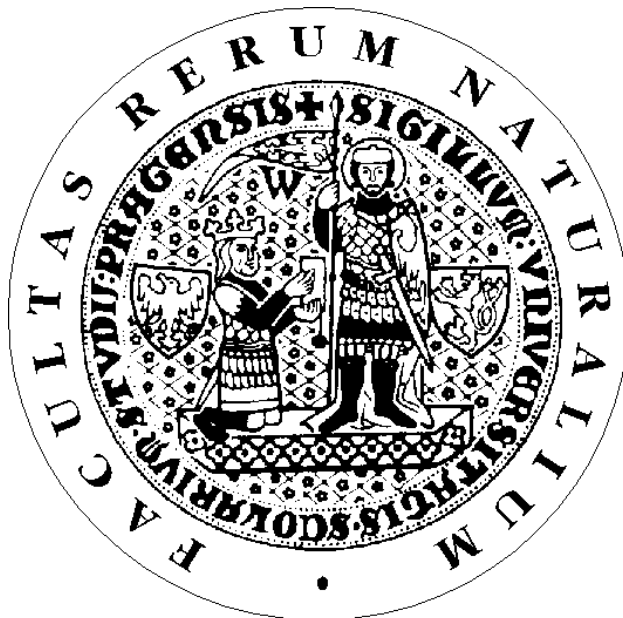


Univerzita Karlova v Praze
Přírodovědecká fakulta, Ústav pro životní prostředí

Studijní program: Ekologie a ochrana životního prostředí



Mgr. Jaroslav Pavlica

Vyhodnocení vlivů vybraných technologií OZE na životní prostředí v ČR

**The Assessment of Environmental Impacts of Representative Renewable Energy
Technologies in the Czech Republic**

Disertační práce

Školitel: RNDr. Rudolf Přibil, CSc

Praha, 2014

UNIVERZITA KARLOVA V PRAZE
PŘÍRODOVĚDECKÁ FAKULTA



Přírodovědecká fakulta
UNIVERZITY KARLOVY V PRAZE



Studijní program: Ekologie a ochrana prostředí (P1601)

Studijní obor: Aplikovaná a krajinná ekologie (1604V001)

Předseda oborové rady: prof. Mgr. Ing. Jan Frouz, CSc.

Školící pracoviště: Ústav pro životní prostředí

Školitel: RNDr. Rudolf Přibil, CSc.

Autor: Mgr. Jaroslav Pavlica

Název disertační práce: Vyhodnocení vlivů vybraných technologií OZE na životní prostředí v ČR

Abstrakt

Klíčovým cílem předložené disertační práce nazvané *Vyhodnocení vlivů vybraných technologií obnovitelných zdrojů energie na životní prostředí v České republice* bylo posoudit technologie využívající obnovitelné zdroje energie z multikriteriálního pohledu, vyhodnotit jejich efektivnost z hlediska redukce emisí skleníkových plynů a posoudit účelnost vynaložených finančních prostředků na podporu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů v České republice v období let 2005 až 2010. Reprezentativní technologie, které využívají obnovitelné zdroje k výrobě elektrické energie, byly poté porovnány s jadernými a uhelnými elektrárnami nejlepší dostupné technologie. Cílem porovnání bylo vyhodnotit nejvhodnější technologii k výrobě elektrické energie. Specifická pozornost byla věnována větrným, fotovoltaickým, malým vodním a geotermálním elektrárnám.

Koncepce této disertační práce byla založena na dílčích analýzách a meta-analýzách, které byly zaměřeny na zpracování parciálních aspektů s podmínkou zachování ohledu na celý životní cyklus posuzovaných technologií. V rámci vypracování disertační práce byl aplikován základní rámec metodiky posuzování životního cyklu, který umožnil vzájemné porovnání výsledků mezi odlišnými technologiemi vyrábějícími elektrickou energii. Klíčová vstupní data byla získána formou meta-analýzy. Ostatními zdroji vstupních dat byly databáze GEMIS 4.81 a reporty Energetického regulačního úřadu, Evropského statistického úřadu, Mezinárodní energetické agentury a Českého hydrometeorologického ústavu.

Ústředními ukazateli, které byly použity ke komplexnímu vyhodnocení, byly: měrné náklady na redukcí emisí skleníkových plynů, emisní faktor pro skleníkové plyny, energetická náročnost životního cyklu (life-cycle energy requirements) a měrná spotřeba vody. Výsledky komplexního posouzení a závěry dílčích analýz potvrdily vhodnost využívání jaderných a větrných elektráren v podmínkách České republiky. Naopak nejméně vhodnými technologiemi k výrobě elektrické energie byly fotovoltaické a geotermální elektrárny. Výsledky analýzy efektivity redukce emisí skleníkových plynů potvrdily, že nejefektivnější variantou pro snižování emisí skleníkových plynů v České republice byly v letech 2005 až 2010 jaderné elektrárny. Měrné náklady redukce emisí skleníkových plynů byly v případě jaderných elektráren o 126 až 535 €tCO_{2-eq}⁻¹ nižší ve srovnání s technologiemi využívajícími obnovitelné zdroje. Nejméně efektivní variantou k redukcí emisí byly fotovoltaické elektrárny.

Analýza trendu produkce elektřiny a vyplácení finanční podpory na elektřinu vyrobenou z obnovitelných zdrojů energie prokázala, že poskytnutá finanční podpora na elektřinu vyrobenou ve větrných a fotovoltaických elektrárnách nebyla z hlediska efektu na redukcí emisí skleníkových plynů efektivní. Podpora výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů vedla k výraznému nárůstu produkce elektřiny, ale neměla zásadní vliv na snížení emisí skleníkových plynů v ČR v období let 2005 až 2010.

The Abstract

The main objectives of the presented thesis - *The Assessment of Environmental Impacts of Representative Renewable Energy Technologies in the Czech Republic* were complex assessment of representative renewable energy technologies within different criterions, assessment of their greenhouse gas mitigation effectiveness and evaluation of usefulness of financial incentives aimed on renewable electricity in the Czech Republic in the period 2005-2010. Thereafter representative technologies were compared with nuclear and best available techniques coal-fired power plants in order to determine the best convenient electricity generating technology. Wind, photovoltaic, small hydro-electricity and geothermal power plants were appraised in particular.

The thesis was based on partial analysis and meta-analysis aiming on particular aspects and the entire life cycles of the technologies was taken under consideration. The basic methodology framework of life-cycle assessment, which was useful for a comparison of different electricity-generating technologies, was applied within the thesis. The key input data were gathered via meta-analysis. The database GEMIS 4.81, reports by Energy regulatory office, European statistics office, International energy agency and Czech hydrometeorology institute were used to acquire additional input data.

The complex assessment was made via four key indicators: greenhouse gas emission abatement cost, greenhouse gas emission factor, life-cycle energy requirements and water footprint. The results of the complex assessment confirmed the suitability of nuclear and wind power plants using in the Czech Republic, whereas the use of photovoltaic and geothermal power plants was unsuitable. The results of greenhouse gas mitigation analysis indicated that nuclear power plants were the most effective variant in the Czech Republic in the period 2005-2010. According to results the photovoltaics were the least effective mitigation variant.

The analysis of electricity production and financial incentives on renewable electricity trends proved the inefficiency of the financial incentives for photovoltaic and wind power plants if greenhouse gas mitigation is considered. Financial incentives for renewable electricity led to significant increase of electricity production, but the decrease of greenhouse gas emission via renewables was not provably confirmed.

© Jaroslav Pavlica

Prohlášení:

Prohlašuji, že jsem předloženou disertační práci vypracoval samostatně a že jsem uvedl všechny použité informační zdroje a literaturu v souladu s Metodickým pokynem o etické přípravě vysokoškolských závěrečných prací. Tato práce ani její podstatná část nebyla předložena k získání jiného nebo stejného akademického titulu.

V Praze, 27. 05. 2014

Podpis

Poděkování

V rámci psaní článků a zpracování disertační práce jsem se setkal s několika lidmi, kteří mi velice pomohli. Jim všem bych rád velmi poděkoval. Především bych chtěl poděkovat panu RNDr. Rudolfu Přibilovi, CSc. za spolupráci při psaní této práce a podporu během doktorského studia. Dále děkuji panu profesoru Martinu Branišovi, panu PaedDr. Tomášovi Hákoví, Ph.D. a panu Ing. Janu Weinzettelovi, Ph.D. za rady a připomínky, které byly velmi cenné při zpracování této disertační práce. Velké poděkování náleží mému kolegovi Ing. Jiřímu Karáskovi, Ph.D. jehož cenných rad si velmi vážím. Velmi vděčný jsem Mgr. Haně Pernicové, Mgr. Miloši Polákovi a Ing. Lukáši Sýkorovi za pomoc při korektuře textu. Významné poděkování patří mým rodičům a sourozencům za trpělivost a podporu během studia.

PŘEDMLUVA

Předložená disertační práce integruje výsledky mé vědecké činnosti z období let 2006 až 2014, která navazovala na mé magisterské studium. Práce shrnuje výsledky mého doktorského studia na Ústavu pro životní prostředí, který je součástí Přírodovědecké fakulty University Karlovy v Praze.

Disertační práce vznikla na bázi dílčích analýz s cílem jejich následné publikace v impaktovaném nebo recenzovaném periodiku. Specifickou pozornost jsem věnoval větrným a fotovoltaickým elektrárnám, které jsem v začátcích vědecké činnosti pokládal za ideální doplňkové technologie k produkci elektrické energie v podmínkách České republiky, které však nikdy nemohou nahradit jaderné, uhelné a vodní elektrárny. Zvláště snaha o objektivní porovnání technologií využívajících obnovitelné zdroje s jadernou elektrárnou byla mým hlavním motivem pro vypracování této práce. Neboť mojí hypotézou bylo, že jaderné elektrárny jsou nejefektivnější technologií k výrobě elektrické energie v České republice.

Vzhledem k tomu, že klíčová vstupní data použitá pro vyhodnocení byla zpracována formou meta-analýz, věnoval jsem významnou část činnosti vyhledávání, třídění a následnému podrobnému studiu velkého množství studií a analýz. Tato fáze byla pro mě velmi užitečná a pomohla mi k objektivnímu pohledu na posuzované technologie. Úvodní kapitoly zdůvodňují zaměření této práce a popisují problematiku obnovitelných zdrojů energie z více úhlů pohledu. Výsledky dosažené v rámci dílčích analýz jsou popsány v samostatných kapitolách tvořících druhou podstatnou část disertační práce. Kapitola 5 prezentuje výsledky statistické analýzy dat. Výsledky vyhodnocení energetické a emisní náročnosti životních cyklů pro vybrané technologie využívající obnovitelné zdroje jsou uvedeny v kapitole 6. V kapitole 7 jsou prezentovány výsledky vyhodnocení efektivity redukce emisí skleníkových plynů v České republice. Tato kapitola ukazuje na důležitost hodnocení efektivity redukce emisí v případě obnovitelných zdrojů energie. Zásadní je kapitola 8, ve které jsou shrnuty výsledky dílčích analýz a provedeno komplexní vyhodnocení a porovnání posuzovaných technologií.

Věřím, že prezentované výsledky jsou užitečné a závěry studie povedou k zamyšlení se nad významem posuzování obnovitelných zdrojů energie komplexně s přihlédnutím ke všem důležitým aspektům spojeným s produkcí elektřiny.

V Praze dne 27. 5. 2014

Jaroslav Pavlica

Obsah

Seznam použitých zkratk	10
1 Úvod	12
2 Hypotézy a cíle práce	13
3 Současný stav řešeného problému a literární rešerše	14
3. 1 Posouzení vlivu OZE na životní prostředí	14
3. 1. 1 Negativní aspekty OZE	14
3. 1. 2 Posouzení environmentálních vlivů OZE v literatuře	15
3. 1. 3 Rozbor potenciálních environmentálních vlivů využívání biomasy, biopaliv a GEO	17
3. 1. 4 Rozbor potenciálních environmentálních vlivů VE	18
3. 1. 5 Rozbor potenciálních environmentálních vlivů VTE	18
3. 1. 6 Rozbor potenciálních environmentálních vlivů FVE	20
3. 2 Posouzení ekonomických aspektů využívání OZE a externality	22
3. 2. 1 Význam posuzování externalit	22
3. 2. 2 Zhodnocení externalit energetických zdrojů využívaných v ČR	22
3. 3 Základní rámce podpory elektřiny z OZE v ČR	23
3. 3. 1 Plnění indikativních cílů	24
3. 3. 2 Legislativní aspekty podpory OZE v rámci EU	25
3. 3. 3 Závazné cíle podílu energie z OZE	26
3. 3. 4 Podpora výroby elektrické energie z OZE v ČR	27
3. 3. 5 Aspekty a parametry ovlivňující výši podpory elektřiny z OZE	29
3. 3. 6 Vliv podpory na konečnou cenu elektrické energie	30
3. 3. 7 Problematika vysokých investičních nákladů FV panelů	31
3. 4 Problematika snižování emisí GHG v ČR	31
3. 4. 1 Základní legislativní rámec redukce emisí GHG v ČR	32
3. 4. 2 Význam posuzování efektivity redukce emisí GHG	33
4 Metody, postup práce a zpracování dat	34
4. 1 Přehled použitých metod	34
4. 1. 1 Popis metody LCA	34
4. 1. 2 Popis meta-analýzy	35
4. 1. 3 Popis korelační analýzy	36
4. 1. 4 Popis metody multikriteriálního hodnocení variant	36
4. 2 Koncept disertační práce	38
4. 2. 1 Fáze 1 – Stanovení cíle a rámce disertační práce	39
4. 2. 2 Fáze 2 - Inventarizační analýza	40
4. 2. 3 Fáze 3 - Statistická analýza dat	42

4. 2. 4 Fáze 4 - Vyhodnocení energetické a emisní náročnosti životních cyklů VTE a FVE	42
4. 2. 5 Fáze 5 - Vyhodnocení efektivity OZE při redukci emisí GHG	43
4. 2. 6 Fáze 6 - Celkové zhodnocení a interpretace výsledků studie	43
4. 3 Hodnocené ukazatele	43
4. 3. 1 Charakteristika posuzovaných ukazatelů	44
4. 3. 2 Základní data použita pro výpočet indikátorů.....	49
5 Výsledky statistické analýzy dat.....	51
5. 1 Vyhodnocení trendů produkce elektřiny z OZE v ČR	51
5. 1. 1 Mix produkce elektrické energie v ČR v roce 2012	51
5. 1. 2 Trend produkce elektrické energie.....	52
5. 1. 3 Trendy produkce elektřiny z fosilních paliv a AZE.....	52
5. 1. 4 Vývoj ve výrobě elektrické energie z OZE.....	54
5. 1. 5 Předpokládaný vývoj produkce elektřiny z OZE v ČR.....	56
5. 1. 6 Rozvoj větrných a fotovoltaických elektráren v ČR.....	57
5. 2 Analýza trendů podpory elektřiny z OZE v ČR.....	58
5. 2. 1 Vyhodnocení trendu výše podpory na elektřinu z VTE a FVE	58
5. 2. 2 Vývoj cen elektrické energie pro domácnosti v ČR.....	60
5. 2. 3 Vyhodnocení vývoje finanční podpory na elektřinu z OZE	61
5. 3 Vyhodnocení efektivity podpory elektřiny z OZE.....	62
5. 3. 1 Korelace mezi podporou a produkcí elektřiny z OZE	62
5. 3. 2 Korelace mezi stanovenou výší podpory a meziročním změnou v produkci elektřiny z OZE.....	64
5. 3. 3 Efektivita využití finančních prostředků na podporu OZE	65
5. 3. 4 Závěry vyhodnocení efektivity podpory OZE a doporučení.....	66
6 Výsledky vyhodnocení energetické a emisní náročnosti životních cyklů VTE a FVE v kontextu nízko-emisních zdrojů energie.....	67
6. 1 Vyhodnocení energetické návratnosti (EPBT)	67
6. 2 Vyhodnocení energetické efektivnosti životního cyklu (LCEE)	68
6. 3 Vyhodnocení emisního faktoru pro skleníkové plyny	69
6. 4 Vyhodnocení emisní návratnosti pro skleníkové plyny	71
6. 5 Závěrečné vyhodnocení energetických a emisních ukazatelů	72
6. 5. 1 Diskuze výsledků vyhodnocení a možnosti k vylepšení.....	73
6. 5. 2 Závěry vyhodnocení a doporučení ke zlepšení	75
7 Výsledky vyhodnocení efektivity využití OZE při redukci emisí GHG v ČR.....	76
7. 1 Vyhodnocení snižování emisí GHG v České republice.....	76
7. 2 Vyhodnocení významu elektřiny z OZE a JE k redukci emisí GHG.....	78
7. 3 Vyhodnocení měrných nákladů na vyrobenou elektřinu (LCOE)	80

7. 4 Vyhodnocení měrných nákladů na redukci emisí GHG	82
7. 4. 1 Posouzení redukčního faktoru pro zvolené varianty redukce emisí GHG	82
7. 4. 2 Měrné náklady na redukci emisí GHG	83
7. 4. 3 Měrné náklady na redukci emisí GHG se započítáním skutečného reálného redukčního faktoru	84
7. 5 Posouzení efektivity redukce emisí GHG v rámci poskytnuté finanční podpory na elektřinu z OZE.....	86
7. 6 Závěry vyhodnocení efektivity redukce emisí GHG a doporučení.....	87
8 Celkové vyhodnocení a komplexní porovnání výsledků.....	88
8. 1 Shrnutí dílčích výsledků	88
8. 1. 1 Shrnutí výsledků posouzení efektivity redukce emisí GHG	88
8. 1. 2 Shrnutí výsledků vyhodnocení energetické a emisní náročnosti životních cyklů technologií OZE.....	88
8. 1. 3 Shrnutí výsledků posouzení efektivity využití podpory na elektřinu z OZE	89
8. 2 Posouzení doplňujících aspektů	89
8. 2. 1 Emisní faktory pro plyny způsobující acidifikaci	89
8. 2. 2 Měrná spotřeba vody - water footprint	90
8. 2. 3 Zábor půdy - Land use	90
8. 2. 4 Investiční náklady na výstavbu elektrárny	90
8. 2. 5 Stabilita a flexibilita elektrárny	91
8. 3 Komplexní porovnání výsledků	91
8. 4 Vícekriteriální posouzení variant	94
8. 5 Faktory, které ovlivnily výsledky hodnocení a možnosti dalšího výzkumu	97
8. 6 Závěry komplexního porovnání hodnocených technologií.....	97
9 Závěry.....	98
Seznam použité literatury:	100
Seznam obrázků.....	111
Seznam tabulek.....	113
Přílohy	I
PUBLIKACE.....	IV

Seznam použitých zkratk

AC _{GHG}	Měrné náklady redukce GHG - GHG Abatement Cost
AIC	Extra náklady - Additional investment costs
AS	Alternativní zdroj - Alternative source
AZE	Alternativní zdroje energie
BAT	Best Available Technology - Nejlepší dostupná technologie
BIPV	Building Integrate Photovoltaic - fotovoltaické systémy zakomponované do stavebních prvků budovy
BRKO	Biologicky rozložitelný komunální odpad
CdTe FVE	Fotovoltaické elektrárny - tenkovrstvé technologie článku na bázi teluridu kadmia
ČHMÚ	Český hydrometeorologický ústav
ČR	Česká republika
DPH	Daň z přidané hodnoty
DZ	Druhotné energetické zdroje
EEA	Evropská energetická agentura - European Energy Agency
EF	Emisní faktor
el.mix	Mix produkce elektřiny
EPBT	Energetická návratnost - Energy Pay-Back Time
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES	Evropské společenství
ES ČR	Elektrizační soustava ČR
EU	Evropská Unie
EU ETS	Evropský systém obchodování s emisemi skleníkových plynů - Emissions Trading Scheme
EUR	Euro
EUROSTAT	Evropský statistický úřad
FI	Investiční podpora - Financial Incentives
FP	Fosilní paliva
FV	Fotovoltaický
FVE	Fotovoltaické elektrárny
GEMIS	Global Emissions Model for integrated Systems
GEO	Geotermální elektrárny
GHG	Skleníkové plyny - Greenhouse Gases
GWh _{el}	Gigawatthodina elektrické energie
GWP	Potenciál změny klimatu - Global warming potential
IC	Investiční náklady - Investment costs
IEA	Mezinárodní energetická agentura - International Energy Agency
JE	Jaderné elektrárny
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
kWh _{el}	Kilowatthodina elektrické energie

LCA	Life Cycle Assessment - posuzování životního cyklu
LCCA	Live Cycle Cost Analysis - analýza nákladů životního cyklu
LCEE	Energetická efektivnost životního cyklu - Life Cycle Energy Efficiency
LCIA	Posuzování dopadů životního cyklu - Life cycle impact assessment
LCOE	Měrné náklady na vyrobenou elektřinu - Levelised Cost of Electricity
LULUCF	Propady emisí v rámci využití půdy a lesnictví - Land Use, Land-Use Change and Forestry
MACC	Křivka mezních nákladů redukce emisí - Marginal abatement cost curve
Mono-Si FVE	Fotovoltaické elektrárny - technologie článku z monokrystalického křemíku
MVE	Malé vodní elektrárny
MWh _{el}	Megawatthodina elektrické energie
MŽP	Ministerstvo životního prostředí
NEA	Agentura pro jadernou energii - Nuclear Energy Agency
NIS	Národní inventarizační systém
OECD	Organizace pro hospodářskou spolupráci a rozvoj - Organisation for Economic Co-operation and Development)
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PBT _{GHG}	Emisní návratnost pro GHG - Pay-Back Time of Greenhouse Gases
PCDD	polychlorované dibenzo-p-dioxiny
PCDF	polychlorované dibenzofurany (PCDF)
Poly-Si FVE	Fotovoltaické elektrárny - technologie článku z polykrystalického křemíku
RE _{GHG}	Redukované emise GHG
RE _{GHG}	Redukční faktor pro skleníkové plyny
RF	Redukční faktor
RS	Nahrazený zdroj - Replaced source
SFŽP	Státní fond Životního prostředí
tkm	Tunokilometr
TWh _{el}	Terawatthodina elektrické energie
UE	Uhelné elektrárny
UE _{BAT}	Uhelné elektrárny nejlepší dostupné technologie
VE	Vodní elektrárny
VTE	Větrné elektrárny
VVE	Velké vodní elektrárny
WEC	World Energy Council
ŽP	Životní prostředí

1 Úvod

Využívání obnovitelných zdrojů energie (OZE) k výrobě elektrické energie je v České republice (ČR) zásadním tématem. Nahrazování produkce elektřiny z fosilních paliv technologiemi, které využívají k výrobě elektřiny OZE, způsobuje významné snížení nejen emisí skleníkových plynů (GHG), ale také redukci odpadů a ostatních znečišťujících látek. Efektivita snižování emisí GHG však silně závisí na emisní náročnosti životního cyklu technologie a druhu nahrazovaného paliva. Vysoké investiční náklady a nízká efektivita využití primárních energetických zdrojů toku posilují v ČR kontroverzi mezi příznivci a odpůrci využívání OZE k výrobě elektrické energie. Proto je vhodné posuzovat technologie OZE v rámci celého životního cyklu a vyhodnotit jejich vliv na životní prostředí (ŽP) prostřednictvím významnějšího počtu kritérií.

Opatření zaměřená na efektivní využívání energetických zdrojů a stimulaci zvýšené výroby elektřiny z OZE byla v ČR aplikována v roce 2005 s cílem snížit emise GHG, snížit závislost na dovozu paliv a energií, zvýšit rozmanitost energetických zdrojů, zkvalitnit stabilitu energetické soustavy a snížit negativní vlivy na ŽP. Stanovené podpůrné mechanismy však nerespektovaly skutečný vliv technologií OZE na ŽP a jejich skutečnou efektivitu. Pokud je snižování emisí GHG a decentralizace energetických zdrojů spojena s vysokými ekonomickými náklady a je proto nutné využívání OZE k výrobě elektřiny dotovat, nastává otázka, zda není efektivnější investovat přímo do projektů ochrany nebo prevence znečištění ŽP, popřípadě do jiných alternativních technologií, které jsou z hlediska ekonomické efektivnosti a redukce emisí GHG vhodnější.

Posouzení skutečné efektivnosti technologií OZE a porovnání technologií OZE s alternativními technologiemi bylo zásadním tématem předložené disertační práce. Jednotlivé aspekty byly zpracovány formou dílčích analýz a vyhodnocení vhodnosti technologií OZE k produkci elektrické energie a jejich porovnání s jadernými (JE) a uhelnými elektrárnami v rámci nejlepší dostupné technologie (UE_{BAT}) bylo provedeno formou vícekritériální hodnocení, které uzavřelo předloženou studii.

2 Hypotézy a cíle práce

Hypotézy práce vyplývají ze základního přístupu k technologiím OZE, které se ukazují jako jeden z hlavních směrů k zajištění dlouhodobé udržitelnosti, snižování emisí GHG a zvyšování energetické diverzifikace.

Hypotéza 1: Využívání OZE k výrobě elektrické energie není ve srovnání s využíváním JE nejvhodnější alternativa v kontextu snižování emisí GHG v podmínkách ČR.

Hypotéza 2: finanční prostředky investované na podporu elektřiny z OZE v období let 2005 až 2012 nebyly v kontextu snižování emisí GHG využity efektivně.

Stanovené klíčové cíle v rámci základního rámce disertační práce byly následující:

- multikriteriální posouzení technologií OZE a porovnání OZE s JE a UE_{BAT} ;
- vyhodnocení efektivity využití finančních prostředků na podporu elektřiny z OZE v ČR v období let 2005 až 2012.

Vyhodnocení a naplnění klíčových cílů bylo založeno na dílčích analýzách, kterým předcházelo stanovení následujících dílčích cílů:

- analýza efektivity redukce emisí GHG pro vybrané technologie OZE, JE a UE_{BAT} ;
- vyhodnocení energetické a emisní náročnosti životních cyklů větrných a fotovoltaických elektráren;
- posouzení vybraných environmentálních, ekonomických a technických aspektů pro technologie OZE a JE;
- rozbor vývoje využívání OZE k produkci elektřiny a jejich finanční podpory v ČR v letech 2005 až 2012;
- posouzení vzájemné závislosti mezi podporou OZE a produkcí elektřiny z OZE.

Analýza efektivity redukce emisí GHG byla založena na vývoji redukce emisí GHG v ČR v období let 2005 až 2010, redukčních faktorech, které byly vyhodnoceny na základě emisního faktoru pro GHG, a měrných nákladech na vyrobenou elektřinu. Emisní faktory pro GHG byly získány autorovou vlastní analýzou v případě větrných (VTE) a fotovoltaických elektráren (FVE) a formou meta-analýzy v případě ostatních technologií OZE. Závěrečné zpracování multikriteriálního posouzení vybraných technologií významně zvýšilo konzistentnost výsledků předložené disertační práce.

3 Současný stav řešeného problému a literární rešerše

3.1 Posouzení vlivu OZE na životní prostředí

Nespornou výhodou využívání OZE k výrobě elektrické energie je, že přispívají k ekonomické nezávislosti regionů na dovážených zdrojích energie a jsou tak vhodné především ke zvýšené energetické soběstačnosti obcí. Ideálními obnovitelnými zdroji pro tento účel jsou biomasa, bioplyn a malé vodní elektrárny (MVE). Další výhodou OZE je nevyčerpatelnost a stálost zdroje energie. Tento fakt je však znehodnocen nízkou energetickou efektivností a vyšší náročností výroby komponent těchto systémů, která negativně ovlivňuje investiční náklady technologií a celkovou energetickou efektivitu. Optimálně lze jednotlivé technologie OZE vzájemně kombinovat v malém decentralizovaném měřítku. VTE a FVE se mohou navzájem vhodně doplňovat a využití biomasy a bioplynu je ideální stabilní záložní zdroj energie. Decentrální využití biomasy a bioplynu má výhodu i ve snížení dovozové vzdálenosti.

Využívání OZE je provázáno kontroverzí mezi kladnými a zápornými vlivy na ŽP, které se liší v závislosti na typu aplikované technologie, způsobu aplikace a podmínkách v lokalitě. Mezi klíčové kladné stránky OZE patří kromě možnosti decentrálního využívání také bezemisní provoz. Na rozdíl od tradičních centralizovaných vysokokapacitních elektráren využívajících fosilní a jaderná paliva, mohou být technologie OZE využívány ve formě malokapacitních elektráren. Zkušenosti se skutečnou instalací však ukázaly, že i v případě OZE, investoři zprovoznily elektrárny s velmi vysokým instalovaným výkonem (např. FVE Ralsko v obci Nová Ves s instalovaným výkonem 38 MW nebo VTE Měděnec v Krušných horách s instalovaným výkonem 42 MW (EGU BRNO, 2010) a tím byl zcela popřen základní smysl decentralizace elektráren využívající OZE. Také aspekt bezemisního provozu je v případě stávajících technologií FVE a GEO diskutabilní, protože jejich energetická náročnost ve fázi výroby a emise vzniklé při spotřebě energie na výrobu, dopravu a odstranění komponent byly významné v rámci celého životního cyklu.

Velkou úlohu při rozhodování mají rovněž fyzikální a klimatické podmínky v lokalitě, typ aplikace a způsob využití zdroje. V případě FVE jsou aplikace na střechách, fasádách a na nevyužívaných územích (opuštěné průmyslové objekty) mnohem šetrnější k ŽP ve srovnání s aplikacemi velkokapacitních FVE umístěných na zemědělské půdě a větrné farmy instalované v nevyužívaných územích nebo v okolí dálnic mají obecně nižší rušivý vliv, ve srovnání s farmami v blízkosti přírodních scenérií nebo lidských obydlí.

3.1.1 Negativní aspekty OZE

Mezi nejzávažnější vlivy na ŽP vyplývající s využívání OZE patří degradace a eroze půdy, spotřeba a znečištění vody, ovlivňování ekosystému a ekosystémový stres, které se vyskytují při využívání každé technologie OZE. Využívání FVE mají kromě výše uvedených negativních vlivů za následek také vznik toxických látek a vznik nepřímých emisí a odpadu, v rámci výroby komponent a konstrukčních materiálů. Přehled negativních vlivů na životní prostředí plynoucích z využívání jednotlivých technologií OZE je prezentován v tabulce 1. Hodnocení závažnosti negativních aspektů uvedené v tabulce 1 bylo založeno na analýze negativních aspektů jednotlivých OZE a posouzení komplexních vlivů energetických zdrojů na životní prostředí, které byly publikovány v níže uvedených a citovaných studiích a výzkumných pracích.

Z jednotlivých technologií OZE jsou dle autorova posouzení nejšetrnější vodní elektrárny (VE) říční a VTE. Naopak přehradové velké vodní elektrárny (VVE), FVE, geotermální elektrárny (GEO) a biopaliva patří mezi zdroje výroby elektřiny se závažnými dopady na životní prostředí. V případě FVE lze negativní dopady zásadně omezit zvolením vhodné aplikace. Například fotovoltaické (FV) panely zakomponované do střech nebo fasád budov (BIPV) nemají negativní vliv na zábor půdy a ekosystémový stres ve srovnání s velkokapacitními FVE instalovanými na zemědělské půdě. Také vlivy využívání energetické biomasy a bioplynu značně závisí na druhu biomasy, způsobu pěstování a následné aplikaci.

3. 1. 2 Posouzení environmentálních vlivů OZE v literatuře

Komplexním zhodnocením nepříznivých environmentálních vlivů OZE se ve své studii zabývali ABBASI a ABBASI (2000), kteří na základě výsledků studie uvádějí, že OZE nejsou optimální alternativou, naopak je jejich využívání v mnoha případech zatíženo závažnými negativními dopady na životní prostředí. EVANS et al. (2009) zhodnotili OZE (speciálně VTE, VE, FVE a GEO) z hlediska indikátorů udržitelnosti a provedli jejich vzájemné porovnání. Ze závěru jejich studie vyplývá, že nejvýhodnějším zdrojem jsou VTE. GEO jsou nevýhodné vzhledem k emisím GHG a spotřebě vody a FVE jsou limitovány vysokou cenou za vyrobenou elektřinu, účinností a dostupností zdroje (EVANS et al., 2009). Podrobnou experimentální analýzu VTE a FVE z hlediska indikátorů udržitelnosti publikovali RÍO a BURGUILLO (2009), kteří se zaměřili především na ekonomické a sociální aspekty. GÓRALCZYK (2003) vypracoval komplexní analýzu vlivu na životní prostředí, ve které posuzoval VE, FVE, VTE a vybrané tradiční energetické zdroje v rámci všech základních etap – konstrukce, provozu a odstranění odpadu s použitím vybraných indikátorů. KANNAN et al. (2007) použili ke zhodnocení environmentálních aspektů pro pět vybraných alternativ energetických zdrojů (plynové, olejové a kombinované elektrárny, FVE a palivové články) lokalizovaných v Singapuru metody posuzování životního cyklu (LCA - Life cycle assessment) a analýzy nákladů životního cyklu (LCCA - Life cycle cost analysis). Metoda LCA je ideální pro objektivní zhodnocení vlivu na ŽP a pro porovnání jednotlivých energetických zdrojů a stává se často užívaným nástrojem pro hodnocení energetických zdrojů. Metoda LCA je podrobněji popsána v pododdíle 4. 1. 1.

FTHENAKIS a KIM (2009) posoudili využití půdy v rámci životního cyklu všech základních energetických zdrojů a zpracovali navíc srovnávací analýzu, na základě které bylo zjištěno, že FVE okupují obecně méně půdy než VVE, uhelné elektrárny využívající uhlí z povrchové těžby nebo plantáže na pěstování biomasy. Zhodnocení spotřeby a využití vody v rámci výroby elektřiny z tradičních a obnovitelných zdrojů bylo publikováno ve studiích, které zpracovali MIELKE et al. (2010), TIDWELL et al. (2011) a MACKNICK et al. (2011). MIELKE et al. (2010) se soustředili na spotřebu vody u rozdílných zdrojů energie s primárním zaměřením na spotřebu vody na chlazení, prezentovali přehled spotřeby vody a upozornily na zvýšenou spotřebu vody při pěstování biomasy za účelem výroby biopaliv. Pomocí analytických nástrojů zpracovali TIDWELL et al. (2011) přehled indikátorů spotřeby vody pro jednotlivé energetické zdroje, z kterého vyplývá vysoká spotřeba vody v rámci provozu GEO a uhelných elektráren pracujících v sub-kritickém režimu. MACKNICK et al. (2011) potvrzují nízké hodnoty spotřeby vody pro FVE, VTE.

Tabulka 1 - Seznam negativních aspektů vyplývajících z využívání OZE

Technologie a druhy OZE	Negativní aspekty	Závažnost
Biomasa a bioplyn	degradace půdy (odstraňování živin) a eroze půdy,	×
	zvýšená spotřeba a zhoršení kvality vody (pesticidy, fungicidy),	×
	ekosystémový stres a snížení biodiversity,	×
	úbytek zemědělského a lesního půdního fondu,	●
	znečištění ovzduší (CO, NO _x , SO _x , TZL, OGC, PAU...),	●
	ohrožení zdraví (kouř - toxické látky, plísňe - skladování),	○
Biopaliva	degradace, eroze, zhutňování a zasolování půdy,	×
	zvýšená spotřeba a zhoršení kvality vody (pesticidy, fungicidy),	×
	úbytek zemědělského půdního fondu (konkurence zemědělství),	●
	snížení biodiversity a ekosystémový stres,	●
	úbytek přirozeného prostředí (ztráta habitatu),	●
Fotovoltaické elektrárny	vznik toxických látek (Cd, As) - fáze výroby a odstranění,	×
	vznik nepřímých emisí a odpadu,	×
	degradace, eroze a zhutňování půdy,	●
	vliv na mikroklima a albedo, snížení evaporace,	●
	úbytek přirozeného prostředí a ztráta habitatu,	●
	úbytek zemědělského půdního fondu,	●
Geotermální energie	znečištění ovzduší a vody,	×
	tepelné znečištění a hluk,	×
	poklesy půdy,	●
	únik chemikálií,	●
Odpady	znečištění ovzduší (PCDD/PCDF, těžké kovy),	×
	zvýšená spotřeba vody,	●
Větrná elektrárny	ovlivnění ekosystému (snížování rychlosti větrného proudu),	●
	hluk během provozu a riziko padajících objektů,	○
	ohrožení avifauny,	○
Vodní elektrárny - přehradové	vznik emisí skleníkových plynů (CH ₄),	×
	ekosystémový stres (snížení biodiversity, ovlivnění migrace),	×
	úbytek přirozeného prostředí (ztráta habitatu),	×
	snížení kvality vody a ovlivnění říčního toku a sedimentace,	●
	zvýšení evaporace a eutrofizace,	●
	úbytek zemědělského a lesního půdního fondu,	●
Vodní elektrárny - říční	ovlivnění říčního toku a sedimentace,	●
	stres říčního ekosystému.	●

Hodnocení závažnosti:

× závažný negativní vliv, celoplošné působení

● negativní vliv, lze jej zmírnit vhodným způsobem aplikace

○ mírný negativní vliv, lze jej vhodným způsobem aplikace odstranit

3. 1. 3 Rozbor potenciálních environmentálních vlivů využívání biomasy, biopaliv a GEO

Spotřebou vody v rámci energetického využití biomasy a biopaliv se zabývaly GERBENS-LEENES et al. (2009), kteří potvrzují vysoké nároky na spotřebu vody při pěstování biomasy, a GERBENS-LEENES a HOEKSTRA (2012), kteří se specializovali na bioetanol a upozorňují na další negativní dopady plynoucích z využívání biopaliv, mezi které patří degradace, zhutňování a eroze půdy, zasolování, acidifikace a snižování biodiversity.

Environmentální zhodnocení a udržitelnost využívání biopaliv bylo předmětem studií, které publikovali DEMIRBAS (2009), AMIGUN et al. (2011) a GASPARATOS et al. (2011). Biomasa za účelem energetické využití nebo výroby biopaliv nesmí být pěstována v oblastech nedotčených lesních porostů, územích s velkou biodiverzitou a chráněných územích, tak aby byla zachována kritéria udržitelnosti DEMIRBAS (2009). Na problémy s nadužíváním agrochemikálií, které vede k znečištění povrchových a podzemních vod, konkurencí se zemědělstvím a zvyšováním ceny potravin, půdní erozi, ztrátu habitatu a potíže s invazivními druhy rostlin upozorňují GASPARATOS et al. (2011) a AMIGUN et al. (2011). Environmentální aspekty využití biomasy pro energetické účely zhodnotili ABBASI a ABBASI (2010), kteří podrobně analyzovali jednotlivé mechanismy zpracování a využití biomasy, a považují lokální znečištění ovzduší s rizikem ohrožení zdraví za závažný vliv.

KEOLEIAN a VOLK (2005) posoudili environmentální a ekonomické ukazatele v rámci celého životního cyklu energetického využití biomasy a porovnali je s ostatními energetickými zdroji a potvrzují vysokou náročnost na zábor půdy. Pokud se vyjádří dopady na životní prostředí ekonomickým indikátorem, tak jsou VTE a říční VE z hlediska vlivu na ŽP výhodnější než využití energetické biomasy. Ekonomického vyjádření dopadů na ŽP dokazují, že plynové a uhelné elektrárny jsou i v případě spalování biomasy nejméně vhodnými technologiemi (KEOLEIAN a VOLK, 2005).

OCHODEK et al. (2007) se ve své práci zaměřili přímo na ekologické aspekty nahrazení fosilních paliv biomasou, a především na látky ohrožující ovzduší a lidské zdraví (např. SO₂, NO_x, NH₃, CO, těžké kovy, tuhé znečišťující látky, halogeny, uhlovodíky, polycyklické aromatické uhlovodíky a polychlorované bifenyly). Z výsledků jejich studie je zřejmé, že emisní faktory škodlivin pro velké zdroje jsou oproti malým zdrojům nízké a nejvíce těžkých kovů je emitováno právě malými zdroji spalujícími tuhá paliva (uhlí, biomasa a jejich směsi). V případě emisí polychlorovaných dibenzo-p-dioxinů (PCDD) a polychlorovaných dibenzofuranů (PCDF) vychází ve srovnání s biomasou lépe fosilní palivo (OCHODEK et al., 2007). Na objemu vzniklých emisí má zásadní vliv druh použitého paliva.

Problematikou vlivu GEO na ŽP se zabývali ÁRMANNSSON et al. (2005), kteří se věnovali především emisím CO₂, a KRISTMANNSDÓTTIR a ÁRMANNSSON (2003), kteří kromě emisí GHG posuzovali také hlučnost, tepelné znečištění a chemické znečištění (např. H₂S). PHILIPS (2010) zpracoval základní negativní aspekty plynoucí z využívání GEO a zmiňuje především znečištění vody, sesuvy půdy, půdní erozi a hluk (až 90 dB i v případě využití hlukové izolace).

3. 1. 4 Rozbor potenciálních environmentálních vlivů VE

Environmentální vlivy způsobené využíváním VE presentovali ve svých studiích ABBASI a ABBASI (2011), kteří se specializovali na posouzení vlivu intenzivního využívání MVE, a RIBEIRO a SILVA (2010), kteří posoudili environmentální zátěž VE Itaipu. Mezi nejzásadnější negativní vlivy VE na ŽP patří stres říčního ekosystému, zhoršení kvality vody, sedimentace materiálu, emise skleníkových plynů (CO_2 a CH_4), zábor půdy a změny ekosystémů (RIBEIRO a SILVA, 2010). ZHONG a POWER (1996) se specializovali na dopady využívání VE na rybí populaci v Číně a zjistili, že negativní dopady jsou ve srovnání s pozitivním vlivem podstatnější, i když jejich vliv na ŽP je dosažitelné zmírnit vhodnou aplikací a regulací průtoku řek. RENOFALT et al. (2010) zkoumali mechanismy a změny způsobené stavbou VE na reakce ekosystémů a navrhli způsoby řešení ke zlepšení. Optimální způsob je nastavení regulace toku tak, aby se i přes ztráty v produkci elektřiny zachoval přirozený režim toku a nebyl zásadně ovlivněn říční ekosystém. Také aplikace rybích přechodů významně napomůže ke snížení negativních vlivů na rybí populaci (RENOFALT et al., 2010). Ekologickými aspekty, především vliv změny režimu toku na říční ekosystém, se věnovali ANDERSSON et al (2006), JOHANSSON a NILSSON (2002), kteří experimentálně posoudili odezvy břehových porostů na volně proudící a regulované toky, a FREEMAN et al. (2001), kteří potvrzují nutnost optimálního řízení toku na snižování negativních dopadů. ANDERSSON et al (2000) posoudili efekt fragmentace toků vlivem vodních elektráren a porovnali přirozený a uměle regulovaný tok z hlediska břehových organismů a šíření druhů.

3. 1. 5 Rozbor potenciálních environmentálních vlivů VTE

Mezi nejčastější negativní vlivy, které jsou spojovány s využíváním VTE, patří hluk, ovlivnění krajinného rázu a ohrožení avifauny. Problematikou hluku způsobeného větrnými turbínami se zabývali KALDELLIS et al. (2012), kteří zhodnotili hladiny hlukových imisí pro reprezentativní větrnou farmu a KING et al. (2012), kteří posuzovali efekt rychlosti větru a typu turbíny na hlukové imise. Podobná problematika byla předmětem studie, kterou publikoval BERG (2004). PEDERSEN et al. (2010) se zaměřili na vzájemný vztah mezi hlukem z větrných farem a hlukem z rušných komunikací a zjistili, že hlukové imise v případě komunikací v noci klesají a hluk z VTE je tak výraznější a kritičtější vnímaný. Na problematiku zvukových imisí v noci a nutnosti jejich měření upozorňuje také BERG (2004). Ve srovnání s průmyslovými objekty či tradičními elektrárny jsou VTE nehlukné, přičemž ve vzdálenosti 300 m od VTE je intenzita hluku 45 dB (KALDELLIS et al., 2012). Hluk způsobený provozem větrných turbín je způsobován buď mechanickým pohybem převodovky a generátoru nebo aerodynamickým obtékáním vzduchové masy kolem listů rotoru. Hluk způsobený provozem se jeví rušivě především v případě, že intenzita hluku pozadí (tzv. přirozený hluk) je nízká. Pokud je hluk pozadí (např. dopravy) silnější, tak jsou VTE vnímány mnohem lépe, a to i z hlediska vizuálního impaktu PEDERSEN et al. (2010).

Hluk způsobený mechanickými pohyby je u moderních VTE odstraněn a problémem zůstává periodicky se opakující aerodynamický hluk. Hluk způsobený mechanickým pohybem lze eliminovat pomocí potlačování vibrací (izolátory vibrací) nebo detektory poruch (prevence vzniku hluku), zatímco hluk způsobený aerodynamickým obtékáním vzduchu lze nejlépe redukovat použitím modifikačních metod, například speciální úpravou okrajů listů rotoru (JIANU et al., 2012).

PEDERSEN a LARSMAN (2008) se kromě hluku věnovali také vnímání visuální stránky větrných turbín ze strany obyvatel a zmiňující aspekt vyššího vnímání hluku v případě viditelnosti větrných turbín. Také BISHOP a MILLER (2007) se ve své studii zaměřili na průzkum visuálního vnímání turbín v závislosti na vzdálenosti a kontrastu turbíny na horizontu krajiny. Mezi zásadní aspekty, které ovlivňují vizuální efekt, patří natočení, rozložení a počet turbín, typ krajiny v lokalitě VTE a typ krajiny mezi lokalitou VTE a místem posuzování vizuálního efektu (BISHOP a MILLER, 2007).

DREWITT et al. (2006), KIKUCHI (2008) a ERICKSON et al. (2001) posuzovali vliv větrných turbín na úmrtnost ptactva. ERICKSON et al. (2001) ve své práci, ve které shrnují výsledky existujících studií v USA, uvádějí, že kolize a úmrtnost ptací populace způsobená turbínami je ve srovnání ostatními příčinami úmrtnosti (např. elektrické vedení, výškové budovy, vozidla, vysílače) velmi malá. KIKUCHI (2008) naopak naznačuje, že VTE zabíjejí milióny jedinců ročně po celém světě a to především vzácné dravce, upozorňuje na nebezpečí VTE v migračních zónách a uvádí, že hlavní příčinu úmrtnosti ptactva je střed rotoru turbíny a navrhuje, aby se tvar rotoru upravil s cílem redukovat úmrtnost ptactva. Alternativy snižování rizika kolizí ptactva s VTE, které jsou založené na praktických zkušenostech, (např. zvýšení viditelnosti rotoru použitím vysoko-kontrastního vzoru na povrchu listů rotoru, vyhýbání se vertikálnímu seskupení turbín, neobsazování vzácných lokalit a instalování převodních kabelů pod povrchem) navrhuje DREWITT et al. (2006).

Vliv VTE na mortalitu netopýrů zpracovali BAERWALD et al. (2008), kteří zjistili významný vliv změny tlaku vzduchu, způsobeného pohybem listů rotoru, na plíce netopýrů (barotrauma), kteří prolétají okolo. SAIDUR et al. (2011) prezentovali souhrnnou studii vlivu VTE na ŽP, specifikovali jednotlivé negativní vlivy a uvedli návrhy na optimální realizaci. Z výsledků výše uvedených studií je patrné, že extensivní využívání VTE (velké větrné farmy) mají negativní vliv, ve srovnání s jednotlivými vhodně lokalizovanými turbínami. Také výběr optimálního místa k instalaci výrazně snižuje negativní vlivy. Mezi další nepříznivé vlivy na ŽP, které jsou způsobeny využíváním VTE, patří rizika padajících objektů (např. odtržené kusy ledu vzniklé námrazou na listech rotoru), stroboskopický efekt, turbulence a změny proudění, směru a rychlosti větru, které mohou mít nepříznivý vliv na okolní ekosystém a avifaunu.

Nízká účinnost využití energie větru v podmínkách ČR způsobuje nutnost využívat VTE ve větším měřítku (velký počet větrných turbín) pokud mají významněji přispívat k celkové produkci elektřiny. Podle autorovi vlastní analýzy byl celkový průměrný faktor využitelnosti pro VTE v podmínkách ČR v období let 2005-2010 roven 21,4 %. Pokud by VTE nahrazovaly tradiční uhelné energetické zdroje (např. elektrárnu Pruněrov I s instalovaným výkonem 440 MW (EGÚ Brno, 2010), která v průměru dosahovala faktoru využitelnosti ve výši 64,7 % v období let 2005 až 2010, tak by bylo potřeba 665 větrných turbín o instalovaném výkonu 2 MW. Takové množství větrných turbín by vedlo ke zvýšenému tlaku na životní prostředí, proto je užitečné před instalací posoudit výhodnost využívání větrné energie z hlediska energetické efektivity a efektivity redukce emisí GHG. Také je prospěšné posoudit ekonomické aspekty, protože pokud by bylo provozování VTE ekonomicky nákladné, je třeba zvážit, zda není vhodnější investovat do jiných projektů, které by byly pro produkci elektřiny a redukcí emisí GHG efektivnější.

Podrobné posouzení energetické efektivity životního cyklu VTE zveřejnili KUBISZEVSKEY et al. (2010), kteří zhodnotili 50 analýz publikovaných v rozmezí let 1977 až 2007 a provedli podrobné zhodnocení formou meta-analýzy, z které vyplývá, že VTE jsou z hlediska efektivity produkce energie vhodným zdrojem.

