí scénář bez EDR.....	117
Obrázek 51: Tuzemská spotřeba PEZ – mírnější stropy emisí NO _x a realizace EDR	118
Obrázek 52: Primární spotřeba OZE – mírnější stropy emisí NO _x a realizace EDR.....	119
Obrázek 53: Konečná spotřeba energie – mírnější stropy emisí NO _x a realizace EDR.....	120
Obrázek 54: Konečná spotřeba elektřiny – mírnější stropy emisí NO _x a realizace EDR ..	121
Obrázek 55: Konečná spotřeba OZE – mírnější stropy emisí NO _x a realizace EDR.....	122
Obrázek 56: Instalovaný výkon (MW) – mírnější stropy emisí NO _x a realizace EDR	123
Obrázek 57: Struktura výroby elektřiny – mírnější stropy emisí NO _x a realizace EDR.....	124
Obrázek 58: Výroba elektřiny z OZE (TWh) – mírnější stropy emisí NO _x a realizace EDR	125
Obrázek 59: Struktura výroby tepla – mírnější stropy emisí NO _x a realizace EDR	126
Obrázek 60: Výroba tepla z OZE – mírnější stropy emisí NO _x a realizace EDR.....	127
Obrázek 61: Emise CO ₂ z energetického hospodářství – mírnější stropy emisí NO _x a realizace EDR	127
Obrázek 62: Emise SO ₂ z energetického hospodářství – mírnější stropy emisí NO _x a realizace EDR	128
Obrázek 63: Emise NO _x z energetického hospodářství – mírnější stropy emisí NO _x a realizace EDR	129
Obrázek 64: Tuzemská spotřeba PEZ – maximální redukce emisí CO ₂	130
Obrázek 65: Primární spotřeba OZE – maximální redukce emisí CO ₂	131
Obrázek 66: Konečná spotřeba energie – maximální redukce emisí CO ₂	132
Obrázek 67: Konečná spotřeba elektřiny – maximální redukce emisí CO ₂	133
Obrázek 68: Konečná spotřeba OZE – maximální redukce emisí CO ₂	134
Obrázek 69: Instalovaný výkon (MW) – maximální redukce emisí CO ₂	135
Obrázek 70: Struktura výroby elektřiny – maximální redukce emisí CO ₂	136
Obrázek 71: Výroba elektřiny z OZE (TWh) – maximální redukce emisí CO ₂	137
Obrázek 72: Struktura výroby tepla – maximální redukce emisí CO ₂	138
Obrázek 73: Výroba tepla z OZE – maximální redukce emisí CO ₂	139
Obrázek 74: Emise CO ₂ z energetického hospodářství – maximální redukce emisí CO ₂ ..	139
Obrázek 75: Emise SO ₂ z energetického hospodářství – maximální redukce emisí CO ₂ ..	140
Obrázek 76: Emise NO _x z energetického hospodářství – maximální redukce emisí CO ₂ ..	141
Obrázek 77 Vývoj měrných emisí CO ₂ na jednotku HDP	142
Obrázek 78 Vývoj měrných emisí CO _{2ekv} na jednotku HDP.....	143
Obrázek 79 Vývoj měrných emisí CO ₂ na obyvatele.....	143
Obrázek 80 Vývoj měrných emisí CO _{2ekv} na obyvatele	144
Obrázek 81 Podíl OZE na tuzemské spotřebě PEZ.....	145
Obrázek 82 Podíl elektřiny vyrobené z OZE na tuzemské hrubé spotřebě elektřiny.....	145

Obrázek 83 Podíl OZE na výrobě tepla	146
Obrázek 84 Podíl OZE v konečné spotřebě energie	146
Obrázek 85 Měrné emise CO ₂ z osobní dopravy	147
Obrázek 86 Měrné emise CO ₂ z nákladní dopravy	148
Obrázek 87 Měrné emise CO _{2ekv} z osobní dopravy	148
Obrázek 88 Měrné emise CO _{2ekv} z nákladní dopravy	149

Tabulky:

Tabulka 1: Příspěvek jednotlivých odvětví k tvorbě domácího produktu (v podobě vytvořené hrubé přidané hodnoty)	22
Tabulka 2: Srovnání příspěvků jednotlivých odvětví OKEČ k tvorbě hrubé přidané hodnoty	23
Tabulka 3: Výroba tepla v letech 2000– 2006	25
Tabulka 4: Výroba elektřiny v ČR v letech 1993–2006	25
Tabulka 5: Dodávky a spotřeba tepla v ČR v letech 2000–2006	27
Tabulka 6: Konečná spotřeba elektřiny v ČR v letech 1993–2006	27
Tabulka 7: Specifikační list opatření 1.1	30
Tabulka 8: Ekonomický potenciál využívání KVET do roku 2020	31
Tabulka 9: Specifikační list opatření 1.2	32
Tabulka 10: Specifikační list opatření 1.3	34
Tabulka 11: Počty a měrné spotřeby bytů v ČR v roce 2003	34
Tabulka 12: Měrná spotřeba energií na byt v roce 2003	35
Tabulka 13: Měrné spotřeby bytů podle způsobu vytápění v roce 2003	35
Tabulka 14: Potenciál úspor tepla na vytápění v obytných domech	36
Tabulka 15: Snížení emisí CO ₂ v důsledku realizace opatření	36
Tabulka 16: Specifikační list opatření 1.4	37
Tabulka 17: Specifikační list opatření 1.5	38
Tabulka 18: Specifikační list opatření 1.6	39
Tabulka 19: Měrné emise CO ₂ různých druhů osobní a nákladní dopravy	42
Tabulka 20: Přepravní vzdálenosti v silniční dopravě	44
Tabulka 21: Očekávané snížení emisí v důsledku realizace potenciálu v silniční dopravě	45
Tabulka 22: Specifikační list opatření 2.1	46
Tabulka 23: Emisní faktory vybraných druhů paliv	46
Tabulka 24: Specifikační list opatření 2.2	48
Tabulka 25: Specifikační list opatření 2.4	49
Tabulka 26: Hrubá výroba elektřiny z biomasy v letech 2000-2006	49
Tabulka 27: Výroba tepla z biomasy v ČR (TJ)	50
Tabulka 28: Výše zelených bonusů na výrobu elektřiny a měrné náklady na jednotku snížených emisí CO ₂	51
Tabulka 29: Měrné náklady opatření ke snižování emisí CO ₂ při spalování biomasy	52
Tabulka 30: Specifikační list opatření 2.5	53
Tabulka 31: Hrubá výroba elektřiny z bioplynu v letech 2000-2006	53
Tabulka 32: Výroba tepla z bioplynu v ČR (TJ)	54
Tabulka 33: Specifikační list opatření 2.6	55
Tabulka 34: Hrubá výroba elektřiny z MVE v letech 2000-2006	55
Tabulka 35: Specifikační list opatření 2.7	56
Tabulka 36: Hrubá výroba elektřiny z VVE v letech 2000-2006	56

Tabulka 37: Specifikační list opatření 2.8	57
Tabulka 38: Hrubá výroba elektřiny z větrných elektráren v letech 2000-2006	57
Tabulka 39: Specifikační list opatření 2.9	58
Tabulka 40: Výroba tepla z geotermální energie a energie vnějšího prostředí v ČR (TJ) ...	58
Tabulka 41: Měrné náklady snížení emisí CO ₂ u tepelných čerpadel	59
Tabulka 42: Specifikační list opatření 2.10	60
Tabulka 43: Hrubá výroba elektřiny z fotovoltaiky v letech 2000-2006.....	60
Tabulka 44: Specifikační list opatření 2.11	61
Tabulka 45: Využívání solárního tepla v ČR (TJ).....	61
Tabulka 46: Specifikační list opatření 2.12	62
Tabulka 47: Potřebné množství biopaliv a zdrojová základna na splnění závazku 5,75% podílu biopaliv v pohonných hmotách	63
Tabulka 48: Specifikační list opatření 3.1	64
Tabulka 49: Specifikační list opatření 3.2	65
Tabulka 50: Specifikační list opatření 4.1	67
Tabulka 51: Specifikační list opatření 4.2	69
Tabulka 52: Emise CH ₄ a N ₂ O ze zemědělství včetně budoucího výhledu	71
Tabulka 53: Specifikační list opatření 4.3	72
Tabulka 54: Specifikační list opatření 4.4	73
Tabulka 55: Prognóza emisí F-plynů do roku 2050	74
Tabulka 56: Přehled opatření ke snižování emisí skleníkových plynů včetně očekávaných nákladů a přínosů jejich realizace.....	77
Tabulka 57: Demografická prognóza pro nové scénáře	83
Tabulka 58: Průměrné tempo růstu pro nové scénáře	83
Tabulka 59: Průměrné tempo růstu pro scénář SEK 2004	83
Tabulka 60: Odvětvová tempa růstu HDP.....	83
Tabulka 61: Struktura tvorby HPH v základním scénáři.....	84
Tabulka 62: Prognóza světových cen energetických zdrojů dle prognózy USA z roku 2007	88
Tabulka 63: Prognóza světových cen energie použitá pro výpočet scénářů	88
Tabulka 64: Minimální dosažitelné emise CO ₂ bez ohledu na náklady	89
Tabulka 65: Scénáře redukce emisí CO ₂ z energetického hospodářství (1990 = 100 %)....	89
Tabulka 66: Prognóza budoucího vývoje HDP	93
Tabulka 67: Poptávka po elektrické energii	93

SHRNUTÍ

Studie analyzuje možnosti snižování emisí skleníkových plynů v ČR. Úvodní kapitoly studie se věnují popisu současné situace, statistickým údajům a mezinárodnímu srovnání.

Další část studie je zaměřena na opatření pro snižování emisí skleníkových plynů. Každé opatření je opatřeno popisem a v závislosti na dostupných datech možným potenciálem snížení emisí, náklady na realizaci opatření a měrnými náklady na redukci emisí skleníkových plynů. Tato část je zakončena souhrnnou tabulkou všech opatření a nákladovou křivkou snižování emisí skleníkových plynů.

Poslední část studie je věnována propočtu scénářů rozvoje energetického hospodářství a projekcím emisí skleníkových plynů. Scénáře analyzovaly vliv emisních stropů na NO_x, dopady realizace druhé a třetí fáze ekologické daňové reformy a dále výše možného příspěvku ČR k burden sharingu. Pokles emisí skleníkových plynů ve výchozím scénáři byl propočítán na 37 % v roce 2020 a 39 % v roce 2050 oproti roku 1990. Ve scénáři s maximální redukcí emisí CO₂ poklesy činí 41,5 % v roce 2020 a 50,4 % v roce 2050.

1 ÚVOD

1.1 Charakteristika řešeného problému a použitý postup

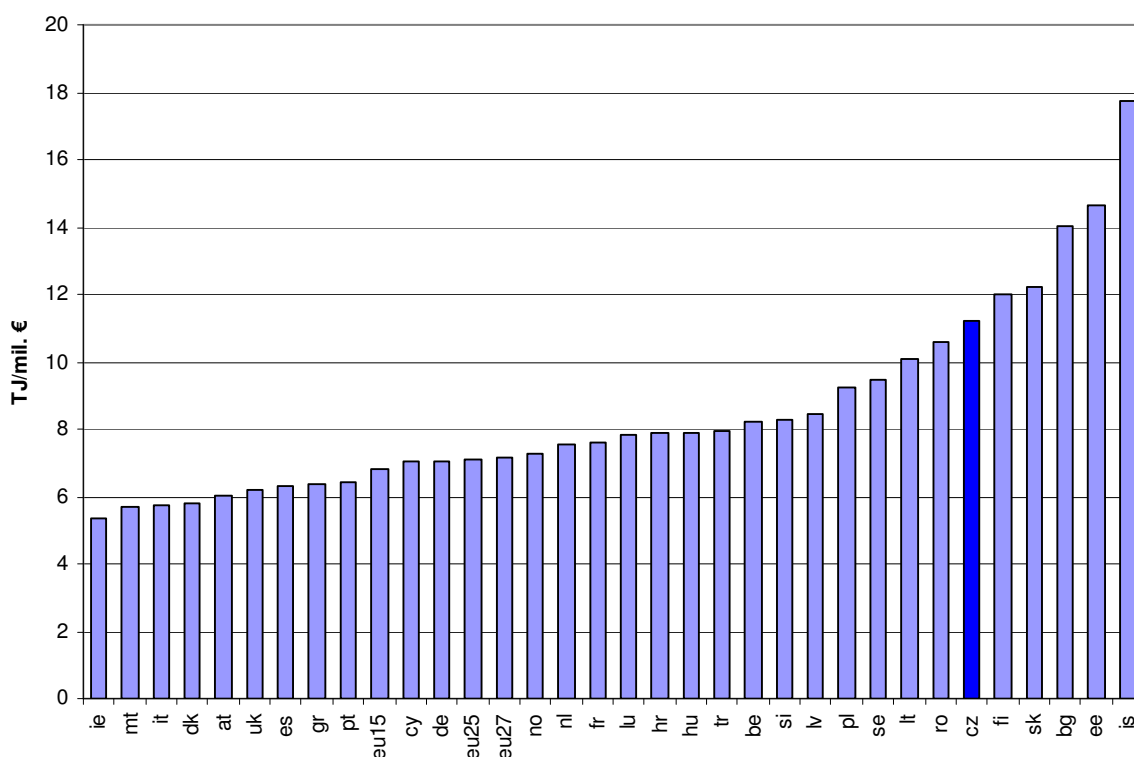
Předcházení změnám klimatu pomocí snižování emisí skleníkových plynů je jednou z priorit politiky životního prostředí Evropských společenství a ČR. Otázkou však zůstává, jaké se nabízejí nejlepší způsoby snižování emisí skleníkových plynů z hlediska hospodárnosti a jaký je technicky a ekonomicky dosažitelný potenciál pro jednotlivé druhy opatření tak, aby nedocházelo k většímu narušení konkurenceschopnosti hospodářství. Následující studie proto hodnotí několik scénářů budoucího vývoje, ve kterých se snaží zodpovědět na otázky týkající se jak hospodárnosti (nákladové efektivnosti) opatření, tak i možných mezí jejich využívání v ČR. Pro stanovení nákladnosti jednotlivých opatření bylo využito jednak stávajících systémů pobídek a dále výstupů studie VaV/320/10/03, která zmapovala potenciál obnovitelných zdrojů energie v ČR. Za náklady opatření nejsou brány investiční náklady, protože ty vypovídají jen málo o jejich efektivitě, ale pouze zvýšené náklady nad rámec běžných tržních podmínek. Za zvýšený náklad je považována zejména výroba energie za ceny vyšší než jsou současné tržní ceny (obecně jsou potom brány jako kompenzace zvýšených nákladů snižující dobu návratnosti projektu na investorem požadovanou úroveň).

Součástí scénářů je i srovnání s výchozí variantou, tj. jakého snížení emisí je možno dosáhnout v porovnání s variantou bez dodatečných opatření. Výchozí varianta v sobě již zahrnuje všechny doposud uplatňované nástroje a pobídky v nezměněné podobě až do roku 2050. Projektované snížení emisí v důsledku dodatečných opatření je přizpůsobeno 4 požadovaným snížením v porovnání s rokem 1990 (emise skleníkových plynů v roce 1990 včetně propadů byly 194 493 tis. t CO_{2ekv}), a to snížení emisí skleníkových plynů o 20 %, 30 %, 40 % a 50 %.

2 MEZINÁRODNÍ SROVNÁNÍ KLÍČOVÝCH INDIKÁTORŮ

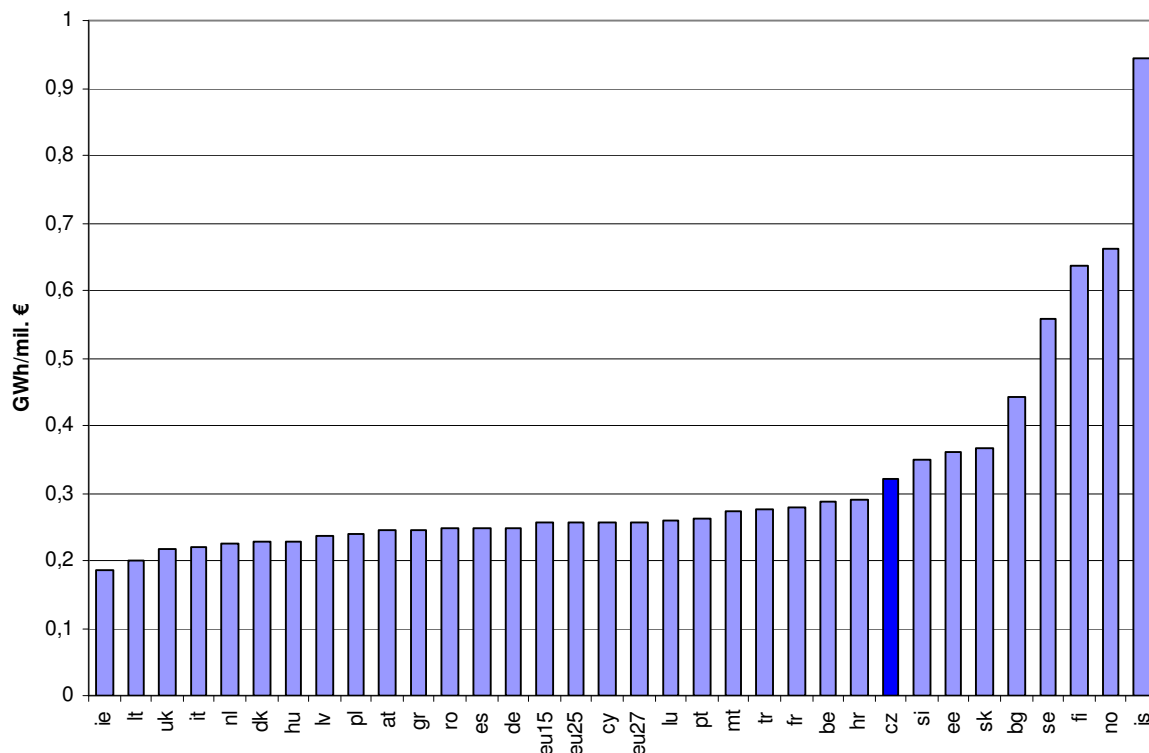
Z hlediska mezinárodního srovnání je důležité zejména porovnání energetické náročnosti hospodářství a dále spotřeba energií na obyvatele. Následující grafy obsahují porovnání klíčových indikátorů vybraných zemí (zejména zemí EU). Z následujících grafů vyplývají tyto poznatky. Česká republika má významně energeticky náročnější hospodářství z hlediska hrubé domácí spotřeby energetických zdrojů na jednotku vytvořeného HDP v PPP než činí průměr EU-27 (o 43 %) nebo průměr EU-15 (o 54 %). To může být částečně vysvětleno nižší úrovní HDP ve jmenovateli indikátoru a dále odlišnou strukturou českého hospodářství, které je založeno z velké části na průmyslové výrobě.

Obrázek 1: Hrubá domácí spotřeba energií na jednotku HDP v PPP (TJ/mil. €) v roce 2004



Zdroj: Eurostat

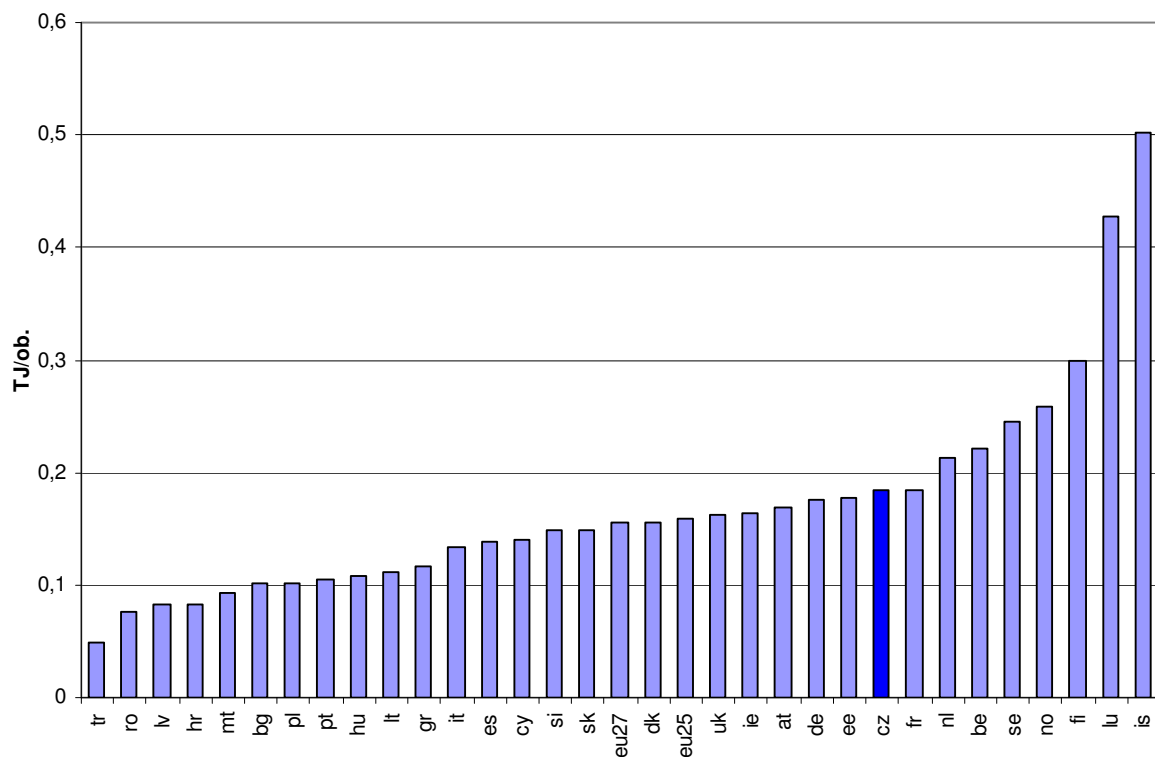
Obrázek 2: Konečná spotřeba elektřiny na jednotku HDP v PPP (GWh/mil. €) v roce 2004



Zdroj: Eurostat

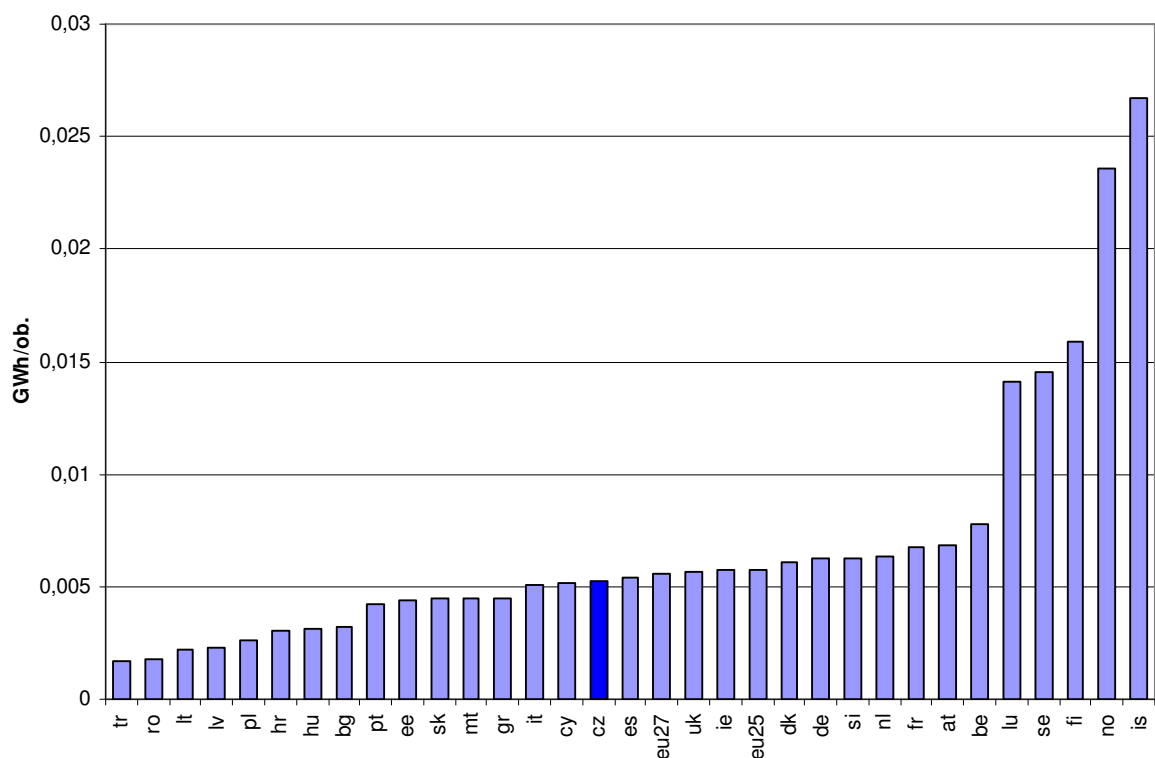
U konečné spotřeby elektrické energie na jednotku HDP v PPP je tento ukazatel pro ČR vyšší o 25 % než u zemí EU-27 a o 26 % než u zemí EU-15. V případě indikátoru hrubé spotřeby energetických zdrojů na obyvatele je rozdíl již méně výrazný (spotřeba v ČR byla vyšší o 19 % než v zemích EU-27) a u konečné spotřeby elektrické energie na obyvatele je spotřeba v ČR dokonce nižší než průměr zemí EU-27 (o 5 %).

Obrázek 3: Hrubá domácí spotřeba energií na obyvatele (TJ/ob.) v roce 2004



Zdroj: Eurostat

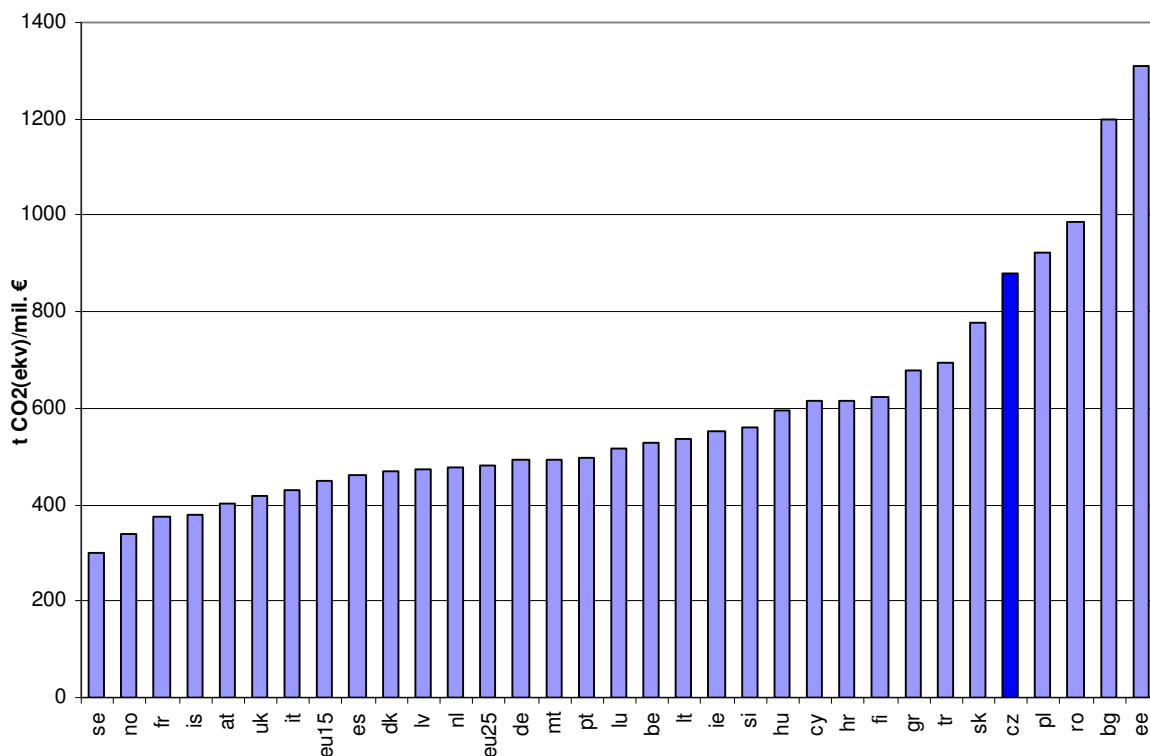
Obrázek 4: Konečná spotřeba elektřiny na obyvatele (GWh/ob.) v roce 2004



Zdroj: Eurostat

Obrázek 5 ukazuje srovnání emisí skleníkových plynů na jednotku vytvořeného HDP. ČR emitovala o 82 % více skleníkových plynů než je průměr zemí EU-25 a o 96 % více než zemí EU-15. Důvody tak výrazného rozdílu lze spatřovat nejen v nižší úrovni HDP, ale i v celkové neefektivnosti používaných technologií, dále vysokého podílu tepelných elektráren a značného vývozu elektřiny do okolních zemí.

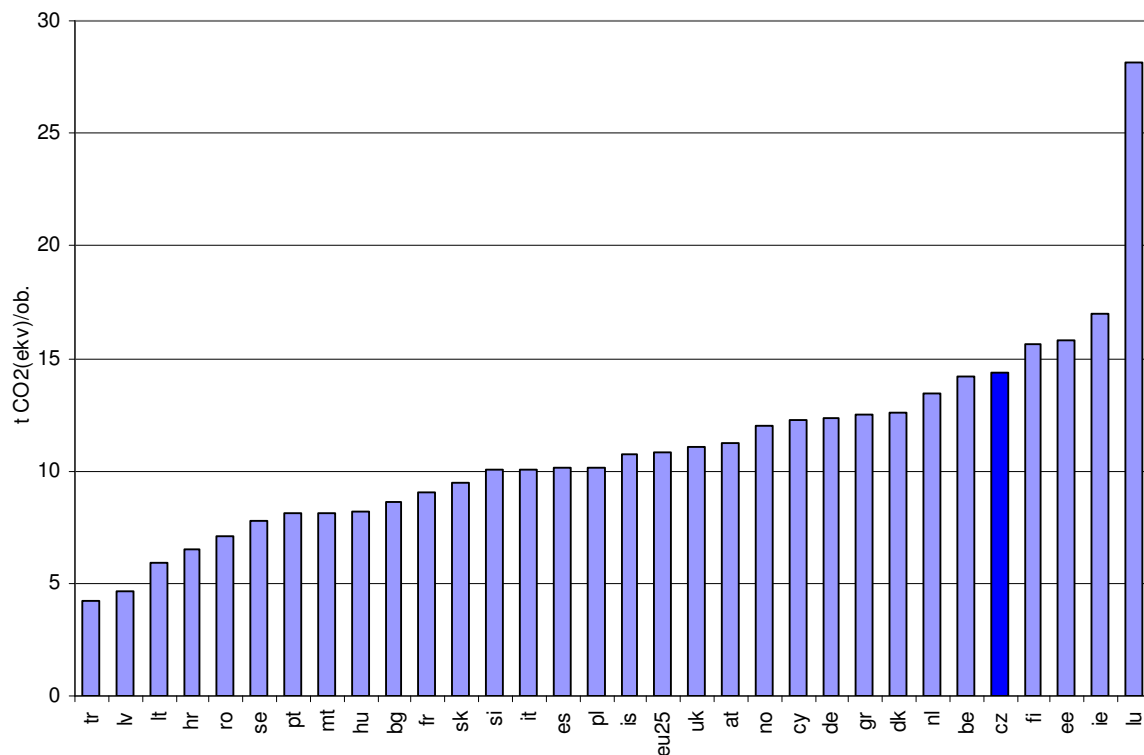
Obrázek 5: Celkové emise skleníkových plynů na jednotku HDP v PPP (t/mil. €) v roce 2004



Zdroj: Eurostat

Z hlediska emisí skleníkových plynů na obyvatele je rozdíl méně významný, ČR se svými 14,4 t CO₂(ekv)/ob. přesahovala průměr zemí EU-25 o 33 %. U tohoto ukazatele se začíná více projevovat efekt vyšší životní úrovně, která má pozitivní vliv na úroveň spotřeby energií všeho druhu.

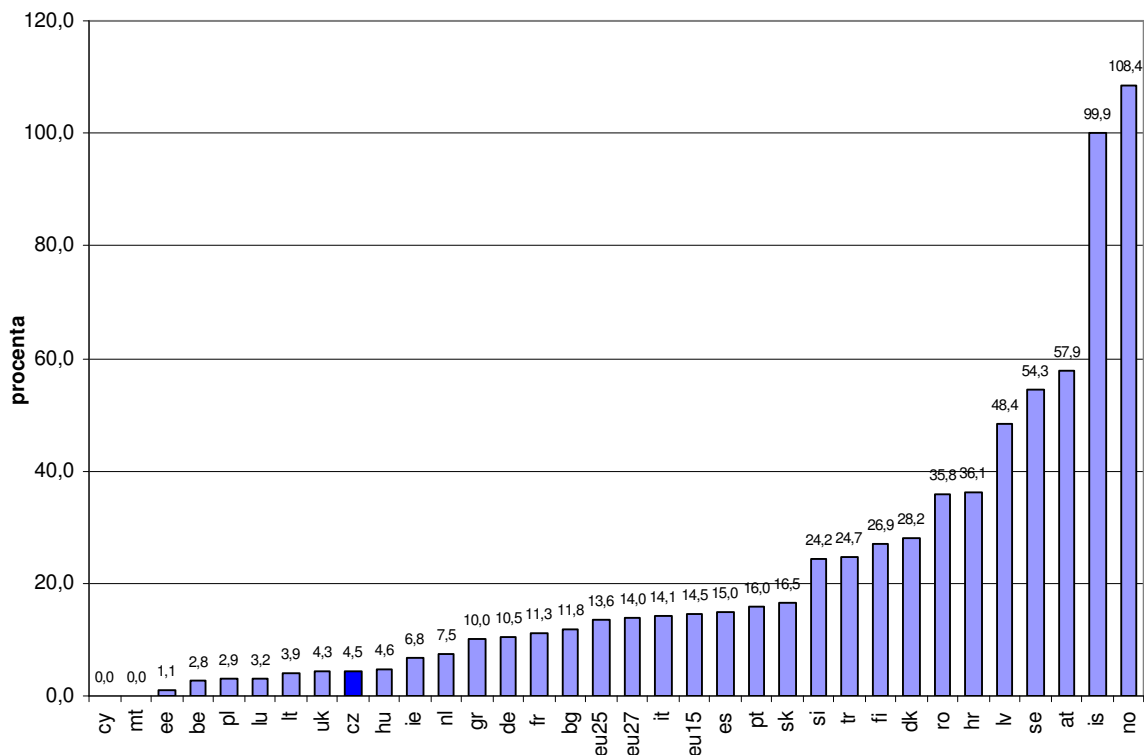
Obrázek 6: Celkové emise skleníkových plynů na obyvatele (t/ob.) v roce 2004



Zdroj: Eurostat

Obrázek 7 ukazuje srovnání podílu elektřiny vyrobené z OZE na hrubé spotřebě elektřiny. Ačkoliv významný vliv na hodnotu tohoto indikátoru mají zejména přírodní podmínky a u některých zemí s příhodnými podmínkami může dosahovat i více než 100 % (Norsko), je zřejmé, že ČR je hluboko pod průměrem zemí EU-27.

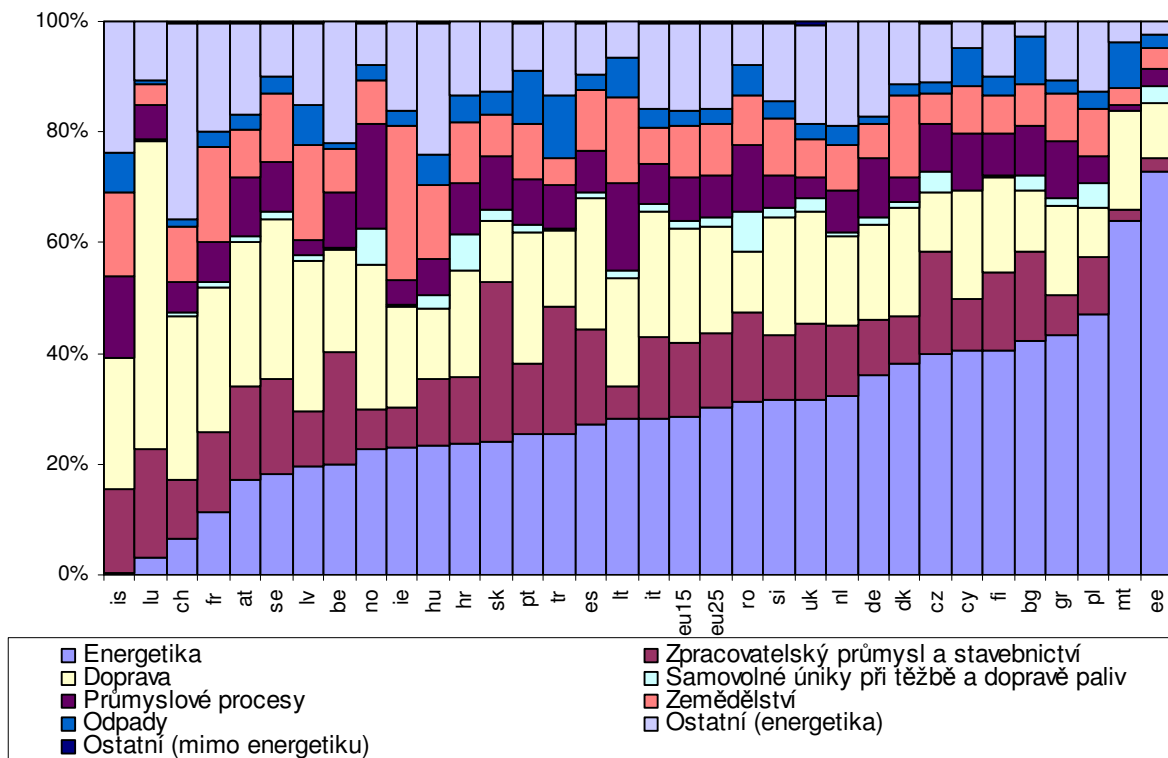
Obrázek 7: Podíl elektřiny vyrobené z OZE na hrubé domácí spotřebě elektřiny v roce 2005



Zdroj: Eurostat

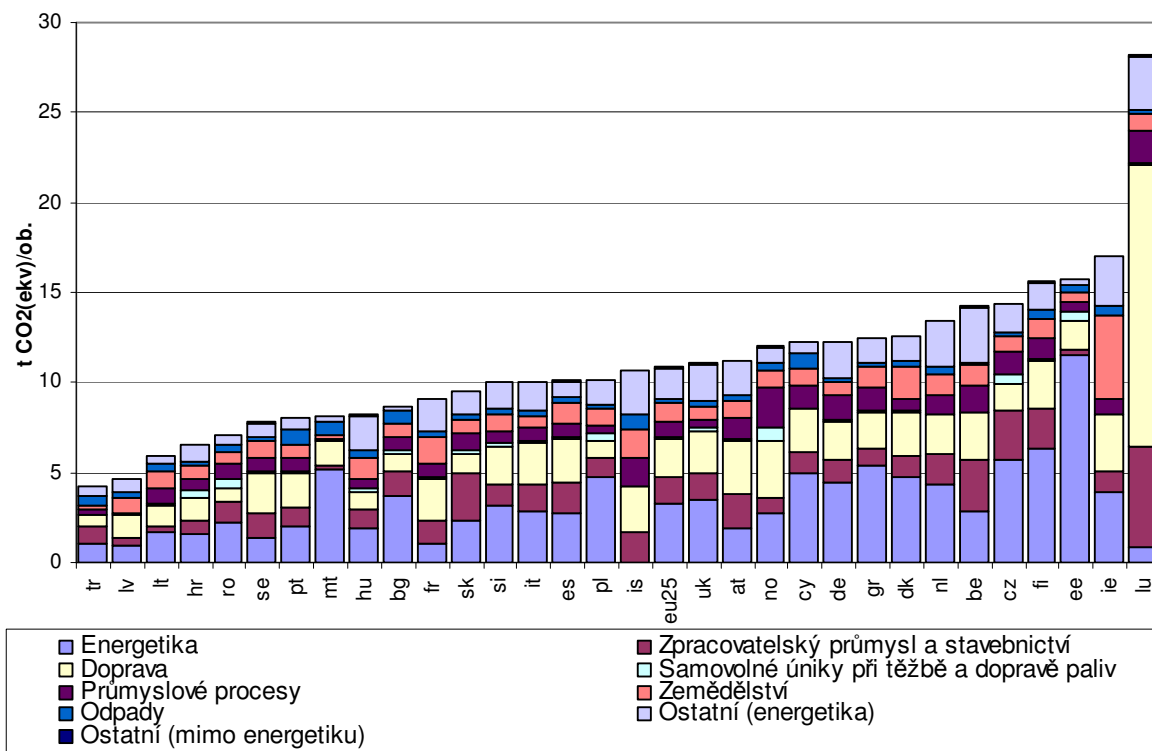
Obrázek 8 ukazuje strukturu emisí skleníkových plynů (v ekvivalentu CO₂) seřazeno podle podílu energetických odvětví. Z obrázku je zřejmé, že struktura zemí se u jednotlivých zemí značně liší. Pro ČR je charakteristický nadprůměrný podíl energetiky a průmyslových procesů na celkových emisích, naproti tomu emise z dopravy jsou zastoupeny jen v menším rozsahu.

Obrázek 8: Struktura emisí skleníkových plynů podle původu (seřazeno podle energetiky) v roce 2004



Zdroj: Eurostat

Obrázek 9 ukazuje obdobnou strukturu jako předcházející graf, pouze v přepočtu na obyvatele.

Obrázek 9: Struktura emisí $CO_{2(ekv)}$ na obyvatele podle původu v roce 2004

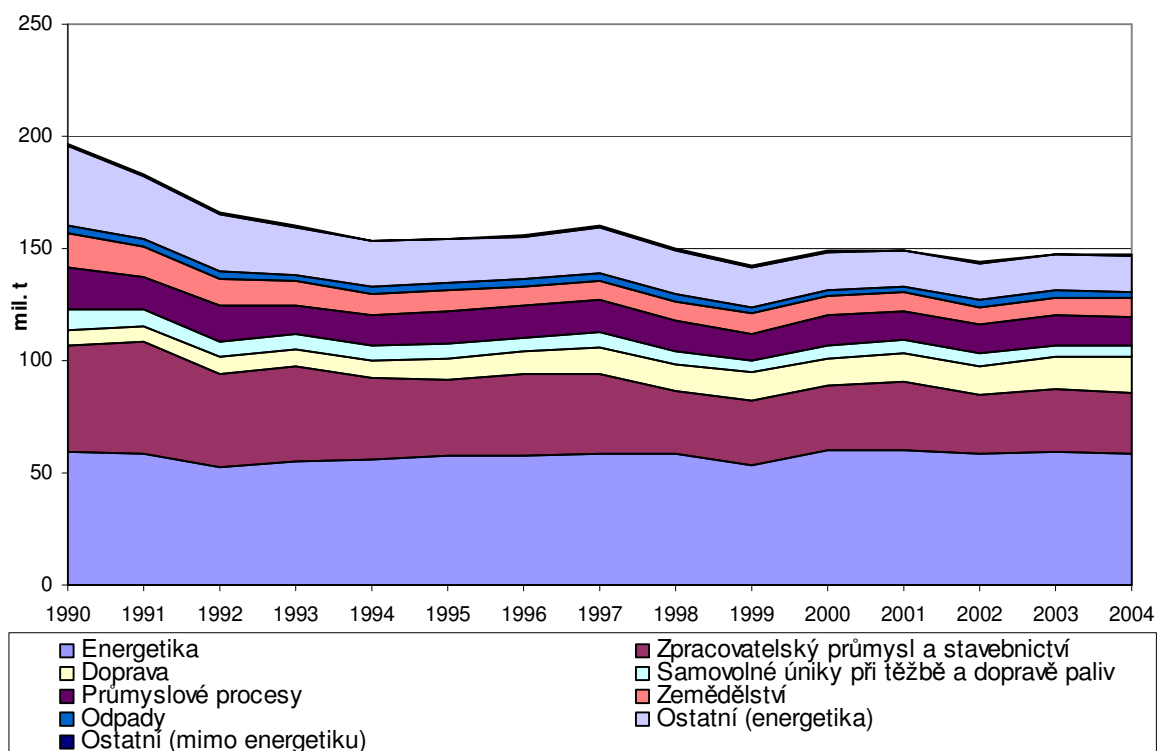
Zdroj: Eurostat

3 STRUKTURA HOSPODÁŘSTVÍ ČR A EMISE SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ JEDNOTLIVÝMI ODVĚTVAMI

3.1 Vývoj celkových emisí skleníkových plynů

Obrázek 10 ukazuje vývoj emisí skleníkových plynů od roku 1990. Je patrný významný pokles mezi roky 1990 až 1995 způsobený všeobecným ekonomickým útlumem v tomto období a uzavírkou některých průmyslových výroby. V pozdějším období se začíná více projevovat vliv obměny starších technologií za více účinné a celková restrukturalizace hospodářství, což umožnilo další snižování emisí CO₂ i při dosahování vysokého tempa růstu HDP v posledních letech.

Obrázek 10: Vývoj emisí skleníkových plynů v CO_{2(ekv)} v letech 1990–2004

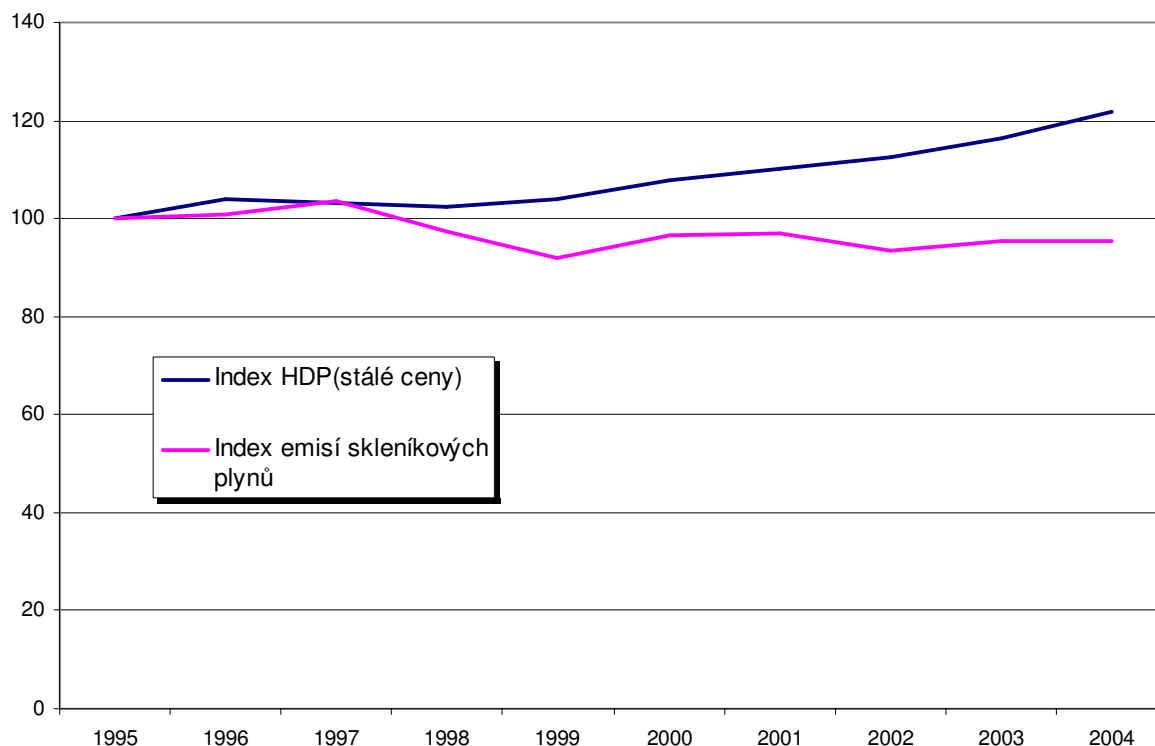


Zdroj: Eurostat

3.2 Decoupling v ČR

Na následujícím grafu je porovnání vývoje emisí skleníkových plynů a HDP v letech 1995–2004, je z něho patrné, že emise skleníkových plynů v uvedeném období mírně poklesly (o 5 %) za současného růstu reálného HDP (o 22 %). V praxi to znamená, že v uvedeném období došlo ke zvýšení uhlíkové efektivity hospodářství ČR (tedy množství emisí CO_{2(ekv)} na jednotku produkce) o téměř 28 %.

Obrázek 11: Absolutní decoupling emisí skleníkových plynů a HDP v ČR v letech 1995–2004



Zdroj: ČSÚ, Eurostat

3.3 Odvětvová struktura HDP

Následující tabulka obsahuje vývoj struktury tvorby hrubé přidané hodnoty v ČR jednotlivými odvětvími OKEČ. V čase jsou zřejmé následující trendy:

- Pokles významu zemědělství pro hospodářství ČR
- Pokles příspěvku odvětví dobývání nerostných surovin
- Pokles příspěvku výroby a rozvodu elektřiny, plynu a vody
- Nárůst podílů zpracovatelského průmyslu a obchodu

Tabulka 1: Příspěvek jednotlivých odvětví k tvorbě domácího produktu (v podobě vytvořené hrubé přidané hodnoty)

OKEČ	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
CELKEM	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
A Zemědělství, myslivost, lesnictví	4,9%	3,9%	3,9%	3,3%	3,1%	3,3%	2,9%
B Rybolov, chov ryb, přidružené činnosti	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C Dobývání nerostných surovin	2,2%	1,5%	1,4%	1,3%	1,1%	1,4%	1,4%
D Zpracovatelský průmysl	24,3%	26,8%	26,4%	25,4%	24,7%	26,8%	26,4%
E Výroba a rozvod elektřiny, plynu a vody	5,3%	3,3%	3,7%	3,8%	3,7%	3,9%	3,7%
F Stavebnictví	6,6%	6,5%	6,3%	6,2%	6,4%	6,5%	6,8%
G Obchod, opravy motor. vozidel a spotř. zboží	11,1%	13,8%	13,1%	13,6%	13,0%	11,4%	12,7%
H Pohostinství a ubytování	2,8%	2,2%	2,0%	2,0%	2,1%	2,2%	2,1%
I Doprava, skladování, pošty a telekomunikace	10,4%	9,8%	10,5%	11,3%	11,7%	10,8%	10,0%
J Peněžnictví a pojišťovnictví	3,2%	2,8%	3,2%	3,1%	3,6%	3,5%	3,2%
K Nemovitosti, služby pro podniky, výzkum, vývoj	13,6%	13,4%	13,3%	13,0%	13,1%	13,0%	13,8%
L Veřejná správa; obrana; sociální zabezpečení	5,4%	5,4%	5,5%	5,6%	5,9%	5,6%	5,8%
M Školství	4,1%	4,0%	4,0%	4,1%	4,3%	4,1%	4,1%
N Zdravotnictví, veterinární a sociální činnosti	3,5%	3,5%	3,7%	4,1%	4,1%	4,1%	4,0%
O Ostatní veřejné, sociální a osobní služby	2,5%	3,1%	2,9%	3,2%	3,4%	3,4%	3,1%
P Domácnosti zaměstnávající personál	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Zdroj: ČSÚ

V tabulce na následující straně je obsaženo srovnání odvětvové struktury národního hospodářství pro některé vybrané země. Pro ČR je charakteristický zejména vyšší podíl zpracovatelského průmyslu, dopravy a zemědělství. Naopak nižší podíl je v případě odvětví poskytování služeb nebo finančního zprostředkování.

Tabulka 2: Srovnání příspěvků jednotlivých odvětví OKEČ k tvorbě hrubé přidané hodnoty

OKEČ	EU-27	EU-15	Česká republika	Německo	Irsko	Maďarsko	Rakousko	Polsko	Slovensko	Velká Británie
A Zemědělství, myslivost, lesnictví	1,9%	1,7%	2,9%	:	1,9%	4,3%	1,6%	4,5%	4,3%	0,9%
B Rybolov, chov ryb, přidružené činnosti	0,1%	0,1%	0,0%	:	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C Dobývání nerostných surovin	0,9%	0,8%	1,4%	0,2%	0,3%	0,2%	0,5%	2,5%	0,6%	2,2%
D Zpracovatelský průmysl	17,3%	17,0%	26,4%	23,2%	24,5%	22,2%	19,4%	18,5%	23,4%	13,0%
E Výroba a rozvod elektřiny, plynu a vody	2,1%	2,0%	3,7%	2,0%	1,2%	2,9%	2,4%	3,6%	4,9%	2,2%
F Stavebnictví	:	:	6,8%	3,9%	10,0%	4,9%	7,6%	6,0%	6,8%	5,7%
G Obchod, opravy motor. vozidel a spotř. zboží	11,5%	11,3%	12,7%	10,6%	9,6%	11,1%	12,8%	18,9%	14,4%	11,5%
H Pohostinství a ubytování	2,9%	3,0%	2,1%	1,6%	2,2%	1,6%	4,6%	1,2%	1,3%	2,8%
I Doprava, skladování, pošty a telekomunikace	7,1%	6,9%	10,0%	5,9%	5,3%	7,7%	6,8%	7,2%	10,4%	7,1%
J Peněžnictví a pojišťovnictví	5,6%	5,7%	3,2%	4,9%	10,3%	4,6%	5,2%	4,4%	4,2%	8,2%
K Nemovitosti, služby pro podniky, výzkum, vývoj	21,9%	22,4%	13,8%	24,2%	14,9%	17,1%	18,3%	13,7%	14,3%	23,2%
L Veřejná správa; obrana; sociální zabezpečení	6,3%	6,3%	5,8%	6,0%	4,5%	8,7%	5,8%	6,2%	5,6%	4,8%
M Školství	5,1%	5,1%	4,1%	4,4%	4,3%	5,7%	5,3%	5,1%	3,9%	5,4%
N Zdravotnictví, veterinární a sociální činnosti	7,0%	7,2%	4,0%	6,9%	7,5%	4,7%	5,8%	3,6%	3,4%	7,1%
O Ostatní veřejné, sociální a osobní služby	3,9%	3,9%	3,1%	4,7%	3,1%	4,3%	3,9%	3,7%	2,4%	4,7%
P Domácnosti zaměstnávající personál	0,5%	0,5%	0,0%	0,3%	0,1%	0,0%	0,2%	0,6%	0,0%	0,5%

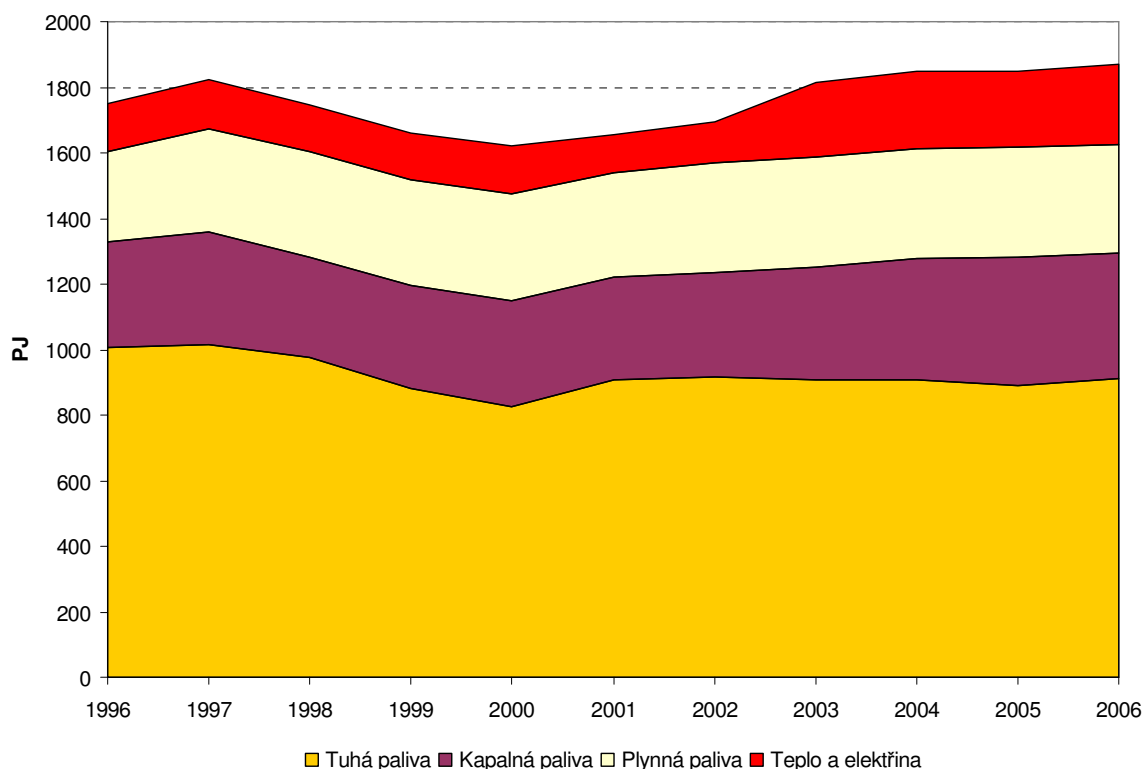
Zdroj: Eurostat

4 SOUČASNÁ SITUACE VE VÝROBĚ A SPOTŘEBĚ ENERGIÍ, PRODUKCE SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ V ČR

4.1 Tuzemská spotřeba primárních zdrojů energie

Na následujícím obrázku je znázorněn vývoj tuzemské spotřeby energetických zdrojů. Je zřejmý mírný nárůst způsobený zejména růstem spotřeby kapalných paliv v dopravě a tepla na výrobu elektřiny.

Obrázek 12: Tuzemská spotřeba energie v letech 1996–2006



Zdroj: ČSÚ

4.2 Výroba tepla v ČR

V případě výroby tepla je více než 60 % tepla produkováno v tepelných elektrárnách a teplárnách, téměř 30 % v jaderných elektrárnách, druhotné a obnovitelné zdroje produkují pouze 1 % tepla. Celková produkce tepla má vzestupnou tendenci. Pokles výroby tepla z fosilních zdrojů mezi lety 2000 až 2006 o téměř 5 % byl více než vykompenzován nárůstem u ostatních zdrojů tepla, a to zejména v důsledku spuštění jaderné elektrárny Temelín (nárůst produkce tepla z jaderné energie o téměř 90 %). Významný je i růst u druhotných a obnovitelných zdrojů o 108 %. Z hlediska určení vyprodukovaného tepla lze zaznamenat tendenci k většímu určení na výrobu elektřiny (nárůst o 21 %), kde v současnosti končí 78 % dodaného tepla.

Tabulka 3: Výroba tepla v letech 2000–2006

TJ	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Výroba tepla celkem	859 274	876 484	904 098	981 607	983 539	960 903	971 692
v tom: elektrárny a teplárny celkem	623 657	637 952	612 511	614 475	612 863	607 183	599 932
výtopny	63 581	68 595	62 678	61 622	58 472	58 120	57 598
jaderné elektrárny	152 125	152 159	210 006	285 590	289 818	274 136	285 799
druhotné a obnovitelné zdroje	4 882	4 785	5 900	6 634	9 606	9 091	10 174
paroplynový cyklus a kogenerace	15 029	12 993	13 003	13 286	12 780	12 373	18 189
Výroba tepla z paliv celkem	687 238	706 547	675 189	676 097	671 335	665 303	657 530
Vlastní spotřeba v kotelně	32 773	32 266	32 291	29 886	30 350	29 678	27 977
Dodávka tepla na prahu kotelní	826 501	844 218	871 807	951 721	953 189	931 225	943 715
Spotřeba tepla na výrobu elektřiny	606 718	610 113	650 312	731 375	735 482	716 084	735 312
Dodávka tepla pro rozvod	219 783	234 105	221 495	220 346	217 707	215 141	208 403
v tom: výroba a rozvod elektřiny a tepla	112 678	123 845	118 814	127 216	123 813	115 691	111 084
ostatní	107 105	110 260	102 681	93 130	93 894	99 450	97 319

Zdroj: ČSÚ

4.3 Výroba elektřiny v ČR

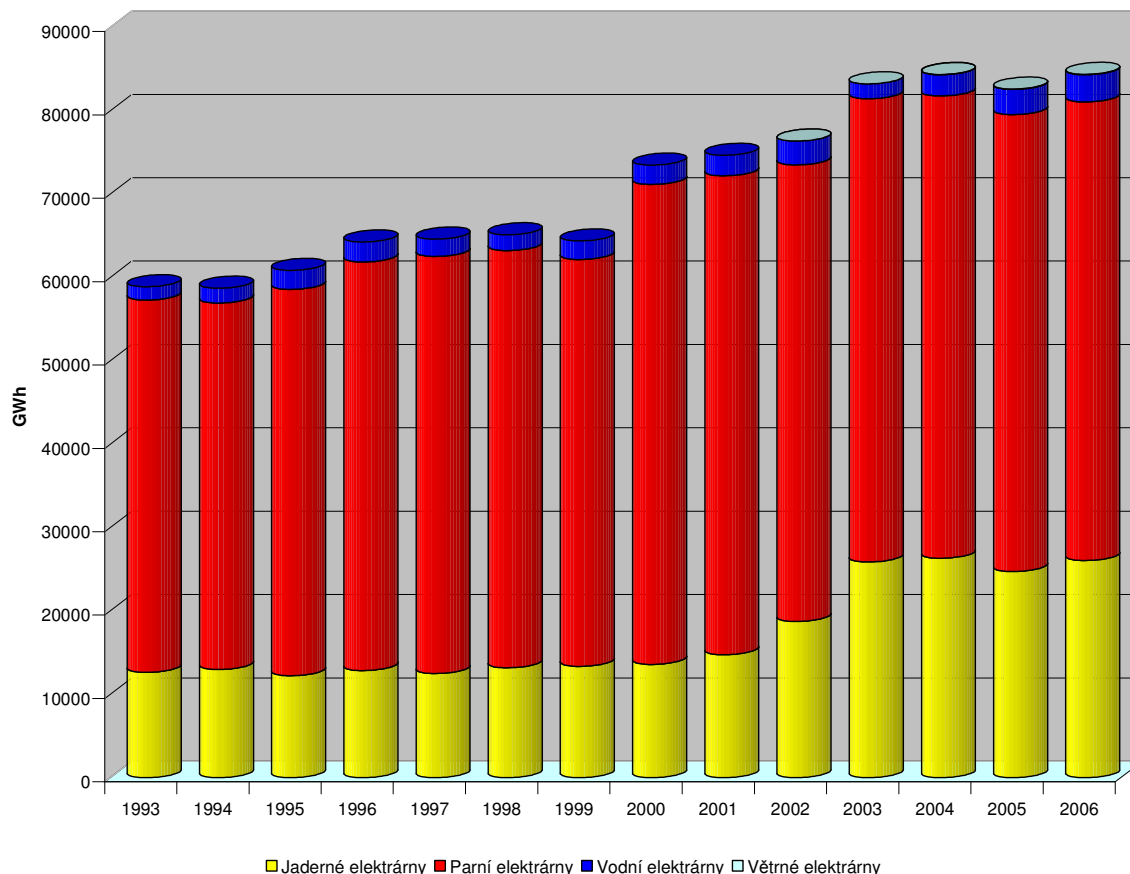
V následující tabulce a grafu je uvedena výroba elektrické energie podle jejího původu. Je zřejmé, že dominantním zdrojem jsou tepelné elektrárny, následované jadernými elektrárnami. Význam obnovitelných zdrojů, i přes znatelný růstový trend, je v současnosti stále malý.

Tabulka 4: Výroba elektřiny v ČR v letech 1993–2006

GWh	1993	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Výroba elektřiny	58 882	73 466	74 647	76 348	83 227	84 333	82 578	84 361
v tom: parní elektrárny	44 659	57 563	57 431	54 762	55 557	55 435	54 802	55 009
vodní elektrárny	1 596	2 313	2 467	2 846	1 794	2 563	3 027	3 257
větrné elektrárny	0	0	0	2	4	10	21	49
jaderné elektrárny	12 627	13 590	14 749	18 738	25 872	26 325	24 728	26 046

Zdroj: ČSÚ

Obrázek 13: Výroba elektřiny v letech 1993–2006



Zdroj: ČSÚ

4.4 Spotřeba tepla v ČR

Vývoz tepla je zanedbatelný. Po odečtení ztrát zůstává 128 tis. TJ (72 % konečné spotřeby) určené pro výrobu a provoz a 47 tis. TJ (28 % konečné spotřeby) spotřebovaných domácnostmi. V případě konečné spotřeby tepla lze zaznamenat patrný pokles (mezi roky 2000 a 2006 o téměř 6 % v případě podniků a 8 % u domácností), a to i přes poměrně vysokou úroveň hospodářského růstu zaznamenaného v posledních letech. Za tímto trendem lze spatřovat růst cen energií ať už v důsledku deregulace cen nebo nárůstu cen energetických vstupů. Domácnosti i podniky na růst konečných spotřebních cen reagovali omezováním spotřeby nebo realizací úsporných opatření.

Tabulka 5: Dodávky a spotřeba tepla v ČR v letech 2000–2006

TJ	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Dodávka tepla pro rozvod	219 783	234 105	221 495	220 346	217 707	215 141	208 403
Vývoz tepla	139	153	143	139	138	129	125
Ztráty v rozvodu	16 176	17 226	20 901	20 635	19 604	20 991	18 805
Spotřeba celkem	203 468	216 726	200 451	199 572	197 965	194 021	189 473
Spotřeba při zušlechťování paliv	12 364	9 187	9 102	9 950	9 561	9 465	9 557
Spotřeba při těžbě paliv	4 681	5 157	5 595	5 046	4 945	4 098	5 324
Konečná spotřeba	186 423	202 382	185 754	184 576	183 459	180 458	174 592
v tom: pro výrobu a provoz	135 622	146 154	132 089	131 606	133 726	131 567	128 000
domácnosti	50 801	56 228	53 665	52 970	49 733	48 891	46 592

Zdroj: ČSÚ

4.5 Spotřeba elektřiny v ČR

Konečná spotřeba elektřiny má patrný vzestupný trend. Průměrný roční růst činil u podnikové spotřeby 2,3 % a v případě domácností 2,2 %. Od roku 2000 je však zřejmý odlišný vývoj u podniků, kde nárůst spotřeby pokračoval, a domácností, kde docházelo jen k pozvolnému nárůstu opět hlavně v důsledku deregulace cen elektřiny pro domácnosti. Vzhledem k úrovni současných cen elektřiny, které se již přiblížily cenovým relacím v okolních státech, nelze očekávat jejich další významný růst a tedy i vliv tohoto efektu na absolutní spotřebu elektřiny bude oslaben. V důsledku pokračujícího hospodářského růstu zde bude spíše tendence ke zvyšování spotřeby elektřiny na obyvatele.

Tabulka 6: Konečná spotřeba elektřiny v ČR v letech 1993–2006

GWh	1993	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Konečná spotřeba	41 436	47 958	49 433	49 497	50 649	52 370	53 729	55 541
v tom: pro výrobu a provoz	30 037	34 136	35 194	35 376	36 141	37 845	39 010	40 343
domácnosti	11 399	13 822	14 239	14 121	14 508	14 525	14 719	15 198

Zdroj: ČSÚ

5 PŘEHLED OPATŘENÍ KE SNÍŽOVÁNÍ EMISÍ SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ

Tato kapitola obsahuje přehled nejvýznamnějších okruhů opatření snižujících emise skleníkových plynů nebo zvyšujících množství vázaného uhlíku v biomase. Jedná se o opatření technické povahy, jejichž realizace v praxi bude záviset jednak na tržních podmínkách (ceny paliv apod.) a jednak na pobídkách ze strany vlády ČR (uplatněných nástrojích pro realizaci opatření). Přístup hodnocení založený na technických opatřeních byl zvolen z důvodu lépe definovatelných kauzálních vztahů, kdy lze daleko přesněji odhadnout očekávané efekty realizace daného opatření než v případě politických opatření typu poskytované dotace nebo spotřební daně, kdy se při odhadu dopadů dostáváme často na půdu spekulací. V případě hodnocení dopadů změn v legislativě a politických rozhodnutí totiž existuje značné množství nejistot snižujících vypovídací schopnosti výsledků, což platí dvojnásob v případě malé, otevřené ekonomiky jako je ČR. Každé opatření obsahuje charakteristiku současného stavu, přehled možných nástrojů na podporu realizace opatření v praxi, dostupný technický potenciál, odhad měrných nákladů na tunu snížených emisí skleníkových plynů, očekávané snížení v emisích skleníkových plynů a konečně odhad celkových ročních nákladů na realizaci opatření v daném rozsahu. Jako náklady na realizaci opatření jsou chápány pouze vícenáklady, které jsou spojeny s realizací opatření, jejichž návratnost je vyšší než návratnost očekávaná investorem, tzn. že realizace opatření ke snížení emisí, které se investorovi vrátí v dostatečně krátkém čase (pod limitní dobou návratnosti) nepřináší žádné dodatečné náklady a je tudíž samofinancovatelné. Pouze v případě, že návratnost opatření je vyšší než požadovaná návratnost, potom dochází k realizaci finanční ztráty, která v přepočtu na jednotku zamezeného znečištění představuje měrné náklady na snížení emisí skleníkového plynu.

V zásadě lze rozlišovat několik základních kategorií opatření ke snižování celkových emisí skleníkových plynů, a to jednak opatření snižující emise CO₂ ze spalovacích procesů – úspory fosilních energií, náhrada fosilních paliv za nízkoemisní zdroje energií, zvýšení množství vázaného uhlíku v přírodních ekosystémech a dále opatření nesouvisející přímo s energetickým využíváním surovin, ale snižující emise ostatních skleníkových plynů (CH₄, N₂O, fluorované plyny). Opatření mohou být uplatňovány jak ve výrobní sféře, tak i ve sféře spotřeby. Následuje podrobný přehled opatření ke snižování emisí CO₂. Pro potřeby stanovení potenciálu snižování emisí bylo využito přístupu založeného na přehledu technických opatření ke snižování emisí skleníkových plynů, kterým však v řadě případů předchází politická podpora (např. stanovené garantované výkupní ceny), bez níž by se dané opatření v praxi třeba vůbec nerealizovalo.

1. Úspory energií a předcházení ztrát při výrobě, spotřebě a rozvodu energií
 - a. Zvyšování účinnosti zařízení na výrobu, transformaci a spotřebu energií – výměna starších technických celků za novější s vyšším využitím energetických vstupů, zlepšení přenosu a transformace energií, výměna spotřebičů v domácnostech apod.
 - b. Zlepšení tepelně-izolačních vlastností budov a rozvodů teplé vody – zateplování obvodových zdí, výměna oken, odstranění tepelných mostů, optimalizace a izolace rozvodů teplé vody apod.
 - c. Zvýšení míry recyklace energeticky náročných materiálů, jako jsou kovy nebo sklo, včetně prodlužování doby jejich využití v životním cyklu výrobku s potenciálními úsporami při výrobě a spotřebě.

- d. Nahrazení energeticky náročné produkce produkcí s nižšími požadavky na energetické vstupy – použití menšího množství nebo energeticky méně náročných materiálů, s jejichž výrobou je spojena nižší spotřeba energetických surovin.
2. Náhrada konvenčních paliv za zdroje energií s nižšími emisemi skleníkových plynů
 - a. Přejít k používání zemního plynu – zemní plyn vlivem vyššího obsahu vodíku produkuje méně emisí skleníkových plynů na jednotku využitelné energie než je tomu např. u uhlí.
 - b. Vyšší využití jaderné energetiky – jaderná energetika neprodukuje skleníkové plyny (nebereme-li v úvahu energii využitou na výstavbu vlastních zařízení).
 - c. Vyšší využití obnovitelných zdrojů energií (OZE) – obnovitelné zdroje energií vedou k nahrazení fosilních zdrojů, a tím i snížení emisí skleníkových plynů, využívání pevné biomasy, biopaliv v dopravě, větrné a vodní energetiky apod.
3. Zvýšení množství vázaného uhlíku v přírodních ekosystémech
 - a. Zalesňování
 - b. Rozšiřování ploch trvalých travních porostů
 - c. Zvyšování množství uhlíku vázaného v půdě
4. Snížení emisí ostatních skleníkových plynů
 - a. Snižování fugitivních emisí uvolňovaných při těžbě a dopravě paliv
 - b. Snižování emisí methanu ze zemědělství a odpadového hospodářství
 - c. Snižování emisí fluorovaných uhlovodíků

V současnosti dochází v ČR k uplatňování všech výše zmíněných opatření (snad kromě rozšiřování jaderné energetiky a výstavby velkých vodních elektráren) s rozdílnými příspěvky ke snižování emisí. Základním motivem pro uplatňování opatření jsou požadavky kladené na výrobce a spotřebitele (minimální standardy účinnosti apod.), dále ekonomické stimuly (zvýšení cen fosilních energií, existence veřejných podpor, trh s emisními povolenkami) a v neposlední řadě změny ve vnímání důležitosti ochrany klimatu (dobrovolné snižování emisí podniky jako součást jejich propagace, změny ve spotřebním chování apod.).

Za největší bariéry dalšího snižování emisí lze považovat zejména dlouhou dobu návratnosti investic do úsporných opatření, obnovitelných zdrojů energie nebo projektů vázaných CO₂ ve fytomase. To vše se může výrazně změnit s případným zdražením konvenčních paliv, což by příznivě ovlivnilo ekonomiku úsporných opatření i alternativních zdrojů. Dalšími překážkami jsou nízká informovanost o možnostech těchto opatření a přirozené limity jejich uplatnění v ČR.

Pro stanovení dostupného potenciálu OZE v ČR bylo využito výstupů projektu VaV320/10/03 „Zpracování prognózy využívání obnovitelných zdrojů energie v ČR do roku 2050“ a aktualizace prognózy do roku 2050 (Studie potenciálu obnovitelných zdrojů energie do roku 2020). Ostatní potenciály jsou stanoveny buď na odhadech dříve zveřejněných v různých vládních dokumentech (zejména týkajících se energetické politiky MPO) nebo i zahraničních publikací.

Tržní cena elektrické energie byla odvozena od rozdílu mezi výkupními cenami za obnovitelné zdroje snížené o výši zelených bonusů – 1 050 Kč/kWh. Tržní cena tepla je převzata ze statistik ERÚ jako průměrná cena za všechna paliva 1.1.2006 a činí 317 Kč/GJ (1,14 Kč/kWh_t). Cena pro konečné spotřebitele je o něco vyšší – 395 Kč/GJ (1,42 Kč/kWh_t) a její používání je na místě v případě opatření realizovaných v domácnostech. Pro stanovení současných cenových relací na trhu paliv pro domácnosti jako konečné spotřebitele byla využita internetová aplikace EkoWattu (<http://www.ekowatt.cz/library/TZB/>).

Opatření 1.1: Kombinovaná výroba elektřiny a tepla

Tabulka 7: Specifikační list opatření 1.1

Název opatření	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
Krátký popis	Při kombinované výrobě elektřiny a tepla dochází k podstatně vyššímu využití energií paliv v důsledku využívání jinak odpadního tepla uvolňovaného při výrobě elektřiny (zvyšuje se efektivita využívání paliv).
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	▪ daňové zvýhodnění KVET ▪ garantované výkupní ceny z KVET ▪ spotřební daně zvyšující cenu paliv (podniky se budou snažit efektivněji využívat palivo)
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Energetika
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂
Stav realizace v ČR	V současnosti je asi 12 TWh ročně produkováno kombinovanou výrobou. KVET je podporována jednak daňově (osvobození od spotřebních daní z energií) a jednak pomocí příspěvků k ceně za elektřinu vyrobenou v KVET.
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Celkový dosažitelný potenciál je odhadován MPO na 17,8 TWh elektřiny vyrobené KVET. Výroba elektřiny z KVET je daňově zvýhodněna a jsou uplatňovány rovněž vyšší výkupní ceny za elektřinu produkovanou z KVET.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	508 Kč/tunu snížených emisí CO ₂
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	V důsledku opatření dojde nově k využití 18 PJ tepelné energie, což může nahradit zhruba 2 mil. t hnědého uhlí.
Snížení emisí skleníkových plynů	Realizace KVET na úrovni ekonomického potenciálu by vedlo k dodatečnému snížení emisí CO ₂ o 2 440 tis. t.
Snížení ostatních emisí	Snížení spotřeby paliv přispěje i ke snížení emisí ostatních znečišťujících látek produkovaných energetikou.

V kombinovaném cyklu je v současnosti vyráběno asi 12 TWh elektrické energie a 156 PJ tepla, což představuje asi 15% podíl na výrobě elektřiny a 39% podíl v celkové výrobě tepla. Podle analýzy MPO je teoretický (technický) potenciál KVET dosažitelný v roce 2020 asi 48 TWh elektrické energie. Ekonomický potenciál je výrazně nižší (17,8 TWh v roce 2020) s největším příspěvkem u malých a středních zdrojů využívajících plynná paliva.

Tabulka 8: Ekonomický potenciál využívání KVET do roku 2020

	Jedn.	Velké zdroje na uhlí a biomasu	Nové velké zdroje na plyn a olej	Střední zdroje na zemní plyn	Střední zdroje na biomasu	Malé zdroje na plyn a oleje	Ostatní zdroje KVET	Zdroje KVET celkem
Reálná úroveň roku 2005	GWh	10 688	867	153	0	66	15	11 788
Potenciál přírůstku do roku 2020	GWh	1 912	-70	1 464	625	1 376	323	5 630
Ekonomický potenciál k roku 2020	GWh	12 600	797	1 617	625	1 442	338	17 419

Zdroj: [15]

Předpokládáme dále, že potenciál KVET zůstane zachován i do roku 2050 v nezměněné podobě.

5.1.1 Měrné náklady

V současnosti je vyplácena podpora na kombinovanou výrobu elektřiny a tepla v základní sazbě 350 Kč/MWh pro zdroje do 1 MW_e, 280 Kč/MWh pro zdroje od 1 do 5 MW_e a 45 Kč/MWh pro zdroje nad 5 MW_e. Na základě přírůstků do roku 2020 lze potom stanovit náklady na dosažení cílového stavu 1 239 mil. Kč, což při očekávané úspoře emisí 2 440 tis. t CO₂ (viz bod 5.1.2) znamená měrnou náročnost opatření 508 Kč/tunu snížených emisí CO₂.

5.1.2 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

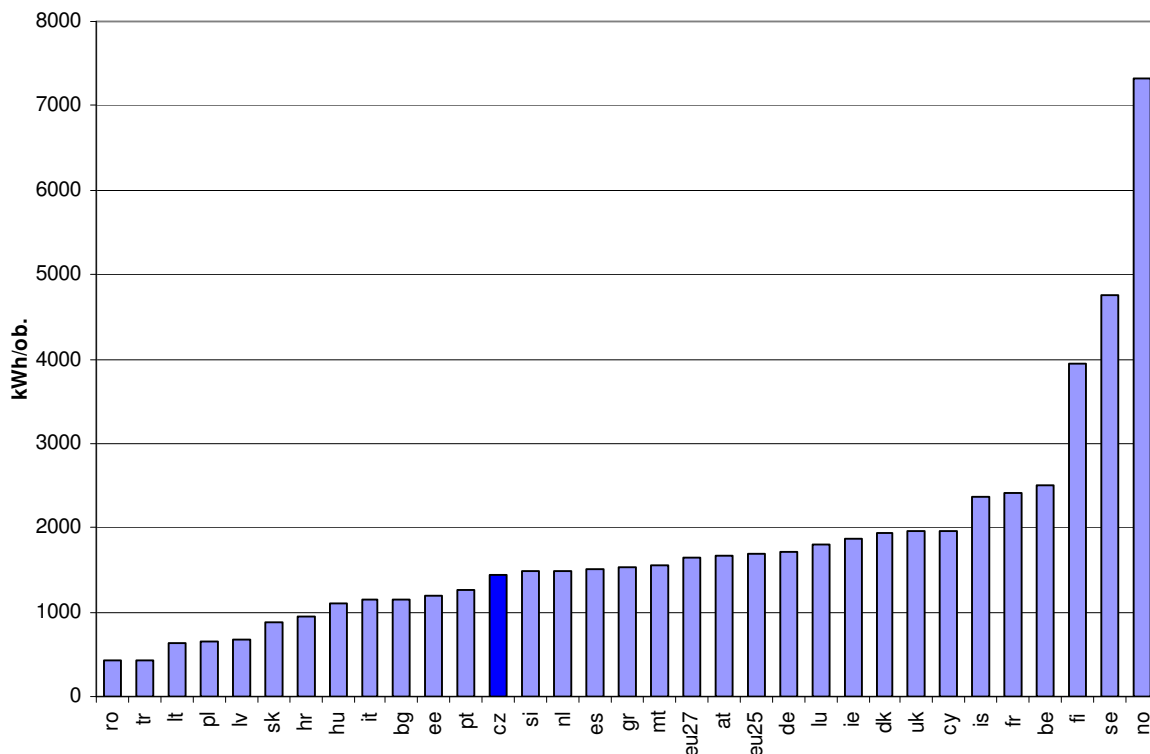
Za předpokladu zvýšení účinnosti využití energie v důsledku náhrady kondenzační výroby kombinovanou výrobou elektřiny a tepla z 37 % na 70 % dojde v důsledku realizace opatření nově k produkci využitelného tepla ve výši 18 080 TJ, což při kalkulované 70 % účinnosti produkce tepla povede ke snížení emisí CO₂ o 2 440 tis. tun v roce 2020 i 2050 (za předpokladu, že dojde k nahrazení hnědého uhlí).

Opatření 1.2: Snižování spotřeby elektřiny v domácnostech*Tabulka 9: Specifikační list opatření 1.2*

Název opatření	Snižování spotřeby elektřiny v domácnostech
Krátký popis	nahrazení starších spotřebičů s horšími parametry spotřeby elektřiny za nové energeticky účinnější spotřebiče.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	- energetické daně motivující ke hledání úspor - podpora přechodu z vytápění elektrickou energií k jiným palivům (biomasa, zemní plyn) nebo CZT v podobě příspěvků na rekonstrukci stávajících otopných systémů - zvyšování informovanosti veřejnosti o spotřebičích (energetické štítkování spotřebičů) aj.
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Domácnosti
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂
Stav realizace v ČR	Spotřební daně z elektřiny budou v účinnosti od 1.1.2008, v přípravě je další fáze ekologické daňové reformy, u většiny spotřebičů je povinné označování výrobků třídou energetické účinnosti, jsou uplatňovány podpory pro fyzické osoby ze Státního fondu životního prostředí na přechod k vytápění biomasou nebo tepelnými čerpadly.
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Green Paper on Energy Efficiency předpokládá potenciál 20 % snížení spotřeby energií do roku 2020. V případě spotřeby elektrické energie lze zejména nahradit vytápění elektřinou, které je finančně i emisně náročné, za jiná paliva, a pomocí energetického štítkování a spotřebních daní na elektřinu motivovat domácnosti k nákupům energeticky úsporných spotřebičů, jejichž pořizovací ceny mohou být vyšší než u méně úsporných spotřebičů. Odhad dostupného technického potenciálu nad rámec přirozené obnovy spotřebičů činí 10% zvýšení energetické účinnosti domácích spotřebičů do roku 2020 a dalších 10 % snížení do roku 2050, tj. celkem 20 %.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	n/a
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	n/a
Snížení emisí skleníkových plynů	Při očekávaném snížení spotřeby elektřiny v důsledku dodatečných opatření o 10 % do roku 2020 a o dalších 10 % do roku 2050 by došlo ke snížení emisí o 2 060 tis. t CO ₂ v roce 2020 a o 4 070 tis. t v roce 2050.
Snížení ostatních emisí	Úsporná opatření povedou k všeobecnému poklesu emisí z energetiky, při přechodu od vytápění elektřinou k lokálním zdrojům vytápění se může projevit zvýšení emisí některých znečišťujících látek (tuhých částic, NO _x).

V roce 2006 byl domácnostmi spotřebováno celkem 15 198 GWh elektrické energie. Od roku 1995 došlo jen k mírnému nárůstu spotřeby elektřiny v domácnostech, mj. v důsledku deregulace cen v tomto období doprovázené vysokým tempem růstu cen elektrické energie pro domácnosti. Na spotřebě energií domácnostmi se v posledních letech projevovali dva nejvýznamnější faktory – jednak snižování spotřeby jako reakce na rostoucí konečné ceny pro domácnosti a dále růst spotřeby energií spolu s rostoucí životní úrovní v podobě nákupů nových elektrických spotřebičů. Nové elektrické spotřebiče se zase projevují vyšší energetickou účinností, což opět přispívá ke snižování spotřeby elektřiny.

Obrázek 14: Mezinárodní srovnání konečné spotřeby elektrické energie v roce 2005 – domácnosti (kWh na obyvatele)



V delším horizontu lze očekávat spíše přibližování se vyspělejšími zeměmi, které vykazují o něco vyšší spotřebu elektrické energie v domácnostech. Z hlediska potenciálu lze značný potenciál spatřovat zejména v postupné obměně elektrických spotřebičů za účinnější, které již dnes vykazují více než poloviční spotřebu. Podle průzkumu provedeného ČSÚ bylo v roce 2003 v českých domácnostech následující průměrné stáří spotřebičů:

- chladnička – 9,5 let
- mraznička – 8,5 let
- elektrický sporák – 9,9 let
- automatická pračka – 7,5 let
- boiler, průtokový ohříváč – 9,9 let
- barevný televizor – 7,3 let

V současnosti prodávané nejúspornější varianty těchto spotřebičů (v kategorii energetické účinnosti A) dosahují i třetinové spotřeby elektřiny oproti starým spotřebičům. V dlouhodobém horizontu lze tedy odhadnout, že při postupné obměně dosluhujících spotřebičů dojde k nejméně 50% zvýšení energetické efektivity domácích spotřebičů. Zvyšování celkového počtu domácích spotřebičů však pravděpodobně vykompenzuje zisky získané používáním úspornějších spotřebičů.

Velký potenciál spočívá rovněž v nahrazení elektrického vytápění za alternativy jako jsou tepelná čerpadla, jiná paliva apod. Vzhledem k rostoucím cenám elektrické energie již k tomuto přechodu částečně docházelo. Lze očekávat, že asi 50 % domácností topících elektřinou postupně přejde k jiným palivům nebo

tepelným čerpadlům, měrná spotřeba ostatní energie může poklesnout o cca 30 % do roku 2050 v důsledku dodatečných pobídek ke snižování spotřeby energií.

5.1.3 Měrné náklady

Stanovit měrné náklady na snižování spotřeby elektrické energie vzhledem k rozmanité povaze úsporných opatření nelze.

5.1.4 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

Na základě výstupů modelu pro výchozí scénář je možno odhadnout, že snížení spotřeby elektřiny v domácnostech v důsledku dodatečných opatření (podpora náhrady přímotopů apod.) by přineslo snížení emisí o 2 060 tis. t v roce 2020 a o 4 070 tis. t v roce 2050.

Opatření 1.3: Snižování spotřeby tepla v domácnostech

Tabulka 10: Specifikační list opatření 1.3

Název opatření	Snižování spotřeby tepla v domácnostech
Krátký popis	Zateplování obytných budov a rozvodů tepla, výměna oken a další opatření směřující ke snížení spotřeby energií, snižování ztrát v rozvodech.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	- spotřební daně na paliva - dotace na zateplování obytných budov - zvýhodněné dlouhodobé úvěry fyzickým osobám za účelem realizace úspor energií - energetické štítkování budov - minimální standardy tepelné účinnosti budov
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Domácnosti
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂
Stav realizace v ČR	Od roku 2008 zavedení spotřebních daní na paliva, programy dotací na zateplování panelových objektů
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Obytné domy – 60 % v roce 2050, rodinné domy – 30 % v roce 2050
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	173 Kč/tuny sníženého CO ₂ v případě obytných domů a 430 Kč/t v případě rodinných domů.
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	Celková úspora energie v důsledku realizace potenciálu by byla 36,9 PJ ročně v roce 2050 (4,2 mil. t hnědého uhlí).
Snížení emisí skleníkových plynů	Snížení emisí CO ₂ dosažitelné realizací potenciálu je 1 506 tis. t v roce 2020 a 4 982 tis. t v roce 2050.
Snížení ostatních emisí	Snížení spotřeby energií přispěje rovněž ke snížení emisí z lokálních i centralizovaných zdrojů.

Jako výchozí charakteristika domácností z hlediska spotřeby energií bylo využito výsledků šetření provedeného ČSÚ v roce 2003 a porovnání výsledků s předchozím průzkumem provedeným v roce 1996.

Průměrné charakteristiky bytů z hlediska spotřeby energií a počtu jsou v následujících tabulkách.

Tabulka 11: Počty a měrné spotřeby bytů v ČR v roce 2003

Celkový počet bytů v ČR	Průměrná obytná plocha (m ²)	Průměrná vytápěná plocha (m ²)	Průměrný počet osob v bytě	Průměrná spotřeba energií (bez podnikatelské činnosti) v GJ/byt
3 668 360	79,3	74	2,8	78,2

Zdroj: ČSÚ

Tabulka 12: Měrná spotřeba energií na byt v roce 2003

	Celkem ČR (GJ/byt)
Vytápění	59,4
Příprava TUV	8,4
Vaření	5,6
Nezaměnitelná elektřina	4,8
Celková energetická spotřeba	78,2

Zdroj: ČSÚ

Tabulka 13: Měrné spotřeby bytů podle způsobu zásobování energií v roce 2003

Energie	Spotřeba energie (GJ)	Počet bytů	Průměrná vytápěná plocha (m ²)	Spotřeba energie na vytápěnou plochu (kWh/m ²)
Elektřina	63 109	1 401	78,3	160
Elektřina + zemní plyn	1 186 056	12 929	84,6	301
Elektřina + propan-butan	12 243	245	78,8	176
Elektřina + hnědé uhlí	91 723	1 065	80,4	298
Elektřina + koks	18 290	126	102,2	394
Elektřina + teplo	121 272	919	85,3	430
Elektřina + černé uhlí	11 897	117	92,8	304
Elektřina + centrální teplo	19 834	387	61,9	230
Elektřina + centrální teplo + teplá užitková voda	218 799	4 972	55,2	221
Elektřina + zemní plyn + centrální teplo + teplá užitková voda	533 021	10 852	59,9	228

Zdroj: ČSÚ

Z tabulky jsou zřejmé značné rozdíly ve spotřebě energií na m² vytápěné plochy, nejvyšší je u kombinace elektřiny s dodávkami tepla a elektřiny s vytápěním koksem. Naopak nejnižší je v bytech vytápěných elektřinou a propan butanem, vzhledem k jejich relativně vyšší ceně.

Průměrná spotřeba energií na vytápění tedy v roce 2003 činila 223 kWh/m² vytápěné plochy a odpovídá 76 % celkově spotřebovávaných energií. Potenciál úsporných opatření spočívá hlavně v pokračující tepelné izolaci obytných domů, které v kombinaci s výměnou oken mohou přinést až 40 % úsporu energií na vytápění. Podle [1] je u sektoru domácností značný rozdíl mezi teoretickým potenciálem energetických úspor ve výši 65 % a nákladově efektivním potenciálem 24 % v důsledku jednak vysokých investičních nákladů na zateplení a nízké výši dosažených úspor v peněžním vyjádření. Program renovace panelové výstavby uvádí, že z celkového počtu 1 135 185 bytových jednotek v panelových domech (54 % bytových jednotek v bytových domech) je vhodné k provedení renovace asi 68 %. Domy s méně než 3 bytovými jednotkami tvoří asi 43 % (1 560 000 b.j.) všech bytových jednotek a domy s více než třemi bytovými jednotkami tvoří 57 % (2 100 000).

Účinnost současných opatření k úspoře tepla je omezena zejména ekonomickými parametry. V současnosti prováděným zateplením v kombinaci s výměnou oken lze dosáhnout tepelných úspor 30 – 40 % do roku 2020. Pro další výpočty považujeme za reálný předpoklad snížení spotřeby energií na vytápění o 35 % v důsledku realizace zateplení, což přináší průměrnou úsporu 20 GJ na bytovou jednotku, cena tepla je pro konečné spotřebitele asi 400 Kč/GJ, u rodinných domů, které si zajišťují vlastní vytápění, je však nižší (u zemního plynu např. 310 Kč/GJ).

Tabulka 14: Potenciál úspor tepla na vytápění v obytných domech

	Celkový počet b.j.	Potenciál úspor (%)	Potenciál úspor (PJ/rok)
Domy s více než třemi bytovými jednotkami	2 100 000	60%	25,2
Domy do 3 bytových jednotek	1 560 000	30%	11,7

Zdroj: ČSÚ, výpočty ENVIROS

5.1.5 Měrné náklady

Vyhodnocení programu PANEL uvádí cenu renovací 194 tis. Kč za jednu bytovou jednotku, přičemž v dalším výpočtu se uvažuje, že 50 % této částky by bylo nutno investovat v každém případě z důvodu obnovy zastaralého stavu budov (dožívání stávajících fasád a oken). Dodatečný náklad je potom pouze 97 tis. Kč. Na základě těchto údajů lze potom snadno spočítat diskontovanou návratnost projektů (při 5 % diskontní sazbě). Projekt je za současných tržních cen návratný za 19 let (NPV = 26 tis. Kč). Aby projekt zaručil soukromému investorovi diskontovanou návratnost alespoň 15 let, bylo by jej nutné dotovat 14 000 Kč na bytovou jednotku (v tomto případě NPV = 40 tis. Kč), což je asi 7 % investičních nákladů. V případě panelových domů lze potom měrné náklady na realizaci opatření stanovit jako výši dotace rozpočtenou na kumulované snížení emisí CO₂ po dobu životnosti opatření (30 let). Kumulovaná úspora činí 800 GJ na bytovou jednotku, což při náhradě hnědého uhlí (při účinnosti konverze 70 %) znamená snížení emisí o 81 t CO₂. Potom je měrná náročnost tohoto opatření 173 Kč/tunu snížených emisí CO₂.

V případě realizace tohoto opatření v rodinných domech lze očekávat vyšší investiční náročnost o cca 25 % v důsledku menších velikostí projektů (nerealizace úspor z rozsahu) a obecně větší složitosti zateplovacích prací (členité fasády apod.). Dále ceny tepla, a tedy i úspory, jsou u rodinných domů nižší (300 Kč/GJ), protože si je většinou zajišťují sami. Naproti tomu spotřeba tepla je u rodinných domů o něco vyšší, tj. i úspora může dosáhnout 25 GJ. Pro rodinné domy lze potom odhadnout obdobným postupem měrnou nákladnost opatření na 430 Kč/t CO₂ pro bytovou jednotku v rodinném domě.

5.1.6 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

V případě lineárního průběhu realizace potenciálu do roku 2050 (ročně 29 302 b.j. v domech s více než 3 b.j. a 10 884 b.j. v domech s méně než 3 b.j.) lze očekávat následující snížení emisí do roku 2050 v důsledku realizace opatření.

Tabulka 15: Snížení emisí CO₂ v důsledku realizace opatření

	2020	2050
Obytné domy s více než třemi bytovými jednotkami	1 029	3 402
Domy do 3 bytových jednotek	478	1 580
Celkem	1 506	4 982

Zdroj: výpočty ENVIROS

Opatření 1.4 Snižování spotřeby energií v průmyslu*Tabulka 16: Specifikační list opatření 1.4*

Název opatření	Snižování spotřeby energií v průmyslu
Krátký popis	Snižovat spotřebu energií v průmyslu lze zejména instalací nových energeticky účinnějších technologií a dále realizací opatření sloužících k úsporám energií při výrobě.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	▪ spotřební daně na energie ▪ daňové pobídky investic do environmentálních technologií ▪ investiční pobídky a dotace na modernizaci technologií ▪ energetické audity ▪ systém obchodování s emisemi CO₂ ▪ podpora výzkumu a vývoje ▪ dotace na úspory energií ▪ dobrovolné dohody v průmyslu
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Energetika, zpracovatelský průmysl
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂
Stav realizace v ČR	Spotřební daně z energií budou uvedeny v roce 2008, Operační program Podnikání a inovace počítá s podporou úspor energií v podnikovém sektoru, velké podniky jsou účastníky trhu s povolenkami na emise CO ₂
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	MPO odhaduje celkový ekonomický potenciál úspor energií v průmyslu na 27 %. Rozdíl mezi ekonomickým a tržním potenciálem činí asi 15 %, tato složka lze tedy cíleně ovlivnit vládními pobídkami. Předpoklad je potenciál úspor 5 % do roku 2020 a dalších 10 % do roku 2050 jako výsledek dodatečných opatření.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	n/a
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	n/a
Snížení emisí skleníkových plynů	Při realizaci potenciálu by došlo k dodatečnému snížení emisí o 4 014 tis. t CO ₂ v roce 2020 a o 13 098 tis. t v roce 2050.
Snížení ostatních emisí	n/a

Průmysl v ČR zodpovídá za spotřebu 73 % elektrické energie dodané na tuzemský trh a 73 % dodávaného tepla. Je proto zřejmé, že potenciál úspor je zde značný. Hospodářství ČR je v porovnání s vyspělejšími zeměmi energeticky náročnější (viz Obrázek 1), situace je však různá a v jednotlivých odvětvích mohou být značné rozdíly. MPO [1] uvádí celkový ekonomický potenciál úspor energie 27 % a tržní potenciál 11 %. Lze očekávat, že v delším období bude tržní potenciál realizován bez dodatečných pobídek, rozdíl mezi ekonomickým a tržním potenciálem ve výši 16 % lze potom považovat za část, kterou lze cíleně ovlivnit pomocí vládních nástrojů (např. spotřební daně z energií, dotace úspor energií v průmyslu aj.). Lze proto odhadnout, že potenciál zvyšování energetické účinnosti v důsledku dodatečného uplatnění některých nástrojů může činit 15 % do roku 2050, což je i v souladu s vlastními odhady provedenými Svazem průmyslu a dopravy.

5.1.7 Měrné náklady

Nelze spolehlivě stanovit, jsou dosti závislé na mnoha faktorech. Specifikum průmyslu spočívá především v krátkých požadovaných dobách návratnosti na úrovni maximálně do 5 let.

5.1.8 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

Při realizaci potenciálu snížení emisí CO₂ o 1 819 tis. t v roce 2020 a o 6 353 tis. t v roce 2050 z úspor elektrické energie a 2 195 tis. t v roce 2020 a 6 745 tis. t z úspor tepla.

Opatření 1.5: Zvyšování účinnosti zařízení v energetice*Tabulka 17: Specifikační list opatření 1.5*

Název opatření	Zvyšování účinnosti zařízení v energetice
Krátký popis	Obměna zastaralých technologií za novější, snižování technologických ztrát při výrobě a rozvodu energií, přechod k palivům s nižšími emisemi CO ₂ na jednotku využitelné energie
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	▪ Spotřební daně na energetické vstupy v rámci ekologické daňové reformy ▪ Poplatky za emise znečišťujících látek a případně i CO₂ (uhlíková daň) ▪ Emisní obchodování
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Energetika
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂
Stav realizace v ČR	V platnosti je první fáze ekologické daňové reformy, v přípravě jsou další dvě, které by měly být o něco více ambiciózní. Velké energetické zdroje jsou součástí systému obchodování s emisními povolenkami.
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Celkové zvýšení energetické účinnosti v důsledku navrhovaného zvýšení spotřebních daní z energií je možné odhadnout u zdrojů využívajících černé uhlí o 5 %.
Časové období realizace	Příprava ekologické daňové reformy do konce roku 2012.
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	1 368 Kč/t CO ₂
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	Snížení spotřeby černého uhlí o cca 6,8 PJ v roce 2020 a 30 PJ v roce 2050
Snížení emisí skleníkových plynů	Očekávané snížení emisí CO ₂ v roce 2020 je 646 tis. t CO ₂ a 2 850 tis. t CO ₂ v roce 2050
Snížení ostatních emisí	Ekonomická motivace ke zvyšování energetické náročnosti hospodářství přinese snižování ostatních znečišťujících látek.

Do roku 2050 lze očekávat jednak dožívání v současnosti instalovaných zařízení a jejich postupné nahrazování za modernější technologie. Vliv energetických spotřebních daní způsobí zejména urychlení obměny technologií za jejich účinnější varianty a povzbudí rovněž hledání energetických úspor. V případě diferencovaných sazeb podle druhu paliva nebo jejich účelu bude rovněž ovlivňovat strukturu používaných paliv.

5.1.9 Měrné náklady

Na základě porovnání investiční náročnosti technologií s nižší a vyšší účinností vychází odhad nákladů na 1 368 Kč/ t snížených emisí CO₂. Tento údaj se týká pouze výroby elektřiny z černého uhlí.

5.1.10 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

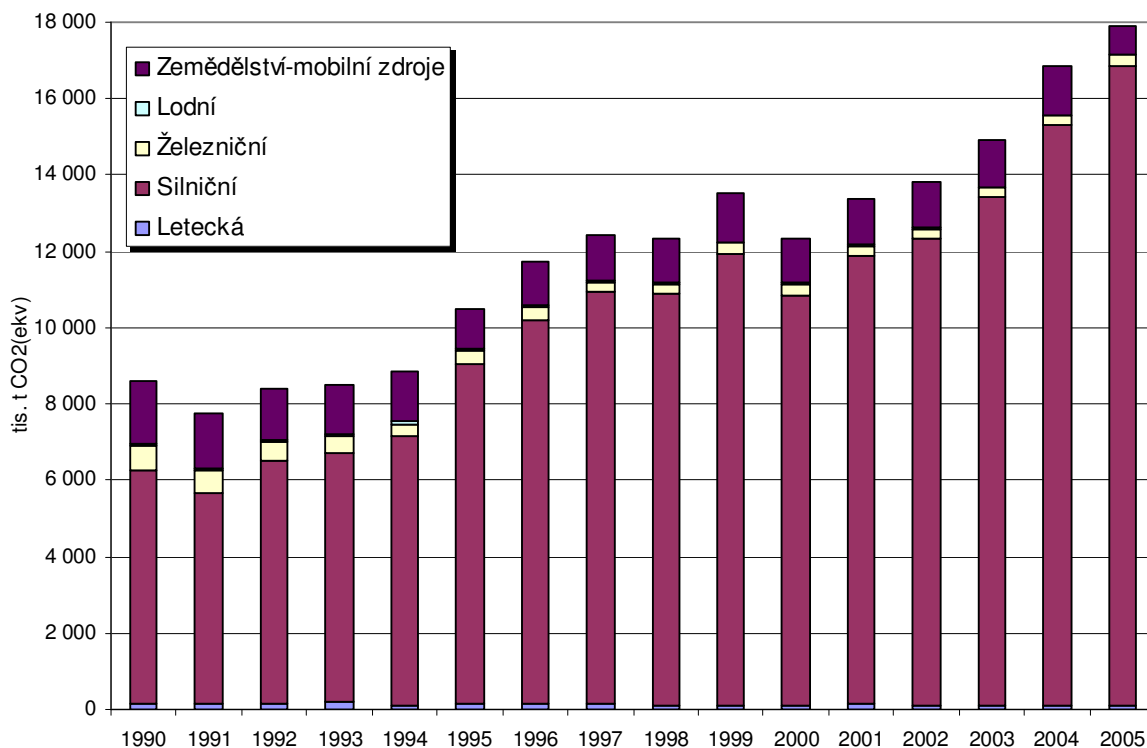
Celkové odhadované snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření je v roce 2020 646 tis. t a 2 850 tis. t v roce 2050.

Opatření 1.6: Zvyšování efektivity využívání paliv v dopravě*Tabulka 18: Specifikační list opatření 1.6*

Název opatření	Zvyšování efektivity využívání paliv v dopravě
Krátký popis	Zvyšovat jednak poměr výkonu k množství spotřebovávaných paliv a dále snížit množství zbytných cest (cesty s prázdným nákladem, cesty, které by mohly být realizovány hromadnou dopravou apod.).
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	▪ zvyšování spotřebních daní na pohonné hmoty ▪ budování integrovaných systémů hromadné dopravy osob ▪ podpora hromadné přepravy osob ▪ plošné silniční mýtné, závazné emisní limity na produkci skleníkových plynů pro nové automobily ▪ diferenciací sazeb poplatků a daní v závislosti na emisích CO₂ ▪ zavedení registračních daní odstupňovaných podle emisí CO₂ ▪ energetické štítkování prodávaných vozidel ▪ investice do infrastruktury železniční dopravy
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Doprava
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂ , N ₂ O
Stav realizace v ČR	Jsou zavedeny spotřební daně z minerálních olejů (existují však osvobození pro mezinárodní leteckou a vodní dopravu), velká města poskytují dobrou dopravní obslužnost, mýtné je v současnosti zavedeno na českých dálnicích pro nákladní automobily nad 12 t, emisní limity jsou platné pouze na látky poškozující zdraví a emise CO ₂ nejsou limitovanou škodlivinou
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Reálné je dosažení zvýšení efektivity silniční nákladní dopravy z hlediska výkonů na jednotku emisí CO ₂ o 30 % do roku 2050 a snížení emisí z osobní silniční dopravy na 120 g/km.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	n/a
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	n/a
Snížení emisí skleníkových plynů	Očekávané snížení emisí CO ₂ v důsledku realizace dostupného potenciálu je 5 104 tis. t v roce 2020 a 10 241 tis. t v roce 2050.
Snížení ostatních emisí	Pokles spotřeby paliv přinese snížení ostatních emisí z dopravy.

Předem je třeba říci, že problematika dopravy a snižování emisí CO₂ z dopravy je natolik složitá, že by vydala na samostatnou studii. V této části je proto za využití některých zahraničních zdrojů stanoven dosažitelný potenciál v ČR. Náklad na jeho dosažení je téměř nemožné blíže specifikovat, jelikož se jedná o celou řadu způsobů snižování emisí od úprav v motorové části, přes zlepšování logistiky a telematiky až po školení řidičů, z nichž každý může přispět různou měrou ke snížení spotřeby paliv, a tedy i emisí CO₂. Doprava je významným producentem skleníkových plynů a na rozdíl od ostatních sektorů je trend emisí dlouhodobě rostoucí (viz Obrázek 15). Použitá emisní data v analytické části pocházejí z Centra dopravního výzkumu Brno a jako takové se mohou mírně lišit od dat v národní inventuře (např. mezinárodní letecká a vodní doprava není vůbec součástí národních emisních inventur).

Obrázek 15: Vývoj emisí skleníkových plynů z mobilních zdrojů dle národní inventury



Zdroj: ČHMÚ

Nejvýznamnějším faktorem ovlivňujícím vývoj emisí po roce 1989 byl nárůst intenzity silniční dopravy, přičemž emise skleníkových plynů ze silniční dopravy se v uvedeném období téměř ztrojnásobily (absolutní nárůst o 10 mil. tun CO_{2ekv}). Ačkoliv obdobný růst byl zaznamenán u letecké dopravy, na emisní bilanci se to neprojevovalo, jelikož mezinárodní letecká doprava není zahrnuta. V silniční dopravě je největším zdrojem emisí individuální automobilová (56 % emisí skleníkových plynů z dopravy) a nákladní doprava (26 %). Emise N₂O a CH₄ se v celkové bilanci v roce 2005 podílejí méně než 5 % a jako takové nejsou příliš významné.

Z hlediska připravovaných opatření, které mohou zásadně změnit výši emitovaných skleníkových plynů, bude důležitý zejména vývoj v oblasti emisních standardů na nová vozidla, proces obnovy zastaralého vozového parku a vývoj daní a poplatků v oblasti dopravy. ČR disponuje v porovnání s jinými státy zastaralým vozovým parkem (v roce 2006 bylo více než 33 % nákladních vozidel registrovaných v ČR starších 10 let, u osobních automobilů je situace ještě horší – nad 10 let stáří bylo 54 % vozidel). Obnova vozového parku je značně zpomalena neomezeným dovozem ojetých vozů z ostatních zemí EU. Dovoz ojetin může mít do jisté míry i pozitivní vliv na emise (např. nahrazení 20 let starého auta za auto staré „jen“ 10 let), avšak celkově vede k nadměrné automobilizaci i u příjmově nižších skupin, které by jinak volily např. hromadnou dopravu apod. (jinak řečeno – pořídit si dovezené ojeté auto je levné, a proto je tato možnost využívána bez ohledu na negativní důsledky pro životní prostředí). Od devadesátých let minulého století je tak jasně patrný trend zvýšeného využívání individuální automobilové dopravy na úkor hromadné dopravy. Zvýšená intenzita nákladní dopravy lze vysvětlit zejména postupným otevíráním se ekonomiky z pohledu

zahraničního obchodu a vůbec polohou ČR na řadě evropských tranzitních trasách.

Průměrné emise CO₂, které závisí jak na spotřebě paliva, tak i na druhu paliva (zemní plyn má nižší emisní faktor, u biopaliv se počítá s nulovými emisemi CO₂) byly podle údajů Centra dopravního výzkumu v roce 2005 u osobních automobilů 246 g CO₂ na jeden vozokilometr (což odpovídá průměrné spotřebě osobních automobilů 10 litrů benzínu na 100 km a u nákladních 640 g/vozokm (průměrná spotřeba 24 litrů nafty/100 km). Potenciál je možno odhadnout dle cílů v oblasti snižování emisí. Dobrovolná dohoda na snížení emisí u nových automobilů z 186 g/km na 140 g/km skončila nezdarem, a proto se v současnosti připravuje aktivita na závazný limit emisí CO₂ u nových automobilů ve výši 120 g/km. Hlavní překážkou snižování spotřeby paliva u osobních automobilů je s rostoucí životní úrovní trend nákupu velkých aut vybavených klimatizací, jelikož spotřeba paliva je víceméně přímo úměrná hmotnosti vozidla a automobily splňující tento limit jsou dostupné již dnes bez zvýšených nákladů (jednak jsou obvykle levnější a dále hraje roli úspora provozních nákladů po dobu životnosti automobilu). Pro stanovení dostupného potenciálu jsme však využili limit 120 g/km jako cílovou hodnotu pro osobní automobily dosažitelnou jako průměr pro všechny osobní automobily registrované v ČR v roce 2050 s mezicílem 180 g/km v roce 2020. Očekávané snížení měrných emisí vychází z návrhů ze strany Evropské komise na dosažení měrných emisí u nových automobilů na 120 g/vzkm a předpokladů dožívání stávajících vozidel. Předpokládáme, že ke snižování měrné spotřeby paliv u osobních automobilů bude docházet také vlivem postupného nárůstu ceny ropy.

V případě nákladní dopravy hrají roli dva faktory – jednak zvyšování vytíženosti nákladních automobilů v důsledku lepší logistiky (eliminací jízd „naprázdno“) a jednak zvyšování efektivnosti využívání paliva (snižování odporu, lepší pohonné jednotky, úsporný styl jízdy apod.). Pro emisní parametry dosažitelné v nákladní dopravě jsme vycházeli z údajů CDV, z nichž jsme stanovili hodnotu ukazatele využitelnosti paliva v tunokilometrech na kilogram emitovaného CO₂. Průměr pro silniční nákladní dopravu v ČR vychází na 10 tkm/kg CO₂. Studie provedená v Německu [2] u více než 50 dopravních společností stanovila průměrnou efektivitu silniční dopravy na 10,4 tkm/kg CO₂ (nejméně 0,8 tkm/kg a nejvíce 26 tkm/kg CO₂). Při porovnání neekonomičtějšího vozidla na trhu s průměrným vozovým parkem stanovila bezprostředně dostupný potenciál úspor na 20 % v případě výměny vozidel. Další potenciál lze očekávat ve zlepšování telematiky a vůbec řízení dopravy, příspěvek je možné odhadnout na dalších 10 % zvýšení efektivnosti.

Další možností, jak snižovat emise CO₂ z dopravy, je vyšší využívání způsobů dopravy s nižšími měrnými emisemi na jednotku výkonu. Evropská environmentální agentura uvádí ve svých indikátorech následující měrné spotřeby osobní a nákladní dopravy:

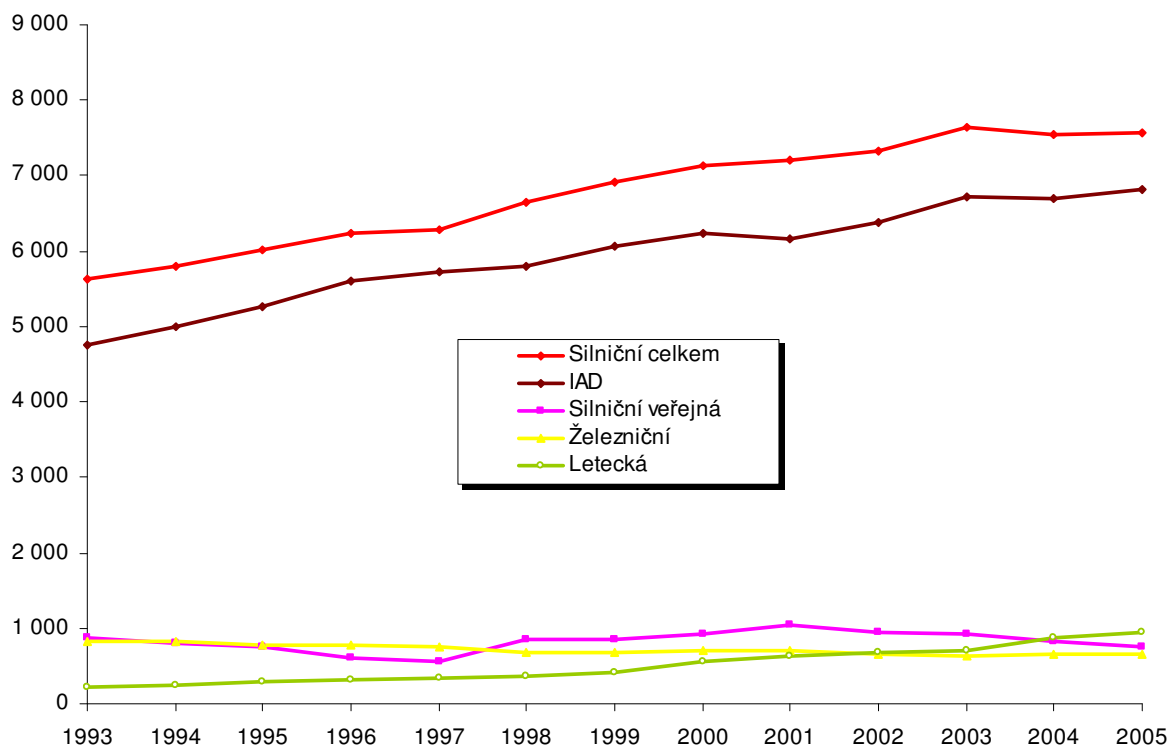
Tabulka 19: Měrné emise CO₂ různých druhů osobní a nákladní dopravy

	1990	2000
Osobní doprava (g/oskm)		
Letecká	185,1	141,6
Námořní	43,1	43,5
Železniční	42,1	43,7
Silniční	121,5	118,4
Osobní automobily	131,3	126,2
Motorky	85,9	83,5
Autobusy	67,1	66,1
Dálkové autobusy	34,9	34,3
Nákladní (g/tkm)		
Vnitrozemská vodní	30,9	30,9
Námořní	13,5	13,9
Železniční	24	22,8
Silniční	122,3	123,1
Lehká užitková vozidla	407,7	397,4
Těžká užitková vozidla	91,7	92

Zdroj: EEA

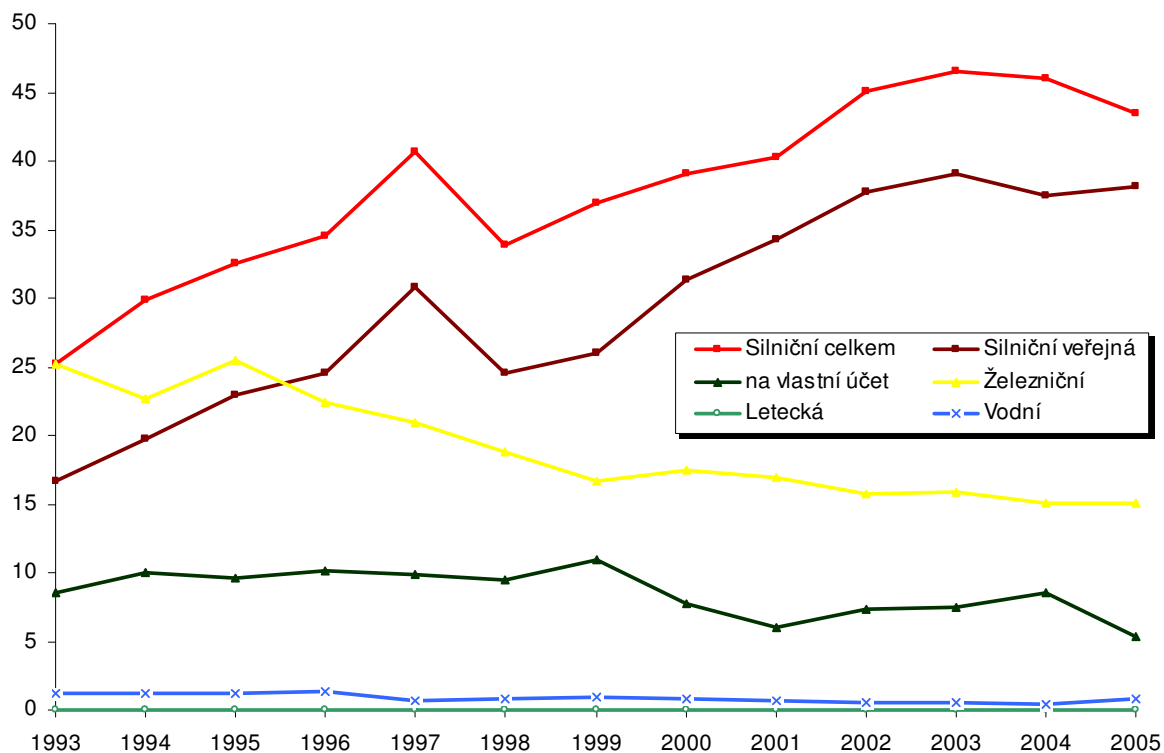
Z tabulky je zřejmé, že mezi jednotlivými druhy dopravy mohou existovat značné rozdíly v měrných emisích a je tedy teoreticky možné dosáhnout značného snížení v případě přesunu dopravních výkonů směrem k těm s menšími měrnými emisemi. V ČR byl v posledních letech spatřován spíše opačný trend, a to v osobní dopravě rychlý nárůst individuální automobilové dopravy a letecké dopravy za stagnace či mírného poklesu veřejné a železniční a v nákladní dopravě nárůst silniční veřejné za současného poklesu železniční nákladní dopravy (viz Obrázek 16 a Obrázek 17).

Obrázek 16: Přepavní výkony v ČR v přepočtu na obyvatel (oskm/ob.)



Zdroj: CDV

Obrázek 17: Přepavní výkony v nákladní dopravě (mld. tkm)



Zdroj: CDV

Za růstem emisí z dopravy lze tak spatřovat jak samotný nárůst výkonů, tak i odklon od méně emisně náročných druhů dopravy. V současnosti je připravováno několik opatření směřujících k většímu využívání železniční dopravy a v úvaze je i rozšíření provozu labské vodní cesty – hlavně v podobě zavádění celoplošného mýtného pro vozidla nad 3,5 t a dále možnost spolufinancování projektů podpory hromadné dopravy osob v regionálních operačních programech. Dosah současných politik však bude jen omezený, jelikož současné trendy v nákladní dopravě směřují spíše k většímu množství menších dodávek dodávaných ve stanovený čas (např. systém just-in-time), na které je nutné využívat méně efektivní malá užitková vozidla a substituce železniční dopravou je obtížná. Potenciál náhrady je však značný, jelikož přeprava na delší vzdálenosti po železnici je i ekonomicky zajímavá. Od roku 2000 je patrný trend snižování podílu realizovaných výkonů nad 500 km vzdálenost. V ČR je v současnosti kapacita železnice jen zčásti využita.