Systematický přehled publikací zaměřených na hodnocení větrných turbín z hlediska emisí GHG prezentovali DOLAN a HEATH (2012), kteří zhodnotili 49 studií a provedli harmonizaci stěžejních parametrů (GWP - potenciál změny klimatu, životnost, faktor využitelnosti a rámec analýzy), a na základě které publikovali hodnoty emisních faktorů pro VTE. Z výsledků této studie jasně vyplývá nutnost používání standardizovaných postupů a shodných funkčních jednotek.

Vyhodnocením významu VTE pro snižování emisí GHG se věnovali také LENZEN a MUNKSGAARD (2002), kteří potvrzují zásadní vliv hodnot stěžejních parametrů (životnost, výkon a faktor využitelnosti) na výpočet emisního faktoru pro GHG a hodnocení efektivnosti redukce emisí GHG, a WANG a SUN (2012), kteří považují VTE za velmi příhodnou technologii zdroj ke snižování emisí GHG vzhledem k jejich velmi nízkému emisnímu faktoru. Také RAADAL et al. (2011) a PADEY et al. (2012) se zaměřili na zhodnocení emisních faktorů GHG pro VTE a to v rámci celého životního cyklu.

Souhrnnou analýzu životního cyklu VTE zpracovali ve svých studiích ARDENTE et al. (2008), MARTÍNEZ et al. (2009), D'SOUZA (2011), GUEZURAGA et al. (2012) a GHENAI (2012), který se zaměřil především na energetické a emisní aspekty životního cyklu. CRAWFORD (2009) se v rámci posouzení životního cyklu VTE zaměřil na emise GHG a zhodnocení vztahu mezi velikostí větrné turbíny a energetickým výtěžkem. Dle závěrů jeho studie mají velké větrné turbíny menší negativní dopad na zábor půdy. TREMEAC a MEUNIER (2009) posoudily v rámci metody LCA dvě VTE o rozdílném instalovaném výkonu a potvrzují lepší energetickou efektivnost v případě velkých VTE instalovaných na lokalitách s dostatečným potenciálem energie větru. RASHEDI et al. (2013) se specializovali na posuzování dopadů životního cyklu (LCIA) a porovnání výstupů z LCA a LCIA velkých VTE. ARVESEN a HERTWICH (2012) prezentovali zhodnocení environmentálních dopadů a identifikovali nedostatky ve výzkumech (např. nedostatky experimentů v posouzeních). Předložená disertační práce navazuje na výše uvedené studie s cílem zhodnotit význam využívání VTE při snižování emisí GHG v podmínkách ČR a posouzení vlivu VTE na ŽP v rámci komplexního pohledu.

3. 1. 6 Rozbor potenciálních environmentálních vlivů FVE

Mezi zásadní negativní vlivy, které jsou spojovány s využíváním FTE, patří vznik toxických látek (např. Cd, As) v průběhu výroby a odstraňování FV článků, vznik nepřímých emisí a odpadů vyplývajících z energetické a materiálové spotřeby v rámci výroby FVE, degradace, eroze a zhuťování půdy vlivem umístování FV polí na zemědělskou půdu, vliv na mikroklima a albedo, snižování evaporace, úbytek přirozeného prostředí, ztráta habitatu a úbytek zemědělského půdního fondu. Environmentální aspekty FV systémů uceleně zhodnotili TSOUTSOS et al. (2005), kteří zmiňují především emise GHG, znečištění vody a půdy, dopady na citlivé ekosystémy a pracovní úrazy, a TURNEY et al. (2011), kteří se specializovali na vysokokapacitní FVE a nepovažují naopak zásah využívání FVE do životního prostředí za zásadní.

ALSEMA (1996) analyzoval energetické a materiálové toky, emise do životního prostředí, odpady a možnosti jejich recyklace a vlivy na zdraví vyplývajících z výroby FV modulů. NIEUWLAAR a ALSEMA (1997) posoudili environmentální aspekty FV systémů, a HAMMOND et al. (2012), se věnovali zhodnocení energetických a ekonomických indikátorům pro BIPV. Posouzení rizika oslnění způsobené odrazem světla publikovali CHIABRANDO et al. (2009).

DUPRAZ et al. (2011) prezentovali studii věnovanou optimalizaci využití FV systémů souběžně s pěstováním plodin, s cílem efektivního využití půdy. LALEMAN et al. (2011) prezentovali rozsáhlé environmentální zhodnocení FV systémů v podmínkách slabšího slunečního svitu.

Problematikou toxických látek vzniklých při výrobě FV modulů se ve svých studiích zabývali MOSKOWITZ a FTHENAKIS (1990), FTHENAKIS a MOSKOWITZ (1995), kteří prozkoumali rizika spojená s výrobou a využíváním křemíkových a tenkovrstvých FV modulů se zaměřením na možnosti minimalizace ohrožení zaměstnanců a MOSKOWITZ et al. (1990), kteří se specializovali na potenciální rizika spojená s využíváním kadmia (Cd) ve FV průmyslu. FTHENAKIS a MOSKOWITZ (2000) se v rámci své studie zaměřili na rizikové materiály používané ve FV průmyslu a způsoby eliminace jejich účinků (např. instalace monitorovacích zařízení). FTHENAKIS et al. (2005) podrobně posoudili rizika emisí Cd ze zapouzdřených CdTe FV modulů vlivem požárů a na základě výsledků studie tvrdí, že emise jsou téměř nulové (tj. 99,96 % Cd je zadrženo v pouzdře modulu).

Dalším stěžejním vlivem na životní prostředí jsou nepřímé emise, které lze vyjádřit pomocí emisních faktorů. Problematika nepřímých emisí GHG byla předmětem studií, které publikovali FTHENAKIS a KIM (2011) v rámci LCA analýzy, KANNAN et al. (2006) a GÜRZENICH et al. (2004), kteří zpracovali a popsali vztahy mezi emisemi a emisními faktory produkčního mixu v místě výroby a potvrzují vzájemnou závislost emisního faktoru na emisní náročnosti energie použité v průběhu výroby FVE. Nepřímé emise z FVE jsou nižší v případě, že jsou komponenty FV systému vyráběny v zemích s nízkou emisní zátěží výroby (např. Francie, Rakousko a Švédsko). Nízká emisní zátěž výroby je dána využíváním alternativních zdrojů energie (AZE).

Detailní a souhrnné zpracování emisních faktorů pro GHG, ale i ostatních znečišťujících plyny (např. SO₂, NO_x, CO) pro všechny energetické zdroje bylo klíčovým účelem studií, které zveřejnili RAUSCH a FRITSCH (2012) a FRITSCH a RAUSCH (2009). V rámci těchto studií byly výpočty emisí založeny na LCA metodě a data pro zpracování byla převzata z databáze Global Emissions Model for Integrated Systems (GEMIS), která byla vyvinuta společností Öko-Institut. Z výsledků výše citovaných studií vyplývá zřejmý posun ke snižování nepřímých emisí GHG v rámci uplynulých pěti let, a to ze 135 g·kWh_{el}⁻¹ na 66 g·kWh_{el}⁻¹ v případě mono-Si FVE.

Efektivností využívání FVE při redukci emisí GHG se ve své studii zabývali KOMIYAMA et al. (1996), kteří zhodnotili význam lokality výroby komponent a lokality instalace na redukční potenciál. Podobnou problematiku popsali také KRAUTER a RÜTHER (2004), kteří kladou důraz na posouzení emisní náročnosti výroby a možností změny místa výroby v souladu se snižováním nepřímých emisí. Systematické zhodnocení emisí GHG souvisejících s provozem FVE prezentují ve svých studiích HSU et al. (2012) a KIM et al. (2012), kteří provedli podrobnou meta-analýzu a harmonizaci klíčových parametrů s cílem stanovit střední hodnotu emisního faktoru pro FVE. Metoda výpočtu a způsob přebírání údajů je velmi důležité a může ovlivnit výsledek emisního faktoru pro FVE, proto je nutné klíčové parametry (životnost systému, hustota ozáření a účinnost) harmonizovat (HSU et al., 2012). KIM et al. (2012) ve své studii porovnávají hodnoty udávaných a harmonizovaných emisních faktorů a udávají, že v literatuře publikované hodnoty jsou vyšší než ty, které prošly harmonizací klíčových parametrů. Tento aspekt posuzování je z autorova pohledu velmi přínosný a byl převzat v rámci analýzy a zpracování energetické a emisní náročnosti životního cyklu VTE a FVE.

3. 2 Posouzení ekonomických aspektů využívání OZE a externality

Pro vyjádření komplexní efektivity využívání OZE, je nutné posuzovat také ekonomické ukazatele, protože i když mají OZE ve srovnání s tradičními zdroji nízké provozní náklady, vstupní investice na výstavbu mohou systém z ekonomického hlediska velmi znevýhodnit. Vysoké investiční náklady jsou zřejmě především v případě FVE. Podrobnější informace o podílech nákladů jednotlivých fází životního cyklu je uvedeno v oddíle 7. 3.

Porovnáním ekonomické konkurence-schopnosti energetických zdrojů se zabývali TARJANNE a KIVISTÖ (2008) a HÄYHÄ et al. (2011), kteří ve své studii zhodnotili ekonomické a environmentální indikátory v rámci multikriteriálního zhodnocení zdrojů vyrábějících elektrickou energii a potvrzují vysokou náročnost investičních nákladů pro OZE.

3. 2. 1 Význam posuzování externalit

Výhodami OZE jsou především malé environmentální vlivy během provozu, možnost decentralizace zdrojů a omezení závislosti na dovozu paliva. Tradiční zdroje (uhelné, plynové a jaderné elektrárny) jsou oceňovány především vzhledem k stabilitě produkce, koncentrace zdroje, efektivity využití paliva a nízké výrobní ceny elektřiny. Průměrná cena elektřiny z tradičních energetických zdrojů je nižší než $50 \text{ €MWh}_{\text{el}}^{-1}$ (IEA/OECD, 2010). Nízká cena elektřiny z tradičních energetických zdrojů je však umožněna nezahrnutím externalit do celkových nákladů.

Výběr vhodného zdroje pro výrobu elektrické energie tak může být výrazně ovlivněn touto nízkou cenou, ačkoliv nepřímé dopady na ŽP, jejichž odstraňování je finančně náročné, by výrazně cenu elektrické energie z tradičních zdrojů navýšily. Hlavním cílem navrhování vhodného zdroje by tedy měla být maximální výhodnost pro obyvatele, a proto je nutné zohlednit nejen aspekty ekonomické, ale také environmentální a socio-ekonomické. Dopady na ŽP a zdraví člověka (např. náklady na léčbu nemocí způsobených emisemi z produkce energie, náklady způsobené zvýšeným výskytem nepříznivých událostí vlivem změn klimatu) nebývají totiž v rámci běžných posouzení zohledněny.

3. 2. 2 Zhodnocení externalit energetických zdrojů využívaných v ČR

Specifické náklady, za které nenese odpovědnost původce, jsou nazývány externalitami. Hlavním znakem externalit je, že tyto náklady nejsou odraženy v tržní ceně elektřiny. Lidské zdraví, degradace zemědělské půdy, úbytek ekosystémů a snižování biodiverzity jsou základními aspekty, které jsou přímo nebo nepřímo negativně ovlivňovány produkcí energie. Externality jsou pozitivní (external benefits) a negativní (external costs) a vyjadřují se měnově jednotce na jednotku vyrobené elektřiny – $\text{€kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (EC, 2003). Pokud se k tržní ceně energie připočítá cena externalit, je posouzení a volba vhodného zdroje objektivní, protože externality navýší konečnou cenu elektřiny z tradičních zdrojů. Problematikou hodnocení externalit energetických zdrojů a významem jejich zahrnutí do ceny elektřiny se ve svých studiích zabývá SCHLEISNER (2000a, 2000b) a OWEN (2006), kteří navrhuje zakomponovat externality do stanovených tarifů ceny elektrické energie a podpořit tak konkurenceschopnost technologií OZE.

DLOUHÝ (2010) ve své studii nejen definuje externalitu a popisuje metody pro jejich určování, ale také hodnotí externalitu v podmínkách ČR. Komplexní hodnocení externích nákladů energetických zdrojů bylo předmětem studie zpracované Evropskou komisí (EC, 2003), ve které je uvedeno porovnání externích nákladů pro vybrané energetické zdroje. Výše uvedené studie byly zdrojem pro zpracování tabulky 2, která uvádí hodnoty externích nákladů pro energetické zdroje, které jsou využívány v ČR k výrobě elektrické energie.

Celkové externí náklady byly získány součtem nákladů plynoucích z dopadů na lidského zdraví (zvýšení rizika úmrtí a nemocnosti), dopadů na ŽP (ztráta zemědělské produkce a ztráta biodiverzity) a dopadů, které jsou způsobeny změnami klimatu (povodně). Externí a přímé náklady byly zhodnoceny za období let 2005 až 2010.

Tabulka 2 - Externí a přímé náklady zdrojů vyrábějících elektrickou energii v ČR

Typy nákladů [Kč·kWh _{el} ⁻¹]	Energetické zdroje							
	Uhlí	Olej	Plyn	JE	Biomasa	FVE	VTE	VE
Externí náklady	0,99	1,63	0,47	0,1	0,5	0,13	0,03	0,04
Přímé náklady	1,04	1,31	1,09	1,16	0,85	11,69	1,76	2,98
Celkové náklady	2,03	2,94	1,56	1,26	1,35	11,82	1,79	3,02

Zdroje dat: OWEN, 2006; DLOUHÝ, 2010; EC, 2003; FEEM, 2008; IEA/OECD, 2010.

Externí náklady tvoří významný podíl na celkových nákladech výroby elektrické energie z fosilních paliv a biomasy. Velký vliv mají zejména dopady na lidské zdraví. Z hlediska vlivu externalit na celkové náklady patří VTE a VE, ke zdrojům s nejnižšími ekonomicky vyjádřenými dopady na ŽP. Zahrnutím externích nákladů do celkové ceny elektřiny se tak VTE stávají konkurenceschopné.

V případě elektřiny vyrobené ve FVE převyšuje celková cena vlivem velmi vysokých přímých nákladů významně ceny elektřiny z ostatních zdrojů. Nicméně vlivem poklesu investičních cen FV modulů v uplynulých pěti letech, je pravděpodobný výrazný pokles celkových nákladů na výrobu elektřiny. Naopak cena elektřiny vyrobená z fosilních paliv se bude zvyšovat (FEEM, 2008). Z výsledků posouzení externích nákladů vyplývá, že JE, VTE, biomasa a zemní plyn jsou nejvýhodnější energetické zdroje pro výrobu elektrické energie a jsou-li externality zahrnuty do celkových nákladů, jsou tyto zdroje plně konkurenceschopné.

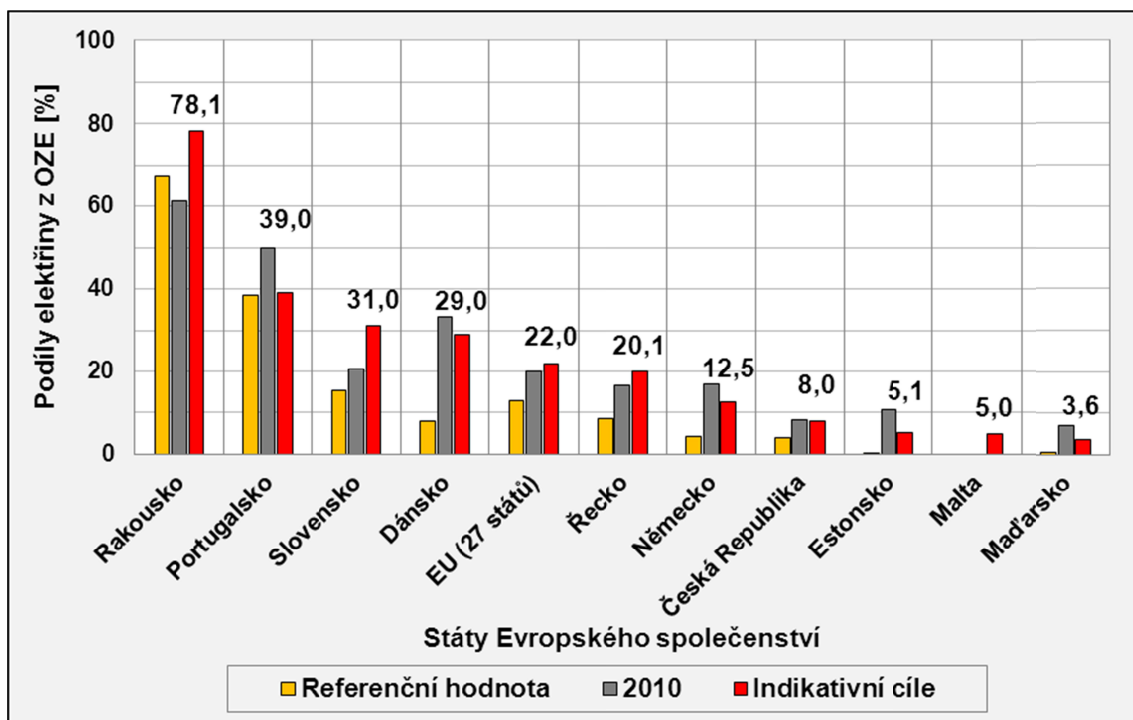
3. 3 Základní rámce podpory elektřiny z OZE v ČR

Globální změny klimatu a zvyšující se problémy se znečišťováním ŽP byly důvodem k hledání vhodných energetických zdrojů s cílem zachovat udržitelný rozvoj. Také závislost na dovozu fosilních paliv a zvyšování cen ropy a zemního plynu byly stimuly k hledání alternativních cest. Prvořadou volbou je omezení spalování fosilních paliv na ekonomicky přijatelnou míru, kterého je dosahováno energeticky úspornými opatřeními (např. zvyšování energetické účinnosti při výrobě elektrické energie, zvyšování energetických standardů při výstavbě budov) a zvýšením využíváním OZE. Zásadním dokumentem pro podporu výroby elektřiny z OZE v rámci Evropské unie (EU) na začátku 21. Století byla Směrnice 77/2001 ES O podpoře elektrické energie vyrobené z obnovitelných zdrojů energie na vnitřním trhu s elektrickou energií (2001).

Prvořadým cílem směrnice 77/2001 ES byla podpora splnění závazků vyplývajících z přijetí Kyotského protokolu. Zástupci jednotlivých států Evropského společenství (ES) dohodli indikativní cíle pro podíl OZE v roce 2010 zejména s ohledem na počáteční rozvoj (viz referenční hodnoty na obrázku 1) a klimatické a technické možnosti, specifické pro jednotlivé země. Účelem směrnice 77/2001 ES bylo zajištění podmínek pro splnění 22,1% podílu elektřiny vyrobené z OZE na celkové spotřebě elektřiny v ES do roku 2010 a splnění globálního směrného cíle, který byl stanoven na 12 % podílu OZE na hrubé národní spotřebě elektřiny v roce 2010.

3. 3. 1 Plnění indikativních cílů

Jednotlivé národní indikativní cíle pro členské státy EU, které jsou uvedeny v příloze ke Směrnici 77/2001 ES, jsou spolu s výslednými hodnotami, dosaženými v roce 2010, uvedeny na obrázku 1, na kterém jsou kromě hodnot stanovených indikativních cílů zaznamenány také hodnoty podílu výroby elektřiny z OZE na celkové hrubé spotřebě elektřiny pro referenční rok a roky 2005 a 2010. Hodnoty podílu pro rok 2010 jsou vyznačeny nejen graficky, ale také číselně nad sloupci grafu. Referenčním rokem, ze kterého se vycházelo při stanovování indikativních cílů, byl stanoven rok 1997 pro původních 15 států EU. Referenční rok 1999 byl stanoven pro Česko, Estonsko, Kypr, Litvu, Lotyšsko, Maďarsko, Maltu, Polsko, Slovensko a Slovinsko, které vstoupily do EU v roce 2004. Referenční rok 2004 byl stanoven pro Rumunsko a Bulharsko, které vstoupily do EU v roce 2007 (Směrnice 2001/77/ES; EUROSTAT, 2013a).



Obrázek 1 – Plnění indikativních cílů – podílu elektřiny vyrobené z OZE na celkové spotřebě elektřiny pro vybrané země Evropského společenství v roce 2010

Zdroje dat: Směrnice 2001/77/ES; EUROSTAT, 2013a.

Celkový indikativní cíl 22,1 % nebyl splněn, přestože došlo k výraznému 6,3% navýšení podílu OZE v rámci ES. Především Portugalsko, Německo, Estonsko a Maďarsko překonaly stanovené cíle s velkou rezervou. V Estonsku a Maďarsku došlo k velkému navýšení především v produkci elektřiny z VTE. Naopak na Slovensku, v Řecku a na Maltě se produkce elektřiny z OZE nevyvíjela podle předpokladů, i když byla produkce elektřiny z OZE na Slovensku (20,5 %) a v Řecku (16,7 %) v roce 2010 poměrně vysoká (EUROSTAT, 2013a). Pro ČR byl stanoven indikativní cíl 8 %, který byl jedním z nejnižších cílů, vzhledem ke klimatickým podmínkám, které nejsou optimální k využívání OZE. Indikativní cíl byl splněn, především díky vysoké finanční podpoře elektřiny z OZE a s tím souvisejícímu navýšení produkce elektřiny z OZE (viz oddíl 5. 1).

Jednotlivé státy EU mohli a mohou využít celou řadu podpůrných schémat (např. investiční podporu formou grantů nebo osvobození od daně a provozní podporu formou výkupních cen nebo zelených bonusů). Mezi nejužívanější podpůrná schémata patří výkupní ceny, které byly ke konci roku 2010 využívány ve 20 členských zemích EU (KLEIN et al, 2010). Výkupní cena je specifická cena, za kterou je výkupce povinen elektrickou energii odkoupit od výrobce. V systému výkupních cen nastaví regulátor (v ČR je to Energetický regulační úřad – ERU) fixní částku za vyrobenou jednotku elektřiny anebo fixní částku k tržní ceně elektřiny (v případě zelených bonusů). Podpora OZE formou výkupních cen je v ČR považována za mnohem důležitější než podpora investiční. Podrobného zhodnocení podpory OZE však nepotvrdilo efektivitu jejího vyplácení (viz oddíl 5. 3).

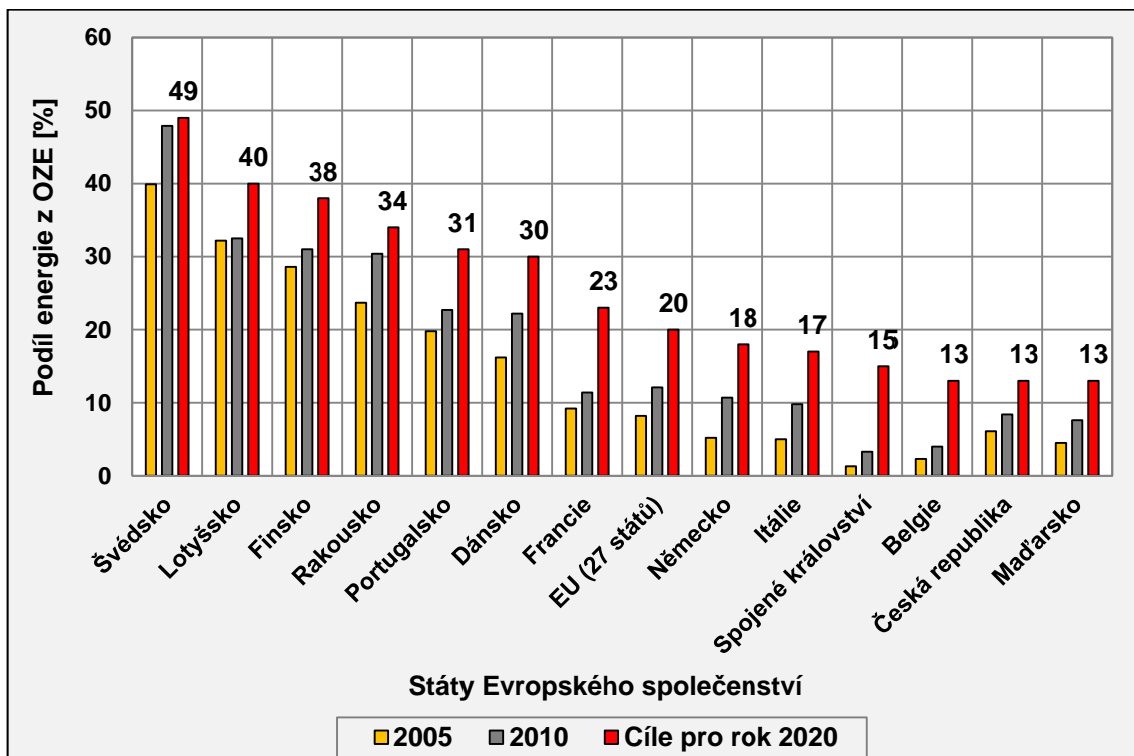
3. 3. 2 Legislativní aspekty podpory OZE v rámci EU

Směrnice 77/2001/ES byla implementována do naší legislativy se vstupem do EU formou zákona č. 180/2005 o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie (zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů). Základním cílem tohoto zákona bylo podpořit využití OZE, zajistit trvalé zvyšování podílu OZE na spotřebě primárních energetických zdrojů a vytvořit vhodné podmínky pro naplnění indikativního cíle. Druhotným cílem bylo vytvořit podmínky pro naplnění zájmu ochrany klimatu a ochrany životního prostředí a přispět k šetrnému využívání přírodních zdrojů a k udržitelnému rozvoji společnosti. Zásadním nedostatkem zákona bylo nezačlenění podpory výroby tepla z OZE. To vedlo k znevýhodnění kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET), která je při využití celkové energie obsažené v palivu daleko efektivnější než při samotné výrobě elektřiny.

Také způsob podpory formou výkupních cen a zelených bonusů včetně jejich výše nebyly optimální. Nedostatky v zákoně č. 180/2005 byly zohledněny v novém zákoně č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie, kterým se ruší původní zákon č. 180/2005 Sb. a mění se energetický zákon, zákon o hospodaření energií a další zákony. Podpora podle původního zákona na podporu OZE č. 180/1005 Sb. se vztahovala na výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů vyrobenou v zařízeních umístěných v České republice a to specificky na podporu využívání energie větru, energie slunečního záření, geotermální energie, energie vody, energie půdy, energie vzduchu, energie biomasy, energie skládkového plynu, energie kalového plynu a energie bioplynu. V případě výroby elektřiny z biomasy se podpora vztahovala na druhy a způsoby využití biomasy, které jsou kategorizovány vyhláškou Ministerstva životního prostředí (MŽP) č. 482/2005 Sb. Přehledný souhrn základních legislativních dokumentů pro oblast OZE je uveden v příloze I.

3. 3. 3 Závazné cíle podílu energie z OZE

Zásadním nedostatkem Směrnice 2001/77/ES bylo zaměření podpory pouze na výrobu elektřiny z OZE. Snaha EU o rozsáhlejší a koncepčně kvalitnější podporu využití OZE vedla k vydání nové komplexnější Směrnice 2009/28/ES o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů a o změně a následném zrušení směrnic 2001/77/ES a 2003/30/ES, které tato směrnice zcela nahradila. Kromě podpory elektřiny zahrnuje i podporu výroby energie tepelné a energie k chlazení z OZE a podporu výroby biopaliv, která byla dříve upravena směrnicí 2003/30/ES. Také je výrazně preferována snaha zvýšit podíl OZE v nových budovách. Vznik směrnice 2009/28/ES byl podnícen takzvaným „klimaticko-energetickým balíčkem“, který byl evropskou komisí zveřejněn v roce 2008, a který je sestaven z legislativních návrhů a doprovodných dokumentů, které mají za cíl naplnění všech závěrů přijatých Evropskou radou v roce 2007 (MPO, 2010a). V rámci závěrů byly stanoveny závazné cíle pro rok 2020 (tzv. „20-20-20 cíle“), které jsou určeny směrnicí evropského parlamentu a rady 2009/28/ES ze dne 23. dubna 2009 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů. Základním závazným cílem je redukce emisí GHG o nejméně 20 % ve srovnání s úrovní v roce 1990 (UN FCCC, 2012). Uskutečnění tohoto hlavního cíle má být dle směrnice 2009/28/ES dosaženo splněním následujících cílů: minimálně 20% podíl OZE na celkové hrubé spotřebě energie, minimálně 10% podíl OZE na celkové energetické spotřebě v dopravě a minimálně 20% redukce energetické spotřeby EU zlepšením energetické účinnosti. Všechny určené cíle jsou stanoveny do konce roku 2020.



Obrázek 2 – Celkové národní cíle určující podíl energie z OZE na hrubé konečné spotřebě energie v roce 2020, a dosažené hodnoty podílu v letech 2005 a 2010 pro vybrané země Evropského společenství

Zdroje dat: EUROSTAT, 2013b; Směrnice 2009/28/ES.

Celkové národní cíle určující podíl energie z obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě energie v roce 2020 a hodnoty podílu v referenčním roce 2005 pro jednotlivé členské státy EU jsou zobrazeny na obrázku 2. Stanovené cíle jsou v grafu vyjádřeny červenými sloupci. Žluté a šedé sloupce v grafu vyjadřují podíly energie z OZE na celkové hrubé spotřebě energie v jednotlivých státech EU pro roky 2005 a 2010. Z rozdílu mezi roky 2005 a 2010 lze rozpoznat posun ve využívání OZE téměř ve všech vybraných státech ES.

Pro ČR byl stanoven 13% podíl, a ČR tak spolu s Belgií a Maďarskem mají stanoveny velmi nízké cíle. Nejvyšší podíl by mělo dosáhnout Švédsko, ve výši 49 %, a Lotyšsko, ve výši 40 %. Také pro Rakousko, Finsko, Dánsko a Portugalsko byly stanoveny poměrně vysoké cíle, v hodnotách vyšších než 30 % (viz obrázek 2). Celkový cíl stanovený pro EU ve výši 20 % bude splněn pouze za předpokladu stabilní podpory využívání OZE a neměnné kooperace všech států, a to zejména států s největší hrubou konečnou spotřebou energie. Souhrnná spotřeba energie Německa, Francie, Spojeného království a Itálie tvořila v roce 2010 56% podíl spotřeby celé EU (EUROSTAT, 2013b), proto produkce energie z OZE v těchto státech rozhodnou zda bude celkový cíl naplněn. Na rozdíl od indikativních cílů pro rok 2010 jsou tyto nové cíle závazné a zahrnují v sobě i ostatní formy energie – tepelnou energii a chemickou energii obsaženou v palivu pro využití v dopravě.

3. 3. 4 Podpora výroby elektrické energie z OZE v ČR

Změna Směrnice 2001/77/ES přinesla i změnu zákona na podporu OZE v ČR. Původní zákon č. 180/2005 byl nahrazen zákonem č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů. Hlavním cílem zákona č. 165/2012 Sb., který nabyl účinnosti 1. 1. 2013, je podpora elektřiny, tepla a biometanu vyrobených z OZE, podpora druhotných energetických zdrojů (DZ), vysoko-účinné KVVET a podpora decentrální výroby elektřiny (výroba elektřiny z výroben elektřiny připojených do jiné než přenosové soustavy). Účelem podpory je vytvořit podmínky pro naplnění závazného cíle podílu energie z OZE na hrubé konečné spotřebě energie v roce 2020.

Podpora elektřiny z OZE v rámci zákona č. 165/2012 Sb. je přísnější a v případě, že byly dosaženy nebo překonány předpokládané hodnoty výroby elektřiny z OZE, které byly stanovené v Národním akčním plánu pro výrobu elektřiny z OZE (MPO, 2010b), o dva roky dříve než je rok, ve kterém se o podpoře elektřiny z OZE rozhoduje, ERU pro výrobní elektřiny uvedené do provozu od 1. ledna následujícího roku podporu elektřiny z OZE pro tento rok nestanoví. Národní akční plán je dokument zpracovaný podle Rozhodnutí Komise č. 2009/548/ES, který obsahuje opatření a způsob dosažení závazných cílů podílu energie z OZE, průběžných dílčích cílů podílu energie z OZE a předpokládané hodnoty vyrobené energie a další informace pro jednotlivé druhy OZE.

Zpracovaný Národní akční plán České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů navrhuje cíl podílu energie z obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě energie ve výši 13,5 % a splnění cíle podílu energie z obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě v dopravě ve výši 10,8 % (MPO, 2010b). Cíle budou naplněny na základě současných a připravovaných reálných projektů a na očekávané reálné predikci budoucího vývoje dané statistickým sledováním trendů s případným zohledněním dotační politiky. V případě FVE a VTE je nutné zahrnout do plánu také požadavek na bezpečnost a spolehlivost elektrizační soustavy. Národní akční plán tedy není postaven na možných nebo teoretických potenciálech jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů. (MPO, 2010b).

Vzhledem k tomu, že původní zákon na podporu OZE, č. 180/2005 Sb., neobsahoval nové požadavky vyplývající ze směrnice EU 2009/28/ES a navíc v něm bylo obsaženo několik zásadních nedostatků, které se týkaly systému podpory výroby elektřiny z OZE, bylo nutné zákon na podporu OZE novelizovat. Hlavním nedostatkem byl fakt, že podpora stanovená zákonem č. 180/2005 Sb. nedostatečně reagovala na vývoj ceny nových technologií OZE a způsobila neefektivní vyplácení finančních prostředků v rámci celkové podpory OZE. Rovněž neexistovala možnost zastavení vyplácení podpory pro určitou technologii OZE v případě dosažení limitů elektrizační soustavy absorbovat výrobu elektřiny z OZE nebo v případě dosažení požadované hodnoty produkce elektřiny daného druhu OZE. Stanovení podpory také nezohledňovalo přínosy jednotlivých OZE, ale bylo určováno ekonomickými aspekty (investiční ceny, ekonomická návratnost). To vedlo k podpoře neefektivních FVE, oproti výkonnějším technologiím (např. MVE a KVET). Výsledky vyhodnocení efektivity podpory jasně ukázaly, že výroba elektřiny z OZE měla být podporována pouze na základě faktických environmentálních aspektů a výše podpory pro jednotlivé technologie OZE měly být určovány především efektivností technologií snižovat negativní vlivy na ŽP, které lze objektivně vyjádřit standardizovanými indikátory (emisní faktor, redukční index, náklady redukce GHG).

Nejdůležitějším důvodem pro změnu zákona o podpoře OZE byla implementace podmínek stanovených v nově vydané směrnici EU 2009/28/ES a snaha o odstranění nedostatků původně nastaveného systému podpory, tak aby cíle dané směrnicí byly splněny bez neúměrného a neefektivního zvyšování podpory elektrické energie z důvodu nekontrolovaného rozvoje FVE, a aby nedocházelo k technickým problémům v elektrizační soustavě z důvodu přetěžování a nestability sítě. Podpora OZE v rámci nově vydaného zákona č.165/2012 Sb. byla založena na analýze stávajícího systému podpory s cílem eliminovat negativní vlivy stávající formy podpory.

Dle zákona č.165/2012 Sb. musí výrobci elektřiny z OZE od roku 2012 uplatňovat vyrobenou elektřinu pouze na trhu s elektřinou, podporu dostávají pouze formou zeleného bonusu, neboť podpora formou výkupních cen se vztahuje pouze na výrobce elektřiny z OZE využívajících vodní elektrárny s instalovaným výkonem do 10 MW včetně, anebo ostatní zdroje OZE s instalovaným výkonem do 100 kW včetně. Takto zavedený model podpory je zaměřen především na snížení celkových nákladů na podpůrný systém v poměru k množství vyrobené elektřiny z OZE.

Nově aplikovaný zákon č. č.165/2012 Sb. upravuje také systém výkupních cen a zelených bonusů a stěžejní význam klade právě na podporu formou zelených bonusů. Zelené bonusy se dle nového zákona vypisují každoročně a nejsou garantovány na dobu životnosti zařízení. Změny v systému podpory OZE a nastavené limity pro výrobu elektřiny a instalovaný výkon, které byly stanoveny v Národním akčním plánu ČR pro energii z OZE, neumožní další nárůst nákladů na podporu výroby energie z OZE, DZ a vysoko-účinné KVET. Každoroční náklady na podporu elektřiny z OZE budou však i po úpravě systému podpory až do roku 2030 každoročně převyšovat 36 mld. Kč vyplacených v roce 2012. Změna zákona o podpoře OZE odstranila nerovnováhu mezi jednotlivými technologiemi OZE a zabránila dalšímu možnému prudkému nárůstu objemu finanční podpory na výrobu elektřiny z OZE, ale rozdíl mezi objemem vyplacené podpory na elektřinu z OZE a efektivitou snižování emisí GHG pro jednotlivé technologie OZE se budou vyskytovat i nadále.

3. 3. 5 Aspekty a parametry ovlivňující výši podpory elektřiny z OZE

Celková a dílčí výše podpory elektřiny z OZE závisí na objemu produkce elektřiny, na hodnotě výkupní ceny a zeleného bonusu, které jsou pro každý rok stanoveny ERU pro jednotlivé technologie OZE, a na době životnosti zařízení, neboť podpora je vyplácená po celou dobu životnosti. Životnost zařízení je stanovena vyhláškou č. 475/2005 Sb., kterou se provádějí vybraná ustanovení zákona o podpoře využívání OZE, a která byla od roku 2005 několikrát novelizována. Stanovená doba životnosti pro jednotlivé technologie OZE, ale také další parametry, které musí elektrárny využívající OZE splnit, aby získaly oprávnění na finanční podporu, jsou uvedeny v tabulce 3, která prezentuje také vývoj nastavení požadavků na výši celkových měrných investičních nákladů a ročního využití instalovaného výkonu.

Tabulka 3 – Požadované indikativní hodnoty technických a ekonomických parametrů pro technologie využívající OZE uplatňující nárok na podporu výroby elektřiny
Zdroj dat: Vyhláška č.475/2005 Sb.

Technologie OZE	Životnost [roky]	Účinnost	Celkové měrné investiční náklady [Kč·kWe ⁻¹]		Roční využití instalovaného výkonu [kWh·kWe ⁻¹]	
			2005	2012	2005	2012
MVE - nové	30	≥ 85 %	< 130 000	< 145 000	> 4 500	> 4 000
MVE - renovované	30	> 80 %				
Čistá biomasa	20	ervt	< 75 000	< 75 000	> 5 000	> 5 000
Pevná biomasa - zplyňování	20					
Bioplyn - skládkový, kalový	15	rvt	< 50 000	< 50 000	> 7 000	> 7 000
Bioplyn - důlní plyn	20					
Bioplyn						
Bioplyn - nové technologie	20		< 80 000	< 100 000	> 7 000	> 7 500
			< 120 000		> 7 500	
Větrné elektrárny	20	pozn. 1	< 38 500	42 000	> 2 100	> 2 100
Geotermální energie	20	pozn. 2	< 275 000	< 275 000	> 5 700	> 5 700
FVE do 30 kWp	20	pozn. 3	< 135 000	60 000	> 935	> 980
FVE 30-100 kWp				–		–
FVE nad 100 kWp				–		–

ervt = ekonomicky racionální využití odpadního tepla

rvt = racionální využití odpadního tepla

pozn. 1 = Roční průměrná rychlost větru v lokalitě výstavby VTE ve výšce osy rotoru $\geq 6 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$

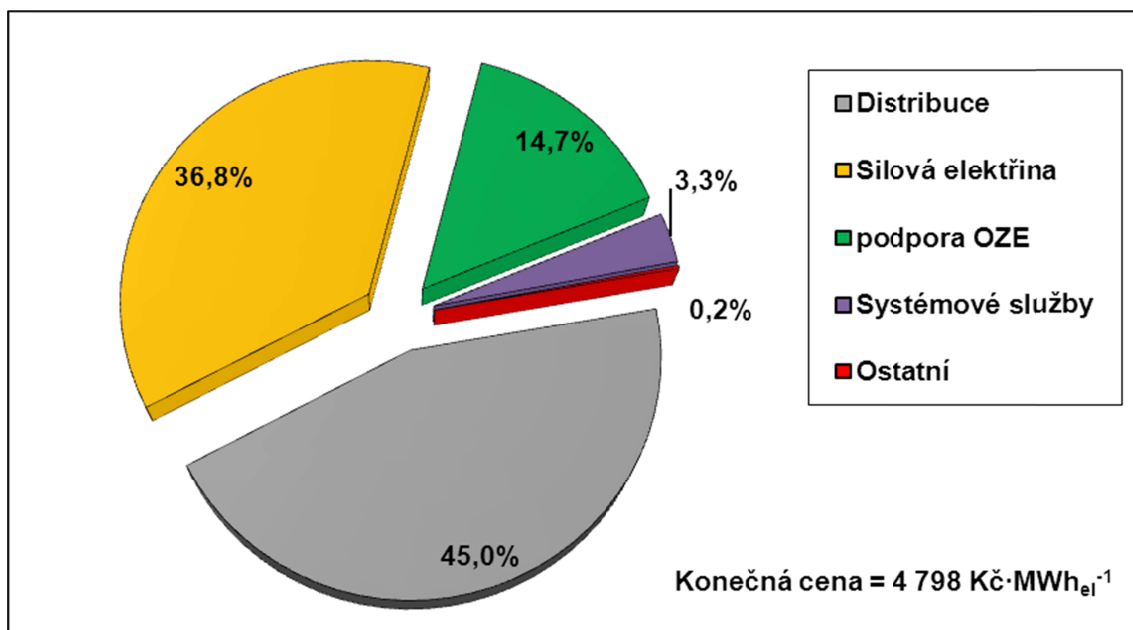
pozn. 2 = Energetický potenciál - trvalý zisk vody $> 95^\circ\text{C} \geq 50 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1}\cdot\text{MWe}$

pozn. 3 = Roční svorková výroba elektřiny $\geq 150 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$ aktivní plochy panelu

Změny v požadovaných parametrech korespondují s vývojem investičních nákladů a technických parametrů jednotlivých technologií OZE v období let 2005 až 2012. Za zmínku stojí zpřísnění podmínek pro FVE, u kterých nesmí dle změny 338/2011 vyhlášky č. 475/2005 Sb. celkové měrné investiční náklady přesáhnout hodnotu 60 tisíc Kč na 1 kW instalovaného výkonu (platí pro elektrárny s výkonem do 30 kWp včetně). Naopak v případě MVE došlo k určitému uvolnění a požadovaná hodnota měrných investičních nákladů se zvýšila (viz tabulka 3). Téměř pro všechny technologie OZE je doba životnosti (tj. počet let, během nichž bude podpora na produkci elektřiny vyplácena) stanovena na 20 let. Pro MVE byla dle vyhlášky č. 475/2005 Sb. požadovaná životnost určena na 30 let a pro bioplynové stanice využívající důlní, skládkový nebo kalový plyn na 15 let.

3. 3. 6 Vliv podpory na konečnou cenu elektrické energie

Podpora výroby elektřiny z OZE je kritizována také v souvislostech s nárůstem ceny elektrické energie pro domácnosti. Konečná cena elektrické energie je však ovlivněna především cenou za distribuci elektřiny a cenou silové elektřiny. Náklady na krytí objemu financí spojených s podporou elektřiny z OZE, KVET a DZ tvoří 15% podíl na celkové ceně elektřiny pro domácnosti se střední spotřebou elektrické energie, a to ve výši $705,43 \text{ Kč} \cdot \text{MWh}^{-1}$ vč. 21 % DPH (ERU, 2012b). Ostatní náklady (např. systémové služby a činnost zúčtování operátora trhu s energií) mají na konečnou cenu elektřiny pro domácnosti vliv nepodstatný (viz obrázek 3). Ke zvyšování ceny elektřiny významnou měrou přispívá především nárůst ceny za distribuci, jejíž výše je určována cenovým rozhodnutím ERU. Ke zpracování grafu skladby ceny elektřiny byla kromě cenových rozhodnutí ERU č. 5/2012 a č. 6/2012 použita data z autorovy vlastní analýzy, v rámci které byly analyzovány cenové nabídky hlavních dodavatelů elektrické energie na trhu v ČR: E.ON Energie, a.s., Pražská energetika, a.s. a ČEZ Prodej s.r.o, a to v oblasti sazby D 02 d, která je využívána většinou českých domácností se středně velkou spotřebou elektrické energie.

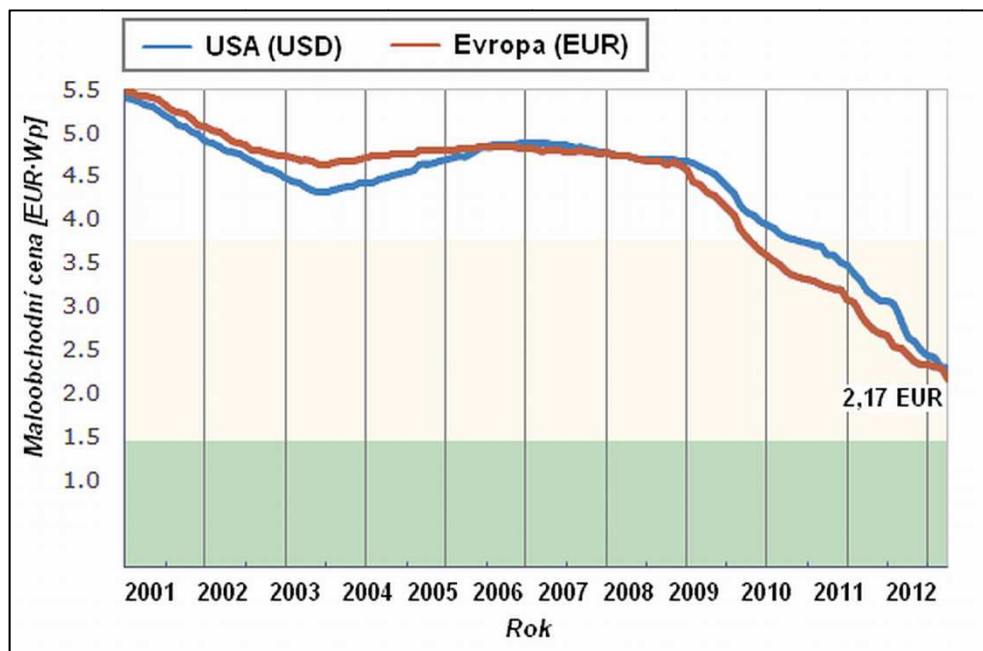


Obrázek 3 - Skladba ceny elektrické energie v sazbě D 02d platné v ČR v roce 2013
Zdroje dat: ERU, 2012b; ERU, 2012c.

3. 3. 7 Problematika vysokých investičních nákladů FV panelů

Cena elektřiny vyrobená ve VTE, FVE, MVE a GEO je ovlivněna zejména investičními náklady. Také celkové množství vyrobené elektřiny ovlivňuje konečnou cenu elektřiny. Cena elektřiny vyrobená ve FVE převyšovala průměrnou cenu elektřiny pro domácnosti v důsledku velmi vysokých investičních nákladů na fotovoltaické (FV) panely. Mezi ostatní nákladové položky, které mají na celkové investiční náklady FVE vliv, patří náklady na komponenty FV systému a náklady na instalaci.

Investiční náklady FV panelů, které tvoří 45 až 60 % celkových nákladů na FV systém, klesaly v období let 2002 až 2012 o 20 % při každém zdvojnásobení celosvětově instalovaného výkonu (EPIA, 2011) a klesly o 60 % z 5,5 €Wp⁻¹ (≈ 169,5 Kč·Wp⁻¹) na 2,17 €Wp⁻¹ (≈ 54,6 Kč·Wp⁻¹) – viz obrázek 4 (NPD SOLARBUZZ, 2013). Nejnižší ceny panelů vyrobených z tenkovrstvých polovodičů, klesly v roce 2012 pod 1 €Wp⁻¹ (NPD SOLARBUZZ, 2013). Tento vývoj investičních nákladů byl jeden z hlavních důvodů pro snížení podpory elektřiny vyrobené z FVE v ČR.



Obrázek 4 - Vývoj maloobchodních cen fotovoltaických panelů v letech 2001 až 2013 na trhu v Evropě a USA Zdroj dat: NPD SOLARBUZZ, 2014.

3. 4 Problematika snižování emisí GHG v ČR

V rámci Rámcové úmluvy OSN o změně klimatu a Kjótského protokolu (UN, 1998) se ČR smluvně zavázala k redukci emisí GHG v kontrolním období 2008 až 2012 o 8 % v porovnání s výchozím rokem 1990. Ke konci roku 2012 byl formou dodatku ke Kjótskému protokolu stanoven společný cíl pro období 2013 až 2020 pro EU, který stanovuje snížení emisí GHG o 20 % v porovnání s rokem 1990 (UN FCCC, 2012). Pro ČR vyplývá závazek snížení emisí o 21 % oproti roku 2005 v průmyslových a energetických zařízeních, zapojených do evropského systému obchodování s emisemi skleníkových plynů (EU ETS - Emissions Trading Scheme), a také závazek nezvýšit emise o více než 9 % oproti roku 2005 u ostatních odvětví ekonomiky, které jsou mimo EU ETS. (EEA, 2012 a MŽP, 2012).