Tabulka 20: Přepravní vzdálenosti v silniční dopravě

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Přeprava zboží [tis.tun]	382 287	403 932	439 725	411 367	428 256	423 598
0 – 49 km	289 796	316 405	347 705	316 376	335 649	332 202
50 – 149 km	65 888	59 515	59 770	65 736	60 176	61 654
150 - 299 km	19 724	21 545	24 740	21 154	24 557	22 717
300 - 499 km	5 518	5 892	6 800	7 612	7 105	6 338
500 km a více	1 360	576	710	489	769	687
Přepravní výkon [mil.tkm]	15 986	16 082	17 411	17 395	16 047	15 519
0 – 49 km	3 431	4 015	4 034	4 169	3 780	3 870
50 – 149 km	5 595	5 086	5 254	5 662	4 847	4 988
150 - 299 km	4 009	4 460	5 191	4 460	4 662	4 256
300 - 499 km	2 056	2 177	2 512	2 826	2 414	2 110
500 km a více	896	345	421	278	344	296

Zdroj: CDV

Za předpokladu, že dojde k významnému zlepšení služeb poskytovaných železnicí z hlediska telematiky a termínů dodávek (např. v důsledku používání lokalizace dodávek v reálném čase pomocí satelitního pozičního systému), je možné nahradit většinu nákladní dopravy na dlouhé vzdálenosti a část dopravy na kratší vzdálenosti. Potenciál do roku 2050 lze odhadnout na substituci 25 % výkonů ve vzdálenosti 50-149 km, 50 % výkonů ve vzdálenosti 15-299 km a 90 % výkonů ve vzdálenosti 300 a více km. Ve vyjádření v tunokilometrech by se jednalo o celkovou náhradu 35 % výkonů silniční dopravy do roku 2050 (v roce 2020 o 15 %).

Obtížnější je stanovení potenciálu v osobní dopravě, hromadná doprava osob má však v ČR dlouhou tradici a i dopravní obslužnost území je v porovnání s jinými zeměmi rozvinutá. Odhad možného potenciálu je 50 % výkonů individuální dopravy (ačkoliv se poloviční podíl může zdát vysoký, jednalo by se zejména o nahrazení malého počtu cest na dlouhé vzdálenosti, které odpovídají za značnou část výkonů vyjádřených ve vozokilometrech, výkony do 20-30 km by se snížily méně), které by bylo možné realizovat hromadnou dopravou do roku 2050 (20 % do roku 2020). Tento odhad vychází ze stávající struktury přepravních vzdáleností v osobní dopravě.

5.1.11 Měrné náklady

Měrné náklady snižování emisí v dopravě nelze jednoznačně stanovit, na základě zjištění provedených v Německu nebo Anglii se však většinou jedná o návratná opatření, která se vrátí v podobě nižších provozních nákladů. V případě osobních automobilů platí, že menší, úspornější vozy jsou prodávány za nižší cenu než větší a nadstandardně vybavené vozy. V dlouhodobém horizontu bude mít na návratnost úsporných opatření vliv zejména vývoje ceny ropy.

5.1.12 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

Dlouhodobá prognóza vývoje dopravních výkonů je založená na prognóze CDV do roku 2020 a předpokládá nárůst výkonů osobní dopravy o 20 % do roku 2050 a o 31 % u nákladní dopravy.

V případě že by se postupně podařilo realizovat zvýšení efektivity využívání paliv v silniční nákladní dopravě o 10 % k roku 2020 a o 30 % k roku 2050 (tj. zlepšování využití paliv o cca 0,6 % ročně), zvýšení energetické efektivity v železniční dopravě o 20 % do roku 2050 (o 10 % do roku 2020), dále snížení emisí CO₂/vzkm v osobní dopravě na 120 g/km a substituci silniční nákladní a osobní dopravy v rozsahu zmiňovaném výše, lze celkové snížení emisí odhadnout následovně:

Tabulka 21: Očekávané snížení emisí v důsledku realizace potenciálu v silniční dopravě

	Snížení emisí 2020	Snížení emisí 2050
Zvýšení efektivity silniční nákladní dopravy	523	1 366
Snížení emisí osobních automobilů	2 255	2 808
Přesun silniční nákladní na železnici	752	1 998
Přesun IAD na MHD	1 302	3 396
Zvýšení efektivity v železniční dopravě*	272	673
Celkem	5 104	10 241

Pozn. Je počítáno se souběžnou realizací všech opatření současně.

** Jsou počítány úspory jak v motorové, tak i elektrické trakci.*

Zdroj: výpočty ENVIROS

V důsledku realizace potenciálu v dopravě by došlo ke snížení emisí o 5 104 tis. t CO₂ v roce 2020 a o 10 241 tis. t v roce 2050.

Opatření 2.1: Nahrazení uhlí zemním plynem*Tabulka 22: Specifikační list opatření 2.1*

Název opatření	Nahrazení hnědého uhlí nebo elektřiny zemním plynem
Krátký popis	Domácnosti nebo podniky využívající jako zdroj energie elektřinu nebo hnědé uhlí přejdou k využívání zemního plynu, což díky nižším emisím CO ₂ na GJ využitelné energie přispěje ke snížení celkových emisí CO ₂ .
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	▪ nižší zdanění zemního plynu spotřebními daněmi ▪ vyšší poplatky za znečišťování ovzduší ▪ zpřísňování emisních standardů kladených na nové zdroje
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Energetika, průmysl, domácnosti
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂ , CH ₄
Stav realizace v ČR	Mnoho obcí bylo v minulých letech plynofikováno, zemní plyn používaný v domácnostech je osvobozen od spotřebních daní platných od 1. 1. 2008.
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Náhrada 50 % uhlí spotřebovaného v tuzemsku zemním plynem do roku 2020. Náhrada 100 % uhlí používaných v průmyslu do roku 2050.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	V případě domácností jsou měrné náklady přechodu k zemnímu plynu z hnědého uhlí 434 Kč/tunu snížených emisí CO ₂ a z elektřiny -807 Kč/tunu. V případě podniků jsou náklady vyšší (cca 2000 Kč/tunu při přechodu z hnědého uhlí). Náklady by však byly vyšší, pokud by měly zahrnovat i nové vybudování infrastruktury na rozvod zemního plynu.
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	0 / Náhrada 416 PJ (28 mil. t) uhlí v roce 2020 a 832 PJ (56 mil. t) uhlí v roce 2050.
Snížení emisí skleníkových plynů	V roce 2020 o 15,4 mil. t CO _{2(ekv)} a o 30,8 mil. t CO _{2(ekv)} v roce 2050.
Snížení ostatních emisí	Zemní plyn má příznivější emisní charakteristiky, lze proto očekávat významné snížení emisí znečišťujících látek.

Hnědé uhlí je v ČR nejběžnějším energetickým zdrojem. V roce 2004 se ho v ČR spotřebovalo více než 47 mil. t. Potenciál náhrady hnědého uhlí za zemní plyn je jednak při výrobě elektřiny a jednak při konečné spotřebě. V současnosti tomuto kroku brání zejména ekonomické podmínky, protože cena energie obsažené v zemním plynu je vyšší než v případě hnědého uhlí.

Při přechodu z hnědého či černého uhlí na zemní plyn dochází ke snížení emisí CO₂ v důsledku nižšího obsahu uhlíku v palivu. Rozdíl činí až 1,17 t CO₂/MWh při přechodu z elektřiny na biomasu.

Tabulka 23: Emisní faktory vybraných druhů paliv

Druh paliva	Emisní faktor
Hnědé uhlí	0,36 t CO ₂ /MWh výhřevnosti paliva
Černé uhlí	0,33 t CO ₂ /MWh výhřevnosti paliva
Těžký topný olej	0,27 t CO ₂ /MWh výhřevnosti paliva
Lehký topný olej	0,26 t CO ₂ /MWh výhřevnosti paliva
Zemní plyn	0,20 t CO ₂ /MWh výhřevnosti paliva
Biomasa	0 t CO ₂ /MWh výhřevnosti paliva
Elektřina	1,17 t CO ₂ /MWh elektřiny

Zdroj: Vyhláška MPO č. 425/2004 Sb.

Z tabulky vyplývá, že např. při přechodu z hnědého uhlí na zemní plyn s ohledem na účinnost přeměny paliva na využitelné teplo (plyn – 89 %, uhlí – 55 %, elektřiny 98 %) dojde ke snížení emisí CO₂ o 0,43 t/MWh a při přechodu z elektřiny na zemní plyn je snížení emisí CO₂ 0,97 t/MWh. Většímu rozšíření plynu v podstatě brání vyšší ekonomická náročnost na distribuci a nákup tohoto

paliva. Zemní plyn je však i z hlediska ostatních parametrů (zejména emisí znečišťujících látek) příznivější.

5.1.13 Stanovení měrných nákladů na snížení emisí skleníkových plynů Domácnosti

Při kalkulované ceně plynu pro domácnosti 960 Kč/MWh s DPH (v kotli s účinností 89 %), ceně hnědého uhlí 139 Kč/GJ s DPH (v kotli s účinností 55 %) a ceně elektřiny 1,74 Kč/kWh s DPH (přímotop s účinností 98 %) jsou náklady na vytápění pro průměrnou domácnost se spotřebou 60 GJ ročně 18 000 Kč s DPH u zemního plynu, 15 164 Kč s DPH u hnědého uhlí a 29 571 s DPH na elektrické vytápění.

Potom lze odhadnout měrnou náročnost (za předpokladu následujících investičních nákladů včetně souvisejících rozvodů a při předpokládané životnosti 20 let na uvedené tři zdroje vytápění¹ - zemní plyn 60 tis. Kč, vytápění uhlím 50 tis. Kč, přímotopy 20 tis. Kč) následovně:

- Při přechodu domácnosti z vytápění hnědým uhlím na zemní plyn jsou měrné náklady 514 Kč/ t snížených emisí CO₂
- Při přechodu z vytápění elektřinou jsou měrné náklady -593 Kč/t snížených emisí CO₂

Záporná hodnota v druhém případě značí, že snížení 1 t emisí CO₂ je realizováno za současné realizace finančních úspor za vytápění ve výši 593 Kč.

Podniky

Pokud opět použijeme předpoklad stejných investičních nákladů na pořízení kotle využívajícího plyn a hnědé uhlí a jako ceny využijeme pro zemní plyn ceny bez DPH převzaté z Eurostatu pro malý podnik (spotřeba do 4 186 GJ) 0,7 Kč/kWh a pro velké odběratele (spotřeba 418 tis. GJ ročně a více) 0,6 Kč/kWh. Zjistit ceny uhlí je o poznání složitější – pro menší podniky lze vycházet z cenových nabídek tří tuzemských uhelných společností, které nabízejí hnědé uhlí pro průmyslové použití za cenu zhruba 55 Kč/GJ. Ceny uhlí pro velké průmyslové odběratele však budou nižší, jsou sjednávány přímo s uhelnými společnostmi na základě dlouhodobých kontraktů o dodávkách a nelze je proto zjistit. Ve výpočtu jsme proto použili cenu sníženou o 10 % (50 Kč/GJ). Ceny elektřiny pro průmyslové uživatele opět převzaty z Eurostatu – menší odběratelé (spotřeba 1 250 MWh ročně) 2,48 Kč/kWh a velcí odběratelé (spotřeba 50 000 MWh ročně) 1,61 Kč/kWh. Účinnost přeměny paliv na využitelnou energii v průmyslovém sektoru je vyšší než u domovních instalací a může se pohybovat u plynu 95 %, uhlí 85 % a elektřiny 98 %.

Potom lze na základě výše zmíněných údajů spočítat měrnou nákladnost přechodu k používání zemního plynu v podnikovém sektoru následovně:

- Při přechodu podniku z vytápění hnědým uhlím na zemní plyn jsou měrné náklady 2 367 Kč/t snížených emisí CO₂ u menších podniků a 1 973 Kč/t snížených emisí CO₂ u velkých podniků
- Při přechodu z vytápění elektřinou jsou měrné náklady -1 824 Kč/t snížených emisí CO₂ u menších podniků a -1 029 Kč/t snížených emisí

¹ Ve skutečnosti je však přechod z vytápění elektřinou směrem k jinému palivu, zejména k zemnímu plynu, spojen s dodatečnými investičními náklady, ty se však značně liší podle dostupnosti zemního plynu v dané lokalitě (náklady na připojení k síti aj.).

CO₂ u velkých podniků a kde to bylo možné, ta to vzhledem ke zjevné výhodnosti bylo realizováno

Záporné hodnoty opět indikují, že náhrada elektřiny zemním plynem opět přináší dodatečné finanční úspory, v podnikovém sektoru je však tato možnost značně omezená.

5.1.14 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

Očekávané snížení v důsledku realizace potenciálu je 15 mil. t v roce 2020 a 31 mil. t v roce 2050.

Opatření 2.2: Energetické využívání odpadů

Tabulka 24: Specifikační list opatření 2.2

Název opatření	Energetické využívání odpadů
Krátký popis	Využívání odpadů, které by jinak skončily na skládkách za jejich energetického využití, což povede k nahrazení fosilních paliv.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	- zvýšení poplatků za skládkování odpadů - plány odpadového hospodářství
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Energetika, odpady
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂ , CH ₄
Stav realizace v ČR	V roce 2006 bylo v ČR odstraněno za energetického využití pouze 418 tis. t komunálních odpadů
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Dostupný potenciál spočívá v energetickém využití sládkovaných komunálních odpadů, což představuje asi 3 mil. tun ročně.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	n/a
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	0 / V roce 2020 může být nahrazeno 560 tis. t hnědého uhlí a 1 680 tis. t v roce 2050.
Snížení emisí skleníkových plynů	Očekávané snížení emisí CO ₂ je 658 tis. t v roce 2020 a 1 974 tis. t v roce 2050.
Snížení ostatních emisí	Při instalaci moderních spaloven plnicích emisní limity lze očekávat neutrální vliv na úroveň vypouštěných znečišťujících látek.

ČR je charakteristická nízkým podílem energeticky využívaných tuhých komunálních odpadů, většina jich končí na skládkách. V roce 2005 bylo energeticky využito 418 tis. t (předběžný údaj, zdroj: V.Ú.V.TGM CeHO). Hlavní překážkou jsou zejména obtíže při uvádění instalací do provozu a vyšší cena za spalování odpadů oproti skládkování. Dosažitelný potenciál je 100 % odstraňovaných biologicky rozložitelných komunálních odpadů (tj. asi 3 mil. t ročně) za jejich energetického využívání.

5.1.15 Měrné náklady

Není k dispozici.

5.1.16 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

V případě postupného využití tuhých komunálních odpadů na úrovni 1 mil. t v roce 2020 by při průměrném energetickém obsahu 7 GJ/tunu došlo ke snížení emisí o 658 tis. t CO₂ a při využití 3 mil. t v roce 2050 by došlo ke snížení emisí o 1 974 tis. t. Při energetickém využívání odpadů by jako doprovodný efekt docházelo rovněž ke snižování emisí CH₄, který by se jinak uvolňoval ze sládkovaného odpadu.

Opatření 2.3: Vyšší využívání biomasy*Tabulka 25: Specifikační list opatření 2.4*

Název opatření	Vyšší využívání biomasy
Krátký popis	Všechna opatření vedoucí ke zvýšení množství využívané biomasy při produkci elektřiny nebo tepla, stejně jako opatření podporující cílené pěstování energetických plodin v ČR.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	▪ dotace na zakládání porostů a pěstování energeticky využitelných plodin ▪ garantované výkupní ceny a zelené bonusy z elektřiny ▪ daňové zvýhodnění biomasy jako zdroje energie (osvobození od spotřební daně, snížená sazba DPH apod.) ▪ zvýhodnění kogenerace z biomasy
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Všechny sektory spotřebovávající teplo nebo elektřinu včetně domácností.
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂
Stav realizace v ČR	V roce 2006 bylo v ČR použito 512 tis. t biomasy na výrobu elektřiny a 1 839,6 tis. t na produkci tepla. Většina vyrobené elektřiny (57%) a tepla (91%) byla spotřebována ve vlastním závodě, pouze menší část je dodávána třetím osobám. Spotřeba palivového dříví v domácnostech dosáhla asi 800 tis. tun. Biomasa je v nižší sazbě DPH a je osvobozena od spotřebních daní. Jsou poskytovány dotace na pěstování energetických plodin. Operační programy dotačně podporují projekty využívání biomasy. Fyzické osoby mohou čerpat dotaci na instalaci kotle na biomasu.
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Pro rok 2020 je odhadovaný potenciál biomasy u elektřiny 3 300 GWh a u tepla 102 000 TJ. V roce 2050 potom 3 524 GWh elektřiny a 109 000 TJ tepla.
Časové období realizace	Průběžně dle vyhlášených programů a podpor
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	1 011 Kč/tuna v elektroenergetice 926 Kč/tuna v teplárenství
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	0 / nahrazení 8,9 mil. t hnědého uhlí v roce 2020 a 17,9 mil. t v roce 2050.
Snížení emisí skleníkových plynů	Celkové snížení emisí při realizaci dostupného potenciálu v roce 2020 činí 11 138 tis. t a 22 621 tis. tun v roce 2050.
Snížení ostatních emisí	Lze očekávat snížení emisí některých polutantů (SO ₂ , NO _x) v případě náhrady hnědého uhlí biomasou. Při náhradě některých druhů paliv a energií (např. plynu nebo elektřiny) však může dojít k lokálnímu zvýšení emisí některých polutantů (zejména prašných částic).

ČR v současnosti disponuje značným nevyužitým potenciálem biomasy vhodné k energetickému využití. V roce 2006 bylo vyrobeno z biomasy 731 GWh elektrické energie, největší podíl připadá na celulósovou výluhu (350 GWh) a dřevní hmotu (273 GWh).

Tabulka 26: Hrubá výroba elektřiny z biomasy v letech 2000-2006

GWh	2000	2004	2005	2006	2020	2050
Biomasa	382	564,55	560,25	731,07	3 300	7 000
Dřevní hmota	n/a	265,27	222,50	272,73	n/a	n/a
Celulósová výluha	n/a	257,82	279,58	350,03	n/a	n/a
Sláma a energetické plodiny	n/a	20,84	53,74	84,47	n/a	n/a
Pelety	n/a	2,62	160,86	23,85	n/a	n/a

Zdroj: MPO, VaV320/10/03, [8]

V ČR je asi 80 % biomasy využíváno k produkci tepla. Údaje o produkci tepla včetně výhledu jejich potenciálu na roky 2020 a 2050 v ČR jsou obsaženy v následující tabulce.

Tabulka 27: Výroba tepla z biomasy v ČR (TJ)

	2004	2005	2006	2020	2050
Biomasa celkem	40 230	40 892	41 760	102 000	155 000
Biomasa bez domácností	16 980	17 437	16 370	n/a	n/a
- palivové dřevo	387	641	556	n/a	n/a
- dřevní štěpka	8 044	8 494	7 918	n/a	n/a
- celulózní výluhy	8 409	8 152	7 656	n/a	n/a
- rostlinné materiály	109	105	123	n/a	n/a
- brikety, pelety	31	45	117	n/a	n/a
Biomasa v domácnostech	23 250	23 455	25 390	n/a	n/a

Zdroj: MPO, VaV320/10/03, [8]

Pěstování energetické biomasy není dosud v ČR rozšířeno. V roce 2006 bylo podle informací Ministerstva zemědělství požádáno o dotaci 1,058 mil. Kč na plochu 15 ha, na které budou pěstovány porosty rychle rostoucích dřevin. Větší rozvoj lze očekávat v důsledku nedávno přijaté podpory na pěstování energetických plodin ve výši 45 €/ha.

5.1.17 Měrné náklady

Ceny zařízení na spalování biomasy jsou v zásadě totožné, případně o něco vyšší než ceny ostatních dostupných technologií. Ceny biomasy na trhu jsou dosti individuální, většinou však korespondují s cenami ostatních paliv. Hlavní překážka dalšímu rozšíření biomasy je tak spatřována v dopravních nákladech na biomasu, v nespolehlivosti dodávek, nižším energetickém obsahu biomasy, proměnlivosti kvality a v možném nižším uživatelském komfortu než v ekonomické nevýhodnosti přechodu k biomase. Pro stanovení měrných nákladů v elektroenergetice jsme využili tzv. zelených bonusů, které jsou konstruovány jako kompenzace zvýšených nákladů zaručující investorovi návratnost vložených prostředků v 15 letech. V současnosti se pohybují zelené bonusy pro spalování čisté biomasy od 1 220 do 2 255 Kč/MWh a 240-1275 Kč/MWh při spoluspalování s fosilními palivy. Použijeme-li odhad podílu spoluspalované biomasy užitých podniků ve stávajících kotlích 80 %, potom měrné náklady na realizaci tohoto opatření v podnikovém sektoru při zachování stávající výše bonusů činí zhruba 1 183 Kč/MWh vyrobené elektřiny, což odpovídá průměrným měrným nákladům na snižování emisí CO₂ ve výši 1 011 Kč/t.

Tabulka 28: Výše zelených bonusů na výrobu elektřiny a měrné náklady na jednotku snížených emisí CO₂

Kategorie spalování a druh biomasy	Zelený bonus (Kč/MWh)	Kč/t CO ₂	Odhad podílu Jednotlivých kategorií spalování
Výroba elektřiny spalováním čisté biomasy kategorie O1	2 255	1 927	10%
Výroba elektřiny spalováním čisté biomasy kategorie O2	1 770	1 513	10%
Výroba elektřiny spalováním čisté biomasy kategorie O3	1 220	1 043	
Výroba elektřiny společným spalováním palivových směsí biomasy kategorie S1 a fosilních paliv	1 275	1 090	10%
Výroba elektřiny společným spalováním palivových směsí biomasy kategorie S2 a fosilních paliv	790	675	50%
Výroba elektřiny společným spalováním palivových směsí biomasy kategorie S3 a fosilních paliv	240	205	
Výroba elektřiny paralelním spalováním biomasy kategorie P1	1 530	1 308	10%
Výroba elektřiny paralelním spalováním biomasy kategorie P2	1 045	893	10%
Výroba elektřiny paralelním spalováním biomasy kategorie P3	495	423	10%
Odhadované průměrné náklady	1 183	1 011	100%

Zdroj: Cenové rozhodnutí ERÚ č. 8/2006, výpočty a odhady ENVIROS

Náklady na výrobu tepla z biomasy jsou převzaty z výstupů studie VaV320/10/03 a jsou uvedeny v následující tabulce. Pro stanovení měrných nákladů opatření je nutné porovnat tyto náklady s tržními cenami tepla. Množství CO₂ emitovaného při produkci 1 GJ tepla je opět 135 kg na GJ.

Tabulka 29: Měrné náklady opatření ke snižování emisí CO₂ při spalování biomasy

Zdroj na spalování biomasy	Cena vyrobeného tepla (Kč/kWh)	Tržní cena (Kč/kWh)	Rozdíl oproti tržní ceně	Cena tuny snížených emisí CO ₂ (Kč/tuna CO ₂)
Lokální kotle – dřevo (min.)	0,46	1,14	-0,68	-1399
Lokální kotle – dřevo - průměr	0,68	1,14	-0,46	-947
Lokální kotle – dřevo (max.)	0,94	1,14	-0,2	-412
Výtopna – dřevo (min.)	0,85	1,14	-0,29	-597
Výtopna – dřevo (průměr)	1,06	1,14	-0,08	-165
Výtopna – dřevo (max.)	1,31	1,14	0,17	350
CHP v průmyslu – dřevo + sláma	0,91	1,14	-0,23	-473
CHP v CZT – dřevo + sláma	1,24	1,14	0,1	206
CHP v CZT – zplynování dřeva	1,27	1,14	0,13	267
Výtopna – sláma a energ. rostliny (min.)	0,93	1,14	-0,21	-432
Výtopna – sláma a energ. rostliny (průměr)	1,09	1,14	-0,05	-103
Výtopna – sláma a energ. rostliny (max.)	1,26	1,14	0,12	247

Zdroj: VaV320/10/03, výpočty ENVIROS

Tabulka 29 může být interpretována tak, že u některých aplikací biomasy dochází k úsporám nákladů vzhledem k nižším provozním nákladům (cenám paliva). Jak bylo řečeno již dříve překážky v rozvoji biomasy nejsou ani tak v cenách paliva, ale spíše v zabezpečení logistiky včetně sběru a případných skladovacích prostor. Z tabulky je zřejmé, že při srovnání průměrných hodnot u jednotlivých technologií by docházelo při přechodu na biomasu k realizaci finančních úspor u lokálních kotlů a výtopen, stejně tak jako v průmyslu. V úvahu je třeba brát také efekty zvýšení poptávky na dostupnost biomasy, což může vést k tomu, že bude nutno začít využívat i biomasu, která je dostupná pouze za vynaložení vyšších nákladů. Předpokládáme, že větší množství další biomasy na českém trhu může nabídnout pouze pěstování energetických plodin, pro které studie [10] uvádí celkové výrobní náklady 147 Kč/GJ. Spalování energetických plodin přichází do úvahy spíše v podnikovém sektoru, kde se cena alternativních paliv (hnědého uhlí) může pohybovat na úrovni 60 Kč/GJ, což znamená rozdíl 87 Kč/GJ. Potom by měrné náklady činily 926 Kč/t snížených emisí CO₂.

5.1.18 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

Každá MWh elektrické energie nahrazená při výrobě biomasou přinese snížení emisí CO₂ o 1,17 t a náhrada 1 GJ tepla vyrobeného z hnědého uhlí přináší snížení emisí CO₂ o 135 kg CO₂ (při účinnosti využití tepla v palivu 70%), což v jiném vyjádření je 0,486 t CO₂/MWh_t. Na základě těchto údajů lze očekávat, že při realizaci opatření na úrovni očekávaných potenciálů využívání biomasy lze očekávat absolutní snížení emisí CO₂ v důsledku realizace tohoto opatření v roce 2020 o 11 138 tis. tun a v roce 2050 o 22 621 tis. tun ročně.

Opatření 2.4: Vyšší využívání bioplynu a biologicky rozložitelných odpadů*Tabulka 30: Specifikační list opatření 2.5*

Název opatření	Vyšší využívání bioplynu a biologicky rozložitelných odpadů
Krátký popis	Opatření zaměřené na zvýšení využívání bioplynu produkovaného jednak z vhodných biologických odpadů např. ze zemědělských výrob, skládek nebo čistíren odpadních vod
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	▪ podpora pomocí garantovaných výkupních cen elektřiny ▪ dotace na investice do zařízení na výrobu bioplynu ▪ daňové zvýhodnění bioplynu
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Zejména zemědělství a odpadové hospodářství
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂ , CH ₄
Stav realizace v ČR	V roce 2006 v ČR působilo 154 bioplynových stanic na výrobu elektřiny (celkem vyrobeno 175,8 GWh) a 260 na výrobu tepla (výroba 919 TJ), z toho kogeneračních jednotek bylo 111. Kogenerací bylo vyrobeno 64 % elektřiny a 60 % tepelné energie. V ČR jsou v současnosti uplatňovány garantované výkupní ceny pro elektřinu z bioplynu, ze strukturálních fondů jsou podporovány projekty OZE.
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Do roku 2050 je dosažitelný potenciál výroby elektřiny odhadován na 2 130 GWh (oproti současným 176 GWh) a 24 000 TJ tepla (oproti současným 919 TJ).
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	983 Kč/t CO ₂ v elektroenergetice 391 Kč/t v teplárenství
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	V roce 2020 by mohlo být v důsledku realizace opatření nahrazeno ročně asi 2,8 mil t hnědého uhlí a 3,9 mil. t v roce 2050.
Snížení emisí skleníkových plynů	V důsledku realizace opatření by mělo dojít ke snížení množství emitovaného CO ₂ oproti současnému stavu o 3,7 mil. t v roce 2020 a o 5,1 mil t v roce 2050.
Snížení ostatních emisí	V případě náhrady fosilních paliv spalovaných v místních kotelnách lze očekávat snížení zejména emisí SO ₂ a dále tuhých znečišťujících látek.

Využívání bioplynu pro energetické účely je v ČR v raném stadiu rozvoje a lze očekávat značný potenciál do budoucna. Hlavními překážkami dalšího rozvoje jsou v současnosti vysoké investiční nároky na budování bioplynových stanic. V roce 2006 bylo k energetickým účelům využito 123 mil. m³ bioplynu, což odpovídá energetickému obsahu 2,7 PJ.

Tabulka 31: Hrubá výroba elektřiny z bioplynu v letech 2000-2006

GWh	2000	2004	2005	2006	2020	2050
Bioplyn	135	138,79	160,86	175,84	1 950	2 130
Komunální ČOV	n/a	63,59	71,45	67,66	n/a	n/a
Průmyslové ČOV	n/a	2,00	2,87	2,07	n/a	n/a
Bioplynové stanice	n/a	7,13	8,24	19,21	n/a	n/a
Skládkový plyn	n/a	66,07	78,30	86,90	n/a	n/a
Biodegradabilní odpad	n/a	10,03	10,61	11,26	20	n/a
Tekutá biopaliva	n/a	n/a	n/a	0,02	n/a	n/a

Zdroj: MPO, VaV320/10/03, [8]

Tabulka 32: Výroba tepla z bioplynu v ČR (TJ)

	2004	2005	2006	2020	2050
Bioplyn celkem	968	1 010	919	11 360	24 000
Komunální ČOV	723	791	710	n/a	n/a
Průmyslové ČOV	74	60	51	n/a	n/a
Bioplynové stanice	68	67	80	n/a	n/a
Skládkový plyn	104	91	78	n/a	n/a
Biodegradabilní komunální odpady	2 052	1 979	1 910	4 000	n/a
Biodegradabilní průmyslové odpady	n/a	990	400		

Zdroj: MPO, VaV320/10/03, [8]

5.1.19 Měrné náklady

Zelený bonus pro výrobu bioplynu je stanoven ve výši 1 150 Kč/MWh, což odpovídá měrným nákladům na snížení emisí CO₂ ve výši 983 Kč/t CO₂ a v případě, že dojde rovněž k zamezení emisí CH₄ (skládkový plyn) je efektivita vyšší a měrné náklady činí jen 260 Kč/t CO_{2(ekv)} (při účinnosti výroby elektřiny 50 % a spotřebě methanu 155 kg/MWh). V případě produkce tepla uvádí studie [10] průměrnou hodnotu pro teplo vyrobené z bioplynu 1,33 Kč/kWh_t, což při rovnání s tržní cenou tepla 1,14 Kč/kWh_t znamená měrné náklady ve výši 391 Kč/tunu snížených emisí CO₂.

5.1.20 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

V případě realizace technicky dosažitelných potenciálů pro využití bioplynu v roce 2020 a 2050 lze očekávat absolutní snížení emisí CO₂ v důsledku realizace tohoto opatření v roce 2020 o 3 723 tis. tun a v roce 2050 o 5 077 tis. tun ročně.

Opatření 2.5: Rozvoj malých vodních elektráren*Tabulka 33: Specifikační list opatření 2.6*

Název opatření	Rozvoj malých vodních elektráren
Krátký popis	Opatření by mělo zvýšit množství elektřiny produkované vodními elektrárnami s kapacitou do 10 MW instalovaného výkonu. Menší vodní elektrárny na rozdíl od velkých nenarušují příliš přirozený vodní režim a není nutný rozsáhlý zábor území na jejich výstavbu.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	- garantované výkupní ceny dodávek do sítě - snížení nebo osvobození od spotřebních daní z energií - dotlační podpora výstavby nebo nákladových úroků a poskytování garancí na zvýhodněné úvěry
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	-
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂
Stav realizace v ČR	V roce 2006 bylo v ČR instalováno 1 323 malých vodních elektráren, které vyrobily 964 GWh elektrické energie. Jsou uplatňovány garantované výkupní ceny, osvobození produkované elektřiny od spotřební daně a poskytovány dotace ze strukturálních fondů.
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Celkový dosažitelný potenciál je odhadován na 1 260 GWh do roku 2020 a 1 177 GWh do roku 2050.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	1 145 Kč/t CO ₂
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	0 / Náhrada 231 tis. t hnědého uhlí v roce 2020 a 166 tis. t v roce 2050.
Snížení emisí skleníkových plynů	V důsledku realizace opatření na úrovni dosažitelného potenciálu je možné dosáhnout snížení emisí CO ₂ o 346 tis. t v roce 2020 a o 249 tis. tun v roce 2050.
Snížení ostatních emisí	Lze očekávat snížení ostatních znečišťujících látek produkovaných konvenčními zdroji elektrické energie.

Hrubá výroba elektřiny ve vodních elektrárnách dosáhla v roce 2006 2 550 GWh, z nichž v MVE bylo vyrobeno 38 % vyrobené elektřiny. Výhled pro potenciál MVE počítá s rozšířením stávajícího množství 1 323 na 1 976 v roce 2050.

Tabulka 34: Hrubá výroba elektřiny z MVE v letech 2000-2006

GWh	2000	2004	2005	2006	2020	2050
Malé vodní elektrárny	503	903,5	1 070,7	964,4	1 260	1 260
Malé VE < 1 MW	503	286,10	342,98	333,00	n/a	n/a
Malé VE 1 - 10 MW		617,40	727,73	631,40	n/a	n/a

Zdroj: MPO, VaV320/10/03, [8]

5.1.21 Měrné náklady

Na základě platného rozhodnutí ERÚ je možné považovat nákladovost tohoto opatření 1 340 Kč/kWh vyprodukované elektřiny, což odpovídá 1 145 Kč/tunu snížených emisí CO₂.

5.1.22 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

V případě dosažení dostupných potenciálů pro využití malých vodních elektráren v roce 2020 a 2050 lze očekávat absolutní snížení emisí CO₂ v důsledku realizace tohoto opatření v roce 2020 o 346 tis. tun a v roce 2050 o 249 tis. tun ročně.

Opatření 2.6: Rozvoj velkých vodních elektráren*Tabulka 35: Specifikační list opatření 2.7*

Název opatření	Rozvoj velkých vodních elektráren
Krátký popis	Vodní energetika je bezemisním zdrojem elektrické energie. Velké vodní elektrárny současně slouží jako akumulární nádrže vod a mohou být využívány rovněž k tlumení záplavových vln.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	▪ garantované výkupní ceny ▪ daňové osvobození od daně z elektřiny
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	-
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂
Stav realizace v ČR	V ČR v roce 2006 působilo 8 velkých vodních elektráren, které vyrobily 1 586 GWh elektřiny. Žádné zvláštní podpory nejsou v současnosti uplatňovány.
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Výhled pro obnovitelné zdroje VaV/320/10/03 nepředpokládá další rozšiřování stávajících velkých vodních elektráren.
Časové období realizace	-
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	-
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	0 / 0
Snížení emisí skleníkových plynů	0
Snížení ostatních emisí	0

Hrubá výroba elektřiny ve vodních elektrárnách dosáhla v roce 2006 2 550 GWh, z nichž ve velkých VE bylo vyrobeno 62 % vyrobené elektřiny. Výhled pro potenciál MVE počítá se zachováním stávajícího množství 8 VVE.

Tabulka 36: Hrubá výroba elektřiny z VVE v letech 2000-2006

GWh	2000	2004	2005	2006	2020	2050
Velké VE > 10 MW	1 810	1 115,90	1 309,20	1 586,30	1 170	1 165

Zdroj: MPO, VaV320/10/03, [8]

5.1.23 Měrné náklady

V cenovém rozhodnutí není podpora velkých vodních elektráren využívána, jejich další rozšiřování v ČR taktéž není v podkladových scénářích využívání OZE v ČR uvažováno, pro další kalkulace je proto brána jako výchozí nulová hodnota měrných nákladů tohoto opatření (tzn. že opatření je ekonomicky dostatečně návratné i za současných tržních cen elektřiny).

5.1.24 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

I v případě dosažení dostupných potenciálů pro využití velkých vodních elektráren v roce 2020 a 2050 lze očekávat absolutní zvýšení emisí CO₂ při realizaci tohoto opatření v roce 2020 o 487 tis. tun a v roce 2050 o 493 mil. tun ročně. Zvýšení emisí CO₂ je výsledkem vysoké srovnávací základny vodní energetiky dosažené v roce 2006 v porovnání s konzervativními odhady očekávaných výrob v budoucím období a jako takové není vhodné tyto výsledky použít v dalších vyhodnocováních krocích. Studie potenciálu obnovitelných zdrojů nepočítá s rozšiřováním velkých elektráren a je proto vhodné nadále kalkulovat s nulovým vlivem opatření na emise CO₂.

Opatření 2.7: Vyšší využívání větrné energie*Tabulka 37: Specifikační list opatření 2.8*

Název opatření	Vyšší využívání větrné energie
Krátký popis	Větrné elektrárny jsou bezemisní zdroj elektrické energie, avšak jsou jen některé lokality, kde jsou vhodné podmínky pro jejich umístění. Při výběru lokality je nutné přihlídnout nejen k povětrnostním podmínkám, ale i ochraně krajinného rázu a přírody, stejně jako ke stavu energetických sítí. Větrná energetika je v některých evropských zemích (Dánsko nebo Německo) daleko více rozšířena a i v ČR jsou vytipovány lokality vhodné k jejich instalaci.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	▪ garantované výkupní ceny elektřiny ▪ daňové úlevy, investiční pobídky ▪ dotace ▪ zvýhodněné úvěry
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	-
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂
Stav realizace v ČR	V roce 2006 bylo větrnými elektrárnami v ČR vyrobeno 49,4 GWh elektřiny, což je asi 1 % dosažitelného potenciálu v roce 2050. Větrná energetika je podporována zejména garantovanými výkupními cenami, dotace na výstavbu jsou uplatňovány v menší míře.
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Pro rok 2020 je odhadován na 1 380 GWh a pro rok 2050 na 4 000 GWh.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	1 670 Kč/t
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	0 / Náhrada 1 mil. t hnědého uhlí v roce 2020 a 3,1 mil. t v roce 2050.
Snížení emisí skleníkových plynů	V případě, že bude realizován celý potenciál, potom snížení emisí CO ₂ v roce 2020 by mělo dosáhnout 1 557 tis. t a v roce 2050 více než 4,6 mil. t.
Snížení ostatních emisí	Větrné elektrárny neemitují během svého provozu žádné emise znečišťujících látek, proto lze očekávat celkové snížení emisí z konvenčních zdrojů.

Podle informací ERÚ bylo v roce 2006 v ČR instalováno 43,5 MW elektrického výkonu větrných elektráren, což znamená meziroční nárůst o 21,5 MW (o 100 %).

Tabulka 38: Hrubá výroba elektřiny z větrných elektráren v letech 2000-2006

GWh	2000	2004	2005	2006	2020	2050
Větrné elektrárny	0	9,87	21,44	49,40	1 380	4 000

Zdroj: MPO, VaV320/10/03, [8]

5.1.25 Měrné náklady

Na základě v současnosti povinných výkupních cen respektive zelených bonusů lze stanovit měrné náklady na realizaci tohoto opatření ve výši 1 950 Kč/MWh, resp. 1 670 Kč/t snížení CO₂.

5.1.26 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

V případě dosažení dostupných potenciálů pro využití větrné energetiky v roce 2020 a 2050 lze očekávat absolutní snížení emisí CO₂ v důsledku realizace tohoto opatření v roce 2020 o 1 557 tis. tun a v roce 2050 o 4 622 tis. tun ročně.

Opatření 2.8: Vyšší využívání geotermální energie a tepelných čerpadel*Tabulka 39: Specifikační list opatření 2.9*

Název opatření	Vyšší využívání geotermální energie a tepelných čerpadel
Krátký popis	Využívání geotermální energie je výhodné jen za určitých podmínek. Vzhledem k tomu, že v ČR dosud nebyl úspěšně realizován žádný projekt využívající geotermální energii, je i relativně vysoký odhad potenciálu do roku 2050 problematický. Využívání energie vnějšího prostředí pomocí tepelných čerpadel je v ČR hojně využíváno. Problémy jsou pouze s vysokými pořizovacími náklady, které proto předurčují instalaci tepelných čerpadel zejména jako náhradu elektrického vytápění, kde je návratnost kratší než v případě nahrazení jiných zdrojů energie.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	- v případě geotermální energie zejména garantované výkupní ceny elektřiny a podpora výzkumu a vývoje v této oblasti - u tepelných čerpadel lze uplatňovat dotace na pořízení tepelného čerpadla a snížené sazby elektřiny na provoz tepelného čerpadla.
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	-
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂
Stav realizace v ČR	Tepelná čerpadla jsou v současnosti podporována ze Státního fondu životního prostředí (příspěvek až do 50 % pořizovacích nákladů), větší subjekty mohou využít některý z operačních programů zaměřený na využívání obnovitelných zdrojů energií
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Celkový potenciál je pro ČR odhadován na 9 500 TJ v roce 2020 a 50 000 TJ v roce 2050.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	Elektřina z geotermální energie – 3 000 Kč/t CO ₂ Teplo z tepelných čerpadel (nahrazení plynových kotlů) – 1 504 Kč/t CO ₂
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	n/a
Snížení emisí skleníkových plynů	Pokud se realizuje dosažitelný potenciál, potom v roce 2020 dojde ke snížení emisí CO ₂ 1 357 tis. t a o 3 967 tis. t do roku 2050.
Snížení ostatních emisí	Lze očekávat zejména nahrazení elektřiny na vytápění, v tom případě bude docházet

Přímé využívání geotermální energie není v současnosti v ČR prováděno, pouze probíhá pilotní projekt na využívání geotermální energie v Litoměřicích, který ukáže, zda je vůbec využívání geotermální energie v ČR reálné. Naproti tomu využívání tepelných čerpadel je v ČR již značně rozšířeno. Podle informací MPO je v současnosti v ČR instalováno asi 2 149 (1 880 v domácnostech, 121 veřejný sektor, 148 podnikatelský sektor) čerpadel s celkovým instalovaným tepelným výkonem 34 MW.

Tabulka 40: Výroba tepla z geotermální energie a energie vnějšího prostředí v ČR (TJ)

	2004	2005	2006	2020	2050
Geotermální a teplo prostředí	500	545	676	9 500	50 000

Zdroj: MPO, VaV320/10/03, [8]

5.1.27 Měrné náklady

Pro geotermální energii je uváděna cena pro teplo hornin 26,22 Kč/kWh_t (měrné náklady 52 100 Kč/t CO₂), hydrotermální pro elektřinu 28,92 Kč/kWh_t (23 863 Kč/t CO₂) a pro hydrotermální k produkci tepla 42,15 Kč/kWh_t (84 877 Kč/t CO₂). V současnosti je uplatňován zelený bonus na elektřinu produkovanou z geotermální energie ve výši 3 510 Kč/MWh, což odpovídá měrným nákladům 3 000 Kč/t CO₂. Je zde tedy značný rozdíl v odhadovaných nákladech na produkci elektřiny z geotermálního tepla, vzhledem k tomu, že v současnosti není na území

ČR v provozu žádná instalace využívající zmiňovanou technologii, bude nutné si vyčkat na první vyhodnocení těchto projektů až po jejich realizaci.

Při stanovení měrných nákladů na jednotku snížených emisí CO₂ je nutné v případě tepelných čerpadel rovněž kalkulovat se spotřebou energie na pohon zařízení. V případě faktoru účinnosti 3 tedy dochází ke spotřebě jednotky elektřiny na produkci 3 jednotek tepla. Náklady na vyprodukované teplo uváděné ve studii VaV/320/10/03 činí 2,35 Kč/kWh_t, což při průměrné tržní ceně tepla 1,14 Kč/kWh_t odpovídá měrným nákladům opatření ve výši 1,21 Kč/kWh_t. Vlastní provoz zařízení dále spotřebuje 0,33 kWh elektrické energie na každou vyprodukovanou kWh_t. Při započtení všech těchto faktorů potom vychází měrná nákladnost opatření:

Tabulka 41: Měrné náklady snížení emisí CO₂ u tepelných čerpadel

	Měrná nákladnost (Kč/t CO ₂)
Nahrazení elektrického vytápění (přímotop s účinností 98 %)	1 504
Nahrazení hnědého uhlí (kotel s účinností 55 %)	5 282
Nahrazení zemního plynu (kotel s účinností 89 %)	-

Chybějící hodnota v posledním řádku tabulky indikuje, že toto opatření nesnižuje celkové emise skleníkových plynů, ale že ve skutečnosti v tomto případě dochází ke zvýšení emisí CO₂ o jednu tunu za cenu 7,5 tis. Kč, což je naprosto nákladově neefektivní opatření. To je způsobeno tím, že na 1 MWh vyprodukované tepelné energie je emitováno jen 226 kg CO₂ ze zemního plynu, ale 386 kg CO₂ z tepelného čerpadla (spotřebou elektřiny na provoz). U kotle na uhlí s vyšší než 88 % účinností rovněž platí, že přechod na tepelné čerpadlo zvyšuje emise CO₂.

5.1.28 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

V roce 2003 bylo v ČR asi 10 % domácností topících elektřinou, což představuje celkovou spotřebu elektřiny na vytápění asi 2,6 TWh (necelých 20 % celkové spotřeby elektřiny domácnostmi). Z tohoto hlediska se nám jeví jako dosažitelný potenciál zavedení tepelných čerpadel u 50 % těchto domácností (ostatní přejdou spíše na jiná paliva, popř. zůstanou u elektřiny), což představuje potenciál pouhých 5 000 TJ a zbytek by byl aplikován jako náhrada hnědého uhlí tepelnými čerpadly při vytápění v různých objektech (veřejných i domácnostech). To by přineslo snížení emisí v roce 2020 ve výši 1 357 tis. tun CO₂ a 3 967 tis. t v roce 2050.

Opatření 2.9: Vyšší využívání fotovoltaiky*Tabulka 42: Specifikační list opatření 2.10*

Název opatření	Vyšší využívání fotovoltaiky
Krátký popis	Přeměna světelného záření na elektrickou energii je již dlouho známým objevem. Přesto většímu rozšíření brání vysoké investiční náklady a dlouhá návratnost (v praxi je toto opatření nenávratné po dobu své životnosti), ačkoliv cena této technologie má klesající tendenci v čase. Částečnou výhodou je, že produkují nejvíce elektrické energie v době denních nejvyšších odběrů. Samotná výroba panelů je energeticky náročnou záležitostí. Fotovoltaické panely lze umísťovat na střechy objektů, ale i na volné plochy.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	▪ garantované výkupní ceny ▪ daňové úlevy ▪ dotace ▪ zvýhodněné investiční úvěry
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	-
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂
Stav realizace v ČR	V ČR jsou uplatňovány garantované výkupní ceny na elektřinu produkovanou z fotovoltaiky, elektřina z OZE je osvobozena od spotřební daně z elektřiny, jsou uplatňovány 5-leté daňové prázdny investic do OZE
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Studie VaV/320/10/03 odhaduje celkový potenciál fotovoltaiky na 5 500 GWh elektrické energie v roce 2050. Realizace tohoto potenciálu by při současné měrné nákladnosti tohoto opatření znamenala vysoké absolutní náklady, vývoj cen do budoucna nelze spolehlivě předvídat.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	10 897 Kč/tunu CO ₂
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	0 / Náhrada 460 tis. t hnědého uhlí v roce 2020 a 4,3 mil. t v roce 2050.
Snížení emisí skleníkových plynů	Pokud by se opatření realizovalo v plném rozsahu, jednalo by se o snížení emisí CO ₂ o 690 tis. t v roce 2020 a o 6 434 tis. t v roce 2050.
Snížení ostatních emisí	Fotovoltaické panely jsou bezemisním zdrojem, náhradou elektřiny vyrobené v konvenčních zdrojích dojde ke snížení emisí ostatních znečišťujících látek.

V současnosti jsou statisticky sledována pouze zařízení, která obdržela od ERÚ licenci na výrobu elektřiny. Nelicencované a menší systémy nebyly obesílány. K prognózovanému potenciálu růstu výroby elektrické energie z fotovoltaiky lze říci, že se jedná o dosti optimistický odhad, který se výrazně liší od předpokladů Státní energetické koncepce (10 GWh v roce 2020).

Tabulka 43: Hrubá výroba elektřiny z fotovoltaiky v letech 2000-2006

GWh	2000	2004	2005	2006	2020	2050
Fotovoltaika	0	0,30	0,39	0,54	590	5 500

Zdroj: MPO, VaV320/10/03, [8]

5.1.29 Měrné náklady

Na základě v současnosti povinných výkupních cen respektive zelených bonusů lze stanovit měrné náklady na realizaci tohoto opatření ve výši 12 750 Kč/MWh, resp. 10 897 Kč/t snížení CO₂.

5.1.30 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

V případě dosažení dostupných potenciálů pro využití fotovoltaiky v roce 2020 a 2050 lze očekávat absolutní snížení emisí CO₂ v důsledku realizace tohoto opatření v roce 2020 o 690 tis. tun a v roce 2050 o 6 434 tis. tun ročně.

Opatření 2.10: Vyšší využití solárního tepla*Tabulka 44: Specifikační list opatření 2.11*

Název opatření	Vyšší využití solárního tepla
Krátký popis	Solární kolektory jsou pasivním zdrojem energie, který získává teplo ze slunečního záření, jež je poté akumulováno v zásobnících k pozdějšímu využití. Instalace solárních kolektorů je vhodná jak v rodinných domech, tak i administrativních a obytných budovách. Často se využívá jako doplňkový ohřev bazénů. Návrhnost investic do solárního tepla je při současných cenách tepla delší než očekávání investorů, a proto se realizuje většinou jen s veřejnou podporou.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	▪ dotace na instalovaná zařízení ▪ daňové zvýhodnění nákupu solárního systému (např. snížená DPH) ▪ zavedení spotřebních daní na ostatní paliva
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	-
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂
Stav realizace v ČR	V roce 2006 bylo v solárních systémech vyrobeno 128 TJ tepla. Státní fond životního prostředí poskytuje dotaci fyzickým osobám až do výše 50 % pořizovacích nákladů. Podnikatelské subjekty a organizace mohou využít některý z operačních programů zaměřený na úspory energií a obnovitelné zdroje.
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Celkový potenciál do roku 2050 je odhadován na 17 000 TJ, což by znamenalo instalaci dalších cca 14 mil. m ² solárních kolektorů.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	1 017 Kč/t CO ₂
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	0 / Náhrada 244 tis. t hnědého uhlí v roce 2020 a 1,9 mil t v roce 2050.
Snížení emisí skleníkových plynů	286 tis. t CO ₂ v roce 2020 a 2,3 mil. t CO ₂ v roce 2050.
Snížení ostatních emisí	Solární kolektory jsou téměř bezemisní zdroj (část emisí se může uvolňovat v souvislosti s elektřinou spotřebovanou zařízením při provozu), emise znečišťujících látek budou sníženy podle toho jaký zdroj energie bude nahrazen.

Podle statistik MPO byla v roce 2006 celková plocha instalovaných kolektorů 105 tis. m². Drtivá většina instalací je realizována v domácnostech (hlavně rodinných domech) a pouze malá část ve veřejných budovách a u podnikatelských subjektů.

Tabulka 45: Využívání solárního tepla v ČR (TJ)

	2004	2005	2006	2020	2050
Solární teplo	84	103	128	2 250	17 000*

*Pro potenciál roku 2050 použit střední scénář rozvoje používání solárních kolektorů.

Zdroj: MPO, VaV320/10/03, [8]

5.1.31 Měrné náklady

Studie VaV/320/10/03 uvádí náklady vyrobeného tepla 2,33 Kč/kWh_t, což při tržní ceně 1,14 Kč/kWh_t odpovídá měrným nákladům 1 017 Kč/t CO₂.

5.1.32 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

V případě dosažení dostupných potenciálů pro využití solárního tepla v roce 2020 a 2050 lze očekávat absolutní snížení emisí CO₂ v důsledku realizace tohoto opatření v roce 2020 o 286 tis. tun a v roce 2050 o 2 278 tis. tun ročně.

Opatření 2.11: Náhrada fosilních paliv v dopravě za biopaliva*Tabulka 46: Specifikační list opatření 2.12*

Název opatření	Náhrada fosilních paliv v dopravě za biopaliva
Krátký popis	Samotná biopaliva jsou obnovitelným zdrojem energie, byť je na jejich výrobu často spotřebováno velké množství fosilní energie. Náhradou biopaliv za ropná paliva tak dochází ke snížení množství emisí CO ₂ .
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	▪ daňové zvýhodnění biopaliv ▪ požadavek minimálního obsahu biopaliv v motorových palivech ▪ dotace na produkci biopaliv.
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Doprava, Domácnosti
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂
Stav realizace v ČR	V ČR bylo v roce 2006 sklizeno 880 tis. t řepky, z tohoto množství asi 300 tis. t bylo zpracováno na produkci MEŘO. Teoretický potenciál je více než dvojnásobný. Současné výrobní kapacity jsou asi 370 tis. tun MEŘO ročně. Výroba MEŘO byla v roce 2006 podporována dotací 6 570 Kč/t. Výrobní kapacita biolihu je v současnosti asi 1,6 mil. hl ročně, další kapacita na 4 mil. hl je ve výstavbě či přípravě. Od roku 2007 již nebudou poskytovány dotace na produkci biopaliv, místo toho je uplatňováno povinné přimíchávání biopaliv do motorových paliv a daňové úlevy pro biopaliva.
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Celkový dosažitelný potenciál biopaliv je stanoven na 10 % v roce 2020 i 2050, avšak i splnění tohoto požadavku bude vyžadovat nasazení 26 % veškeré orné půdy v roce 2020 a více než 35 % v roce 2050. Další zvyšování produkce biopaliv je sice teoreticky možné, avšak pouze na úkor ostatních plodin pěstovaných na zemědělských půdách a není ani žádoucí z hlediska vedlejších dopadů produkce biopaliv.
Časové období realizace	Do roku 2010
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	Na základě rozdílu mezi tržními cenami biopaliv a konvenčními palivy (po očištění od vlivu zdanění) je možné odhadnout měrnou nákladnost tohoto opatření na 12 tis. Kč/t snížených emisí CO ₂ u MEŘO a 14,5 tis. Kč/t u biolihu.
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	0 / realizace 10 % podílu bioložky v palivech by přinesla čistou úsporu energie 5 PJ v roce 2020 a 7 PJ v roce 2050. Dojde přitom k substituci mezi fosilními palivy mezi ropnými a ostatními fosilními palivy. Odhad sníženého množství ropných paliv je asi 674 tis. t v roce 2020 a 908 tis. t v roce 2050.
Snížení emisí skleníkových plynů	V důsledku realizace opatření dojde ke snížení emisí o 386 tis. t v roce 2020 a 513 tis. t. v roce 2050.
Snížení ostatních emisí	Spalování čistých biopaliv může mít vliv na snížení emisí zejména karcinogenních látek, ale i SO ₂ . V případě jejich spalování ve směsích však nelze očekávat znatelné snížení v emisích znečišťujících látek.

V roce 2006 bylo v ČR vyrobeno 110 tis. tun MEŘO, spotřebováno bylo 20 tis. tun. Dále bylo v roce 2006 použito 258 tun biolihu pro přímé přimíchávání do motorového benzínu a 1 532 tun na výrobu ethyl terc-butyl éteru. Uvedená množství odpovídají celkovému energetickému obsahu 803,8 TJ². V roce 2006 bylo podle oficiálních statistik v ČR spotřebováno v dopravě celkem 2 006 tis. tun benzínu a 3 856 tis. tun nafty³. Tomuto množství odpovídá celkový energetický obsah 249,1 PJ. Podíl biopaliv v energetickém vyjádření tedy v roce 2006 činil 0,32%. Při předpokladu 1% růstu spotřeby pohonných hmot v dopravě lze potom na splnění povinnosti minimálního energetického obsahu biopaliv v dopravě odhadnout na 16,6 PJ v roce 2020 a 22,4 PJ v roce 2050. Na vyprodukování tohoto množství by bylo nutno spotřebovat v ČR (za předpokladu, že 50% potřeby bude pokryto MEŘO a 50% biolihem) následující množství biopaliv a výměra zemědělské půdy.

² Energetický obsah ethanolu = 26,7 GJ/t a MEŘO = 37,8 GJ/t

³ Energetický obsah benzínu a nafty = 42,5 GJ/t

Tabulka 47: Potřebné množství biopaliv a zdrojová základna na splnění závazku 5,75% podílu biopaliv v pohonných hmotách

Druh biopaliva	Potřebné množství (PJ)	Potřebné množství (tis. tun)	Potřebné množství surovin (tis. tun)	Potřebná plocha (tis. ha)
V roce 2020				
MEŘO	14,3	378	Řepka*– 1 134	Řepka*– 452
biolíh	14,3	535	Pšenice**– 1 339	Pšenice**– 335
Celkem	28,6	913	2 473	787
V roce 2050				
MEŘO	19,3	511	Řepka*– 1 534	Řepka*– 613
biolíh	19,3	723	Pšenice**– 1 808	Pšenice**– 452
Celkem	38,6	1 234	3 342	1 065

*při potřebě 3 tun řepky na výrobu 1 tuny MEŘO a hektarovém výnosu 2,5 t/ha

**při potřebě 2,5 t pšenice na produkci 1 tuny biolíhu a hektarovém výnosu 4 t/ha

5.1.33 Měrné náklady

Stanovení měrných nákladů na aplikaci tohoto opatření není snadná záležitost. Výrobní náklady biodieselu uváděné v [3] uvádějí pro MEŘO výrobní cenu 21 Kč/litr. Při srovnání se současnými cenami nafty (průměr srpen 2007 podle sledování ČSÚ – 28,7 Kč/l), které po odečtení daní činí 14,2 Kč, získáme rozdíl mezi cenou biodieselu a tržní cenou konvenčních paliv ve výši 6,8 Kč/l (cca 8 Kč/kg), což je zhruba v souladu s výší dotace na produkci biodieselu ve výši 6,6 Kč/kg uplatněnou v roce 2006, a proto i další postup stanovení měrné nákladnosti tohoto opatření vychází už přímo z výše dotace. Od roku 2007 platí povinnost minimálního energetického obsahu bioložky v motorových palivech, dotace státu tedy nebude již uplatňována náklady ponesou spotřebitelé v podobě zvýšení ceny paliv.

Výše dotace ve výši 6,6 Kč na kg vyprodukovaného MEŘO vyplacená podle informací MPO výrobcům biodieselu v roce 2006 odpovídá 175 Kč/GJ. Jak bude blíže vysvětleno v následujícím odstavci, 1 kg biodieselu sníží celkové emise CO₂ o 0,55 kg a 1 kg biolíhu o 0,32 kg CO₂, jinak řečeno 1 GJ biodieselu sníží emise CO₂ o 14,55 kg a 1 GJ biolíhu o 12 kg. Z těchto údajů lze potom snadno stanovit průměrnou měrnou nákladovost tohoto opatření jako 12 027 Kč/t sníženého CO₂ u biodieselu a 14 583 Kč/t CO₂ u biolíhu. Při energetickém využívání zbytkové řepkové slámy (výnos asi 10 t/ha) potom vychází měrná nákladnost sice lépe, ale na samotné pěstování řepky jsou poskytovány další dotace. Využití samotné řepkové slámy včetně očekávaných měrných nákladů je započítáno již v Opatření 2.3: Vyšší využívání biomasy.

5.1.34 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

Studie VaV/320/10/03 uvádí poměr energetických vstupů a energetického zisku pro MEŘO 1:1,2-1,3 a pro biolíh pšeničný 1:1,1-1,3. O něco lépe vychází energetická bilance biolíhu z cukrové řepy 1:1,2-1,6 a nejlépe u cukrové řepy včetně výpalků 1:1,6-2,5. Pro výpočet úspory emisí CO₂ bylo proto kalkulováno s 20% (=1-1/1,25) energetickým ziskem u biodieselu a 17% (=1-1/1,2) energetickým ziskem u biolíhu produkovaném z pšenice. Vliv na snížení emisí skleníkových plynů je potom možné odhadnout následovně. Při obsahu uhlíku 0,85 kg uhlíku v 1 kg benzínu nebo nafty je z každého kilogramu nafty/benzínu při dokonalém spálení emitováno 3,1 kg CO₂. Při výše uvedených energetických ziscích, vyplývajících z náhrady fosilních paliv biopalivy, lze potom odhadnout snížení množství CO₂ v důsledku tohoto opatření na 386 tis. t v roce 2020 a 513 tis. t v roce 2050.