3. 4. 1 Základní legislativní rámec redukce emisí GHG v ČR

Základním dokumentem, který se zaměřuje přímo na snižování emisí skleníkových plynů a omezování negativních dopadů klimatické změny je Státní politika životního prostředí ČR 2012 až 2020, kterou MŽP oficiálně předložilo začátkem roku 2013 (MŽP, 2012). Tato politika kopíruje cíle vyplývající ze společného postupu řešení v oblasti ochrany klimatu (tzv. „klimaticko-energetický balíček EU“), který zveřejnila v roce 2008 Evropská komise. Tento balíček se skládá ze souboru legislativních návrhů a doprovodných dokumentů, které jsou zaměřeny na snížení emisí GHG do roku 2020 o 20 %, dosáhnout do roku 2020 zvýšení podílu OZE o 20 % na celkové hrubé spotřebě energie a zvýšit energetickou efektivnost minimálně o 20 % a tím snížit energetickou spotřebu a zvýšit podíl OZE v energetické spotřebě v dopravě o 10%. Všechny výše uvedené cíle je nutné splnit nejpozději do konce roku 2020. Základními legislativními dokumenty klimaticko-energetického balíčku jsou směrnice evropského parlamentu a rady 2009/28/ES o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů, 2009/29/ES o obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů a směrnice 2009/31/ES o zachytávání a ukládání CO₂ do geologického podloží a rozhodnutí evropského parlamentu a rady 406/2009/ES o rozdělení úsilí k dosažení redukčních cílů emisí skleníkových plynů.

Využívání nízko-emisních energetických zdrojů je jedním ze způsobů umožňujících snižování emisí GHG v ČR. Zvyšování produkce z OZE a JE má také význam pro snížení závislosti na fosilních palivech a pro posílení energetické bezpečnosti ČR. Mezi významné OZE v ČR patří VE, FVE, biomasa a bioplyn. Dalšími využívanými technologiemi OZE jsou v ČR VTE a spalovny komunálního odpadu. GEO jsou v ČR pouze doplňkovou technologií. Výhradní technologií, které významně přispívá ke snižování emisí GHG v ČR, je JE. Alternativními způsoby snižování emisí GHG v podmínkách ČR jsou energetické úspory (snižování spotřeby energie) a zvyšování účinnosti využívání energie.

Otázkou energetické účinnosti a zvyšování energetické efektivnosti se zabývá Akční plán energetické účinnosti na roky 2008 až 2016 (VLÁDA ČR, 2011), který byl vydán na základě směrnice Evropského parlamentu a Rady č. 2006/32/ES o energetické účinnosti u konečného uživatele. Tento plán naplňuje indikativní cíl pro EU. Stanoveným cílem je snížení roční průměrné spotřeby energie o 9 % v období let 2008 až 2016 ve srovnání s obdobím 2002 až 2006. Nejvýznamnější potenciál k redukci GHG v ČR mají podle Akčního plánu (VLÁDA ČR, 2011) sektor domácnosti (28 %), sektor dopravy (18 %) a sektor průmyslu (11 %).

Hlavním koordinátorem a tvůrcem datových souborů a reportů je Český hydrometeorologický ústav (ČHMÚ), který spravuje Národní inventarizační systém (NIS), publikuje Národní zprávy České republiky o inventarizaci emisí GHG (ČHMÚ, 2012) a provádí inventarizace emisí GHG v souladu s předepsanou metodikou stanovenou Mezivládním panelem pro změny klimatu (IPCC - The Intergovernmental Panel on Climate Change). Popis metodiky a výsledky inventarizací jsou pravidelně zveřejňovány na webových stránkách ČHMÚ (ČHMÚ, 2014b).

3. 4. 2 Význam posuzování efektivity redukce emisí GHG

Stanovením ceny redukce emisí GHG se ve své studii zabývá FRITSCHÉ (2006), který zhodnotil odlišností v nákladech a investicích redukce pro vybrané alternativní energetické zdroje v porovnání s referenčními uhelnými a plynovými elektrárnami. Podobnou problematikou se ve své studii zabývali BORBA et al. (2012), kteří provedli podrobnou analýzu potenciálu pro redukcí emisí v Brazílii a vyhodnotili ceny redukce emisí GHG pro jednotlivá redukční opatření. WÄCHTER (2013) ve své práci prezentuje možnosti redukce emisí GHG v Rakousku pomocí křivky mezních nákladů redukce (MACC – Marginal Abatement Cost Curve), která je vhodným nástrojem pro posouzení optimální politiky snižování emisí GHG.

Otázka efektivnosti snižování emisí je v ČR velmi aktuální. Z tohoto důvodu je nutné se problematice redukce emisí neustále věnovat a vhodným způsobem vyhodnotit nákladnost a efektivitu redukce. V první řadě je nutné zvolit možné způsoby redukce a vyhodnotit jejich potenciál. Poté je potřeba vyčíslit náklady zvolených opatření a vyhodnotit efektivitu redukce. Vyhodnocení efektivity a porovnání redukčních opatření, které jsou v ČR v sektoru energetiky v posledních letech nejvyužívanější, je klíčovým cílem této studie. Pro vyjádření efektivity snižování emisí GHG byl zvolen indikátor měrných nákladů redukce emisí GHG (Abatement cost), který vyjadřuje množství vložených investic na jednotku redukovaných emisí GHG. Zvláštní pozornost byla věnována FVE, VTE, MVE a GEO, které byly posléze porovnány s JE a UE_{BAT} . Výsledky pro opatření vedoucí ke snižování energetické spotřeby na vytápění v domácnostech – zateplování byly prezentovány také s cílem objektivní interpretace výsledků.

4 Metody, postup práce a zpracování dat

Předložená disertační práce prezentuje souhrnné posouzení dopadů využívání OZE na ŽP. Význam ochrany ŽP v rámci sektoru energetiky posílil zájem o hodnocení vlivu využívání OZE na jednotlivé složky ŽP s cílem porovnat reprezentativní technologie OZE navzájem a stanovit jejich efektivnost. Posouzení vhodnosti technologií OZE k produkci elektřiny bylo založeno na dílčích analýzách a meta-analýzách, které byly zaměřeny na posuzování jednotlivých složek životního prostředí a to při zachování ohledu na celý životní cyklus technologie.

4. 1 Přehled použitých metod

Základní koncepce disertační práce byla založena na metodice LCA se záměrem zachování základních znaků metodiky LCA: transparentnosti a komplexnosti. Protože celkový rámec předložené disertační práce a nastavení systémových hranic dílčích analýz neumožňovaly plné zachování postupu a plného metodologického rámce LCA, byla metoda postupu upravena tak, aby byly stanovené cíle a rámec naplněny. Formou meta-analýzy byla získána vstupní data pro komplexní posouzení a porovnání variant. Korelační analýza byla použita k vyhodnocení vzájemné závislosti mezi produkcí elektřiny z OZE a podporou elektřiny z OZE a vzájemné závislosti mezi produkcí elektřiny z OZE a JE a redukcí emisí GHG. Porovnání vybraných technologií OZE s JE a UE_{BAT} bylo provedeno aplikací vícekriteriální (multikriteriální) analýzy variant. Vícekriteriální hodnocení variant byla vhodným nástrojem pro posouzení výhodnosti vybraných technologií OZE k produkci elektřiny v ČR. Metody, které byly použity v rámci předložené disertační práce, jsou následující:

- metoda LCA;
- meta-analýza;
- korelační analýza;
- multikriteriální analýza variant.

4. 1. 1 Popis metody LCA

Metoda LCA se zaměřuje na environmentální aspekty a možné dopady na životní prostředí v průběhu celé životnosti systému, od získávání surovin, přes výrobu, instalaci, provoz a údržbu, transport a odstraňování (ČSN EN ISO 14040). Metoda LCA je vhodným způsobem posouzení potenciálních environmentálních dopadů, které souvisí s využíváním energetického zdroje, protože kromě transparentnosti a plné systematickosti, umožňuje identifikovat potenciální environmentální zátěže. Navíc poskytuje možnost porovnání výsledků mezi odlišnými energetickými zdroji, které má význam pro následný výběr vhodného zdroje.

Hlavními výhodami LCA jsou možnosti vyjádření dopadů na ŽP formou definovaných kategorií dopadů a používání funkční jednotky, která umožňuje otevřené, úplné a srozumitelné interpretování výsledků a následné porovnávání získaných výsledků v rámci odlišných technologií. Kategorie dopadu reprezentuje aktuální environmentální problémy, ke kterým mohou být výsledky inventarizační analýzy životního cyklu přiřazeny pomocí indikátoru (ČSN EN ISO 14040).

Důležitým aspektem je, že výstupy LCA nelze uznávat obecně, protože jsou stanoveny za přesně stanovených podmínek a jsou platné pro stanovený rámec LCA. Specifikace požadavků pro metodu LCA zajišťuje technická norma ČSN EN ISO 14040 Environmentální management - Posuzování životního cyklu-Zásady a osnova, která poskytuje informace o zásadách, fázích a základních aspektech metody LCA. ČSN EN ISO 14044 Environmentální management - Posuzování životního cyklu - Požadavky a směrnice poskytuje mimo jiné také informace o metodologickém rámci, podrobnější informace o inventarizační analýze, alokacích vstupů a výstupů, posuzování dopadů životního cyklu a interpretaci životního cyklu. Příklady, které ilustrují praxi při posuzování dopadů na životní prostředí i s uvedenými příklady a zobrazením klíčových bodů hodnocení dopadů životního cyklu jsou popsány v ČSN EN ISO 14042 Environmentální management - Posuzování životního cyklu - Příklady a aplikace. BAYER et al. (2010) ve své studii prezentují souhrnné informace o jednotlivých fázích, nástrojích pro hodnocení a příkladech skutečných LCA studií.

Zhodnocením a porovnáním technologií vyrábějících elektrickou energii v rámci posuzování životního cyklu se ve svých studiích zabývali GAGNON et al. (2002) a WEC (2004). Metodu LCA v kontextu OZE analyzoval ve své studii PEHNT (2006).

4. 1. 2 Popis meta-analýzy

Meta-analýza je založena na statistické kombinaci výsledků, které byly publikovány v předchozích studiích. Cílem meta-analýzy je získání reprezentativní hodnoty ze souboru publikovaných hodnot s cílem zvýšení kvality a věrohodnosti této hodnoty. Získaná hodnota charakterizuje soubor publikovaných hodnot vyskytujících se v určitém rozptylu (BRANDÃO et al., 2012) a má vyšší kvalitu a váhu ve srovnání s hodnotami publikovanými v individuálních studiích a analýzách.

První fází meta-analýzy je získání dostatečného počtu výsledků a hodnot z jednotlivých studií. Důležité je, aby použité studie splnily předem stanovená kritéria kvality a rámce posuzování. Získaná data jsou v druhé fázi meta-analýzy zpracována statisticky. Účelem meta-analýzy je také vyloučení hodnot, které ze souboru vyčnívají a sladit publikované hodnoty na základě předem stanovených parametrů (BRANDÃO et al., 2012). Na základě statistického zpracování je získána reprezentativní hodnota, která není zatížena náhodnými výkyvy a může být použita k jiným účelům (např. vícekritériálnímu hodnocení variant).

Nevýhodou použití meta-analýzy je fakt, že nedochází ke zvýšení kvality dat, protože data získaná z individuálních studií jsou pouze hodnocena, filtrována a následně statisticky analyzována. Pokud byla použita hodnota ze studie s nízkou věrohodností, dochází k negativnímu ovlivnění meta-analýzy. Z tohoto důvodu je nutné věnovat pozornost kvalitě vstupních dat a věrohodnosti hodnocených studií. Podrobnější informace o meta-analýze a standardních způsobů zhodnocení LCA analýz publikovali ZUMSTEG et al. (2012) a HEATH a MANN (2012).

Meta-analýzu použili v rámci systematického zhodnocení emisí GHG souvisejících s provozem FVE ve svých studiích HSU et al. (2012) a KIM et al. (2012) kteří provedli také harmonizaci klíčových parametrů s cílem stanovit střední hodnotu emisního faktoru pro FVE. KUBISZEVSKY et al. (2010) publikovali meta-analýzu zaměřenou na energetickou efektivnost životního cyklu VTE.

4. 1. 3 Popis korelační analýzy

Korelační analýza je nástrojem pro posouzení míry stupně závislosti dvou proměnných, a který klade důraz na intenzitu (sílu) vzájemného vztahu. Příčina – následek vzájemného vztahu není předmětem korelační analýzy. Hlavním účelem korelační analýzy je poskytnout číselné vyjádření míry vztahu dvou proměnných (KÁBA, SVATOŠOVÁ, 2012). Nejčastěji používaným nástrojem charakteristiky sdruženého rozdělení dvou náhodných veličin je korelační koeficient (r), který poskytuje informaci o stupni závislosti dvou vybraných veličin. Hodnota korelačního koeficientu je číslo v intervalu od -1 do +1. Pokud jsou posuzované veličiny nezávislé hodnota korelačního koeficientu je rovna nule ($r = 0$). Hodnoty korelačního koeficientu blízké nule neznamenají však vždy nezávislost veličin, ale potvrzují fakt, že mezi veličinami není lineární závislost (NOVOVIČOVÁ, 1999).

Těsnost závislosti dvou proměnných je charakterizována následovně: $r < 0,3$ těsnost nízká; $0,3 \leq r \leq 0,5$ těsnost mírná; $0,5 \leq r \leq 0,7$ těsnost význačná; $0,7 \leq r < 0,9$ těsnost velká a $0,9 \leq r \leq 1,0$ těsnost velmi vysoká (KÁBA, SVATOŠOVÁ, 2012). Interpretace hodnot korelačního koeficientu však není tak přímočará, jako je tomu u většiny jednorozměrných charakteristik, proto je optimální dopočítat další charakteristiky (např. proložené přímky nebo směrodatná chyba odhadu při regresi), které zvýší kvalitu interpretace vzájemných vztahů. Podrobnější informace o korelaci publikovali TVRDÍK (2008), NOVOVIČOVÁ (1999) a SVATOŠOVÁ a KÁBA (2012).

4. 1. 4 Popis metody multikriteriálního hodnocení variant

Multikriteriální (vícekriteriální) hodnocení variant je metoda využívaná k výběru optimální varianty ze souboru variant v rámci posuzování vyššího počtu kritérií. Hodnocené varianty dosahují zpravidla odlišných (často i protichůdných) výsledků v rámci jednotlivých kritérií a posouzení, která varianta je optimální nebývá jednoznačné. Hlavními cíli multikriteriálního hodnocení jsou: volba jedné (optimální) varianty, stanovení pořadí variant a klasifikace variant do předem definovaných skupin (DEPARTMENT FOR COMMUNITIES AND LOCAL GOVERNMENT, 2009).

Základní postup multikriteriálního hodnocení je následující: 1) volba skupiny hodnotících kritérií, 2) stanovení vah kritérií hodnocení (např. metoda pořadí, Saatyho metoda), 3) vyhodnocení dosažených výsledků zvolených variant, 4) stanovení preferenčního pořadí variant (např. metoda pořadí, TOPSIS, ELECTRE) a 5) výběr optimální – kompromisní varianty.

1) Správná volba kritérií je důležitým krokem k objektivnímu posouzení vybraných variant. Kritéria hodnocení musí být vybrána s předpokladem zachování výstižného posouzení jednotlivých variant. Je třeba rozlišit typy jednotlivých kritérií, které mohou mít kvantitativní (např. emisní faktor GHG) i kvalitativní charakter (např. stabilita a flexibilita technologie) charakter. Kritéria mohou být maximalizační (např. energetická efektivnost životního cyklu) nebo minimalizační (např. měrné náklady na redukci emisí GHG).

2) Účelem stanovení vah kritérií je odlišení jednotlivých kritérií z hlediska jejich významnosti. Významnost kritérií je číselně vyjádřena vahou kritéria, která se zvyšuje s rostoucím významem kritéria. Aby byla zachována srovnatelnost vah kritérií, jsou váhy stanoveny standardizovanými metodami a vyjadřují se v normovaných hodnotách.

V rámci vícekritériálního hodnocení variant prezentované v předložené disertační práci byla k určení vah kritérií použita Fullerova metoda, která je založena na vzájemném porovnání dvou kritérií. Z každé dvojice hodnocených kritérií je označeno důležitější kritérium a počet označení představuje počet preferencí. Značení důležitosti se provádí tzv. fullerovým trojúhelníkem. Váha kritérií (w_j) je poté získána z poměru počtu preferencí pro každé posuzované kritérium (f_j) a počtu všech porovnávání. Pokud dosahuje nejméně důležité kritérium nulovou váhu je vhodné četnost preferencí každého kritéria zvýšit o 1 a celkový počet všech porovnání zvýšit adekvátně o počet kritérií (n) – viz vzorec 1 (BROŽOVÁ et al., 2003; FIALA et al., 1994).

$$w_j = \frac{f_j+1}{\frac{n(n-1)}{2}+n} \quad (1)$$

3) Na základě inventarizační analýzy a jsou vyhodnoceny výsledků zvolených variant pro jednotlivá kritéria. Určení variant a vyhodnocení výsledků je významnou fází rozhodovacího procesu. Počet variant ovlivňuje závěrečné řešení, proto je vhodné pracovat s vyšším počtem potenciálních variant (FOTR et al., 2003).

4) Stanovení pořadí variant je nejdůležitějším úkolem vícekritériálního hodnocení variant. Na základě stanovení pořadí variant je určena výhodnosti jednotlivých variant z hlediska zvolených kritérií. Varianta s nejlepším umístěním v pořadí představuje kompromisní variantu, která je doporučena k realizaci. V rámci této disertační práce byla ke stanovení pořadí variant použita metoda pořadí.

Metoda pořadí je založena na převedení kritériální matice na matici pořadí. Jednotlivé posuzované varianty jsou ohodnoceny čísly 1, 2, ..., n , na základě jejich pořadí v rámci jednotlivých kritérií. Následně jsou hodnoty pořadí v jednotlivých kritériích převedeny na vážené pořadí variant (hodnota pořadí je vynásobena příslušnou váhou kritéria) a sečteny. Nejlepší varianta dosahuje nejnižšího součtu (BROŽOVÁ et al., 2003; FIALA et al., 1994).

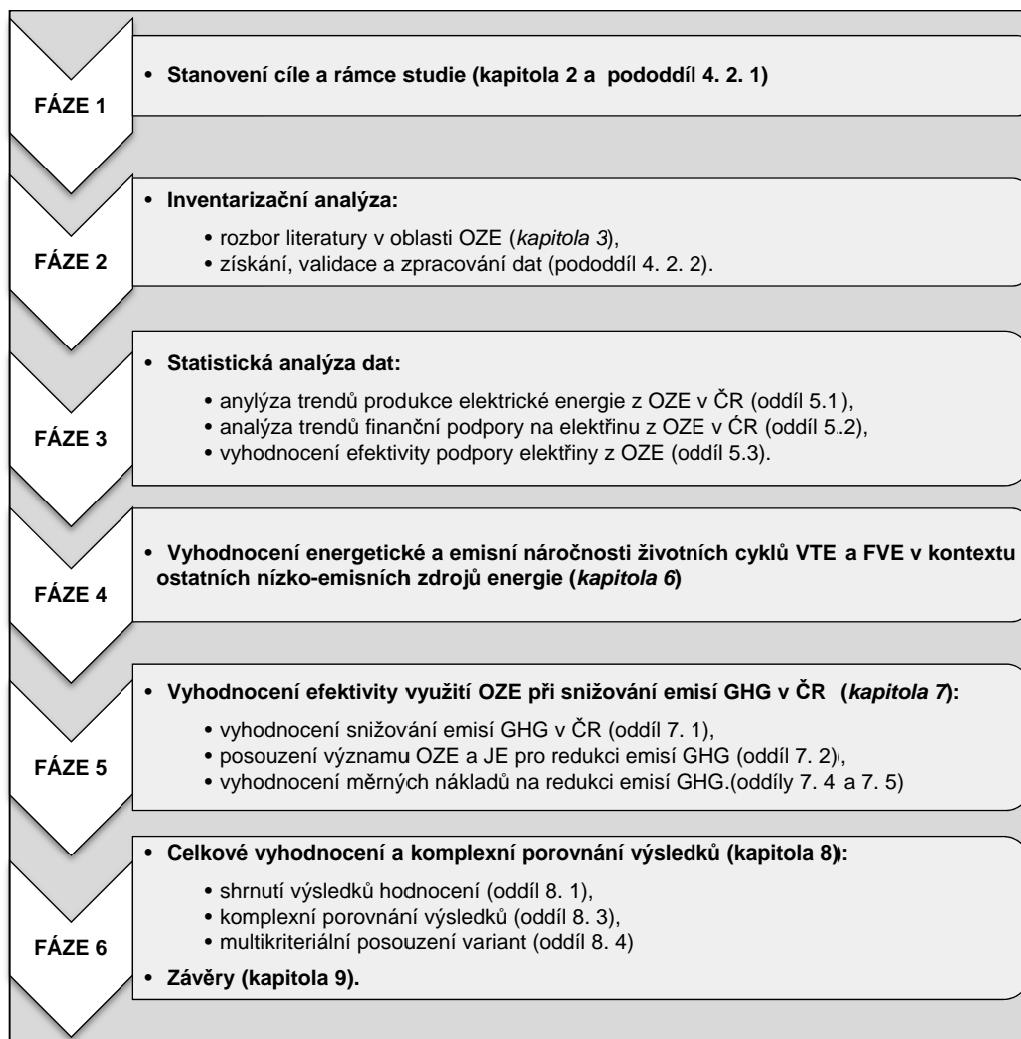
5) Na základě stanoveného pořadí se určí typy variant. Varianta, která dosahuje ve všech posuzovaných kritériích nejlepších hodnot, se nazývá ideální varianta. Naopak bazální varianta dosahuje ve všech kritériích hodnoty na nejnižším stupni. Nedominovaná varianta je varianta, ke které neexistuje varianta, která je vhodnější v rámci všech kritérií. Kompromisní (optimální) varianta je nedominovaná varianta. Kompromisní varianta je doporučována k realizaci (BROŽOVÁ et al., 2003; FIALA et al., 1994).

Detailnější informace o metodách multikritériálního hodnocení variant jsou uvedeny v monografiích, které publikovali BROŽOVÁ et al. (2003), FIALA et al. (1994), FOTR et al. (2003) a DEPARTMENT FOR COMMUNITIES AND LOCAL GOVERNMENT, (2009).

Posouzení aplikace metody multikritériálního posuzování (ELECTRE III) s cílem zvolit vhodnou technologii OZE v regionu Sardinie publikovali BECCALI et al. (2003). Hodnocení vhodnosti multikritériálního hodnocení variant v rámci rozhodovacích procesů před instalací VTE prezentovali ve své studii CAVALLARO et al. (2005). Detailní popis fází multikritériálního hodnocení v rámci reálné studie zaměřené na FVE publikovali HAURANT et al. (2011).

4. 2 Koncept disertační práce

Předložená disertační práce byla koncipována do šesti základních fází (viz obrázek 5). Základní a primární fází (fáze 1) bylo stanovení cíle a rámce posouzení, které zahrnovalo nastavení hranic pro hodnocení. Na základě cíle a rámce byla provedena inventarizační analýza (fáze 2), které předcházela literární rešerše a rozbor literatury zaměřené na posouzení environmentální vlivů plynoucích z využívání OZE. V rámci inventarizační analýzy byla získána vstupní data, která byla použita v dalších navazujících fázích. Zpracování statistických dat a trendů produkce elektrické energie z OZE, trendů finanční podpory elektřiny z OZE v ČR a vzájemný vztah mezi finanční podporou elektřiny z OZE a vývojem produkce bylo záměrem fáze 3. Navazující fáze 4 byla zaměřena na vyhodnocení energetické a emisní náročnosti životních cyklů VTE a FVE. Výsledky získané ve fázi 4 byly použity pro zpracování a zhodnocení efektivity využití VTE a FVE k redukci emisí GHG (fáze 5). Zhodnocení efektivity redukce emisí GHG bylo provedeno pomocí adekvátních indikátorů a následně byly výsledné hodnoty indikátorů pro VTE a FVE porovnány s hodnotami indikátorů pro MVE, GEO, JE a UE_{BAT} . Závěrečné komplexní posouzení obsahovala kromě shrnutí výsledků hodnocení vybraných aspektů, také multikriteriální posouzení hodnocených variant (fáze 6).



Obrázek 5 – Stručné vyjádření konceptu předložené disertační práce

4. 2. 1 Fáze 1 – Stanovení cíle a rámce disertační práce

Klíčovými cíli předložené disertační práce byly:

- multikriteriální posouzení technologií OZE a jejich porovnání s JE a UE_{BAT} a
- vyhodnocení efektivity využití finančních prostředků na podporu elektřiny z OZE v ČR v letech 2005 až 2012.

Díličními cíli, které tvořili základ pro naplnění klíčových cílů, byly:

- analýza efektivity redukce emisí GHG pro vybrané technologie OZE, JE a UE_{BAT} ,
- vyhodnocení energetické a emisní náročnosti životních cyklů VTE a FVE,
- posouzení vybraných environmentálních, ekonomických a technických aspektů pro technologie OZE a JE,
- rozbor vývoje využívání OZE k produkci elektřiny a jejich finanční podpory v ČR v letech 2005 až 2012,
- posouzení vzájemné závislosti mezi podporou OZE a produkcí elektřiny z OZE.

Primárně byla tato práce zaměřena na posouzení vlivu nepřímých emisí GHG, efektivity redukce emisí GHG, vyčerpání zdrojů (v rámci energetické náročnosti životního cyklu technologie – life cycle energy requirements) a měrnou spotřebu vody. Pro zvýšení komplexnosti analýzy byly posuzovány také ekonomické aspekty, vyjádřené průměrnými měrnými náklady na vyrobenou elektrickou energii a efektivitou využití vyplacené finanční podpory na elektřinu z OZE. Sociální aspekty nebyly vzhledem k omezené možnosti kvantifikace do celkového hodnocení zařazeny. Motivem ke zpracování komplexní analýzy a vícekritériální posouzení bylo identifikovat optimální technologii využitelnou k produkci elektrické energie, která má minimální vliv na ŽP.

Specifická pozornost byla věnována VTE a FVE, které jsou vhodnými zdroji k posouzení vzhledem k velkému potenciálu využití v ČR a významnému rozvoji v předcházejících deseti letech. Technologie vybrané k porovnání byly MVE, GEO a JE. Další zvolenou alternativou redukce emisí GHG byly UE_{BAT} . Výsledné hodnoty ukazatelů byly porovnány také s hodnotami ukazatelů pro stávající technologie UE.

Zvolený rámec předložené disertační práce je následující:

- primárně hodnocené zdroje: VTE a FVE;
- srovnávací zdroje: MVE, GEO a JE;
- ostatní alternativy porovnání: UE_{BAT} , UE, zateplování rodinných a bytových domů;
- obecně hodnocený objekt: elektrárny;
- primárně hodnocené aspekty: redukce emisí GHG, energetická náročnost životního cyklu (life cycle energy requirements);
- ostatní hodnocené aspekty: ekonomická efektivnost, efektivita finanční podpory OZE, zábor půdy, emise acidifikujících látek, měrná spotřeba vody, stabilita a flexibilita technologie;
- geografická oblast: ČR;
- definovaný časový rámec: období let 2005 až 2010 v případě hodnocení efektivity redukce emisí GHG; období let 2005 až 2012 v případě analýzy dat.

4. 2. 2 Fáze 2 - Inventarizační analýza

Na základě stanovených cílů a ustanoveného rámce byla provedena inventarizační analýza vstupních dat. Účelem inventarizační analýzy bylo získat data ke zpracování a výpočtu hodnocených ukazatelů. Data a údaje byly získány z vybraných publikovaných analýz a odborných studií, databáze GEMIS 4.81 a reportů ERU, EUROSTAT, Mezinárodní energetické agentury (IEA) a Českého hydrometeorologického ústavu (ČHMÚ). Způsob získání dat základních parametrů, které byly použity pro hodnocení v rámci předložené disertační práce, spolu s uvedenými zdroji dat jsou uvedeny v tabulce 4.

Tabulka 4 - Způsob získání a zdroje dat základních parametrů použitých pro hodnocení

Parametr	Období	Region	Způsob získání dat	Zdroje dat
Údaje o produkci elektřiny	2005-2012	ČR	statistické zhodnocení	1
Údaje o podpoře elektřiny z OZE	2005-2012	ČR	statistické zhodnocení	2,3
Energetická a materiálová náročnost životního cyklu VTE	2003-2010	EU	meta-analýza	4-13
Energetická a materiálová náročnost životního cyklu FVE	1999-2008	EU	meta-analýza	14-31
Emisní faktory pro energetické zdroje	2003-2012	ČR, EU	meta-analýza	15,32-39
Ukazatel energetické efektivity	2001-2009	EU	citace	15,26,40
Ekonomické ukazatele	2010	ČR, EU	citace	39, 41
Spotřeba vody	2008-2012	obecně	meta-analýza	42-45
Land use	2009	obecně	citace	46

Zdroje dat: ¹ Roční zprávy o provozu ES ČR (ERU, 2012; ERU, 2013a-h); ² Cenová rozhodnutí ERU z let 2004 až 2012; ³ Osobní komunikace s reprezentantem ERU, 2012 a 2013; ⁴ CRAWFORD, 2009; ⁵ ELSAM, 2004; ⁶ VESTAS, 2006; ⁷ GHENAI, 2012; ⁸ GUEZURAGA et al., 2012; ⁹ NALUKOWE et al., 2006; ¹⁰ D'SOUSA et al., 2011; ¹¹ TREMEAC a MEUNIER, 2009; ¹² MARTÍNEZ et al., 2009; ¹³ YANG et al., 2013; ¹⁴ ALSEMA, 2000; ¹⁵ BILEK et al., 2006; ¹⁶ DESIDERI et al., 2012; ¹⁷ FTHENAKIS a KIM, 2011; ¹⁸ FTHENAKIS et al., 2011; ¹⁹ GARCÍA-VALVERDE, 2009; ²⁰ GÜRZENICH et al., 2004; ²¹ ITO et al., 2011; ²² KANNAN et al., 2006; ²³ KATO et al., 2011; ²⁴ KRAUTER a RÜTHER, 2004; ²⁵ LALEMAN et al., 2011; ²⁶ MEIER, 2002; ²⁷ ITO et al., 2008; ²⁸ RAUGEI et al., 2012; ²⁹ STOPPATO, 2008; ³⁰ HELD a SHIBASAKI, 2008; ³¹ NISHIMURA et al., 2010; ³² RAUSCH, FRITSCHÉ, 2012; ³³ VARUN et al., 2009; ³⁴ HONDO, 2005; ³⁵ WEC, 2004; ³⁶ OECD, 2012; ³⁷ FRITSCHÉ a RAUSCH, 2009; ³⁸ IEA, 2012; ³⁹ GEMIS 4.81; ⁴⁰ KUBISZEWSKI et al., 2010; ⁴¹ IEA/NEA, 2010; ⁴² EVANS et al., 2009; ⁴³ EPIA, 2013; ⁴⁴ TIDWELL et al., 2011; ⁴⁵ MIELKE et al., 2010; ⁴⁶ FTHENAKIS a KIM, 2009

Před vlastním zpracováním inventarizační analýzy byl proveden rozbor literatury (publikovaných studií a analýz) zaměřené na posouzení environmentální vlivů plynoucích z využívání energetických zdrojů a především technologií OZE. Ke zpracování dat byly využity údaje ze studií, ve kterých bylo provedeno komplexní hodnocení v rámci celého životního cyklu technologie, a které obsahovaly dostatečné informace o podmínkách získání dat a výpočtu hodnot. Transparentnost a dostatečné informace o procesu hodnocení byly důležité pro provedení ověřovacích výpočtů a následných přepočtů na předem stanovené funkční jednotky.

Funkční jednotka je základní jednotka určená pro kvantifikaci vlivu na ŽP, která je vhodná pro porovnání, protože zaručuje srovnatelnou míru vlivu pro všechny zvolené varianty (ČSN EN ISO 14040). Volba a přepočty na funkční jednotky umožnily zachovat ekvivalentní přístup v rámci rozdílných hodnocených energetických zdrojů.

Zvolené funkční jednotky v rámci jednotlivých procesních kroků byly následující:

- jeden megawatt instalovaného výkonu větrné turbíny – **1 MW_p** k posouzení energetické náročnosti životního cyklu VTE;
- plocha FVE o výměře jednoho metru čtverečního – **1 m²_{FVEa}** k posouzení energetické náročnosti životního cyklu FVE;
- jedna megawatthodina vyrobené elektrické energie – **1 MWh_{el}** k posouzení emisních a ekonomických ukazatelů, energetické spotřeby životního cyklu (energy requirements) a záboru půdy;
- jedna tuna emisí GHG vyjádřená ekvivalentem oxidu uhličitého – **1 t CO_{2-eq}** k posouzení měrných nákladů na redukci emisí GHG;
- jedna kilowatthodina vyrobené elektrické energie – **1 kWh_{el}** k posouzení měrné spotřeby vody.

V rámci inventarizační analýzy nebyly použity hodnoty ze studií a analýz s malou věrohodností nebo s omezenou možností přepočtu a ověření výpočtu hodnot. Vstupní data, která byla použita pro výpočet materiálové a energetické náročnosti životního cyklu VTE a FVE, pocházela výhradně ze studií a analýz, které byly publikované po roce 2000. Hranice roku 2000 byla zvolena proto, aby byla zajištěna aktuálnost citovaných a použitých dat. Stejná podmínka platila pro zdroje dat využité pro zpracování emisních faktorů a ukazatelů energetické efektivity.

Zvýšení kvality výsledných hodnot meta-analýz zpracovaných k získání energetických a materiálových náročností životních cyklů VTE a FVE, emisních faktorů, ukazatelů energetické efektivity životního cyklu a technických parametrů potřebných pro výpočty (např. účinnost FVE, životnost technologie), bylo dosaženo vyřazením studií a analýz, ve kterých docházelo ke vzájemnému citování stejných výsledků. Data získaná v rámci použitých studií a analýz byla poté zpracována s použitím běžných statistických metod.

V rámci meta-analýzy energetické a materiálové náročnosti životních cyklů VTE a FVE bylo z celkového počtu 94 studií detailně posuzováno 37 studií, a posléze využito 28 studií, které prošly nastaveným filtrem kritérií, a ze kterých byla čerpána vstupní data. Právě na základě energetické a materiálové náročnosti byly provedeny výpočty emisních faktorů pro VTE a FVE. Emisní faktor byl zásadní pro vyhodnocení a výpočet efektivity redukce emisí GHG. Šestnáct studií bylo využito pro získání hodnot ukazatelů charakterizujících dopady na životní prostředí. Hodnoty emisních faktorů, investičních nákladů a cen elektřiny byly ověřovány pomocí databáze GEMIS 4.81. Ověřování bylo důležité k zachování kvality dat a k redukování chyb.

Vyhodnocení snižování emisí GHG v ČR v letech 1990 až 2010 (viz oddíl 7. 1) předcházely sběr dat z databáze NIS (ČHMU, 2013 a ČHMU, 2014a) a GEMIS 4.81 a studií publikovaných Evropskou environmentální agenturou (EEA, 2012) a IEA (2012). Data o měrných nákladech na výrobu elektřiny (LCOE) byla převzata ze studie publikované IEA a NEA (2010) a databáze GEMIS 4.81.

4. 2. 3 Fáze 3 - Statistická analýza dat

Zhodnocení trendů produkce elektrické energie z OZE v ČR v období let 2005 až 2012 a na to navazující zhodnocení trendů finanční podpory na elektřiny z OZE bylo ústředním předmětem fáze 3. Vyhodnocení efektivity podpory elektřiny z OZE, posouzení účelnosti vynaložených finančních prostředků na podporu OZE a porovnání efektivity mezi třemi primárně hodnocenými technologiemi OZE (VTE, FVE a MVE) byly klíčovými cíli statistické analýzy dat. Efektivita a účelnost vynaložených finančních prostředků na podporu výroby elektřiny z OZE byla vyjádřena korelační analýzou. Objektem korelační analýzy byly vybrané technologie - VTE, FVE a MVE. Klíčovými kritérii hodnocení byly ukazatel efektivity podpory elektřiny z OZE a ukazatel průměrné podpory elektřiny z OZE, které byly vypočítány pro vybrané technologie.

Vlastnímu statistickému zhodnocení předcházelo zpracování vývoje produkce elektřiny z OZE v ČR a analýza vývoje finanční podpory na výrobu elektřiny z OZE v ČR v letech 2005 až 2012, jejíž součástí byly i trendy výkupních cen a zelených bonusů pro VTE a FVE. Statistická analýza vývoje podpory OZE byla zpracována na základě dat o objemu finančních prostředků na podporu v jednotlivých letech v období 2005 až 2012, která byla získána osobní komunikací s panem Svátkem reprezentantem ERU (odbor elektroenergetiky). Trendy výkupních cen a zelených bonusů byly zpracovány na základě údajů publikovaných v Cenových rozhodnutích ERU, ve kterých je stanovena podpora na elektřinu vyrobenou jednotlivými technologiemi OZE. Statistická data použitá ke zpracování analýzy trendů produkce elektřiny z OZE byla získána z Ročních zpráv o provozu elektrizační soustavy (ES) ČR za roky 2004 až 2012 (ERU, 2012; ERU, 2013a-h).

4. 2. 4 Fáze 4 - Vyhodnocení energetické a emisní náročnosti životních cyklů VTE a FVE

Cílem analýzy energetické a emisní náročnosti životních cyklů VTE a FVE bylo vyhodnotit na základě energetické spotřeby v rámci životního cyklu standardní větrnou turbínu a FVE tří nejčastěji využívaných technologií výroby polovodičů: monokrystalického (mono-Si) a polykrystalického křemíku (poly-Si) a tenkovrstvé na bázi teluridu kadmia (CdTe). Analýza byla provedena na základě ukazatelů energetické návratnosti, energetické efektivity životního cyklu, emisního faktoru pro GHG a emisní návratnosti pro GHG.

Vyhodnocení energetické a emisní náročnosti životních cyklů VTE a FVE vycházelo ze tří základních předpokladů:

- stožár větrné turbíny, gondola a rotor byly vyrobeny ve výrobním závodě Vestas v Německu, kontrolní a řídicí systém VTE byly vyrobeny ve výrobních závodech Vestas v Dánsku a výroba základů VTE, instalace a provoz turbíny se uskutečnily v ČR;
- komponenty FV systému byly vyrobeny ve výrobním závodě Q-Cells v Německu a instalace, provoz a odstranění FVE se uskutečnilo v ČR.
- energetická náročnost životního cyklu FVE byla posuzována s ohledem na úroveň technologie výroby FV panelů před rokem 2008.

Motivem pro vypracování analýzy energetické a materiálové náročnosti byl potenciální zvýšený tlak na ŽP, který je způsoben využíváním VTE a FVE ve velkém měřítku. Vzhledem k faktu, že využití energie větru a slunce je v podmínkách ČR nízké, je nutné aplikovat zvýšený počet VTE a FVE s vyšším instalovaným výkonem, pokud mají významněji přispívat k celkové produkci elektřiny v ČR.

4. 2. 5 Fáze 5 - Vyhodnocení efektivity OZE při redukci emisí GHG

V rámci *fáze 5* byla zhodnocena efektivita a účelnost využívání OZE při snižování emisí GHG v ČR v letech 2005 až 2010. Efektivitu redukce emisí GHG charakterizují ukazatele měrných nákladů na redukci emisí GHG a redukční faktor GHG. Vlastnímu vyhodnocení předcházely podrobný rozbor vývoje snižování emisí GHG v ČR od roku 1990 do roku 2010. Následně byl posouzen význam elektřiny z AZE na redukci emisí GHG a zpracovány měrné náklady na redukci emisí GHG pro VTE, FVE, MVE, GEO, JE a UE_{BAT}. Ukazatele měrných nákladů na redukci emisí GHG byly vypočteny na základě teoretického posouzení redukce emisí GHG a na základě skutečného objemu redukováných emisí GHG v ČR v letech 2005 až 2010. Pro znázornění účelnosti vynaložených finančních prostředků na podporu elektřiny z FVE, VTE a MVE byly vypočten ukazatel měrných nákladů redukce emisí GHG na základě poskytnutého objemu finanční podpory na produkci elektřiny z FVE, VTE a MVE.

4. 2. 6 Fáze 6 - Celkové vyhodnocení a interpretace výsledků studie

V závěrečné *fázi 6* předložené disertační práce byl proveden souhrn výsledků dílčích hodnocení a kompletace výsledných hodnot posuzovaných ukazatelů. Ukazatele byly vybrány s cílem obsáhnout všechny významné aspekty evaluace a kategorií vlivů na ŽP. Čtyři ukazatele (hodnotící kritéria), které měly v kontextu celého souboru hodnocených ukazatelů nejnižší vzájemný vztah, byly vybrány k multikriteriálnímu vyhodnocení variant. Výsledky multikriteriálního hodnocení umožnily závěrečné vyhodnocení efektivnosti technologií OZE.

4. 3 Hodnocené ukazatele

Přispívání hodnocených technologií ke globálním změnám klimatu a acidifikaci byly vyjádřeny pomocí emisních faktorů. Ukazatele emisní návratnosti pro GHG a redukčního faktoru pro GHG charakterizují význam technologie pro redukci emisí GHG. K vyjádření efektivity produkce elektřiny v rámci celého životního cyklu technologie byly zvoleny ukazatele energetické návratnosti, energetické efektivnosti životního cyklu a energetické náročnosti životního cyklu (energy requirements). Pro posouzení ekonomických aspektů byly vypočteny ukazatele měrných nákladů na vyrobenou elektřinu v rámci celého životního cyklu (LCOE) a měrných investičních nákladů (IC). Na základě posouzení průměrné podpory elektřiny z OZE, efektivity podpory elektřiny z OZE a měrných nákladů redukce emisí GHG byla vyhodnocena efektivita využití finančních prostředků na podporu OZE a efektivita redukce emisí GHG. Ukazatele spotřeby vody v rámci celého životního cyklu a využití půdy (land use) byly aplikovány k posouzení vlivu na ostatní složky ŽP. Posouzení technických aspektů bylo zpracováno pomocí ukazatele stability a flexibility technologie. Seznam hodnocených ukazatelů a příslušných jednotek je uveden v tabulce 5.

Tabulka 5 – Seznam hodnocených ukazatelů

Kategorie hodnoceného aspektu	Název ukazatele	Jednotka
Emise	Emisní faktor GHG	[kg CO _{2-eq} ·MWh _{el} ⁻¹]
	Emisní návratnost pro GHG	[roky]
	Emisní faktor SO _{2-eq}	[kg SO _{2-eq} ·MWh _{el} ⁻¹]
	Emisní faktor NO _x	[kg NO _x ·MWh _{el} ⁻¹]
	Redukční faktor GHG	[kg CO _{2-eq} ·MWh _{el} ⁻¹]
Energie	Energetická efektivita životního cyklu	[MWh _{el-out} ·MWh _{el-in} ⁻¹]
	Energetická návratnost	[roky]
	Energetická spotřeba v rámci životního cyklu – energy requirements	[MWh _{el-in} ·MWh _{el-out} ⁻¹]
Ekonomické aspekty	Cena elektřiny LCOE	[€MWh _{el} ⁻¹]
	Investiční náklady	[mil €MWe ⁻¹]
Efektivita podpory	Průměrná podpora elektřiny z OZE	[Kč·MWh _{el} ⁻¹]
	Efektivita podpory elektřiny z OZE	[kWh _{el} ·Kč ⁻¹]
Efektivita redukce emisí GHG	Měrné náklady redukce GHG	[€ t CO _{2-eq} ⁻¹]
Životní prostředí	Spotřeba vody v rámci životního cyklu	[l·kWh _{el} ⁻¹]
	Zábor půdy - Land use	[m ² ·GWh _{el} ⁻¹]
Technické aspekty	Stabilita a flexibilita technologie	–

4. 3. 1 Charakteristika posuzovaných ukazatelů

Ukazatel emisního faktoru pro skleníkové plyny (EF_{GHG}) udává množství emisí GHG (v kg CO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹), vyjádřených ekvivalentním množstvím oxidu uhličitého (CO_{2-eq}), které je vztaženo na jednotku elektrické energie v rámci celé doby životnosti technologie. Hodnota emisního faktoru byla získána z poměru celkových emisí GHG vzniklých během všech fází životního cyklu (GHG_{LC}) udávaných v kg a celkového množství vyrobené elektrické energie (E_{out}) vyjádřených v MWh, jak znázorňuje vzorec 2.

$$EF_{GHG} = \frac{GHG_{LC}}{E_{out}} \quad (2)$$

Při výpočtu celkových emisí GHG pro FVE bylo předpokládáno, že jedna polovina energetické spotřeby byla využita ve formě elektrické energie a druhá polovina ve formě primární energie.

Celkový objem emisí GHG (GHG_{e-LC}) byl získán součtem objemu emisí GHG z jednotlivých fází životního cyklu. Objemy emisí v rámci výroby, instalace, provozu a odstranění byly získány násobkem energetické spotřeby v rámci těchto fází životního cyklu (E_{inVPO}) a příslušného emisního faktoru použitého energetického zdroje na výrobu (EF_{GHG}). Objem emisí GHG v rámci přepravy byl získán vynásobením hmotnosti jednotlivých komponent elektrárny (m) vyjádřené v tunách, přepravní vzdálenosti (d) vyjádřené v km a emisního faktoru příslušného dopravního prostředku (EF_T) – viz vzorec 3.

$$GHG_{LC} = (E_{inVPO} \cdot EF_{GHG}) + (\sum_{i=0}^i m_i \cdot d_i \cdot EF_{Ti}) \quad (3)$$

Nákladní vozidlo s hodnotou $EF_T = 0,1475 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{tkm}^{-1}$ (GEMIS 4.81) bylo předpokládáno k převozu komponent FVE a VTE do ČR a k převozu v rámci ČR.

Ukazatel emisní návratnosti (PBT_{GHG}) vyjadřuje počet let, během nichž budou emise vzniklé během životního cyklu na základě energetické spotřeby vyrovnány množstvím emisí GHG redukovaných během produkce elektřiny. Výsledná hodnota indikátoru byla získána poměrem celkového množství vzniklých emisí GHG (GHG_{LC}) a předpokládaného množství redukovaných emisí GHG za rok (RE_a) - viz vzorec 4. Objem redukovaných emisí GHG za rok (RE_a) vyjádřených v kg byl získán násobkem roční produkce elektřiny ($E_{out/y}$) a emisního faktoru nahrazovaného zdroje (EF_{PZ}).

$$PBT_{GHG} = \frac{GHG_{LC}}{RE_a} = \frac{GHG_{LC}}{E_{out/y} \cdot EF_{PZ}} \quad (4)$$

Ukazatel emisního faktoru pro plyny způsobující acidifikaci ($EF_{SO_2\text{-eq}}$) charakterizuje množství emisí acidifikujících plynů vyjádřených ekvivalentem oxidu siřičitého – $SO_{2\text{-eq}}$, které je emitováno během celého životního cyklu technologie (v $\text{kg SO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{el}^{-1}$). Hodnota emisního faktoru $EF_{SO_2\text{-eq}}$ byla získána z poměru celkového objemu emisí vzniklých během všech fází životního cyklu ($SO_{2\text{-eq}LC}$) a celkového množství vyrobené elektrické energie (E_{out}) – viz vzorec 5.

$$EF_{SO_2\text{-eq}} = \frac{SO_{2\text{-eq}LC}}{E_{out}} \quad (5)$$

Stejný způsob výpočtu byl aplikován také při výpočtu emisního faktoru pro oxidy dusíku (NO_x), který charakterizuje množství emitovaného NO_x v rámci celého životního cyklu, a který je vyjádřen v $\text{kg NO}_x \cdot \text{MWh}_{el}^{-1}$.

Redukční faktor GHG (RF_{GHG}) udává množství redukovaných netto emisí skleníkových plynů na jednotku elektrické energie vyrobené v rámci celé doby životnosti elektrárny (v $\text{kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{el}^{-1}$). Hodnota RF_{GHG} byla získána poměrem celkového objemu emisí GHG redukovaných během provozu elektrárny (RE_{GHG}) udávaných v kg a celkového množství vyrobené elektrické energie (E_{out}) udávané v MWh. Celkový objem redukovaných emisí GHG byl získán z rozdílu potenciální redukce emisí GHG a celkového objemu emisí GHG vzniklých v rámci energetické spotřeby (GHG_{LC}) – viz vzorec 6.

Potenciální redukce emisí GHG byla získána vynásobením emisního faktoru nahrazovaného zdroje (EF_{PZ}) celkovým množstvím vyrobené elektrické energie (E_{out}).

$$RF_{GHG} = \frac{RE_{GHG}}{E_{out}} = \frac{(EF_{PZ} \cdot E_{out}) - GHG_{LC}}{E_{out}} \quad (6)$$

Ukazatel energetické efektivity životního cyklu (LCEE) vyjadřuje množství energie, které elektrárna vyrobí během celé doby životnosti v poměru k celkovému množství spotřebované energie v rámci celého životního cyklu technologie. Hodnota ukazatele $LCEE$ byla získána z poměru celkové energetické produkce (E_{out}) a celkové energetické spotřeby (E_{in}) vybraného energetického zdroje (viz vzorec 7). Celkové množství vyrobené elektřiny (E_{out}) bylo získáno násobkem roční produkce ($E_{out/y}$) udávané v MWh a životnosti elektrárny (LT) udávané v letech. Celková energetická spotřeba (E_{in}) byla získána součtem energetické spotřeby v rámci výroby, instalace, provozu a odstranění elektrárny (E_{inVPO}) a energetickou spotřebou v rámci přepravy (E_{inT}). Energetické spotřeby jsou vyjádřeny v MWh_{el}.

$$LCEE = \frac{E_{out}}{E_{in}} = \frac{E_{out/y} \cdot LT}{E_{inVPO} + E_{inT}} \quad (7)$$

V případě VTE byla $E_{out/y}$ získáno z násobků výkonu VTE (P) v MWp, počtu hodin v roce (8 766) a faktorem využitelnosti (λ_{VTE}) – viz vzorec 8.

$$E_{out/y} = P \cdot 8766 \cdot \lambda_{VTE} \quad (8)$$

Množství elektřiny vyrobené během jednoho roku ($E_{out/y}$) byla v případě FVE získána vynásobením plochy FVE (A) charakterizované v m², výkonovou hustotou slunečního záření (I) a účinností (η_{FVE}) – viz vzorec 9.

$$E_{out/y} = A \cdot I \cdot \eta_{FVE} \quad (9)$$

Použitá hodnota faktoru využitelnosti pro VTE (λ_{VTE}) je uvedena v tabulce 6 a hodnoty (I) a účinností FVE (η_{FVE}) jsou uvedeny v tabulce 7,

Množství energie spotřebované na přepravu (E_{inT}) bylo získána součtem násobků hmotnosti jednotlivých komponent (m) udávaných v tunách, předpokládané přepravní vzdálenosti (d) v km a faktoru energetické náročnosti použitého dopravního prostředku (FEN_T) – viz vzorec 10.

$$E_{inT} = \sum_{i=0}^i m \cdot d \cdot FEN_T \quad (10)$$

V rámci výpočtu množství energie spotřebované na přepravu bylo uvažováno nákladní vozidlo s hodnotou $FEN_T = 0,181 \text{ kWh}_{el} \cdot \text{tkm}^{-1}$ (GEMIS 4.81). Použití nákladního vozidla bylo předpokládáno k převozu komponent FVE a VTE do ČR a k převozu v rámci ČR.

Ukazatel energetické návratnosti (EPBT) vyjadřuje počet let, během nichž elektrárna vyprodukuje takové množství energie, které vyrovná celkovou energii spotřebovanou v rámci všech fází jejího životního cyklu. Ukazatel energetické návratnosti (*EPBT*) je získán z poměru celkové energetické spotřeby (E_{in}) a množství elektřiny vyrobené během jednoho roku ($E_{out/y}$) – viz vzorec 11.

$$EPBT = \frac{E_{in}}{E_{out/y}} = \frac{E_{inVPO} + E_{inT}}{E_{out/y}} \quad (11)$$

Ukazatel energetické spotřeby životního cyklu (E_{req}) vyjadřuje obrácenou hodnotu ukazatele LCEE. Hodnota ukazatele (E_{req}) byla získána z poměru celkové energetické spotřeby (E_{in}) a celkové energetické produkce (E_{out}) v kontextu celého životního cyklu (viz vzorec 12).

$$E_{req} = \frac{E_{in}}{E_{out}} = \frac{1}{LCEE} \quad (12)$$

Měrné náklady na vyrobenou elektřinu (LCOE) charakterizují cenu vyrobené elektřiny, ve které jsou zohledněny nárůst ceny v probíhajících letech (t) aplikací diskontní sazby (r). Hodnota *LCOE* je získána podílem součtu všech nákladů na výrobu elektřiny, které zahrnují investiční náklady (IC), náklady na provoz a údržbu ($O\&M$), palivové náklady (F), emisní náklady (C) a náklady na odstranění zařízení po ukončení provozu (D), množstvím vyrobené elektřiny po celou dobu životnosti (E_{out}). Výpočet LCOE je vyjádřen vzorcem 13 (IEA/NEA, 2010). Hodnota se uvádí v €MWh^{-1} .

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n (IC_t + O\&M_t + F_t + C_t + D_t) \cdot (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n (E_{out_t} \cdot (1+r)^{-t})} \quad (13)$$

V rámci předložené disertační práce byly využity hodnoty LCOE, které byly publikovány IEA/NEA (2010), a které zohledňují 5% diskontní sazbu.

Průměrná podpora elektřiny z OZE (PP_{OZE}) charakterizuje průměrnou výši vyplacených finančních prostředků formou podpory ve vztahu k vyrobené elektrické energii, která byla podporována. Hodnota (PP_{OZE}) byla vypočtena z poměru vyplaceného objemu finanční podpory na elektřinu z technologií OZE (FI) a celkového množství vyrobené elektrické energie (E_{out}) a uvádí se v $\text{Kč} \cdot \text{MWh}^{-1}$ (viz vzorec 14).

$$PP_{OZE} = \frac{FI}{E_{out}} \quad (14)$$

Ukazatel efektivity podpory elektřiny z OZE (EF_{OZE}) byl vyhodnocen pro VTE, FVE a MVE. Hodnota (EF_{OZE}) byla vypočtena z poměru celkového množství vyrobené elektrické energie (E_{out}) a objemu investovaných (vynaloženým) finančních prostředků na podporu elektřiny z OZE (FI_{OZE}), který byla za vyrobenou elektřinu z OZE vyplacen (viz vzorec 15). Hodnota ukazatele se uvádí $\text{MWh}_{el} \cdot \text{Kč}^{-1}$.

$$EP_{OZE} = \frac{E_{out}}{FI_{OZE}} \quad (15)$$

Ukazatel měrných nákladů redukce emisí GHG (AC_{GHG}) charakterizuje efektivitu technologie v kontextu redukce emisí GHG. Hodnota ukazatele (AC_{GHG}) byla získána poměrem extra nákladů (AIC) nebo vyplacené podpory na opatření, které přispívá k redukci emisí GHG (FI) udávaných v Eurech, a celkového objemu emisí GHG (v kg), který byl technologií redukován (RE_{GHG}). Hodnota AIC byla získána z rozdílu celkových nákladů alternativní technologie (IC_{AS}) a celkových nákladů původní (nahrazované) technologie (IC_{RS}). V případě této disertační práce byly hodnoty IC nahrazeny hodnotami LCOE. Hodnota RE_{GHG} byla získána z rozdílu emisního faktoru původního (EF_{RS}) a emisního faktoru alternativního zdroje (EF_{AS}) - viz vzorec 16. Výsledek indikátoru je vyjádřen v $\text{€tCO}_2\text{-eq}^{-1}$.

$$AC_{GHG} = \frac{AIC(FI)}{RE_{GHG}} = \frac{IC_{AS} - IC_{RS}}{RE_{GHG}} = \frac{LCOE_{AS} - LCOE_{RS}}{EF_{RS} - EF_{AS}} \quad (16)$$

Dvě varianty nahrazovaných zdrojů byly zvoleny v případě této disertační práce: stávající uhelné elektrárny starší technologie (RS_{UE}) a mix produkce elektřiny ČR ($RS_{el.mix}$).

Ukazatel měrné spotřeby vody (z ang. water footprint) – WF , indikuje množství vody použité nebo znehodnocené v rámci procesu výroby elektřiny a vztahuje se na celý životní cyklus technologie. Hodnota indikátoru spotřeby vody (WF) byla získána poměrem celkového objemu vody spotřebované (využité nebo znečištěné) v rámci všech fází životního cyklu (W) v litrech a celkového množství vyrobené elektrické energie (E_{out}) a je vyjádřena v $\text{l}\cdot\text{kWh}_{el}^{-1}$.

$$WF = \frac{W}{E_{out}} \quad (17)$$

Měrné investiční náklady jsou ukazatel, který znázorňuje finanční náročnost fáze výstavby elektrárny. Do investičních nákladů jsou započítány pouze náklady na výstavbu elektrárny, materiál a práci (IEA/NEA, 2010). Hodnota měrných investičních nákladů se vyjadřuje objemem finančních prostředků k instalovanému výkonu elektrárny – v mil. €MWP^{-1} (mil €MWe^{-1}). Investiční náklady jsou důležitým aspektem v rozhodovací fázi výstavby. Nevýhodou měrných investičních nákladů je fakt, že nejsou zohledněny náklady v dalších fázích (např. náklady na palivo, náklady na emisní povolenky), proto je vhodnějším ukazatelem LCOE.

Ukazatel záboru půdy (land-use) charakterizuje rozlohu plochy, která je okupována přímo i nepřímo elektrárnou v rámci všech fází životního cyklu. Přímý zábor půdy se vztahuje k celé ploše objektu elektrárny a přilehlé infrastruktury. Nepřímý zábor půdy se vztahuje k ploše, která je okupována v rámci činností potřebných k produkci elektřiny mimo vlastní plochu elektrárny (např. půda okupovaná v rámci těžby surovin). Měrný zábor půdy se vyjadřuje v $\text{m}^2\cdot\text{MWh}_{el}^{-1}$.

Stabilita a flexibilita technologie charakterizují míru přizpůsobení se potřebě dodávky elektřiny a míru schopnosti technologie produkovat elektřinu plánovaně. Stabilní technologie nepotřebují záložní zdroje energie. Míra se vyjadřuje kvalitativním způsobem. Pro potřeby komplexního vyhodnocení technologií bylo kvalitativní hodnocení převedeno na kvantitativní (viz tabulka 15).

4. 3. 2 Základní data použita pro výpočet indikátorů

Hodnoty základních parametrů, které byly použity pro výpočet indikátorů pro VTE a FVE, a způsob jejich získání jsou přehledně znázorněny v tabulkách 6 a 7.

Tabulka 6 – Základní data použita k výpočtům indikátorů pro VTE

Parametry	Hodnota	Jednotka
Energetická spotřeba (E_{in})	1 838 ^a	MWh _{el} ·MWp ⁻¹
Energetická spotřeba v rámci výroby, instalace, provozu a odstranění (E_{inVPO})	1 808 ^m	MWh _{el} ·MWp ⁻¹
Energetická spotřeba na dopravu (E_{inT})	29 ^a	MWh _{el} ·MWp ⁻¹
Faktor využitelnosti (λ_{VTE})	0,25 ^a	–
Roční produkce elektřiny ($E_{out/y}$)	2 191,5 ^a	MWh _{el} ·MWp ⁻¹
Celková produkce elektřiny (E_{out})	54 787,5 ^a	MWh _{el} ·MWp ⁻¹
Životnost	25 ^m	roky
Celkový objem emisí GHG (GHG_{LC})	937 ^a	t CO _{2-eq} ·MWp ⁻¹
Roční redukce emisí GHG (RE_a)	1 275 ^a	t CO _{2-eq} ·MWp ⁻¹

Způsob získání hodnoty: ^m meta-analýza; ^a autorova vlastní analýza a výpočet.

Pozn.: předpokládaná hmotnost VTE = 541 t·MWp⁻¹

Tabulka 7 – Základní data použita k výpočtům indikátorů pro FVE

Parametry	Hodnota			Jednotka
	CdTe	mono-Si	poly-Si	
Energetická spotřeba (E_{in}) ^a	246	681	550	kWh _{el} ·m _{FVEa} ⁻²
Energetická spotřeba v rámci výroby, instalace, provozu a odstranění (E_{inVPO}) ^m	243	679	548	kWh _{el} ·m _{FVEa} ⁻²
Energetická spotřeba na dopravu (E_{inT}) ^a	3	2	2	kWh _{el} ·m _{FVEa} ⁻²
Předpokládaná hmotnost FVE (m) ^m	32,6	24,9	25,1	kg·m _{FVEa} ⁻²
Účinnost FVE (η_{FVE}) ^m	0,08	0,11	0,10	–
Roční produkce elektřiny ($E_{out/y}$) ^a	97	127	115	kWh _{el} ·m _{FVEa} ⁻²
Celková produkce elektřiny (E_{out}) ^a	2 423	3 174	2 885	kWh _{el} ·m _{FVEa} ⁻²
Celkový objem emisí GHG (GHG_{LC}) ^a	105	280	227	kg CO _{2-eq} ·m _{FVEa} ⁻²
Roční redukce emisí GHG (RE_a) ^a	58	76	69	kg CO _{2-eq} ·m _{FVEa} ⁻²

Způsob získání hodnoty: ^m meta-analýza; ^a autorova vlastní analýza a výpočet.

Podmínky výpočtů: předpokládaná životnost FVE = 25 let; předpokládaná hustota energetického toku = 1,154 MWh·m_{FVEa}⁻²·rok⁻¹ (TNI 73 0331)

Předpokládané přepravní výkony 159,1 tisíc $\text{tkm}\cdot\text{MWp}^{-1}$ v případě přepravy VTE, 11,2 $\text{tkm}\cdot\text{m}_{\text{FVEa}}^{-2}$ v případě mono a poly-Si FVE a 14,7 $\text{tkm}\cdot\text{m}_{\text{FVEa}}^{-2}$ v případě CdTe FVE) byly použity pro výpočet energetické spotřeby a objemu emisí GHG v rámci fáze přepravy elektrárny.

K výpočtům celkových objemů emisí GHG (GHG_{LC}) byly použity emisní faktory mixu produkce elektřiny Německa, který má hodnotu $468 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}\cdot\text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$, Dánska s hodnotou $385 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}\cdot\text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ a ČR s hodnotou $599 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}\cdot\text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ (IEA, 2012). Mix produkce elektřiny ČR byl použit i pro výpočet redukce emisí GHG.

5 Výsledky statistické analýzy dat

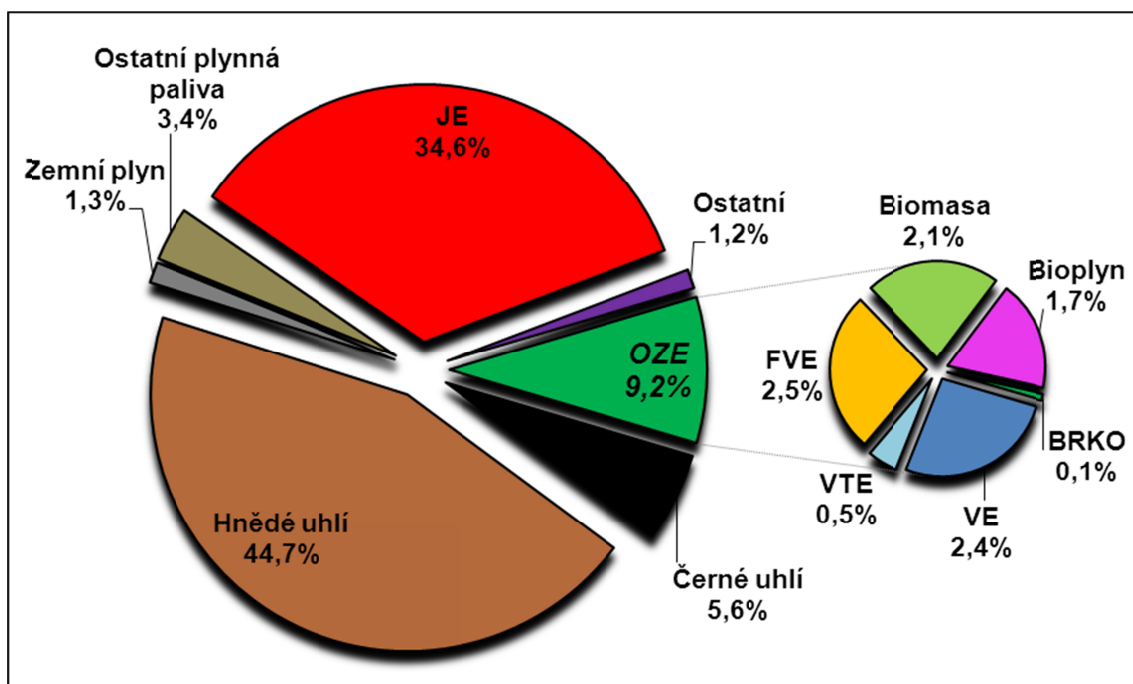
Cílem statistické analýzy dat bylo vyhodnocení trendů průdruky elektrické energie z OZE a trendu finanční podpory na vyrobenou elektřinu z OZE v ČR v období let 2005 až 2012. Vztahy mezi podporou a produkcí byly vyjádřeny pomocí korelační analýzy a k posouzení efektivity podpory OZE byly vypočteny ukazatele průměrné podpory elektřiny z OZE a efektivity podpory elektřiny z OZE.

5.1 Vyhodnocení trendů produkce elektřiny z OZE v ČR

5.1.1 Mix produkce elektrické energie v ČR v roce 2012

V ČR je většina elektrické energie vyráběna převážně v uhelných (UE) a jaderných elektrárnách (JE). V roce 2012 bylo 50,3 % z celkové produkce elektrické energie pokryto výrobou z UE a 34,6 % celkové produkce bylo pokryto výrobou z JE (ERU, 2013a). OZE s podílem 9,2 % a plynná paliva s 4,7% podílem lze považovat za významné zdroje také. Ostatní paliva hrála pouze doplňkovou roli. Struktura výroby elektřiny v ČR pro rok 2012 je zobrazena na obrázku 6.

Uhlí je v ČR klíčovým zdrojem k výrobě elektrické energie. V roce 2012 se přímým spalováním hnědého uhlí vyrobilo 39 143 GWh elektřiny a z černého uhlí 4 888 GWh (ERU, 2013a). V JE bylo v roce 2012 vyrobeno 30 324 GWh elektřiny (ERU, 2013a). V elektrárnách využívající OZE se v roce 2012 vyrobilo 8 055 GWh elektřiny. Z plyných paliv bylo získáno 4 109 GWh elektrické energie (ERU, 2013a). Naopak ostatní zdroje (např. přečerpávací VE) s hrubou produkcí 1 055 GWh (ERU, 2013a) hráli v roce 2012 pouze doplňkovou roli, a jejich podíl byl nižší než podíl OZE. Podrobnější údaje o produkci elektřiny z jednotlivých zdrojů v letech 2005-2012 jsou uvedeny v příloze II.

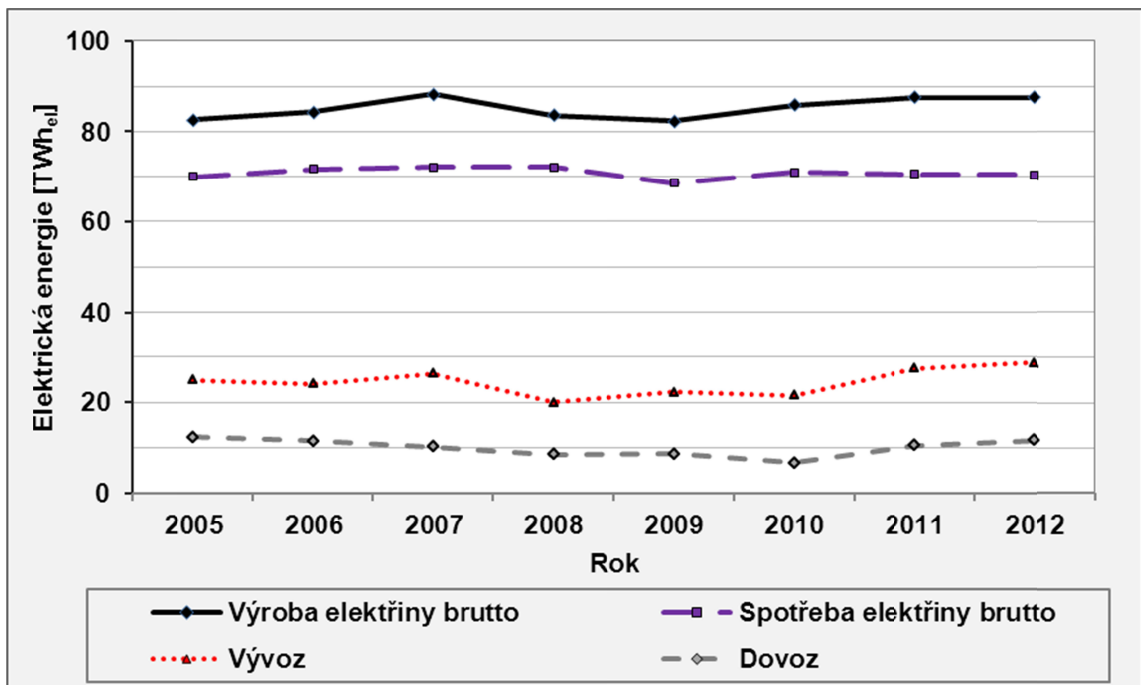


Obrázek 6 - Struktura výroby elektřiny v ČR v roce 2012

Zdroj dat: ERU, 2013a.

5. 1. 2 Trend produkce elektrické energie

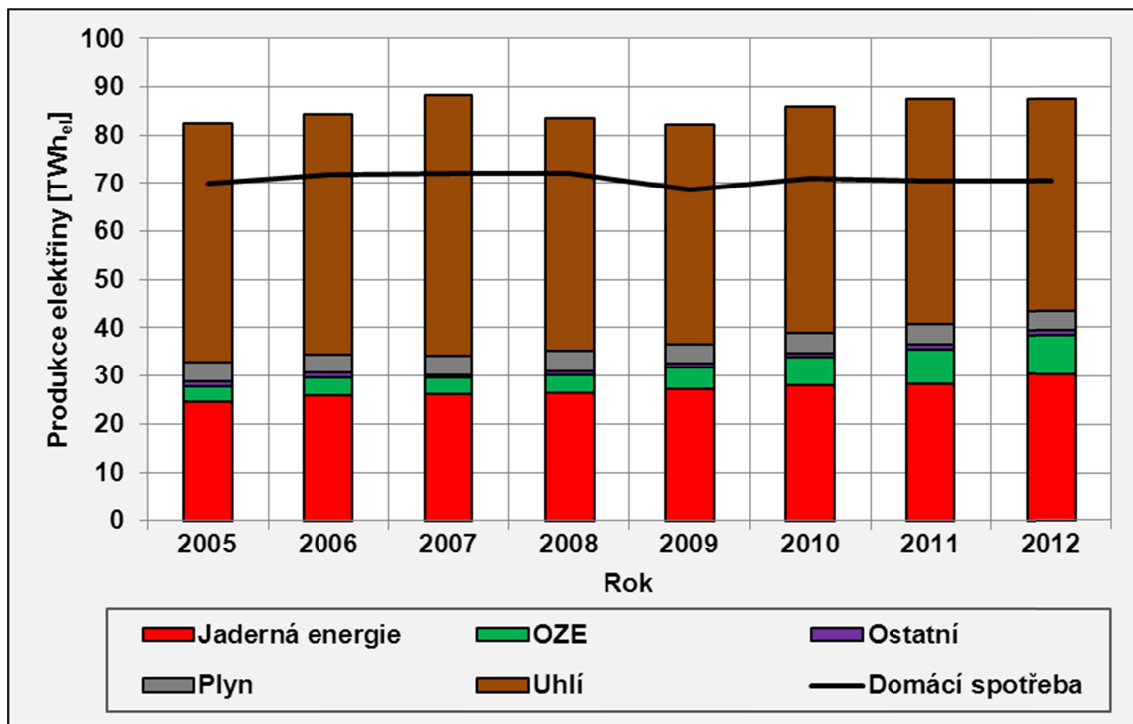
Celkově se v roce 2012 vyrobilo 87 574 GWh elektrické energie (ERU, 2013a). V porovnání s rokem 2005, kdy hrubá výroba elektřiny činila 82 579 GWh (ERU, 2013a), se i přes ekonomickou krizí způsobené snižující tendence v letech 2008 a 2009 hrubá výroba elektřiny zvýšila o 6 %. Zajímavým aspektem je, že trend hrubé domácí spotřeby elektřiny, která v roce 2012 činila 70 453 GWh (ERU, 2013a), byl naopak od roku 2005 stabilní (variační koeficient pro rozmezí let 2005 až 2012 = 1,6 %). Variační koeficient pro výrobu elektřiny činil pro stejné období 2,6 %. Ve srovnání s vývozem a dovozem elektřiny, jejichž variační koeficient převyšuje 10 %, byla výroba i spotřeba elektřiny v ČR od roku 2005 vyvážená. Naopak vývoz elektřiny se měnil v závislosti na výrobě a kopíroval křivku jejího vývoje (viz obrázek 7), i když korelace není silná (korelační koeficient = 0,67). Ani vzájemný vztah mezi výrobou a spotřebou nebyl potvrzen (korelační koeficient = 0,42).



Obrázek 7 - Trend hrubé výroby elektřiny, domácí spotřeby elektrické energie, vývozu a dovozu elektřiny v ČR v rozmezí let 2005 – 2012 Zdroj dat: ERU, 2013a.

5. 1. 3 Trendy produkce elektřiny z fosilních paliv a AZE

Význam využívání uhlí k výrobě elektřiny v ČR má od roku 2005 klesající tendenci, stále však hraje nejdůležitější roli (viz obrázek 8). Naopak výroba elektřiny z AZE, které zahrnují JE a technologie OZE, se od roku 2005 zvýšila o 38,2 %. V rozmezí let 2005 až 2012 poklesla produkce elektřiny z uhlí o 11,7 %, zatímco produkce elektřiny z JE a OZE se během stejného období zvýšila o 22,6 % a o 164 %. Pokud by aktuálně využívané zdroje produkovali pouze takové množství elektrické energie, aby pokryly hrubou spotřebu, tak by produkce z uhlí mohla poklesnout o 45 %. Statistické trendy potvrzují, že 14 455 GWh elektrické energie bylo v průměru produkováno nad rámec spotřeby elektřiny (viz obrázek 8).

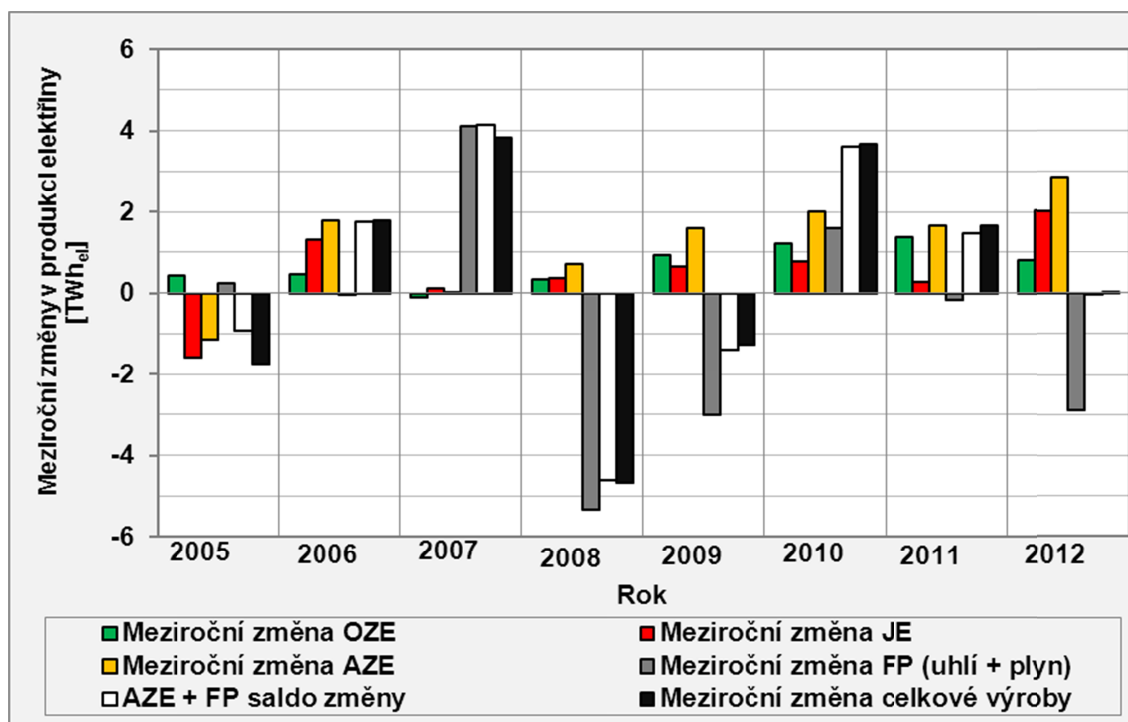


Obrázek 8 - Vývoj výroby z jednotlivých energetických zdrojů v kontextu celkové produkce elektřiny v ČR v období let 2005 až 2012 Zdroj dat: ERU, 2013a.

Zvyšováním výroby elektřiny z AZE však až na výjimku v roce 2012 nedocházelo ke snižování výroby elektřiny z fosilních paliv (viz obrázek 9, který graficky znázorňuje meziroční změny ve výrobě elektřiny z AZE, a fosilních paliv (uhlí + plynná paliva) v letech 2005 až 2012 v ČR. Tento fakt byl důležitý k vyhodnocení efektivity redukce emisí GHG využíváním jednotlivých druhů OZE a JE (viz oddíl 7. 2). V rámci hodnocení redukce emisí jsou základním aspektem redukční faktory, jejichž výše je závislá na emisních faktorech nahrazovaného (např. uhlí) a nahrazujícího zdroje (technologie OZE a JE). Pokud je nahrazována produkce z UE využívající hnědé uhlí, které má v průměru velmi vysoký emisní faktor – 1 054 kg CO_{2-eq}·MWh_{el} (IEA, 2012) tak se zvýší efektivita redukce emisí. Podrobnější popis výpočtu emisních ukazatelů je uveden v pododdíle 4. 3. 1.

V roce 2012 nahradila meziročně zvýšená produkce elektřiny z AZE (2 849 GWh) téměř kompletně meziroční pokles výroby (-2 865 GWh) z fosilních paliv (především uhlí). V roce 2012 tak saldo změny (= součet meziroční změny produkce z AZE a meziroční změny produkce z fosilních paliv) bylo -16 GWh. Také v roce 2008 a 2009 došlo k částečnému nahrazení fosilních paliv využitím AZE (724 a 1 587 GWh). V roce 2006, 2010 a 2011 přispěla zvýšená meziroční produkce elektřiny z AZE k celkové nadprodukci elektřiny v ČR. V roce 2007 nedošlo k meziroční změně v produkci elektřiny z OZE (viz obrázek 9).

Na základě analýzy vývojových trendů v rámci produkce elektřiny z AZE a fosilních paliv je patrný vzájemný vztah, a rostoucí produkce elektřiny z jaderných elektráren a OZE má vliv na snižování produkce z uhlí (korelační koeficient = -0,76). Vliv zvýšené produkce z AZE na celkovou produkci elektřiny nebyl zcela potvrzen (korelační koeficient = 0,57) a produkce elektřiny z AZE nebyla ovlivněna spotřebou elektřiny (korelační koeficient = -0,22).



Obrázek 9 - Meziroční změny ve výrobě elektřiny z alternativních a fosilních paliv v ČR v období let 2005 až 2012 Zdroj dat: Zprávy o provozu ES ČR (ERU, 2013a-h).

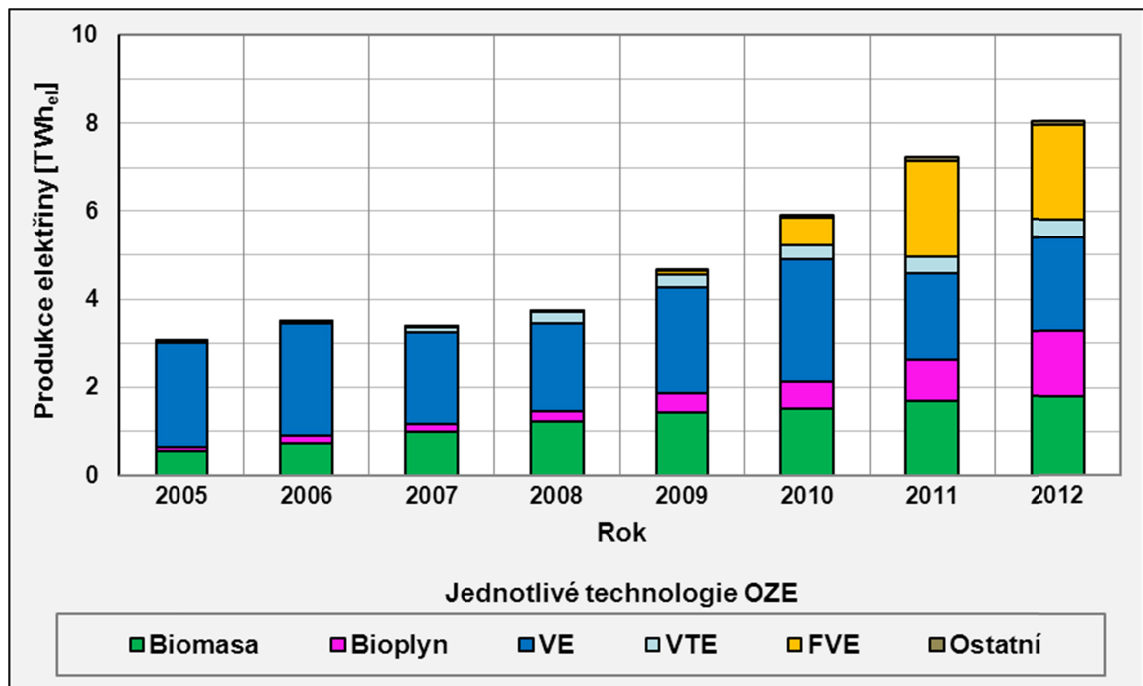
5. 1. 4 Vývoj ve výrobě elektrické energie z OZE

Podíl elektřiny z OZE na hrubé domácí spotřebě se od roku 2005 zvýšil ze 4,4 % na 11,43 % v roce 2012 (ERU, 2013a). Celková výroba z OZE se během tohoto období zvýšila o 5 005 GWh (ERU, 2013a), a trend zvyšování je předpokládán i v dalších letech. Produkce elektřiny z OZE vykazovala od roku 2005 zřejmý rostoucí trend, který potvrzuje hodnota spolehlivosti trendu ($R^2 = 0,90$). Výjimkou byl rok 2007, kdy vlivem hydrologických podmínek, výrazně klesla produkce ve VVE (meziroční pokles o 509 GWh). V tabulce 8 jsou uvedeny hodnoty celkové výroby elektřiny z OZE, a podíly elektřiny z OZE na hrubé výrobě a hrubé domácí spotřebě elektřiny v ČR v období let 2005-2010.

Ke každoročnímu navyšování produkce elektřiny z OZE přispěl především rozvoj využití biomasy, bioplynu a FVE, které se z nepatrně přispívajícího zdroje v roce 2005 staly nejvýznamnějším zdrojem elektřiny v roce 2012 (viz obrázek 10).

Tabulka 8 - Podíly OZE na hrubé výrobě a hrubé domácí spotřebě elektřiny v ČR v rozmezí let 2005 až 2012 Zdroj dat: ERU, 2013a.

	Rok							
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Výroba elektřiny z OZE [GWh]	3 050	3 513	3 394	3 738	4 669	5 887	7 248	8 055
Podíl OZE na hrubé výrobě elektřiny	3,7%	4,2%	3,8%	4,5%	5,7%	6,9%	8,3%	9,2%
Podíl OZE na hrubé domácí spotřebě elektřiny	4,4%	4,9%	4,7%	5,2%	6,8%	8,3%	10,3%	11,4%



Obrázek 10 - Vývoj výroby elektřiny z OZE v ČR v rozmezí let 2005 až 2012
Zdroj dat: ERU, 2013a.

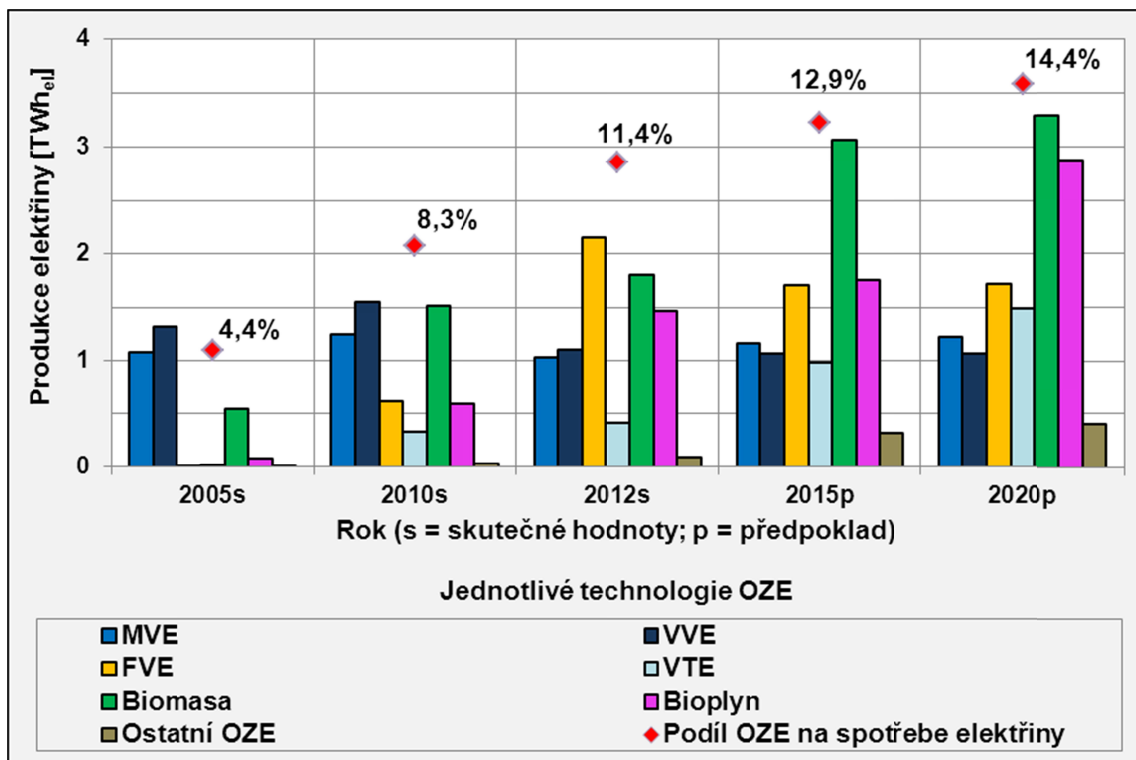
V roce 2012 se vyrobilo 2 149 GWh ve FVE a 2 129 GWh ve VE (ERU, 2013a). Také produkce elektřiny z biomasy a bioplynu, která činila 1 803 a 1 472 GWh (ERU, 2013a), byla významná. Méně důležitým zdrojem byly VTE, ve kterých se v roce 2012 vyrobilo 416 GWh (ERU, 2013a). Ostatní technologie využívající OZE (spalovny odpadů), jejichž produkce činila 87 GWh (ERU, 2013a), byly hlediska celkové výroby elektřiny z OZE pouze doplňkovým zdrojem.

Využití OZE k produkci elektřiny prodělalo od roku 2005 několik zásadních změn. Kromě významného nárůstu celkové výroby elektřiny z OZE od roku 2005 (164% nárůst), se výrazně zvýšila i vyrovnanost produkce z jednotlivých OZE (viz obrázek 10). Množství vyrobené elektrické energie z biomasy, bioplynu a FVE vyrovнала v roce 2012 produkci elektřiny z VE, které jsou dlouholetým tradičním obnovitelným zdrojem s téměř neměnnou výší produkce (variační koeficient = 12 %). Největší nárůst produkce elektřiny od roku 2005 byl zaznamenán v případě FVE. Hrubá výroba elektřiny z FVE se zvýšila o 2 148,6 GWh. Výroba elektřiny z bioplynu stoupla o 1 386,7 GWh a významně se zvýšila i produkce elektřiny z biomasy (o 1 250,3 GWh). Navýšení výroby elektřiny z VTE o 394,5 GWh, bylo výrazně nižší než v případě FVE či bioplynu. Naopak hrubá výroba elektřiny z VE se nezvýšila, protože výroba elektřiny z VE je výrazně ovlivněna klimatickými podmínkami a potenciál využití energie vody je ČR již téměř vyčerpán.

V rámci statistického zhodnocení, které je součástí předložené disertační práce, byla produkce z VVE (≥ 10 MW) a MVE (< 10 MW) bilancována dohromady a produkce z přečerpávacích VE nebyla do celkové produkce elektřiny z OZE v ČR zahrnuta. Ve zprávách o provozu ES ČR (ERU, 2013a-h), ze kterých byla čerpána data ke statistickému zhodnocení a analýze trendů produkce elektřiny, nebyla zahrnuta výroba elektřiny pro vlastní spotřebu.

5. 1. 5 Předpokládaný vývoj produkce elektřiny z OZE v ČR

Indikativní cíl podílu elektřiny z OZE na hrubé domácí konečné spotřebě elektřiny v ČR, který byl pro rok 2010 stanoven na 8 %, byl splněn. Ke splnění závazku podílu energie z OZE na hrubé domácí konečné spotřebě energie v ČR v roce 2020 ve výši 13 %, je nutná produkce ve výši 12 070 GWh (MPO, 2010b). Za předpokladu navýšení hrubé domácí spotřeby elektřiny na 84 108 GWh, by tak podíl elektřiny z OZE na hrubé domácí spotřebě elektřiny činil 14,35 % (MPO, 2010b). Předpokládaný vývoj a odhad výroby elektřiny z jednotlivých technologií OZE pro roky 2015 a 2020 je znázorněny na obrázku 11.



Obrázek 11 - Skutečné a odhadované příspěvky jednotlivých technologií OZE na celkové produkci elektřiny z OZE v ČR v období let 2005 až 2020

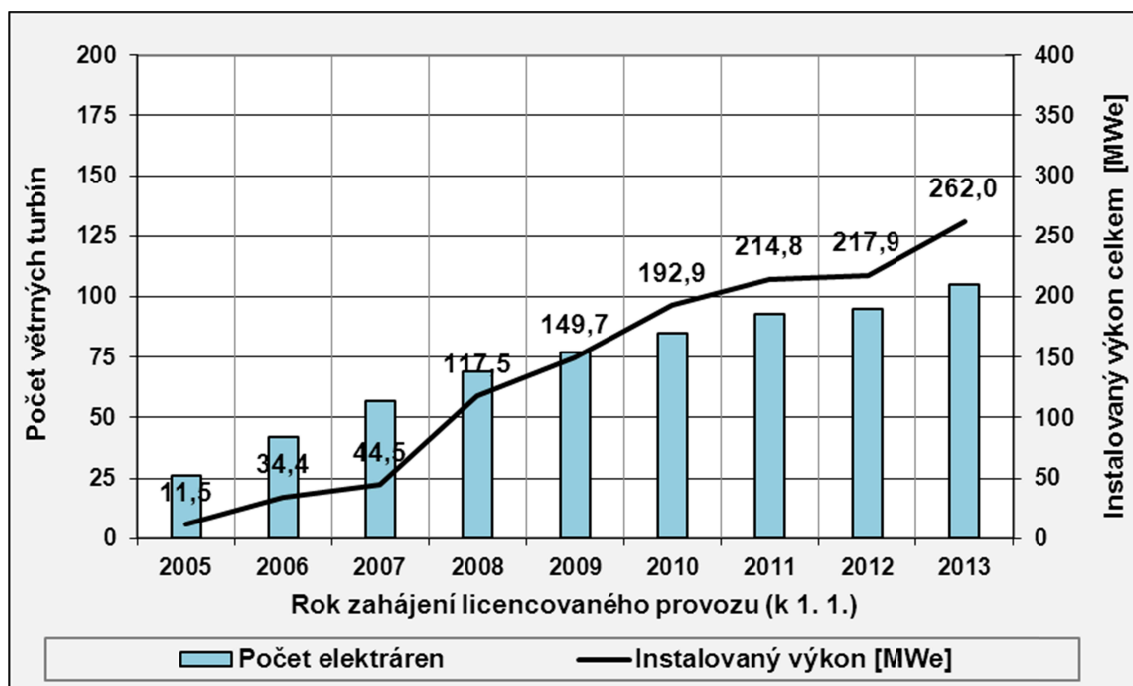
Zdroje dat: ERU, 2013a; MPO, 2010b.

Nárůst produkce elektřiny se předpokládá především v případě biomasy, bioplynu a VTE. Potenciál využití VVE pro výrobu elektřiny je v ČR již naplněn, a také z MVE je očekáván pouze mírný nárůst. Předpoklad výroby elektřiny pro rok 2020 z FVE, který byl stanoven na 1 726 GWh (MPO, 2010b), byl překonán již v roce 2012. Předpokládaná výroba elektřiny z biomasy a VTE je dle názoru autora nereálná. Biomasa je vhodná spíše pro výrobu tepelné energie a do budoucna by mělo být její využití preferováno spíše v teplárenství než pro výrobu elektřiny. Produkce elektřiny z biomasy by se musela zvýšit o 1 491 GWh (MPO, 2013a). Výstavba VTE je v podmínkách ČR komplikovaná, nejen z hlediska klimatických podmínek (nízký potenciál energie větru), ale také z důvodů nízké podpory a negativního vnímání ze strany veřejnosti a politických představitelů. Navíc vzhledem k uvažovanému nárůstu elektřiny o 1 080 GWh (MPO, 2013a) do roku 2020 by se musela produkce z VTE zvýšit téměř třikrát ve srovnání s obdobím 2005 až 2012.

5. 1. 6 Rozvoj větrných a fotovoltaických elektráren v ČR

VTE a FVE jsou spolu s bioplynovými stanicemi technologie, které prodělaly od roku 2005 mohutný rozvoj. Počet VTE uvedených do provozu se ve srovnání s rokem 2005, kdy jich bylo v činnosti 26, zvýšil čtyři krát na 105 instalovaných a působících v ČR k začátku roku 2013 (ERU, 2014). Také instalovaný výkon a výroba elektřiny z VTE od roku 2005 výrazně vzrostla. Celkový instalovaný výkon VTE vzrostl z 11,5 MWp v roce 2005 na 262 MWp k začátku roku 2013 (ERU, 2014).

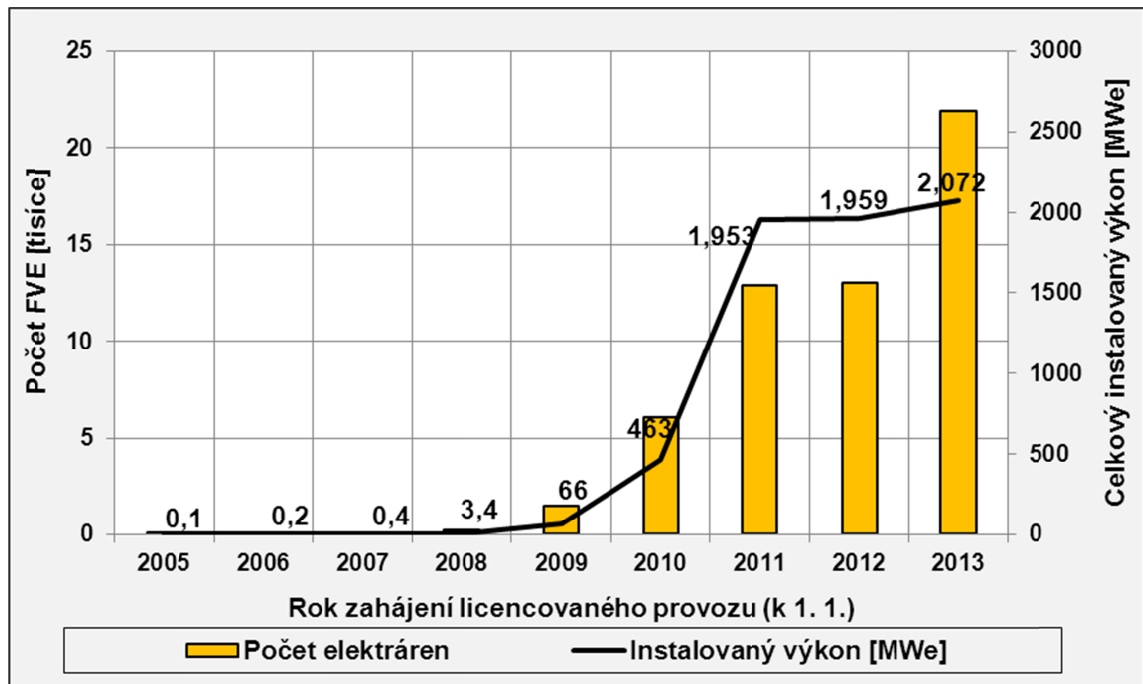
K největšímu rozmachu instalovaného výkonu VTE došlo v roce 2007, během něhož se výkon zvýšil o 73 MWp. Naopak v roce 2011 vývoj stagnoval a instalovaný výkon VTE se zvýšil pouze o 3 MWp. Od roku 2005 se také významně zvýšila průměrná velikost VTE, a to z 0,442 MWp na 2,495 MWp v roce 2013. Vývoj instalací VTE byl v letech 2005 až 2013 pozvolný a nevykazoval zásadní meziroční změny, s výjimkou let 2007 a 2011 (viz obrázek 12).



Obrázek 12 - Vývoj instalací větrných elektráren v ČR: nárůst instalovaného výkonu a počtu elektráren od 1. 1. 2005 do 1. 1. 2013 Zdroj dat: ERU, 2014

Na rozdíl od VTE byl rozvoj FVE velmi nevyvážený. Velmi mírný růst v období let 2005 až 2007, byl vystřídán velkým nárůstem v letech 2008 a 2009 a kulminoval v roce 2010, ve kterém byly nově uvedeny do provozu FVE o celkovém instalovaném výkonu 1 490 MWp! Příčinou byl výrazný pokles investičních nákladů na FV moduly, zatímco podpora za vyrobenou elektřinu z FVE byla nadprůměrně vysoká a pro investory velmi výhodná. Po roce 2011 následoval útlum v instalaci a další nárůst v počtu nově instalovaných FVE, především však malých aplikací, byl zaznamenán v roce 2012 (viz obrázek 13).

Počet FVE se od roku 2005, kdy bylo v provozu 9 elektráren, zvýšil až na 21 925 FVE k začátku roku 2013 (ERU, 2014). Také celkový instalovaný výkon FVE se zvýšil z 0,12 MWp (v roce 2005) na 2 072 MWp k začátku roku 2013 (ERU, 2014). Abnormální nárůst počtu instalací FVE v ČR zásadně ovlivnil objem finanční podpory ne elektřiny z OZE (viz pododdíl 5. 2. 3).