Opatření 3.1: Zalesňování zemědělské půdy*Tabulka 48: Specifikační list opatření 3.1*

Název opatření	Zalesňování zemědělské půdy
Krátký popis	Propady emisí CO ₂ v důsledku jejich trvalého vázání do koloběhu živin v přírodě je jedním ze způsobů, jak dosáhnout snížení vykazovaných emisí CO ₂ . Podle metodiky IPCC váže vzrostlý les mírného pásma ve své fytomase asi 367 tun CO ₂ na hektar.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	- zejména dotace na zakládání nových lesních porostů - dále určení závazného postupu pro hospodaření v lesích
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Změna využívání půdy v lesnictví
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂ , N ₂ O
Stav realizace v ČR	Zakládání nových lesních porostů je v ČR v současnosti podporováno Státním zemědělským intervenčním fondem. Každý rok je v průměru zalesněno 1 000 ha zemědělských půd.
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Ministerstvo zemědělství odhaduje potenciál zalesňování zemědělských půd na 158 757 ha.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	1 180 Kč/tuna CO ₂
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	0 / 0
Snížení emisí skleníkových plynů	Zvýšením obsahu vázaného uhlíku selepší národní bilance skleníkových plynů o 176 tis. t v roce 2020 a o 583 tis. t v roce 2050.
Snížení ostatních emisí	Spolu se zvýšením vázaného uhlíku v lesní fytomase lze očekávat rovněž snížení emisí N ₂ O z intenzivně obhospodařovaných půd.

Při změně využívání půdy může docházet k významným změnám v bilanci CO₂, které jsou rovněž součástí národní inventury emisí skleníkových plynů. Při zalesňování zemědělské půdy dochází jednak k zachycení CO₂ v nadzemní části a rovněž ke zvýšení obsahu uhlíku vázaného v půdě. Na základě metodiky IPCC lze v případě smíšených lesů středního pásma, které v případě zalesňování připadají do úvahy kalkulovat s množstvím propadů uhlíku 3,7 tuny CO₂ na jeden hektar ročně po dobu 100 let (celková suchá hmota po 100 letech 200 tun/ha, tj. přírůstek 2 tuny ročně, obsah uhlíku 0,5 tun na tunu suché hmoty). Potenciál zalesňování je veliký, ČR je charakteristická vysokým podílem orné půdy na celkovém půdním fondu (38,6 %) nebo i zemědělském půdním fondu (71,5 %). V posledních deseti letech docházelo k přeměně zemědělské půdy na lesní pozemky tempem asi 1 000 ha ročně. Je zřejmé, že potenciál zejména v podhorských oblastech, kde by se současně projevil i další pozitivní vlastnosti zalesňování v podobě zvýšených retenčních schopností půdy nebo snížení eroze, je značný. Ministerstvo zemědělství ve své zprávě [14] předpokládá, že výhledově by mohlo být zalesněno 158 757 ha zemědělských půd.

5.1.35 Měrné náklady

Náklady na založení lesního porostu se mohou lišit podle způsobu, jakým je založen. Může se jednat o přirozenou obnovu lesa, u níž dochází k samovolnému zalesnění náletovými dřevinami. Tato varianta nevyžaduje žádné dodatečné investice do zalesňování (popř. pouze ochranu proti okusu zvěří), nákladem je pouze ušlý zisk z pěstování zemědělských plodin na zalesněné ploše. Naproti tomu umělá výsadba musí počítat s množstvím výdajů na založení nového lesního porostu. V současnosti jsou poskytovány dotace na zalesňování zemědělských pozemků Státním zemědělským intervenčním fondem v následující výši:

- Jednorázový finanční příspěvek: Listnaté dřeviny – 92 000 Kč/ha

Jehličnaté dřeviny – 74 000 Kč/ha

- Příspěvek na péči o nový porost po dobu 5 let ve výši 12 000 Kč ročně
- Náhrada za ukončení zemědělské činnosti po dobu 20 let – průměrně cca 6000 Kč ročně

Na základě výše uvedených pobídek lze stanovit náklad na založení 1 ha lesního porostu (předpoklad: 50 % listnaté a 50 % jehličnaté dřeviny, doba obmýtlí 100 let, diskontní míra 5 %) v současných cenách na 216 000 Kč/ha. Vzrostlý les mírného pásma obsahuje asi 200 tun suché biomasy, což při 50% obsahu uhlíku v sušině odpovídá 367 tunám zachyceného CO₂. Za předpokladu, že bude průměrné stáří porostu v čase 50 let (tj. budou se opakovaně střídát stavy holiny a vzrostlého stoletého porostu), bude i průměrný stav zachyceného CO₂ na 1 ha přeměněné půdy odpovídat 183 tunám CO₂. V tom případě lze odhadnout měrné náklady tohoto opatření ve výši 1 180 Kč/tuna zachyceného CO₂.

5.1.36 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

V případě, že by docházelo k lineárnímu realizování potenciálu zalesněné zemědělské půdy až o 158 757 ha od roku 2008 do roku 2050, bude ročně zachycené množství na vysazených plochách 3,76 tun CO₂/ha. Potom lze odhadnout roční propady v roce 2020 na úrovni 176 tis. tun CO₂ a 688 tis. tun CO₂ v roce 2050.

Opatření 3.2: Zakládání trvalých travních porostů

Tabulka 49: Specifikační list opatření 3.2

Název opatření	Zakládání trvalých travních porostů
Krátký popis	Přeměna zemědělské půdy na trvalý travní porost snižuje emitované množství CO ₂ jeho vázáním ve fytohmotě travin. Dalším přínosem může být zvýšení vázaného uhlíku v zemědělské půdě v podobě vytvořeného humusu. Nevýhodou opatření je, že přínosu je dosaženo jen jednou při založení porostu, vázaný uhlík se poté stává součástí koloběhu uhlíku v přírodě.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	▪ jednorázová dotační podpora na zakládání porostů ▪ méně vhodná je časově neomezená podpora hospodaření na zatravněných pozemcích.
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Zemědělství
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂ , N ₂ O
Stav realizace v ČR	Podíl trvalých travních porostů na celkové výměře byl 23% v roce 2006. Pokračování trendu zatravnění ve výši 7 000 ha ročně by vedlo ke zvýšení podílu na 25 % v roce 2020 a na 30 % v roce 2050. Opatření je v současnosti podporováno v agro-environmentálním programu Ministerstva zemědělství „Zatravnění orné půdy“.
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Zvýšení plochy zatravněných ploch o 300 tis. ha do roku 2050 se jeví jako reálný odhad potenciálu.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	1 806 Kč/t CO ₂
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	0 / 0
Snížení emisí skleníkových plynů	V důsledku realizace opatření na úrovni potenciálu by došlo ke zlepšení bilance emisí skleníkových plynů o 128 tis. t v roce 2020 i v roce 2050.
Snížení ostatních emisí	Lze očekávat snížení emisí N ₂ O v důsledku úbytku intenzivně obhospodařovaných zemědělských ploch.

Při přeměně zemědělské půdy na trvalý travní porost dochází k akumulaci CO₂ v rostlinné fytomase, což přispívá ke zlepšení emisní bilance ČR. Sklizená rostlinná hmota může opět sloužit jako energetický zdroj. V roce 2006 bylo v ČR evidováno celkem 976 226 ha trvalých travních porostů (TTP), což je asi 23 % z celkové výměry zemědělského půdního fondu.

Rychlost zakládání trvalých travních porostů (průměrně 7 tis. ha ročně) je vyšší než v případě zalesňování, přesto i zde lze spatřovat značný potenciál i vzhledem k ostatním politikám ochrany přírody a krajiny (zejména snižování eroze půdy a protipovodňová ochrana). Při zachování současného tempa růstu je možné dosáhnout zvýšení zatravněné plochy 91 000 ha do roku 2020 a 301 000 ha do roku 2050. Je opět zřejmé, že dosažení tohoto cíle může být v rozporu s dosahováním vysoké produkce energetických plodin.

5.1.37 Měrné náklady

V současnosti jsou z Horizontálního plánu rozvoje venkova vypláceny podpory na zakládání travních porostů ve výši 7 265 Kč/ha po dobu pětiletého období. V roce 2006 podle [11] bylo poskytnuto na podopatření „Zatravnění orné půdy“ 236,6 mil. Kč na plochu 32,56 tis. ha (7 265 Kč/ha). Na základě těchto údajů lze odhadnout nákladnost tohoto opatření (za prvních pět let, diskontní míra 5 %) na 33 050 Kč/ha, což odpovídá nákladům 1 806 Kč/tunu zachyceného CO₂ (při obsahu 10 tun suché fytomasy včetně podzemních částí na založeném porostu je 18,35 tun vázaného CO₂).

5.1.38 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

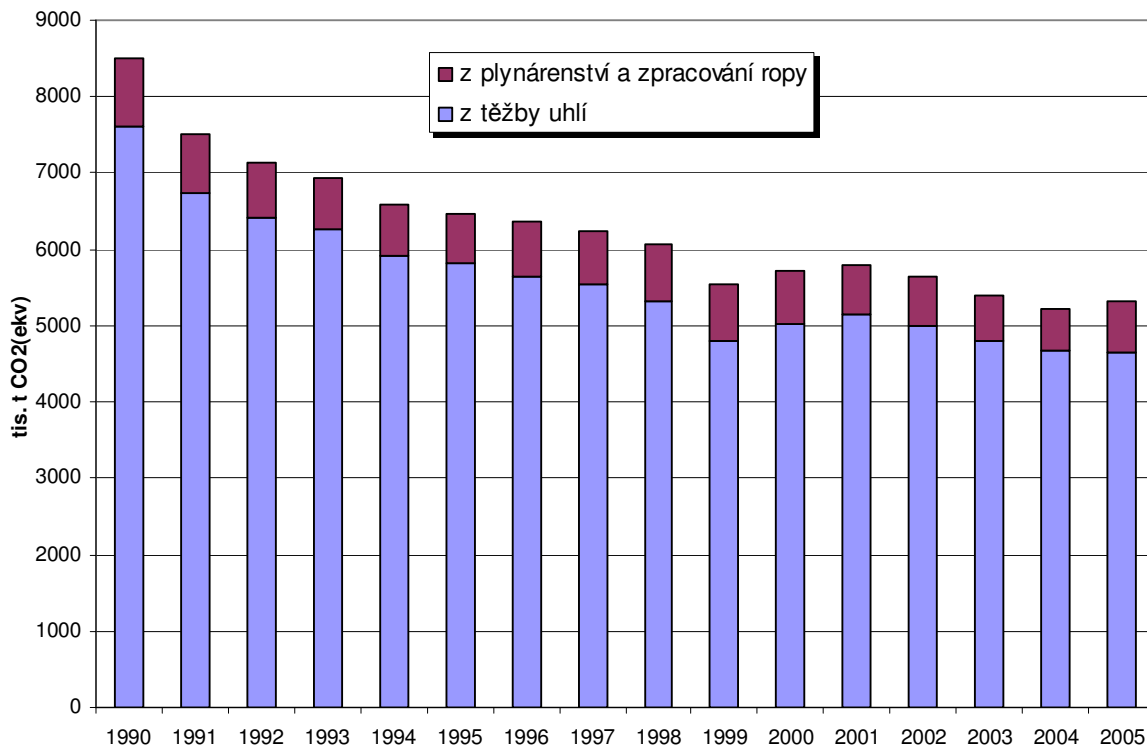
Metodika IPCC nabízí jako výchozí odhad množství nadzemní suché hmoty 10 tun/ha, což odpovídá 18,3 tunám CO₂. Při zachování současného tempa zakládání trvalých travních porostů (7 000 ha ročně) až do roku 2050 lze očekávat v roce 2020 zachycení 910 tis. tun CO₂ na ploše 91 000 ha a v roce 2050 3 010 tis. tun CO₂ na celkové ploše 301 000 ha (průměrný roční přírůstek 128 tis. t zachyceného CO₂).

Opatření 4.1: Snižování fugitivních emisí uvolňovaných při těžbě a dopravě paliv včetně emisí rozpouštědel*Tabulka 50: Specifikační list opatření 4.1*

Název opatření	Snižování fugitivních emisí uvolňovaných při těžbě a dopravě paliv včetně emisí rozpouštědel
Krátký popis	Emise methanu a ostatních těkavých uhlovodíků bezděčně uvolňovaných při těžbě a dopravě paliv lze zamezit s únosnými ekonomickými náklady jen na některých místech. Při hlubinné těžbě uhlí lze částečně využívat unikající methan jako zdroj energie, těžba zemního plynu a ropy je v ČR natolik marginální, že uplatňování zvláštních opatření se projeví jen minimálně na celkové emisní bilanci. Jedinou možností, jak cíleně ovlivnit množství fugitivních emisí je zlepšování stavu vedení zemního plynu a náhrada organických rozpouštědel v průmyslovém i domácím použití nebo alespoň zachytávání a separace organických par.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	▪ zvyšování požadavků na těžbu a manipulaci s rozpouštědly a pohonnými hmotami (nově také při zavádění zemního plynu v silniční dopravě) ▪ podpora zachytávání a energetického využívání důlních plynů
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Energetika, doprava, výrobní procesy, rozpouštědla
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CO ₂ , CH ₄
Stav realizace v ČR	Jsou v platnosti emisní limity pro těkavé organické látky,
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Celkový potenciál v ČR je v první řadě závislý na aktivitě domácího uhelného sektoru, při předpokládaném útlumu těžby do roku 2050 v kombinaci s dodatečnými opatřeními na zachytávání uniků CH ₄ v ostatních energetických odvětvích lze očekávat výrazné snížení fugitivních emisí. Přesnější odhad však není k dispozici.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	260 Kč/t CO _{2(ekv)}
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	0 / 0
Snížení emisí skleníkových plynů	n/a
Snížení ostatních emisí	-

Fugitivní emise jsou emise pocházející z těžby nebo z dopravy paliv, jedná se o úniky paliv bez jejich energetického využití. Jedná se zejména o methan a další těkavé organické látky. V ČR je největším zdrojem emisí methanu (80 %) těžba černého uhlí v Ostravě, dalším významným zdrojem je povrchová těžba hnědého uhlí. V roce 2005 byl podíl fugitivních emisí CH₄ z těžby uhlí na celkových emisích methanu 42 %, fugitivní emise z plynárenství a zpracování ropy asi 6 %. Fugitivní emise tedy jsou významnou částí národních bilancí skleníkových plynů a v roce 2005 se podílely na celkové bilanci v CO_{2(ekv)} z 3,8 %.

Obrázek 18: Fugitivní emise v ČR v letech 1990–2005



Zdroj: ČHMÚ

Množství fugitivních emisí je přímo úměrné aktivitě v těžební činnosti a množství paliv, které bylo přepraveno. V souvislosti postupným útlumem těžby černého uhlí (z důvodu neekonomičnosti pokračující těžby) i hnědého uhlí (z důvodu respektování územních limitů těžby) na území ČR lze očekávat i snížení fugitivních emisí CH₄ z těžby uhlí. Stejně tak u emisí z plynárenství a zpracování ropy lze očekávat pokračování klesajícího trendu způsobeného zaváděním novějších technologií na zpracování a dopravu paliv v těchto odvětvích. Emise rozpouštědel mají rovněž klesající tendenci, přičemž jejich podíl na národní bilanci je zanedbatelný (0,068 %).

5.1.39 Měrné náklady

Využívání důlních plynů z uzavřených dolů je v současnosti podporováno zeleným bonusem ve výši 1 150 Kč/MWh, což při současném zachycování emisí methanu odpovídá měrným nákladům 260 Kč/t snížených emisí CO_{2ekv}. Snížování fugitivních emisí CH₄ z plynárenství a zpracování ropy bude vyžadovat modernizaci zpracovatelských kapacit a snižování netěsností potrubí pro vedení zemního plynu. Náklady tohoto opatření nelze stanovit, lze předpokládat, že bude realizováno průběžně v souvislosti s přirozenou obměnou technologií a infrastruktury pro vedení plynu a ropných produktů.

5.1.40 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

Není k dispozici.

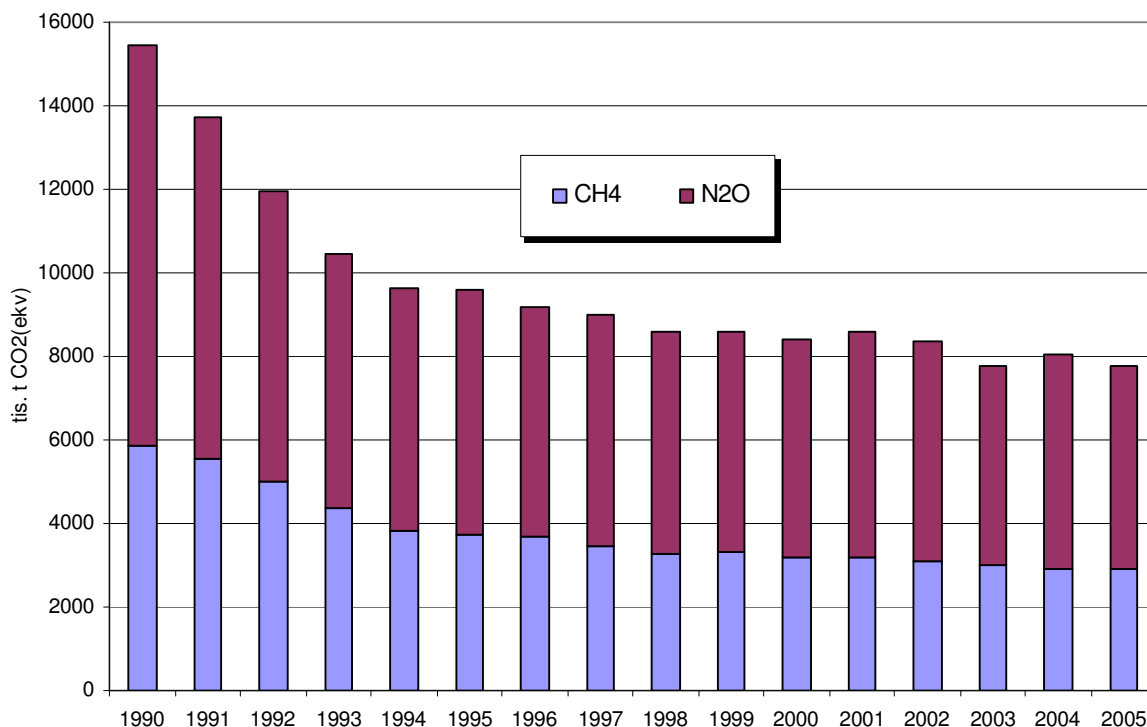
Opatření 4.2: Snižování emisí methanu a oxidu dusného ze zemědělství*Tabulka 51: Specifikační list opatření 4.2*

Název opatření	Snižování emisí methanu a oxidu dusného ze zemědělství
Krátký popis	Snižování množství dusíkatých hnojiv aplikovaných na zemědělských půdách, lepší způsoby aplikace minimalizující nežádoucí emise. Dalším způsobem je kontrolovaná fermentace odbouratelných zemědělských odpadů v digestorech s jímáním vznikajícího bioplynu a jeho energetickým využíváním. Ke snižování emisí skleníkových plynů přispěje v neposlední řadě přeměna intenzivně obhospodařované zemědělské půdy na trvalé travní porosty a lesní pozemky.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	▪ zavádění postupů správné zemědělské praxe a systému cross-compliance při poskytování dotací ▪ podpora využívání zemědělského odpadu jako energetické suroviny ▪ dotace na přeměnu orné půdy na trvalé travní porosty a zalesňování.
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Zemědělství
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CH ₄ , N ₂ O
Stav realizace v ČR	Snižování aplikace hnojiv a snižování splachů z polí je jedním z deklarovaných cílů současných politik. Rozvoj bioplynových stanic je jen pomalý a jsou převážně budovány jako součást čistíren odpadních vod, v zemědělství je minimálně. Zalesňování a zatravňování orných půd je dotačně podporováno.
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Celkový dosažitelný potenciál snížení k roku 2020 odhadujeme na 14 % (1 090 tis. t CO _{2ekv}) v roce 2020 a 27 % (2 090 tis. t CO _{2ekv}) v roce 2050.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	n/a
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	0 / 0
Snížení emisí skleníkových plynů	V důsledku pokračujících strukturálních změn v zemědělském sektoru, rozšiřování ekologického zemědělství spolu s budováním bioplynových stanic lze očekávat snížení emisí skleníkových plynů (v CO _{2ekv}) o 1 090 tis. t v roce 2020 a o 2 090 tis. t v roce 2050.
Snížení ostatních emisí	-

Zemědělská výroba produkuje jako vedlejší produkt emise methanu jako výsledek trávicích pochodů chovaných zvířat, dále jako produkt anaerobní fermentace při kompostování a silážování, zemědělství je rovněž významným producentem N₂O, který vzniká při rozkladu dusíkatých látek v půdě při jejím obdělávání.

Emise methanu ze zemědělství a odpadového hospodářství odpovídaly v roce 2005 za 5,5 % emisí v národní bilanci skleníkových plynů. Od roku 1990 je patrný klesající trend těchto emisí (pokles celkem o 50 %, viz Obrázek 19), a to zejména emisí CH₄ a N₂O produkovaného hospodářskými zvířaty a s tím souvisejícími činnostmi v důsledku poklesu jejich stavů a lepšího hospodaření se statkovými hnojivy. Emise N₂O jsou také výsledkem půdních procesů a jejich příčinou je aplikace dusíkatých hnojiv, ať už průmyslových nebo přírodních. Používání průmyslových dusíkatých hnojiv pokleslo o 50 % od roku 1990 do roku 2005 [16], další trend je však nejistý a lze očekávat dokonce zvýšení aplikace na hektar zemědělské půdy. K absolutnímu snížení emisí skleníkových plynů přispívá zatravňování a zalesňování zemědělských půd, i když v ČR jen v malé míře. Největší snížení emisí skleníkových plynů je tedy důsledkem změn podmínek v zemědělském sektoru, které přinesly prudký pokles stavů chovaných hospodářských zvířat mezi lety 1990 a 1995, následovaný mírnějším poklesem v letech 1996–2000 a víceméně setrvalým stavem až do roku 2005.

Obrázek 19: Emise methanu a oxidu dusného ze zemědělství v ČR v letech 1990–2005



Zdroj: ČHMÚ

Prognóza budoucích stavů je nejistá, jelikož zemědělské produkty nejsou určeny pouze pro domácí trhy, ale jsou určeny i na vývoz. Velkou roli bude hrát zejména vývoj cen základních vstupů (obilnin, pronájem zemědělské půdy), jelikož jejich případné zvýšení se negativně projeví na výsledné ceně a odbytu. Další neznámou zůstává vývoj v celé EU, jelikož společná zemědělská politika čelí kritice kvůli nízké efektivnosti a vysokým finančním nárokům na vyplácené dotace.

Opatření v zemědělství ke snižování množství skleníkových plynů spočívají zejména v nižší aplikaci dusíkatých hnojiv a kontrolovaná fermentace rostlinných odpadů v bioplynových stanicích. Potenciál těchto opatření proto počítá jen s mírným poklesem emisí do roku 2020 o 14 % a s výraznějším poklesem do roku 2050 o 27 % (viz Tabulka 52), které může být realizováno jako výsledek dodatečných opatření v zemědělství. Hlavními příčinami poklesu bude postupná přeměna části zemědělských půd na lesní porosty (celkem o 160 tis. ha do roku 2050 – viz Opatření 3.1: Zalesňování zemědělské půdy) a přeměna orné půdy na trvalé travní porosty (celkem o 300 tis. ha do roku 2050 – viz Opatření 3.2: Zakládání trvalých travních porostů) s tím souvisejícím poklesem N₂O uvolňovaných z intenzivně obhospodařovaných půd. Příznivě se bude projevovat postupné zavádění výroby bioplynu ze statkových hnojiv a odpadů živočišných výroby, jelikož tak se dokáže snižovat emitované množství zejména methanu a N₂O. Hospodářské stavy zvířat do roku 2050 nadále mírně poklesnou. Přímé emise poklesnou v důsledku částečné konverze orné půdy na méně intenzivně obhospodařované půdy. Nepřímé emise (např. v důsledku splachů z polí) také poklesnou v důsledku zavádění ekologického zemědělství a lepších zemědělských praktik. Pozitivně se projeví také zvýšení čištění odpadních vod ze

zemědělství. Následující tabulka obsahuje potenciál snížení emisí CH_4 a N_2O ze zemědělství v důsledku realizace některých programů v zemědělství.

Tabulka 52: Emise CH_4 a N_2O ze zemědělství včetně budoucího výhledu

tis. $\text{CO}_2(\text{ekv})$	1990	1995	2000	2005	2020	2050
CH_4 - stěvná fermentace hospodářských zvířat	4 869	3 032	2 577	2 413	2 200	2 000
CH_4 - statková hnojiva	1 009	673	586	496	250	150
N_2O - statková hnojiva	690	476	422	356	200	100
N_2O - přímé emise z půdy	4 580	2 851	2 600	2 522	2 400	2 000
N_2O - hnůj na pastvinách	706	390	295	265	250	250
N_2O - nepřímé emise z půdy	3 619	2 164	1 915	1 738	1 400	1 200
Celkem	15 473	9 586	8 395	7 790	6 700	5 700
Index k roku 2005	199%	123%	108%	100%	86 %	73%

Zdroj: [5], prognóza ENVIROS

5.1.41 Měrné náklady

Měrné náklady na snižování emisí CH_4 a N_2O ze zemědělství nelze jednoznačně stanovit. Jedná se totiž o široký okruh opatření zaměřených mnohdy na jiný hlavní problém, přičemž snížení emisí N_2O a CH_4 je jen vedlejším důsledkem těchto opatření. Lze však spíše očekávat, že snížení emisí skleníkových plynů realizované v zemědělství nebude vyžadovat dodatečné náklady, jelikož bude výsledkem úplně jinak zaměřených opatření a samovolných změn v zemědělském sektoru.

5.1.42 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

Postupný přechod k zemědělství s ekologičtějšími parametry přispěje rovněž významně ke snížení množství skleníkových plynů produkovaných na území ČR. Lze očekávat, že bude pokračovat dosavadní trend snižování produkce skleníkových plynů ze zemědělství, byť pomalejším tempem. Přesto je možno odhadnout, že snížení množství produkovaných skleníkových plynů oproti roku 2005 by mohlo dosáhnout 1 090 tis. t v roce 2020 a 2 090 tis. t v roce 2050.

Opatření 4.3: Snížování emisí CH₄ z odpadového hospodářství*Tabulka 53: Specifikační list opatření 4.3*

Název opatření	Snížování emisí CH ₄ z odpadového hospodářství
Krátký popis	Při skládání organických odpadů vzniká za anaerobních podmínek skládkový plyn složený zejména z methanu. Cílem tohoto opatření by mělo být jednak předcházet množství skládkovaných organických odpadů např. jejich tříděním sběrem, dále zvýšeným energetickým využíváním komunálních odpadů a jímáním vznikajícího skládkového plynu s nebo bez energetického využití.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	▪ zákaz ukládání určitých organických odpadů na skládky nebo zvýšení poplatku za skládání s cílem snížit množství skládkovaných organických odpadů ▪ vytváření sběrných systémů na organický odpad na úrovni obcí ▪ podpora energetického využívání odpadů ▪ základním ekonomickým nástrojem zůstávají nadále garantované výkupní ceny elektřiny ze skládkového plynu
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Průmyslové procesy, zemědělství, odpadové hospodářství
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	CH ₄
Stav realizace v ČR	V roce 2006 byl skládkový plyn jímán a energeticky využíván na 23 skládkách, přičemž ho bylo vyprodukováno 50 mil. m ³ .
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Studie VaV/320/10/03 odhaduje celkový dostupný potenciál skládkového bioplynu na 70 mil. m ³ ročně.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	260 Kč/t CO _{2(ekv)}
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	0 / Nahrazení 67 tis. t hnědého uhlí v roce 2050.
Snížení emisí skleníkových plynů	Při realizaci dostupného potenciálu by došlo ke snížení emisí skleníkových plynů v důsledku zamezení emisím CH ₄ ve výši 376 tis. t. CO _{2(ekv)}
Snížení ostatních emisí	-

Celkové hrubé emise CH₄ ze skládek byly v roce 2005 119,9 mil. m³ [5], z toho bylo zoxidováno 15,5 mil. m³, využito 16,8 mil. m³ a čisté emise 87,7 mil. m³. Při realizování dostupného potenciálu 70 mil. m³ skládkového plynu by to znamenalo (po odečtení současného využívání 16,8 mil. m³) snížení čistých emisí CH₄ o 25 mil. m³.

5.1.43 Měrné náklady

V případě přeměny skládkového plynu dochází jednak k náhradě fosilních paliv díky energetickému zisku a jednak k zamezení emisím methanu do ovzduší. Garantovaný zelený bonus v současnosti činí 1 150 Kč/MWh. Při započtení obou těchto vlivů vycházejí měrné náklady 260 Kč/ t CO_{2(ekv)} (1 MWh elektřiny produkované ze skládkového plynu uspoří 1,17 t CO₂ z emisí z konvenčních elektráren a zamezí emisím 155 kg methanu (při účinnosti výroby elektřiny 50 %), což při koeficientu GWP 21 činí další 3,3 tuny CO_{2(ekv)}).

5.1.44 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

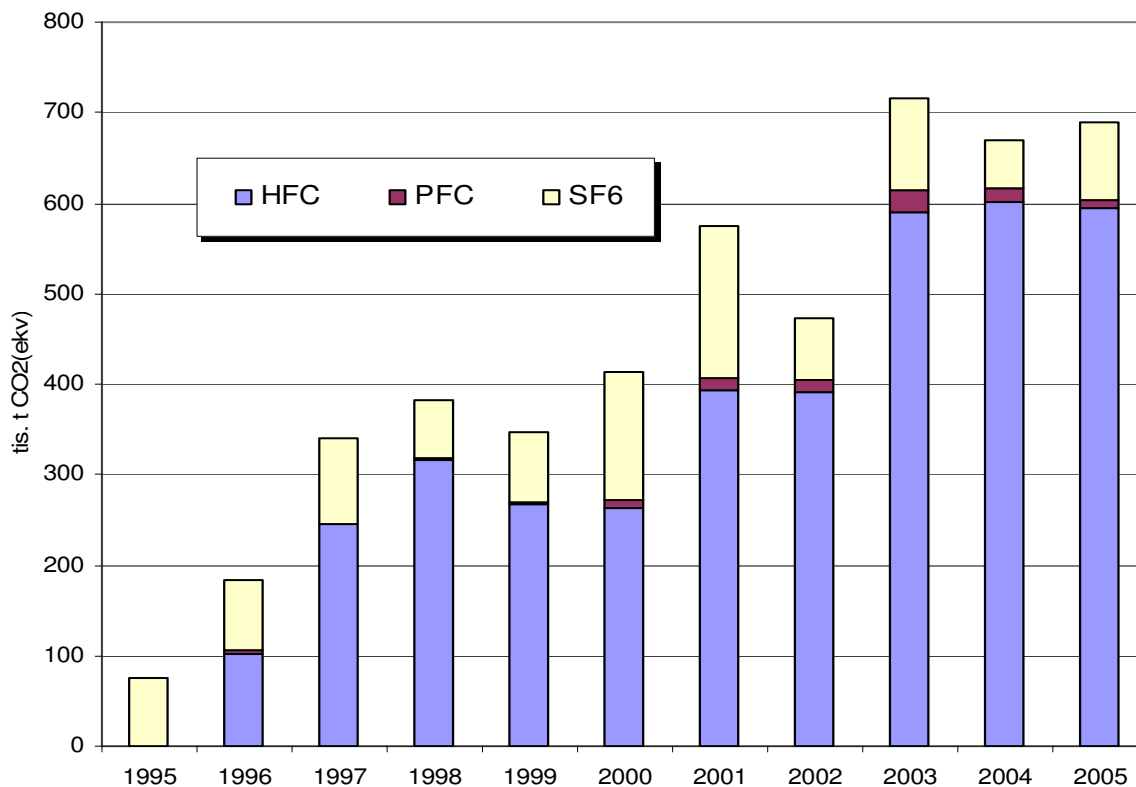
Při realizaci dostupného potenciálu k roku 2020 a 2050 dojde navíc k efektu náhrady fosilních paliv započteném již v části 5.1.20 k dalšímu snížení emisí skleníkových plynů v důsledku zamezení emisím methanu do ovzduší v celkové výši 376 tis. t CO_{2(ekv)}.

Opatření 4.4: Snížování emisí fluorovaných uhlovodíků*Tabulka 54: Specifikační list opatření 4.4*

Název opatření	Snížování emisí fluorovaných uhlovodíků
Krátký popis	Nahrazování fluorovaných uhlovodíků za látky s nižším nebo žádným dopadem na klimatický systém a snížování nežádoucích úniků těchto látek do ovzduší.
Vhodné nástroje na uplatňování opatření	Poplatky za uvádění těchto látek na trh, výzkum a vývoj zaměřený na hledání náhradních látek.
Rozsah realizace - sektory podle IPCC	Ostatní látky produkované zpracovatelským průmyslem
Dotčené skleníkové plyny (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, fluorované plyny)	Fluorované plyny (F-plyny)
Stav realizace v ČR	Česká republika přistoupila k mezinárodním dohodám na snížování látek poškozujících ozonovou vrstvu, mezi které patří i fluorované plyny. V chladících zařízeních se místo fluorovaných uhlovodíků ve větší používají náhradní látky (např. amoniak).
Odhad celkového dosažitelného potenciálu v ČR	Emise F-plynů v roce 1995 byly nižší než 100 tis. t CO _{2(ekv)} , předpokládáme proto, že v roce 2050 je toto množství opět dosažitelné, tj. potenciál snížení je téměř 600 tis. t CO _{2(ekv)} oproti roku 2005.
Časové období realizace	Průběžně
Odhad měrných nákladů na snížení tuny CO ₂	n/a
Úspory energie/Náhrada fosilních paliv	0 / 0
Snížení emisí skleníkových plynů	V případě cíleného snížování používání a zamezování nežádoucím únikům F-plynů je možné dosáhnout tímto opatřením snížení emisí skleníkových plynů o 290 tis. t CO _{2(ekv)} v roce 2020 a o 390 tis. t CO _{2(ekv)} v roce 2050.
Snížení ostatních emisí	-

Ačkoliv F-plyny jsou jen málo významnou součástí celkové bilance skleníkových plynů v ČR, je patrný rostoucí trend v posledních letech. Největší růst je zaznamenán u fluorovaných uhlovodíků (označované jako HFC), které se používají např. v klimatizačních jednotkách v automobilech nebo i v tepelných čerpadlech. Relativně stabilní je používání fluoridu sírového (SF₆), který je používán v elektrických zařízeních a jako výplň izolačních oken.

Obrázek 20: Emise fluorovaných plynů v ČR v letech 1995–2005



Zdroj: ČHMÚ

Na úrovni EU je jasně patrná tendence eliminovat tyto látky z oběhu nebo alespoň používat F-plyny s nižšími hodnotami GWP. Ačkoliv je obtížné na tomto místě předvídat budoucí politická rozhodnutí, lze očekávat, že v důsledku technologického vývoje a rostoucího politického tlaku dojde k postupnému snižování emisí těchto látek. Nařízení Evropského parlamentu Rady (ES) č. 842/2006, o některých fluorovaných skleníkových plynech, zakazuje některá použití F-plynů. Pro potřeby prognózy byly proto odhadnuty následující emise F-plynů do roku 2050. Do roku 2010 bude pokračovat růst v důsledku vyššího používání klimatizačních jednotek a od roku 2010 se začne projevovat tlak na omezování emisí F-plynů včetně zvýšené míry regenerace a zpětného odběru těchto látek z technických zařízení. Je však velkou otázkou, jakou mírou se může projevit předpokládané zvýšené používání tepelných čerpadel do roku 2050, které používají F-plyny. Buď dojde k nahrazení těchto látek (což však může vést ke snížení účinnosti tepelných čerpadel) anebo lze očekávat zvýšení emisí F-plynů z úniků, kterým nebude možno i přes všechna technická opatření zamezit. Nejdříve zamýšlená opatření jsou plánována v průmyslovém použití (např. zákaz používání SF₆ v některých výrobcích) a v nových zařízeních (používání F-plynů s nízkým GWP v nových automobilech a obecně snižování úniků těchto plynů v důsledku netěsností, další opatření lze v současnosti jen těžko předvídat.

Tabulka 55: Prognóza emisí F-plynů do roku 2050

tis. t CO ₂ (ekv)	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Emise F-plynů	800	600	400	300	300	300

Zdroj: prognóza ENVIROS

5.1.45 Měrné náklady

Měrné náklady tohoto opatření nelze v současnosti stanovit.

5.1.46 Snížení emisí skleníkových plynů v důsledku realizace opatření

V případě, že dojde k postupnému nahrazování F-plynů v nových a stávajících zařízeních v důsledku tlaku na jejich snižování, lze očekávat snížení vykazovaných skleníkových plynů v národní emisní bilanci o 290 tis. t CO_{2(ekv)} v roce 2020 a o 390 tis. t CO_{2(ekv)} v roce 2050.

6 SOUHRNNÉ ZHODNOCENÍ DOSTUPNÉHO POTENCIÁLU KE SNÍŽOVÁNÍ EMISÍ SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ

Tabulka 56 uvádí souhrnné hodnocení dostupného potenciálu ke snižování emisí skleníkových plynů. Je z ní zřejmé, že z hlediska významu opatření ke snížení se jeví jako nejzajímavější náhrada hnědého uhlí za zemní plyn, vyšší využívání biomasy, zvyšování energetické efektivity doprav nebo fotovoltaika. Ovšem při zohlednění měrných nákladů se jeví jako nejvýhodnější snižování emisí methanu ze skládek odpadů, náhrada hnědého uhlí zemním plynem v domácnostech, kombinovaná výroba elektřiny a tepla nebo využívání bioplynu nebo biomasy. U celé řady opatření však snížení emisí CO_2 není jediným efektem, nýbrž mohou se vyskytovat také jiné pozitivní či negativní důsledky (např. nahrazení hnědého uhlí za zemní plyn přinese kromě snížení emisí CO_2 rovněž snížení ostatních škodlivin, a to v přímé závislosti na emisních parametrech použitých zdrojů – větší přínos tak lze očekávat u domácích topenišť s nevyhovujícími kotli než v případě teplárny se instalovanou technologií na zachycování unikajících škodlivin).

Navíc při hodnocení nákladů je také třeba brát do úvahy možné zisky ze snížení emisí CO_2 u podniků zapojených do systému obchodování s emisemi. Při očekávané ceně povolenky 20 € by prodej ušetřené povolenky znamenal dodatečný výnos 550 Kč tunu CO_2 . U některých opatření se díky tomu mohou dostávat měrné náklady do záporných hodnot, tj. opatření přináší čistý zisk (např. v případě KVET). V roce 2006 spadalo pod systém obchodování zhruba 60 % všech emisí CO_2 .

Tabulka 56: Přehled opatření ke snižování emisí skleníkových plynů včetně očekávaných nákladů a přínosů jejich realizace

Typ opatření		Současný rozsah aplikace	Potenciál v ČR do roku 2050	Měrné náklady na tunu sníženého znečištění (Kč/tuna CO _{2ekv})	Celkové přínosy opatření v roce 2020 (tis. tun CO _{2ekv})	Celkové přínosy opatření v roce 2050 (tis. tun CO _{2ekv})	Celkové náklady na realizaci opatření na úrovni dostupného potenciálu v roce 2020 (mil. Kč)	Celkové náklady na realizaci opatření na úrovni dostupného potenciálu v roce 2050 (mil. Kč)
1.1	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla	12 TWh ročně vyráběno v kombinovaném režimu	17,8 TWh	508	2 440	2 440	1 240	1 240
1.2	Snižování spotřeby elektřiny v domácnostech	Domácnostmi v ČR jsou vybaveny zastaralými spotřebiči.	Snížení měrné spotřeby až o 20 % do roku 2050.	n/a	2 060	4 070		
1.3	Snižování spotřeby tepla v domácnostech	Asi u čtvrtiny obytných domů byla provedena dodatečná opatření ke snížení spotřeby tepla.	Dodatečné zateplení až 60 % obytných domů a 30 % rodinných domů.	Obytné domy 173	1 507	4 982	384	1 268
				Rodinné domy 430				
1.4	Snižování spotřeby energií v průmyslu	Modernizace probíhá pozvolna.	Ekonomický potenciál až 27 % zvýšení energetické účinnosti	n/a	4 014	13 098		
1.5	Zvyšování účinnosti zařízení v energetice	Zvýšení účinnosti černouhelných bloků o cca 5 %	K roku 2050 se bude týkat až 7 500 MW v černouhelných blocích	1 368	646	2 850	884	3 899
1.6	Zvyšování efektivity využívání paliv v dopravě	-	Snížení emisí osobních vozidel na 120 g/km a snížení měrných emisí nákladní dopravy o 30 %. Přesun 35 % výkonů silniční nákladní na železnici a 50 % výkonů osobní na	n/a	5 104	10 241		

Typ opatření		Současný rozsah aplikace	Potenciál v ČR do roku 2050	Měrné náklady na tunu sníženého znečištění (Kč/tuna CO _{2ekv})	Celkové přínosy opatření v roce 2020 (tis. tun CO _{2ekv})	Celkové přínosy opatření v roce 2050 (tis. tun CO _{2ekv})	Celkové náklady na realizaci opatření na úrovni dostupného potenciálu v roce 2020 (mil. Kč)	Celkové náklady na realizaci opatření na úrovni dostupného potenciálu v roce 2050 (mil. Kč)
			MHD.					
2.1	Nahrazení uhlí zemním plynem	Zemní plyn se na primárních energetických zdrojích podílel v roce 2005 asi 17 %.	Náhrada 100 % uhlí spotřebovaného v ČR.	Domácnosti 514 Podniky 2 000	15 400	30 800	29 510	57 730
2.2	Energetické využívání odpadů	Energeticky bylo v roce 2005 využito jen 2,5 % produkovaných odpadů a 0,3 % bylo spáleno.	Energetické využívání 100 % v současnosti sládkovaných komunálních odpadů.	n/a	658	1 974	n/a	
2.3	Vyšší využívání biomasy	V roce 2006 bylo v ČR použito 512 tis. t biomasy na výrobu elektřiny a 1 839,6 tis. t na produkci tepla.	V roce 2050 potom 3 524 GWh elektřiny a 109 000 TJ tepla.	Elektřina 1 011	11 137	22 621	10 568	21 570
				Teplo 926				
2.4	Vyšší využívání bioplynu a biologicky rozložitelných odpadů	V roce 2006 bylo vyrobeno z bioplynu v ČR 176 GWh elektřiny a 919 TJ tepla.	2 130 GWh elektřiny a 24 000 TJ tepla.	Elektřina 983	3 724	5 077	2 691	3 331
				Teplo 391				
2.5	Rozvoj malých vodních elektráren	V roce 2006 bylo vyrobeno 964 GWh elektřiny v malých vodních elektrárnách.	V roce 2050 by mohlo být vyráběno v MVE 1 177 GWh elektřiny.	1 145	346	249	396	285
2.6	Rozvoj velkých vodních elektráren	V ČR v roce 2006 působilo 8 velkých vodních elektráren, které vyrobily 1 586 GWh elektřiny.	Potenciál velkých vodních elektráren se považuje za vyčerpaný.	0	-	-	-	-
2.7	Vyšší využívání větrné energie	V roce 2006 bylo větrnými elektrárnami	V roce 2050 by mohlo být	1 670	1 557	4 622	2 600	7 719

Typ opatření		Současný rozsah aplikace	Potenciál v ČR do roku 2050	Měrné náklady na tunu sníženého znečištění (Kč/tuna CO _{2ekv})	Celkové přínosy opatření v roce 2020 (tis. tun CO _{2ekv})	Celkové přínosy opatření v roce 2050 (tis. tun CO _{2ekv})	Celkové náklady na realizaci opatření na úrovni dostupného potenciálu v roce 2020 (mil. Kč)	Celkové náklady na realizaci opatření na úrovni dostupného potenciálu v roce 2050 (mil. Kč)
		v ČR vyrobeno 49,4 GWh elektřiny.	z větrných elektráren vyrobeno 4 000 GWh elektrické energie.					
2.8	Vyšší využívání geotermální energie a tepelných čerpadel	V roce 2006 vyrobeno 676 TJ tepla.	Potenciál 50 000 TJ tepla.	Přímotopy 1 504 Uhlí 5 000	1 341	4 014	2 898	16 263
2.9	Vyšší využívání fotovoltaiky	V roce 2006 bylo fotovoltaikou vyrobeno 0,54 GWh elektřiny.	Potenciál 5 500 GWh elektřiny.	10 897	690	6 434	7 519	70 111
2.10	Vyšší využití solárního tepla	V roce 2006 bylo v solárních systémech vyrobeno 128 TJ tepla.	Potenciál 17 000 TJ.	1 017	286	2 278	291	2 317
2.11	Náhrada fosilních paliv v dopravě za biopaliva	V ČR bylo v roce 2006 sklizeno 880 tis. t řepky, z tohoto množství asi 300 tis. t bylo zpracováno na produkci MEŘO.	710 tis. t biopaliv (MEŘO + biolih).	MEŘO 12 027 Biolih 14 583	386	513	5 087	6 760
3.1	Zalesňování zemědělské půdy	V současnosti probíhá zalesňování zemědělských půd tempem asi 1 000 ha ročně.	Potenciál do roku 2050 lze odhadnout na 159 tis. ha.	1 180	176	688	208	812
3.2	Zakládání trvalých travních porostů	V současnosti probíhá zatravňování zemědělských půd tempem asi 7 000 ha ročně.	Potenciál do roku 2050 o velikosti 300 tis. ha přeměněných zemědělských půd.	1 806	128	128	231	231
4.1	Snižování fugitivních emisí uvolňovaných při těžbě a dopravě paliv včetně emisí rozpouštědel	Fugitivní emise skleníkových plynů jsou produkovány zejména jako vedlejší	n/a	260	n/a	n/a	0	0

Typ opatření		Současný rozsah aplikace	Potenciál v ČR do roku 2050	Měrné náklady na tunu sníženého znečištění (Kč/tuna CO _{2ekv})	Celkové přínosy opatření v roce 2020 (tis. tun CO _{2ekv})	Celkové přínosy opatření v roce 2050 (tis. tun CO _{2ekv})	Celkové náklady na realizaci opatření na úrovni dostupného potenciálu v roce 2020 (mil. Kč)	Celkové náklady na realizaci opatření na úrovni dostupného potenciálu v roce 2050 (mil. Kč)
		produkt těžby uhlí.						
4.2	Snižování emisí methanu a oxidu dusného ze zemědělství	Emise CH ₄ a N ₂ O ze zemědělství mají klesající tendenci	Snížení o 27 % oproti roku 2005.	n/a	1 090	2 090	n/a	0
4.3	Snižování emisí CH ₄ z odpadového hospodářství	V roce 2006 byl skládkový plyn jímán a energeticky využíván na 23 skládkách, přičemž bylo vyprodukováno 50 mil. m ³ .	70 mil. m ³ ročně.	260	376	376	98	98
4.4	Snižování emisí fluorovaných uhlovodíků	V roce 2005 bylo v ČR emitováno 700 tis. t F-plynů vyjádřeno v CO _{2(ekv)} .	Odhad potenciálu snížení o 400 tis. t CO _{2(ekv)} .	n/a	300	400	n/a	0
Celkem za hodnocené položky					52 720	117 095	63 720	189 735

Poznámky k tabulce:

* Emisní faktory pro CO₂ jsou pro základní paliva a elektřinu převzaty z vyhlášky MPO č. 425/2004 Sb., v případě některých dalších paliv jsou stanoveny individuálně

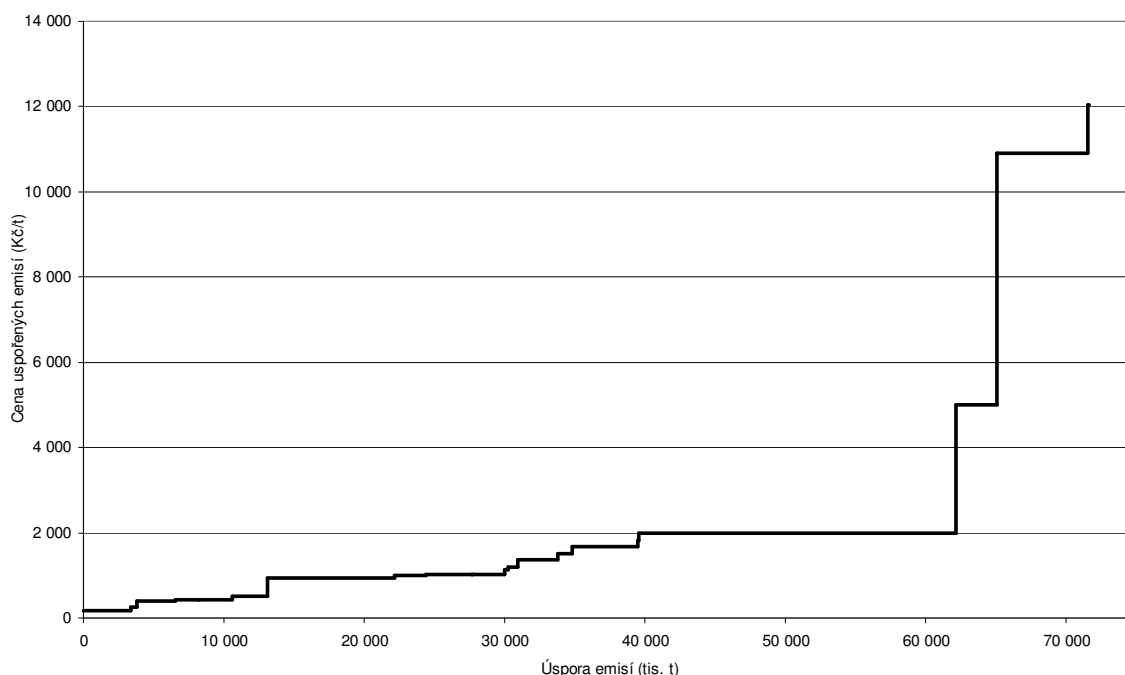
^{a)} V případě uplatnění garantovaných výkupních cen a zelených bonusů náklad bude nesen spotřebiteli v podobě příspěvku na výkup elektřiny z obnovitelných zdrojů

^{b)} V případě uplatnění minimálního obsahu bioložky v motorových palivech náklad ponесou spotřebitelé v podobě zvýšené ceny pohonných hmot.

^{c)} Náklad ponесou veřejné rozpočty ve formě nenávratné dotace.

Na následujícím obrázku je potom znázorněna nákladová křivka celkového potenciálu na snižování emisí skleníkových plynů (pouze opatření, u nichž jsou známy jak měrné náklady, tak i jejich potenciály). Z obrázku je zřejmé, že většina opatření se pohybuje v intervalu 0 až 2000 Kč za tunu snížených emisí skleníkových plynů. Nejnákladnějšími opatřeními potom jsou tepelná čerpadla, fotovoltaika a biopaliva, která dokážou doručit jen malý efekt v porovnání s vynaloženými náklady. Naopak nejlevnější se jeví opatření k energetickému využívání methanu ať už ze skládek odpadů nebo černouhelných dolů, a to díky výraznému efektu methanu na klima. Jako další nákladově efektivní opatření se jeví úsporná opatření, kombinovaná výroba elektřiny a tepla, využívání biomasy aj. Nejvýznamnějšími z hlediska velikosti potenciálu se jeví substituce uhlí zemním plynem, snižování emisí v dopravě, využívání biomasy a bioplynu, popř. i fotovoltaika.

Obrázek 21: Nákladová křivka opatření ke snižování emisí skleníkových plynů



7 VSTUPY PRO PROPOČET SCÉNÁŘŮ ROZVOJE ENERGETICKÉHO HOSPODÁŘSTVÍ DO ROKU 2050

7.1 Metodika propočtů scénářů

Pro vypracování energetických scénářů byl použit lineární dynamizovaný optimalizační model, zaměřený na ekonomiku, energetiku a životní prostředí. Byl vyvíjen řadou evropských zemí v rámci několika různých vědeckotechnických programů EU a v současné době se v řadě zemí používá. Model je akceptovaný Evropskou komisí při zpracování výhledových studií rozvoje energetického hospodářství. Obdobný model byl použit při zpracování scénářů v roce 2003 pro SEK 2004 i výpočtu kontrolních scénářů v roce 2005 a 2006. Pro výpočty v roce 2006 byl model firmou ENVIROS, s.r.o. dále zdokonalen, zejména pokud jde o délku prognostického období, akceptaci rozšířeného okruhu vstupních, limitních a kritériálních parametrů.

Cílem modelu je nalezení rovnováhy mezi poptávkou a nabídkou na trhu s energií, při vynaložení minima celkových nákladů (provozních i investičních) za celé zkoumané období z hlediska ekonomiky jako celku a při respektování omezení kladených na fungování trhu (omezení ekologická, finanční, politická, sociální, atd.). Model umožňuje provádět simulaci dopadů opatření státní ekonomické a energetické politiky na trh forem energie, zejména:

- vlivy změn cen nositelů energie na objem a strukturu poptávky po energii;
- vliv omezení nebo změny ve výrobě, těžbě nebo dovozu jednoho nositele energie na poptávku po jiných nositelích energie;
- možnost a náklady spojené s diverzifikací dodávek jednotlivých nositelů energie;
- vliv změn v limitech přípustných emisí jednotlivých škodlivin (na celostátní úrovni nebo na úrovni jednotlivých zdrojů) na strukturu a velikost spotřeby primárních energetických zdrojů;
- náklady na snížení emisí jednotlivých škodlivin;
- vliv změn světových cen energie na poptávku po energetických zdrojích;
- posouzení ekonomické efektivnosti jednotlivých energetických technologií;
- vliv ekologické přestavby daní;
- vliv obchodování s emisemi atd.

Zkoumání se provádí porovnáním scénářů s různými vstupními parametry nebo citlivostní analýzou na změnu pouze jednoho parametru.

Pro potřeby uživatelů, tj. tvůrců energetické, fiskální a environmentální politiky a podnikatelských kruhů, byl vypracován formalizovaný výstup z modelu popisující přehledně dosažené výsledky v budoucím období pro jednotlivý scénář i přehledné porovnání několika scénářů podle zadaných parametrů.

7.2 Výchozí předpoklady pro tvorbu scénářů

7.2.1 Demografický vývoj

Vychází se z posledních demografických údajů a prognóz ČSÚ. Pro všechny scénáře a propočty se použily údaje podle Tabulka 57. V posledním řádku jsou pro porovnání uvedeny údaje populace použité pro SEK 2004. Z porovnání nové prognózy s údaji SEK je zřejmé, že v celém prognostickém období dochází k mírnému nárůstu počtu obyvatel a tím i počtu domácností. V porovnatelném cílovém roce 2030 je počet obyvatel o 4,1 % vyšší.

Tabulka 57: Demografická prognóza pro nové scénáře

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Populace dle ČSÚ [tis.] ⁴	10 273	10 234	10 283	10 283	10 284	10 193	10 102	9 948	9 795	9 615	9 438
Populace s korekcí OTE 03/2007 [tis.] ⁵	10 273	10 234	10 281	10 283	10 271	10 193	10 093	9 948	9 791	9 615	9 438
Osob na domácnost - dle ČSÚ ⁶	2,41	2,34	2,28	2,21	2,16	2,13	2,10	2,08	2,07	2,05	2,04
Počet domácností [tis.]	4 255	4 365	4 509	4 653	4 748	4 783	4 806	4 771	4 730	4 679	4 626
Populace v SEK 2004	10 273	10 210	10 210	10 190	10 098	9 927	9 691	9 461			

7.2.2 Vývoj HDP – hrubé přidané hodnoty

Při přípravě bylo dohodnuto jako ukazatel použít hrubou přidanou hodnotu (HPH), který vykazuje ČSÚ, a to i podle oborů. V meziročních tempech je HPH srovnatelná s HDP.

Data o průměrných tempech HPH v pětiletých průřezích jsou uvedena v Tabulka 58. V Tabulka 59 jsou uvedena data s HDP použitá v SEK 2004. S výjimkou let 2003-2005, která respektují rychlejší skutečný nárůst HDP, jsou průměrná meziroční tempa shodná pro všechna období se SEK 2004. Průměrná roční tempa pro jednotlivá pětiletá období jsou v souladu s poslední studií zpracovanou pro OTE v březnu 2007.

Tabulka 58: Průměrné tempo růstu pro nové scénáře

Tempa růstu HPH [%]	2000 – 2005	2005 – 2010	2010 – 2015	2015 – 2020	2020 – 2025	2025 – 2030	2030 – 2035	2035 – 2040	2040 – 2045	2045 – 2050
	3,68%	5,09%	3,99%	3,57%	3,16%	2,79%	2,48%	2,23%	2,02%	1,86%

Tabulka 59: Průměrné tempo růstu pro scénář SEK 2004

Tempa růstu HDP [%]	2000 – 2005	2005 – 2010	2010 – 2015	2015 – 2020	2020 – 2025	2025 – 2030
	3,55	3,99	3,73	3,65	3,22	3,33

Tempo růstu a struktura tvorby HDP a HPH jsou v tabulkách č. Tabulka 60 a Tabulka 61.

Tabulka 60: Odvětvová tempa růstu HDP

	2000 – 2005	2005 – 2010	2010 – 2015	2015 – 2020	2020 – 2025	2025 – 2030	2030 – 2035	2035 – 2040	2040 – 2045	2045 – 2050
Průmysl	4,86%	6,82%	3,98%	3,30%	2,73%	2,26%	1,89%	1,63%	1,46%	1,36%
Stavebnictví	0,83%	2,24%	2,39%	2,23%	2,08%	1,96%	1,84%	1,71%	1,61%	1,52%
Zemědělství	2,75%	-0,28%	1,67%	1,66%	1,56%	1,46%	1,36%	1,26%	1,17%	1,08%
Doprava	4,57%	3,04%	3,15%	3,01%	2,73%	2,44%	2,22%	2,02%	1,85%	1,71%
Služby	3,13%	4,95%	4,46%	4,11%	3,72%	3,32%	2,99%	2,70%	2,43%	2,21%

⁴ ČSÚ - 4020-03 Projekce obyvatelstva ČR do roku 2050

⁵ Korekce dle současného stavu a vyhlazení křivky – scénáře OTE z března 2007

⁶ ČSÚ - 4033-05 Projekce počtu cenových domácností v České republice do roku 2030

Tabulka 61: Struktura tvorby HPH v základním scénáři

	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Průmysl	31,6%	33,5%	36,3%	36,3%	35,8%	35,1%	34,2%	33,2%	32,2%	31,4%	30,6%
Stavebnictví	6,5%	5,6%	4,9%	4,5%	4,2%	4,0%	3,9%	3,7%	3,6%	3,6%	3,5%
Zemědělství	3,9%	3,7%	2,9%	2,6%	2,3%	2,2%	2,0%	1,9%	1,8%	1,7%	1,7%
Doprava	9,8%	10,3%	9,3%	8,9%	8,7%	8,5%	8,4%	8,3%	8,2%	8,1%	8,0%
Služby	48,2%	46,9%	46,6%	47,7%	48,9%	50,3%	51,6%	52,9%	54,1%	55,2%	56,2%

7.2.3 Dožívání existujících uhelných a jaderných elektráren

Ze současných informací o dosud schválených inovacích, rekonstrukcích, komplexní obnově a uvedení nových uhelných bloků do provozu je z následující tabulky a grafu zřejmé, že v souhrnu bude docházet k postupnému významnému úbytku instalovaného výkonu elektráren. Graf také dokumentuje, že k dalšímu významnému úbytku dojde v delší perspektivě po roce 2040.