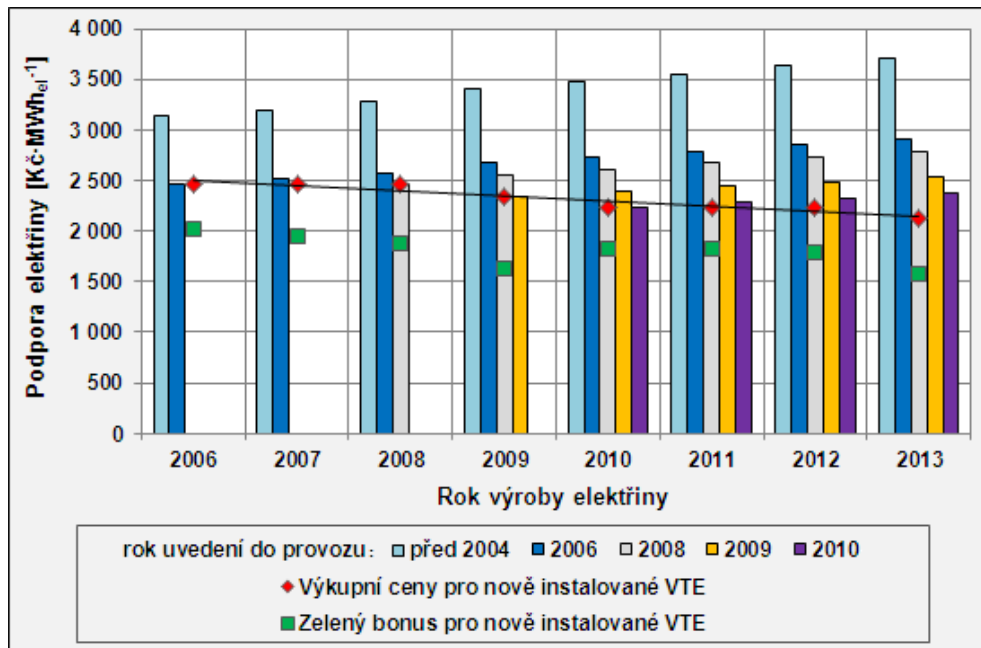
Obrázek 13 - Vývoj instalací fotovoltaických elektráren v ČR: nárůst instalovaného výkonu a počtu provozoven od 1. 1. 2005 do 1. 1. 2013 Zdroj dat: ERU,2014.

5. 2 Analýza trendů podpory elektřiny z OZE v ČR

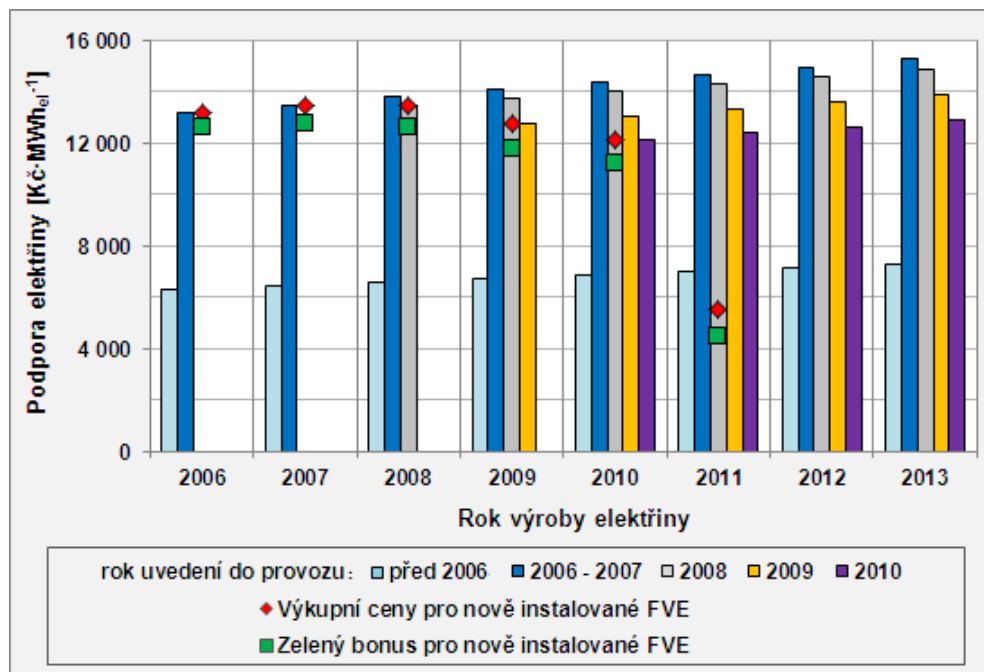
5. 2. 1 Vyhodnocení trendu výše podpory na elektřinu z VTE a FVE

Podpora elektřiny z VTE ve formě výkupních cen a zelených bonusů stanovených pro roky 2006 až 2013 vykazovala vzrůstající tendenci pro stávající VTE (v průměru se podpora zvyšovala každoročně o 2,4 % s ohledem na index cen průmyslových výrobců). Naopak výkupní ceny pro nově instalované VTE každoročně klesaly v průměru o 6 % (ovlivněno klesajícími investičními náklady VTE), jak je patrné z obrázku 14. Nejvyšší výkupní cena byla stanovena pro rok 2013 na elektřinu vyrobenou z VTE, které byly uvedeny do provozu před rokem 2004 a to ve výši 3 703 Kč·MWh⁻¹. Naopak nejnižší výkupní cena ve výši 2 120 Kč·MWh⁻¹ byla v roce 2013 stanovena pro nově instalované (tj. instalované v roce 2013) VTE (ERU, 2012a). Zelené bonusy vykazovaly shodný trend, s výjimkou roku 2008, kdy došlo k významnějšímu poklesu. Hodnota zeleného bonusu byla v průměru stanovena o 17 % nižší než hodnota výkupní ceny a je určována výší tržní ceny elektřiny pro jednotlivé typy OZE.

Trend výkupních cen pro FVE s instalovaným výkonem nad 100 kWp byl na rozdíl od VTE velmi rozdílný. Stanovené výkupní ceny pro FVE, které byly instalovány před rokem 2006 a v roce 2011 byly dvakrát nižší než v případě FVE, které byly instalovány v rozmezí let 2007 až 2010 (viz obrázek 15). Výkupní ceny pro stávající FVE se každoročně zvyšovaly v průměru o 2 % stejně jako v případě VTE. Naopak výkupní ceny pro nově instalované FVE vykazovaly kolísavý charakter s maximem 13 460 Kč·MWh⁻¹ pro FVE uvedené do provozu v roce 2008 a minimem 5 500 Kč·MWh⁻¹ pro FVE uvedené do provozu v roce 2011.



Obrázek 14 - Vývoj výkupních cen a zelených bonusů stanovených pro elektřinu vyrobenou ve větrných elektrárnách v období let 2006 až 2013 v ČR v závislosti na roku uvedení elektrárny do provozu



Obrázek 15 - Vývoj výkupních cen a zelených bonusů pro elektřinu vyrobenou ve fotovoltaických elektrárnách s instalovaným výkonem nad 100 kW instalovaných v ČR a uvedených do provozu do roku 2011

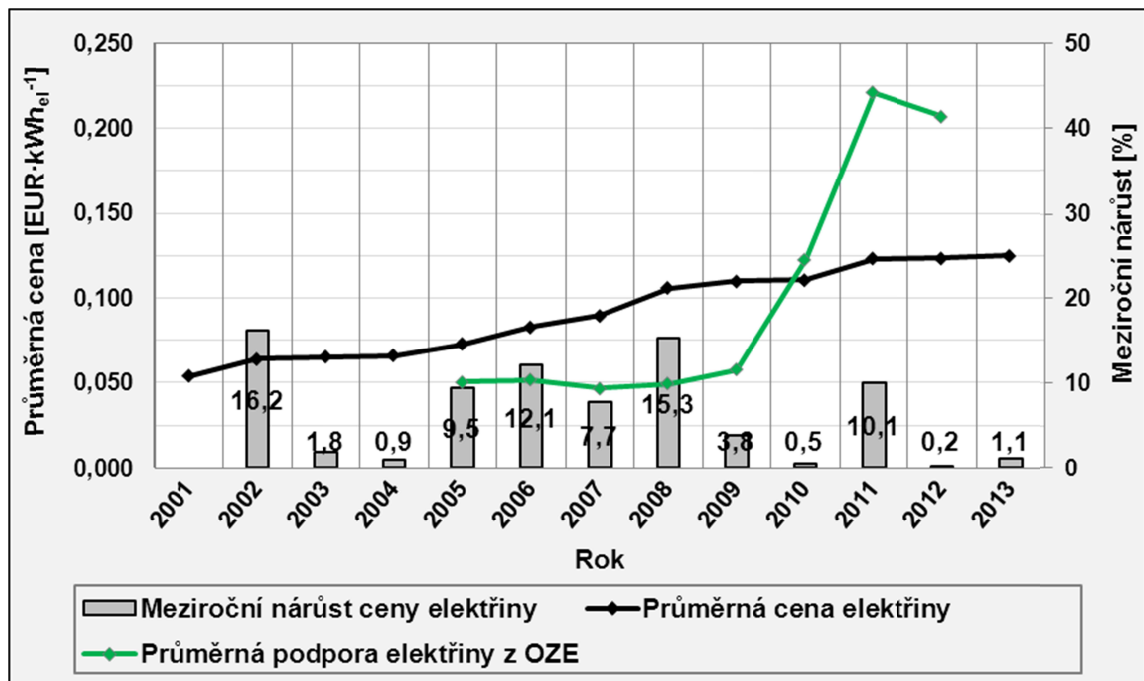
Poznámky k obrázkům 14 a 15: sloupcové grafy vyjadřují hodnoty výkupních cen elektřiny z VTE a FVE v závislosti na roku uvedení elektrárny do provozu. Bodové grafy znázorňují vývoje výkupních cen a zelených bonusů pro VTE a FVE, které byly uvedeny do provozu následující rok po vydání cenového rozhodnutí ERU (= nově instalované VTE a FVE). Zdroje dat: Cenová rozhodnutí ERÚ č. 10/2005; 8/2006a; 8/2006b; 7/2007; 8/2008; 4/2009; 5/2009; 2/2010; 7/2011; 4/2012.

Kategorie FVE > 100 kWp byla nově zavedena až v roce 2010. V letech 2008 a 2009 byly výkupní ceny a zelené bonusy určovány pro FVE v rámci dvou kategorií – do 30 kW a nad 30 kW. Před rokem 2008 nebyly FVE členěny podle instalovaného výkonu. Od roku 2012 byla podpora elektřiny stanovena pouze pro FVE s výkonem pod 30 kW. Vzhledem k tomu, že je tato disertační práce zaměřena především na výzkum velkokapacitních FVE nebyly výkupní ceny pro malé FVE (< 100 kW) zahrnuty do analýzy trendu výkupních cen.

5. 2. 2 Vývoj cen elektrické energie pro domácnosti v ČR

Vzhledem k vysokým investičním nákladům na zařízení byly výkupní ceny pro VTE a FVE stanoveny tak, aby byla zajištěna 15ti letá doba návratnosti vstupní investice. Stanovená podpora na vyrobenou elektrickou energii tak byla vyšší než cena silové elektřiny dodávané domácnostem, která pro rok 2013 činila průměrně 1 764 Kč·MWh⁻¹ vč. 21 % DPH v rámci sazby D 02 d (Cenová rozhodnutí ERU č. 5/2012 a č. 6/2012).

Výše podpory na elektřinu z OZE nemá na konečnou cenu elektrické energie pro domácnosti zásadní vliv, i když analýza vývoje cen elektřiny pro domácnosti a vývoje průměrné podpory na elektřinu z OZE potvrdila silný vzájemný vztahu (korelační koeficient = 0,78). Cena elektřiny pro domácnosti vzrostla z 0,0538 €kWh⁻¹ (2005) o 132 % na hodnotu 0,1249 €kWh⁻¹ v roce 2013 (EUROSTAT, 2014). Trend zvyšování cen elektřiny má stabilní vzrůstající tendenci, na rozdíl od vývoje průměrné podpory elektřiny z OZE (viz obrázek 16).



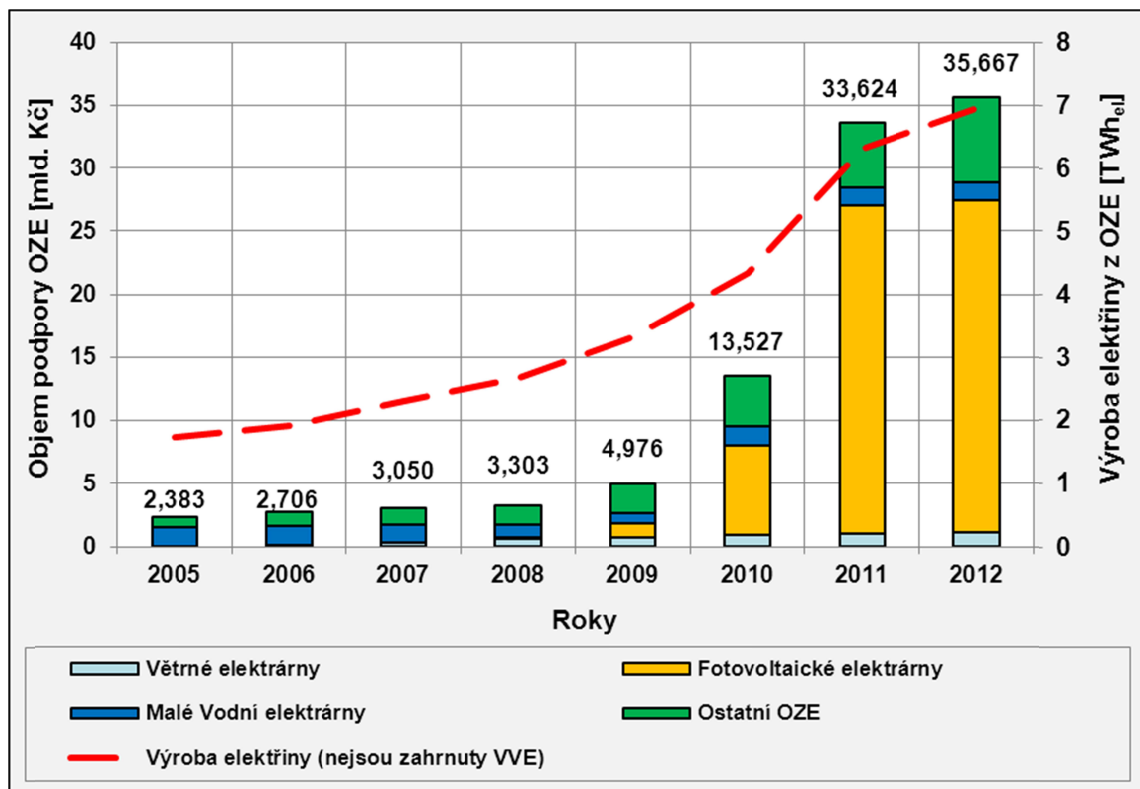
Obrázek 16 - Vývoj průměrné ceny elektrické energie pro domácnosti a průměrné podpory elektřiny z OZE v České republice v období 2001 až 2013

Zdroj dat: EUROSTAT, 2014.

Pokud jsou ceny elektřiny přepočteny na českou měnu ($\text{Kč}\cdot\text{kWh}^{-1}$), tak navýšení ceny elektřiny pro domácnosti činilo v rámci hodnoceného období 70 %. Cena vzrostla z $1,83 \text{ Kč}\cdot\text{kWh}^{-1}$ v roce 2001, na $3,24 \text{ Kč}\cdot\text{kWh}^{-1}$ v roce 2012, vzhledem k tomu, že od roku 2001 došlo k významnému posílení koruny vůči euru. Průměrné kurzy $\text{EUR}\cdot\text{Kč}^{-1}$ byly převzaty z průměrných hodnot měn ČNB pro jednotlivé roky, publikovaných na webových stránkách společnosti KURZYCZ (2014).

5. 2. 3 Vyhodnocení vývoje finanční podpory na elektřiny z OZE

V roce 2012 bylo na podporu elektřiny vyrobené zařízeními využívající OZE poskytnuto **35 667,3 milionů Kč**. Na rozdíl od roku 2005, kdy činila podpora 2 382,8 milionů Kč, je to téměř patnácti násobný nárůst. Nárůst nákladů v roce 2010 a 2011 byl způsoben zejména rozmachem instalací FVE v letech 2009 a 2010, neboť právě pro elektřinu z FVE byla stanovena nejvyšší hodnota výkupní ceny a zeleného bonusu. Podpora na elektřinu vyrobenou FVE, která v roce 2012 dosáhla hodnoty **26 330,5 milionů Kč**, tvořila 74 % podíl na celkově vyplacené výši podpory. Ve srovnání s rokem 2005, kdy podpora na elektřinu vyrobenou ve FVE činila pouhých 0,3 milionů, je to obrovské navýšení. Také finanční objem podpory na elektřinu vyrobenou VTE se od roku 2005 výrazně zvýšil, a to z 59,3 milionů Kč na 1 105,4 milionů Kč v roce 2012. I podpora ostatních technologií OZE, kromě MVE, zaznamenala od roku 2005 významný nárůst. Významný objem finančních prostředků byl vyplacen na elektřinu vyrobenou ze spalování a spolu-spalováním biomasy a na elektřinu z bioplynových stanic. Naopak objem finanční podpory na elektřinu vyrobenou v MVE klesla od roku 2005 o 4 % (viz obrázek 17).



Obrázek 17 - Vývoj nákladů na podporu výroby elektřiny z fotovoltaických, větrných a malých vodních elektráren v ČR v období let 2005 až 2012

Zdroje dat: osobní komunikace s reprezentantem ERU; ERU, 2013a.

5.3 Vyhodnocení efektivity podpory elektřiny z OZE

Vyhodnocení účelnosti využitých finančních prostředků na podporu elektřiny z OZE bylo založeno na korelační analýze, v rámci které byly posouzeny vztahy mezi objemem finančních prostředků na podporu elektřiny a skutečnou produkcí elektřiny z OZE a mezi stanovenou výší podpory (formou výkupních cen a zelených bonusů) a meziročními změnami produkce elektřiny z OZE. Interpretace efektivity vynaložených finančních prostředků na podporu byla provedena pomocí ukazatelů průměrné podpory elektřiny z OZE a efektivity podpory elektřiny z OZE.

5.3.1 Korelace mezi podporou a produkcí elektřiny z OZE

Výsledné hodnoty korelačních koeficientů pro posouzení vztahu finanční podpory a produkce elektřiny, které se rovnají 1 (extrémně silná kladná korelace) potvrzují, že produkce elektřiny z OZE měla zásadní vliv na objem vynaložených finančních prostředků na podporu elektřiny z VTE a FVE. Naopak v případě podpory elektřiny z MVE se tento vztah nepotvrdil (korelační koeficient = 0,18). Výsledky korelačních koeficientů pro VTE, FVE, MVE a ostatní OZE jsou uvedeny v tabulce 9. Znázornění korelací mezi finanční podporou elektřiny a produkcí elektřiny z VTE, FVE, MVE v období let 2005 až 2012 v ČR je vyjádřeno na obrázku 18.

Tabulka 9 - Korelační koeficienty pro posouzení vztahu mezi podporou OZE a produkcí elektřiny z OZE pro období let 2005 až 2012 v ČR

Proměnné	Technologie OZE				
	VTE	FVE	MVE	Ostatní	CELKEM
Podpora OZE vs. produkce elektřiny z OZE	1,00	1,00	0,18	0,98	0,98
Meziroční změna vyplacené podpory vs. meziroční změna produkce elektřiny	0,99	1,00	0,45	0,63	0,98
Stanovená výše podpory vs. meziroční změna produkce elektřiny	0,97	0,68	-0,03	–	-0,34

Rozdílnost hodnot korelačních koeficientů byl způsoben odlišnou formou využívání systému podpory. Producenti z VTE a FVE využívali převážně systém podpory formou výkupních cen - v případě VTE z 99 % a v případě FVE ze 73 %. Producenti elektřiny z MVE využívali obě formy podpory za celé období 2005 až 2012 ve stejné míře (47 % formou výkupních cen a 53 % formou zelených bonusů), ale rozdílné využití formy podpory v jednotlivých letech způsobilo nerovnoměrnost vyplacené podpory na vyrobenou elektřinu (viz tabulka 10). Právě využívání podpory formou zelených bonusů, jejichž výše měla dle Cenových rozhodnutí ERU (2005-2012) v případě MVE velkou variabilitu (od 350 do 2 140 Kč·MWh⁻¹) způsobilo, že ačkoliv bylo vyrobeno téměř dvakrát více elektrické energie v režimu podpory zelených bonusů, objem vyplacené podpory byla v obou režimech podpory stejná.

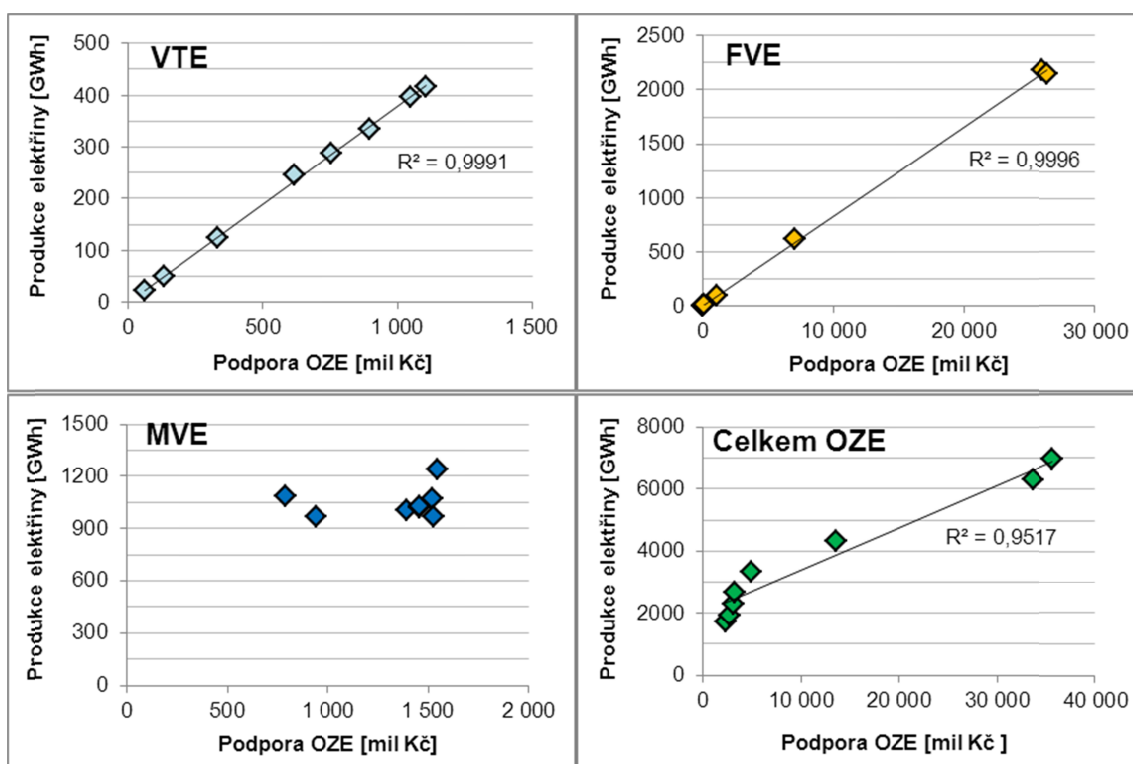
Další vliv mělo rozdílné využití formy podpory v jednotlivých letech. Například v roce 2005 (průměrná podpora 1 586 Kč·MWh⁻¹) bylo pouze 2 % vyrobené elektrické energie z MVE podporováno formou zeleného bonusu a roce 2010 to bylo 86 % (průměrná podpora 1 296 Kč·MWh⁻¹).

Tabulka 10 - Celkové množství vyrobené elektřiny a vyplacené finanční podpory na elektřinu z OZE pro jednotlivé technologie OZE v období 2005 až 2012 podle příslušné formy podpory - výkupní ceny, zelený bonus

Technologie OZE	Množství vyrobené elektřiny [MWh]		Vyplacené množství podpory [tis. Kč]	
	Výkupní ceny	Zelený bonus	Výkupní ceny	Zelený bonus
Větrné elektrárny	1 841 580	23 525	4 892 134	58 649
Fotovoltaické elektrárny	3 534 751	1 363 613	44 408 915	16 268 522
Vodní elektrárny	2 727 591	5 332 254	5 005 579	5 615 031
Ostatní obnovitelné zdroje	954 234	13 330 003	2 906 127	20 082 025
OZE celkem	9 058 156	20 049 396	57 212 754	42 024 227

Zdroj dat: osobní komunikace s reprezentantem ERU, 2013

Pozn: údaje představují celkové množství a objem z let 2005-2012



Obrázek 18 - Znázornění korelace mezi podporou elektřiny z OZE a produkcí elektřiny využitím OZE pro období let 2005 až 2012 v ČR

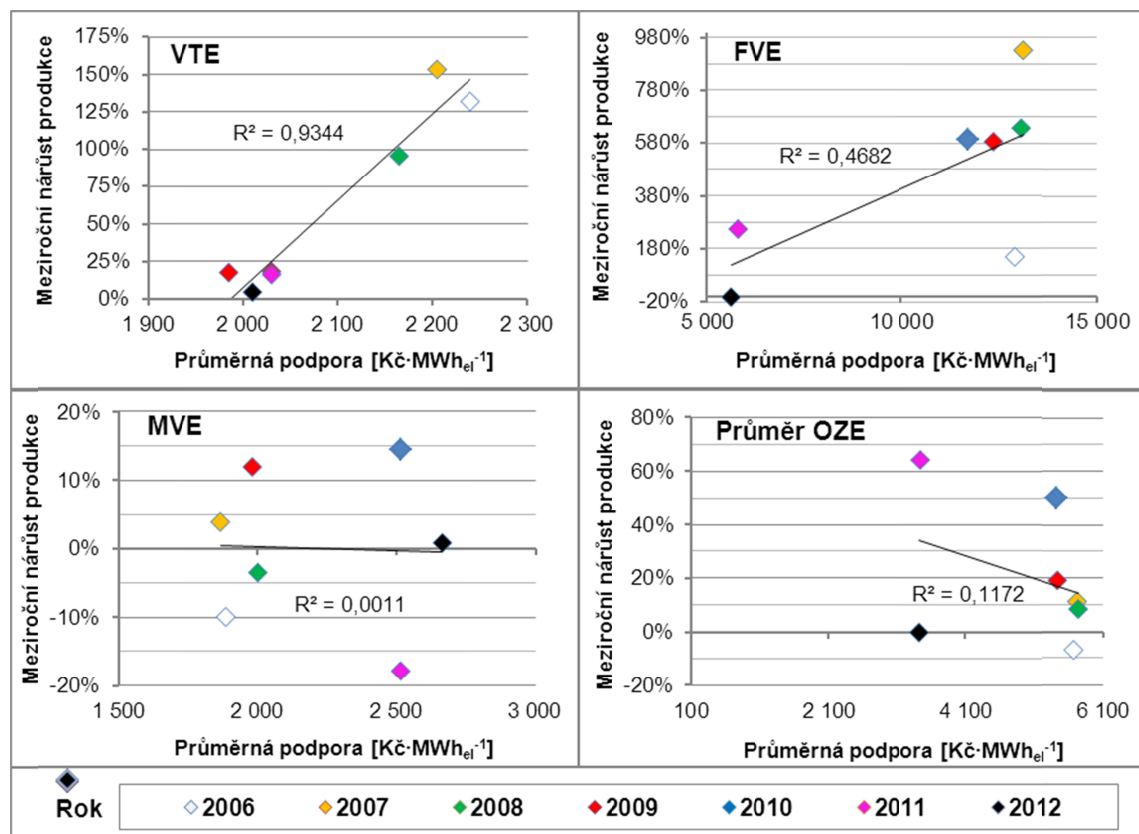
Pozn.: VTE = větrné elektrárny; FVE = fotovoltaické elektrárny; MVE = malé vodní elektrárny. Velké vodní elektrárny nebyly do zhodnocení korelace zahrnuty.

Nastavený systém podpory a především její výše (výše výkupních cen a zelených bonusů) je velmi důležitý vzhledem k motivaci provozovatelů v budoucnosti postavených elektráren využívajících OZE. Motivace stanovená výše podpory pro investory do technologií OZE s cílem zvýšené produkce elektřiny, bylo zhodnoceno pomocí korelace mezi stanovenou výší podpory a meziročním přírůstkem elektřiny v daném roce.

5. 3. 2 Korelace mezi stanovenou výší podpory a meziročním změnou v produkci elektřiny z OZE

Nastavená výše podpory ve formě výkupních cen a zelených bonusů neměla v kontextu všech technologií OZE velký vliv na zvyšování produkce elektřiny. Výjimkou byly VTE, v rámci kterých byla potvrzena silná kladná korelace. V případě FVE byla zjištěna slabá kladná korelace vlivem pomalého nárůstu produkce v roce 2006 a extrémně vysokému nárůstu produkce v roce 2007, i když nastavená podpora v těchto letech byla téměř shodná. V případě MVE nebyla korelace mezi stanovenou výší podpory a meziročním přírůstkem elektřiny potvrzena (viz tabulka 9). Produkce elektrické energie v MVE byla určována spíše klimatickými podmínkami než výší stanovené podpory. Znázornění korelace mezi stanovenou výší podpory a meziročním změnou v produkci elektřiny pro VTE, FVE, MVE pro období let 2006 až 2012 v ČR je vyjádřeno na obrázku 19.

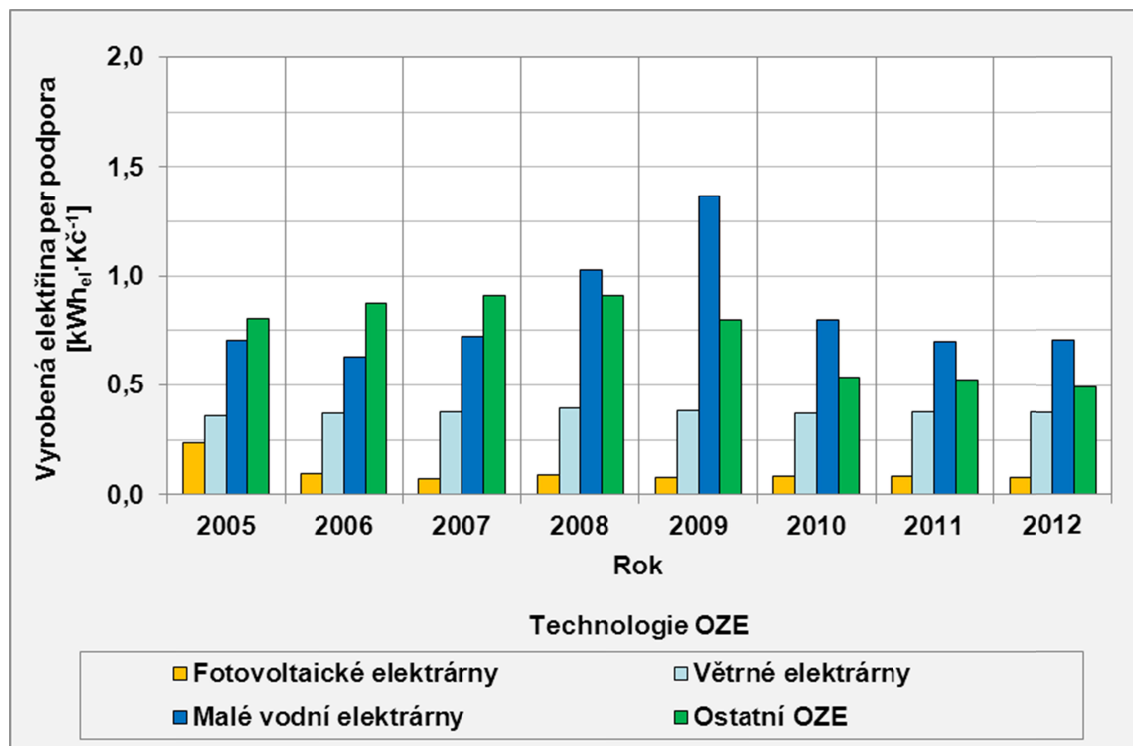
Výsledky korelačních koeficientů a grafické znázornění formou regresních křivek nepotvrdilo vliv výše podpory, která je každoročně stanovena cenovým rozhodnutím ERU, na meziroční zvyšování produkce elektřiny z OZE. To potvrzuje fakt, že koncepce podpory elektřiny z OZE není optimálně nastavena. Další vliv měla rozdílná rychlost instalace a zapojení do elektrizační soustavy.



Obrázek 19 - Znázornění korelace mezi průměrnou podporou elektřiny z OZE a meziročním nárůstem produkce elektřiny v období let 2006 až 2012 v ČR
 Pozn.: VTE = větrné elektrárny; FVE = fotovoltaické elektrárny; MVE = malé vodní elektrárny. Průměr OZE zahrnuje VTE, FVE a MVE.

5. 3. 3 Efektivita využití finančních prostředků na podporu OZE

Posouzení efektivity vynaložených finančních prostředků na vyrobenou elektřinu z VTE, FVE a MVE bylo hodnoceno pomocí ukazatelů průměrné podpory OZE a efektivity podpory elektřiny z OZE. Nejvyšší efektivity využití finanční podpory dosáhli v období let 2005 až 2012 MVE s hodnotou $0,79 \text{ kWh}_{\text{el}} \cdot \text{Kč}^{-1}$. Naopak nejnižší efektivity podpory dosáhli FVE s průměrnou hodnotou $0,08 \text{ kWh}_{\text{el}} \cdot \text{Kč}^{-1}$. VTE dosahují v průměru z období let hodnotu efektivity podpory ve výši $0,40 \text{ kWh}_{\text{el}} \cdot \text{Kč}^{-1}$. Výsledné hodnoty ukazatele efektivity podpory jsou znázorněny na obrázku 20.



Obrázek 20 - Efektivita podpory elektřiny z OZE v období let 2006 až 2012 v ČR

Efektivita využití finanční podpory na elektřinu z OZE byla kromě stanovené výše podpory ovlivněna také poměry jednotlivých forem podpory v jednotlivých letech. Nejvyšší efektivity podpory ve výši $1,37 \text{ kWh}_{\text{el}} \cdot \text{Kč}^{-1}$, která byla dosažena v roce 2009 v rámci MVE, ovlivnil fakt, že v tomto roce bylo 72 % elektrické energie vyrobené ve MVE podpořeno formou zeleného bonusu. Zelený bonus pro MVE byl pro rok 2009 nastaven ve velmi malé výši $0,350 \text{ kWh}_{\text{el}} \cdot \text{Kč}^{-1}$ (Cenové rozhodnutí ERU č. 8/2008). Naopak velmi vysoká výše podpory na elektřinu z FVE ($> 12 \text{ kWh}_{\text{el}} \cdot \text{Kč}^{-1}$) ovlivnila negativně efektivity podpory v rámci této technologie OZE.

Průměrná podpora reflektuje hodnotu efektivity podpory. V případě VTE činila $2\,638 \text{ Kč} \cdot \text{MWh}^{-1}$ v období let 2005 až 2012. Nižší průměrná podpora ve výši $1\,269 \text{ Kč} \cdot \text{MWh}^{-1}$ byla ve stejném období vyplacena na elektřinu z MVE. Naopak v průměru $12\,015 \text{ Kč} \cdot \text{MWh}^{-1}$ činila průměrná podpora elektřiny z FVE. Celkový průměr podpory elektřiny z OZE se rovnal $3\,355 \text{ Kč} \cdot \text{MWh}^{-1}$. Nejvyšší podpora byla v roce 2007 vyplacena na elektřinu vyrobenou ve FVE a to výši $14\,230 \text{ Kč} \cdot \text{MWh}^{-1}$. Nejnižší průměrná podpora ve výši $730 \text{ Kč} \cdot \text{MWh}^{-1}$ byla zaznamenána v roce 2009 pro MVE.

Kromě aspektu stanovené výše podpory hrají důležitou roli také administrativní bariéry, které neumožňují plný rozvoj využívání všech technologií OZE. Například neefektivní iniciativa lokálních úřadů pověřených státním správou v oblasti energetiky (stavební úřady krajských nebo obecních úřadech) často končí omezenou nebo zpomalenou instalací VTE.

5. 3. 4 Závěry vyhodnocení efektivity podpory OZE a doporučení

Produkce elektrické energie z OZE se od roku 2005 zvýšila o 164 % na celkových 8 055 GWh v roce 2012. Za zmínku stojí především nárůst produkce z FVE, který ovlivnil zásadně efektivitu podpory elektřiny z OZE. Následkem podpory elektřiny z FVE narost celkový objem vyplacené podpory z 2 383 milionu Kč v roce 2005 až na 35 667 milionů v roce 2012. Podpora OZE nepochybně vedla k nárůstu produkce elektřiny z VTE a FVE. Výsledky hodnocení efektivity využití podpory však potvrdily, že finanční prostředky byly využity neúčelně a stanovená výše podpory na elektřinu z FVE byla nadsazená ve srovnání s podporou elektřiny z VTE a MVE.

Nástroje na podporu OZE nebyly plně v souladu se Státní energetickou koncepcí a výše podpory nereagovala pružně na změny v produkci elektřiny a vývoji investičních nákladů na pořízení podporovaných technologií. Podpora OZE v ČR byla velmi důležitý nástroj pro rozvoj využití OZE, ale nastavená politika podpory a stanovené výše podpory na elektřinu z OZE nebyly plně koordinovány se skutečnou spotřebou elektřiny a nereagovaly na technologický rozvoj jednotlivých technologií OZE.

Doporučení, které vyplývají z výsledků hodnocení efektivity podpory OZE a vzájemných vztahů mezi produkcí elektřiny a podporou OZE jsou následující:

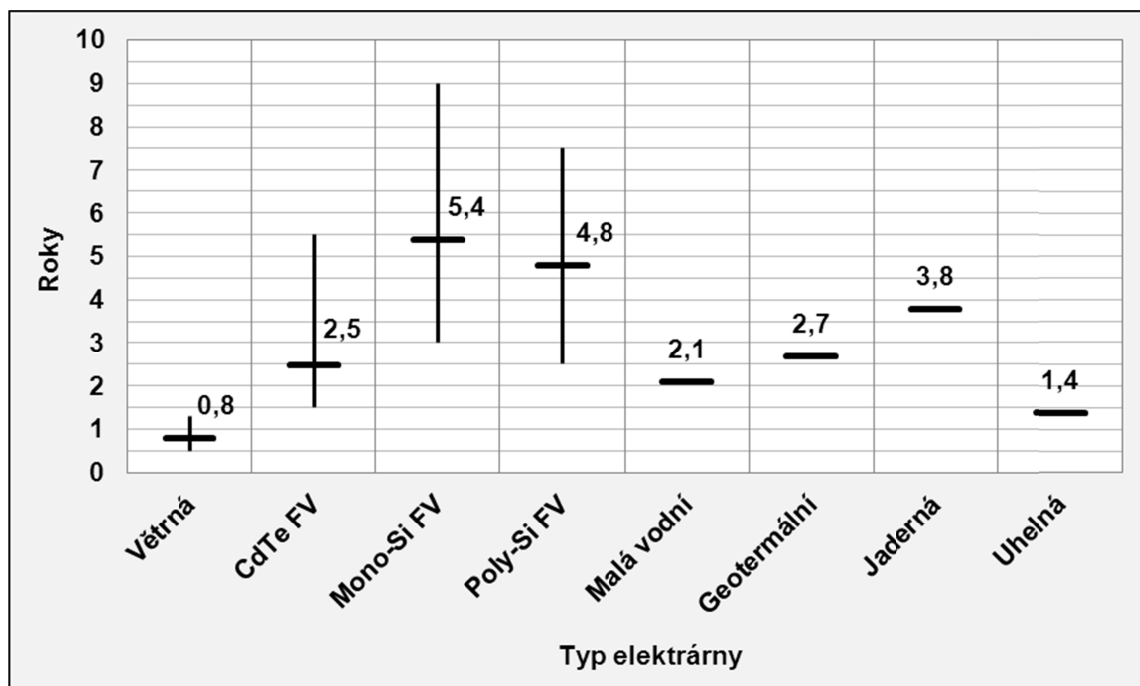
- zvýšit podporu elektřiny z MVE;
- snížit podporu elektřiny z FVE;
- reagovat flexibilně na rozvoj OZE a technický vývoj technologií využívajících OZE.

6 Výsledky vyhodnocení energetické a emisní náročnosti životních cyklů VTE a FVE v kontextu nízko-emisních zdrojů energie

Cílem analýzy energetické a emisní náročnosti životních cyklů VTE a FVE bylo vyhodnotit na základě energetické spotřeby v rámci životního cyklu standardní větrnou turbínu a FVE tří nejčastěji využívaných technologií výroby polovodičů: monokrystalického (mono-Si) a polykrystalického křemíku (poly-Si) a tenkovrstvé na bázi teluridu kadmia (CdTe). Analýza byla provedena na základě ukazatelů energetické návratnosti, energetické efektivity životního cyklu, emisního faktoru pro GHG a emisní návratnosti pro GHG. Výsledky ukazatelů byly porovnány v rámci základních nízkoemisních zdrojů.

6.1 Vyhodnocení energetické návratnosti (EPBT)

Energetická návratnost pro FVE, které jsou provozovány v podmínkách ČR, se pohybuje od 2,5 let pro CdTe FVE do 5,4 let pro mono-Si FVE. Poly-Si FVE dosahují 4,8 letou dobu návratnosti (viz obrázek 21). Podobnou hodnotu uvádí ve své studii DESIDERI et al. (2012). FTHENAKIS et al. (2011), ITO et al. (2011) a NISHIMURA (2010) prezentovali nižší dobu energetickou návratnost - méně než 3 roky, protože počítali s o 50 % vyšší výkonovou hustotou slunečního záření ($1\,700\text{ kWh}_{el}\cdot\text{m}_{FVEa}^{-2}$) a nižší energetickou náročností výroby komponent FVE. Naopak GARCÍA-VALVERDE et al. (2009) uvádí dobu návratnosti ve výši 9 let, protože do výpočtu zahrnuli i vstupní energii na výrobu akumulací baterie.



Obrázek 21 - Hodnoty ukazatelů energetické návratnosti pro vybrané typy elektráren
Rozptyl mezi zjištěnou maximální a minimální dobou návratnosti pro větrné a fotovoltaické (FV) elektrárny je vyjádřen spojnicí extrémů.

VTE, které jsou provozovány v podmínkách ČR, dosahují energetickou návratnost 10 měsíců. Doba návratnosti pro VTE se však pohybovala v rozmezí 6 až 16 měsíců, v závislosti na energetické náročnosti životního cyklu a provozní účinnosti. Podobnou dobu návratnosti uvádí ve svých studiích CRAWFORD (2009) a NALUKOWE et al. (2006). D'SOUZA et al. (2011), GUEZURAGA et al. (2012) a ELSAM ENGINEERING (2004) prezentovali nižší energetickou návratnost, ve výši 8 měsíců. Nejnižší návratnost, 6 měsíců, publikoval GHENAI (2012), ale ten počítal s 40% koeficientem využitelnosti.

V rámci ostatních OZE dosahují, dle autorovy vlastní analýzy na základě stanovené délky životnosti a energetické efektivity životního cyklu, podobné energetické návratnosti MVE - 2,1 let a GEO - 2,7 let. Hodnoty energetické návratnosti pro UE a JE byly vyhodnoceny ve výši 1,4 a 3,8 let. ITO et al. (1997) publikoval pro konvenční energetické zdroje o 1 až 3,6 let kratší dobu energetické návratnosti v délce 2 měsíce, pokud není v energetické spotřebě započítáno fosilní nebo jaderné palivo. Hodnoty ukazatele energetické návratnosti pro vybrané typy elektráren jsou uvedeny na obrázku 21.

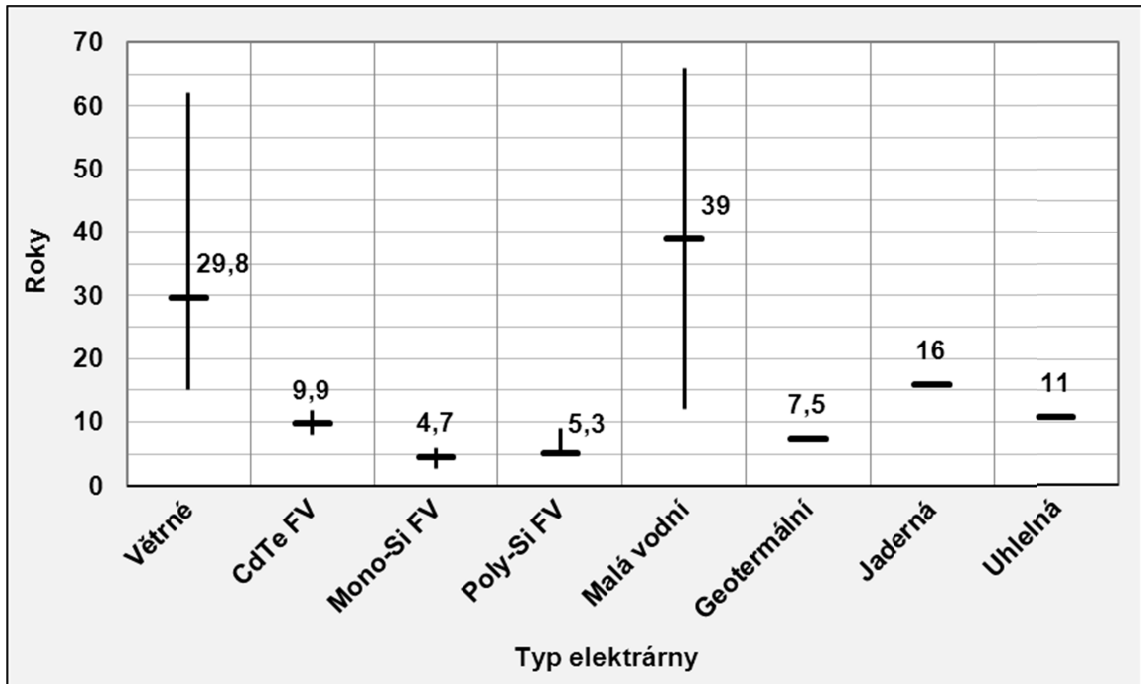
6. 2 Vyhodnocení energetické efektivity životního cyklu (LCEE)

Vzhledem k faktu, že ukazatel EPBT nezohledňuje energetický zisk v dalších letech životnosti elektrárny, je vhodné pro objektivní porovnávání použít ukazatel energetické efektivity životního cyklu.

Hodnoty ukazatele LCEE pro FVE provozované v podmínkách ČR byly vyhodnoceny v rozmezí od 4,7 (mono-Si FVE) do 9,9 (CdTe FVE). Hodnota ve výši 5,3 byla vypočtena pro poly-Si FVE a stejnou hodnotu uvádí také DESIDERI et al. (2012), RAUGEI et al. (2012) a KUBISZEWSKI (2010) publikovali obdobné, i když vyšší hodnoty: 11,8 pro CdTe FVE a 5,9 pro mono-Si FVE. Vyšší hodnotu ve výši 9 pro poly-Si FVE publikovali BÍLEK et al. (2006). Hodnota ukazatele LCEE pro v ČR provozované VTE byla vyhodnocena ve výši 29,82. LCEE pro VTE však výrazně oscilovala mezi 15 až 62 v závislosti na době životnosti elektrárny (turbíny) a koeficientu využitelnosti. Podobné hodnoty vycházejí také z dat publikovaných GUEZARAGOU et al. (2012) a ELSAM ENGINEERING (2004), a to ve výši 31. NALUKOWE et al. (2006) a CRAWFORD (2009), kteří počítali s kratší dvacetiletou dobou životnosti turbíny, uvedli hodnotu energetické efektivity ve výši 20 a 23. Vysoké hodnoty 50 a 46, vzhledem k vyššímu koeficientu využitelnosti VTE, prezentují GHENAI (2012) a BÍLEK et al. (2006).

Nejvyšší hodnoty ukazatele LCEE dosahují MVE a to v průměru ve výši 39 (BÍLEK et al., 2006; KUBISZEWSKI, 2010). Naopak v případě GEO je hodnota LCEE poměrně nízká - 7,5 (KUBISZEWSKI, 2010). Hodnota ukazatele LCEE činí pro UE 11 a pro JE 16 (MEIER, 2002). Hodnoty ukazatele LCEE pro vybrané typy elektráren jsou uvedeny na obrázku 22.

V porovnání s ostatními typy elektráren jsou výsledky energetické návratnosti a energetické efektivity životního cyklu dosažené VTE optimální. Spolu s MVE dosahují VTE vysokých hodnot LCEE. Naopak hodnoty LCEE pro mono-Si a poly-Si FVE jsou nejnižší ze všech energetických zdrojů, což je způsobeno především nízkou účinností využití solárního záření a vysokou energetickou náročností výroby komponent FVE. Hodnota LCEE také významně koreluje s výkonovou hustotou slunečního záření a účinností FVE.



Obrázek 22 - Energetická efektivnost životního cyklu pro vybrané typy elektráren
Rozptyl mezi maximální a minimální hodnotou uváděnou v literatuře je vyjádřen spojnicí extrémů. Průměrné hodnoty jsou vyjádřeny číselně. Zdroje dat: MEIER, 2002; KUBISZEWSKI, 2010; BÍLEK et al., 2006; PACCA et al. 2006; RAUGEI et al., 2012; DESIDERI et al., 2012.

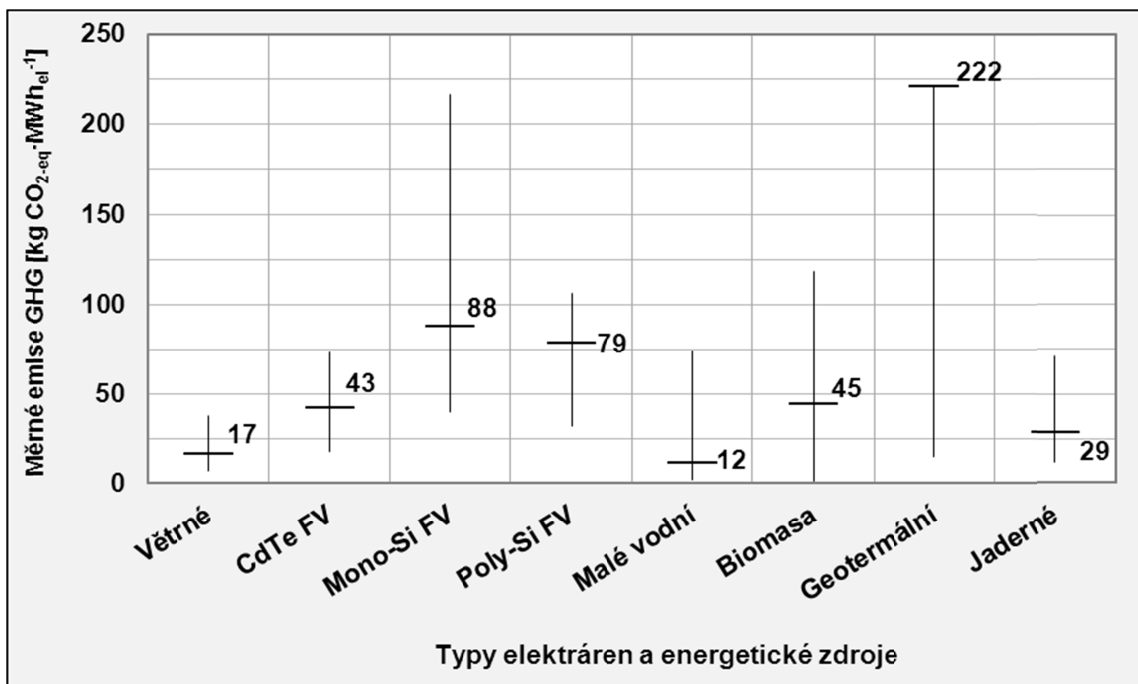
6. 3 Vyhodnocení emisního faktoru pro skleníkové plyny

V případě FVE provozovaných v ČR byl emisní faktor pro GHG vyhodnocen v rozmezí $43\text{--}88 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}\cdot\text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$. Nižší hodnota je dosažena CdTe FVE. Naopak nejvyšší hodnoty faktoru se vztahují k mono-Si FVE. V případě poly-Si FVE byl emisní faktor GHG vyhodnocen ve výši $79 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}\cdot\text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$. Emisní faktor však může být velmi variabilní v závislosti na regionu výroby. Pokud budou FVE vyráběny v regionu s velmi vysokou emisní náročností výroby, ve kterém je průměrný energetický mix závislý na fosilních palivech, vzroste emisní faktor až na $73 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}\cdot\text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ (pro CdTe FVE) a až na $148 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}\cdot\text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ v případě mono-Si FVE (viz obrázek 23).

Na podobnou problematiku se ve své studii zaměřili KOMIYAMA et al. (1996), kteří prezentují rozmezí emisního faktoru pro FVE od 32 do $40 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}\cdot\text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$, v závislosti na místě výroby a lokalitě provozu. FTHENAKIS a KIM (2011) udávají pro CdTe FVE hodnotu $38 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}\cdot\text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$. Pro mono-Si FVE udávají KANNAN et al. (2006) o 150 % vyšší hodnotu emisního faktoru, ve výši $217 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}\cdot\text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$, protože počítají s vysokou energetickou náročností výroby komponent FVE. Pokud by emisní náročnost výroby byla zásadně redukována použitím efektivních metod, poklesne hodnota emisního faktoru na $129 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}\cdot\text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ (KANNAN et al., 2006). S vyšší energetickou náročností výroby počítali také DESIDERI et al. (2012) při hodnocení poly-Si FVE a prezentovali emisní faktor ve výši $106 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}\cdot\text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$. Naopak Světová energetická rada (WEC, 2004) prezentovala dvakrát nižší hodnoty emisního faktoru: $43 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}\cdot\text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ pro mono-Si FVE a $51 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}\cdot\text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ pro poly-Si FVE. Také RAUSCH a FRITSCH (2012) publikovali nízké hodnoty emisního faktoru: 18 pro CdTe FVE; 66 pro mono-Si FVE a $59 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}\cdot\text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ pro poly-Si FVE.

Pro VTE, které jsou provozované v ČR, byla výše emisního faktoru vyhodnocena ve výši $17,1 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$. Tato hodnota však také závisí na emisní náročnosti energetického mixu v regionu výroby větrné turbíny. Pokud budou turbíny vyráběny v regionu s velmi vysokou emisní náročností výroby, dosáhnou ukazatele vyšších hodnot a naopak. Také GUEZURAGA et al. (2012), který udává rozmezí emisního faktoru od 9 do $38 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ v závislosti na místě výroby, se zabýval analogickou problematikou. FRITSCHÉ a RAUSCH (2009), HONDO (2005) a OECD (2012) udávají vyšší průměrné hodnoty v rozmezí $24\text{--}29,5 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$. Naopak nižší hodnoty ve výši $7\text{--}14 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$, publikovali ve svých studiích ELSAM ENGINEERING (2004), D'SOUZA et al (2011) a MEIER (2002), kteří počítali s nižším emisním zatížením především během výroby turbíny.

Z ostatních technologií OZE dosahují nejnižších hodnot emisního faktoru MVE s průměrnou hodnotou $12 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ (HONDO, 2005; BÍLEK et al., 2006; VARUN et al., 2009; RAUSCH a FRITSCHÉ, 2012). Malé říční elektrárny však mohou dosáhnout hodnoty faktoru dokonce pouhých $2 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ (RAUSCH a FRITSCHÉ, 2012). Průměrný emisní faktor pro elektřinu z biomasy je udáván ve výši $45 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ (OECD, 2012), i když může dosáhnout až $118 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ (GAGNON et al., 2002). RAUSCH a FRITSCHÉ (2012) publikovali emisní faktor pro bioplyn v rozmezí $179\text{--}402 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$. Také GEO dosahují v kontextu ostatních technologií využívajících OZE poměrně vysoké hodnoty emisního faktoru a to v průměrné výši $222 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ (RAUSCH a FRITSCHÉ, 2012).



Obrázek 23 - Emisní faktory skleníkových plynů pro vybrané typy elektráren
Rozptyl mezi maximální a minimální hodnotou faktoru uváděnou v literatuře je vyjádřen spojnicí extrémů. Číselné hodnoty pro fotovoltaické (FV) a větrné elektrárny uvedené v grafu prezentují výsledky z autorovy vlastní analýzy. Zdroje dat: KOMIYAMA et al., 1996; GAGNON et al., 2002; MEIER, 2002; WEC, 2004; ELSAM ENGINEERING, 2004; HONDO, 2005; BÍLEK et al., 2006; KANNAN et al., 2006; VARUN et al., 2009; FRITSCHÉ a RAUSCH, 2009; D'SOUZA et al, 2011; DESIDERI et al., 2012; GUEZURAGA et al., 2012; OECD, 2012; RAUSCH a FRITSCHÉ, 2012.

Emisní faktor GHG uváděný pro JE, které jsou provozovány v ČR je také poměrně vysoký s hodnotou $71 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ (FRITSCHÉ a RAUSCH, 2009). Průměrná hodnota emisního faktoru GHG pro JE však na základě meta-analýzy publikovaných studií činí $29 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ (WEC, 2004; HONDO, 2005; BÍLEK et al., 2006; FRITSCHÉ a RAUSCH, 2009; OECD, 2012). Variabilita emisních faktorů pro jednotlivé nízko-emisní energetické zdroje a typy elektráren je znázorněna na obrázku 23.

Při výrobě jedné megawatthodiny elektřiny v UE v podmínkách ČR vznikne v průměru $1\,054 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}}$ (IEA, 2012), i když se emisní faktory GHG pro uhlí pohybují od 658 do $3\,354 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ (IEA, 2012; GEMIS 4.81) v závislosti na kvalitě použitého paliva a účinnosti spalování. Také výroba elektřiny spalováním zemního plynu je emisně náročná a průměrný emisní faktor je roven $450 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ (IEA, 2012). Hodnota emisního faktoru pro průměrný mix produkce elektřiny v ČR v letech 2008 až 2010 činila $599 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ (IEA, 2012), protože byla ovlivněna vysokým podílem používaných fosilních paliv na výrobu elektrické energie.

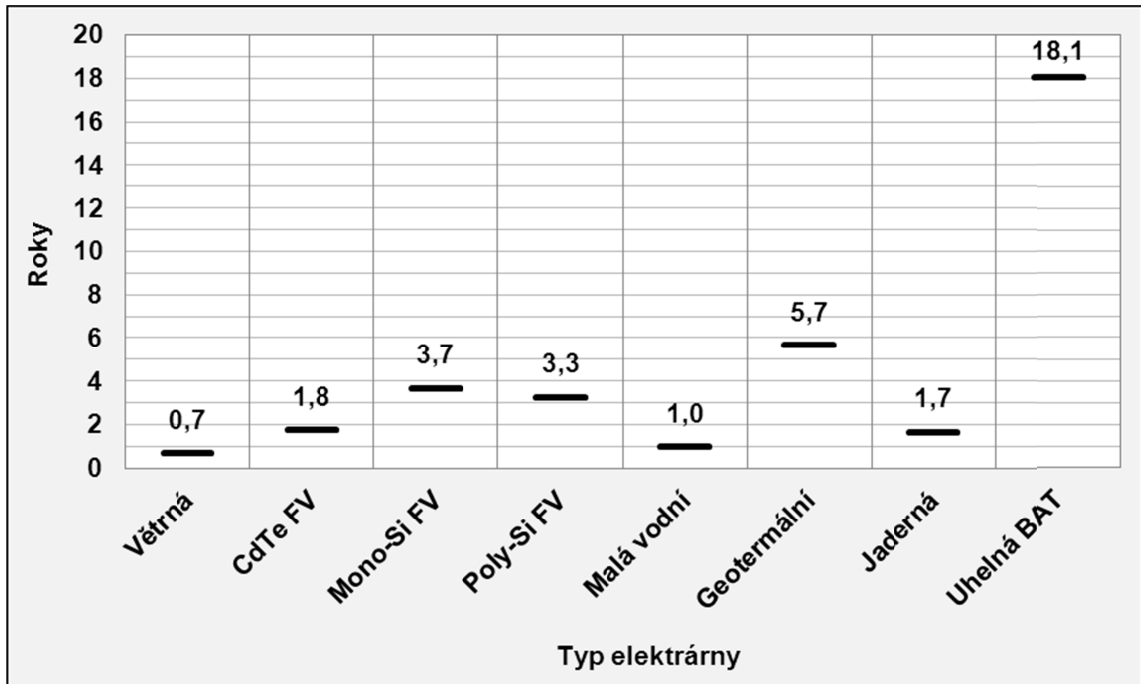
6. 4 Vyhodnocení emisní návratnosti pro skleníkové plyny

Ukazatel emisní návratnosti pro GHG byl vybrán pro ucelené zhodnocení vztahu mezi emisemi GHG vypuštěných na základě spotřebované energie v rámci celého životního cyklu a emisemi GHG, které elektrárna redukovala během provozu.

Doba emisní návratnosti se v případě FVE provozovaných v ČR pohybuje v rozmezí od 1,8 (CdTe FVE) do 3,7 let (mono-Si FVE) v případě nahrazování mixu produkce elektřiny. Pro poly-Si FVE byla emisní návratnost za stejných podmínek vypočtena na 3,3 let. Pokud by FVE nahrazovaly produkci z UE tak by délka emisní návratnosti poklesla na 1 rok v případě CdTe FVE, 1,9 let v případě poly-Si FVE a 2,1 let v případě mono-Si FVE. GARCÍA-VALVERDE et al. (2009) prezentovali dobu návratnosti 7,7 let, protože kalkulovali s energetickou náročností, do které zahrnuli také energii vloženou na výrobu akumulární baterie. Efektivnost redukce emisí GHG a vliv lokality výroby a lokality instalace ve své studii analyzovali KOMIYAMA et al. (1996), kteří prezentovali dobu emisní návratnosti v rozmezí 3-8 let v závislosti na lokalitě výroby a využívání FVE.

Doba emisní návratnosti pro VTE, které jsou provozovány v ČR, je pouhých 9 měsíců, v případě že je nahrazován mix výroby elektřiny v ČR. Za předpokladu, že se v rámci výroby elektřiny z VTE omezí provoz UE (spotřeba uhlí), tak se emisní návratnost sníží na 5 měsíců. TREMEAC a MEUNIER (2009) vyhodnotili emisní návratnost pro VTE na 4,8 let, protože při výpočtu si jako referenční (nahrazovaný) zdroj stanovili nízko-emisní mix produkce elektřiny ($EF_{\text{GHG}} = 66 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$). Právě u emisní návratnosti hraje výše emisního faktoru nahrazovaného zdroje velký vliv a typ nahrazovaného paliva výrazně ovlivňuje efektivitu redukce emisí GHG.

Z ostatních typů elektráren provozovaných v ČR dosahují nejkratší dobu emisní návratnosti MVE s délkou 1 roku. Pro JE byla doba emisní návratnosti vypočtena v délce 1,7 let. GEO měly v rámci technologií využívajících OZE dobu emisní návratnosti nejdelší - až 5,7 let. Pokud by byly UE starší technologie nahrazovány moderními UE_{BAT} tak by doba emisní návratnosti činila 18,1 let. Vypočtené doby emisní návratnosti pro vybrané typy elektráren, které jsou v ČR provozovány, za předpokladu nahrazování mixu produkce elektřiny jsou znázorněny na obrázku 24.



Obrázek 24 - Hodnoty ukazatele emisní návratnosti pro vybrané typy elektráren za předpokladu provozování v podmínkách ČR

Číselné hodnoty uvedené v grafu prezentují výsledky z autorovy vlastní analýzy a platí pro nahrazovaný zdroj - mix produkce elektřiny ČR (netýká se uhelné elektrárny BAT).

6. 5 Závěrečné vyhodnocení energetických a emisních ukazatelů

Z výsledných hodnot posuzovaných ukazatelů vyplývá, že v kontextu technologií využívajících OZE jsou nejvhodnější MVE a VTE. Výsledné hodnoty všech zvolených ukazatelů jsou v případě VTE a MVE velmi dobré především ve srovnání s GEO a FVE. VTE vyrobí třicetinasobně více elektřiny, než je spotřebováno v rámci jejich celého životního cyklu. Redukční potenciál pro emise GHG je zřejmý a celkový emisní faktor je o $1\,037 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ nižší než v případě UE a o $62\text{-}71 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ nižší než v případě FVE (technologie na bázi křemíku). Emise GHG vzniklé v rámci celého životního cyklu jsou za standardních podmínek nahrazeny čistou produkcí během 1 roku a VTE tak významně přispívají k redukci emisí GHG v dalších letech svého provozu. Také MVE, které vyrobí téměř čtyřicetinasobně více elektřiny než je spotřebováno v rámci jejich životního cyklu a emise GHG vzniklé v rámci celého jejich životního cyklu jsou nahrazeny během 1 roku, významně přispívají k redukci emisí GHG v ČR.

Výsledné hodnoty všech zvolených ukazatelů pro FVE jsou vysoké, což je způsobeno vysokou energetickou náročností výroby komponent a nízkou efektivitou využití solární energie. Právě energetická náročnost způsobuje velké rozdíly mezi jednotlivými technologiemi. CdTe FVE vyrobí až desetinásobně více elektřiny, než je spotřebováno v rámci jejich celého životního cyklu, mono-Si a poly-Si FVE vyrobí pětinasobek vložené energie. Z výsledných hodnot ukazatelů je patrné, že nejvhodnější technologií FVE je CdTe. Tento zástupce tenkovrstvé technologie dominuje ve všech výsledných hodnotách zvolených indikátorů v rámci FVE. Vypočítaný emisní faktor GHG pro CdTe FVE je o $1\,011 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ nižší než v případě UE a o $36\text{-}45 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ nižší než v případě poly-Si a mono-Si FVE.

Emise vzniklé v rámci celého životního cyklu CdTe FVE jsou nahrazeny čistou produkcí během 2 let. V případě poly-Si a mono-Si FVE je tato doba dva krát delší. FVE jsou i přes vysokou energetickou náročnost životního cyklu vhodnou alternativou ke snižování emisí GHG v ČR, a to především v případě vytěšňování zdrojů s vysokým emisním faktorem. Vzhledem k vysoké hodnotě emisního faktoru a dlouhé době emisní návratnosti byly GEO zařazeny až za FVE, i když z hlediska energetické efektivity vykazují lepší výsledky. Přesto mohou GEO nahrazovat produkci elektřiny z UE, protože jejich emisní faktor je ve srovnání s emisním faktorem GHG pro uhlí v průměru o $832 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ nižší.

6. 5. 1 Diskuze výsledků vyhodnocení a možnosti k vylepšení

Dva zásadní způsoby lze aplikovat ke zlepšení hodnot ukazatelů: snížení celkové energetické spotřeby (E_{in}) a s tím související omezení vzniku emisí GHG anebo zvýšení produkce elektřiny během životnosti systému (E_{out}).

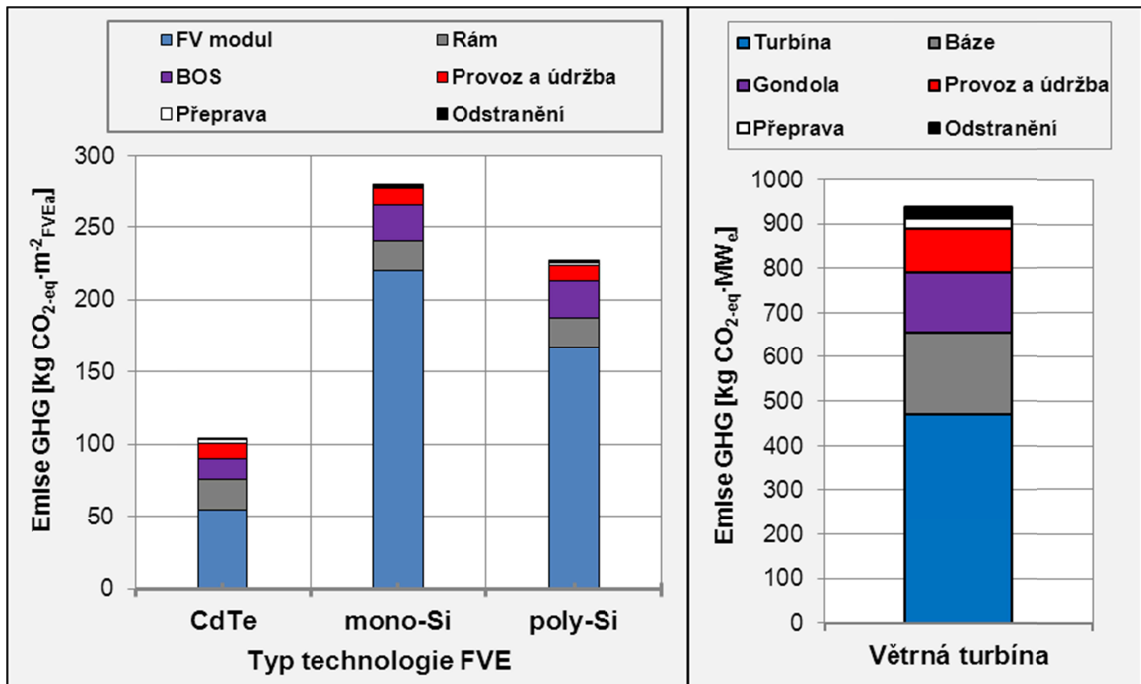
Snížení energetické spotřeby je možné dosáhnout redukcí spotřeby energie na výrobu komponent například pomocí vyšší účinnosti využití energie při výrobě a snížení materiálových ztrát. Také zkrácení převozní vzdálenosti ovlivní pozitivně energetickou spotřebu. Celkové emise GHG, které vzniknou v rámci celého životního cyklu, lze omezit použitím nízko-emisního zdroje energie na výrobu a efektivnějšího způsobu přepravy (např. vlaková přeprava). Pokud bude na výrobu komponent použita energie získaná z alternativních zdrojů, bude celkové množství emisí nižší než v případě použití energie z UE. Emisní faktor by v případě VTE a MVE dosáhl hodnoty ve výši $1 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$, pokud by na výrobu jejich komponent byla použita energie z nízko-emisních zdrojů, které dosahují průměrného emisního faktoru GHG ve výši $25 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$. Emisní návratnost by byla kratší než 1 měsíc. Nejvýhodnější je tedy vyrábět větrné turbíny a FV moduly v regionech s nízkou emisní náročností energetické produkce.

Podrobnou analýzu vlivu lokality výroby na emisní faktor a emisní návratnost lze nalézt ve studii, kterou publikovali KITTNER et al. (2013). Dalšími možnostmi pro snížení energetické náročnosti výroby FVE jsou např. snížení materiálových ztrát, využití tenkovrstvých polovodičů a recyklace použitých komponent FVE. Možnostmi snižování energetické náročnosti výroby a jejím vlivem na emisní faktor se zabývali KANNAN et al. (2006). KREIGER et al. (2013) se podrobněji věnoval významu recyklace FV modulů ke snižování energetické náročnosti výroby. Analýza potenciální potřeby pro recyklaci FV modulů a komponent s cílem minimalizace tvorby odpadu a znečišťujících látek se ve své studii zabývají MCDONALD a PEARCE (2010).

Fáze výroby FV modulu se podílí na celkových emisích GHG z 80 % v případě mono-Si FVE, 74 % v případě poly-Si FVE a 54 % v případě CdTe FVE. Výroba rámu a ostatních složek FV systému, které jsou potřebné pro provoz FVE - střídač, kabely, spínače a kontrolní panel (BOS - Balance of System), se na celkových emisích GHG podílela z 34 % v případě CdTe a 16-20 % v případě mono-Si a poly-Si FVE. Naopak emisní náročnost provozu, přepravy a odstranění se na celkových emisích GHG podílí pouze okrajově (viz obrázek 25).

V případě VTE má největší vliv na vznik celkových emisí GHG výroba turbíny (50 %), báze (20 %) a gondoly (14 %). Provoz a údržba (11 %) a fáze přepravy a odstranění mají na celkových emisích GHG podíl nepodstatný (viz obrázek 25). Vzhledem k tomu, že výroba FV modulu a větrné turbíny je z energetického i emisního nejnáročnější, je nutné se zaměřit na snížení vzniku emisí GHG právě v rámci této fáze.

Emisní náročnost energie použité na výrobu a objemu celkových skleníkových plynů spolu vzájemně kladně korelují (korelační koeficient = 1). To samé platí o vztahu mezi transportní vzdáleností a emisemi (korelační koeficient = 0,9) a vztahu mezi materiálovou náročností a emisemi (korelační koeficient = 0,8). Korelační koeficienty vycházejí z autorovi vlastní analýzy, ve které byla použita data a údaje z citovaných zdrojů.



Obrázek 25 - Podíl jednotlivých komponent FVE a VTE a jednotlivých fází životního cyklu na celkovém objemu vzniklých emisí skleníkových plynů

Zdroje dat: ALSEMA, 2000; KATO et al., 2001; MEIER, 2002; ELSAM ENGINEERING, 2004; GÜRZENICH a WAGNER, 2004; KRAUTER a RÜTHER, 2004; BÍLEK et al., 2006; KANNAN et al., 2006; NALUKOWE et al., 2006; VESTAS, 2006; STOPPATO, 2008; CRAWFORD, 2009; GARCÍA-VALVERDE et al., 2009; MARTÍNEZ et al., 2009; TREMEAC a MEUNIER, 2009; NISHIMURA et al., 2010; D'SOUZA et al., 2011; FTHENAKIS a KIM, 2011; FTHENAKIS et al., 2011; ITO et al., 2011; LALEMAN et al., 2011; DESIDERI, et al., 2012; GHENAI, 2012; GUEZURAGA et al., 2012; RAUGEI, et al., 2012; GEMIS 4.81.

Zvýšit celkovou produkci elektřiny je možné dosáhnout vylepšením technologie elektráren (delší životnost, vyšší účinnost přeměny energie, snížení ztrát), využitím vhodných lokalit, volbou vhodné instalace, minimalizace poruch a výpadků provozu. Vzhledem k vývoji a vylepšení technologie výroby FVE se energetická náročnost životního cyklu FVE po roce 2008 výrazně snížila a hodnoty ukazatelů pro moderní technologie FVE jsou mnohem příznivější. Energetická návratnost pro CdTe FVE vyrobené po roce 2009 by činila 0,7 let, pro mono-Si 2 roky, a pro poly-Si FVE 1,2 let (WILD-SCHOLTEN, 2013). Pokud jsou uvažovány moderní postupy výroby FV modulů vzroste výrazně také energetická efektivnost životního cyklu, až na 26 v případě CdTe, 14 v případě poly-Si a 9 v případě poly-Si FVE. Významné snižování doby energetické návratnosti pro FVE v období let 2000 až 2012 a výhodnost technologie CdTe potvrzuje ve své studii FHENAKIS (2012).

6. 5. 2 Závěry vyhodnocení a doporučení ke zlepšení

Z hlediska energetických a emisních aspektů byly podrobně posouzeny VTE a FTE tří základních technologií výroby polovodičů: mono-Si (na bázi monokrystalického křemíku), poly-Si (na bázi poly-krystalického křemíku) a CdTe (tenkovrstvá technologie na bázi teluridu kadmia). Posléze byly výsledné hodnoty pro výše uvedené technologie porovnány s hodnotami pro ostatní nízko-emisní technologie výroby elektřiny: MVE, GEO a JE. Na základě výsledků hodnocených ukazatelů energetické návratnosti, energetické efektivity životního cyklu, emisního faktoru GHG a emisní návratnosti pro GHG byly vyhodnoceny nejzásadnější závěry:

- nejvhodnějšími technologiemi jsou v rámci energetické a emisní náročnosti životního cyklu VTE a MVE;
- nejméně vhodnou technologií jsou GEO;
- v rámci FVE je nejvýhodnější CdTe technologie;
- hodnocené nízko-emisní zdroje přispívají k redukci emisí GHG.

Na základě výsledků předkládá autor následující doporučení:

- technologiemi OZE nahrazovat výhradně elektrárny spalující fosilní paliva;
- vyrábět komponenty elektráren, které využívají OZE, v regionech s nízkou emisní zátěží energetického mixu;
- aplikovat technologie OZE výhradně v lokalitách s vhodnými podmínkami pro využití;
- primárně upřednostňovat efektivnější a moderní technologie - VTE, MVE a CdTe FVE.

7 Výsledky vyhodnocení efektivity využití OZE při redukci emisí GHG v ČR

Vyhodnocení efektivity redukce emisí GHG vzhledem k redukčnímu potenciálu a ekonomických nákladům bylo provedeno pro pět zvolených variant - redukčních opatření, která byla v ČR v rámci sektoru energetiky nejvyužívanější v posledních 10 letech. Hodnocené varianty redukčních opatření spolu se základními parametry jsou uvedeny v tabulce 11.

Tabulka 11 - Základní parametry hodnocených variant redukce emisí GHG

Varianta redukce emisí	Životnost [roky]	Účinnost [%]	Emisní faktor [t CO _{2-eq} ·MWh _{e1}]	LCOE [€MWh _{e1}]
Větrné elektrárny	25 ^a	25 ^e	17 ^e	99,2 ^a
Fotovoltaické elektrárny	25 ^a	11 ^e	88 ^e	267,2 ^a
Malé vodní elektrárny	80 ^a	–	6 ^d	106 ^a
Jaderné elektrárny	60 ^a	33 ^a	71 ^c	47,4 ^a
Geotermální elektrárny	40 ^a	–	222 ^d	112,1 ^a
Uhelné elektrárny BAT	22,5 ^b	45 ^b	806 ^b	47,7 ^b
Uhelné elektrárny stávající	15 ^b	33,5 ^b	1 109 ^b	32,6 ^b

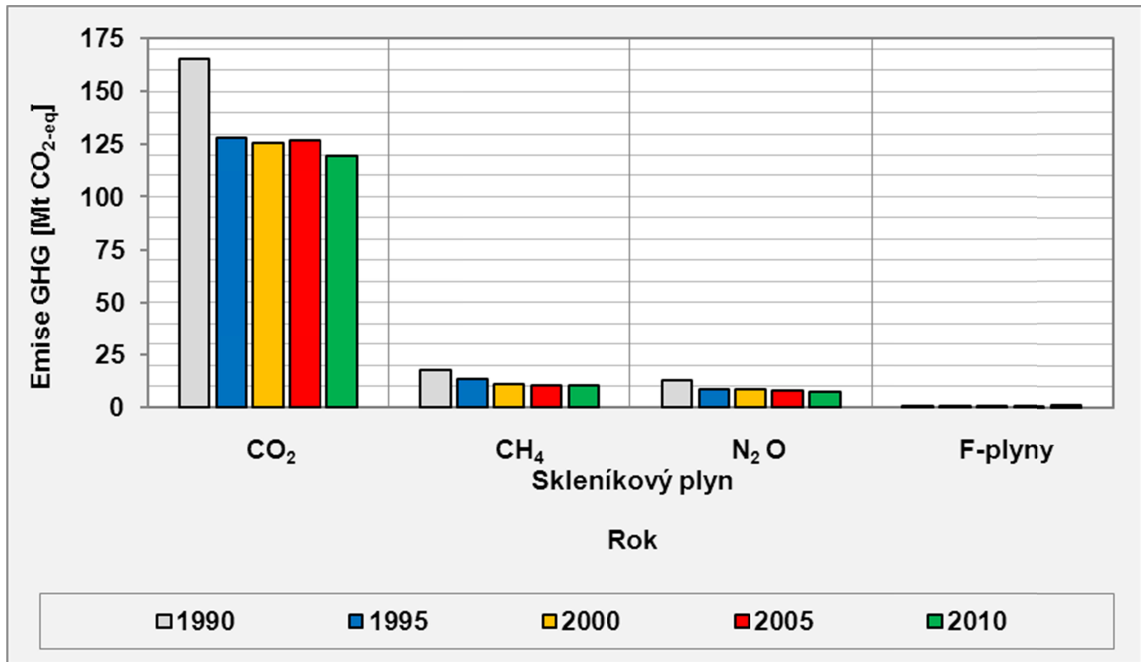
Zdroje dat: ^a IEA/OECD, 2010; ^b GEMIS 4.81 databáze; ^c Fritsche a Rausch, 2009;

^d Rausch a Fritsche, 2012; ^e autorova vlastní analýza

7.1 Vyhodnocení snižování emisí GHG v České republice

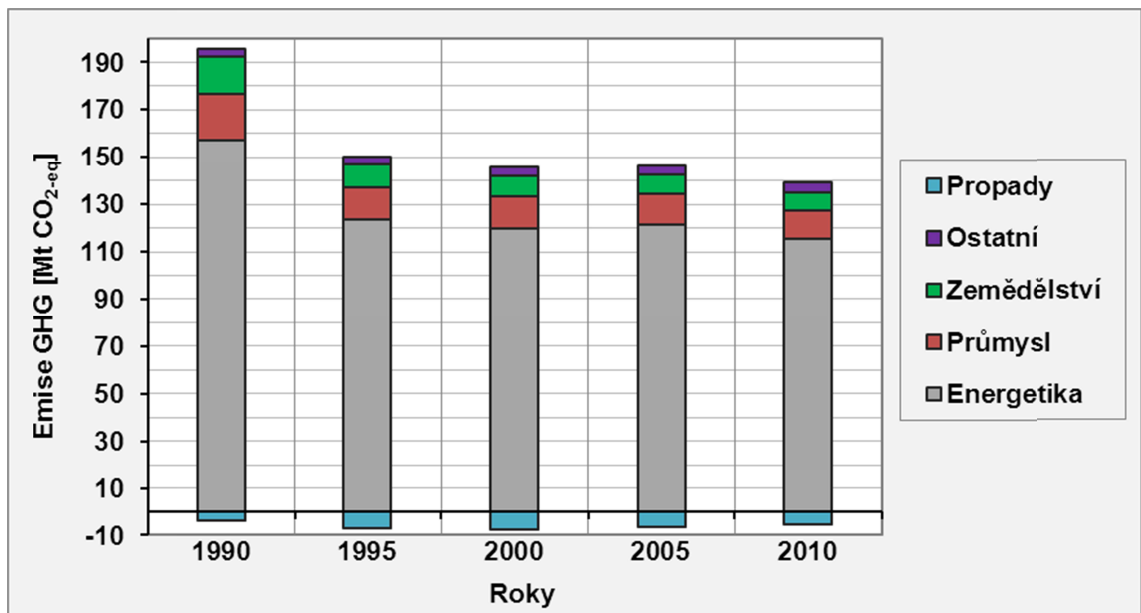
V ČR poklesly emise GHG od roku 1990 o 30 %. V roce 1990 bylo emitováno celkem 195,8 Mt CO_{2-eq} a v roce 2010 139,2 Mt CO_{2-eq} (ČHMÚ, 2013; ČHMÚ, 2014a). Závazek stanovený Kjótským protokolem tak byl v rámci prvního kontrolního období 2008-2012 splněn s velikou rezervou. K významnému poklesu emisí došlo v období 1990-1995, ve kterém vlivem strukturálních změn české ekonomiky při přechodu na tržní ekonomiku bylo omezeno využívání těžkého průmyslu. V následujících letech se množství vzniklých emisí GHG ustálilo a mezi lety 2000 a 2005 byl zaznamenán dokonce mírný nárůst, po kterém však následoval opět pokles (viz obrázek 26).

Na celkovém objemu emisí měl v roce 2010 největší podíl oxid uhličitý (CO₂) s 86,1% podílem. Metan (CH₄) a oxid dusný (N₂O) se na celkových emisích GHG podílejí pouze doplňkově - 7,4 a 5,4 %. Ostatní fluorované skleníkové plyny (F-plyny), mezi které patří částečně fluorované uhlovodíky (HFC), zcela fluorované uhlovodíky (PFC) a fluorid sírový (SF₆) vznikají v ČR v omezeném množství (1,1 %).



Obrázek 26 - Trend snižování emisí jednotlivých skleníkových plynů v ČR od roku 1990 Zdroje dat: ČHMÚ, 2013; ČHMÚ. 2014a.

Na celkových emisích GHG měl významný podíl sektor energetiky (86 %), následován sektorem průmyslu (9 %) a zemědělství (6 %). Propady emisí v rámci využití půdy a lesnictví (LULUCF - Land Use, Land-Use Change and Forestry) se od roku 1990 zvýšily téměř dvojnásobně. Pokles emisí GHG je zřejmý v sektoru energetiky a zemědělství, a to především v období 1990 až 1995 (viz obrázek 27).

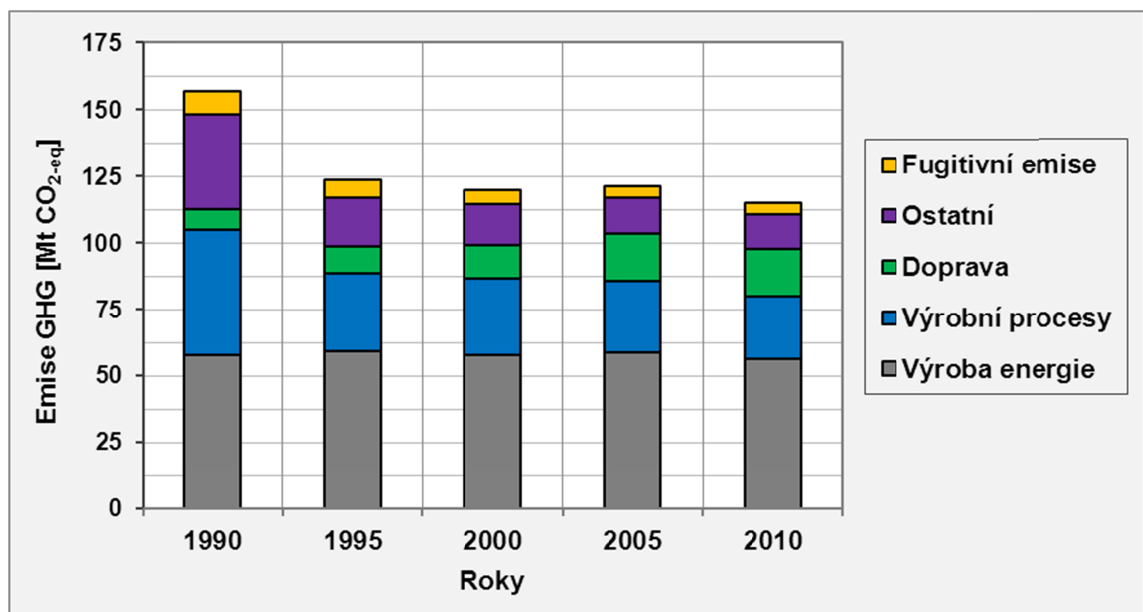


Obrázek 27 - Trend snižování emisí skleníkových plynů v ČR od roku 1990 v jednotlivých sektorech Zdroje dat: ČHMÚ, 2013; ČHMÚ. 2014a.

V období let 1990 až 1995 byl klesající trend emisí GHG způsoben ekonomickou restrukturalizací, která se projevila především v sektoru průmyslu (pokles emisí o 33%), v sektoru zemědělství (pokles o 37 %) a v sektoru energetika (pokles emisí o 21 %).

V rámci sektoru energetika měl na snížení emisí GHG ve stejném období největší vliv pokles využití energie ve výrobních procesech (37% pokles), omezení fugitivních emisí (24% pokles) a pokles emisí z ostatních procesů (např. emise vzniklé při neenergetickém použití paliv ve formě vstupní suroviny pro chemickou výrobu), v rámci kterých došlo dokonce k 48% poklesu emisí v období let 1990 až 1995. Fugitivní emise jsou znečišťující látky, u kterých nelze měřením určit všechny veličiny určené k výpočtu hmotnostního toku, a zejména se jedná o emise uvolňované do atmosféry okny, dveřmi, větracími průduchy, netěsnostmi rozvodů, a veškeré emise vznikající při nakládání s rozpouštědly a při provozu zdrojů z volného prostranství (ČHMÚ, 2014b).

Naopak emise z dopravy měly vzrůstající tendenci a emise z výroby energie byly téměř stabilní s 3% poklesem emisí v období 1990-2010. Trend a struktura emisí GHG v rámci procesů sektoru energetika jsou zachyceny na obrázku 28. Zvýšená produkce energie z nízko-emisních zdrojů, se na redukci emisí zásadně neprojevila.



Obrázek 28 - Trend emisí skleníkových plynů v rámci sektoru energetiky od roku 1990
Zdroj dat: ČHMÚ, 2013; ČHMÚ. 2014a.

7. 2 Vyhodnocení významu elektřiny z OZE a JE k redukci emisí GHG

Emise GHG z výroby elektřiny a tepla tvoří na celkových emisích v sektoru energetiky 40% podíl. Od roku 2005, kdy bylo emitováno více než 56 Mt CO_{2-eq}, poklesly emise na téměř 54 Mt CO_{2-eq} v roce 2010 (ČHMÚ, 2013). Emise GHG pocházející z výroby elektřiny a tepla tak v období 2005-2010 klesli o 4,5 % (o 2,5 Mt CO_{2-eq}). Domácí spotřeba elektrické energie se od roku 2005 téměř nezměnila a hrubá domácí produkce naopak vzrostla o 4 % (viz tabulka 12). Pokles o 5 % (o 2,61 TWh) ve výrobě elektřiny pocházející z fosilních paliv byl kompenzován zvýšenou produkcí z AZE (6,11 TWh) o 22 %.

Pro posouzení významu využívání nízko-emisních zdrojů na redukci emisí GHG byl použit korelační koeficient. Posouzení vztahu mezi redukcí emisí a výrobou elektřiny bylo provedeno pro produkce z fosilních paliv, JE a OZE.

Tabulka 12 - Vývoj výroby a spotřeby elektřiny a emisí z výroby elektřiny a tepla v ČR v období let 2005 až 2010 Zdroje dat: ČHMU, 2013; ERU, 2013.

	Rok					
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Emise z výroby elektřiny a tepla [Mt CO ₂ -eq]	56,36	55,77	59,44	54,00	51,40	53,85
Výroba elektřiny brutto [TWh]	82,58	84,36	88,20	83,52	82,25	85,91
Spotřeba elektřiny brutto [TWh]	69,94	71,73	72,05	72,05	68,61	70,96
Výroba elektřiny - fosilní paliva [TWh]	53,79	53,76	57,89	52,57	49,58	51,18
Výroba elektřiny - nízko-emisní zdroje [TWh]	27,78	29,56	29,57	30,29	31,88	33,89

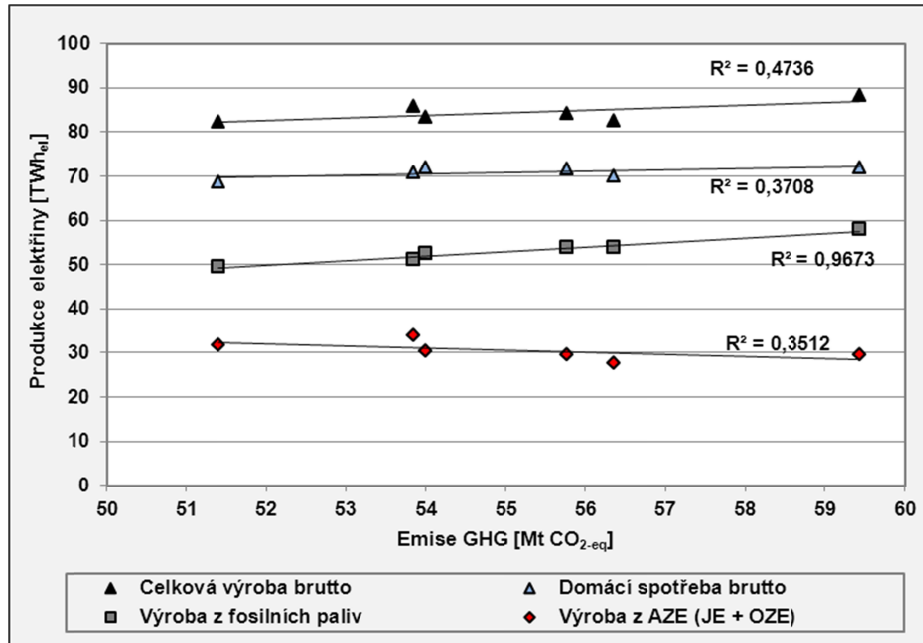
Na základě hodnot korelačních koeficientů byl potvrzen prokazatelný silný vliv snižování výroby elektřiny z fosilních paliv na snižování emisí GHG (korelační koeficient = 0,98). Pokud klesá využívání fosilních paliv k výrobě elektřiny, klesají také emise GHG. Hrubá výroba elektřiny a spotřeba elektřiny v ČR na snižování emisí GHG zásadní vliv nemá, jak potvrzuje slabá kladná korelace s hodnotou korelačního koeficientu = 0,69 a 0,61). Podobný záporný vztah byl zjištěn také mezi výrobou elektřiny z AZE a redukcí emisí GHG (korelační koeficient -0,59). Zvýšené využívání nízko-emisních zdrojů (JE + OZE) má na redukcí emisí slabý vliv, který není zcela prokazatelný, jak dokumentují výsledné korelační koeficienty, které jsou uvedené v tabulce 13 a spojnice trendů zobrazených na obrázku 29. Tento fakt je dle názoru autora způsoben vývozem elektřiny (tj. spotřeba elektřiny je nižší než výroba).

Tabulka 13 - Korelační koeficienty pro posouzení vztahu mezi emisemi GHG a produkcí elektřiny

Proměnné	CORR
Výroba elektřiny brutto vs. emise GHG	0,69
Spotřeba elektřiny brutto vs. emise GHG	0,61
Výroba elektřiny z fosilních paliv vs. emise GHG	0,98
Výroba elektřiny z AZE vs. emise GHG	-0,59
Výroba elektřiny z OZE vs. emise GHG	-0,60
Výroba elektřiny z JE vs. emise GHG	-0,56

Do budoucna lze předpokládat pokles emisí GHG, protože se jednak neočekává výrazný ekonomický růst, který by ovlivnil zvýšenou spotřebu energie, ale především se bude snižovat spotřeba fosilních paliv na výrobu elektrické energie. Snižování spotřeby fosilních paliv je jednou z cest k ochraně klimatu a s tím spojené snižování emisí GHG. Jsou to navíc hlavní cíle České republiky, v rámci kterých jsou uskutečňovány opatření a projekty zaměřené specificky na oblast redukce. V sektoru energetiky a především v rámci výroby energie je podporována produkce elektřiny z OZE a předpokládá se i podpora JE. Právě tyto nízko-emisní zdroje jsou považovány za jednu z cest pro redukcí emisí. Další možností je rovněž zvyšování efektivity využívání fosilních paliv (rekonstrukce stávajících uhelných elektráren a zvyšování účinnosti spalování) nebo snižování energetické spotřeby na vytápění v domácnostech (zateplování). V rámci ostatních sektorů je možné snížit únik metanu ze skládek nebo zvýšit energetické úspory u průmyslových procesů.

Podobným způsobem lze modifikovat postupy v zemědělském a lesnickém průmyslu, tak aby kromě snížené spotřeby energie vzrostlo zadržování CO₂ v půdě a rostlinné biomase (ČHMU, 2013). Naopak nelze očekávat významné snižování emisí GHG v dopravě.



Obrázek 29 - Vyjádření souvislosti mezi produkcí elektrické energie a emisemi GHG

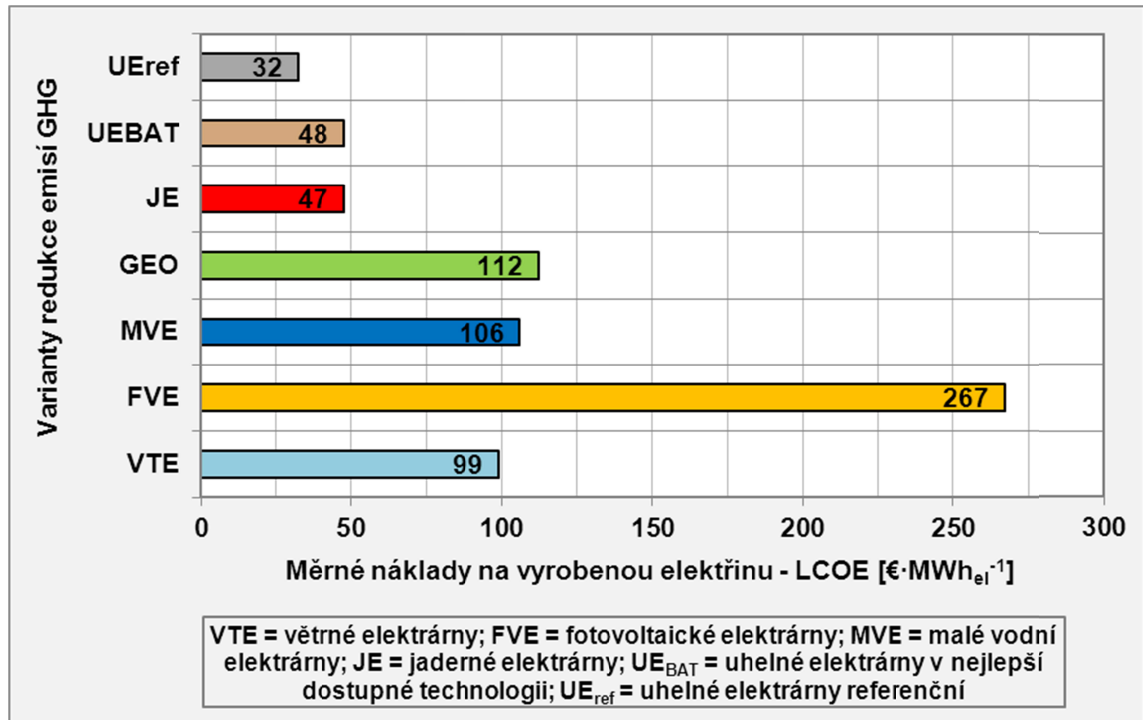
7.3 Vyhodnocení měrných nákladů na vyrobenou elektřinu (LCOE)

Důležitým aspektem pro zhodnocení efektivnosti nízko-emisních energetických zdrojů je cena vyrobené elektrické energie. Pro zhodnocení ceny elektřiny v kontextu odlišných výrobních technologií a efektivnosti provozu byl vybrán indikátor LCOE, který byl posuzován s ohledem na 5% diskontní míru. Do celkové hodnoty LCOE byly kromě investičních nákladů zahrnuty také náklady na provoz a údržbu, palivové náklady, náklady na odstranění po ukončení životnosti a popřípadě další investice či náklady (emisní povolenky - carbon cost). LCOE pro vybrané energetické zdroje jsou zachyceny na obrázku 30.