Předpokládané životnosti rozhodujících výroben elektřiny

Období dožití	Výrobní na bázi uhlí	Stávající instalovaný el. výkon v MW _e
Do roku 2015	ČEZ, a.s. - Elektrárna Prunéřov I	2 441
	ČEZ, a.s. - Elektrárna Chvaletice	
	DALKIA Česká republika a.s. – Teplárna Třebovice	
	DALKIA Česká republika, a.s. - Teplárna Karviná	
	DALKIA Česká republika a.s. – Teplárna Přerov	
	DALKIA Česká republika, a.s. - Teplárna Ústí n. L.	
	Energetika Třinec, a.s.	
	Energetika Vítkovice, a.s.	
	ENERGOTRANS, a.s. - Elektrárna Mělník I	
	FRANTSCHACH ENERGO, a.s., Štětí	
	Chemopetrol, a.s., Litvínov - Elektrárna T-200	
	MITTAL STEEL OSTRAVA a.s., závod Energetika	
	Ostrovská teplárenská, a.s. – Teplárna Ostrov	
	Teplárna Strakonice, a.s.	
v období 2016 - 2020	HARPEN ČR, s.r.o. – Teplárna Náchod	855
	Pražská teplárenská, a.s., Teplárna Malešice	
	Synthesia, a.s., Semtín	
	Moravské teplárny, a.s., Zlín	
	ENERGY Ústí nad Labem, a.s.	
	ČEZ, a.s. - Elektrárna Mělník III	
	DALKIA Česká republika a.s. – Teplárna Karviná	
v období 2021 - 2025	ACTHERM, spol. s r.o., odštěpný závod Chomutov	1 390
	AES Bohemia, spol. s r.o., Planá nad Lužnicí	
	ČEZ, a.s. - Elektrárna Mělník II	
	ČEZ, a.s. - Elektrárna Poříčí II	
	ČEZ, a.s. – Teplárna Dvůr Králové	
	Elektrárna Kolín, a.s.	
	Chemopetrol, a.s., Litvínov - Elektrárna T-700	
	International Power Opatovice, a.s.	

Období dožití	Výrobní na bázi uhlí	Stávající instalovaný el. výkon v MW _e
	Spolana, a.s., Neratovice	
	Teplárna České Budějovice, a.s., Novohradská ulice	
	Teplárna Otrokovice, a.s.	
	UNITED ENERGY, a.s. – Teplárna Komořany	
	VELVETA, a.s., Varnsdorf	
v období 2026 - 2030	Sokolovská uhelná, právní nástupce, a.s., Teplárna Vřesová	291
	HEXION SPECIALTY CHEMICALS, a.s., Sokolov	
	Příbramská teplárenská, a.s.	
	Teplárna Písek, a.s.	
	ŽDAS, a.s., Žďár nad Sázavou	
v období 2031 - 2035	Plzeňská teplárenská a.s., Teplárna Doubravecká	120
v období 2036 - 2040	ČEZ, a.s. - Elektrárna Dětmorovice	3 441
	ČEZ, a.s. - Elektrárna Prunéřov II	
	ČEZ, a.s. - Elektrárna Tisová	
	ČEZ, a.s. - Elektrárna Tušimice II	
	DALKIA Česká republika a.s. – Teplárna Olomouc	
	ECK Generating Kladno	
	Plzeňská energetika, a.s.	
v období 2041 - 2045	ŠKO-ENERGO, spol. s r.o., Mladá Boleslav	88
v období 2046 - 2050	ČEZ, a.s. - Elektrárna Hodonín	304
	ČEZ, a.s., výtopna Proboštov	
	LOVOCHEMIE, a.s., Lovosice	
	DALKIA Česká republika a.s. – Elektrárna Třebovice	
po roce 2051	ČEZ, a.s. - Elektrárna Ledvice	1 704
	ČEZ, a.s. - Elektrárna Počeradý	
	Sokolovská uhelná, právní nástupce, a.s., PPE Vřesová	

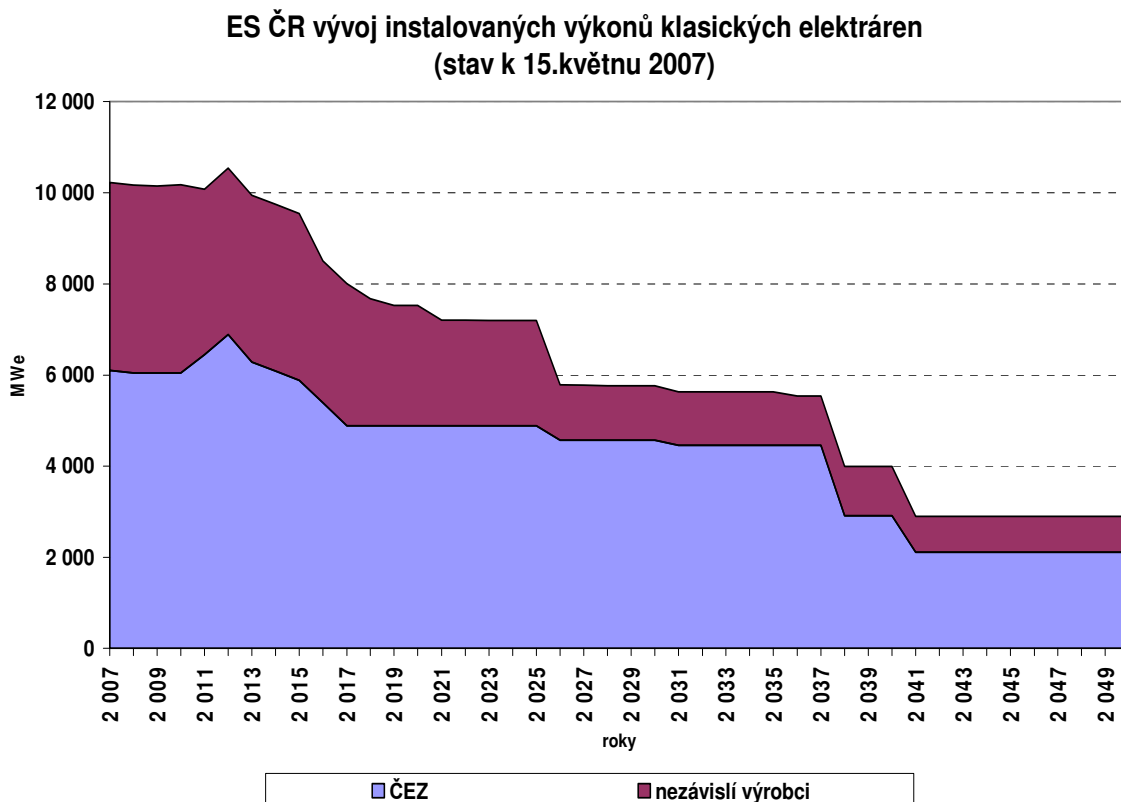
Pro úplnost je přehled rozšířen rovněž o základní životnost obou jaderných elektráren.

Období dožití	Jaderné elektrárny (varianta bez prodloužení životnosti na 60 let)	Stávající instalovaný el. výkon v MW _e
2020-2025	ČEZ, a.s. - Elektrárna Dukovany	1 760
2041-2045	ČEZ, a.s. – Elektrárna Temelín	2 000

Předchozí tabulky uvádějí dožívání bloků bez náhrady. Náhrady dožitých bloků jsou řešeny modelem na základě nabídky dostupných technologií. Pevně jsou zadány pouze již známé náhrady velkých bloků ČEZ, ostatní náhrady model řeší na základě optimalizace.

Znázornění vývoje instalovaného výkonu podle dožívání výroben, a to včetně neprodloužené životnosti obou jaderných elektráren podle předchozí tabulky uvádí následující graf.

Obrázek 22: Vývoj instalovaného výkonu s promítnutím dožívání výroben elektřiny



7.2.4 Očekávaný vývoj světových cen energetických zdrojů

Mezinárodní energetická agentura při přípravě prognózy vývoje světové energetiky do roku 2030 (World Energy Outlook 2004) provedla zobecnění poznatků o možném vývoji cen energetických zdrojů v dlouhodobém pohledu. Vycházela z dlouhodobých řad cenového vývoje do roku 2003 a z prací předních světových prognostických institucí. Zobecnění těchto poznatků vedlo k tomu, že v horizontu do roku 2030 se očekával velmi pomalý růst cen ropy, plynu i energetického uhlí.

V ČR při přípravě scénářů pro SEK 2004 se vycházelo z úrovně a vývoje cen použitých IEA při dřívějších studiích a prognózách, kde se rovněž předpokládalo, že v horizontu do roku 2030 se očekával velmi pomalý růst cen ropy, plynu i energetického uhlí.

V průběhu roku 2004, zejména v jeho druhé polovině a v roce 2005 a však došlo k nárůstu cen ropy a ropných výrobků, plynu i uhlí, a to mimořádně rychlými tempy.

U ropy došlo v roce 2004 k průměrnému nárůstu o 12 USD na barel, to je zhruba o jednu třetinu a další rychlý nárůst probíhal i v roce 2005, kdy v polovině srpna dosáhla cena Brent ropy 66 USD/barel, což je dvojnásobek ceny v roce 2003. Trend vysokých cen ropy pokračoval i v roce 2006, kdy ropa překročila i úroveň 72 USD/barel a v roce 2007, kdy se pohybovala až kolem 80 USD/barel. Vše v běžných cenách.

U plynu došlo k podobnému vývoji a u ceny dovozového plynu v EU došlo v roce 2004 k nárůstu o 36%. Další nárůst pokračoval i v roce 2005 a 2006, neboť stále ceny plynu s odstupem 6-9 měsíců sledují trend cen ropy.

U černého energetického uhlí probíhá podobný vývoj. V roce 2004 vzrostly ceny uhlí oproti roku 2003 v EU-15 o 53,1%. V roce 2005 a 2006 se však takový vývoj neopakoval a vzhledem k poklesu poptávky po uhlí na světovém trhu došlo k relativně menším nárůstům cen. Z dlouhodobého pohledu by mohlo dojít spíše k poklesu neúměrně vysokých cen roku 2004.

U cen jaderného paliva došlo v roce 2006 a zejména v průběhu 2007 k mimořádně vysokým nárůstům cen.

I když vezmeme v úvahu, že nárůst cen energetických komodit je dokumentován porovnáváním v běžných cenách, které jsou v posuzovaném období silně ovlivněny poklesem hodnoty USD, je nárůst cen nazýván odborníky šokem. První poznatky z provedených analýz však ukazují na to, že růst je vyvolán především neočekávaným zvýšením poptávky na světových trzích (Čína). Proto odborníci nazývají tento šok jako „poptávkový šok“.

Vývoj cen energetických komodit v roce 2004 až 2007 vzbuzuje vážné obavy, zpracovává se řada analytických prací, a stal se předmětem úvah setkání předních světových politiků (Setkání ministrů energetiky OECD ve dnech 2. - 3. května 2005 v Bruselu a setkání G8 v Gleneagles 7. - 8. července 2005, Evropské rady v březnu 2006 a v březnu 2007, atd.).

Další prognóza byla v USA zveřejněna počátkem roku 2007. Ta dosti věrohodně respektuje vývoj cen v letech 2005 a 2006.

Za základ prognózy cen proto byla zvolena referenční varianta vývoje cen energetických komodit dle prognózy publikované v roce 2007 Department of Energy USA (Energy Information Administration) s těmito upřesněními dohodnutými na poradě se zadavateli:

- Cena černého uhlí je podle prognóz DOE velmi stálá. Je to dáno hlavně tím, že Spojené státy jsou na dovozu uhlí prakticky nezávislé. Vzhledem k prudce rostoucí poptávce po uhlí v Asii však s takovou stabilitou cen na světovém trhu asi nelze počítat. Pro výpočty proto uvažujeme cenu černého uhlí indexovanou podle růstu ceny zemního plynu. Dále ještě cenu dováženého uhlí diferencujeme v závislosti na dováženém množství. Do ceny uhlí je započítána doprava na hranici EU (Rotterdam, Hamburk). Cena za železniční transport do ČR je přičítána dodatečně.
- Cena jaderného paliva reflektuje současný strmý růst ceny uranu na světovém trhu. Očekáváme, že do roku 2010 dosáhne cena uranu zhruba pětinasobku ceny z roku 2003. Kolem roku 2010 dojde k ustálení ceny a ta dále poroste zhruba stejným tempem jako cena zemního plynu. Pro stávající jaderné elektrárny předpokládáme nižší cenu jaderného paliva než u kontraktů pro nově budované JE.
- Dovozní cena elektřiny bude vycházet z marginálních nákladů v regionu střední Evropy pro každé časové období. Bude se odvíjet z očekávaného mixu paliv pro výrobu elektřiny a investičních a provozních nákladů nových technologií. Dále bude cena dovážené elektrické energie zatížena daní shodnou se zdaněním tuzemské elektřiny dle použité varianty Ekologické daňové reformy. Protože

opatření většího množství elektrické energie dovozem může být v budoucnosti problematické, bude cena dovozu elektřiny odstupňována v závislosti na dováženém množství.

Tabulka 62: Prognóza světových cen energetických zdrojů dle prognózy USA z roku 2007

Stálé ceny roku 2005	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Roční nárůst (2005-2030) %
Světová cena ropy [USD/barel]	42,9	56,8	57,5	49,9	52,0	56,4	59,1	0,2
Cena mazutu pro výrobu elektřiny [US\$/barel]	31,4	43,8	41,4	35,2	38,2	41,4	43,1	-0,1
Cena plynu na výstupu z vrtu [US\$/ mil. BTU]	5,63	7,29	5,59	4,84	5,07	5,46	5,80	-0,9
Cena plynu pro výrobu elektřiny [US\$/ mil. BTU]	6,27	8,42	6,40	5,66	5,93	6,22	6,51	-1,0
Cena uhlí na výstupu z dolu USD/tunu	20,7	23,3	24,2	22,4	21,6	21,6	22,6	-0,1
Cena uhlí pro výrobu elektřiny [US\$/ mil. BTU]	1,40	1,53	1,71	1,60	1,58	1,63	1,69	0,4

Zdroj: US Annual Energy Outlook, 2007

Tabulka 63: Prognóza světových cen energie použitá pro výpočet scénářů

stálé ceny roku 2005 [Kč/GJ]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ropa (do roku 2030 podle AEO 2007)	233,8	236,7	205,4	214,3	232,2	243,5	254,7	265,7	276,7	287,7
Plyn (indexace podle ropy)	195,2	141,3	125,9	127,8	141,3	148,4	157,4	167,0	176,6	186,2
ČU (oproti AEO 2007 mírný nárůst)	70,8	71,9	67,3	65,5	66,3	69,6	72,9	76,2	79,5	82,7
elektřina (na základě marginálních nákladů)	333,3	375,0	402,8	434,7	465,3	494,4	522,2	548,6	573,6	597,2
JP	11,2	38,5	49,0	49,6	50,2	50,9	51,5	52,0	52,4	52,9

Zdroj: US Annual Energy Outlook, 2007, ÚJV, ENVIROS

8 VÝSLEDKY SCÉNÁŘŮ VÝVOJE EMISÍ SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ DO ROKU 2050

Tato kapitola obsahuje vyhodnocení možných budoucích scénářů vývoje energetického hospodářství. Základní počítaný scénář je definován tabulkou uvedenou v kapitole 8.1. Při výpočtu tohoto scénáře se ukázalo, že zadané emisní stropy NO_x jsou splnitelné pouze za nereálných podmínek – při instalaci katalytické denitrifikace s účinností 90 % na všechny zdroje elektřiny a centralizovaného tepla. Proto byl současně propočítán obdobný scénář s realističtějšími stropy emisí NO_x .

Pro vývoj energetického hospodářství má zásadní význam, zda dojde realizaci druhé a třetí fáze ekologické daňové reformy (EDR). Výchozí scénář byl proto dále propočítán ve variantě bez EDR i s EDR.

Součástí zadání studie byl i propočet možností dodatečného snížení emisí skleníkových plynů. Pro tento účel byla modelem EFOM stanovena minimální dosažitelná výše emisí CO_2 bez ohledu na náklady dle následující tabulky:

Tabulka 64: Minimální dosažitelné emise CO_2 bez ohledu na náklady

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
minimální dosažitelné emise CO_2 [Gg]	65,8	60,0	59,7	59,2	61,1	60,9	65,4
redukce proti roku 1990 [%]	58,7%	62,4%	62,5%	62,8%	61,7%	61,8%	58,9%

Zdroj: výstupy modelu EFOM

Na základě předchozí tabulky byly stanoveny tři variantní scénáře snížení emisí CO_2 z energetického hospodářství:

Tabulka 65: Scénáře redukce emisí CO_2 z energetického hospodářství (1990 = 100 %)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
nízká redukce	20,0%	25,0%	30,0%	35,0%	40,0%	45,0%	50,0%
střední redukce	35,0%	38,0%	41,0%	44,0%	47,0%	50,0%	53,0%
vysoká redukce	58,0%	61,7%	61,7%	61,7%	61,1%	61,1%	58,6%

Zdroj: výstupy modelu EFOM

Následné propočty ukázaly, že scénář s nízkou redukcí je s rezervou pod úrovní scénáře s ekologickou daňovou reformou. Scénář střední je pak prakticky totožný se scénářem s ekologickou daňovou reformou. Novou informaci tak prakticky přináší pouze scénář s vysokou mírou redukce emisí CO_2 .

Model energetického hospodářství počítá standardně emise CO_2 ze spalovacích procesů a z metalurgie. Emise ostatních skleníkových plynů ze spalovacích procesů a fugitivní emise byly dopočítány podle metodiky IPCC na základě bilancí paliv stanovených modelem. Projekce emisí skleníkových plynů z neenergetických procesů byla provedena pouze jednovariantně mimo model EFOM.

Pro každý scénář jsou stanoveny cíle, kterých by mělo být dosaženo, a náklady na dosažení těchto cílů. Každá z hodnocených variant obsahuje také informace o uplatněných opatřeních založené na výsledcích předchozí kapitoly (měrných nákladech na snížení tuny CO_2 a celkového potenciálu v ČR). Jednotlivé scénáře však obsahují tzv. společenské náklady na jejich uplatnění, které nerozlišují původ zdrojů financování (veřejné nebo soukromé). Důvodem pro tento přístup je ta skutečnost, že nelze dopředu říci, kdo ponese tyto náklady, jelikož to bude až výsledkem politických rozhodnutí. Například lze nařídit výrobci dodržování jistých povinností při hospodaření s energiemi, které výrobci přinesou dodatečné náklady, což by znamenalo nutnost zapojit soukromé zdroje. Stejně opatření je

však možné uplatnit s pomocí veřejné podpory, kdy by je výrobce realizoval za úplného nebo částečného spolufinancování z veřejných zdrojů. Společenské náklady proto zahrnují veškeré náklady, které musí daná společnost vynaložit na provedení konkrétního opatření, přičemž není důležitý zdroj financování (který i v případě veřejných zdrojů je shromážděn výběrem daní od soukromých subjektů).

8.1 Výchozí scénář (přísné limity emisí NO_x podle zadání a realizace EDR)

Při formulaci výchozího scénáře se vycházelo z následujících předpokladů pro vstupní parametry modelu:

Parametr	Zadání
Výchozí rok	Výchozím rokem pro ladění modelu EH bude 2005.
Časový horizont	Výpočet do roku 2050, prezentace výstupů do roku 2040
Demografická prognóza	Střední varianta dle Projekce obyvatelstva ČR do roku 2050 (ČSÚ 2004)
Vývoj HDP a jeho struktura	Projekce HDP a HPH dle referenčního scénáře OTE (březen 2007 - výsledky pracovní skupiny expertů ke scénářům spotřeby elektřiny v ČR)
Poptávka po elektřině ⁷	Projekce poptávky po elektřině dle referenčního scénáře OTE (březen 2007 - výsledky pracovní skupiny expertů ke scénářům spotřeby elektřiny v ČR)
Dožívání existujících uhelných elektráren a JE	HU elektrárny dle dostupných podkladů od výrobců elektřiny. JEDU do roku 2045 JETE do roku 2062
Vývoj světových cen energetických zdrojů	Na základě nejnovějších prognóz US DOE.
Disponibilita HU (zvlášť prachové a tříděné)	Těžba domácího HU pouze v rámci platných územních ekologických limitů
Disponibilita ČU (zvlášť energetické a UVPK)	Domácí ČU cca do roku 2015, dovoz ČU celkově nelimitovat
Disponibilita ropy	Domácí potenciál: 0,3 mil tun/r do roku 2010 Dovoz bez omezení
Disponibilita ZP	Domácí potenciál: 150 mil. m ³ /r do roku 2035 Dovoz bez omezení
Disponibilita OZE	Dle VaV MŽP s aktualizací ze zpracovávané studie pro MŽP Asociací pro využití obnovitelných zdrojů energie
ZO s elektřinou	Do roku 2015: vývoz max. 20 TWh, dovoz max. 10 TWh Po roce 2015: vývoz max. 10 TWh, dovoz max. 5 TWh
Jaderné zdroje - nasazení	Žádné nové jaderné bloky nebudou uvedeny do provozu
Limity emisí	SO ₂ , NO _x , – k roku 2010 podle protokolu CLRTAP, k roku

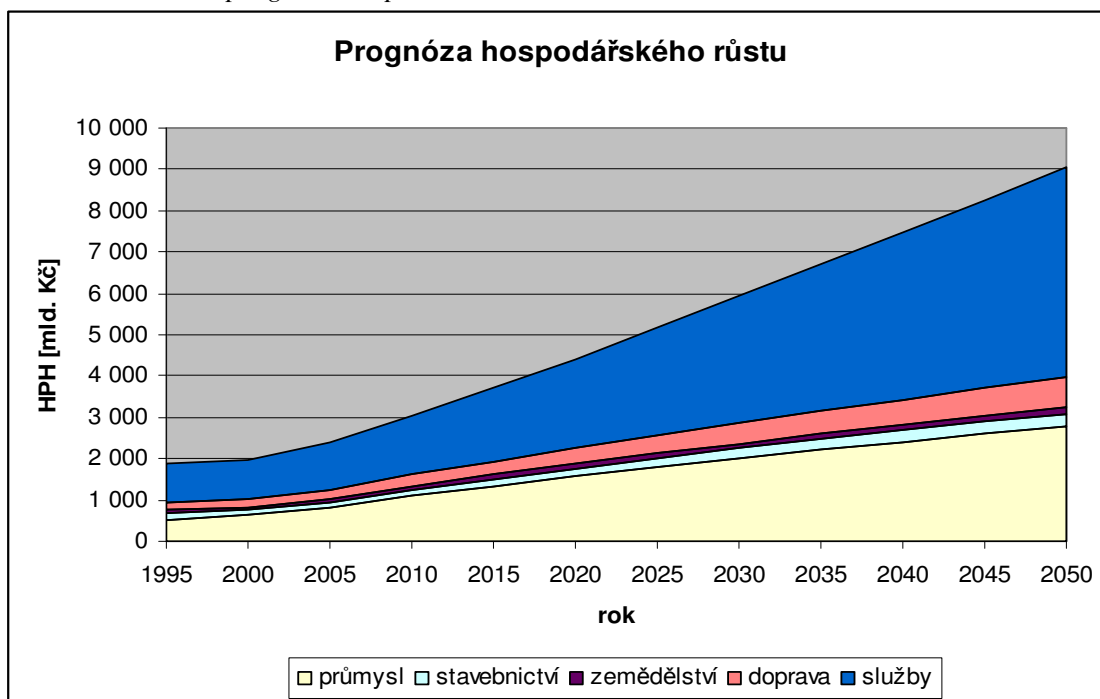
⁷ Projekce spotřeby elektřiny zpracovává ze zákona Operátor trhu s elektřinou. Vlastní zpracování projekcí provádí EGÚ Brno ve spolupráci s ČEZ a scénáře jsou odsouhlaseny skupinou expertů ze zainteresovaných organizací (REAS aj.). Součástí těchto prací je i zpracování prognózy makroekonomického vývoje po hlavních odvětvích.

Parametr	Zadání
	2015 podle scénáře „WAM“ a k roku 2020 podle scénáře „A“ dle tabulky č. 12 z Národního programu snižování emisí v ČR. Mezi roky 2020 – 2050 další zpevnění limitů o 20 %.
Ekologická daň	Ve třech etapách - první dle návrhu schváleného vládou, další dle aktuálního návrhu MŽP
Míra úspor energie	Minimální úroveň úspor energie dle Akčního plánu ke směrnici 32/2006/ES.
Limity měrné spotřeby paliv v dopravě	V souladu s poslední aktualizací Strategie udržitelného rozvoje EU limit 120 g CO ₂ /km pro nová auta k roku 2012.
Biopaliva	Podíl biopaliv minimálně v rozsahu národního indikativního cíle a požadavku Směrnice o biopalivech ve výši 5,75 % k roku 2010, potenciál podle údajů dostupných od Ministerstva zemědělství

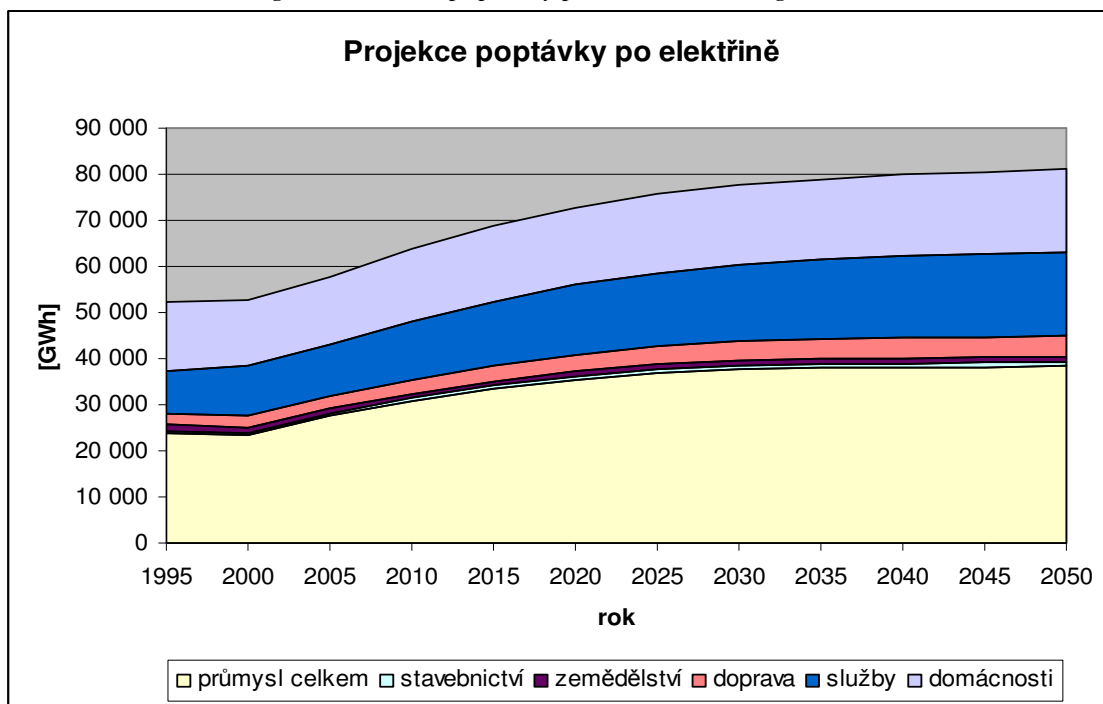
Jako základ pro prognózu budoucího hospodářského růstu posloužil referenční scénář OTE (viz Tabulka 66 a Obrázek 23), vývoj poptávky po elektrické energii je převzat rovněž z referenčního scénáře OTE (viz

Tabulka 67 a Obrázek 24).

Obrázek 23: prognóza hospodářského růstu



Obrázek 24: Prognóza budoucí poptávky po elektrické energii



Uvedená projekce poptávky po elektřině byla převzata od Operátora trhu s elektřinou. Tato prognóza je zpracovávána skupinou expertů a je dvakrát do roka aktualizována a zveřejňována na internetových stránkách OTE. Použitá verze je z března 2007.

ZPRÁVA O POTENCIÁLU SNÍŽENÍ EMISÍ SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ V ČR

Tabulka 66: Prognóza budoucího vývoje HDP

Roční tempo růstu [%]	1996–2000	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050
HPH celkem	1,28%	3,68%	5,09%	3,99%	3,57%	3,16%	2,79%	2,48%	2,23%	2,02%	1,86%
průmysl	3,70%	4,86%	6,82%	3,98%	3,30%	2,73%	2,26%	1,89%	1,63%	1,46%	1,36%
stavebnictví	-4,02%	0,83%	2,24%	2,39%	2,23%	2,08%	1,96%	1,84%	1,71%	1,61%	1,52%
zemědělství	-0,10%	2,75%	-0,28%	1,67%	1,66%	1,56%	1,46%	1,36%	1,26%	1,17%	1,08%
doprava	0,12%	4,57%	3,04%	3,15%	3,01%	2,73%	2,44%	2,22%	2,02%	1,85%	1,71%
služby	1,00%	3,13%	4,95%	4,46%	4,11%	3,72%	3,32%	2,99%	2,70%	2,43%	2,21%

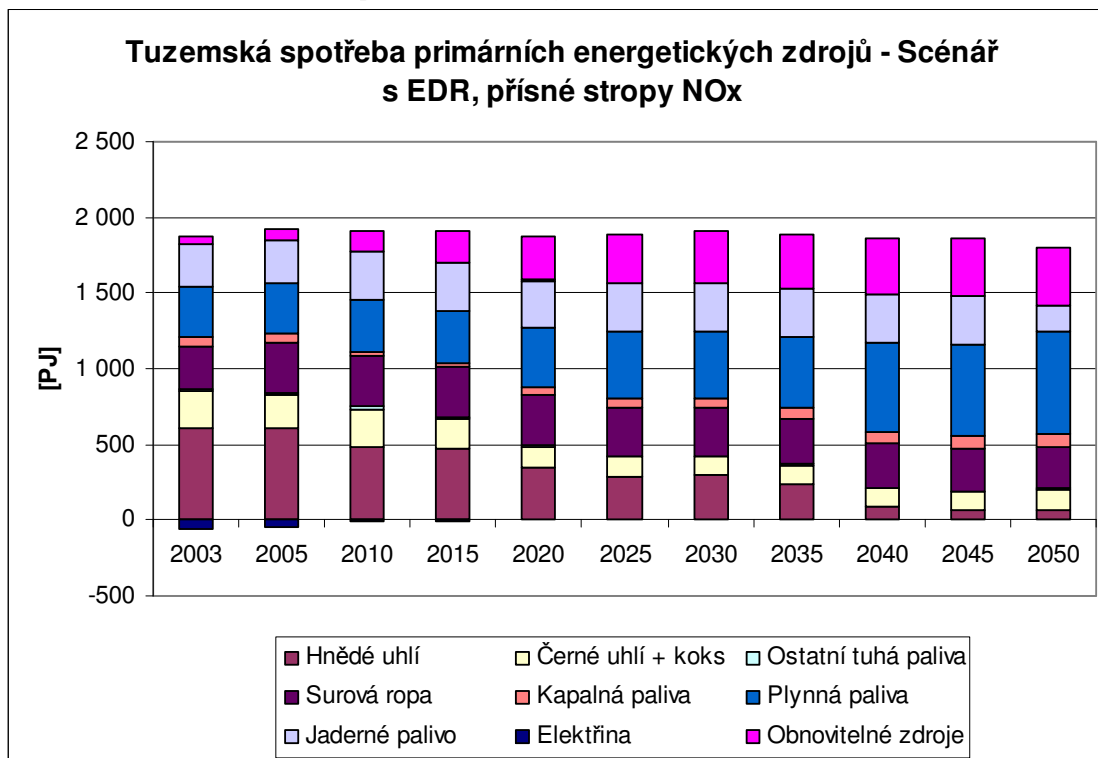
Tabulka 67: Poptávka po elektrické energii

Spotřeba (GWh)	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Výrobní sféra celkem	37 317	38 649	42 899	48 167	52 445	55 991	58 642	60 420	61 556	62 253	62 646	62 913
průmysl celkem	23 657	23 455	27 801	30 958	33 533	35 544	36 904	37 669	38 036	38 178	38 235	38 330
stavebnictví	508	316	398	507	618	689	733	763	785	799	807	810
zemědělství	1 576	1 178	1 024	980	1 010	1 041	1 067	1 092	1 115	1 135	1 154	1 169
doprava	2 384	2 715	2 706	2 975	3 306	3 634	3 921	4 155	4 344	4 488	4 592	4 661
služby	9 193	10 984	10 970	12 748	13 978	15 084	16 017	16 740	17 277	17 652	17 858	17 942
domácnosti	14 857	13 964	14 683	15 661	16 316	16 759	17 010	17 264	17 456	17 670	17 864	18 075

Většina výše uvedených výchozích předpokladů je společných všem scénářům, proto pro další scénáře budeme uvádět pouze rozdíly.

Výsledky výchozího scénáře včetně komentáře jsou obsaženy v následující části.

Obrázek 25: Tuzemská spotřeba PEZ – výchozí scénář

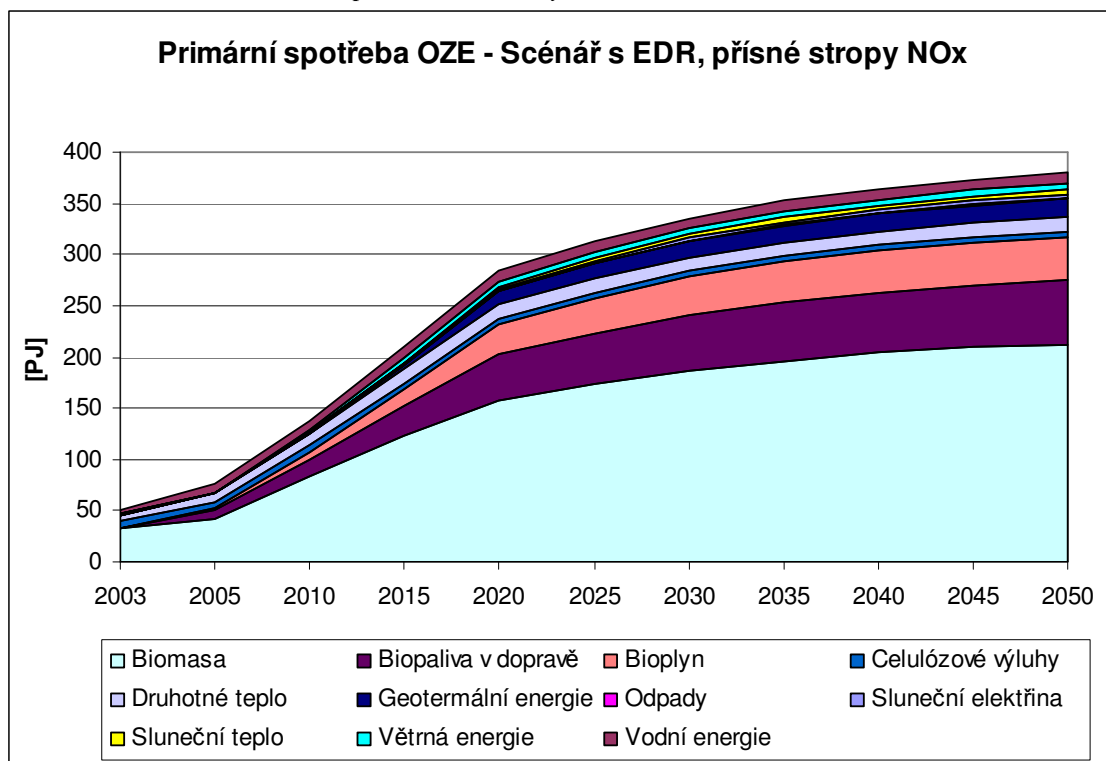


Zdroj: výstupy modelu EFOM

Výchozí scénář předpokládá stabilní spotřebu PEZ až do roku 2050, což bude výsledkem svou protichůdných tendencí – nárůst spotřeby v důsledku růstu HDP a pokračující modernizace výrobních kapacit včetně úspor energie. Pozitivní vliv na snižování spotřeby PEZ je rovněž důsledkem postupného snížení vývozu elektrické energie.

Z hlediska struktury je zřejmý odklon od hnědého uhlí v souladu s dožíváním činných dolů doprovázený dovozem černého uhlí, nárůstem používání zemního plynu a obnovitelných zdrojů energie. Domácí těžba černého uhlí bude po uzavření současných dolů na Ostravsku nahrazena dovozy z Polska a případně ze zámoří.

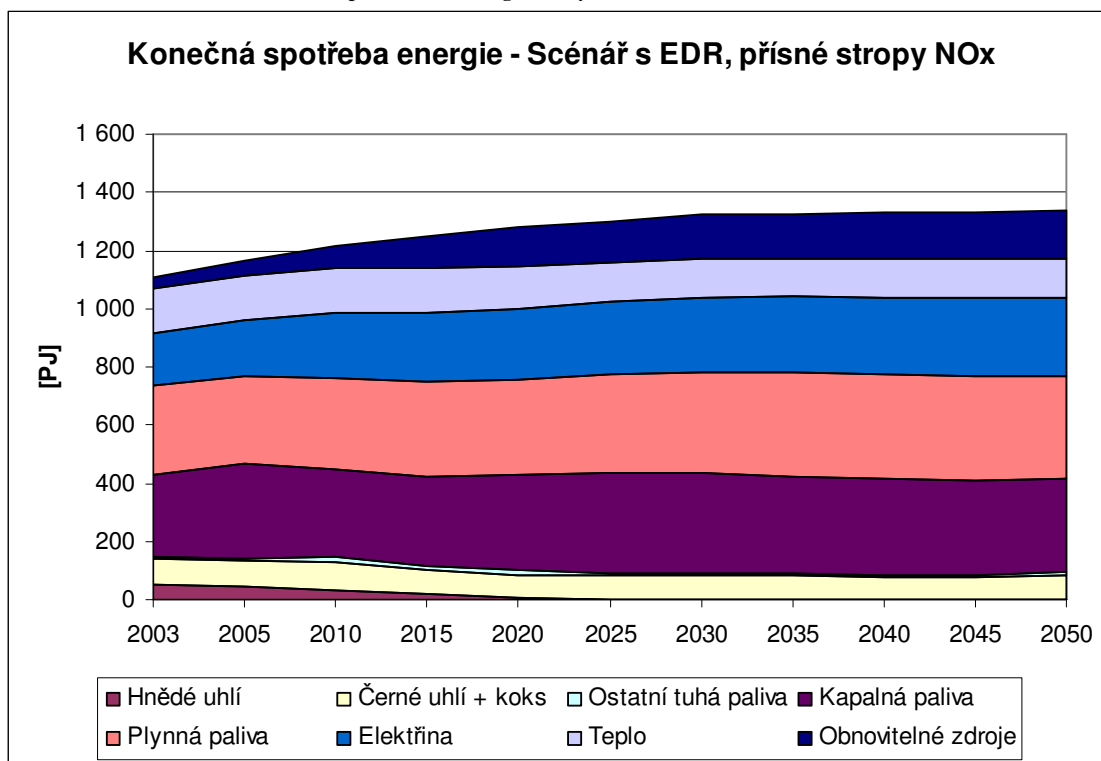
Obrázek 26: Primární spotřeba OZE – výchozí scénář



Zdroj: výstupy modelu EFOM

Význam obnovitelných zdrojů bude postupně narůstat v důsledku realizace současných podpor ze současných 50 PJ až na téměř 380 PJ v roce 2050.

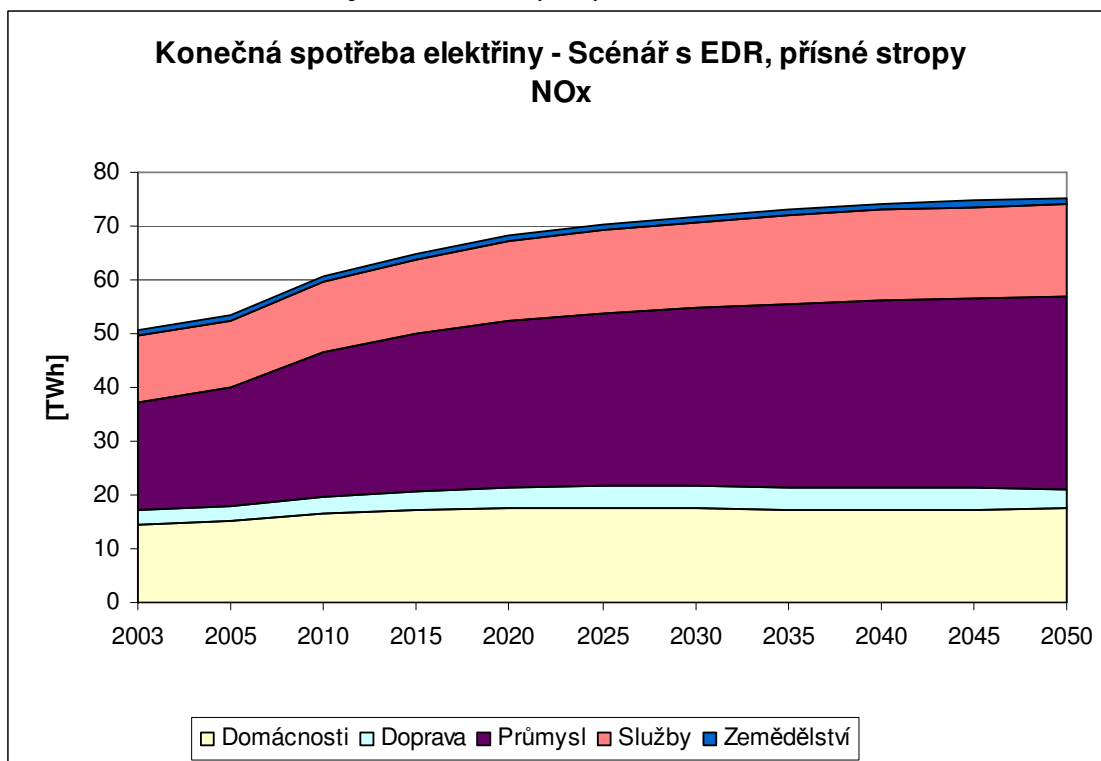
Obrázek 27: Konečná spotřeba energie – výchozí scénář



Zdroj: výstupy modelu EFOM

Konečná spotřeba energie do roku 2025 mírně poroste a dále bude stagnovat. Podíl hnědé i černého uhlí je v konečné spotřebě malý, hnědé uhlí postupně vymizí.

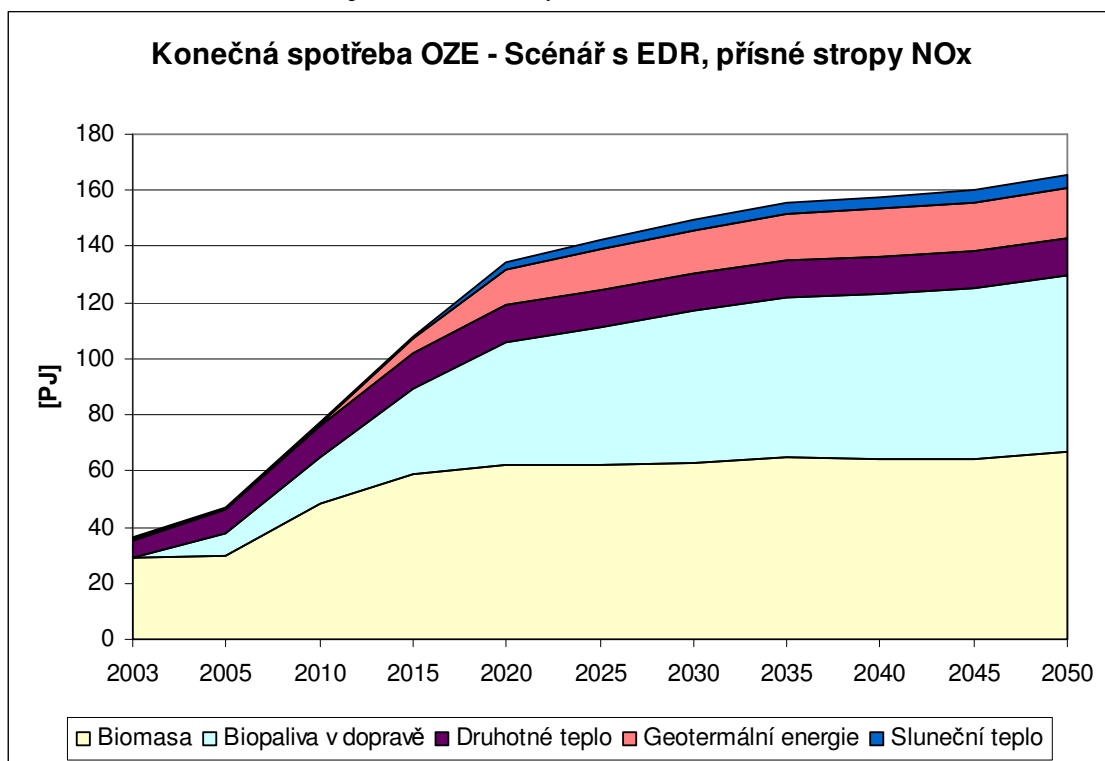
Obrázek 28: Konečná spotřeba elektřiny – výchozí scénář



Zdroj: výstupy modelu EFOM

U spotřeby elektřiny očekáváme nárůst, a to hlavně v průmyslu a službách. U domácností po počátečním růstu dojde k nasycení a postupnému poklesu (důsledek úbytku obyvatelstva a snížené spotřeby na vytápění v lépe izolovaných budovách).

Obrázek 29: Konečná spotřeba OZE – výchozí scénář

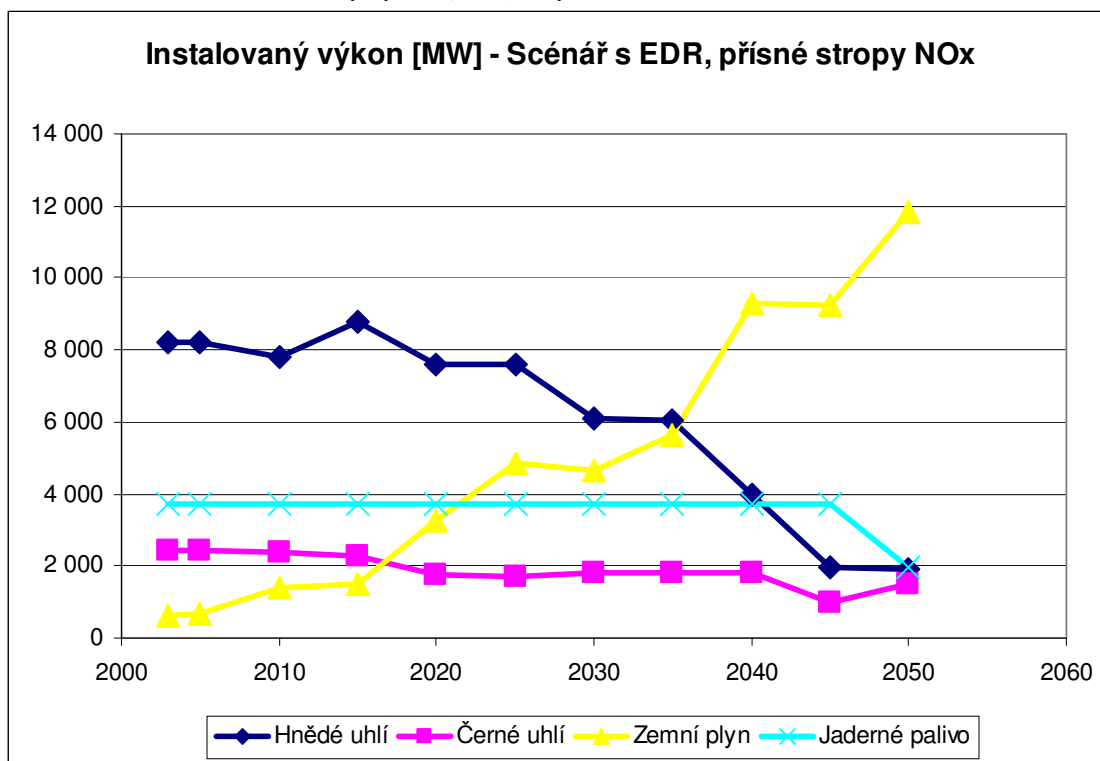


Zdroj: výstupy modelu EFOM

Hlavním faktorem růstu konečné spotřeby OZE bude postupné zavádění biopaliv v dopravě a zvyšování využívání biomasy a druhotného tepla.

Na následujícím grafu je očekávaný vývoj instalovaného výkonu výroby elektřiny.

Obrázek 30: Instalovaný výkon (MW) – výchozí scénář

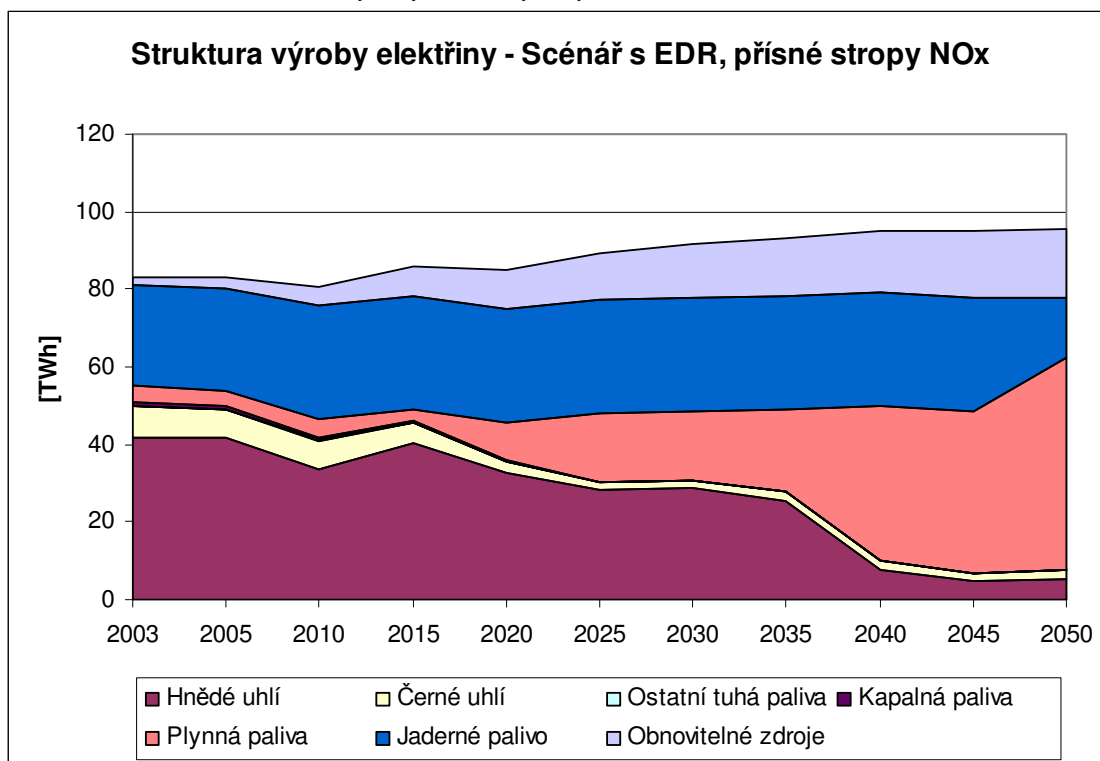


Zdroj: výstupy modelu EFOM

Ve velkých blocích si model v tomto scénáři vybral instalaci těchto nových kapacit:

- Na HU
 - bloky 660 MW v roce 2015 +3 bloky, v roce 2020 +1 blok; roce 2045 –3 bloky (postavené v roce 2015) a v roce 2050 – 1 blok (postavený v roce 2020) +1 blok;
- Na ČU
 - bloky 600 MW v roce 2030 +1 blok, v roce 2050 +1;
- Na ZP
 - plynové spalovací turbíny o výkonu 160 MW (zadáno dle EGÚ pro regulaci – velmi malá výroba) v roce 2010 +4 bloky, v roce 2020 +1 blok, v roce 2030 -4 a +4 bloky, v roce 2040 -1 +1 blok v roce 2050 -4 +4 blok;
 - Paroplynové bloky 300 MW v roce 2020 +3 bloky, v roce 2025 +4 bloky, v roce 2035 +3 bloky, v roce 2040 +12 bloků, v roce 2045 +3 bloky a v roce 2050 -3 bloky a +11 bloků.

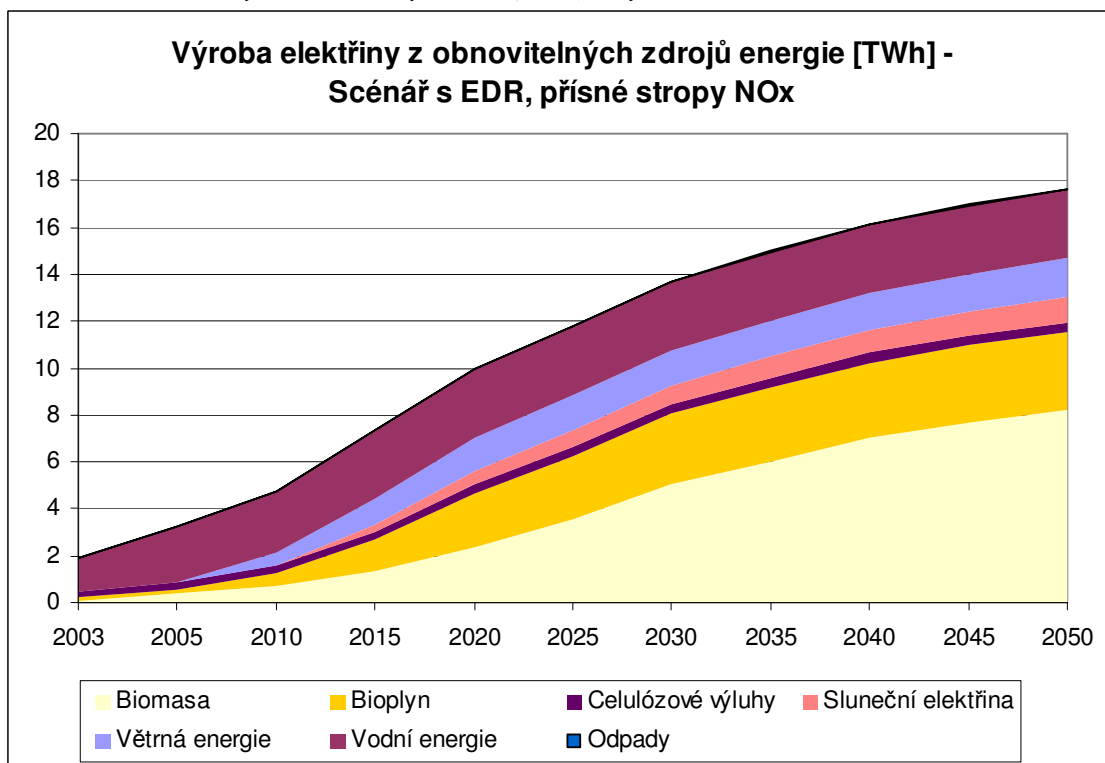
Obrázek 31: Struktura výroby elektřiny – výchozí scénář



Zdroj: výstupy modelu EFOM

Vzhledem k tomu, že hnědé uhlí je v současnosti nejpoužívanějším palivem na výrobu elektřiny, postupný útlum těžby bude muset být nahrazen částečně dovozy černého uhlí z Polska a dovozy zemního plynu. Z hlediska emisí skleníkových plynů je přechod k zemnímu plynu krokem výrazně snižujícím celkové emise v důsledku podstatně nižšího emisního faktoru (hnědé uhlí – 94 kg CO₂/GJ a zemní plyn – 56 kg CO₂/GJ) a projeví se významně v národní emisní bilanci. Vysoká dovozní cena zemního plynu a nastavení EDR však vede spíše k využívání černého uhlí.

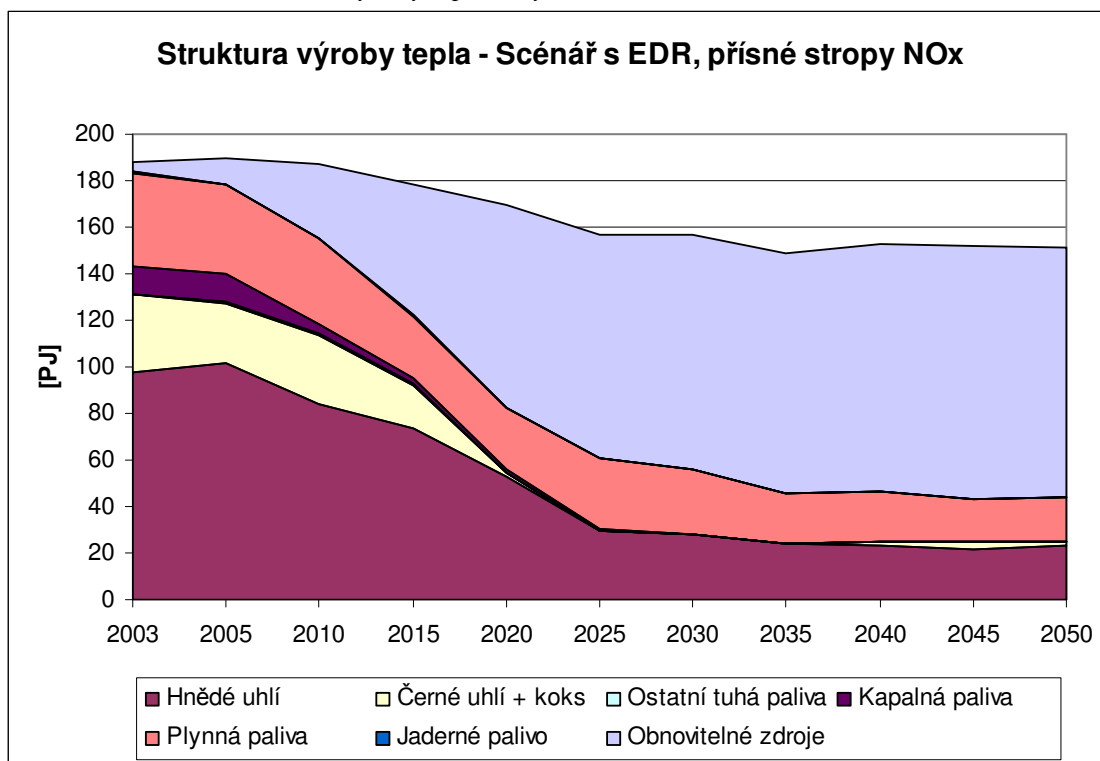
Obrázek 32: Výroba elektřiny z OZE (TWh) – výchozí scénář



Zdroj: výstupy modelu EFOM

Největší nárůst používání OZE je přisouzen biomase a větrné energii v důsledku relativně příznivých výrobních nákladů v porovnání s ostatními OZE. Potenciál vodní energie, ačkoliv je nákladově příznivá, je již téměř vyčerpán a příspěvek vodní energetiky tak zůstává v čase stejný.