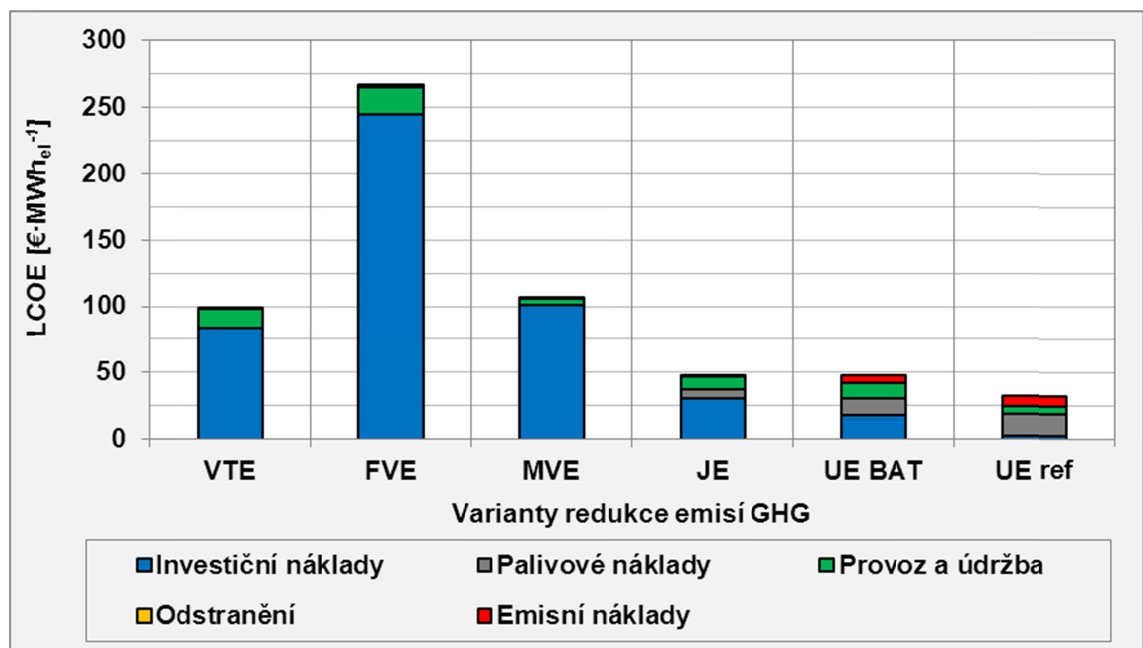
Nejvyšší hodnoty LCOE dosahují FVE a to v průměru ve výši 267 €MWh_{el}⁻¹ (v rozpětí od 196 do 279 €MWh_{el}⁻¹ na trhu v EU). Také LCOE pro VTE, MVE a GEO jsou poměrně vysoké, ve výši 99 €MWh_{el}⁻¹ (58-111 €MWh_{el}⁻¹), 106 €MWh_{el}⁻¹ (33-106 €MWh_{el}⁻¹) a 112 €MWh_{el}⁻¹. Hodnoty LCOE pro JE a UE_{BAT} jsou nižší, a to ve výši 47 €MWh_{el}⁻¹ (34-56 €MWh_{el}⁻¹), a 48 €MWh_{el}⁻¹. Stávající zastaralé UE dosahují průměrnou hodnotu LCOE ve výši 32,5 €MWh_{el}⁻¹. Výše uvedené hodnoty LCOE a jejich rozptyly v rámci států EU byly převzaty ze studie publikované IEA a NEA (2010) a databáze GEMIS 4.81. Hodnota LCOE pro mix produkce elektřiny v ČR činí dle autorovy vlastní analýzy 45 €MWh_{el}⁻¹, vzhledem k velkému podílu energie z UE a JE.

Nejpodstatnější část měrných nákladů LCOE v rámci OZE tvoří investiční náklady na výstavbu (84-97%) a náklady na údržbu elektrárny a její provoz (3-15 %). Na celkové LCOE pro mají kromě investičních nákladů (66%) a nákladů na provoz a údržbu (21 %) význam také palivové náklady (13 %).

V případě UE jsou hodnoty LCOE významně ovlivněny emisními náklady (carbon costs), které tvoří 30 % podíl. Náklady na palivo, které převyšovaly 67 % (IEA/NEA, 2010), dominují v hodnotě LCOE pro plyná paliva. Podíly jednotlivých druhů nákladů na celkových hodnotách LCOE pro zvolené zdroje vyrábějící elektrickou energii v ČR jsou znázorněny na obrázku 31.



Obrázek 30 - Měrné náklady na vyrobenou elektřinu - LCOE pro vybrané varianty redukce emisí GHG Zdroje dat: IEA/NEA, 2010; GEMIS 4.81.



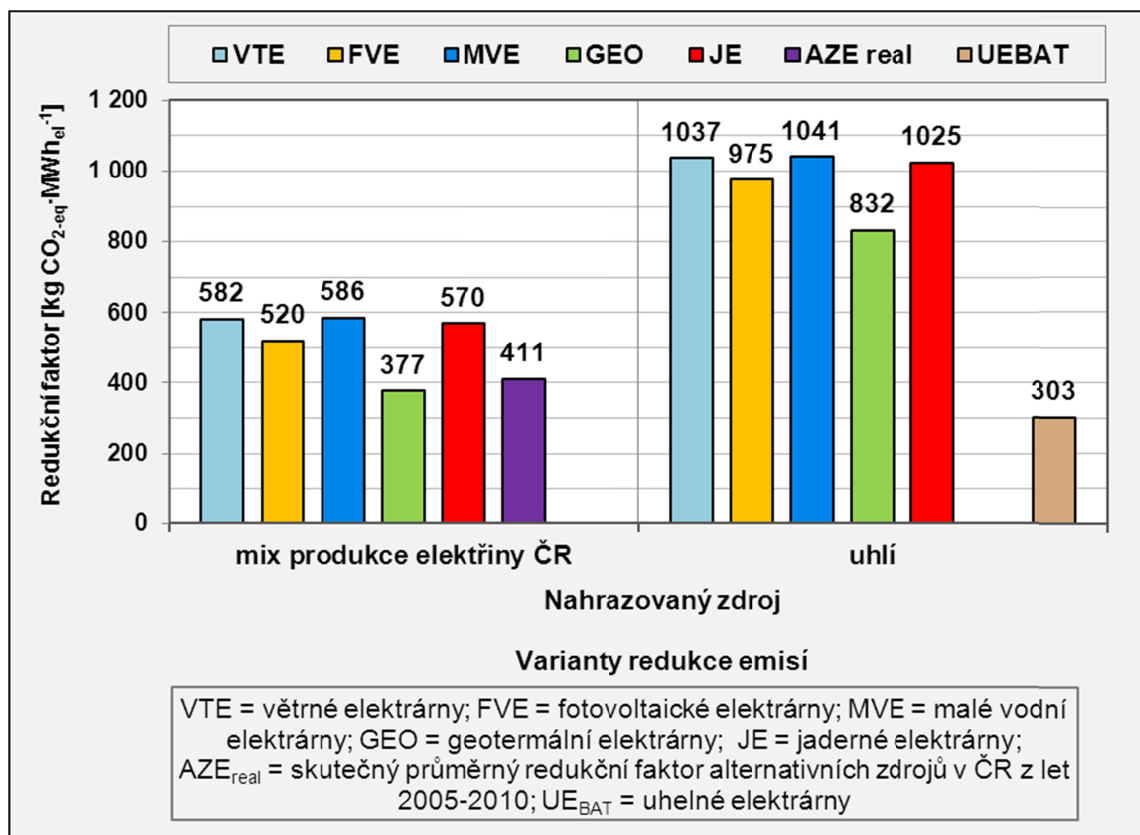
Obrázek 31 - Podíl jednotlivých složek měrných nákladů na vyrobenou elektřinu - LCOE při 5% diskontní míře pro vybrané varianty redukce emisí GHG Zdroje dat: IEA/NEA, 2010; GEMIS 4.81.

7. 4 Vyhodnocení měrných nákladů na redukcí emisí GHG

K objektivnímu hodnocení technologií OZE byly vyhodnoceny měrné náklady na redukcí emisí GHG. Náklady na redukcí emisí GHG byly vyhodnoceny pro dvě varianty nahrazovaných energetických zdrojů: uhlí a průměrný mix produkce elektřiny ČR. Vzhledem k tomu, že pro všechny zvolené varianty redukce emisí GHG byl zvolen identický referenční zdroj, koreluje hodnota redukčního faktoru s hodnotou emisního faktoru. Vyhodnocení měrných nákladů je závislé na hodnotách redukčního faktoru a LCOE.

7. 4. 1 Posouzení redukčního faktoru pro zvolené varianty redukce emisí GHG

Nejvyšší hodnota redukčního faktoru v případě nahrazování UE, ve výši 1 041 kg CO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹ byla vypočtena pro MVE. VTE dosáhly hodnotu redukčního faktoru ve výši 1 037 kg CO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹. Nižší hodnoty redukčního faktoru byly vypočteny pro JE ve výši 1 025 kg CO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹ a pro FVE ve výši 966-1 011 kg CO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹. Nejnižší redukční faktor s hodnotou 303 kg CO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹ byl vypočten pro UE_{BAT} (viz obrázek 32). Hodnoty redukčního faktoru jsou závislé na emisním faktoru (emisní náročnosti výroby elektřiny) původního nahrazovaného zdroje, proto je pro zvýšení efektivity redukce emisí GHG nutné vytěšňovat především fosilní paliva (zejména hnědě uhlí). Pro GEO činila hodnota redukčního faktoru 832 kg CO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹.



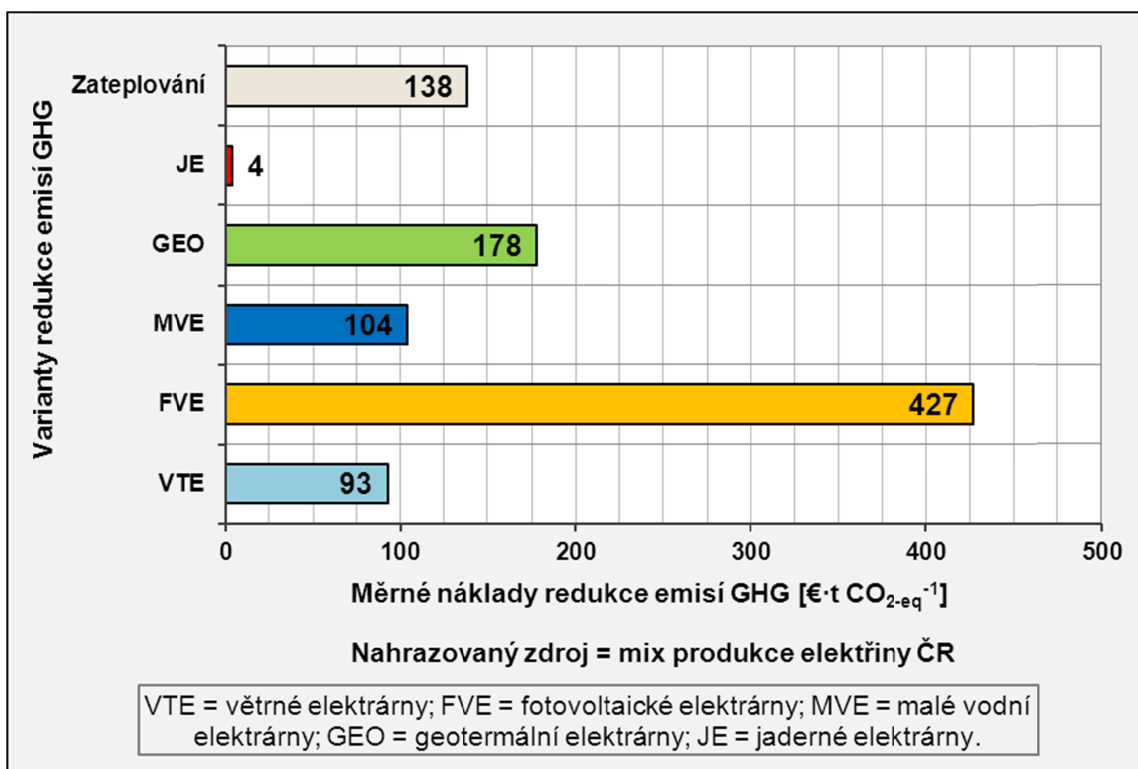
Obrázek 32 - Redukční faktory pro vybrané varianty redukce emisí GHG

Pokud by AZE nahrazovaly produkci elektřiny v rámci průměrného mixu ČR (emisní faktor = $599 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ dle IEA, 2012), klesla by hodnota redukčního faktoru na $582 \text{ CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ v případě VTE a $511\text{-}556 \text{ CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ v případě FVE. V případě MVE by redukční faktor činil $586 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ a v případě JE $570 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$. Nejnižší hodnotu redukčního faktoru by vykazovaly GEO s hodnotou $377 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$. Průměrná skutečná hodnota redukčního faktoru pro AZE za období let 2005 až 2010 v ČR se rovnala $411 \text{ kg CO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$.

7. 4. 2 Měrné náklady na redukci emisí GHG

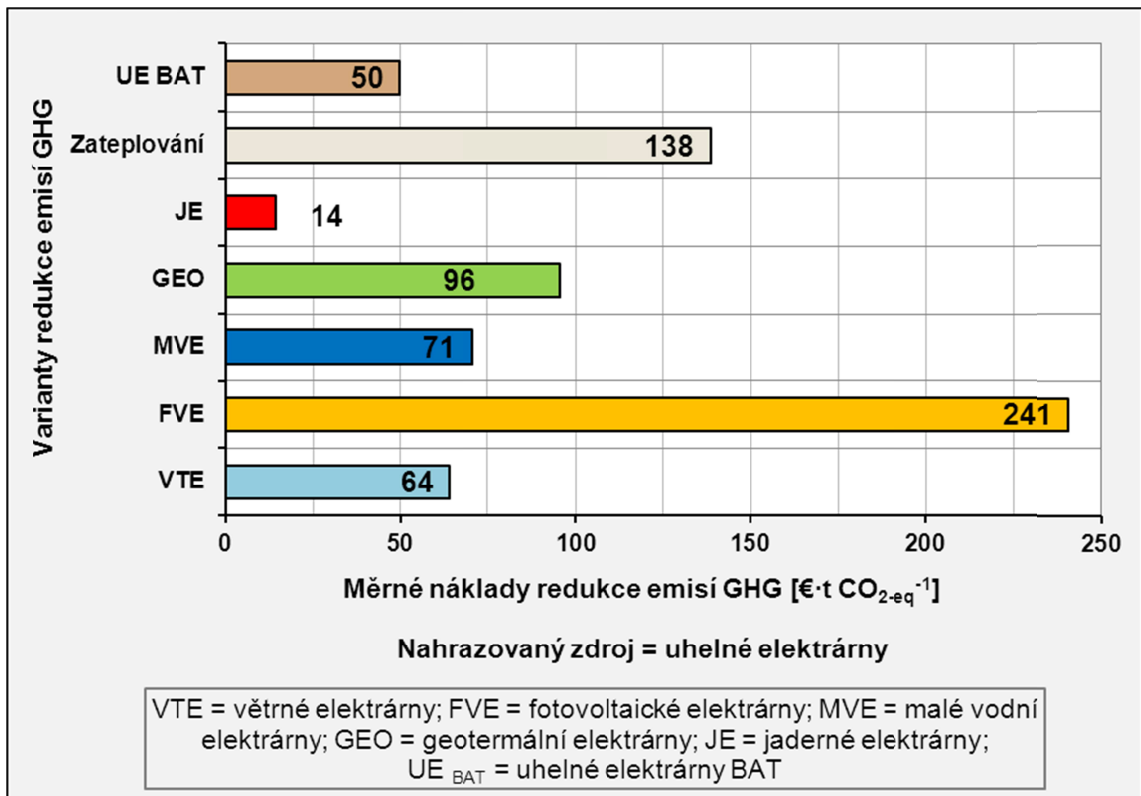
Nejefektivnější variantou redukce emisí GHG v rámci nahrazování mixu produkce elektřiny ČR jsou JE s předpokládanými měrnými náklady na redukci emisí GHG ve výši $4 \text{ €t CO}_{2\text{-eq}}^{-1}$. Měrné náklady na redukci GHG, ve výši $93 \text{ €t CO}_{2\text{-eq}}^{-1}$, $104 \text{ €t CO}_{2\text{-eq}}^{-1}$ a $178 \text{ €t CO}_{2\text{-eq}}^{-1}$ byly vypočteny pro VTE, MVE a GEO.

Nejvyšší hodnota ve výši $427 \text{ €t CO}_{2\text{-eq}}^{-1}$, která je odrazem vysokých investičních nákladů, se vztahuje na využívání FVE (viz obrázek 33). Hodnota měrných nákladů redukce emisí GHG pro opatření vedoucí ke snížení spotřeby energie na vytápění v domácnostech (izolace), která činí $138 \text{ €t CO}_{2\text{-eq}}^{-1}$ byla získána z autorovy vlastní analýzy na základě dat poskytnutých reprezentantem Státního fondu životního prostředí ČR (SFŽP) v rámci dotačního programu Zelená úsporám.



Obrázek 33 - Měrné náklady na redukci emisí pro vybrané varianty redukce emisí GHG v rámci České republiky v případě nahrazování mixu produkce elektřiny

Obrázek 34 prezentuje výsledné hodnoty měrných nákladů na redukci emisí GHG pro vybrané varianty redukce emisí využívány v ČR za předpokladu nahrazování uhlí. Nejefektivnější variantou redukce emisí GHG v rámci nahrazování produkce elektřiny z uhelných elektráren jsou v podmínkách ČR nejefektivnější JE s předpokládanými měrnými náklady na redukci emisí GHG ve výši 14 €t CO_{2-eq}⁻¹ a UE_{BAT} s hodnotou 50 €t CO_{2-eq}⁻¹. Hodnoty měrných nákladů na redukci GHG pro VTE, MVE a GEO byly vyhodnoceny ve výši 64, 71 a 96 €t CO_{2-eq}⁻¹. Nejvyšší hodnota měrných nákladů redukce emisí GHG v případě nahrazování uhelných elektráren ve výši 241 €t CO_{2-eq}⁻¹ byla vypočtena pro FVE.



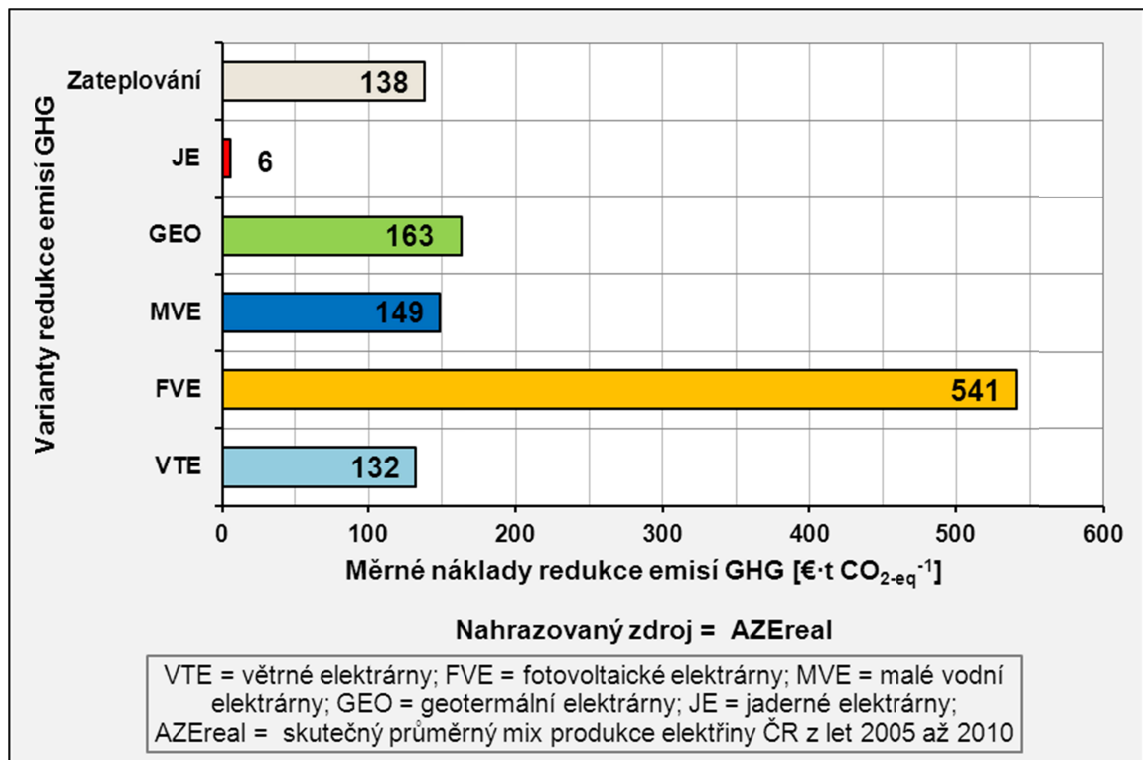
Obrázek 34 - Měrné náklady na redukci emisí pro vybrané varianty redukce emisí GHG v rámci České republiky v případě nahrazování produkce elektřiny z uhlí

7. 4. 3 Měrné náklady na redukci emisí GHG se započítáním skutečného reálného redukčního faktoru

Produkce elektřiny z nízko-emisních zdrojů nevytěsňovala v období let 2005 až 2010 produkci elektřiny z uhelných elektráren, ale přispěla k nadprodukcí hrubé domácí produkce elektřiny v ČR. Hodnoty měrných nákladů na redukci emisí GHG v případě nahrazování mixu produkce elektřiny v ČR tak mají vyšší vypovídající hodnotu a měrné náklady redukce emisí GHG, které byly normalizovány s přihlédnutím ke skutečné produkci elektřiny z jednotlivých OZE a ke skutečnému objemu redukovaných emisí GHG tento fakt potvrzují (viz obrázek 35).

V období let 2005 až 2010 bylo v sektoru výroby elektřiny a tepla redukováno celkem 2,511 Mt CO₂-eq. Ve stejném období poklesla produkce elektřiny v uhelných elektrárnách celkem o 2 610 GWh, zatímco nárůst produkce z nízko-emisních zdrojů činil 6 108 GWh. Navýšení produkce elektřiny z AZE vedlo ke zvyšování produkce elektřiny, která se v rozmezí 2005-2010 zvýšila o 3 332 GWh. V průměru tak skutečný redukční faktor pro AZE činil 411 CO₂-eq·MWh_{el}⁻¹ a je tak o nižší než teoreticky vypočítaný na základě průměrných emisních faktorů. (viz obrázek 32).

Hodnoty měrných nákladů redukce emisí GHG, v rámci kterých byl během výpočtu zohledněn skutečný průměrný redukční faktor pro AZE, který byl získán z poměru skutečné redukce emisí GHG a skutečného množství vyrobené elektřiny z AZE v období let 2005-2010, se pro VTE, MVE a JE zvýšily o 40 %. Hodnoty pro FVE se zvýšily o 27 % a hodnoty pro GEO se vzhledem k nižšímu redukčnímu faktoru ve srovnání s průměrným skutečným redukčním faktorem pro AZE naopak snížily o 8 %. Hodnoty reálných měrných nákladů redukce emisí GHG jsou v případě MVE, GEO a FVE vyšší než hodnoty měrných nákladů pro UE_{BAT} a izolace. Vysoká míra efektivity byla potvrzena pro využívání JE (viz obrázek 35).



Obrázek 35 - Měrné náklady na redukci emisí pro vybrané varianty redukce emisí GHG v rámci ČR se započítáním skutečného průměrného redukčního faktoru pro AZE

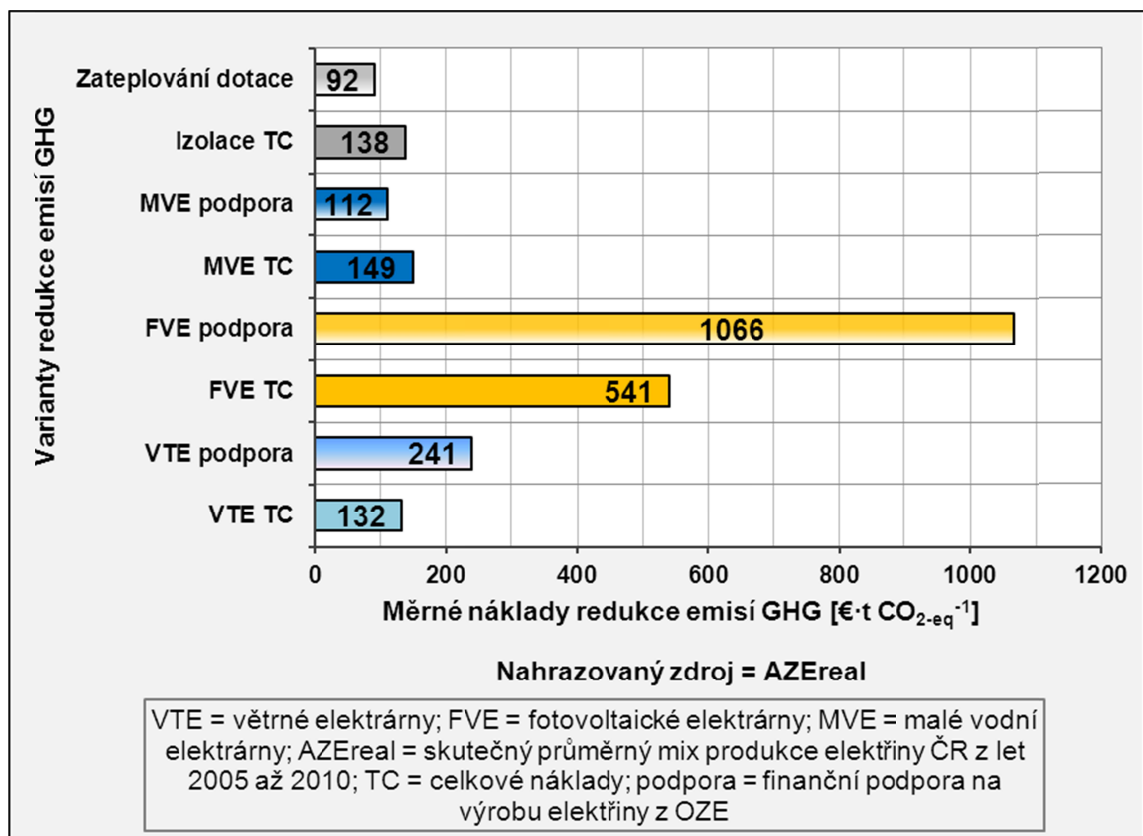
Analýza měrných nákladů na redukci emisí GHG potvrzuje, že nejvhodnější variantou pro snižování emisí GHG v ČR v období let 2005 až 2010 byly JE. Nahrazování stávajících zastaralých UE moderními UE_{BAT} bylo ve srovnání s technologiemi OZE vhodnou alternativou. Naopak nejméně efektivní variantou redukce emisí GHG byly FVE.

Výsledné hodnoty ukazatelů měrných nákladů redukce emisí GHG jsou ovlivněny redukčními faktory a LCOE, které zohledňují ekonomické aspekty produkce elektřiny. Z tohoto důvodu je nutné produkcí elektřiny z AZE striktně vytěšňovat výhradně produkci z fosilních paliv a upřednostňovat zdroje s nízkými LCOE.

7. 5 Posouzení efektivity redukce emisí GHG v rámci poskytnuté finanční podpory na elektřinu z OZE

Měrné náklady redukce emisí GHG pro OZE, které byly vypočteny na základě poskytnuté finanční podpory na produkci elektřiny z OZE, jsou ve srovnání s měrnými náklady redukce emisí GHG, které byly vypočteny na základě celkových nákladů, vyšší o 83 % v případě VTE a 97 % v případě FVE. Hodnota ve výši 1 066 €t CO_{2-eq}⁻¹ v případě FVE potvrzuje hypotézu, že výše podpory na elektřinu z FVE a vyplacený objem finančních prostředků byl vynaložen neúčelně. Efektivita využití podpory na produkci elektřiny z VTE byla také nízká a potvrzuje to výše ukazatele měrných nákladů redukce emisí GHG v výši 241 €t CO_{2-eq}⁻¹.

Podpora na elektřinu vyrobenou z MVE v období 2005-2010 byla využita efektivně, protože hodnota ukazatele měrných nákladů na redukci emisí GHG s ohledem na podporu ve výši 112 €t CO_{2-eq}⁻¹ je o 25 % nižší než v případě měrných nákladů vypočítaných s ohledem na celkové náklady (viz obrázek 36). Také podpora formou přímých dotací, která byla poskytnuta v rámci dotačního programu ZÚ a která byla zaměřena na podporu snižování energetické náročnosti v budovách, byla vynaložena efektivněji než podpora elektřiny z VTE a FVE. Měrné náklady na redukci emisí GHG v rámci dotace na izolace činili 92 €t CO_{2-eq}⁻¹.



Obrázek 36 - Porovnání měrných nákladů na redukci emisí GHG se započítáním celkových nákladů nebo poskytnuté finanční podpory pro vybrané varianty redukce emisí GHG v rámci ČR

7. 6 Závěry vyhodnocení efektivity redukce emisí GHG a doporučení

Posouzení efektivity redukce emisí GHG, které vycházelo z vyhodnocení měrných nákladů na redukci emisí GHG v ČR za období let 2005 až 2010 a z porovnání výsledků dosažených vybranými variantami redukce emisí, potvrzuje následující závěry:

- nejefektivnější variantou pro snižování emisí GHG v podmínkách ČR byly JE;
- nejméně efektivní variantou pro snižování emisí GHG byly FVE;
- finanční podpora poskytnutá na elektřinu vyrobenou ve VTE a FVE nebyla z hlediska efektu na redukci emisí GHG využita účelně.

Na základě výsledků posouzení a závěrů hodnocení Autor navrhuje následující doporučení, která vycházejí z výsledků posouzení efektivity redukce emisí GHG v ČR a která zohledňují stanovené závěry:

- preferovat technologie, které dosahují nízkých hodnot měrných nákladů na redukci emisí GHG – JE a UE_{BAT} ;
- produkcí elektřiny z OZE důsledně vytěšňovat produkci elektřiny ze zdrojů, které mají vysoký emisním faktorem – uhlí;
- vyšší finanční podpory stanovit na základě skutečné efektivity technologie redukovat emise GHG;
- omezit podporu elektřiny z FVE;
- zvýšit a uplatňovat podporu elektřiny z MVE a UE_{BAT} .

Závěrem je nutné říci, že využívání OZE v podmínkách ČR není alternativa, která by za stávajících podmínek efektivně nahradila tradiční zdroje energie. Optimálními variantami jsou: nahrazení spotřeby fosilních paliv zvyšováním produkce elektřiny z JE; a modernizace zastaralých UE využíváním BAT. Technologie OZE je nutné aplikovat v souladu s technickým vývojem a eliminovat negativní aspekty vhodným uplatněním.

Autor doporučuje využívat fosilní paliva primárně v teplárenství a v domácnostech k výrobě tepelné energie určené na vytápění a podporovat souběžně také snižování energetické náročnosti staveb (zateplování) je vhodnou cestou ke snižování emisí GHG v ČR. Podpora využívání OZE k výrobě elektřiny byla v období let 2005-2010 v ČR využívána neúčelně a podle autora by měla podpora OZE zohledňovat skutečnou efektivitu.

Důležité je, aby byla vývoji technologiím OZE věnována neustálá pozornost a byl podporován jejich rozvoj s cílem zvýšení efektivity jejich provozu a snižování náročnosti jejich výroby, která má velký vliv na celkovou efektivitu redukce emisí GHG, a podporu OZE regulovat na základě aktuálního stavu technologie.

8 Celkové vyhodnocení a komplexní porovnání výsledků

8.1 Shrnutí dílčích výsledků

Potenciální vlivy OZE na ŽP byly zhodnoceny v rámci předložené disertační práce. Specifická pozornost byla věnována efektivitě redukce emisí GHG, energetické a emisní náročnosti životního cyklu. Charakterizujícími ukazateli pro komplexní posouzení byly: měrné náklady na redukci emisí GHG, emisní faktor GHG a indikátor energetické efektivnosti životního cyklu. Také ukazatele energetické návratnosti, emisní návratnosti pro GHG a redukčního faktoru byly podrobně vyhodnoceny. Důležitým aspektem k vyhodnocení efektivnosti využití finančních prostředků na podporu elektřiny z OZE, které bylo v rámci předložené disertační práce posuzováno, byla průměrná měrná podpora elektřiny z OZE a efektivita využití podpory.

8.1.1 Shrnutí výsledků posouzení efektivity redukce emisí GHG

Hodnoty měrných nákladů na redukci GHG pro VTE, MVE a GEO byly vypočteny ve výši 93, 104 a 178 €/t CO_{2-eq}⁻¹ za předpokladu nahrazování mixu produkce elektřiny ČR. Nejvyšší hodnota ve výši 427 €/t CO_{2-eq}⁻¹ byla vyhodnocena pro FVE (viz obrázek 33 – pododдіl 7.4.2).

Důležitým aspektem k vyhodnocení efektivnosti redukce emisí GHG byly hodnoty redukčních faktorů, jejichž výše závisí na druhu nahrazovaného paliva. Nejvyšší redukční faktor v případě nahrazování mixu produkce elektřiny v ČR ve výši 586 kg CO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹ byl vypočten pro MVE. Nejnižší hodnota redukčního faktoru byla vyhodnocena v případě GEO – 377 kg CO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹. Hodnoty ve výši 582 a 520 kg CO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹ byly vyhodnoceny pro VTE a FVE. Průměrná hodnota skutečného redukčního faktoru pro AZE za období let 2005 až 2010 v ČR byla vypočtena ve výši 411 kg CO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹ (viz obrázek 32 – pododдіl 7.4.1).

8.1.2 Shrnutí výsledků vyhodnocení energetické a emisní náročnosti životních cyklů technologií OZE

Doby energetické návratnosti pro FVE, které jsou provozovány v podmínkách ČR, a na které se vztahuje úroveň technologie před rokem 2008, se pohybují od 2,5 let pro CdTe FVE do 5,4 let pro mono-Si FVE. Poly-Si FVE dosahují dobu návratnosti 4,8 let. VTE, které jsou provozovány v podmínkách ČR, dosahují deseti měsíční dobu energetické návratnosti. Doby energetické návratnosti 2,1 a 2,7 let byly vypočteny pro MVE a GEO (viz obrázek 21 – oddíl 6.1).

Hodnoty energetické efektivnosti životního cyklu pro FVE, které byly provozované v podmínkách ČR, a ke kterým se vztahuje úroveň technologie před rokem 2008, byla ohodnocena v rozmezí od 4,7 (mono-Si FVE) do 9,9 (CdTe FVE). Hodnota 5,3 byla vypočtena pro poly-Si FVE. MVE dosahují energetickou efektivnost životního cyklu v průměru ve výši 39. Také energetická efektivnost životního cyklu pro VTE provozované v ČR, která byla vyhodnocena ve výši 30, je v kontextu ostatních technologií vysoká. Hodnota 7,5 je udávána pro GEO (viz obrázek 22 – oddíl 6.2). Převrácené hodnoty energetické efektivnosti životního cyklu – energy requirements, byly použity pro porovnání výsledků v rámci multikriteriálního posouzení.

Emisní faktor, který charakterizuje emisní náročnost celého životního cyklu technologie, byl v případě FVE provozovaných v ČR vyhodnocen v rozmezí 43 (CdTe FVE) až 88 kg CO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹ (mono-Si FVE). Hodnota ve výši 79 kg CO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹, byla vypočtena pro poly-Si FVE. Emisní faktor VTE, které jsou provozovány v podmínkách ČR, byl vyhodnocen ve výši 17,1 kg CO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹. Nejnižší hodnotu emisního faktoru vykazují MVE s průměrnou hodnotou 12 kg CO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹. Naopak GEO vykazují v rámci technologií OZE poměrně vysoké hodnoty emisního faktoru a to v průměrné výši 222 kg CO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹ (viz obrázek 23 – oddíl 6.3).

Doba emisní návratnosti pro GHG byla v případě FVE provozovaných v ČR vyhodnocena v rozmezí od 1,8 (CdTe FVE) do 3,7 let (mono-Si FVE) za předpokladu nahrazování mixu produkce elektřiny. Doba emisní návratnosti 3,3 let byla vypočtena pro poly-Si FVE. Stanovené doby emisní návratnosti vycházely z energetických náročností životních cyklů pro FVE, které byly vyhodnoceny s předpokladem technologické úrovně FVE před rokem 2008. Doba emisní návratnosti 9 měsíců byla vyhodnocena pro VTE, které byly provozovány v podmínkách ČR. Také v případě MVE byla vypočtena krátká doba emisní návratnosti pro GHG – 1 rok. GEO mají v rámci technologií OZE dobu emisní návratnosti nejdelší - 5,7 let (viz obrázek 24 – oddíl 6.4).

8. 1. 3 Shrnutí výsledků posouzení efektivity využití podpory na elektřinu z OZE

Průměrná podpora vyplacená na elektřinu z OZE v období let 2005 až 2012 v ČR činila pro VTE 2 638 Kč·MWh_{el}⁻¹. Nejnižší průměrná podpora ve výši 1 269 Kč·MWh_{el}⁻¹ byla vypočtena pro MVE. Naopak vyhodnocená průměrná podpora elektřiny z FVE ve výši 12 015 Kč·MWh_{el}⁻¹ byla v rámci všech OZE nejvyšší. Průměrná podpora elektřiny z OZE, která zahrnovala všechny posuzované technologie, se rovnala 3 355 Kč·MWh_{el}⁻¹. Nejvyšší efektivitu využití finanční podpory v období let 2005-2012 tak dosáhly MVE s průměrnou výši 0,79 kWh_{el}·Kč⁻¹. Naopak nejnižší efektivitu využití podpory vykazovaly FVE s průměrnou hodnotou 0,08 kWh_{el}·Kč⁻¹. Efektivita využití podpory v případě VTE dosáhla v průměru 0,40 kWh_{el}·Kč⁻¹ (viz obrázek 20 – pododdíl 5.3.3).

8. 2 Posouzení doplňujících aspektů

Komplexnost posouzení všech aspektů byla stvrzena zahrnutím doplňkových indikátorů. Kromě výše uvedených hodnocených ukazatelů, které charakterizují redukční efektivnost a energetické a emisní aspekty využívání OZE, bylo zpracováno také porovnání hodnot emisních faktorů pro plyny způsobující acidifikaci, hodnot měrné spotřeby vody, ukazatele záboru půdy, stability a flexibility elektrárny a investičních nákladů na výstavbu elektrárny.

8. 2. 1 Emisní faktory pro plyny způsobující acidifikaci

Emisní faktor pro plyny způsobující acidifikaci, který silně koreluje s emisním faktorem pro GHG (korelační koeficient = 0,95), má v případě FVE průměrnou hodnotu 0,12 kg SO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹. Hodnoty ve výši 0,03 a 0,02 kg SO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹ jsou udávány pro VTE a MVE. Naopak GEO dosahují v kontextu ostatních technologií OZE poměrně vysoké hodnoty emisního faktoru a to v průměrné výši 0,324 kg SO_{2-eq}·MWh_{el}⁻¹.

Emisní faktor pro $\text{SO}_{2\text{-eq}}$ uváděný pro JE provozované v ČR má hodnotu $0,19 \text{ kg SO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$. Čtyřikrát vyšší hodnoty ve výši $0,81 \text{ kg SO}_{2\text{-eq}} \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ jsou dosahovány UE_{BAT} .

Hodnoty emisních faktorů pro NO_x činí v případě FVE $0,078 \text{ kg NO}_x \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$, v případě VTE $0,02 \text{ kg NO}_x \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ a v případě MVE $0,018 \text{ kg NO}_x \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$. Emisní faktor pro NO_x ve výši $0,13 \text{ kg NO}_x \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ je udáván pro JE. Vyšší hodnotu dosahují GEO a to ve výši $0,233 \text{ kg NO}_x \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$. Výše uvedené hodnoty emisních faktorů byly převzaty ze studie, kterou zpracovali RAUSCH a FRITSCHE (2012) a FRITSCHE a RAUSCH (2009).

8. 2. 2 Měrná spotřeba vody - water footprint

Měrná spotřeba vody (water footprint) je v případě FVE a VTE velmi nízká - ve výši $0,06$ a $0,01 \text{ l} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. MVE a GEO, které využívají vodu bezprostředně k výrobě, mají měrnou spotřebu vody naopak velmi vysokou a to ve výši 20 a $12 \text{ l} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Měrná spotřeba vody ve výši $1,8$ a $2,45 \text{ l} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ je uváděna pro JE a UE_{BAT} . Výše uvedené hodnoty měrné spotřeby vody pro technologie vyrábějící elektřinu byly převzaty ze studií, které publikovali EVANS (2009), EPIA (2012), TIDWELL et al. (2011) a MIELKE et al. (2010).

8. 2. 3 Zábor půdy - Land use

Dalším aspektem k posuzování vlivu technologií OZE na životní prostředí byl zábor půdy, který byl jedním ze základních negativních aspektů spojovaných s výstavbou FVE. Velkokapacitní FVE obsadí při započtení plochy potřebné pro kompletní provoz v průměru plochu o měrné rozloze $13,76 \text{ m}^2 \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ (ONG et al., 2013). V rámci ostatních technologií využívajících OZE k výrobě elektřiny je tato rozloha udávána v rozmezí od $0,003 \text{ m}^2 \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ v případě MVE do $2,1 \text{ m}^2 \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$ v případě VTE. Měrná plocha zabraná v rámci potřeby pozemků pro výstavbu infrastruktury, elektrárny a těžby paliva je pro JE a UE je udávána o rozloze $0,12$ a $0,23 \text{ m}^2 \cdot \text{MWh}_{\text{el}}^{-1}$. Výše uvedené hodnoty měrných ploch záboru půdy, které respektují všechny fáze životního cyklu, byly převzaty ze studie, kterou publikovali FTHENAKIS a KIM, 2012), Velké rozlohy FVE však v případě obsazování nevyužitých ploch, střech a fasád budov nepovažuje autor za negativní aspekt.

8. 2. 4 Investiční náklady na výstavbu elektrárny

Nejnižší investiční náklady ve výši $2,230 \text{ mil. Kč} \cdot \text{MWp}^{-1}$ jsou udávány pro VTE. Naopak investiční náklady pro GEO a MVE jsou v rámci OZE nejvyšší – ve výši $8,763 \text{ mil. Kč} \cdot \text{MWp}^{-1}$ a $7,887 \text{ mil. Kč} \cdot \text{MWp}^{-1}$. Investiční náklady pro FVE jsou udávány ve výši $5 \text{ mil. Kč} \cdot \text{MWp}^{-1}$. Investičními náklady ve výši $8,763 \text{ mil. Kč} \cdot \text{MWe}^{-1}$ jsou udávány pro JE a ve výši $7,887 \text{ mil. Kč} \cdot \text{MWe}^{-1}$ pro UE_{BAT} , ačkoli v případě tradičních energetických zdrojů mají zásadnější vliv palivové náklady. Hodnoty investičních nákladů byly převzaty ze studie publikované IEA/NEA (2010).

8. 2. 5 Stabilita a flexibilita elektrárny

FVE a VTE mají velmi nízkou míru stability a flexibility a proto potřebují záložní zdroje. Naopak stabilita a flexibilita je vysoká v případě UE. Omezená míra stability flexibility a byla přiřazena MVE, JE a GEO (viz tabulka 14).

Tabulka 14 - Numerické vyjádření míry stability flexibility technologie vyrábějící elektrickou energii

Kritérium	Technologie						
	FVE _{poly-Si}	VTE	MVE	JE	UE _{BAT}	UE	GEO
Flexibilita	0	0	2	1	4	4	3
Spolehlivost	1	1	2	3	4	4	1
Souhrné vyjádření	0,5	0,5	2	2	4	4	2

Pozn.: Hodnocení je postiženo mírou subjektivity. Hodnocení vycházelo z údajů publikovaných v následujících studiích: GAGNON et al. (2002) a WEC (2004). Při hodnocení byly respektovány vlivy na ostatní složky životního prostředí.

Číselné vyjádření stability a flexibility technologie vychází ze slovního hodnocení, které bylo založeno na analýze studií, které publikovali GAGNON et al. (2002) a WEC (2004) a je zatíženo mírou subjektivity. Převodní vztahy jsou uvedeny v tabulce 15.

Tabulka 15 - Převodní vztahy pro převedení slovního hodnocení míry stability a flexibility technologie vyrábějící elektrickou energii na číselnou formulaci

	Míra flexibility a spolehlivosti				
Číselné vyjádření	0	1	2	3	4
Slovní hodnocení	žádná	nízká	omezená	středně vysoká	vysoká

8. 3 Komplexní porovnání výsledků

Výsledky všech výše popsaných a posuzovaných ukazatelů jsou přehledně uvedeny v tabulce 16 (pozn. faktor redukce emisí GHG je v tabulce uveden pro dva druhy vytěšňovaných zdrojů – uhlí a mix produkce elektřiny ČR). Z celkového počtu 16 ukazatelů byly vybrány čtyři - emisní faktor pro GHG, měrné náklady na redukcii emisí GHG v rámci nahrazování mixu produkce elektřiny v ČR, energetická efektivnost životního cyklu a měrná spotřeba vody k vzájemnému multikriteriálnímu posouzení. Vybrané klíčové ukazatele byly vybrány z důvodu, že reprezentují všechny aspekty hodnocených kategorií a vykazují vzájemně nízké korelační vztahy ve srovnání s ostatními kombinacemi ukazatelů. Vybrané klíčové ukazatele navíc splňují kritérium kvality vstupních dat. Korelační koeficienty vyjadřující vzájemné vztahy mezi hodnocenými ukazateli jsou prezentovány v tabulce 17.

Tabulka 16 - Porovnání výsledků hodnocených ukazatelů pro posuzované typy elektráren

Hodnocené ukazatele	Typy elektráren							Kritéria hodnocení
	FVE _{poly-Si}	VTE	MVE	GEO	JE	UE _{Bp,AT}	UE _{ref}	
Emise GHG [kg CO _{2-eq} · MW _{hel-out} ⁻¹]	79 ^a	17 ^a	13 ⁽¹⁺⁴⁾	222 ⁽¹⁾	29 ⁽³⁻⁷⁾	806 ⁽⁹⁾	1 054 ⁽⁸⁾	K
Emisní návratnost pro GHG [roky]	3,3 ^a	0,7 ^a	1 ^a	5,7 ^a	1,7 ^a	18,1 ^a	bdn	P
Emise SO _{2-eq} [kg SO _{2-eq} · MW _{hel-out} ⁻¹]	0,121 ⁽¹⁾	0,028 ⁽¹⁾	0,02 ⁽¹⁾	0,324 ⁽¹⁾	0,19 ⁽⁷⁾	0,81 ⁽⁷⁾	1,64 ⁽⁷⁾	D
Emise NO _x [kg NO _x · MW _{hel-out} ⁻¹]	0,078 ⁽¹⁾	0,02 ⁽¹⁾	0,018 ⁽¹⁾	0,233 ⁽¹⁾	0,13 ⁽⁷⁾	0,55 ⁽⁷⁾	0,85 ⁽⁷⁾	D
Redukce emisí GHG - RS _{subli} [kg CO _{2-eq} · MW _{hel-out} ⁻¹]	975 ^a	1037 ^a	1041 ^a	832 ^a	1025 ^a	303 ^a	0	P
Redukce emisí GHG - RS _{el,mix} [kg CO _{2-eq} · MW _{hel-out} ⁻¹]	520 ^a	582 ^a	586 ^a	377 ^a	570 ^a	–	0	P
Energetická efektivita životního cyklu	5,3 ^a	30 ^a	39 ^(3,13)	7,5 ⁽¹³⁾	16 ⁽¹²⁾	14 ^o	11 ⁽¹²⁾	P
Energetická návratnost [roky]	4,8 ^a	0,8 ^a	2,1 ^a	2,7 ^a	3,8 ^a	1,6 ^a	1,4 ^a	P
Energy requirements [MW _{hel-IN} · MW _{hel-out} ⁻¹]	0,189 ^a	0,033 ^a	0,026 ^a	0,133 ^a	0,063 ^a	0,071 ^a	0,091 ^a	K
Průměrná podpora elektriny [Kč · MW _{hel} ⁻¹]	12 015 ^a	2 638 ^a	1 269 ^a	na	na	na	na	P
Efektivita podpory [kWh _{el} · Kč ⁻¹]	0,083 ^a	0,379 ^a	0,788 ^a	na	na	na	na	P
Investiční náklady [mil € · MWe ⁻¹]	5,019 ⁽¹⁰⁾	2,230 ⁽¹⁰⁾	7,887 ⁽¹⁰⁾	8,763 ⁽¹⁰⁾	3,983 ⁽¹⁰⁾	2,370 ⁽¹⁰⁾	0	D
Cena elektriny - LCOE [€ · MW _{hel} ⁻¹]	267,2 ⁽¹⁰⁾	99,2 ⁽¹⁰⁾	106,1 ⁽¹⁰⁾	112,1 ⁽¹⁰⁾	47,4 ⁽¹⁰⁾	47,7 ⁽⁹⁾	32,5 ⁽⁹⁾	P
Měrné náklady redukce GHG - RS = el.mix [€ · t CO _{2-eq} ⁻¹]	427 ^a	93 ^a	104 ^a	178 ^a	4 ^a	50 ^a	–	K
Spotřeba vody [l · kWh _{el} ⁻¹]	0,06 ⁽¹⁴⁺¹⁷⁾	0,01 ⁽¹⁴⁺¹⁷⁾	20,0 ⁽¹⁴⁾	12 ⁽¹⁴⁺¹⁷⁾	1,8 ⁽¹⁴⁾	2,45 ⁽¹⁴⁺¹⁷⁾	2,45 ⁽¹⁴⁺¹⁷⁾	K
Zábor půdy - land use [m ² · MW _{hel} ⁻¹]	13,8 ^(18,19)	2,1 ⁽¹⁸⁾	0,003 ⁽¹⁸⁾	na	0,120 ⁽¹⁸⁾	0,232 ⁽¹⁸⁾	0,232 ⁽¹⁸⁾	D
Stabilita a flexibilita produkce	0,5 ^o	0,5 ^o	2 ^o	2 ^o	2 ^o	4 ^o	4 ^o	D

Zdroje dat: ^a autorova vlastní analýza; ¹ RAUSCH, FRITSCHKE, 2012; ² VARUN et al., 2009; ³ BÍLEK et al., 2006; ⁴ HONDO, 2005; ⁵ WEC, 2004;

⁶ OECD, 2012; ⁷ FRITSCHKE, RAUSCH, 2009; ⁸ IEA, 2012; ⁹ GEMIS 4.8.1; ¹⁰ IEA/NEA, 2010; ¹¹ osobní komunikace s reprezentantem ERU (2013);

¹² MEIER, 2002; ¹³ KUBISZEWSKI et al., 2010; ¹⁴ EVANS, 2009; ¹⁵ EPIA, 2012; ¹⁶ TIDWELL et al., 2011; ¹⁷ MIELKE et al., 2010; ¹⁸ FTHENAKIS a KIM,

2012; ¹⁹ ONG et al., 2013; ^o číselné vyjádření založené na autorově vlastním zhodnocení; ^{na} nebylo analyzováno; ^{bdn} bez doby návratnosti

Kritéria hodnocení: K = klíčový ukazatel ke komplexnímu vyhodnocení; P = posuzovaný ukazatel; D = doplňkový ukazatel.