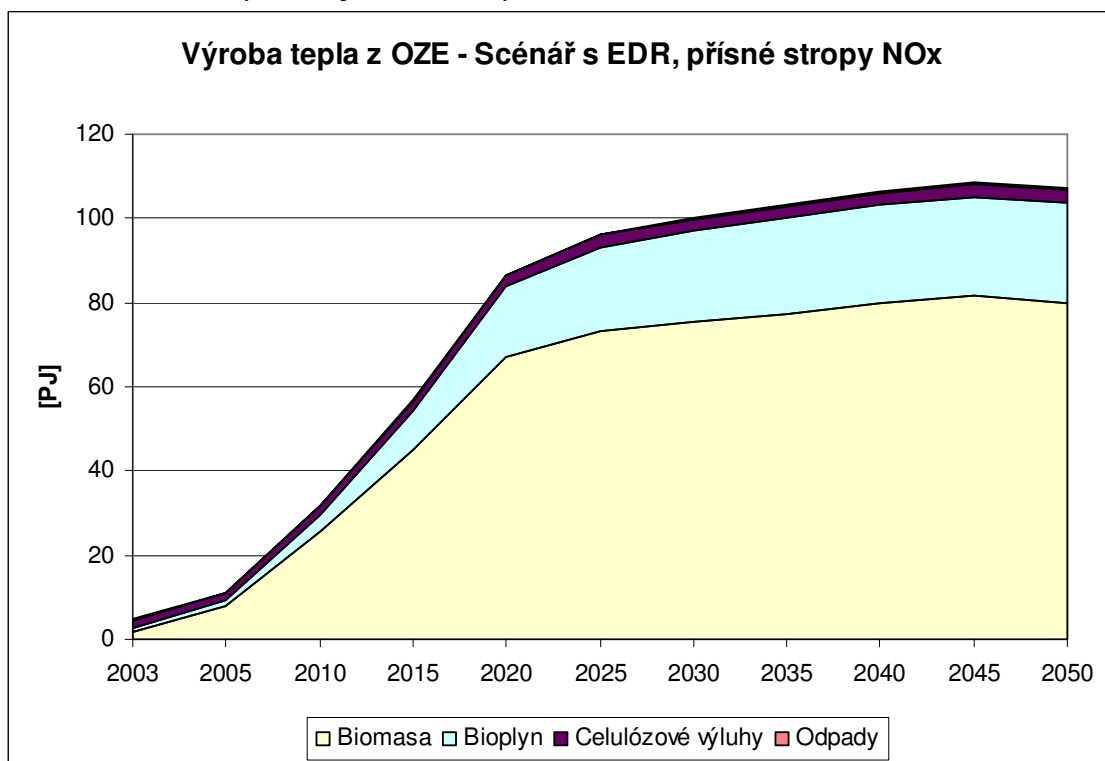
Obrázek 33: Struktura výroby tepla – výchozí scénář



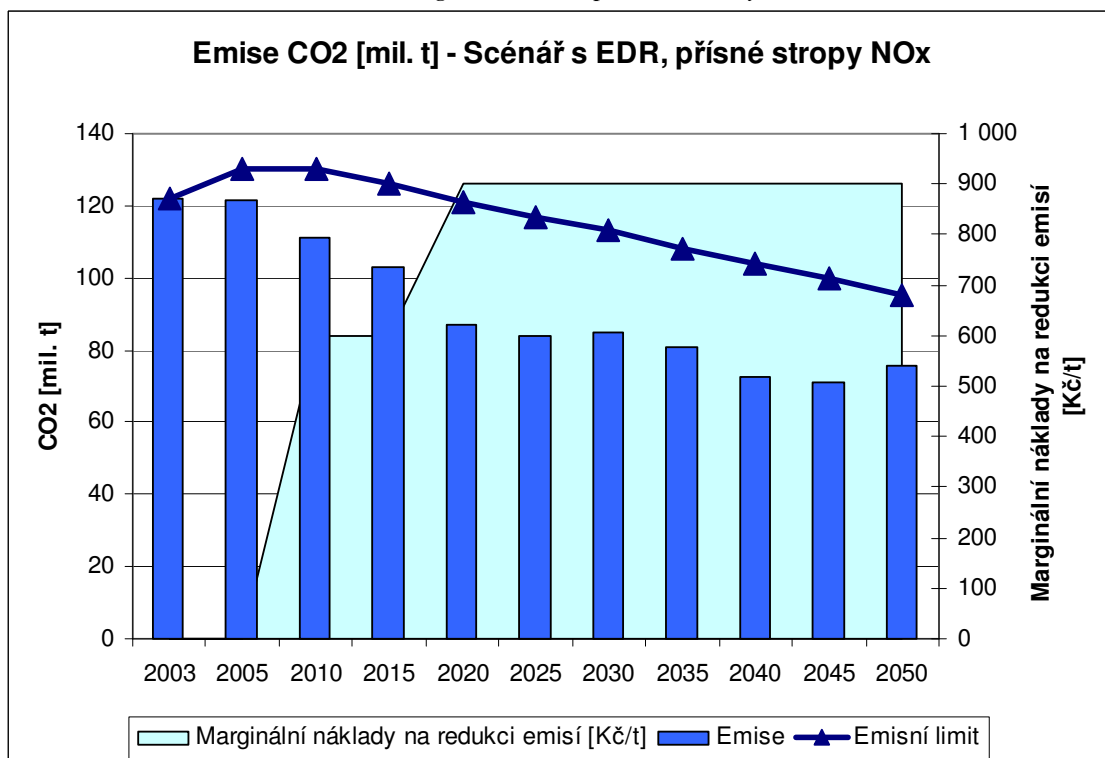
Zdroj: výstupy modelu EFOM

V teplárenství se očekává výrazný nárůst OZE místo docházejícího hnědého uhlí. Význam černého uhlí na produkci tepla se bude mírně snižovat, hlavním zdrojem tepla se tak bude stávat biomasa.

Obrázek 34: Výroba tepla z OZE – výchozí scénář



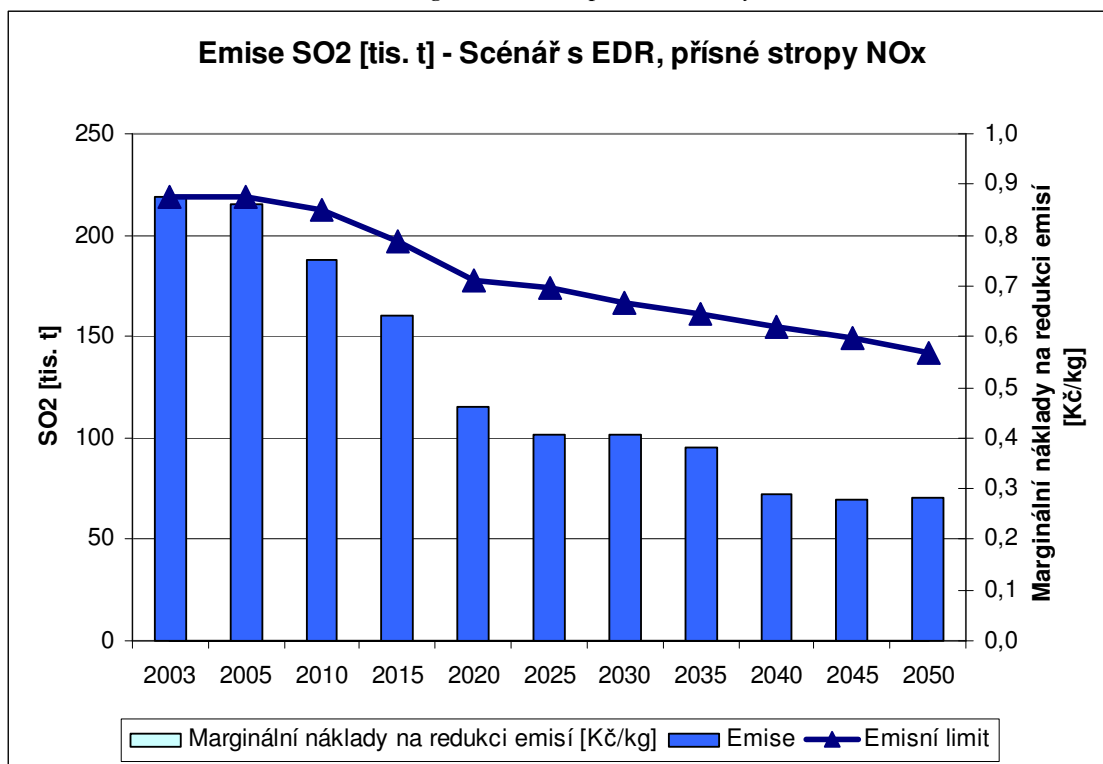
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Obrázek 35: Emise CO₂ z energetického hospodářství – výchozí scénář

Zdroj: výstupy modelu EFOM

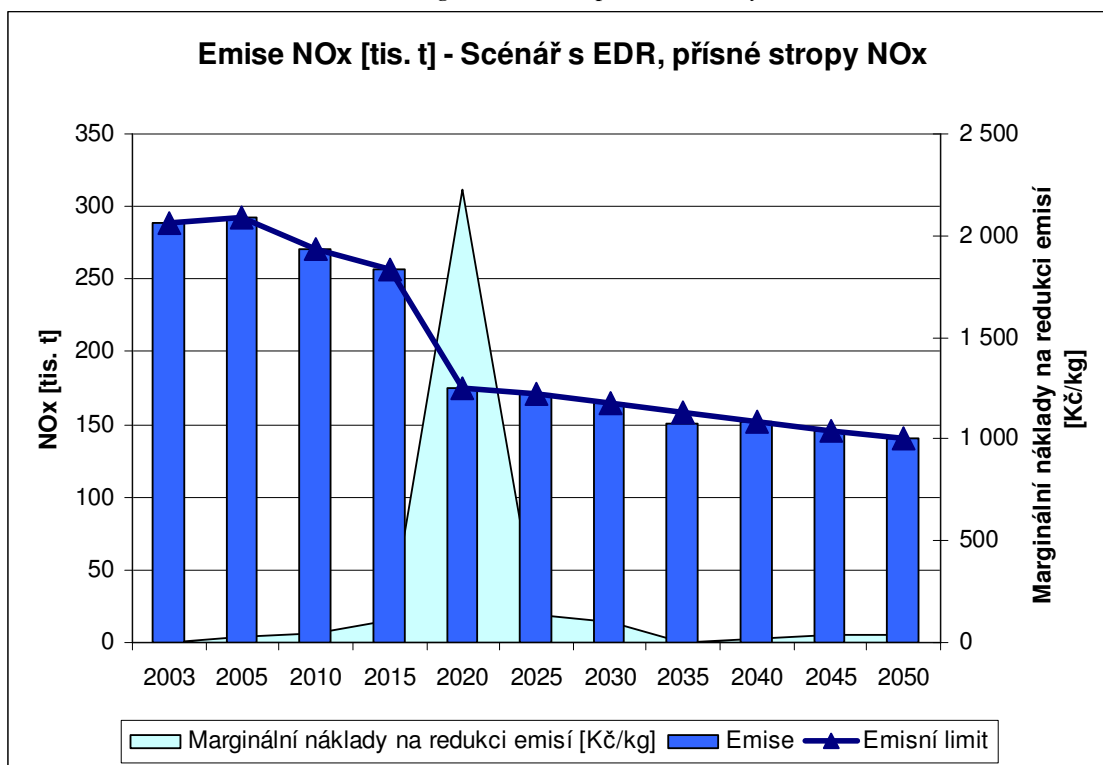
Marginální náklady na snižování emisí CO_2 z energetického hospodářství jsou až do roku 2050 dány předpokládanou cenou emisních povolenek.

Obrázek 36: Emise SO_2 z energetického hospodářství – výchozí scénář



Zdroj: výstupy modelu EFOM

Emise SO_2 z energetického hospodářství jsou od roku 2015 hluboko pod zadanými emisními stropy, takže při naplňování těchto stropů neočekáváme problémy.

Obrázek 37: Emise NO_x z energetického hospodářství – výchozí scénář

Zdroj: výstupy modelu EFOM

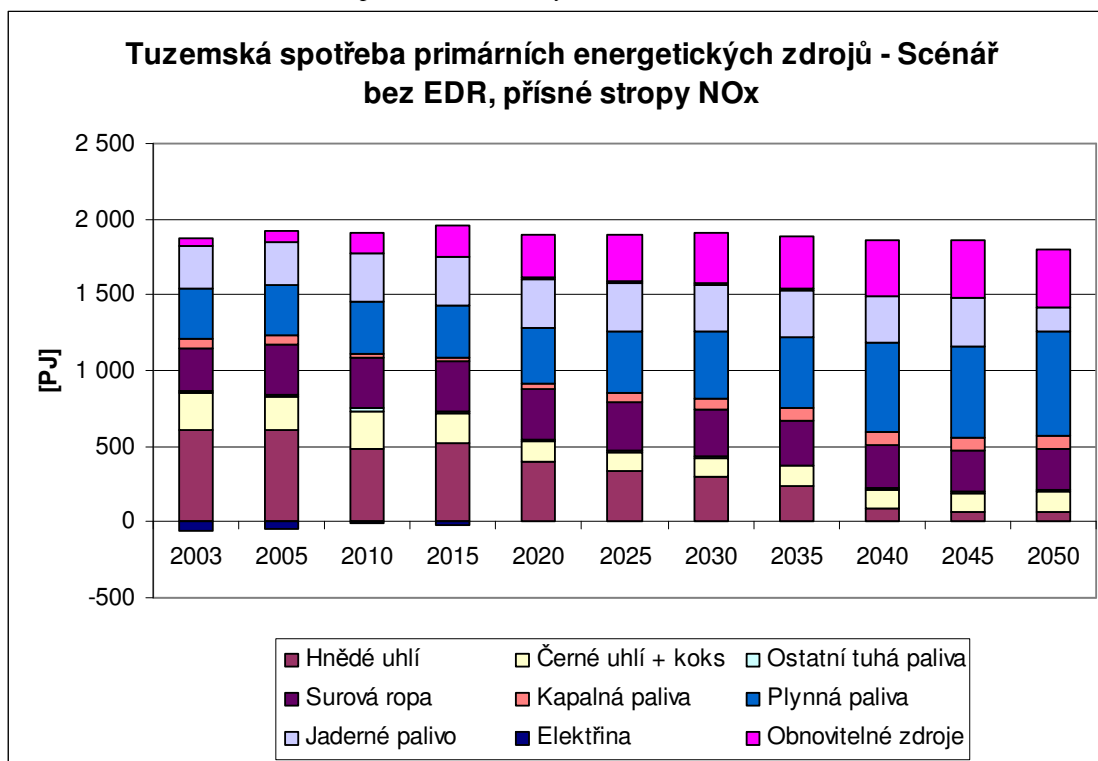
Výše marginálních nákladů na redukci emisí NO_x z energetického hospodářství v roce 2020 svědčí o nerealitnosti zadaného limitu emisí v tomto roce.

Úplná emisní bilance skleníkových plynů je uvedena v Příloze 1.

8.2 Výchozí scénář bez realizace EDR

Tento scénář se od výchozího scénáře liší pouze tím, že v něm není realizována druhá a třetí fáze ekologické daňové reformy. EDR je nástroj, který podněcuje realizaci technických opatření ve všech sektorech jak na straně zdrojů, tak na straně spotřeby. Scénář bez EDR je svým způsobem nejbližší scénáři „business as usual“ a je nejbližší k baseline, od které se budou odečítat úspory emisí jednotlivých technických opatření. Výsledky výchozího scénáře včetně komentáře jsou obsaženy v následující části.

Obrázek 38: Tuzemská spotřeba PEZ – výchozí scénář bez EDR

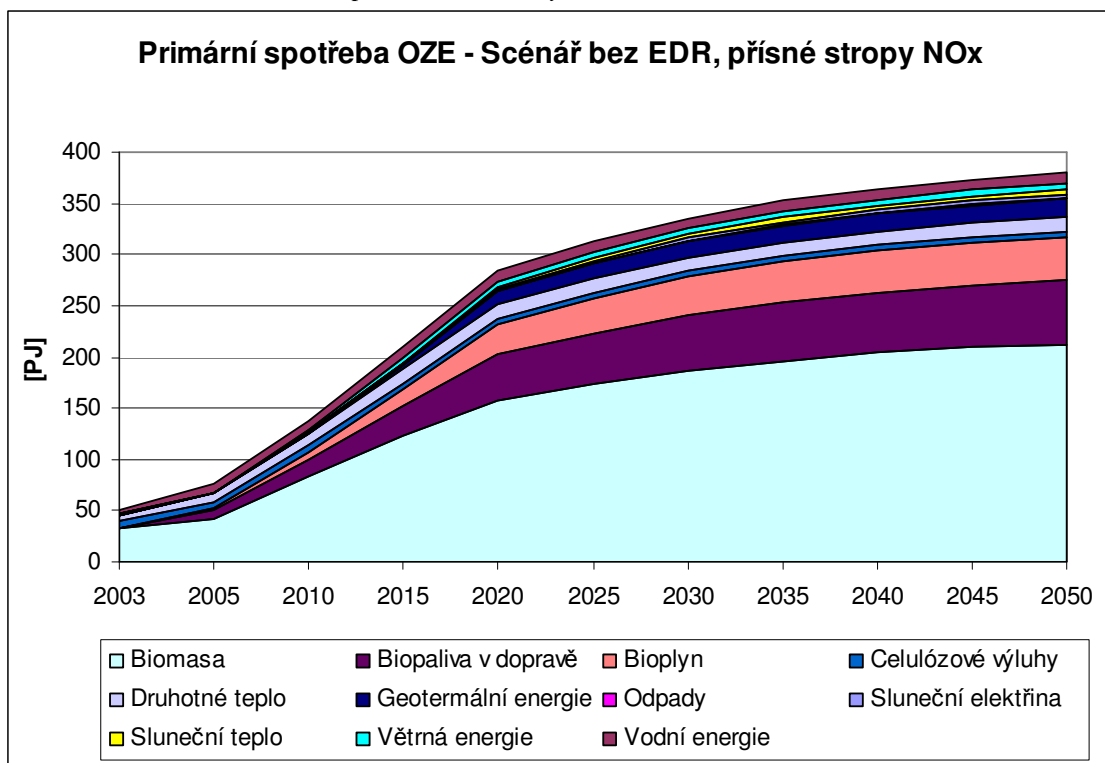


Zdroj: výstupy modelu EFOM

Výchozí scénář bez EDR opět předpokládá stabilní spotřebu PEZ až do roku 2050, což bude výsledkem svou protichůdných tendencí – nárůst spotřeby v důsledku růstu HDP a pokračující modernizace výrobních kapacit včetně úspor energie. Pozitivní vliv na snižování spotřeby PEZ je rovněž důsledkem postupného snížení vývozu elektrické energie.

Z hlediska struktury je zřejmý odklon od hnědého uhlí v souladu s dožíváním činných dolů doprovázený dovozem černého uhlí, nárůstem používání zemního plynu a obnovitelných zdrojů energie. Domácí těžba černého uhlí bude po uzavření současných dolů na Ostravsku nahrazena dovozy z Polska a případně ze zámoří. Nerealizování EDR má za následek vyšší podíl černého uhlí na úkor zemního plynu.

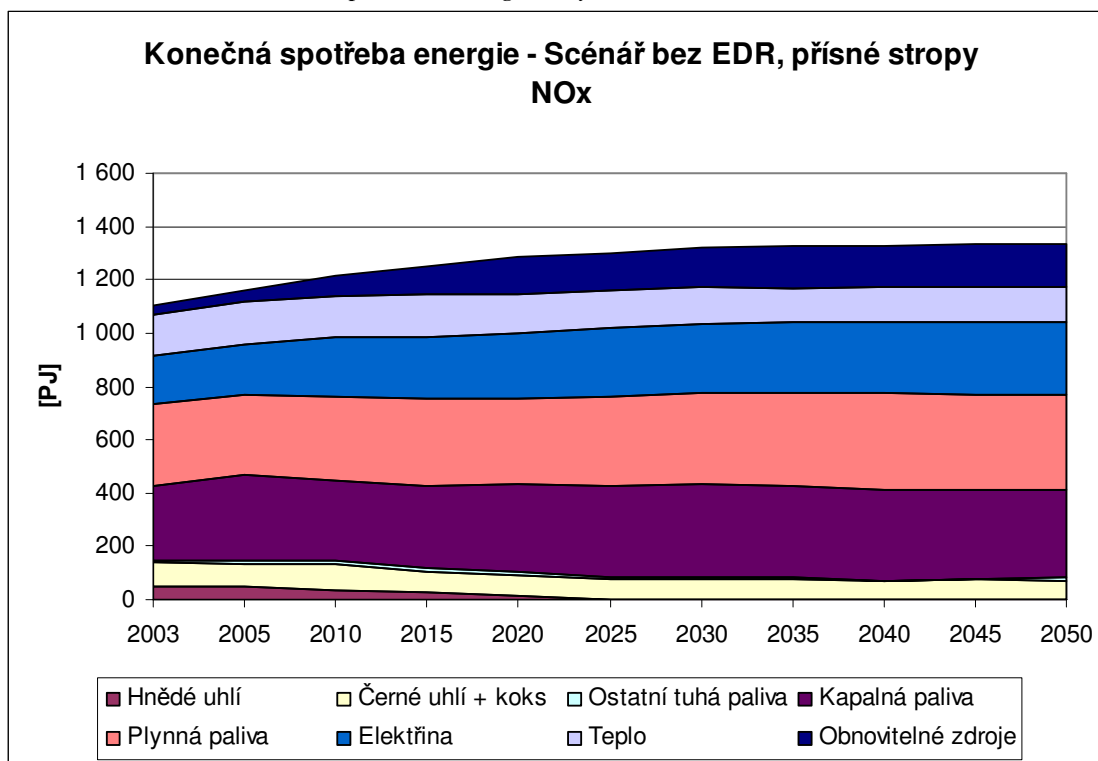
Obrázek 39: Primární spotřeba OZE – výchozí scénář bez EDR



Zdroj: výstupy modelu EFOM

Význam obnovitelných zdrojů bude postupně narůstat v důsledku realizace současných podpor ze současných 50 PJ až na téměř 380 PJ v roce 2050. Na podíl OZE v primárních zdrojích má realizace EDR je mírný vliv, neboť současná úroveň podpor již sama o sobě vede k jejich nasazování.

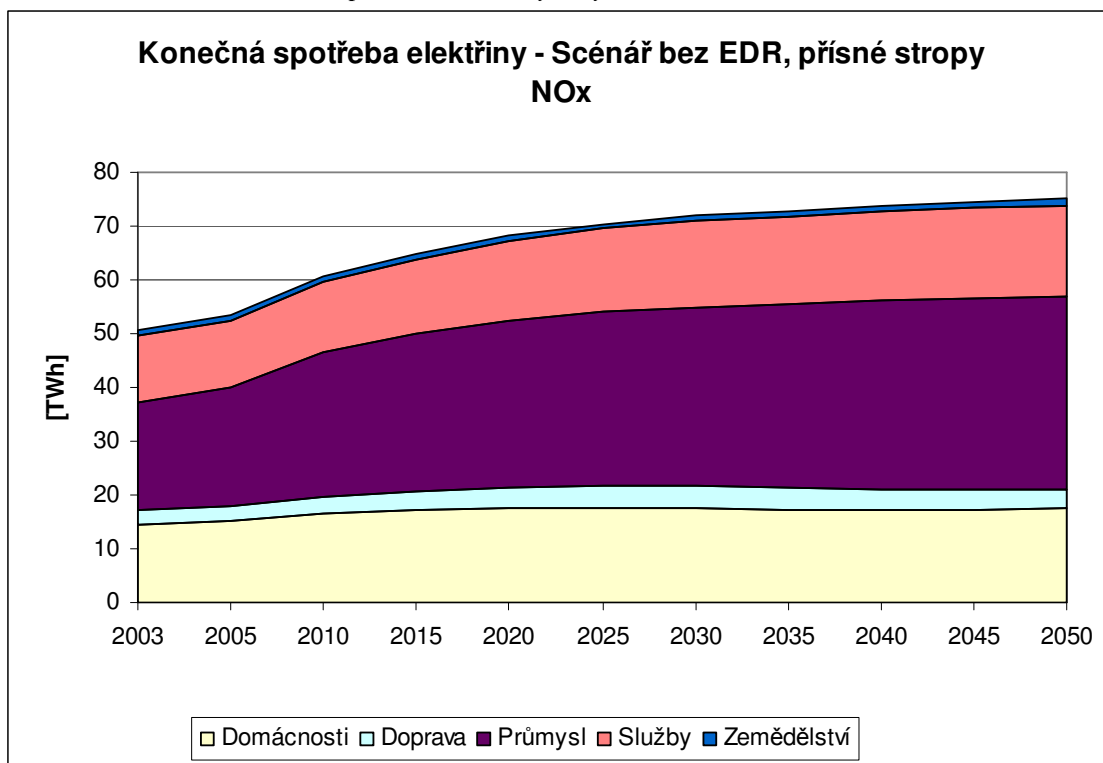
Obrázek 40: Konečná spotřeba energie – výchozí scénář bez EDR



Zdroj: výstupy modelu EFOM

Konečná spotřeba energie do roku 2025 mírně poroste a dále bude stagnovat. Podíl hnědého i černého uhlí je v konečné spotřebě malý, hnědé uhlí postupně vymizí. Realizace EDR vede k velmi mírnému zvýšení podílu zemního plynu v konečné spotřebě.

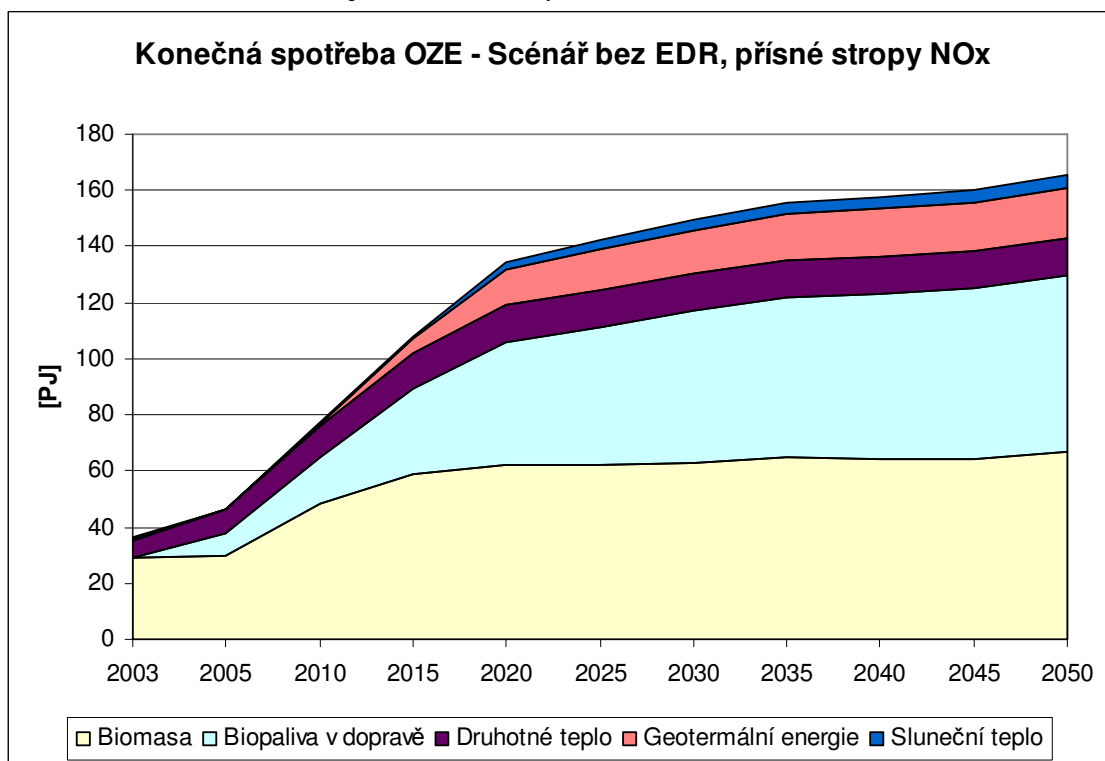
Obrázek 41: Konečná spotřeba elektřiny – výchozí scénář bez EDR



Zdroj: výstupy modelu EFOM

U spotřeby elektřiny očekáváme nárůst, a to hlavně v průmyslu a službách. U domácností po počátečním růstu dojde k nasycení a postupnému poklesu (důsledek úbytku obyvatelstva a snížené spotřeby na vytápění v lépe izolovaných budovách). Na konečnou spotřebu elektřiny nemá realizace EDR prakticky žádný vliv.

Obrázek 42: Konečná spotřeba OZE – výchozí scénář bez EDR

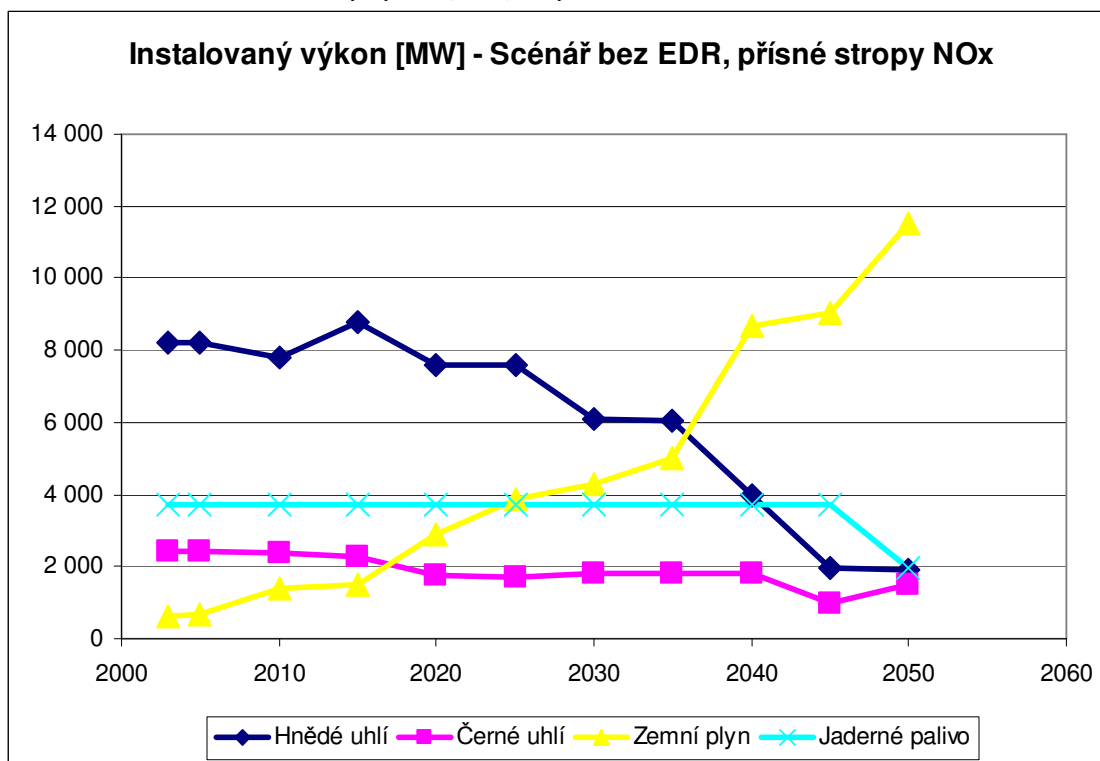


Zdroj: výstupy modelu EFOM

Hlavním faktorem růstu konečné spotřeby OZE bude postupné zavádění biopaliv v dopravě a zvyšování využívání biomasy a druhotného tepla.

Na následujícím grafu je očekávaný vývoj instalovaného výkonu výroby elektřiny.

Obrázek 43: Instalovaný výkon (MW) – výchozí scénář bez EDR

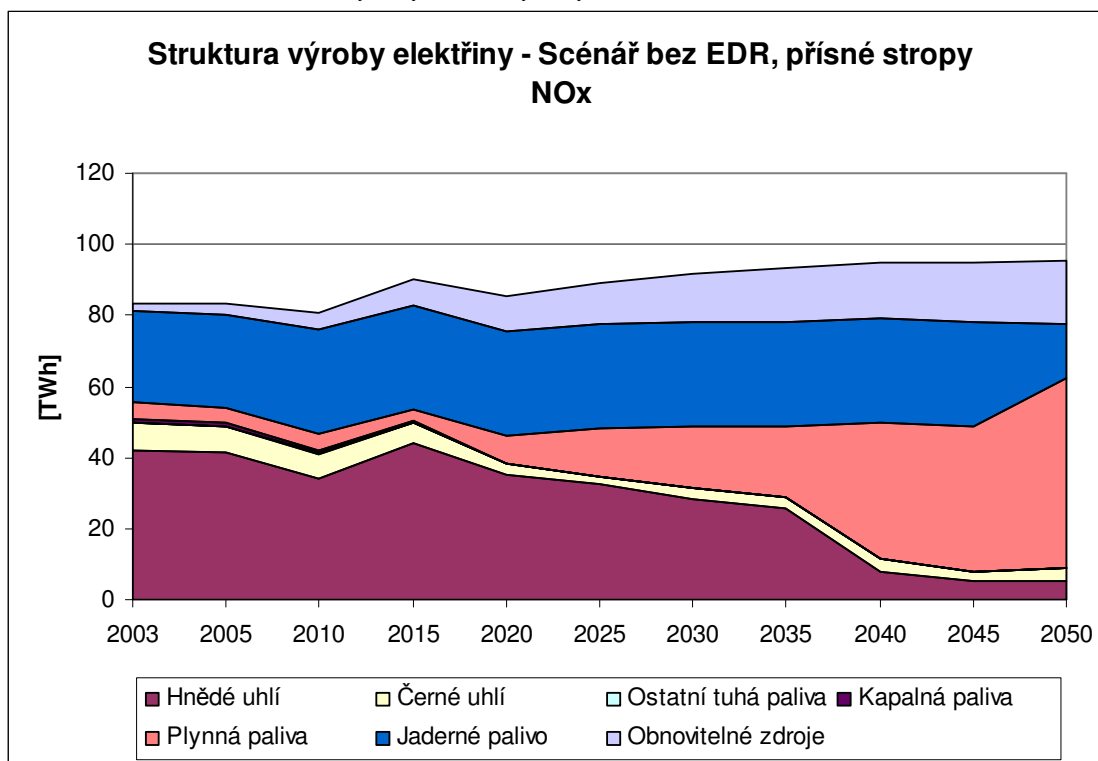


Zdroj: výstupy modelu EFOM

Ve velkých blocích si model v tomto scénáři vybral instalaci těchto nových kapacit:

- Na HU
 - bloky 660 MW v roce 2015 +3 bloky, v roce 2020 +1 blok; roce 2045 –3 bloky (postavené v roce 2015) a v roce 2050 – 1 blok (postavený v roce 2020) +1 blok;
- Na ČU
 - bloky 600 MW v roce 2030 +1 blok, v roce 2050 +1;
- Na ZP
 - plynové spalovací turbíny o výkonu 160 MW (zadáno dle EGÚ pro regulaci – velmi malá výroba) v roce 2010 +4 bloky, v roce 2020 +1 blok, v roce 2030 -4 a +4 bloky, v roce 2040 -1 +1 blok v roce 2050 -4 +4 blok;
 - Paroplynové bloky 300 MW v roce 2020 +3 bloky, v roce 2025 +2 bloky, v roce 2030 +2 bloky, v roce 2035 +2 bloky, v roce 2040 +13 bloků, v roce 2045 +3 bloky a v roce 2050 -3 bloky a +11 bloků.

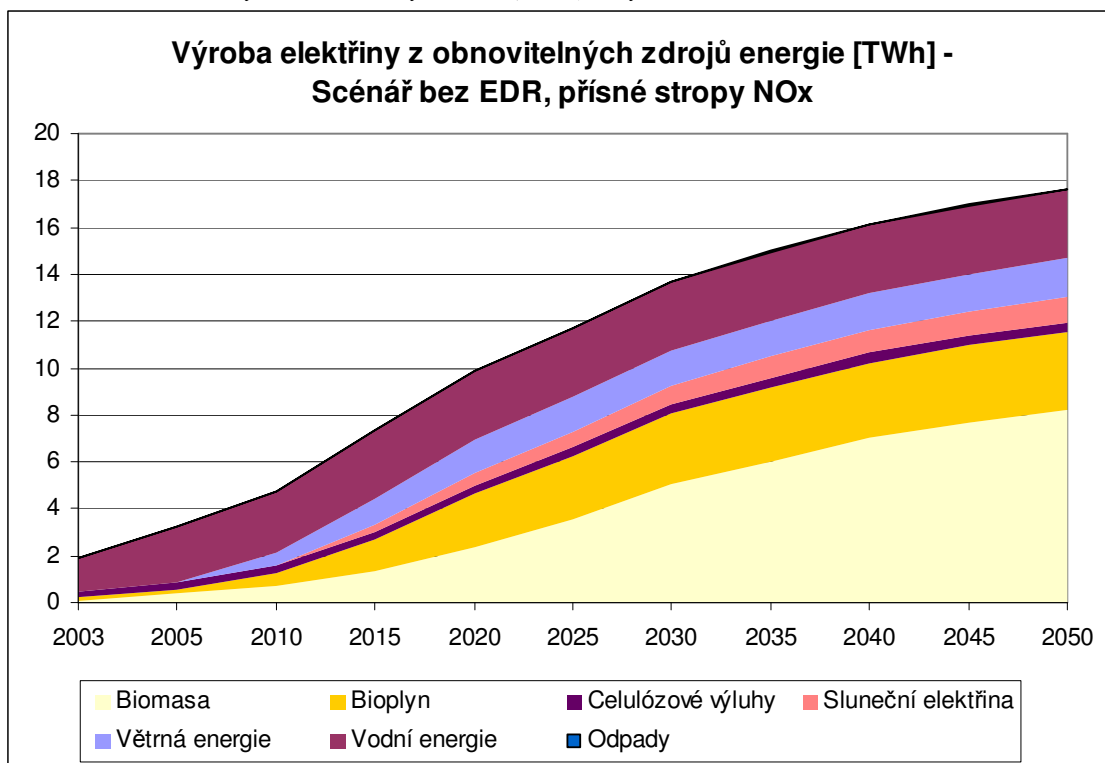
Obrázek 44: Struktura výroby elektřiny – výchozí scénář bez EDR



Zdroj: výstupy modelu EFOM

Nerealizování EDR vede k nižšímu podílu zemního plynu a vyššímu podílu černého uhlí při výrobě elektřiny. Zároveň v některých obdobích byla výroba elektřiny vyšší, neboť nerealizování EDR vedlo k preferování exportu elektřiny.

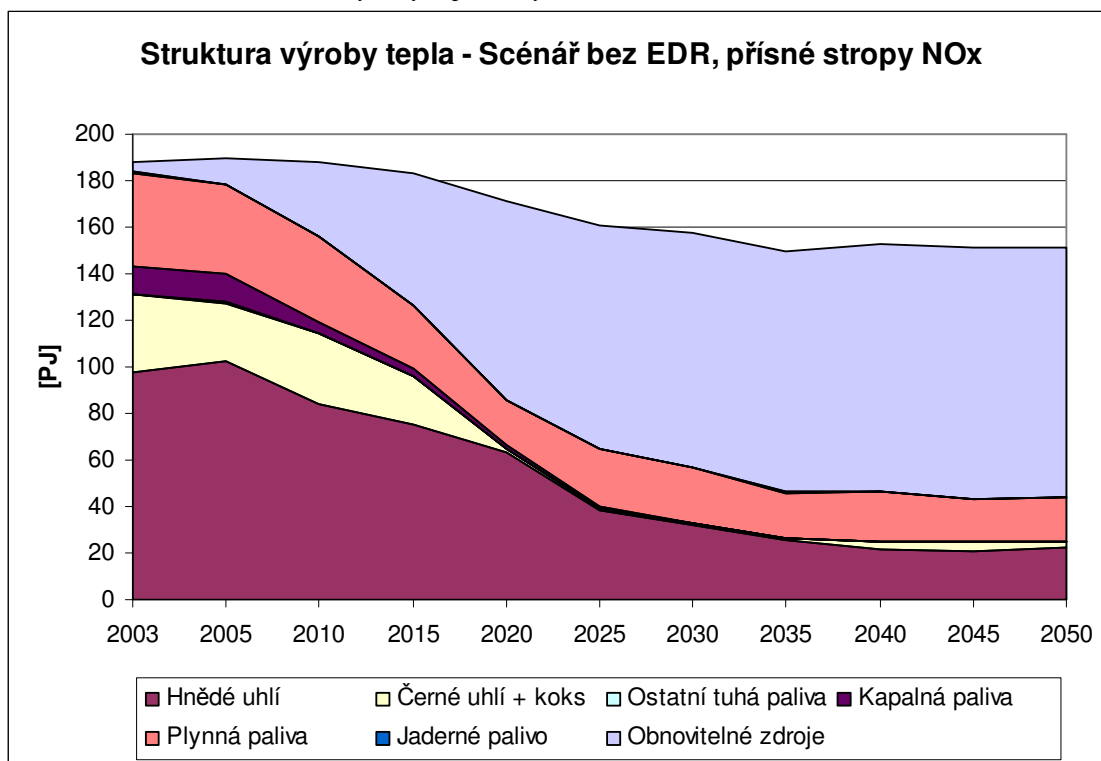
Obrázek 45: Výroba elektřiny z OZE (TWh) – výchozí scénář bez EDR



Zdroj: výstupy modelu EFOM

Průběh grafu využívání OZE k výrobě elektřiny je v případě varianty bez realizace EDR velmi podobný, koncová úroveň zůstala stejná, jen náběh je nepatrně pozvolnější.

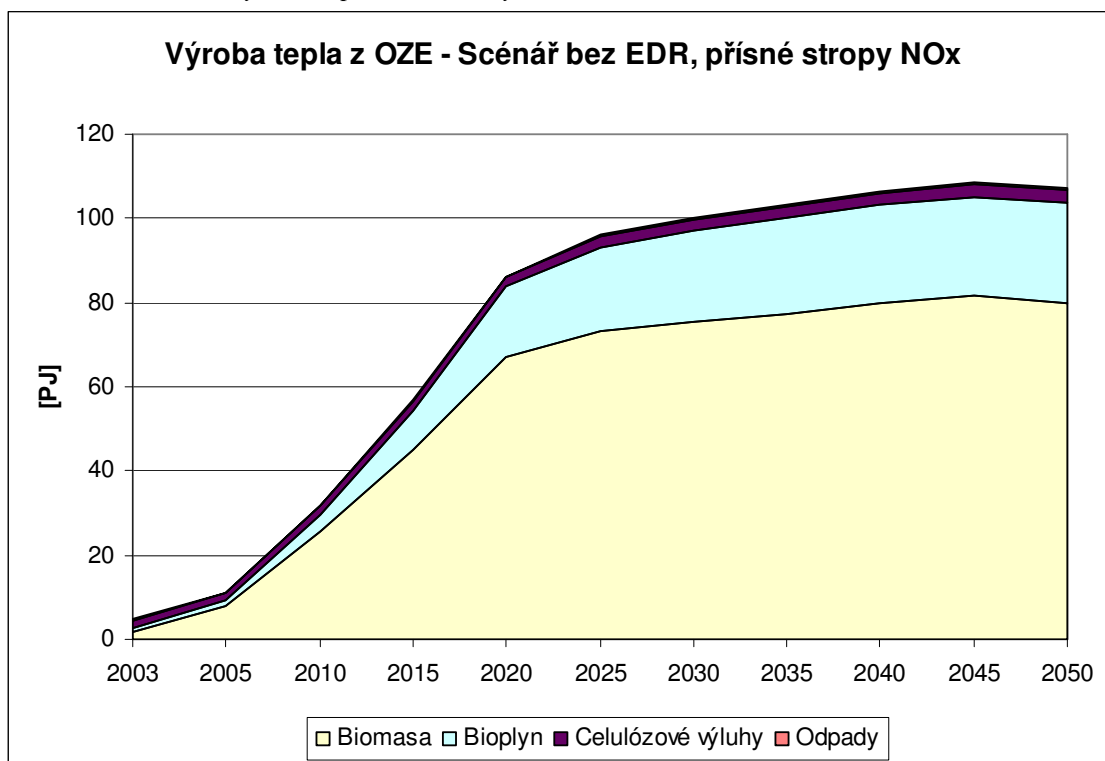
Obrázek 46: Struktura výroby tepla – výchozí scénář bez EDR



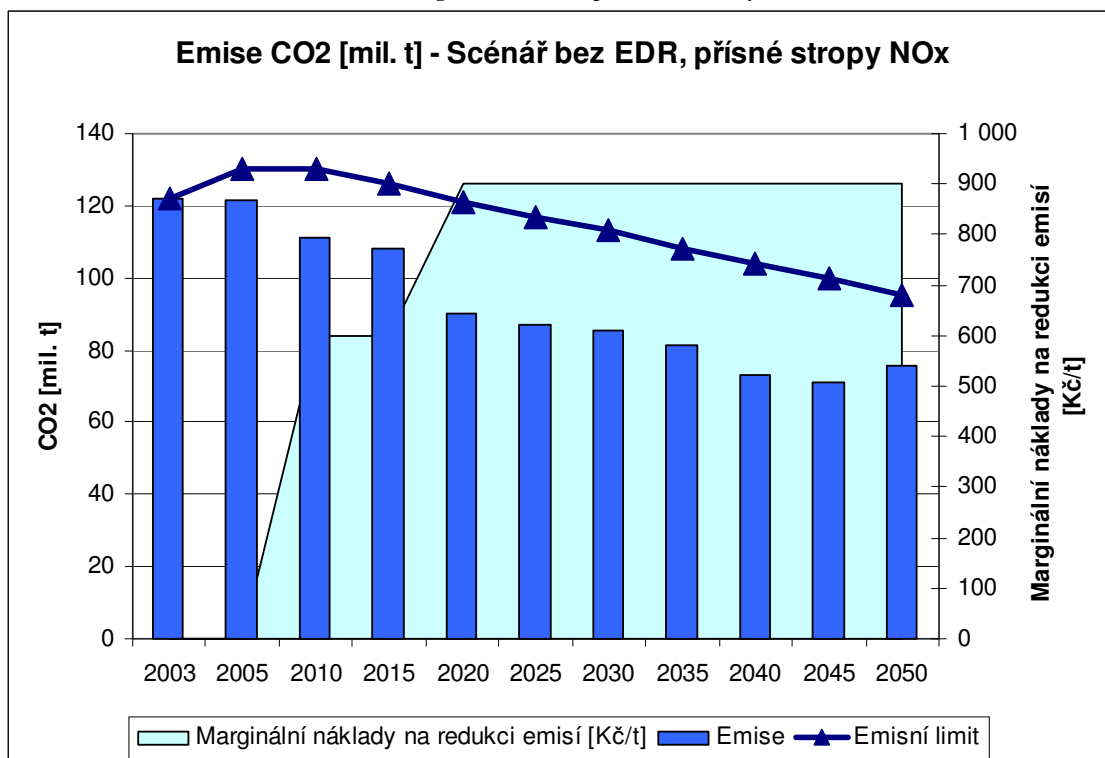
Zdroj: výstupy modelu EFOM

V teplárenství se očekává výrazný nárůst OZE místo docházejícího hnědého uhlí. Nerealizování EDR vedlo jen k nevýznamným změnám ve struktuře výroby tepla..

Obrázek 47: Výroba tepla z OZE – výchozí scénář bez EDR



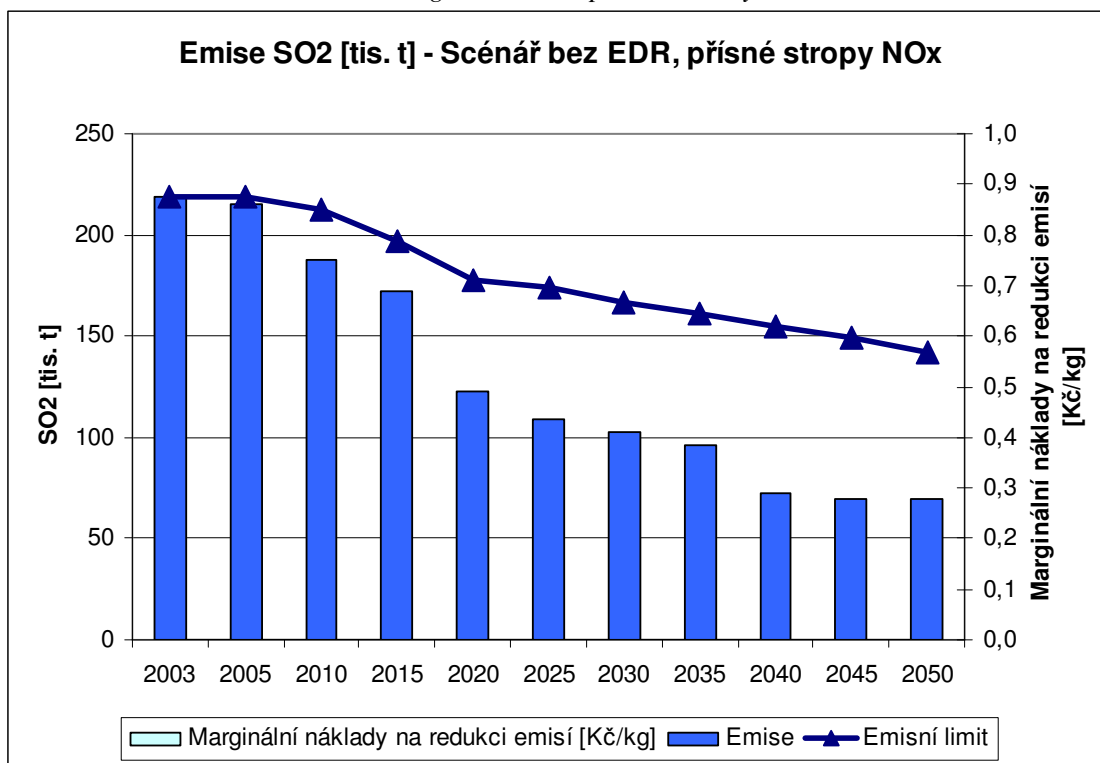
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Obrázek 48: Emise CO₂ z energetického hospodářství – výchozí scénář bez EDR

Zdroj: výstupy modelu EFOM

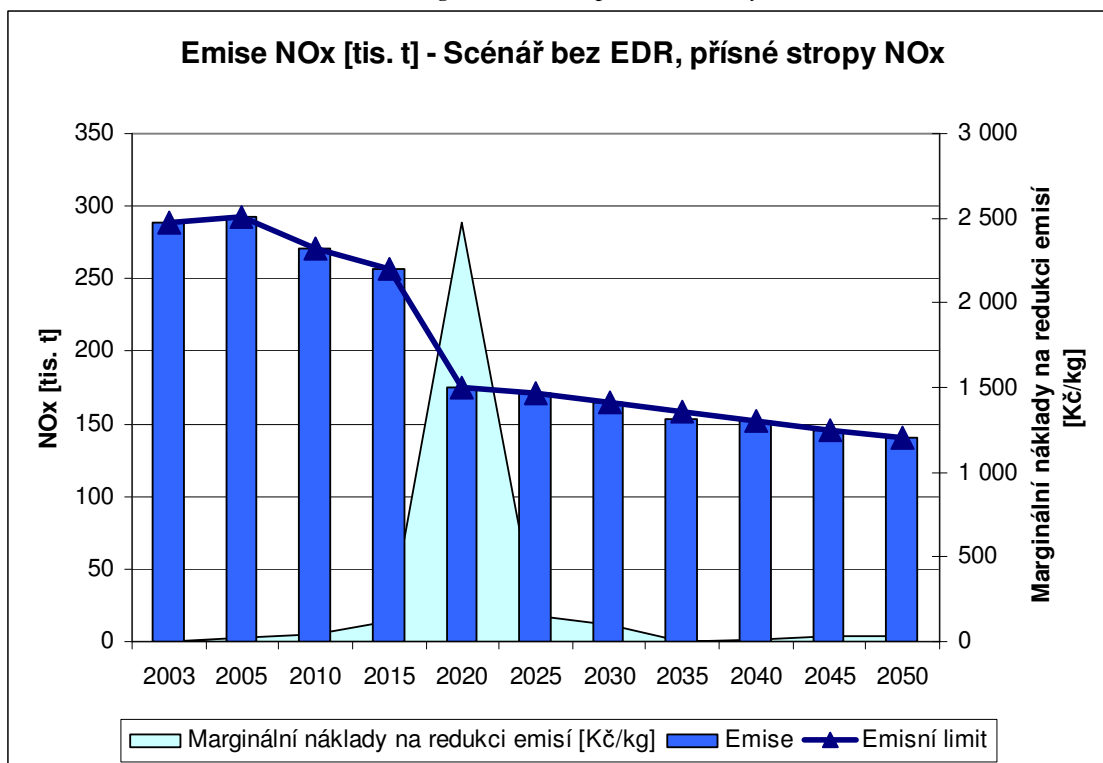
Marginální náklady na snižování emisí CO_2 z energetického hospodářství jsou opět až do roku 2050 dány předpokládanou cenou emisních povolenek. Emise v letech 2020 – 2045 jsou poněkud vyšší.

Obrázek 49: Emise SO_2 z energetického hospodářství – výchozí scénář bez EDR



Zdroj: výstupy modelu EFOM

Emise SO_2 z energetického hospodářství jsou i v tomto scénáři od roku 2015 hluboko pod zadanými emisními stropy, takže při naplňování těchto stropů neočekáváme problémy.

Obrázek 50: Emise NO_x z energetického hospodářství – výchozí scénář bez EDR

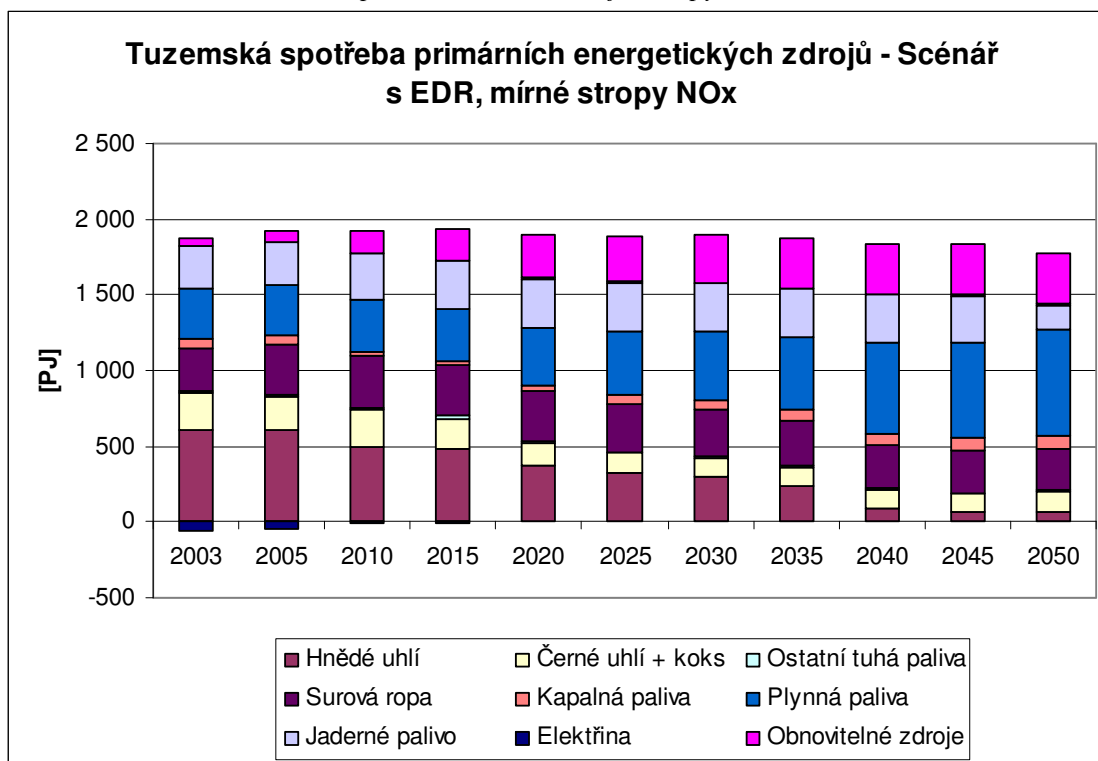
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Výše marginálních nákladů na redukci emisí NO_x z energetického hospodářství v roce 2020 opět svědčí o nerealitnosti zadaného limitu emisí v tomto roce.

Úplná emisní bilance skleníkových plynů je uvedena v Příloze 1.

8.3 Scénář s mírnějšími limity emisí NO_x a s realizací EDR

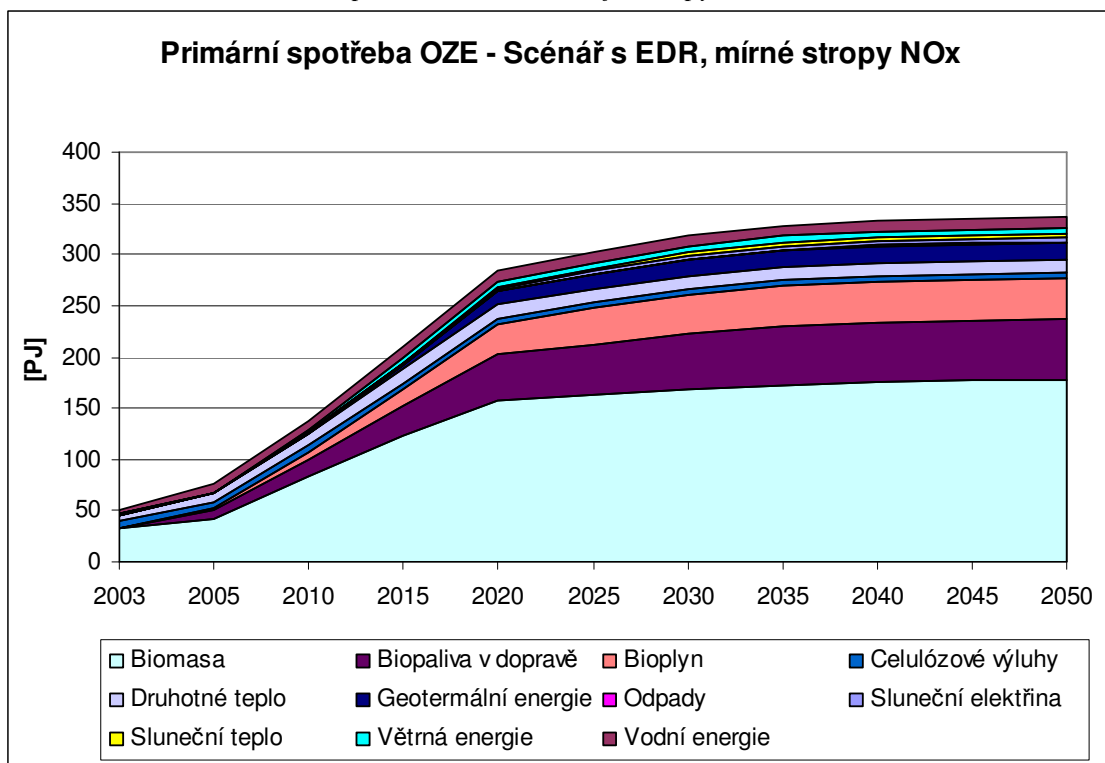
Jediné, v čem se tento scénář liší proti výchozímu scénáři, jsou realističtější emisní limity pro NO_x . K výpočtu tohoto scénáře nás vedl názor, že nerealně ambiciózní cíle v oblasti emisí NO_x příliš zkreslují výsledky výpočtu pro emise CO_2 . Výsledky výchozího scénáře včetně komentáře jsou obsaženy v následující části.

Obrázek 51: Tuzemská spotřeba PEZ – mírnější stropy emisí NO_x a realizace EDR

Zdroj: výstupy modelu EFOM

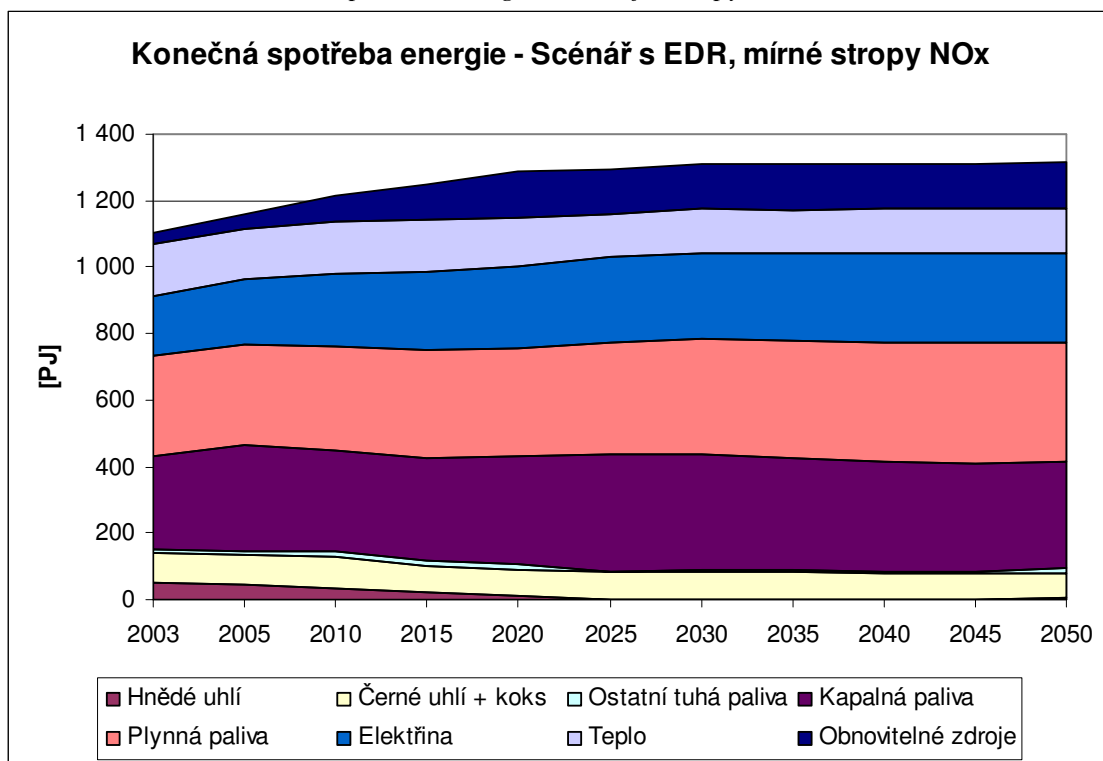
Výše tuzemské spotřeby primárních zdrojů se od výchozího scénáře téměř neliší.

Z hlediska struktury je v období po roce 2025 vyšší podíl zemního plynu a nižší podíl biomasy než ve výchozím scénáři. Nejvíce se změnil podíl biomasy, ale i některé další OZE ve scénáři s mírnějšími stropy NO_x poklesly. Důvod je v tom, že OZE (včetně biomasy) vycházejí lépe než plyn, co se týče emisí NO_x, ale plyn má zase vyšší účinnost a menší investiční náklady - prosadí se proto při volnějších limitech emisí.

Obrázek 52: Primární spotřeba OZE – mírnější stropy emisí NO_x a realizace EDR

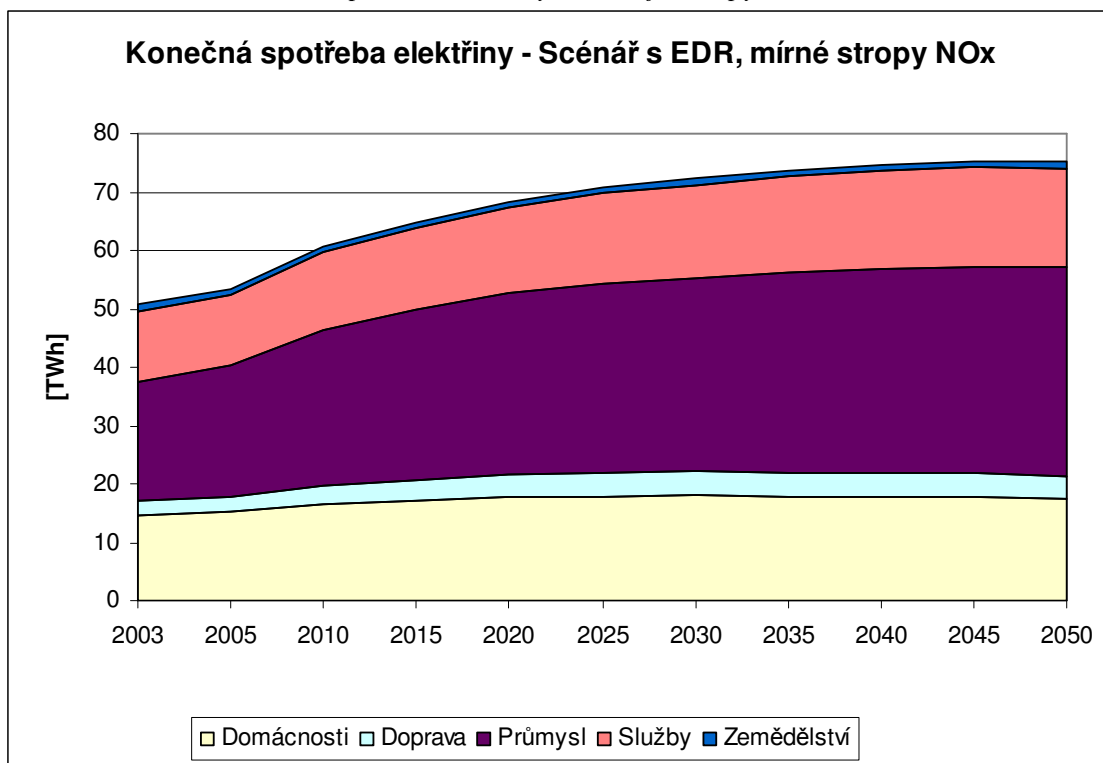
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Mírnější limity emisí NO_x vedou k nižší koncové úrovni v roce 2050 – rozdíl činí asi 40 PJ.

Obrázek 53: Konečná spotřeba energie – mírnější stropy emisí NO_x a realizace EDR

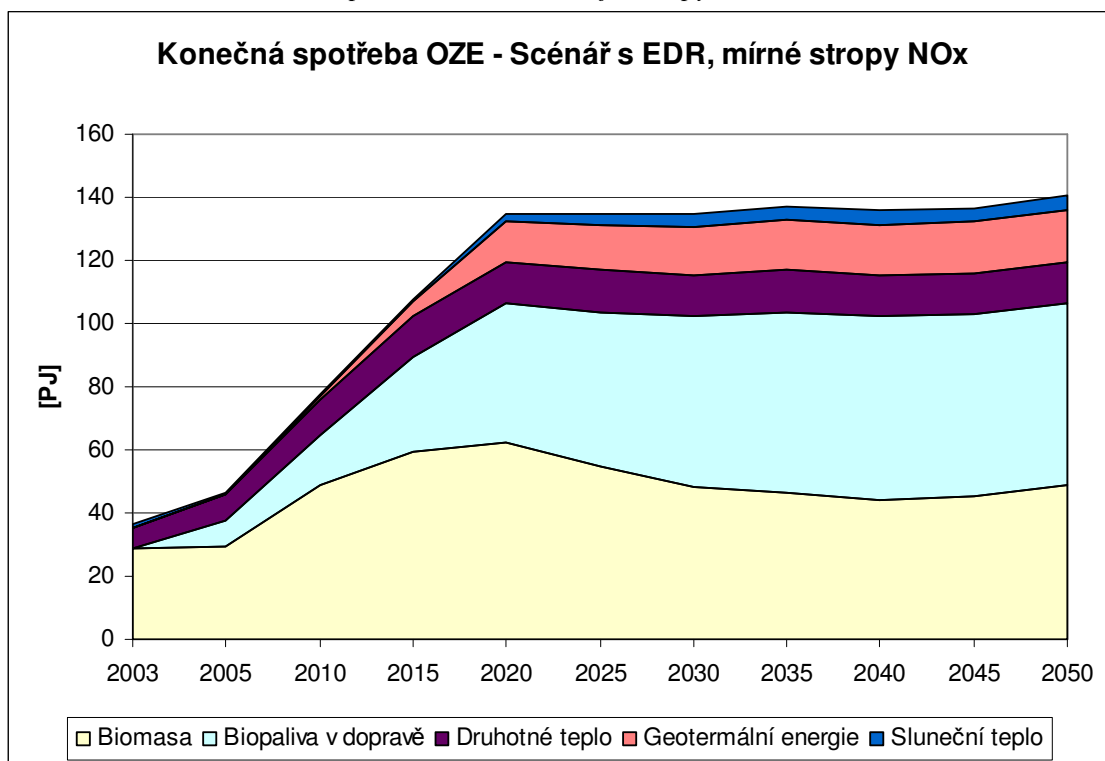
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Konečná spotřeba energie v roce 2020 je vyšší než tomu bylo u výchozího scénáře. Na konečnou spotřebu energie měly tedy přísnější limity na emise NO_x příznivý vliv.

Obrázek 54: Konečná spotřeba elektřiny – mírnější stropy emisí NO_x a realizace EDR

Zdroj: výstupy modelu EFOM

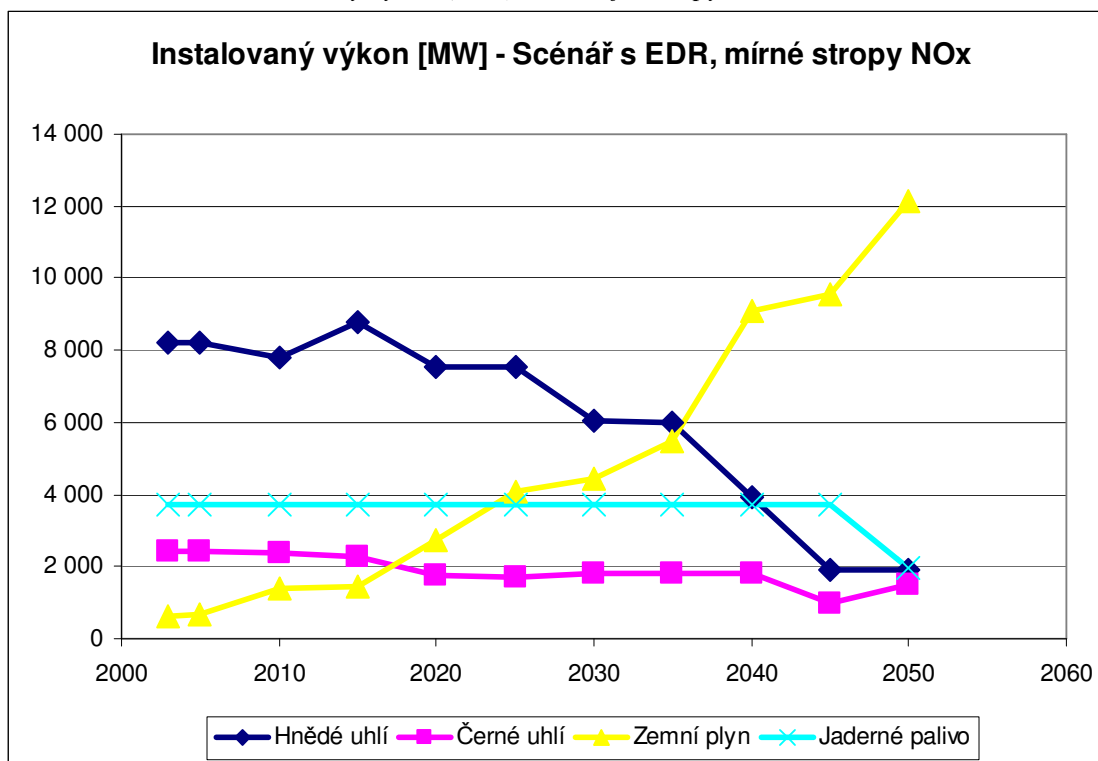
Na konečnou spotřebu elektřiny neměla změna emisních stropů NO_x znatelný vliv.

Obrázek 55: Konečná spotřeba OZE – mírnější stropy emisí NO_x a realizace EDR

Zdroj: výstupy modelu EFOM

Mírné emisní stropy pro NO_x vedly ve výchozím scénáři k významnému propadu konečné spotřeby OZE po roce 2020 (pokles podílu OZE na konečné spotřebě o 2 %).

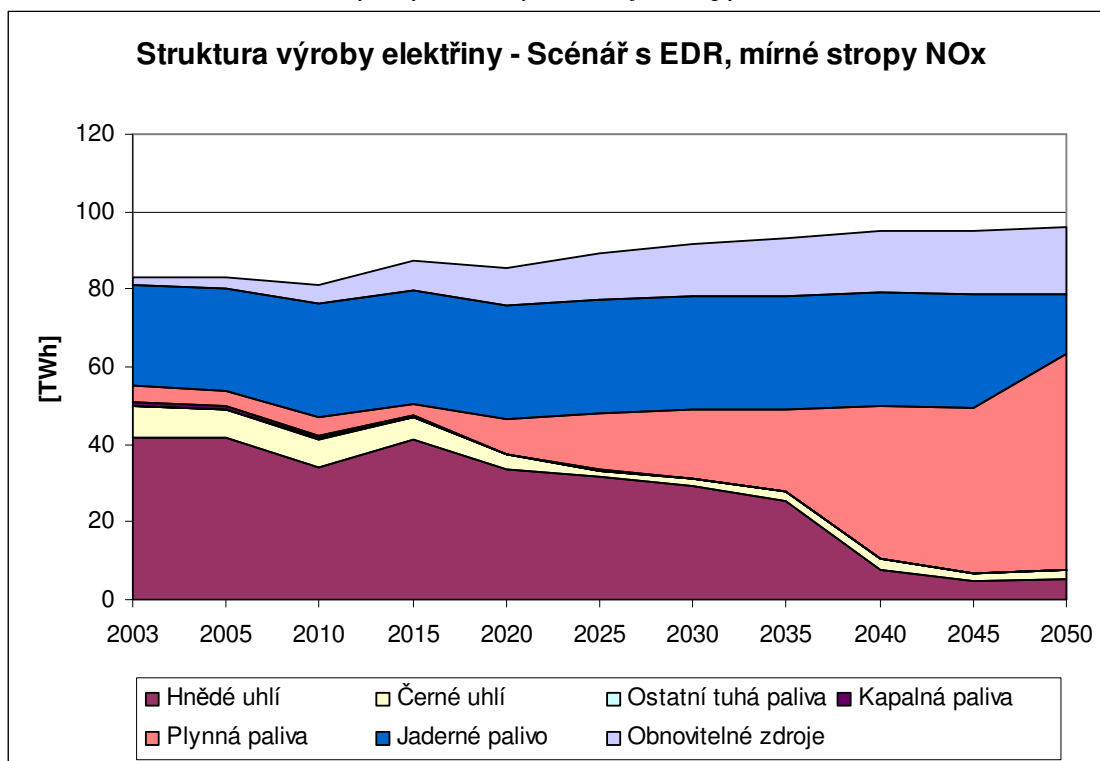
Na následujícím grafu je očekávaný vývoj instalovaného výkonu výroby elektřiny.

Obrázek 56: Instalovaný výkon (MW) – mírnější stropy emisí NO_x a realizace EDR

Zdroj: výstupy modelu EFOM

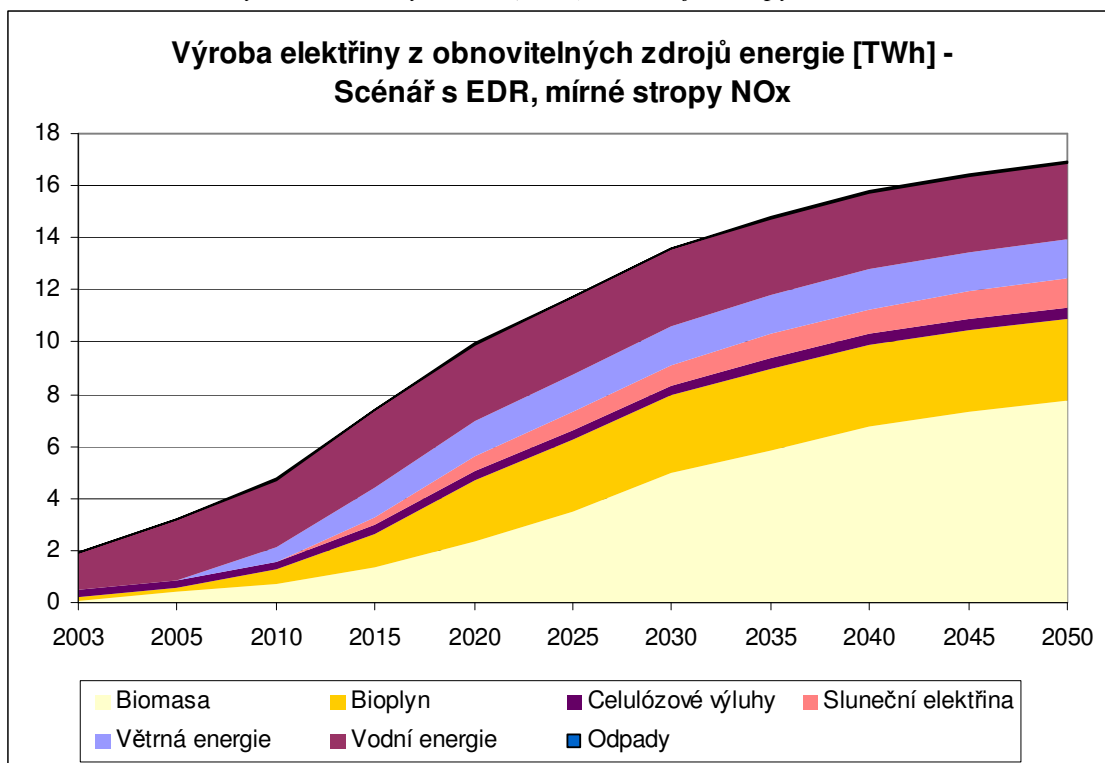
Ve velkých blocích si model v tomto scénáři vybral instalaci těchto nových kapacit:

- Na HU
 - bloky 660 MW v roce 2015 +3 bloky, v roce 2020 +1 blok; roce 2045 –3 bloky (postavené v roce 2015) a v roce 2050 – 1 blok (postavený v roce 2020) +1 blok;
- Na ČU
 - bloky 600 MW v roce 2030 +1 blok, v roce 2050 +1;
- Na ZP
 - plynové spalovací turbíny o výkonu 160 MW (zadáno dle EGÚ pro regulaci – velmi malá výroba) v roce 2010 +4 bloky, v roce 2020 +1 blok, v roce 2030 -4 a +4 bloky, v roce 2040 -1 +1 blok v roce 2050 -4 +4 blok;
 - Paroplynové bloky 300 MW v roce 2020 +2 bloky, v roce 2025 +3 bloky, v roce 2030 +1 blok, v roce 2035 +4 bloky, v roce 2040 +12 bloků, v roce 2045 +2 bloky a v roce 2050 -2 bloky a +11 bloků.

Obrázek 57: Struktura výroby elektřiny – mírnější stropy emisí NO_x a realizace EDR

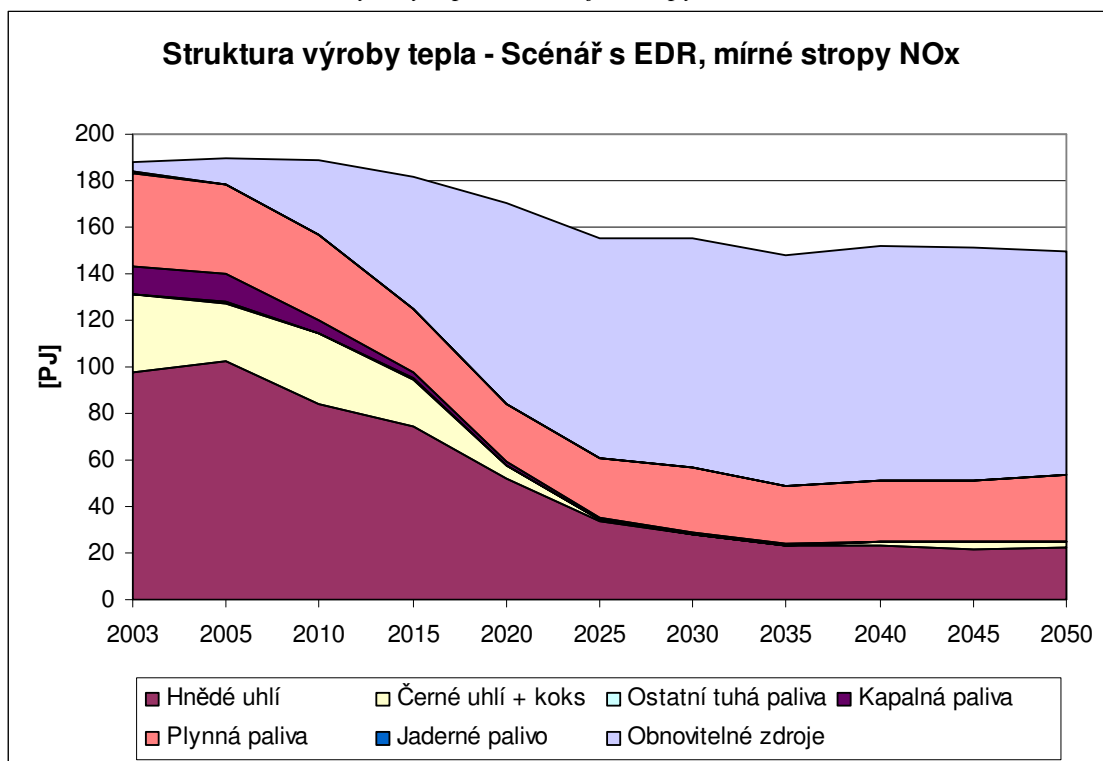
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Při prakticky stejné celkové výrobě elektřiny dochází ve výchozím scénáři k nedočerpávání disponibilního tuzemského hnědé uhlí a jeho nahrazování dovozem zemního plynu. Scénář s realističtějšími emisními limity pro NO_x proto vede k mírně hospodárnějšímu využívání tuzemských zdrojů energie.

Obrázek 58: Výroba elektřiny z OZE (TWh) – mírnější stropy emisí NO_x a realizace EDR

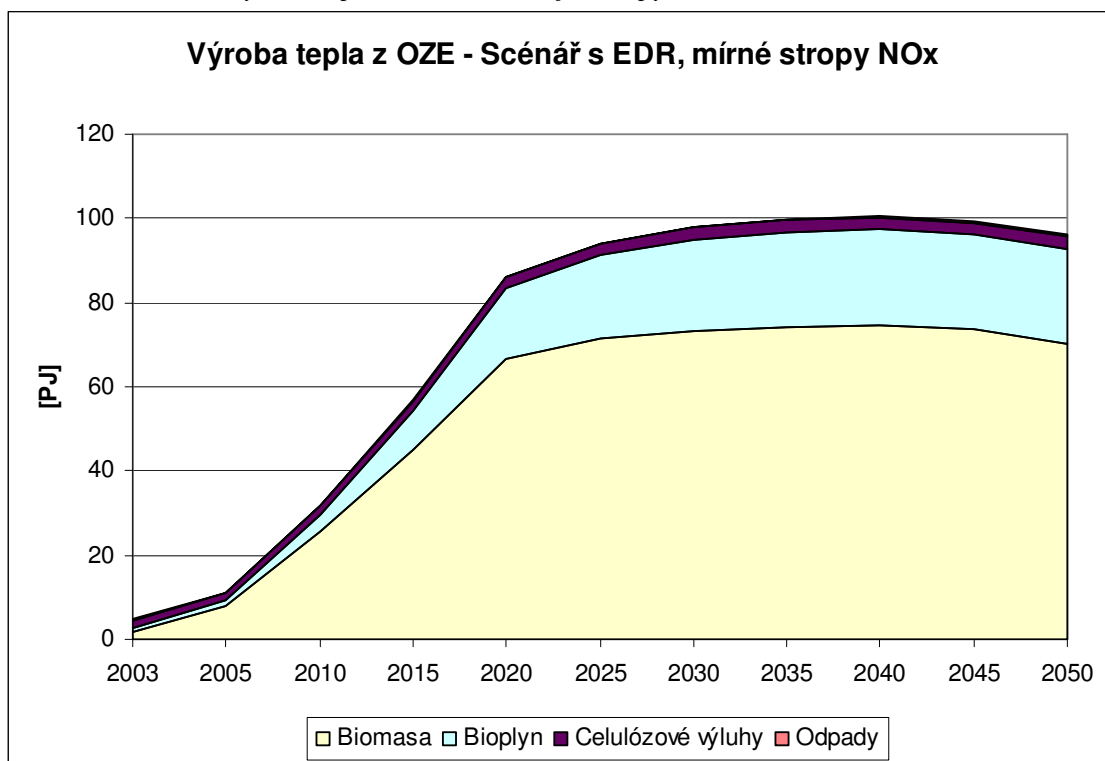
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Průběh grafu využívání OZE k výrobě elektřiny je v případě varianty s reálnějšími limity emisí NO_x se téměř neliší od výchozího scénáře.

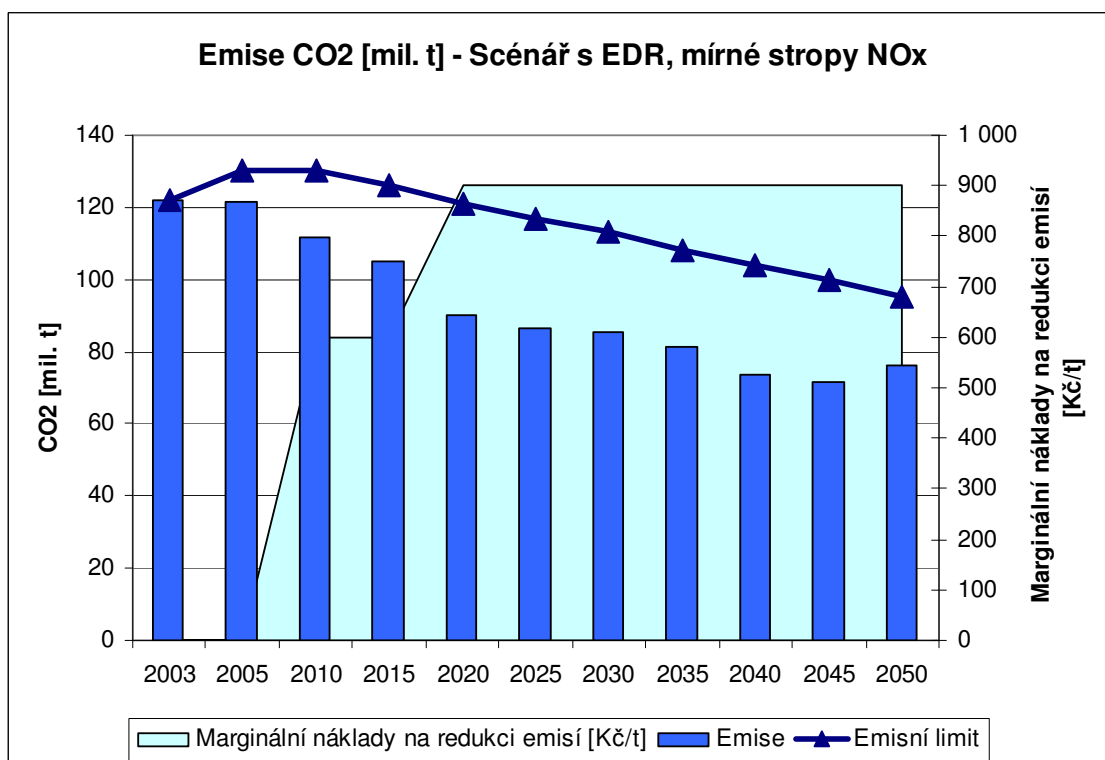
Obrázek 59: Struktura výroby tepla – mírnější stropy emisí NO_x a realizace EDR

Zdroj: výstupy modelu EFOM

Oproti výchozímu scénáři je v tomto scénáři vyšší hnědé uhlí na výrobu centralizovaného tepla, což vede k lepšímu využití tuzemských disponibilních zdrojů. Podíl OZE je nižší až o 5 PJ v r 2050.

Obrázek 60: Výroba tepla z OZE – mírnější stropy emisí NO_x a realizace EDR

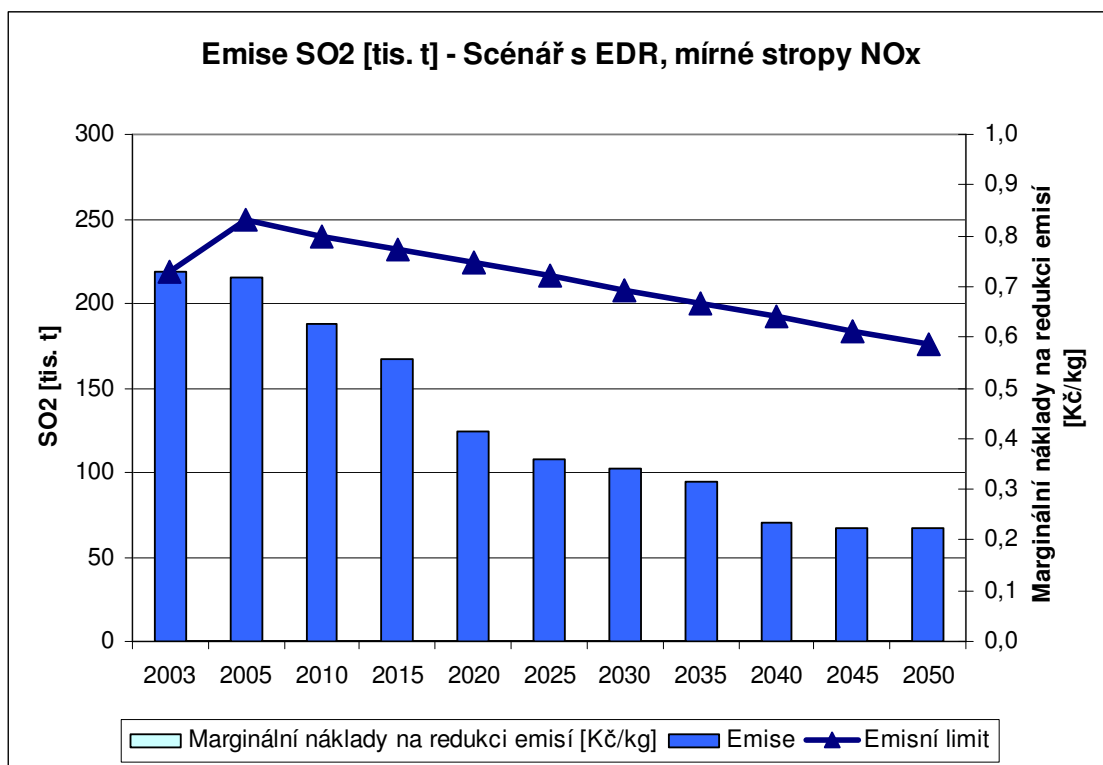
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Obrázek 61: Emise CO_2 z energetického hospodářství – mírnější stropy emisí NO_x a realizace EDR

Zdroj: výstupy modelu EFOM

Nižší emise NO_x ve výchozím scénáři měly pouze marginální vliv na pokles emisí CO_2 . Největší rozdíl je v roce 2020, kdy činí asi 3 mil. t CO_2 .

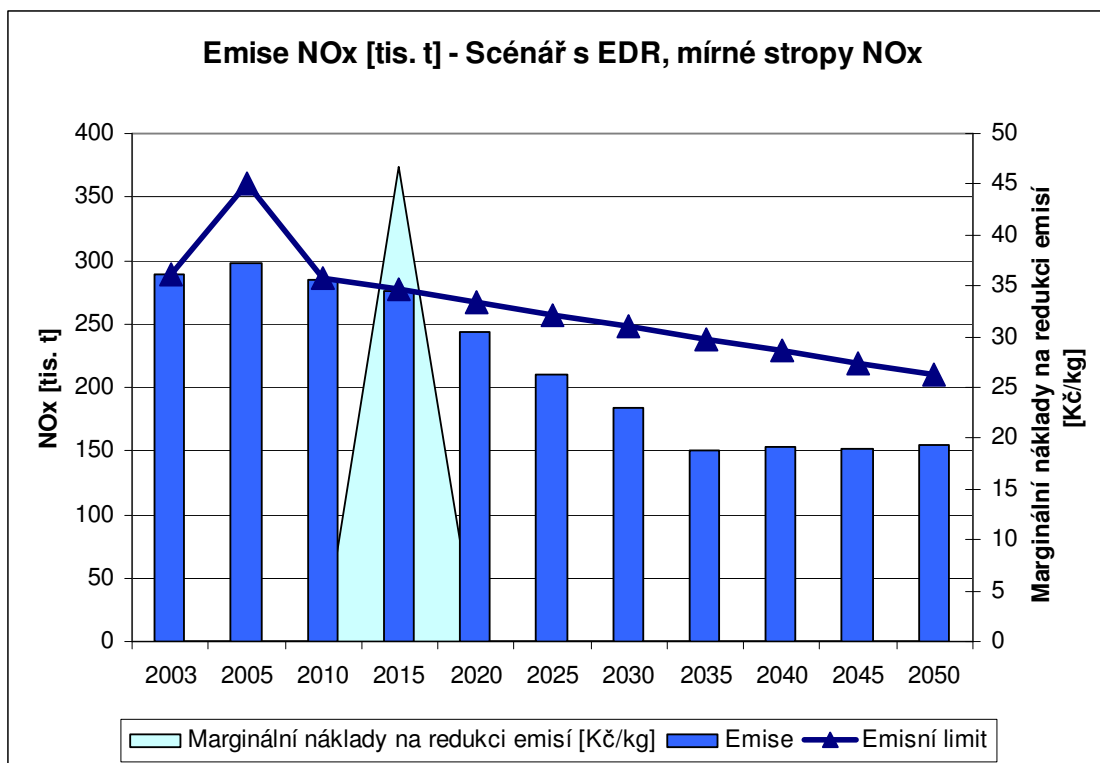
Obrázek 62: Emise SO_2 z energetického hospodářství – mírnější stropy emisí NO_x a realizace EDR



Zdroj: výstupy modelu EFOM

Emise SO_2 z energetického hospodářství jsou i v tomto scénáři od roku 2015 hluboko pod zadanými emisními stropy, takže při naplňování těchto stropů neočekáváme problémy. Nicméně rezerva do limitů je v případě tohoto scénáře poněkud nižší než u výchozího scénáře.

Obrázek 63: Emise NO_x z energetického hospodářství – mírnější stropy emisí NO_x a realizace EDR



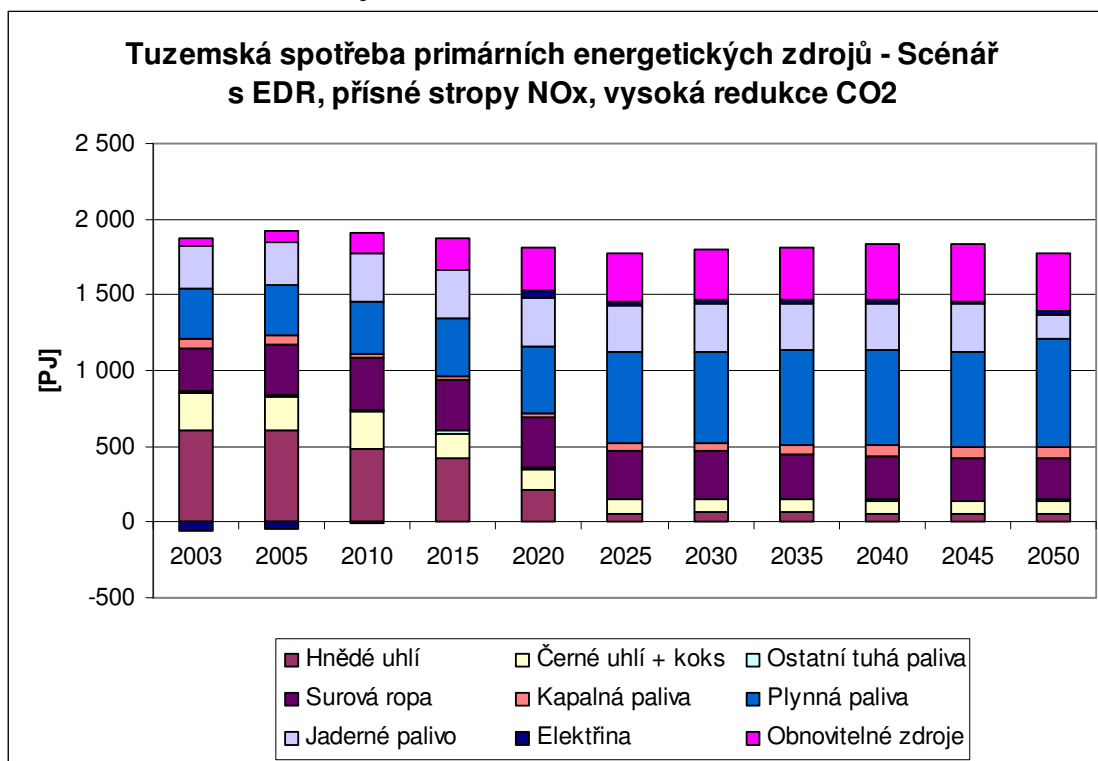
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Z tohoto grafu plyne, že i v tomto scénáři emisní strop NO_x v roce 2015 není zcela bez problémů, nicméně marginální náklady na redukci těchto emisí jsou o dva řády nižší než ve výchozím scénáři.

Úplná emisní bilance skleníkových plynů je uvedena v Příloze 1.

8.4 Scénář s maximální mírou redukce emisí CO_2

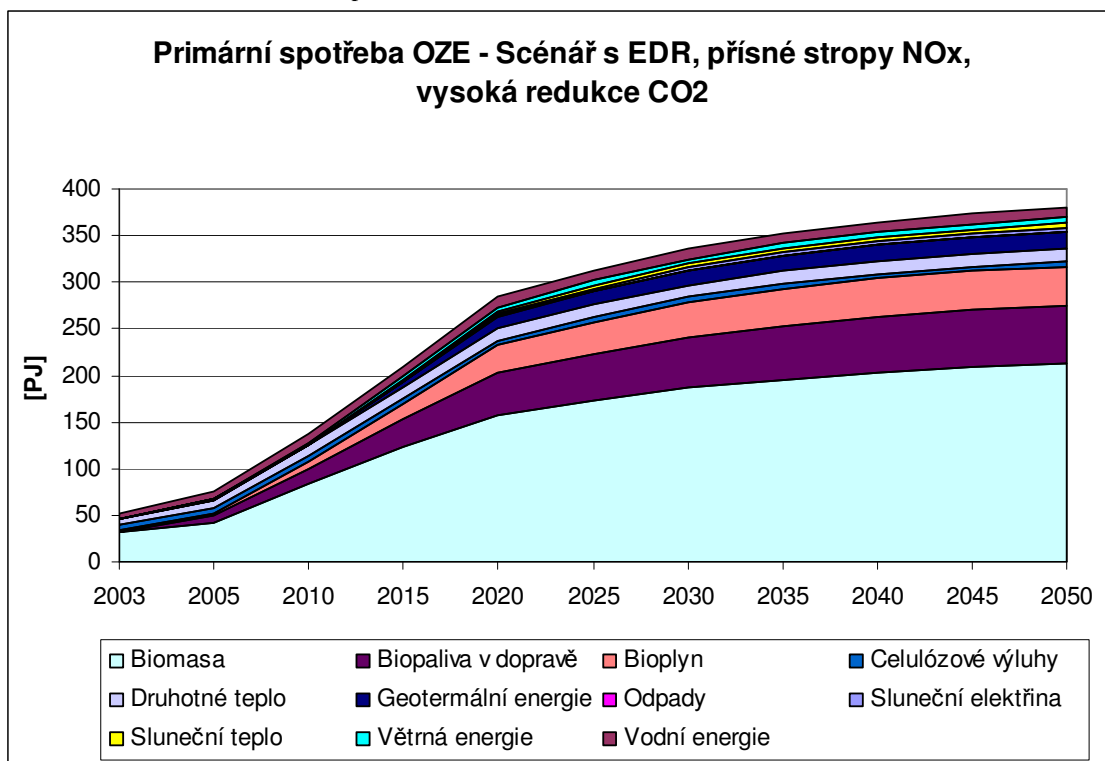
Zadání toho scénáře je opět shodné s výchozím scénářem, navíc jsou zadány limity emisí CO_2 blízké technickému minimu. Smyslem tohoto scénáře je ukázat, kam až je možné ve snižování emisí CO_2 z energetického hospodářství dojít.

Obrázek 64: Tuzemská spotřeba PEZ – maximální redukce emisí CO₂

Zdroj: výstupy modelu EFOM

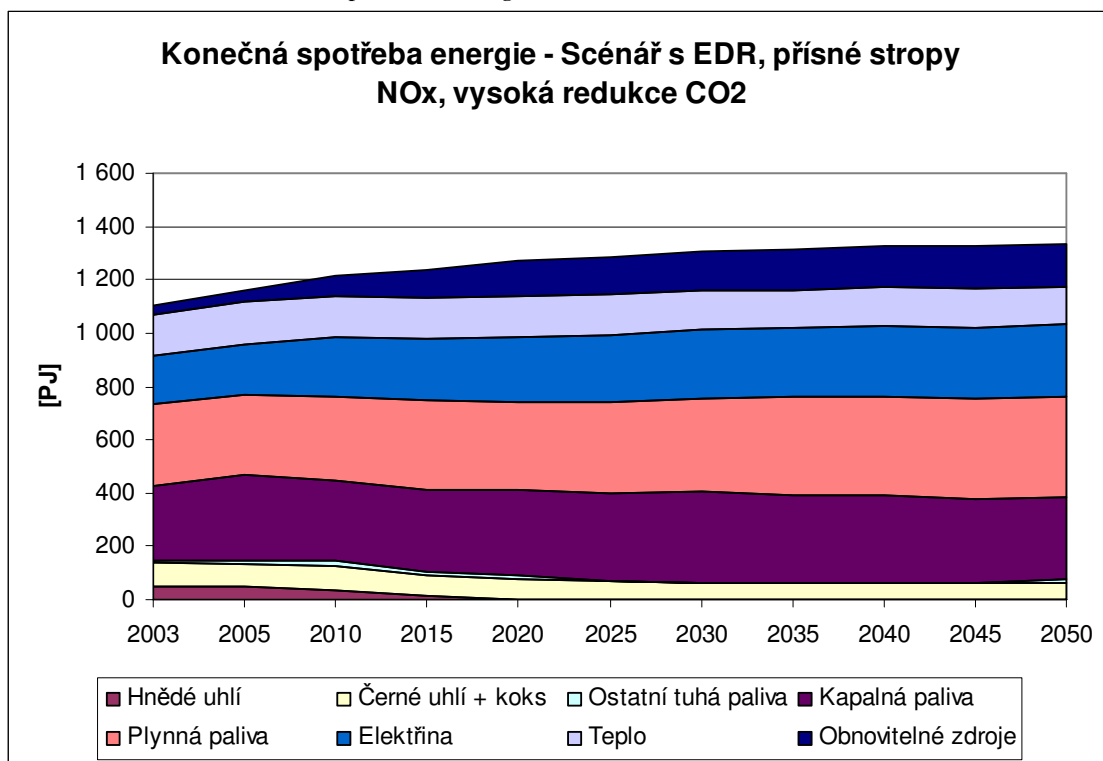
Tuzemská spotřeba primárních zdrojů je v letech 2020 - 2030 oproti výchozímu scénáři nižší o více než 100 PJ, v dalších obdobích se však liší jen minimálně.

Významný rozdíl je ve struktuře primárních zdrojů. V tomto scénáři dochází k poklesu podílu tuhých paliv a k nárůstu podílu zemního plynu a OZE.

Obrázek 65: Primární spotřeba OZE – maximální redukce emisí CO₂

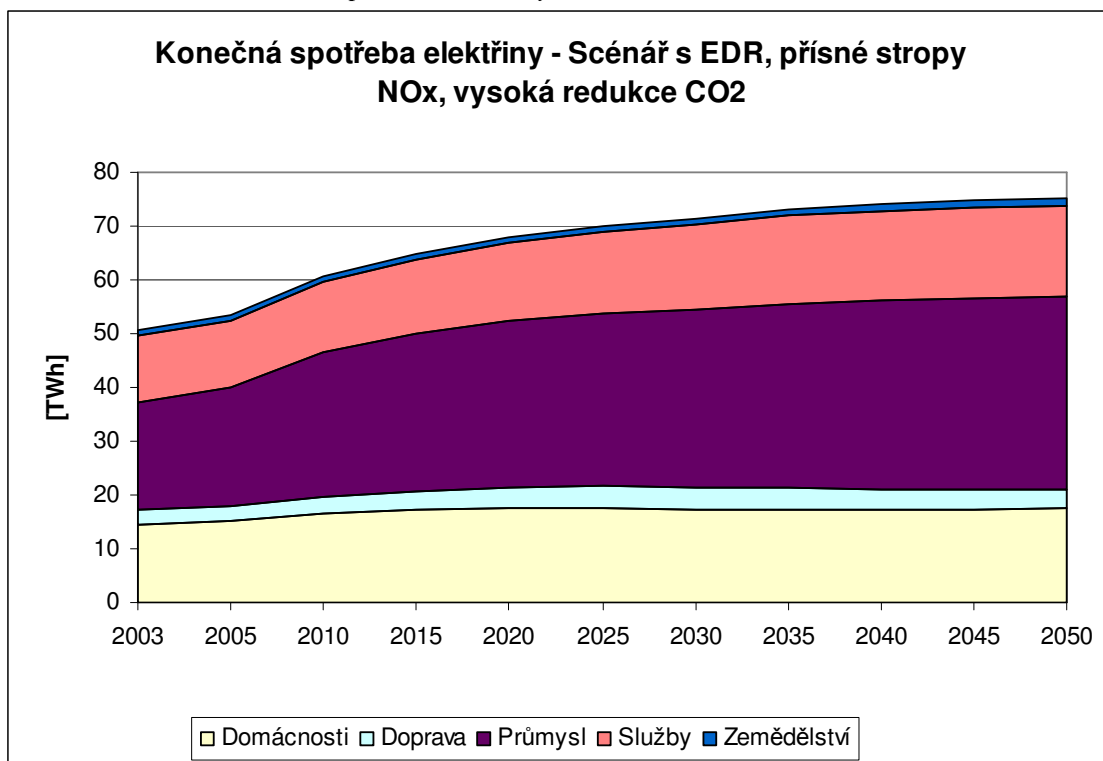
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Podíl OZE v spotřebě primárních zdrojů vykazuje rychlejší nárůst, v posledním roce přesahuje 380 PJ.

Obrázek 66: Konečná spotřeba energie – maximální redukce emisí CO_2 

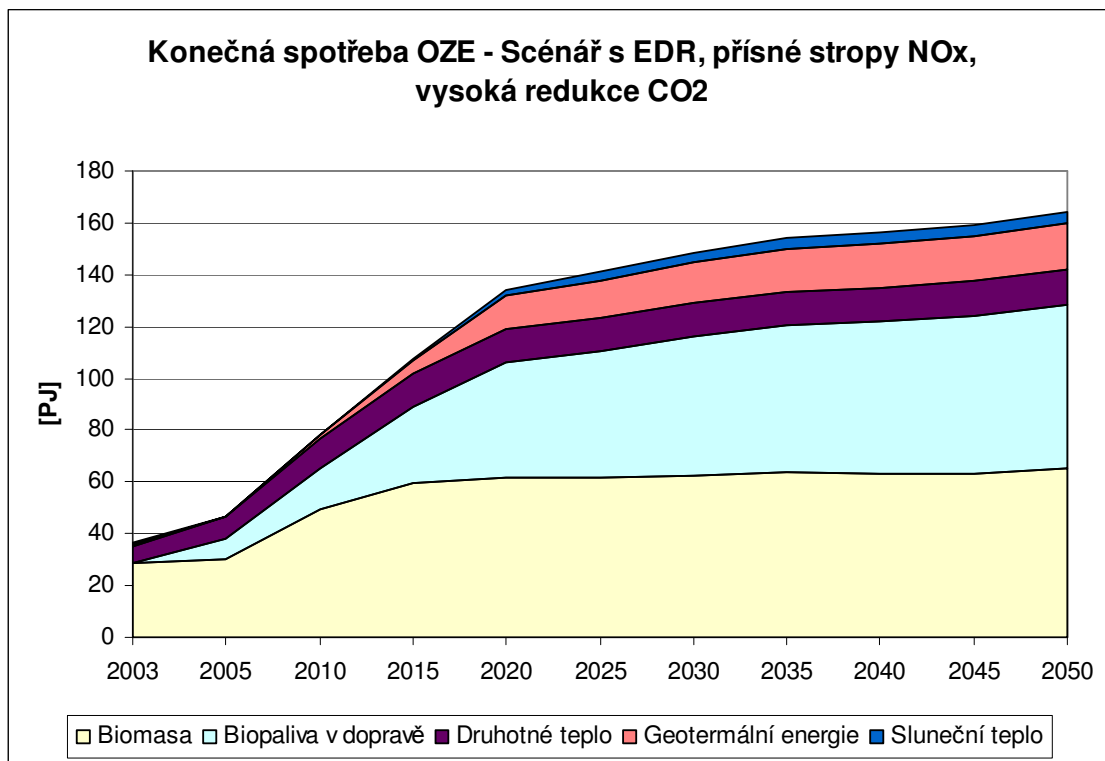
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Ve výši konečné spotřeby není významný rozdíl proti výchozímu scénáři. V roce 2050 je mírně vyšší podíl OZE na úkor černého uhlí.

Obrázek 67: Konečná spotřeba elektřiny – maximální redukce emisí CO_2 

Zdroj: výstupy modelu EFOM

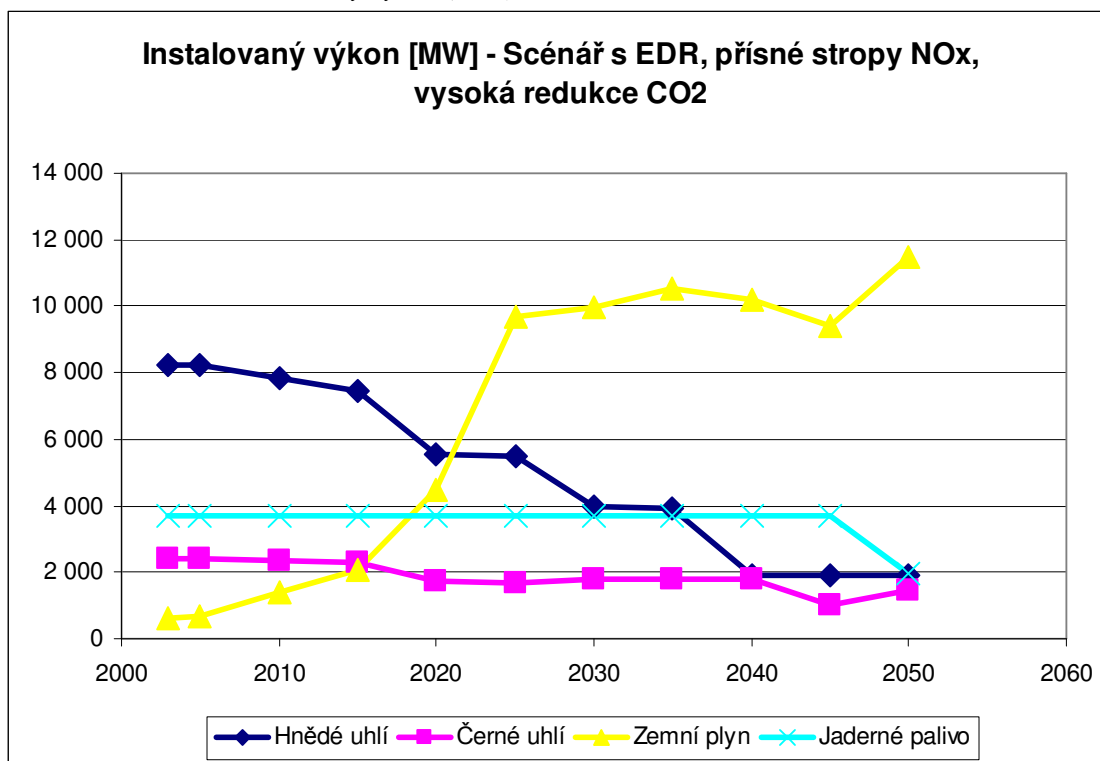
Na konečnou spotřebu elektřiny neměla změna emisních stropů CO_2 znatelný vliv.

Obrázek 68: Konečná spotřeba OZE – maximální redukce emisí CO₂

Zdroj: výstupy modelu EFOM

Ani na konečnou spotřebu OZE neměly dodatečné limity na emise CO₂ významný vliv.

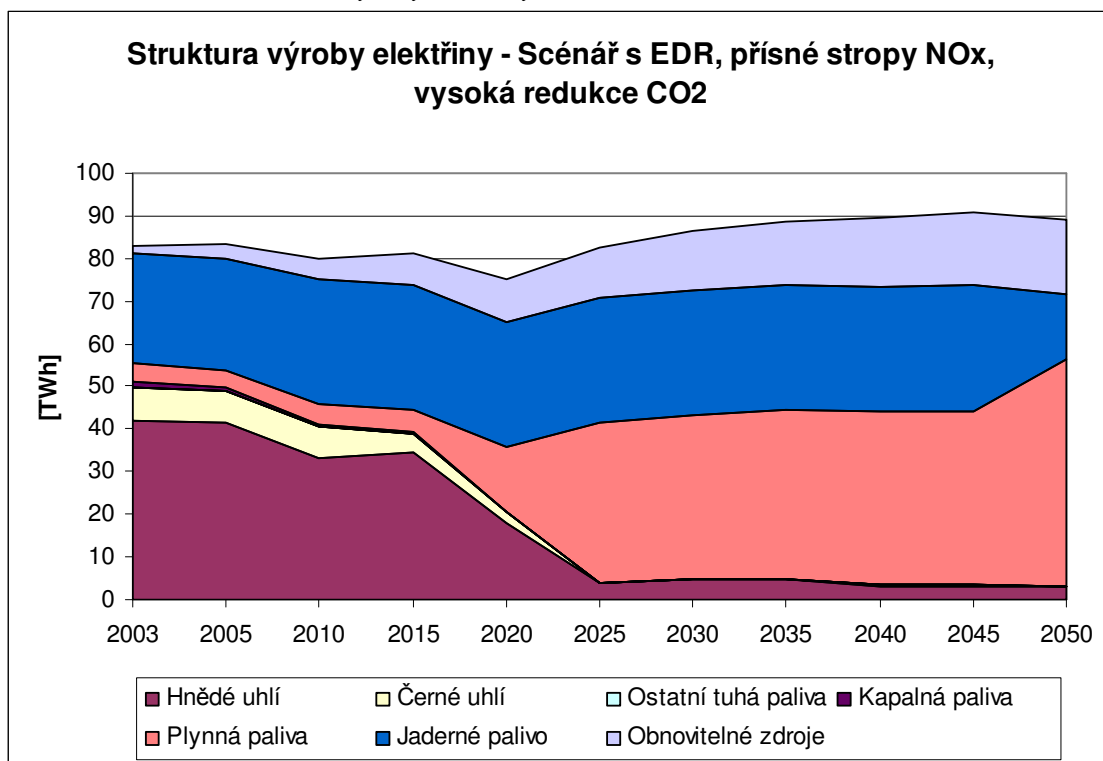
Na následujícím grafu je očekávaný vývoj instalovaného výkonu výroby elektřiny.

Obrázek 69: Instalovaný výkon (MW) – maximální redukce emisí CO₂

Zdroj: výstupy modelu EFOM

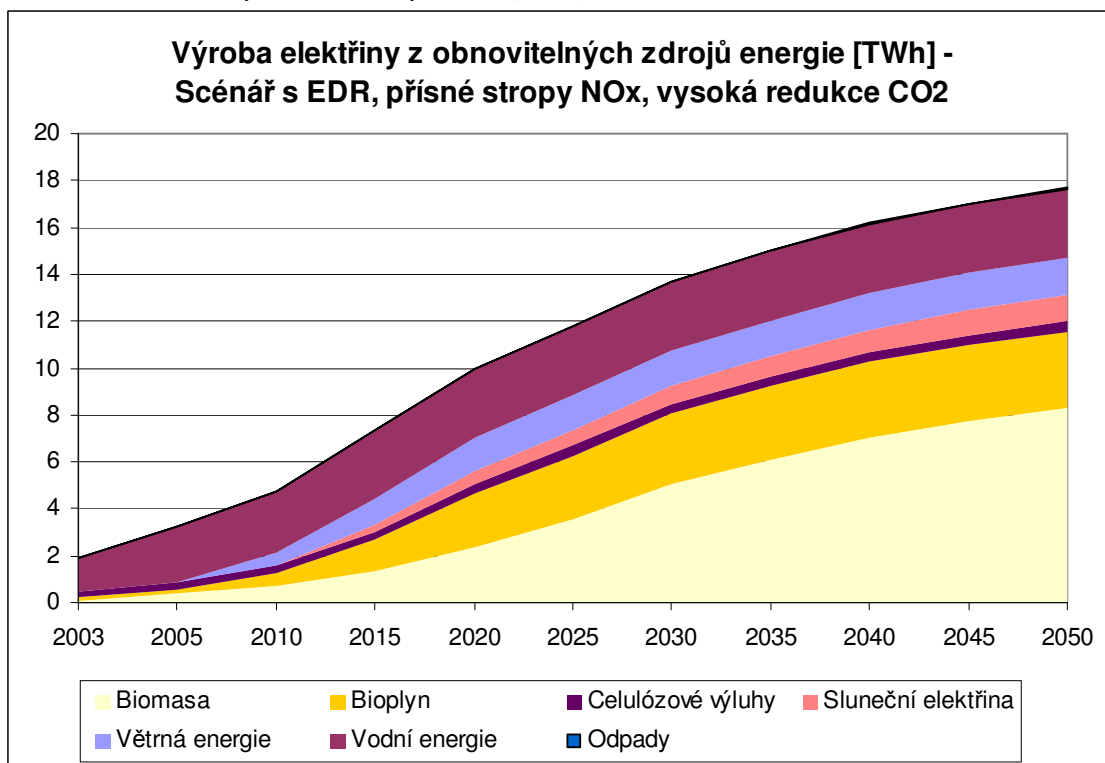
Ve velkých blocích si model v tomto scénáři vybral instalaci těchto nových kapacit:

- Na HU
 - bloky 660 MW v roce 2015 +1 blok a v roce 2045 – 1 blok (postavený v roce 2015) +1 blok;
- Na ČU
 - bloky 600 MW v roce 2030 +1 blok, v roce 2050 +1;
- Na ZP
 - plynové spalovací turbíny o výkonu 160 MW (zadáno dle EGÚ pro regulaci – velmi malá výroba) v roce 2010 +4 bloky, v roce 2020 +1 blok, v roce 2030 -4 a +4 bloky, v roce 2040 -1 +1 blok v roce 2050 -4 +4 blok;
 - Paroplynové bloky 300 MW v roce 2015 +1 blok, v roce 2020 +5 bloků, v roce 2025 +15 bloků, v roce 2035 +2 bloky, v roce 2040 -1 blok +2 bloky, v roce 2045 +2 bloky a v roce 2050 -3 bloky a +5 bloků.

Obrázek 70: Struktura výroby elektřiny – maximální redukce emisí CO₂

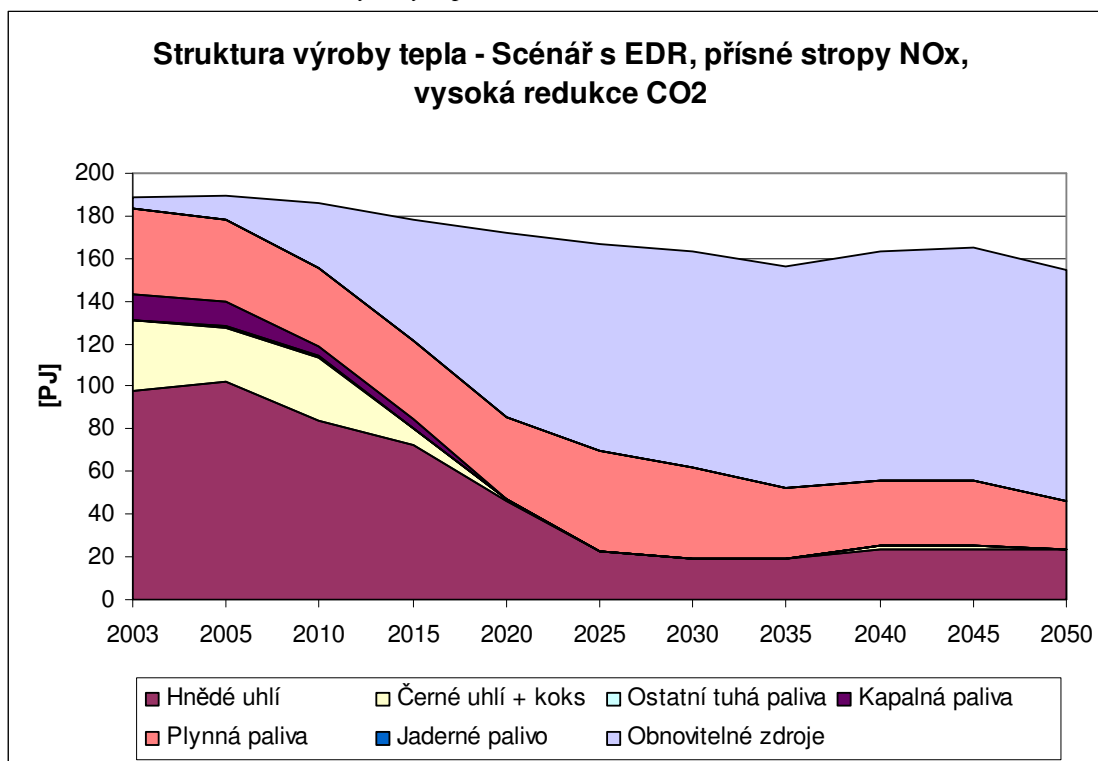
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Ve výrobě elektřiny dochází významnému poklesu (dovozy místo vývozu) a dále k přechodu výroby elektřiny na zemní plyn při minimalizaci její výroby z hnědého i černého uhlí.

Obrázek 71: Výroba elektřiny z OZE (TWh) – maximální redukce emisí CO₂

Zdroj: výstupy modelu EFOM

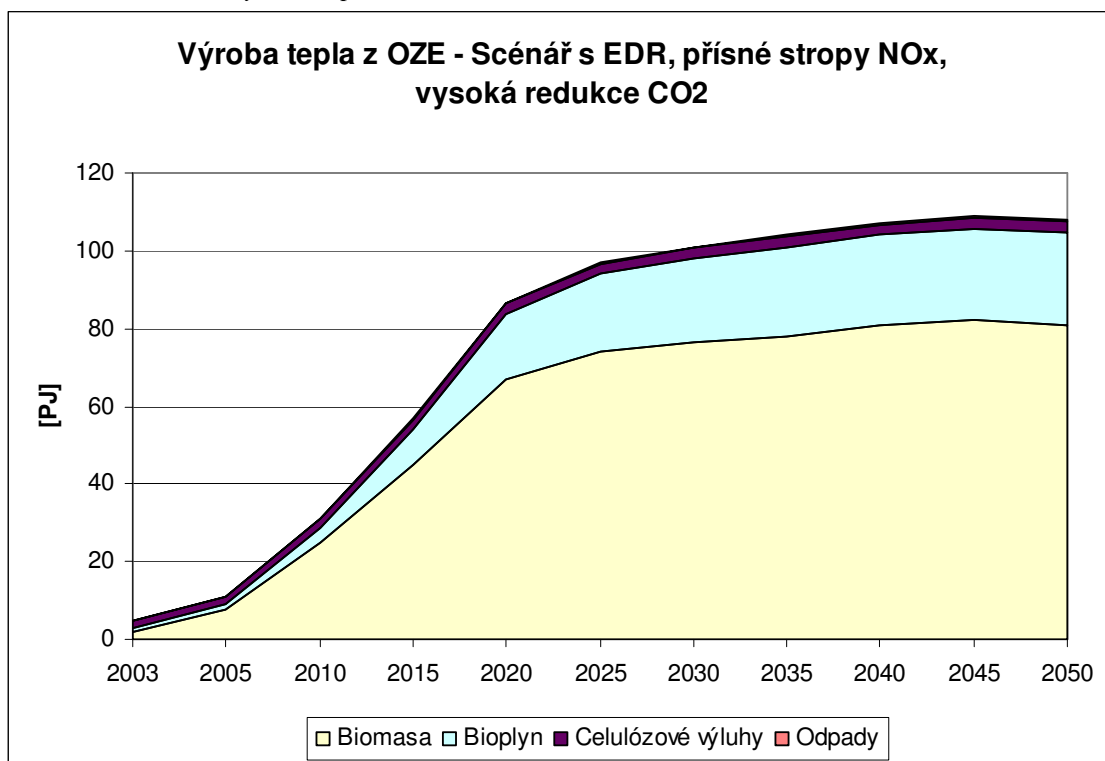
Průběh grafu využívání OZE k výrobě elektřiny je téměř shodný s výchozím scénářem.

Obrázek 72: Struktura výroby tepla – maximální redukce emisí CO₂

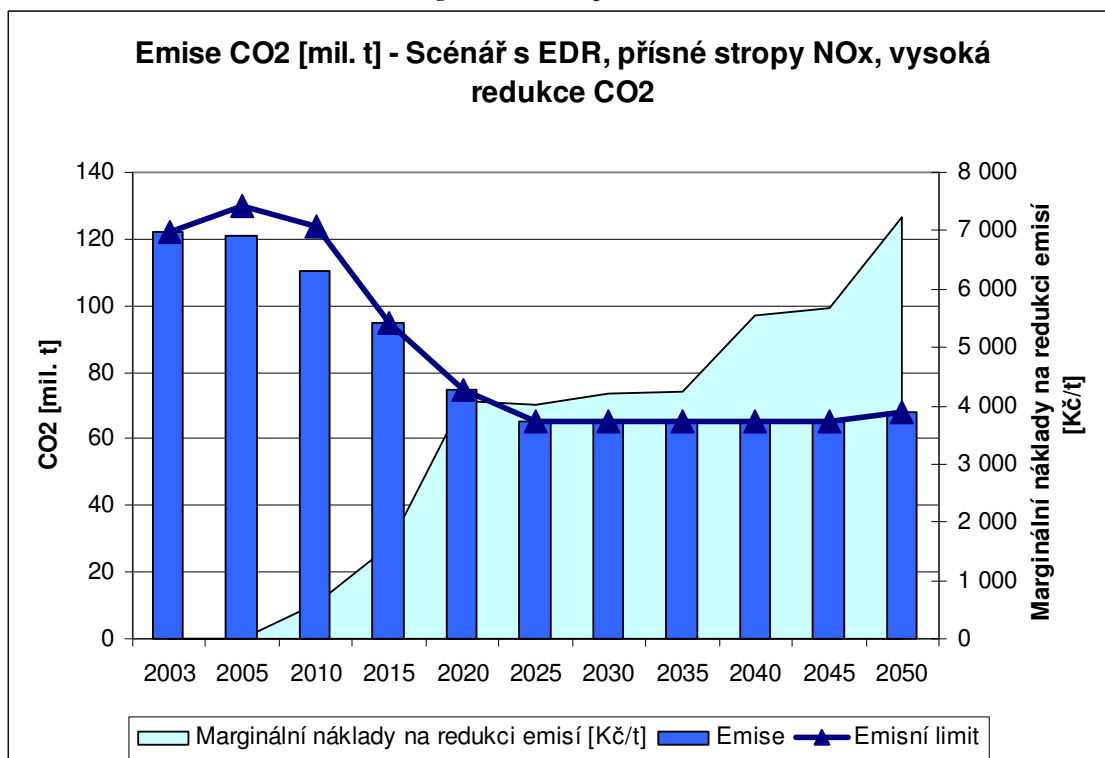
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Jediným významnějším rozdílem proti výchozímu scénáři je v tomto scénáři vytlačení černého uhlí z výroby tepla a jeho nahrazení plynem.

Paradoxně podíl OZE na výrobě tepla je v tomto scénáři v letech 2030 – 2045 o cca 2 % nižší proti výchozímu scénáři. Model se s minimalizací emisí CO₂ vyrovnal omezením černého uhlí a zvýšením podílu zemního plynu (v elektroenergetice, teplárenství i konečné spotřebě). Při minimalizaci emisí CO₂ se model neohlíží na náklady a při současném zachování přísného limitu na NO_x je to z hlediska vzájemných poměrů emisních koeficientů jediný dosažitelný způsob minimalizace emisí CO₂ (model minimalizuje až na "doraz").

Obrázek 73: Výroba tepla z OZE – maximální redukce emisí CO₂

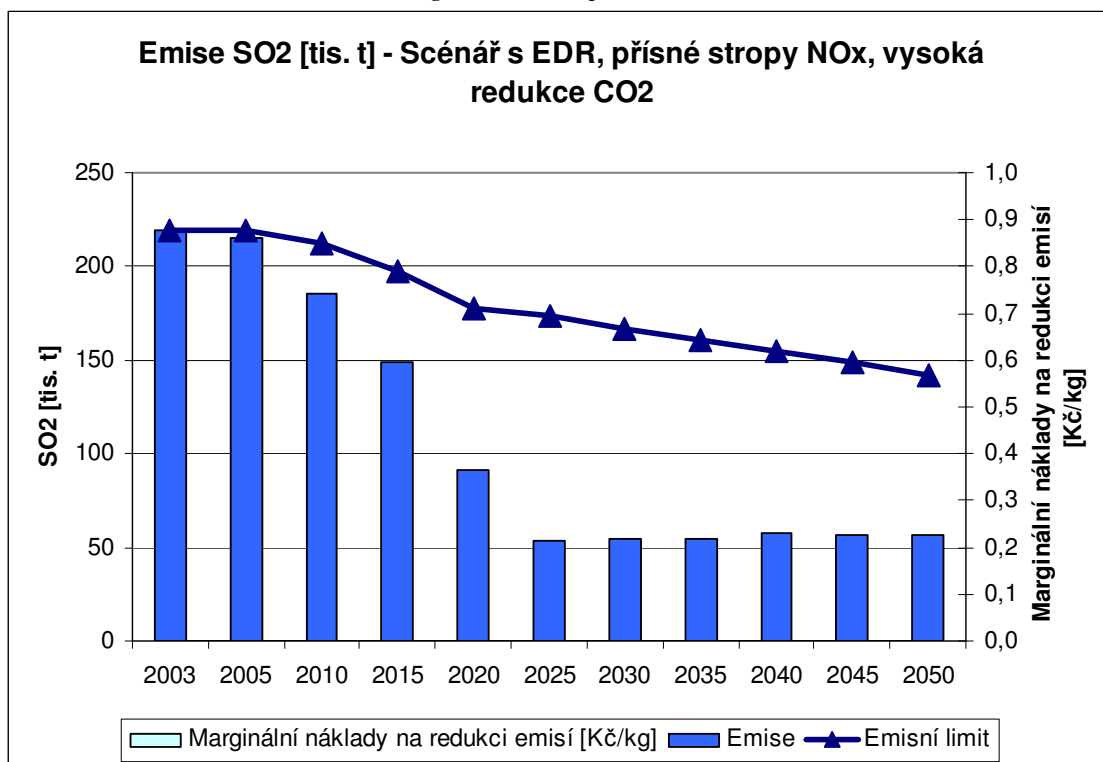
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Obrázek 74: Emise CO₂ z energetického hospodářství – maximální redukce emisí CO₂

Zdroj: výstupy modelu EFOM

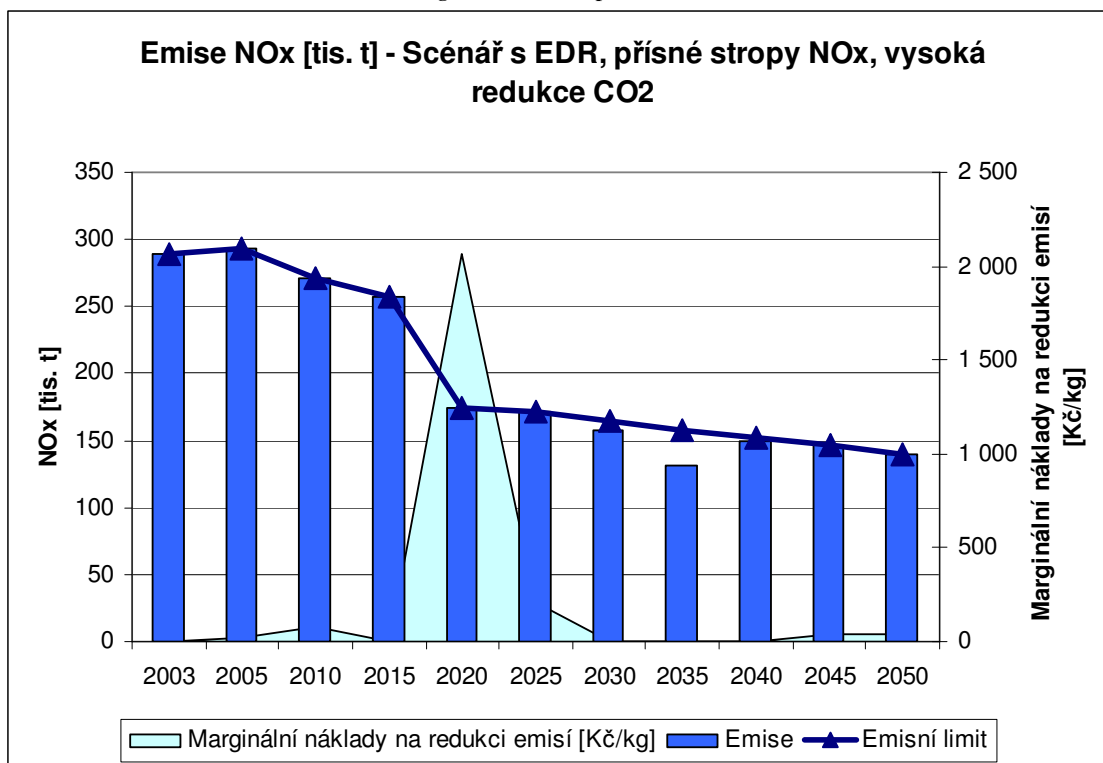
Zde dostáváme zcela jiný obrázek než u všech předcházejících scénářů. Od roku 2015 se marginální náklady na redukci emisí CO_2 pohybují v rozmezí 1500 – 7000 Kč/t CO_2 . Kritické jsou roky 2020 (dožití stávajících velkých uhelných elektráren), 2040 a 2050 (dožití JE Dukovany). Tento scénář představuje skutečně krajní mez, kam je možné ve snižování emisí CO_2 z energetického hospodářství zajít.

Obrázek 75: Emise SO_2 z energetického hospodářství – maximální redukce emisí CO_2



Zdroj: výstupy modelu EFOM

Emise SO_2 z energetického hospodářství jsou i v tomto scénáři od roku 2015 hluboko pod zadanými emisními stropy, takže při naplňování těchto stropů neočekáváme problémy.

Obrázek 76: Emise NO_x z energetického hospodářství – maximální redukce emisí CO_2 

Zdroj: výstupy modelu EFOM

Z tohoto grafu plyne, že se mohou vyskytnout určité obtíže s plněním emisního limitu NO_x podle protokolu CLRTAP v roce 2010. Nejzávažnější problém je ale opět v roce 2020, kdy se limit emisí NO_x jeví jako nereálný.

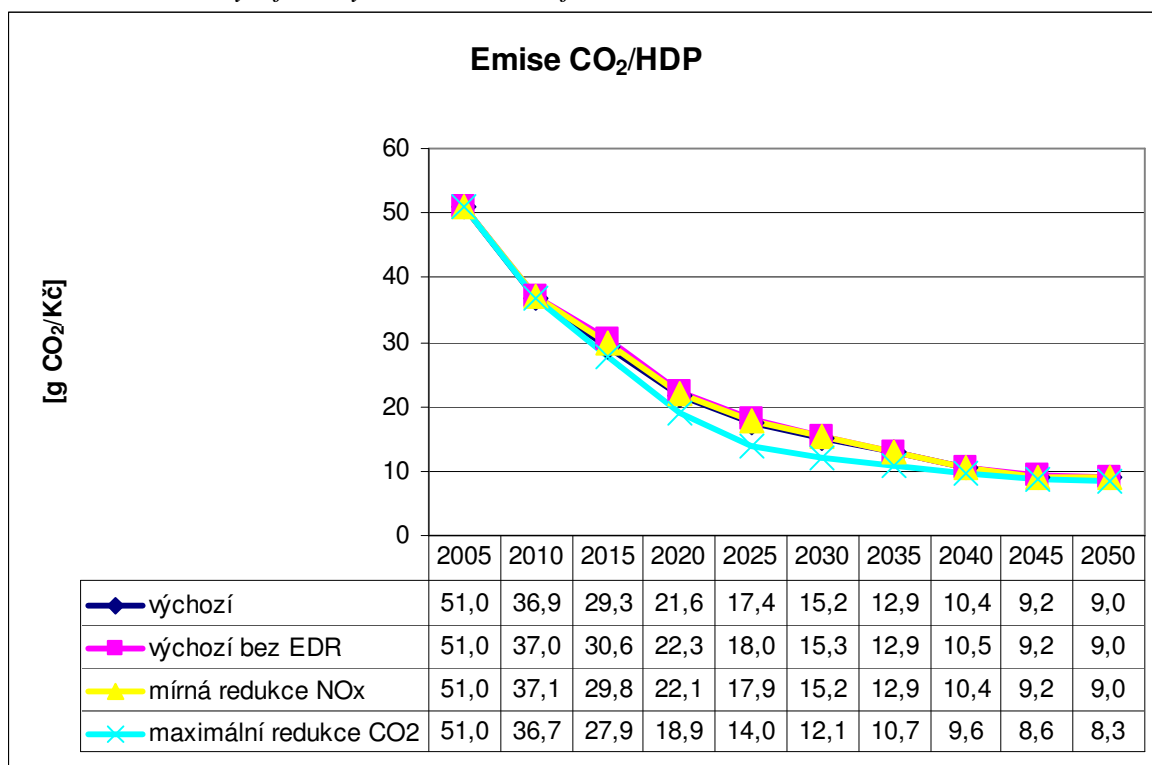
Úplná emisní bilance skleníkových plynů je uvedena v Příloze 1.

9 VÝVOJ KLÍČOVÝCH INDIKÁTORŮ DO ROKU 2050 A SROVNÁNÍ JEDNOTLIVÝCH SCÉNÁŘŮ

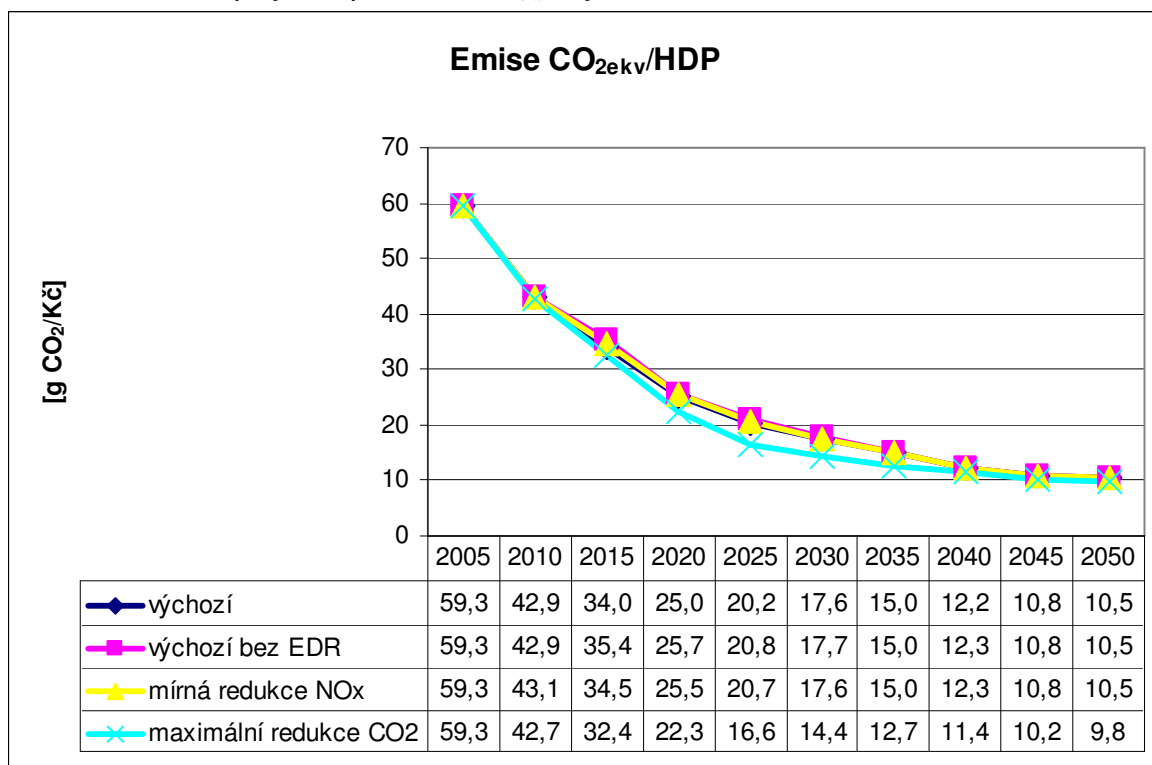
9.1 Srovnání scénářů podle klíčových indikátorů

Následující čtyři grafy ukazují vývoj klíčových indikátorů emisí CO₂ a CO_{2ekv} na jednotku HDP a na obyvatele.

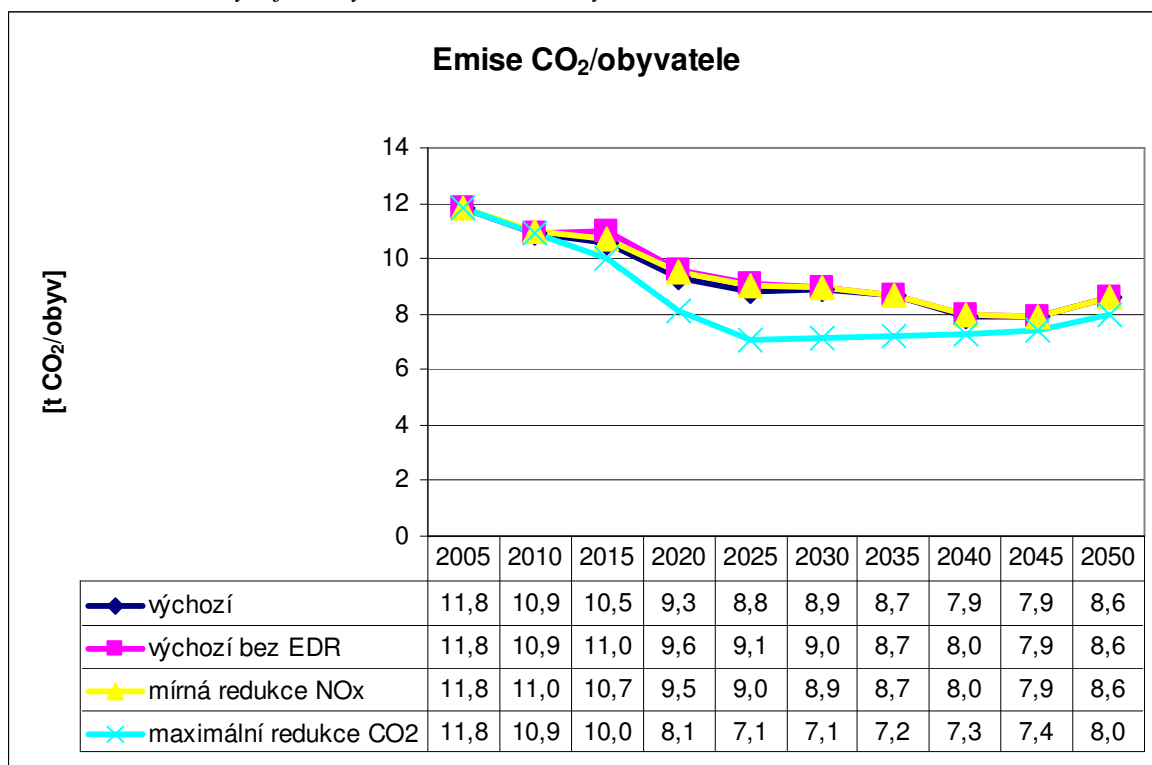
Obrázek 77 Vývoj měrných emisí CO₂ na jednotku HDP



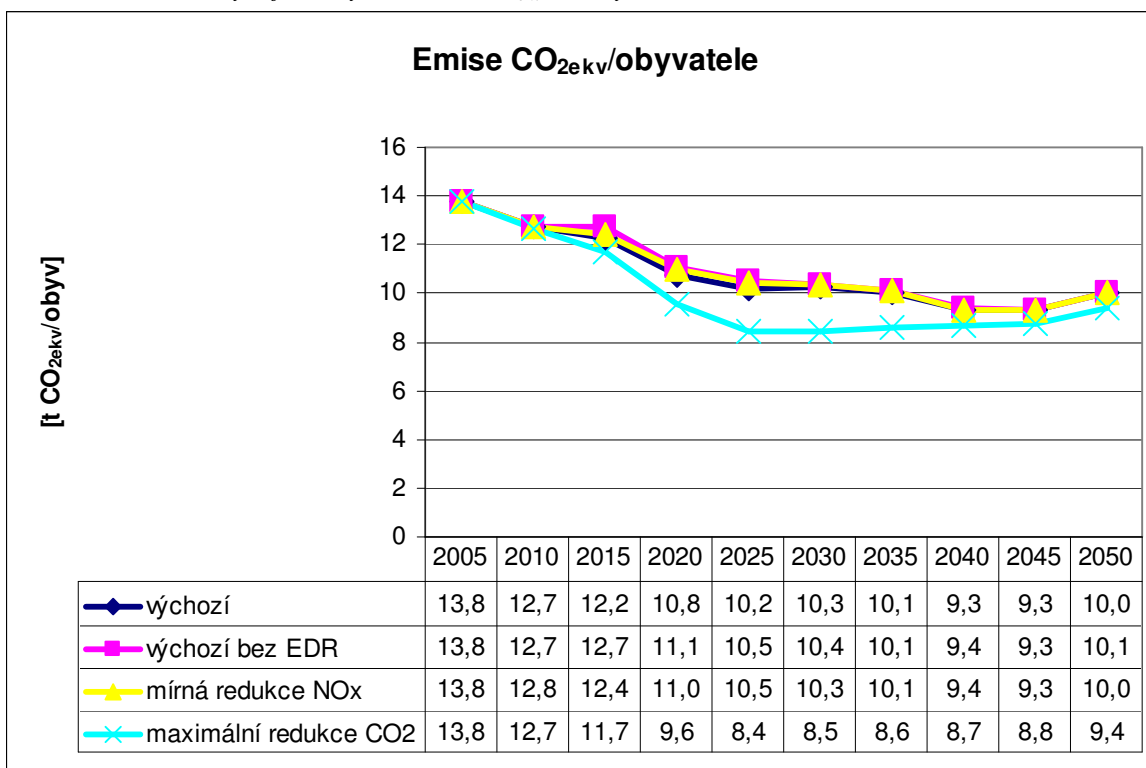
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Obrázek 78 Vývoj měrných emisí CO_{2ekv} na jednotku HDP

Zdroj: výstupy modelu EFOM

Obrázek 79 Vývoj měrných emisí CO_2 na obyvatele

Zdroj: výstupy modelu EFOM

Obrázek 80 Vývoj měrných emisí CO_{2ekv} na obyvatele

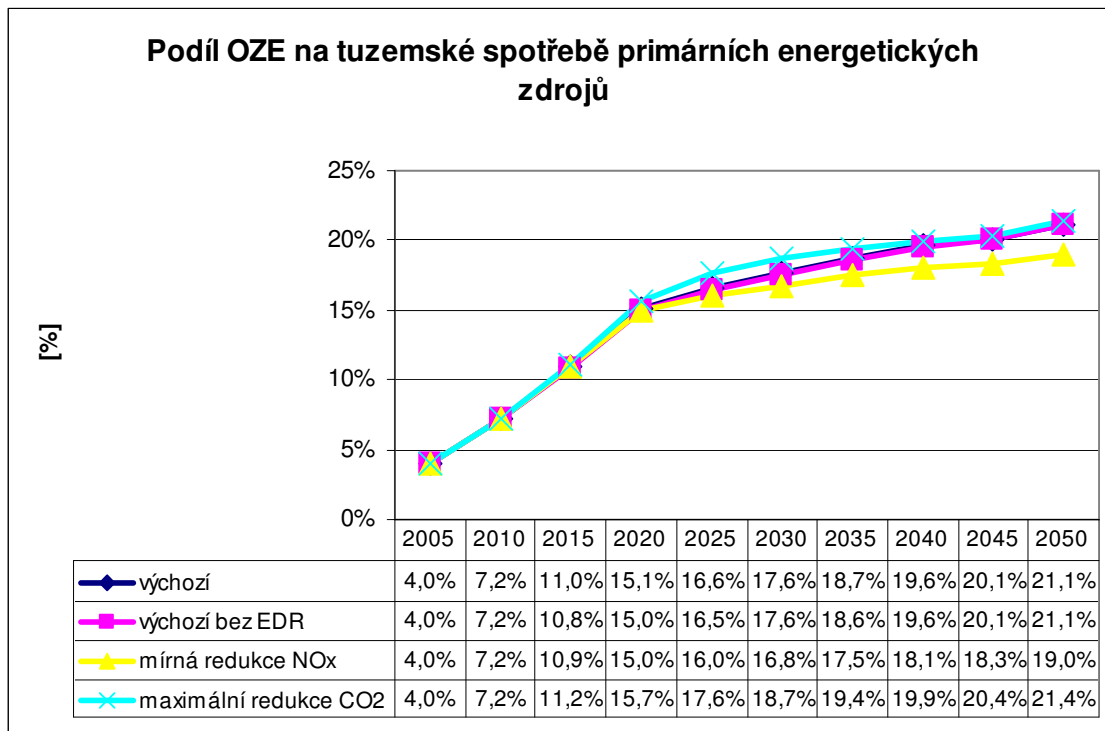
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Měrné emise CO_2 a CO_{2ekv} na jednotku HDP vykazují výrazný pokles, který je ovšem dán hlavně tempem růstu HDP. To je také důvodem toho, že křivky pro všechny čtyři scénáře leží velmi blízko u sebe.

U měrných emisí na obyvatele jsou rozdíly mezi scénáři patrnější. Ve všech scénářích dochází k poklesu emisí na hlavu do roku 2025, dále již hodnota stagnuje. S výjimkou scénáře s maximální redukcí emisí CO_2 dochází k nárůstu hodnoty ukazatele v roce 2050, což je dáno dožitím JE Dukovany. Ve scénáři s maximální redukcí emisí CO_2 byl výpadek JEDU vykompenzován realizací investičně náročných opatření (2700 MW v paroplynových blocích s vysokými parametry).

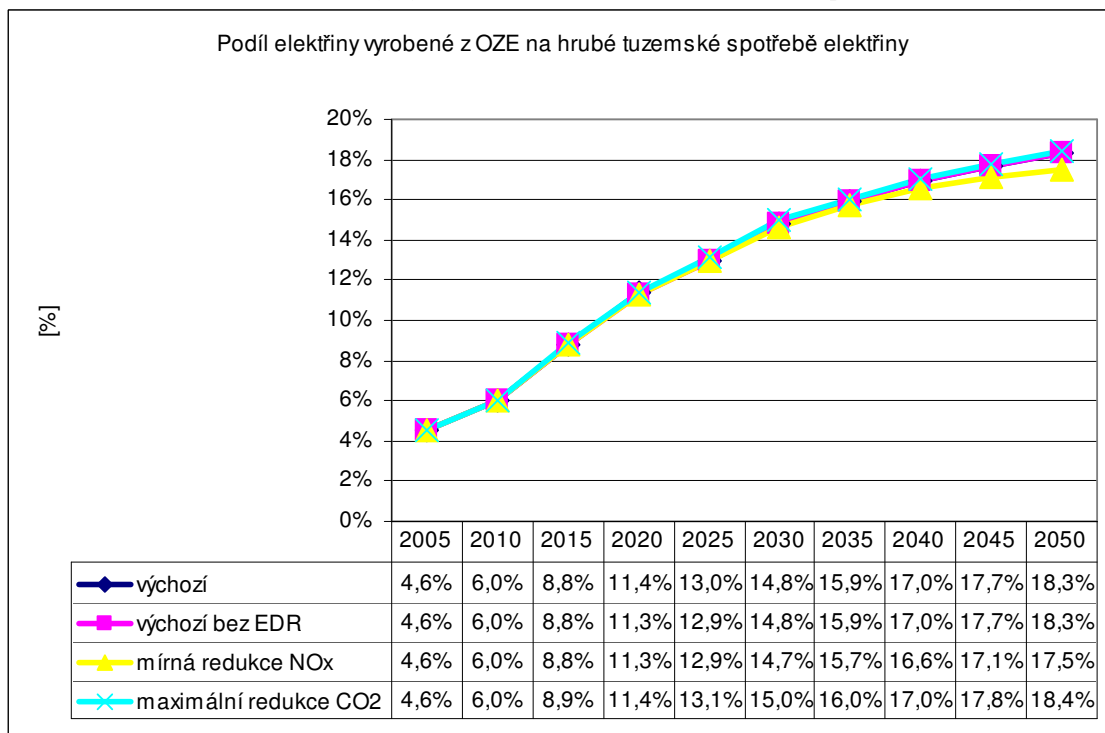
9.2 Srovnání scénářů podle podílů OZE

Obrázek 81 Podíl OZE na tuzemské spotřebě PEZ



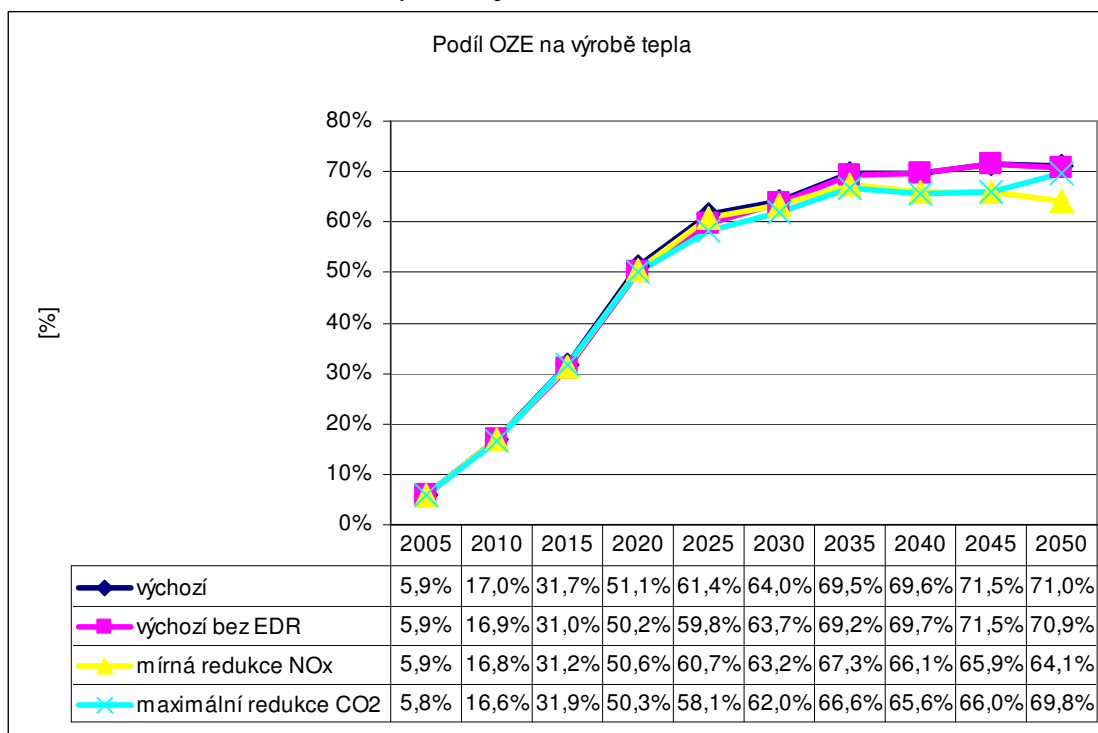
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Obrázek 82 Podíl elektřiny vyrobené z OZE na tuzemské hrubé spotřebě elektřiny



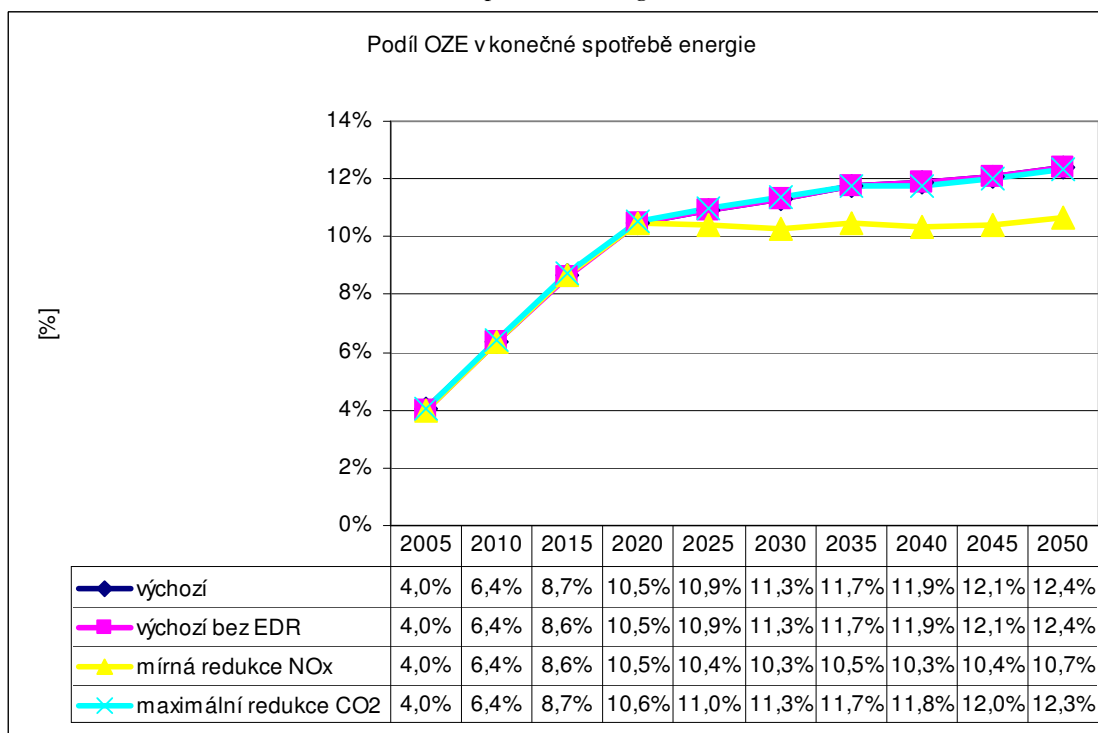
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Obrázek 83 Podíl OZE na výrobě tepla



Zdroj: výstupy modelu EFOM

Obrázek 84 Podíl OZE v konečné spotřebě energie

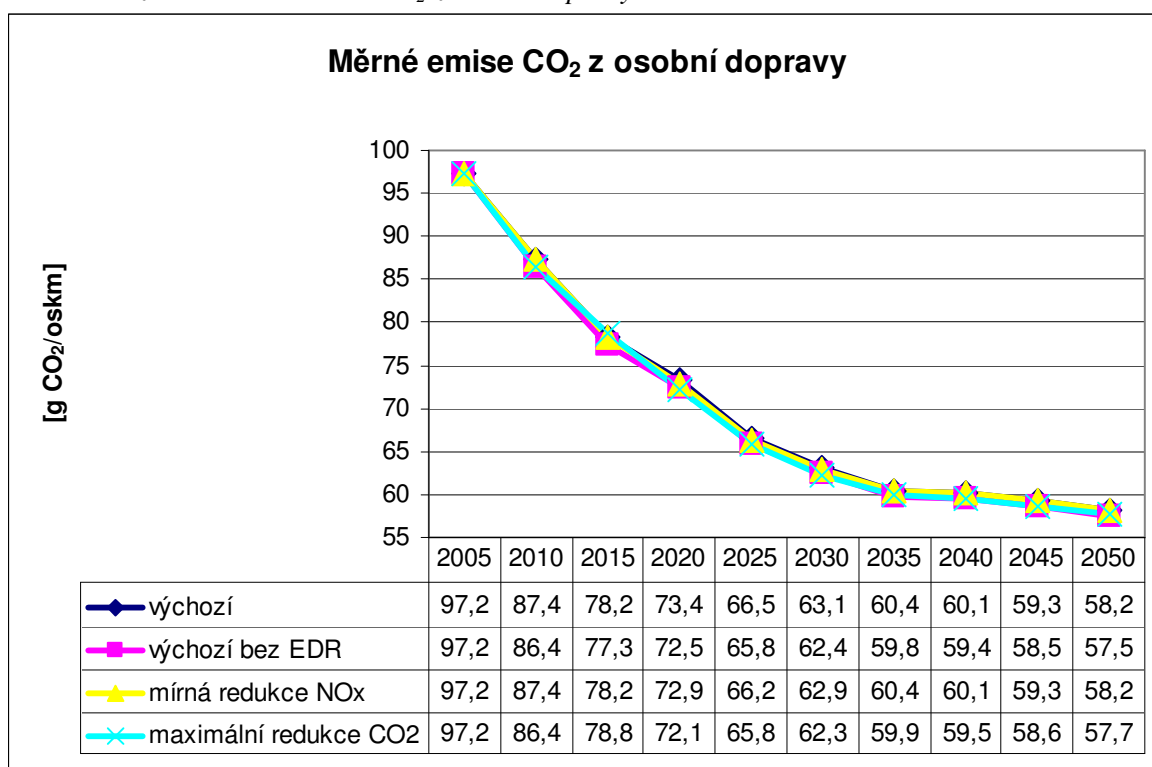


Zdroj: výstupy modelu EFOM

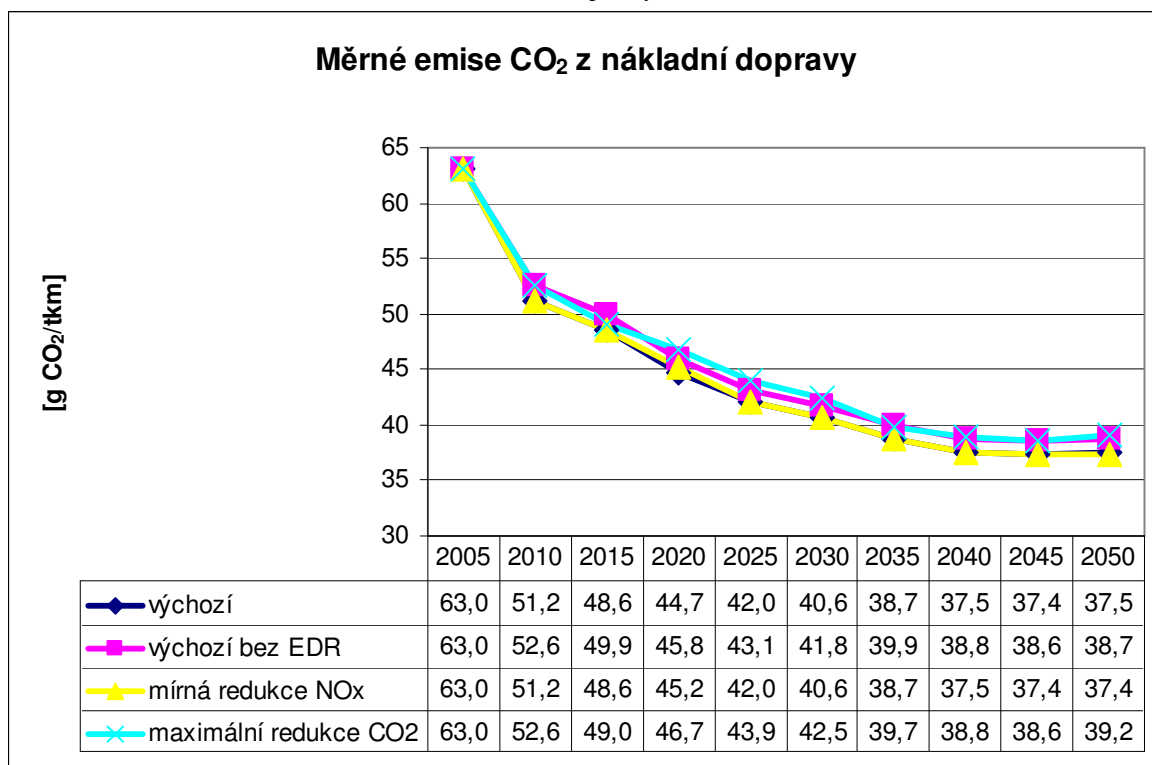
Křivky podílů OZE leží pro všechny scénáře blízko sebe. To je důsledkem toho, že stávající pobídky na podporu užívání OZE jsou účinné a až na nejdražší dochází k čerpání potenciálu OZE. Ve scénáři s maximální redukcí emisí CO₂ je poněkud nelogicky nižší podíl OZE na výrobě tepla. Scénář s mírnými limity emisí NO_x vykazuje znatelně nižší podíly OZE ve všech čtyřech ukazatelích.

9.3 Srovnání scénářů podle indikátorů dopravy

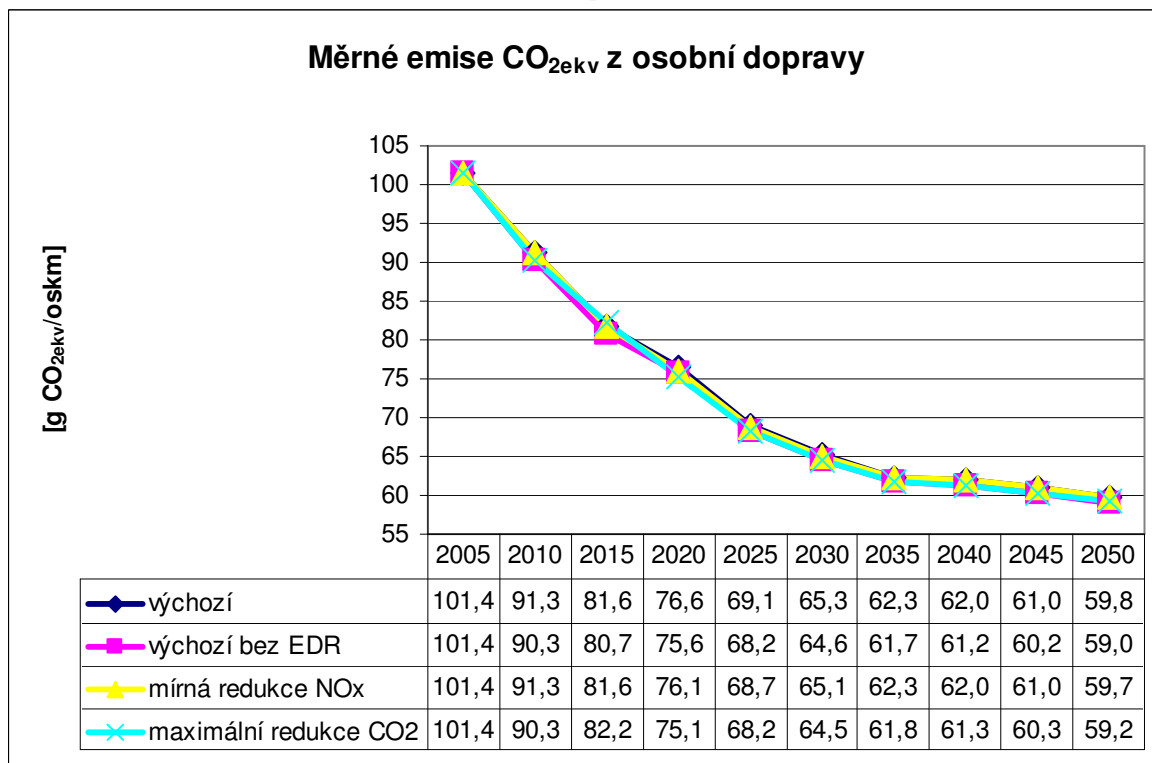
Obrázek 85 Měrné emise CO₂ z osobní dopravy



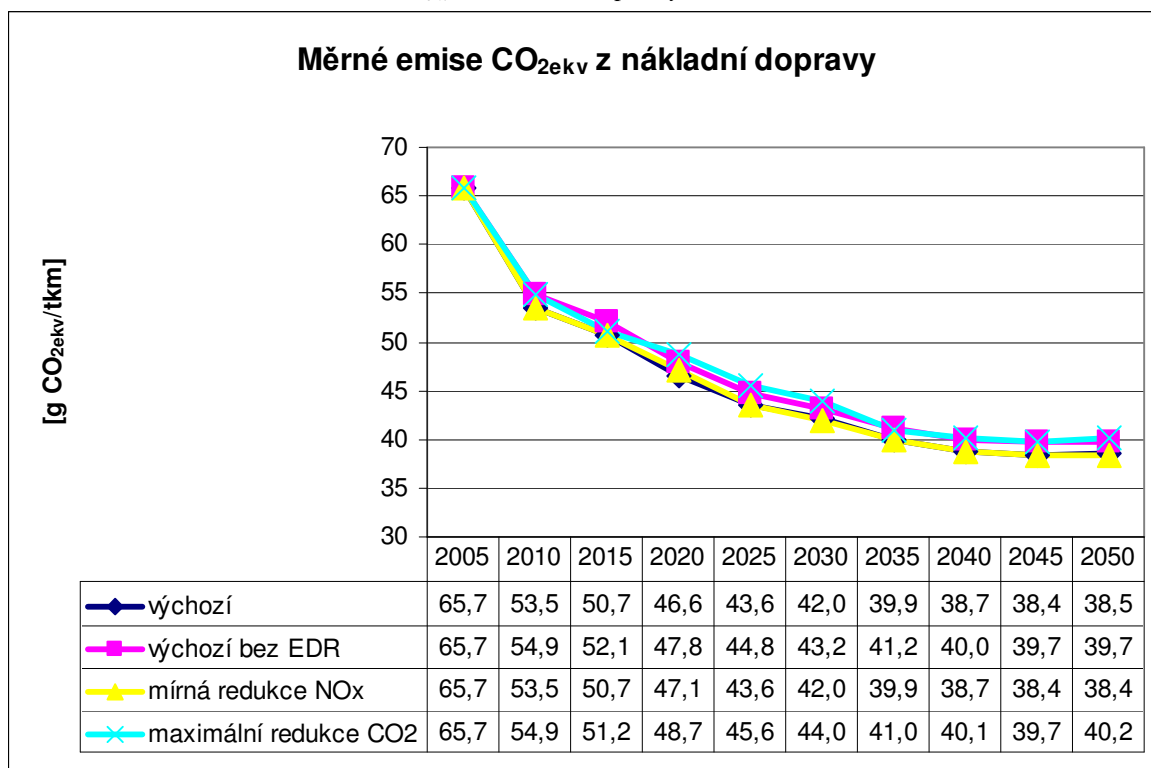
Zdroj: výstupy modelu EFOM

Obrázek 86 Měrné emise CO₂ z nákladní dopravy

Zdroj: výstupy modelu EFOM

Obrázek 87 Měrné emise CO_{2ekv} z osobní dopravy

Zdroj: výstupy modelu EFOM

Obrázek 88 Měrné emise CO_{2ekv} z nákladní dopravy

Zdroj: výstupy modelu EFOM

Rozptyl měrných emisí mezi jednotlivými v sektoru dopravy je velmi malý, což je dáno malou nabídkou opatření v tomto sektoru.

10 ZÁVĚRY A DOPORUČENÍ

10.1 Doporučení

Při koncipování politik a výběru vhodných nástrojů k jejich uplatňování je výhodné využívat hodnocení měrných nákladů očekávaného snížení emisí skleníkových plynů, které se mohou i řádově lišit. Měrné náklady však musí být stanoveny jako zvýšené náklady nad rámec fungujících tržních podmínek, protože hodnocení pouze na základě investičních nákladů není vhodné. Při hodnocení na základě investičních nákladů jsou hlavní nedostatky:

- Efektivnější opatření může vyžadovat vyšší investiční náklady
- Nejsou zohledněny budoucí toky provozních a finančních výsledků hospodaření
- Různé investice se mohou podstatně lišit v době životnosti, přičemž dvě opatření o stejných investičních nákladech mohou po dobu své životnosti přinést odlišné snížení skleníkových plynů (typicky např. zateplování objektů s dlouhou životností vs. nákup domácího spotřebiče s krátkou životností).

Cílem je nalézt taková opatření technické povahy, která umožňují prokazatelné snížení emisí skleníkových plynů za co nejnižších vynaložených prostředků. Je přitom vhodné rozlišovat mezi vlastními technickými opatřeními a systémem pobídek nebo politických nástrojů na jejich zavádění v praxi. Zavádění technické opatření v praxi je výsledkem podmínek panujících na trhu (např. cenové relace mezi jednotlivými druhy paliv, administrativní překážky jistých technologií) a je tedy primárně výsledkem racionální nebo ekonomické rozvahy, pobídky či nástroje jsou výsledkem politického rozhodování a na zavádění technických opatření v praxi působí pouze zprostředkovaně pomocí změny v tržních podmínkách. Technická opatření se potom kromě měrných nákladů vzájemně liší zejména potenciálem jejich uplatnění v ČR.

Pro efektivní snižování emisí skleníkových plynů se nám jeví jako nejvýhodnější následující postup:

1. Stanovení cílů, kterých chceme dosáhnout (např. snížení současných emisí na danou hodnotu).
2. Vytipování okruhu základních okruhů technických opatření a stanovení jejich potenciálu včetně měrných společenských nákladů realizace daného opatření, dále stanovit případné další efekty jako je snížení ostatních emisí, nezávislost na dovozech paliv
3. Výběr nákladově nejefektivnějších opatření s dostatečným potenciálem ke splnění stanoveného cíle
4. Zhodnocení potenciálu vybraných opatření za současných tržních podmínek včetně stanovení investory požadované doby návratnosti
5. Výběr vhodného nástroje na podporu realizace daného opatření v praxi (zejména s přihlédnutím k administrativní náročnosti jeho zavádění)
6. Nastavení zvoleného nástroje tak, aby přilákal dostatečné množství investorů (např. výše tarifů za vykupovanou elektřinu)

Výše zmiňovaný postup je z velké části teoretický ideál, který nelze vždy z rozličných důvodů v praxi plně realizovat. Problémem je jednak veliká diverzita rozličných technologií a způsobů, jak budou využívány, dále neustále se měnící podmínky na trhu (např. ceny fosilních paliv, které se snažíme nahradit), regionální rozdíly v dostupnosti paliv, disparity v cenách placených velkými spotřebiteli a drobnými spotřebiteli a v neposlední řadě nedostatek relevantních informací o instalovaných technologiích v soukromém sektoru. To vše způsobuje, že realizace obdobných projektů se mohou při svém finančním hodnocení významně lišit. Na námi odhadnuté měrné náklady je proto nutné pohlížet jen jako na orientační, z větší části vycházející ze stávajícího systému veřejných podpor.

Přesto lze na základě výsledků této studie shrnout základní doporučení pro činnost státní správy v oblasti snižování emisí skleníkových plynů:

- Nastavovat politické nástroje takovým způsobem, aby odrážely všechny přínosy a náklady, a při porovnávání je normalizovat na stejnou početní jednotku
- Soustředit se na opatření, která slibují největší přínosy, ať už po stránce měrných nákladů nebo potenciálu, který mohou naplnit
- Na základě námi provedeného rozboru lze mezi opatření s největšími potenciály ke snižování emisí skleníkových plynů řadit zejména záměnu používaných tuhých paliv za zemní plyn, využívání biomasy a bioplynu, opatření v sektoru dopravy a fotovoltaiku včetně větrné energie.
- Naopak v hodnocení podle měrných nákladů na sníženou tunu skleníkových plynů se jeví jako nejperspektivnější zejména zachytávání a energetické využívání emisí methanu (ať už fugitivních nebo ze skládek komunálního odpadu), zateplování v domácnostech, náhrada vytápění elektřinou a hnědým uhlím v domácnostech zemním plynem, kogenerace a energetické využívání biomasy.
- Při stanovení snížení množství emisí skleníkových plynů přihlédnout k očekávaným ročním nákladům na využívání obnovitelných nebo alternativních zdrojů energie tak, aby nebylo podstatným způsobem ovlivněno hospodaření domácích výrobců nebo se nevyskytly nežádoucí vlivy na sociálně slabší skupiny obyvatelstva

10.2 Závěry

Ve výchozím scénáři dojde k poklesu emisí skleníkových plynů o 42 % v roce 2020 a o 50 % v roce 2050 oproti roku 1990. Ve scénáři s maximální redukcí emisí CO_{2(ekv)} poklesy činí 48 % v roce 2020 a 53 % v roce 2050.

Z provedených výpočtů jednotlivých scénářů vyplývá, že zadané parametry těchto scénářů vedou k poměrně vysokému čerpání potenciálu možného snižování emisí skleníkových plynů v energetickém hospodářství. Jednotlivé scénáře jsou si dosti podobné, výrazněji odlišný je pouze scénář s maximální redukcí emisí CO₂. Snížení emisí CO₂ v tomto scénáři je docíleno hlavně záměnou černého uhlí za zemní plyn. Vzhledem k vysokému podílu černého uhlí i ve scénářích s druhou a třetí fází Ekologické daňové reformy je zřejmé, že navrhované zdanění podle obsahu uhlíku v palivu nemusí vést k náhradě tuhých paliv za zemní plyn. Velký rozdíl mezi cenou dováženého černého uhlí a zemního plynu převáží vyšší

investiční náročnost uhelných zdrojů v neprospěch plynu a rozdíl mezi zdaněním uhlí a plynu nestačí ke zvrácení tohoto poměru.

Požadavek na emisní strop NO_x v roce 2020 ve výši 175 tis. tun je sice technicky realizovatelný, ale z pohledu výše investičních nákladů je fakticky nereálný. Dosažení tohoto cíle by vyžadovalo na všech zdrojích elektřiny a centralizovaného tepla instalovat selektivní katalytickou denitrifikaci s účinností 90 %, což je nerealistický požadavek.

SEZNAM ZKRATEK

IAD	Individuální automobilová doprava
CDV	Centrum dopravního výzkumu Brno
CZT	Centrální zásobování teplem
ČHMÚ	Český hydrometeorologický ústav
ČOV	Čistička odpadních vod
ČSÚ	Český statistický úřad
ERÚ	Energetický regulační úřad
GWP	Global Warming Potential (měrný potenciál oteplování klimatu)
HDP	Hrubý domácí produkt
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
MEŘO	Methyl ester řepkového oleje
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MVE	Malé vodní elektrárny
MŽP	Ministerstvo životního prostředí
NPV	Net present value (čistá současná hodnota)
OKEČ	Odvětvová klasifikace ekonomických činností
OZE	Obnovitelný zdroj energie
PPP	Purchasing Power Parity (parita kupní síly)
TTP	Trvalé travní porosty
VE	Větrné elektrárny
VVE	Velké vodní elektrárny

POUŽITÁ LITERATURA

- [1] Akční plán pro energetické úspory, 1999
- [2] CO₂ efficiency in road freight transportation: Status quo, measures and potential, Elsevier, 2004
- [3] Jevič, P., Šedivá, Z.. Production, marketing, kontrol of standardized quality and competitive power of fatty acids methyl esters of rapeseed in the Czech Republic, 2004
- [4] Národní program hospodárného nakládání s energií a využívání jejích obnovitelných a druhotných zdrojů na roky 2006-2009
- [5] National Greenhouse Gas Inventory Report of the Czech Republic 2005, Czech Hydrometeorological Institute, 2007
- [6] Obnovitelné zdroje energie v roce 2006, MPO, 2007
- [7] Statistická ročenka životního prostředí 2006
- [8] Studie potenciálu obnovitelných zdrojů energie do roku 2020, Asociace pro využití obnovitelných zdrojů energie, 2007
- [9] Surovinová politika v oblasti nerostných surovin a jejich zdrojů, MPO
- [10] VaV/320/10/03 „Zpracování prognózy využívání obnovitelných zdrojů energie v ČR do roku 2050“, Asociace pro využití obnovitelných zdrojů energie, 2004
- [11] Výroční hodnotící zpráva o programu Horizontální plán rozvoje venkova ČR za rok 2006, Ministerstvo zemědělství, 2007
- [12] Zemědělství 2006, Ministerstvo zemědělství, 2007
- [13] Zpráva o plnění indikativního cíle výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů za rok 2005, MPO, 2006
- [14] Zpráva o stavu lesa a lesního hospodářství České republiky v roce 2005, Ministerstvo zemědělství, 2006
- [15] Zpráva o výsledcích analýzy vnitrostátního potenciálu kombinované výroby elektřiny a tepla v České republice podle směrnice 2004/8/ES, MPO, 2006
- [16] Zpráva o životním prostředí ČR v roce 2005, MŽP, 2006



Příloha č. 1

Bilance emisí skleníkových plynů za počítané scénáře