RS = nahrazovaný zdroj energie

Tabulka 17 - Hodnoty korelačních koeficientů vyjadřujících vzájemné vztahy mezi posuzovanými ukazateli

Stabilita a flexibilita produkce	0,88	0,88	0,82	0,83	0,88	-0,87	
Zábor půdy - land use [m ² · MWh _{el} ⁻¹]	-0,31	-0,17	-0,31	-0,32	0,30	-0,50	-0,19
Spotřeba vody [l · kWh _{el} ⁻¹]	-0,24	-0,21	-0,25	-0,25	0,24	0,50	-0,40
Měrné náklady redukce GHG RS = el.mix [€ · t CO _{2,eq} ⁻¹]	-0,42	-0,13	-0,47	-0,47	0,42	-0,30	-0,19
Efektivita podpory [kWh _d · Kč ⁻¹]	-0,85	-0,74	-0,86	-0,83	0,85	0,64	-0,40
Průměrná podpora elektřiny [Kč · MWh _{el} ⁻¹]	0,93	0,84	0,10	0,04	-0,93	0,64	-0,19
Investiční náklady [mil € · MWe ⁻¹]	-0,61	-0,45	-0,64	-0,61	0,62	0,74	-0,19
Cena elektřiny - LCOE [€ · MWh _{el} ⁻¹]	-0,50	-0,31	-0,51	-0,53	0,50	0,98	-0,71
Energy requirements [MWh _{el-IN} · MWh _{el-OUT} ⁻¹]	0,06	0,09	0,07	0,08	-0,06	0,40	-0,38
Energetická návratnost [roky]	-0,43	-0,22	-0,38	-0,38	0,43	0,76	-0,70
Energetická efektivita životního cyklu	-0,39	-0,40	-0,41	-0,44	0,39	0,99	0,91
Redukce emisí GHG - RS _{útlí} [kg CO _{2,eq} · MWh _{el-out} ⁻¹]	-1,00	-1,00	-0,97	-0,99	1,00	-0,80	-0,63
Emise NO _x [kg NO _x · MWh _{el-out} ⁻¹]	0,98	0,98	0,99	1,00	-0,99	1,00	0,06
Emise SO _{2,eq} [kg SO _{2,eq} · MWh _{el-out} ⁻¹]	0,95	0,98	1,00	0,99	-0,97	0,69	0,06
Emisní návratnost pro GHG [roky]	1,00	1,00	0,98	0,98	-1,00	0,18	-0,19
Emise GHG [kg CO _{2,eq} · MWh _{el-out} ⁻¹]	1,00	1,00	0,95	0,98	-1,00	1,00	0,06
Hodnocené ukazatele	Emise GHG [kg CO _{2,eq} · MWh _{el-out} ⁻¹]	Emisní návratnost pro GHG [roky]	Emise SO _{2,eq} [kg SO _{2,eq} · MWh _{el-out} ⁻¹]	Emise NO _x [kg NO _x · MWh _{el-out} ⁻¹]	Redukce emisí GHG - RS _{útlí} [kg CO _{2,eq} · MWh _{el-out} ⁻¹]	Energetická efektivita životního cyklu	Energetická návratnost [roky]
						Energy requirements [MWh _{el-IN} · MWh _{el-OUT} ⁻¹]	Cena elektřiny - LCOE [€ · MWh _{el} ⁻¹]
							Investiční náklady [mil € · MWe ⁻¹]
							Průměrná podpora elektřiny [Kč · MWh _{el} ⁻¹]
							Efektivita podpory [kWh _d · Kč ⁻¹]
							Měrné náklady redukce GHG - RS = el.mix [€ · t CO _{2,eq} ⁻¹]
							Spotřeba vody [l · kWh _{el} ⁻¹]
							Zábor půdy - land use [m ² · MWh _{el} ⁻¹]
							Stabilita a flexibilita produkce

Pozn: RS = nahazovaný zdroj.

8. 4 Vícekriteriální posouzení variant

Cílem vícekriteriálního posouzení variant v rámci předložené disertační práce bylo vyhodnotit ideální variantu v rámci šesti posuzovaných technologií vyrábějících elektrickou energii v ČR.

Posuzované varianty jsou následující: poly-Si FVE, VTE, MVE, GEO, JE a UE_{BAT}. Parametry posuzovaných variant jsou prezentovány v tabulce 11.

Základní kritéria k hodnocení vycházela z výsledků dílčích analýz, které byly provedeny v předchozích fázích studie. Nejdůležitějším kritériem jsou měrné náklady na redukci emisí GHG, protože objektivně charakterizují efektivitu technologie s ohledem na ekonomické náklady a snižování emisí. Nejméně důležitým kritériem je měrná spotřeba vody. Vybraná kritéria k hodnocení a jejich označení jsou uvedeny v tabulce 18. Autorovy preference významnosti kritérií byly následující: $K3 > K1 > K2 > K4$. Preference a určení významnosti je zatíženou mírou subjektivity.

Na základě fullerova trojúhelníku, ve kterém jsou tučně vyznačena preferovaná kritéria, byly po navýšení počtu preferencí (viz pododíl 4. 1. 4) vypočteny váhy kritérií (viz tabulka 18).

FULLEROVA MATICE

K1	K1	K1
K2	K3	K4
	K2	K2
	K3	K4
		K3
		K4

Tabulka 18 – Stanovené váhy hodnocených kritérií (Fullerova metoda)

Název kritéria	Označení kritéria	Počet preferencí	Váha	Navýšený počet preferencí	Upravená váha
Emisní faktor GHG	K1	2	0,33	3	0,30
Energy requirements	K2	1	0,17	2	0,20
Měrné náklady na redukci emisí GHG	K3	3	0,50	4	0,40
Měrná spotřeba vody	K4	0	0,00	1	0,10
Celkem		6	1,00	10	1,00

Varianty byly posouzeny v rámci metody pořadí. Výsledky posouzení pořadí a konečné pořadí variant je uvedeno v tabulce 19. Ke zvýšení kvality byla při posouzení variant aplikována váha kritérií. Konečné pořadí variant je prezentováno v tabulce 20.

Tabulka 19 – Matice pořadí hodnocených variant

Název a označení kritéria	Varianty					
	FVE poly-Si	VTE	MVE	GEO	JE	UE _{BAT}
Emisní faktor GHG – K1	4	2	1	5	3	6
Energy requirements – K2	6	2	1	5	3	4
Měrné náklady na redukci emisí GHG – K3	6	3	4	5	1	2
Měrná spotřeba vody – K4	2	1	6	5	3	4
Součet pořadí	18	8	12	20	10	16
Pořadí variant	5	1	3	6	2	4

Tabulka 20 – Matice pořadí hodnocených variant s aplikací váhy kritéria

Název a označení kritéria	Varianty					
	FVE poly-Si	VTE	MVE	GEO	JE	UE _{BAT}
Emisní faktor GHG – K1	1,20	0,60	0,30	1,50	0,90	1,80
Energy requirements – K2	1,20	0,40	0,20	1,00	0,60	0,80
Měrné náklady na redukci emisí GHG – K3	2,40	1,20	1,60	2,00	0,40	0,80
Měrná spotřeba vody – K4	0,20	0,10	0,60	0,50	0,30	0,40
Vážený součet pořadí	5,00	2,30	2,70	5,00	2,20	3,80
Pořadí variant	4,5	2	3	4,5	1	4

Pozn.: k výpočtu váženého pořadí byly aplikovány upravené váhy kritérií (viz tabulka 18)

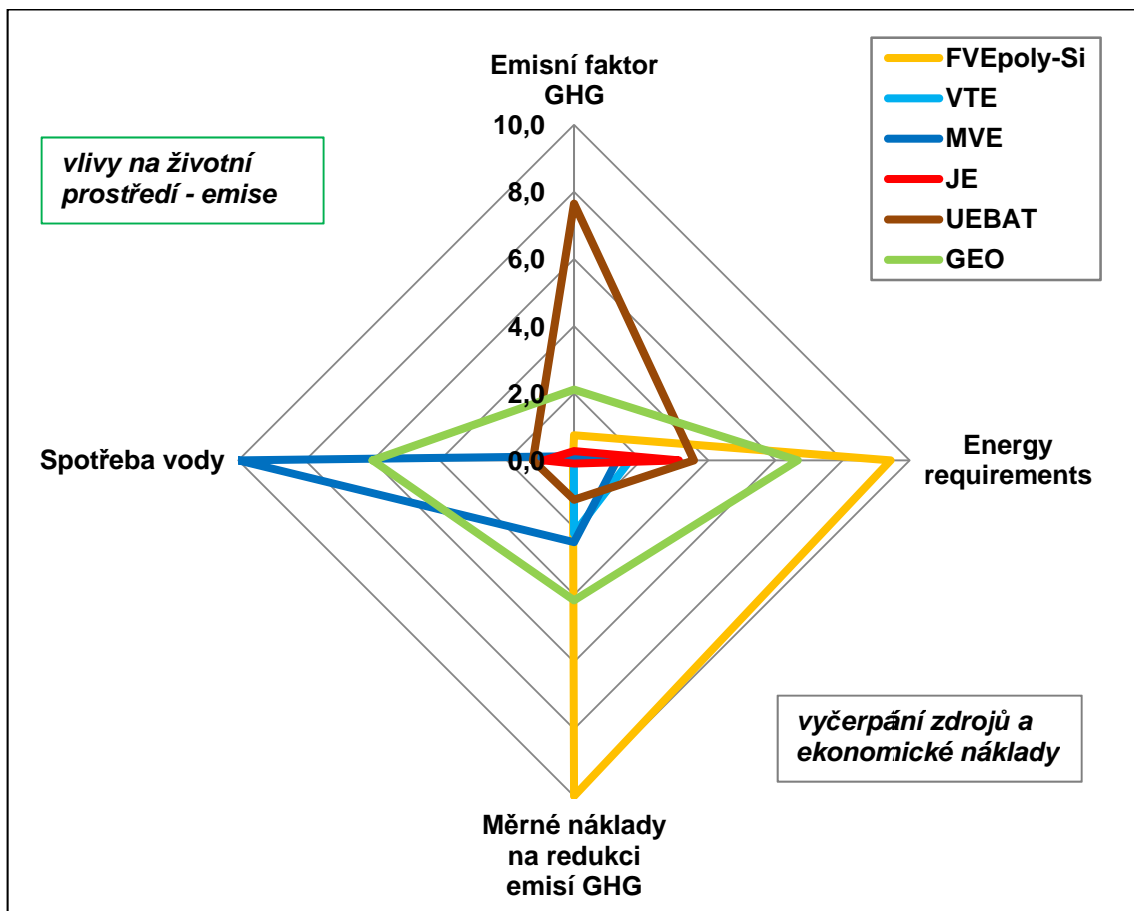
Nejvyšší efektivitu využívání s minimálním negativním vlivem na ŽP, nízkou mírou vyčerpání zdrojů (spotřeba paliv a materiálu) a nízkými ekonomickými náklady byla vyhodnocena JE a VTE. VTE byly nejvhodnější technologií v rámci OZE a vykazovaly minimální vliv ve všech posuzovaných aspektech kromě měrných nákladů na redukci emisí GHG. JE dominovaly v efektivitě redukce emisí GHG. Využívání MVE vykazovalo nízký vliv na vznik emisí a vyčerpání zdrojů, ale vysokou náročnost na měrnou spotřebu vody a poměrně vysoké náklady na redukci emisí GHG.

Varianta využití UE_{BAT} byla čtvrtou v pořadí hodnocených variant. Nevýhodou aplikace UE_{BAT} byla vysoká hodnota emisního faktoru a poměrně vysoký vliv na vyčerpání zdrojů. Naopak nízké měrné náklady na redukci emisí jsou výhodou UE_{BAT}.

Nejméně výhodnými technologiemi byly GEO a FVE. Hlavní nevýhodou FVE byly vysoké měrné náklady na redukcí emisí GHG a vliv na vyčerpání zdrojů (vysoká energetická náročnost životního cyklu). Nevýhodou GEO byly vysoké náklady na redukcí emisí GHG a poměrně vysoký emisní faktor.

V rámci porovnání nebyla nalezena ideální ani bazální varianta. JE, VTE a MVE byly v rámci posuzovaných variant nedominované a jsou vyhodnoceny jako optimální k využívání v ČR. Naopak využívání FVE v rámci technologické úrovně před rokem 2008 a GEO autor nedoporučuje.

Interpretace finálního posouzení a porovnání vybraných variant je prezentováno na obrázku 37, na kterém je efektivita a negativní vliv na ŽP charakterizován obsahem plochy vymezené křivkami v grafu.



Obrázek 37 - Interpretace komplexního posouzení a porovnání vybraných technologií

Osy v grafu interpretují míru vlivu výsledných hodnot klíčových ukazatelů (0 = minimální míra, 10 = maximální míra) na posuzované aspekty - efektivita technologie a vlivy na životní prostředí. Míra vlivu byla určena na základě skutečných hodnot klíčových ukazatelů a vzájemného porovnání hodnot mezi vybranými technologiemi. Plocha, která je rámcována barevnými spojnicemi, charakterizuje komplexní míru vlivu technologie. Čím větší je tato plocha, tím větší vliv na ŽP má hodnocená technologie.

8. 5 Faktory, které ovlivnily výsledky hodnocení a možnosti dalšího výzkumu

Posouzení a dílčí analýzy, které byly součástí předložené disertační práce, byly ovlivněny následujícími faktory:

- neúplnost rámce analýzy (vznik odpadů, emise těžkých kovů, zdravotní rizika a tvorba nových pracovních míst nebyly do celkového hodnocení zahrnuty z důvodů nedostatečného množství vstupních dat);
- vliv technologického vývoje (změny a zlepšení parametrů technologií) nebyl v rámci předem stanoveného období 2005 až 2010 zohledněn;
- nedostatečná konzistence v rámci posuzování odlišných technologií a využívání odlišných zdrojů dat (velké rozptyly vstupních hodnot, které významně ovlivňují variabilitu výsledků).

Výše zmíněné faktory však neovlivnily výsledky multikriteriálního posouzení zásadně, a přestože nebyly zahrnuty do analýzy všechny aspekty, závěry vyplývající z dílčích analýz jsou důvěryhodné. Respektování technologického vývoje nebylo možné vzhledem k nedostatečnému počtu analýz a studií, v rámci kterých byly nejmodernější technologie již posuzovány a publikovány. Největší vliv měl aspekt nezohlednění vývoje technologií na výsledky dosažené FVE. Z tohoto důvodu bylo v rámci fáze stanovení rámce přesně vymezeno období k posuzování – 2005 až 2010 (2012). Nedostatečná konzistentnost dat byla eliminována využitím meta-analýzy k získání dat a ověřováním vstupních dat v databázi GEMIS 4.81.

Oblasti, které je podle autora nutné dále analyzovat s cílem zvýšení kvality podobně zaměřených studií jsou následující:

- podrobnější vyhodnocení potenciálu redukce GHG pro jednotlivé technologie OZE;
- detailní analýza externalit (především vliv využívání OZE na lidské zdraví, rizika úrazů);
- posouzení bezpečnosti technologií a rizika havárií.

8. 6 Závěry komplexního porovnání hodnocených technologií

Závěry komplexního posouzení klíčových ukazatelů (kritérií) v rámci posuzovaných variant, které bylo založeno vícekriteriálním hodnocením variant formou metody váženého pořadí, jsou následující:

- nejvhodnější technologií k výrobě elektrické energie v podmínkách ČR jsou VTE a JE;
- nejméně vhodnou technologií k výrobě elektrické energie v ČR jsou FVE a GEO.

9 Závěry

V rámci předložené disertační práce bylo provedeno komplexní posouzení vlivu technologií OZE na ŽP. Závěrečné komplexní posouzení bylo provedeno formou vícekritériální hodnocení variant, které je jedním z optimálních způsobů k porovnání odlišných technologií a k výběru nejuvhodnější varianty. Vyhodnocení dílčích aspektů, která předcházela závěrečnému komplexnímu posouzení, byla provedena s ohledem na životní cyklus technologie. Posuzování dílčích aspektů na základě celého životního cyklu bylo užitečné pro zachování transparentnosti a celistvosti studie. Složitost dílčích analýz spočívala zejména v datové základně a zdlouhavém procesu vyhodnocení jednotlivých fází životního cyklu a jednotlivých fází ŽP. Nicméně komplexní pojetí a kombinace environmentálního, ekonomického, energetického přístupu k technologiím využívajícím obnovitelné zdroje energie účinnosti staveb se jeví na základě výsledků provedených analýz a celkového posouzení jako velmi vhodné.

Vyhodnocení hypotéz

Hypotéza 1 se potvrdila. Na základě závěrečného vícekritériální hodnocení variant bylo na základě výsledků analýzy efektivity redukce emisí potvrzeno, že JE jsou v porovnání s technologiemi OZE nejuvhodnější alternativou. Nicméně vzhledem k rozmanitosti výsledků pro jednotlivé technologie OZE nelze potvrzenou hypotézu generalizovat, protože vícekritériální hodnocení variant potvrdilo vhodnost využívání VTE.

Hypotézu 2 se podařilo potvrdit, na základě analýzy dat a vyhodnocení efektivity podpory elektřiny z OZE a vyhodnocení efektivity redukce emisí GHG v rámci poskytnuté finanční podpory na elektřinu z OZE. Bylo potvrzeno, že finanční prostředky investované na podporu elektřiny z OZE nebyly v období let 2005 až 2012 využity efektivně. Potvrzení hypotézy 2 však také nelze generalizovat, protože efektivita byla nízká především vlivem podpory na elektřinu vyrobenou ve FVE a VTE. Kombinované přístupy k vyhodnocení, umožnili zahrnout a porovnat dosud nevyhodnocené aspekty. Nicméně podrobnější analýza vztahů a konkrétněji provedené korelace mezi podporou OZE a produkcí elektřiny z OZE a snižování emisí GHG vyžadují hlubší zkoumání.

Splnění cílů práce

Cílem práce bylo odpovědět na otázky obsažené v kapitole 2, provést multikritériální posouzení reprezentativních technologií OZE, provést jejich porovnání s JE a UE_{BAT} a vyhodnotit vyhodnocení efektivity využití finančních prostředků na podporu elektřiny z OZE v ČR v období let 2005 až 2012. Důraz byl kladen na komplexní přístup. Výpočet a vyhodnocení dílčích aspektů, které byly ve formě standardizovaných ukazatelů použity jako kritéria hodnocení, byly provedeny v rámci parciálních fází této disertační práce. Dílčí cíle disertační práce byly řešeny v rámci kapitol 5 až 7. Cíle disertační práce byly splněny.

Klíčové závěry disertační práce

JE dosáhly v podmínkách ČR v období let 2005 až 2010 ve srovnání s technologiemi OZE mnohem vyšší efektivitu redukce emisí GHG. Měrné náklady redukce emisí GHG byly v případě JE o 126 až 535 €tCO_{2-eq}⁻¹ nižší než měrné náklady vyhodnocené v případě technologií OZE. Nebyl potvrzen vliv zvýšené produkce elektřiny z OZE na snížení emisí GHG v ČR v období let 2005 až 2012. To značí, že nástroje a politika podpory elektřiny z OZE nebyla v ČR v souladu se Státní energetickou koncepcí a výše podpory nereagovala na změny v produkci elektřiny a vývoji investičních nákladů na pořízení podporovaných technologií. Podpora výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů vedla k výraznému nárůstu produkce elektřiny, ale neměla zásadní vliv na snížení emisí GHG v ČR v období let 2005 až 2010. Na základě statistické analýzy vývojových trendů nebyl potvrzen zásadní vliv rostoucí produkce elektřiny z JE a OZE na snižování produkce elektřiny z uhlí. Zvyšováním výroby elektřiny z OZE a JE až na výjimku v roce 2012 nedocházelo ke snižování výroby elektřiny z fosilních paliv. Zásadní závěry disertační práce jsou následující:

- JE a VTE jsou v podmínkách ČR nejvhodnějšími technologiemi k produkci elektřiny;
- finanční podpora poskytnutá na elektřinu vyrobenou ve VTE a FVE nebyla z hlediska efektu na redukci emisí GHG využita účelně;
- produkce OZE a JE nenahrazovala v období 2005 až 2012 produkci elektřiny z fosilních paliv.

Přínosy práce

Přínosy práce jsou patrné zejména v analýze efektivitu redukce emisí GHG a analýze efektivitu využití podpory na elektřinu z OZE. Výsledky uvedených analýz mohou napomoci k efektivněji nastaveným kritériím při podpoře elektřiny z OZE a návrhům energetické koncepce. Dílčí studie mohou sloužit zároveň ke komparaci s dalšími vyhodnocenými studiemi ve snaze hledat optimální variantu technologie vyrábějící elektrickou energii za předpokladu minimální environmentální a ekonomické zátěže. Předložená disertační práce je ojedinělou studií, která dosud nebyla v ČR publikována.

Možnosti dalšího výzkumu

Další možnosti výzkumu v oblasti technologií OZE, které jsou využívány k produkci elektrické energie v ČR, se objevují zejména v detailnějším vyhodnocení potenciálu redukce GHG jednotlivými technologiemi. Také podrobnější analýza externích nákladů a jejich zakomponování do konečné ceny elektřiny je vhodnou oblastí pro navazující studie.

Doporučení

Stanovené výše podpory pro jednotlivé technologie OZE by měly určovat především efektivností technologií snižovat negativní vlivy na ŽP, které lze objektivně vyjádřit standardizovanými indikátory (emisní faktor, redukční index, měrné náklady redukce emisí GHG). Energetické zdroje by měly být preferovány na základě efektivitu redukce emisí GHG.

Seznam použité literatury:

- ABBASI S.A., ABBASI N. The likely adverse environmental impacts of renewable energy sources. *Applied Energy*, 2000, vol 65, s. 121-144.
- ABBASI, T., ABBASI, S.A. Biomass energy and the environmental impacts associated with its production and utilization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2010, vol. 14, s. 919-937.
- ABBASI, T., ABBASI, S.A. Small hydro and the environmental implications of its extensive utilization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, vol. 15, s. 2134-2143.
- ALSEMA, E.A. Energy Pay-back Time and CO₂ Emissions of PV Systems. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2000, vol. 8, s. 17-25.
- ALSEMA, E.A. Environmental aspects of solar cell modules. Summary report – report nr. 96074. Utrecht: Department of science, technology and society of Utrecht University, 1996. 43 s. ISBN 90-73958-17-2.
- AMIGUN, B., MUSANGO, J.K., STAFFORD, W. Biofuels and sustainability in Africa. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, vol. 15, s. 1360-1372.
- ANDERSON, E.P., FREEMAN, M.C., PRINGLE, C.M. Ecological consequences of hydropower development in Central America: Impacts of small dams and water diversion on neotropical stream fish assemblages. *River Research and Applications*, 2006, vol. 22, s. 397-411.
- ANDERSSON, E., NILSSON, C., JOHANSSON, M.E. Effects of river fragmentation on plant dispersal and riparian flora. *Regulated Rivers: Research and Management*, 2000, vol. 16, s. 83-89.
- ARDENTE, F., BECCALI, M., CELLURA, M., LoBRANO, V. Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2008, vol. 12, s. 200-217.
- ÁRMANNSSON, H. FRIDRIKSSON, T., KRISTJÁNSSON, B.R. CO₂ emissions from geothermal power plants and natural geothermal activity in Iceland. *Geothermics*, 2005, vol. 34, s. 286-296.
- BAERWALD, F.E., D'AMOURS, G.H., KLUG, B.J., BARCLAY, R.M.R. Barotraumas is a significant cause of bat fatalities at wind turbines. *Current Biology*, 2008, vol. 18, no. 16, s. 695-696.
- BAYER, Ch., GAMBLE, M., GENTRY, R., JOSHI, S. A Guide to Life Cycle Assessment of Buildings. Washington: The American Institute of Architects, 2010. 194 s.
- BECCALI, M., CELLURA, M., MISTRETTA, M. Decision-making in energy planning. Application of the Electre method at regional level for the diffusion of renewable energy technology. *Renewable Energy*, 2003, vol. 28, s. 2063–2087.
- BERG, van den G.P. Effects of the wind profile at night on wind turbine sound. *Journal of Sound and Vibration*, 2004, vol. 277, s. 955-970.
- BILEK, M., LENZEN, M., HARDY, C., DEY C. Life-cycle energy balance and greenhouse gas emissions of nuclear energy in Australia. Sydney: ISA, the University of Sydney, 2006. 181 s.
- BISHOP, I.D., MILLER, R.D. Visual assessment of off-shore wind turbines: The influence of distance, contrast, movement and social variables. *Renewable Energy*, 2007, vol. 32, s. 814-831.
- BORBA, B.S.M.C., LUCENA, A.F.P., RATHMANN, R., COSTA, I.V.L., NOGUEIRA, L.P.P., ROCHEDO, P.R.R., CASTELO BRANCO, D.A., JÚNIOR, M.F.H., SZKLO, A., SCHAEFFER, R. Energy-related climate change mitigation in Brazil: Potential, abatement costs and associated policies, *Energy Policy*, 2012, vol. 49, s. 430-441.

- BRANDÃO, M., HEATH, G., COOPER, J. What Can Meta-Analyses Tell Us About the Reliability of Life Cycle Assessment for Decision Support?. *Journal of Industrial Ecology*, 2012, vol. 16, s. 3-7.
- BROŽOVÁ, H., HOUŠKA, M., ŠUBRT, T. *Modely pro vícekritériální rozhodování*. Praha: CREDIT, 2003. 178 s. ISBN 80-213-1019-7.
- CAVALLARO, F., CIRAULO, L. A multicriteria approach to evaluate wind energy plants on an Italian island. *Energy Policy*, 2005, vol. 33, s. 235–244.
- Cenové rozhodnutí ERÚ č. 10/2005 ze dne 18. listopadu 2005, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných zdrojů. Praha: ERÚ, 2005. 7 s.
- Cenové rozhodnutí ERÚ č. 2/2010 ze dne 8. listopadu 2010, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů. Praha: ERÚ, 2010. 9 s.
- Cenové rozhodnutí ERÚ č. 4/2009 ze dne 3. listopadu 2009, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů. Praha: ERÚ, 2009a. 9 s.
- Cenové rozhodnutí ERÚ č. 4/2012 ze dne 26. listopadu 2012, kterým se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie. Praha: ERÚ, 2012a. 13 s.
- Cenové rozhodnutí ERÚ č. 5/2009 ze dne 23. listopadu 2009, kterým se mění cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 4/2009 ze dne 3. listopadu 2009, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů. Praha: ERÚ, 2009b. 1 s.
- Cenové rozhodnutí ERÚ č. 5/2012 ze dne 30. listopadu 2012, kterým se stanovují ceny regulovaných služeb souvisejících s dodávkou elektřiny. Praha: ERÚ, 2012b. 20 s.
- Cenové rozhodnutí ERÚ č. 6/2012 ze dne 30. listopadu 2012, kterým se stanovují ceny regulovaných služeb souvisejících s dodávkou elektřiny odběratelům ze sítí nízkého napětí. Praha: ERÚ, 2012c. 31 s.
- Cenové rozhodnutí ERÚ č. 7/2007 ze dne 20. listopadu 2007, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů. Praha: ERÚ, 2007. 9 s.
- Cenové rozhodnutí ERÚ č. 7/2011 ze dne 23. listopadu 2011, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů. Praha: ERÚ, 2011. 9 s.
- Cenové rozhodnutí ERÚ č. 8/2006 ze dne 21. listopadu 2006, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů. Praha: ERÚ, 2006a. 2 s.
- Cenové rozhodnutí ERÚ č. 8/2006 ze dne 21. listopadu 2006, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů. Praha: ERÚ, 2006b. 8 s.
- Cenové rozhodnutí ERÚ č. 8/2008 ze dne 18. listopadu 2008, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů. Praha: ERÚ, 2008. 8 s.
- CRAWFORD, R.H. Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009, vol. 13, s. 2653-2660.
- ČHMÚ. 2014a. Národní inventarizační systém, Výsledky inventarizací za roky 1990 až 2010, Aktualizováno: 16.08.2012 15:40. [cit. 2014-02-12]. URL: <http://www.chmi.cz/files/portal/docs/uoco/oez/nis/nis_nir_cz.html>

- ČHMÚ. 2014b. Národní inventarizační systém, Stručný popis metodiky inventarizace. Aktualizováno: 27.04.2010 9:20. [cit. 2013-02-12]. URL: <
http://www.chmi.cz/files/portal/docs/uoco/oez/nis/nis_me_cz.html >
- ČHMÚ. National Greenhouse Gas Inventory Report of the Czech Republic (reported inventories 1990-2011). Praha: Český hydrometeorologický ústav, 2013. 327 s.
- ČHMÚ. National Greenhouse Gas Inventory Report of the Czech Republic (reported inventories 1990-2011). Praha: Český hydrometeorologický ústav, 2013. 327 s.
- ČSN EN ISO 14040 (01 0940). Praha: Český normalizační institut, 2006. 36 s.
- ČSN EN ISO 14042 (01 0947). Praha: Český normalizační institut, 2004. 80 s.
- ČSN EN ISO 14044 (01 0944). Praha: Český normalizační institut, 2006. 68 s.
- D'SOUZA, N., GBEGBAJE-DAS, E., SHONFIELD, P. Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V112 Turbine Wind Plant. Copenhagen: PE North West Europe ApS, 2011. 87 s.
- DEMIRBAS, A. Political, economic and environmental impacts of biofuels: A review. Applied Energy, 2009, vol. 86, no. 1, s. 108-117.
- DEPARTMENT FOR COMMUNITIES AND LOCAL GOVERNMENT. Multi-criteria analysis: a manual. London: Department for Communities and Local Government, 2009. 165 s. ISBN 978-1-4098-1023-0
- DESIDERI, U., PROIETTI, S., ZEPPARELLI, F., SDRINGOLA, P., BINI, S. Life Cycle Assessment of a ground-mounted 1778 kWp photovoltaic plant and comparison with traditional energy production systems. Applied Energy, 2012, vol. 97, s. 930-943.
- DLOUHÝ, T. Externality energetiky. Učební texty k semináři Ekologické inženýrství. Praha: Fakulta strojní, ČVUT, 2010. 31 s.
- DOLAN, S. L., HEATH, G. A. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Utility-Scale Wind Power. Journal of Industrial Ecology, 2012, vol. 16, s. 136-154.
- DREWITT, A.L., LANGSTON, R.H.W. Assessing the impacts of wind farms on birds. British Ornithologists' Union, Ibis, 2006, vol. 148, s. 29-42.
- DUPRAZ, C., MARROU, H., TALBOT, G., DUFOUR, L., NOGIER, A., FERARD, Y. Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: Towards new agrivoltaic schemes. Renewable Energy, 2011, vol. 36, s. 2725-2732.
- EC. External Costs Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport. European Commission. Directorate-General for Research. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2003. 28 s. ISBN 92-894-3353-1
- EEA. Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2012 Tracking progress towards Kyoto and 2020 targets. EEA Report No 6/2012. Copenhagen: European Energy Agency, 2012. 164 s. ISBN 978 92-9213-331-3
- EGÚ BRNO. Základní informace o významných energetických subjektech. Verze 11/2010. Brno: EGÚ Brno, Sekce provozu a rozvoje ES, 2010. 7 s.
- ELSAM ENGINEERING A/S. Life Cycle Assessment of offshore and onshore sited wind farms. Document no. 200128. Randers: Vestas Wind Systems A/S, 2004. 68 s.
- EPIA. Solar photovoltaics competing in the energy sector: on the road to competitiveness. Brussels: European Photovoltaic Industry Association, 2011. 35 s.
- EPIA. Sustainability of Photovoltaic Systems The Water Footprint. EPIA fact sheet. Brussels: European Photovoltaic Industry Association, 2012. 2 s.
- ERICKSON, W.P., JOHNSON, G.D., STRICKLAND, M.D., YOUNG, Jr. D.P., SERENKA, K.J., GOOD, R.E. Avian Collisions with Wind Turbines: A Summary of Existing Studies and Comparisons to Other Sources of Avian Collision Mortality in the United States. Washington: National Wind Coordinating Committee (NWCC) Resource Document, 2001. 67 s.

- ERU. 2013b. Roční zpráva o provozu ES ČR 2005 – ERÚ. Struktura výroby elektřiny brutto v ES ČR. [cit. 2013-04-25]. URL: <http://www.eru.cz/user_data/files/statistika_elektro/rocni_zprava/2005/index.htm>
- ERU. 2013c. Roční zpráva o provozu ES ČR 2006 – ERÚ. Struktura výroby elektřiny brutto v ES ČR. [cit. 2013-04-25]. URL: <http://www.eru.cz/user_data/files/statistika_elektro/rocni_zprava/2006/index.htm>
- ERU. 2013d. Roční zpráva o provozu ES ČR 2007 – ERÚ. Struktura výroby elektřiny brutto v ES ČR. [cit. 2013-04-25]. URL: <http://www.eru.cz/user_data/files/statistika_elektro/rocni_zprava/2007/index.htm>
- ERU. 2013e. Roční zpráva o provozu ES ČR 2008 – ERÚ. Struktura výroby elektřiny brutto v ES ČR. [cit. 2013-04-25]. URL: <http://www.eru.cz/user_data/files/statistika_elektro/rocni_zprava/2008/index.htm>
- ERU. 2013f. Roční zpráva o provozu ES ČR 2009 – ERÚ. Struktura výroby elektřiny brutto v ES ČR. [cit. 2013-04-25]. URL: <http://www.eru.cz/user_data/files/statistika_elektro/rocni_zprava/2009/index.htm>
- ERU. 2013g. Roční zpráva o provozu ES ČR 2010 – ERÚ. Struktura výroby elektřiny brutto v ES ČR. Energie. [cit. 2013-04-25]. URL: <http://www.eru.cz/user_data/files/statistika_elektro/rocni_zprava/2010/pdf/energie.pdf>
- ERU. 2013h. Roční zpráva o provozu ES ČR 2004 – ERÚ. Struktura výroby elektřiny brutto v ES ČR. [cit. 2013-05-31]. URL: <http://www.eru.cz/user_data/files/statistika_elektro/rocni_zprava/2004/index.htm>
- ERU. 2014. Informace o držitelích. [cit. 2014-04-24]. URL: <<http://www.eru.cz/cs/licence/informace-o-drzitelich>>
- ERU. Roční zpráva o provozu ES ČR 2011., Praha: Oddělení statistik ERÚ, 2012. 31 s.
- ERU. Roční zpráva o provozu ES ČR 2012. Praha: Oddělení statistik ERÚ, 2013a. 30 s.
- EUROSTAT. 2013a. Electricity generated from renewable sources. Code: tsdcc330 [cit. 2013-04-25]. URL: <<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsdcc330>>.
- EUROSTAT. 2013b. Share of renewable energy in gross final energy consumption. Code: tsdcc110. [cit. 2013-05-02]. URL: <<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsdcc110>>.
- EUROSTAT. 2014. Electricity prices for household consumers. Code: ten00115. [cit. 2014-04-07]. URL: <<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=ten00115>>.
- EVANS, A., STREZOV, V., EVANS, T.J. Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009, vol 13, s. 1082-1088.
- FEEM. CASES Cost Assessment of Sustainable Energy Systems. Project No 518294 SES6. Milano?: FEEM, 2008. 38 s.
- FIALA, P., JABLONSKÝ, J., MAŇAS, M. Vícekriteriální rozhodování. Praha: VŠE, 1994. 316 s. ISBN 80-7079-748-7.
- FOTR, J., DĚDINA, J., HRŮZOVÁ, H. Manažerské rozhodování. Praha: EKOPRESS, 2003. 250 s. ISBN 80-86119-69-6.
- FOTT, P., PRETEL, J., NEUŽIL, V., BLÁHA, J. Inventarizace emisí skleníkových plynů v České republice v roce 1999 (předběžné výsledky). Praha: Český hydrometeorologický ústav, 2000. 76 s.

- FREEMAN, M.C., BOWEN, Z.H., BOVEE, K.D., IRWIN, E.R. Flow and habitat effects on juvenile fish abundance in natural and altered flow regimes. *Ecological Applications*, 2001, vol. 11, s. 179-190.
- FRITSCHÉ, U.R. Comparison of Greenhouse-Gas Emissions and Abatement Cost of Nuclear and Alternative Energy Options from a Life-Cycle Perspective. Darmstadt: Öko-Institut e.V., 2006. 11 s.
- FRITSCHÉ, U.R., RAUSCH, L. Life Cycle Analysis of GHG and Air Pollutant Emissions from Renewable and Conventional electricity, Heating and Transport Fuel Options in the EU until 2030. ETC/ACC Technical Paper 2009/18. Darmstadt: Öko-Institut e.V., 2009. 114 s.
- FTHENAKIS, V. M., FUHRMANN, M., HEISER, J., LANZIROTTI, A., FITTS, J., WANG, W. Emissions and encapsulation of cadmium in CdTe PV modules during fires. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2005, vol. 13, iss. 8, s. 713–723.
- FTHENAKIS, V. M., MOSKOWITZ, P. D. Photovoltaics: Environmental, Health and Safety Issues and Perspectives. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2000, vol. 8, s. 27-38.
- FTHENAKIS, V. M., MOSKOWITZ, P. D. Thin-film Photovoltaic Cells: Health and Environmental Issues in their Manufacture Use and Disposal. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 1995, vol. 3, iss. 5, s. 295-306.
- FTHENAKIS, V. PV ENERGY ROI: Tracks Efficiency Gains. *Solar today*, 2012, vol. 26, s. 24-26.
- FTHENAKIS, V., KIM, H.C. Land use and electricity generation: A life-cycle analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009, vol. 13, s. 1465-1474.
- FTHENAKIS, V., KIM, H.C., FRISCHKNECHT, R., RAUGEI, M., SINHA, P., STUCKI, M. Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems. LCA Report IEA-PVPS T12-02:2011. Paris: International Energy Agency (IEA), 2011. 63 s.
- FTHENAKIS, V.M., KIM, H.C. Photovoltaics: Life-cycle analyses. *Solar Energy*, 2011, vol. 85, s. 1609-1628.
- GAGNON, L., BELANGER, C., UCHIYAMA, Y. Life-cycle assessment of electricity generation options: the status of research in year 2001. *Energy Policy*, 2002, vol. 30, s. 1267-1278.
- GARCÍA-VALVERDE, R., MIGUEL, C., MARTÍNEZ-BÉJAR, R., URBINA, A. Life cycle assessment study of a 4.2 kWp stand-alone photovoltaic system. *Solar Energy*, 2009, vol. 83, s. 1434-1445.
- GASPARATOS, A., STROMBERG, P., TAKEUCHI, K. Biofuels, ecosystem services and human wellbeing: Putting biofuels in the ecosystem services narrative. *Agriculture, Ecosystems and Environment*, 2011, vol. 142, s. 111-128.
- GERBENS-LEENES, P.W., HOEKSTRA, A.Y., MEER, van der, T. The water footprint of energy from biomass: A quantitative assessment and consequences of an increasing share of bio-energy in energy supply. *Ecological economics*, 2009, vol. 68, s. 1052-1060.
- GERBENS-LEENES, W., HOEKSTRA, A.Y. The water footprint of sweeteners and bio-ethanol. *Environment International*, 2012, vol. 40, s. 202-211.
- GHENAI, Ch. Sustainable Development - Energy, Engineering and Technologies - Manufacturing and Environment. 1. vyd. Rijeka: InTech Europe, 2012. 264 s. ISBN 978-953-51-0165-9. Kapitola 2, Life Cycle Analysis of Wind Turbine, s. 19-32.
- GÓRALCZYK, M. Life-cycle assessment in the renewable energy sector. *Applied Energy*, 2003, vol. 75, s. 205-211.

- GUEZURAGA, B., ZAUNER, R. a PÖLZ, W. Life cycle assessment of two different 2 MW class wind turbines. *Renewable Energy*, 2012, vol. 37, s. 37-44.
- GÜRZENICH, D., WAGNER, H.J. Cumulative energy demand and cumulative emissions of photovoltaics production in Europe. *Energy*, 2004, vol. 29, s. 2297-2303.
- HAMMOND, G.P., HARAJLI, H.A., JONES, C.I., WINNETT, A.B. 2012: Whole systems appraisal of a UK Building Integrated Photovoltaic (BIPV) system: Energy, environmental, and economic evaluations. *Energy Policy*, 2012, vol. 40, s. 219-230.
- HAURANT, P., OBERTI, P., MUSELLI, M. Multicriteria selection aiding related to photovoltaic plants on farming fields on Corsica island: A real case study using the ELECTRE outranking Framework. *Energy Policy*, 2011, vol. 39, s. 676-688.
- HÄYHÄ, T., FRANZESE, P.P. and ULGIATI, S. Economic and environmental performance of electricity production in Finland: A multicriteria assessment framework. *Ecological Modelling*, 2011, vol. 223, s. 81-90
- HEATH, G. A., MANN, M. K. Background and Reflections on the Life Cycle Assessment Harmonization Project. *Journal of Industrial Ecology*, 2012, vol. 16, s. 8-11.
- HELD, M., SHIBASAKI, M. Sustainability Evaluation of Solar Energy Systems. *LCA Analysis*. Leinfelden-Echterdingen: University of Stuttgart, 2008. 29 s.
- HONDO, H. Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. *Energy*, 2005, vol. 30, s. 2042-56.
- HSU, D.D., O'DONOUGHUE, P., FTHENAKIS, V., HEATH, G.A., KIM, H.C., SAWYER, P., CHOI, J.-K., TURNEY, D.E. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Crystalline Silicon Photovoltaic Electricity Generation. *Journal of Industrial Ecology*, 2012, vol. 16, no. S1, s. 122-135.
- CHIABRANDO, R., FABRIZIO, E., GARNERO, G. The territorial and landscape impacts of photovoltaic systems: Definition of impacts and assessment of the glare risk. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009, vol. 13, s. 2441-2451.
- IEA. CO2 emissions from fuel combustion. Highlights (2012 edition). Paris, International Energy Agency (IEA), 2012. 138 s.
- IEA/NEA. Projected Costs of Generating Electricity. 2010 Edition. Paris: OECD/IEA, 2010. 218 s. ISBN 978-92-64-08430-8.
- ITO, K., UCHIYAMA, Y., TAKESHITA, T., HAYASHIBE, H. Study on GHG Control Scenarios by Life Cycle Analysis - World energy outlook until 2100. *Energy Converse Management*, 1997, vol. 38, s. 607-614.
- ITO, M., KATO, K., KOMOTO, K., KICHIMI, T., KUROKAWA, K. A comparative study on cost and life-cycle analysis for 100 MW very large-scale PV (VLS-PV) systems in deserts using m-Si, a-Si, CdTe, and CIS modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2008, vol. 16, s. 17-30.
- ITO, M., KUDO, M., NAGURA, M., KUROKAWA, K. A comparative study on life cycle analysis of 20 different PV modules installed at the Hokuto mega-solar plant. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2011, vol. 19, s. 878-886.
- JIANU, O., ROSEN, M.A., NATERER, G. Noise Pollution Prevention in Wind Turbines: Status and Recent Advances. *Sustainability*, 2012, vol. 4, s. 1104-1117.
- JOHANSSON, M.E., NILSSON, C. Responses of riparian plants to flooding in free-flowing and regulated boreal rivers: an experimental study. *Journal of Applied Ecology*, 2002, vol. 39, s. 971-986.
- KÁBA, B., SVATOŠOVÁ, L. *Statistické nástroje ekonomického výzkumu*. Plzeň: Vydavatelství a nakladatelství Aleš Čeněk, 2012. 176 s. ISBN 978-80-7380-359-9
- KALDELLIS, J.K., GARAKIS, K., KAPSALI, M. Noise impact assessment on the basis of onsite acoustic noise immission measurements for a representative wind farm. *Renewable Energy*, 2012, vol. 41, s. 306-314.

- KANNAN, R., LEONG, K.C., OSMAN, R., HO, H.K. Life cycle energy, emissions and cost inventory of power generation technologies in Singapore. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2007, vol 11, s. 702-715.
- KANNAN, R., LEONG, K.C., OSMAN, R., HO, H.K., TSO, C.P. Life cycle assessment study of solar PV systems: An example of a 2.7 kWp distributed solar PV system in Singapore. *Solar Energy*, 2006, vol. 80, s. 555-563.
- KATO, K., HIBINO, T., KOMOTO, K., IHARA, S., YAMAMOTO, S., FUJIHARA, H. A life-cycle analysis on thin-film CdS/CdTe PV modules. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 2011, vol. 67, s. 279-287.
- KEOLEIAN, G.A., VOLK, T.A. Renewable Energy from Willow Biomass Crops: Life Cycle Energy, Environmental and Economic Performance. *Critical Reviews in Plant Sciences*, 2005, vol. 24, s. 385-406.
- KIKUCHI, R. Adverse impacts of wind power generation on collision behaviour of birds and anti-predator behaviour of squirrels. *Journal for Nature Conservation*, 2008, vol. 16, s. 44-55.
- KIM, H.C., FTHENAKIS, V., CHOI, J.-K., TURNEY, D.E. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Thin-film Photovoltaic Electricity Generation. Systematic Review and Harmonization. *Journal of Industrial Ecology*, 2012, vol. 16, no. S1, s. 110-121.
- KING, E.A., PILLA, F., MAHON, J. Assessing noise from wind farm developments in Ireland: A consideration of critical wind speeds and turbine choice. *Energy Policy*, 2012, vol. 41, s. 548-560.
- KITTNER, N., GHEEWALA, S.H., KAMENS, R.M. An environmental life cycle comparison of single-crystalline and amorphous-silicon thin-film photovoltaic systems in Thailand. *Energy for Sustainable Development*, 2013, vol. 17, no. 6, s. 605-614.
- KLEIN, Arne, MERKEL, Erik, PFLUGER, Benjamin, HELD, Anne, RAGWITZ, Mario, RESCH, Gustav a BUSCH, Sebastian. Evaluation of different feed-in tariff design options – Best practice paper for the International Feed-In Cooperation. 3rd edition. A research project funded by the Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. BMU, 2010. 99 s.
- KOMIYAMA, H., YAMADA, K., INABA, A., KATO, K. Life cycle analysis of solar cell systems as a means to reduce atmospheric carbon dioxide emissions. *Energy Convers. Mgmt*, 1996, vol. 37, no. 6-8, s. 1247-1252.
- KRAUTER, S., RÜTHER, R. Considerations for the calculation of greenhouse gas reduction by photovoltaic solar energy. *Renewable Energy*, 2004, vol. 29, s. 345-355.
- KREIGER, M.A., SHONNARD, D.R., PEARCE, J.M. Life cycle analysis of silane recycling in amorphous silicon-based solar photovoltaic manufacturing. *Resources, Conservation and Recycling*, 2013, vol. 70, s. 44-49.
- KRISTMANNSDÓTTIR, H., ÁRMANNSSON, H. 2003: Environmental aspects of geothermal energy utilization. *Geothermics*, 2003, vol. 32, s. 451-461.
- KUBISZEWSKI, I., CLEVELAND, C.J., ENDRES, P.K. Meta-analysis of net energy return for wind power systems. *Renewable Energy*, 2010, vol. 35, s. 218-225.
- KURZYCZ. 2014. Historie kurzů měn. Průměrné kurzy od ČNB, euro. [cit. 2014-04-07]. URL: <<http://www.kurzy.cz/kurzy-men/historie/EUR-euro/2010/>>.
- LALEMAN, R., ALBRECHT, J., DEWULF, J. Life Cycle Analysis to estimate the environmental impact of residential photovoltaic systems in regions with a low solar irradiation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, vol. 15, s. 267-281.
- LENZEN, M., MUNKSGAARD, J. Energy and CO2 life-cycle analyses of wind turbines – review and applications. *Renewable Energy*, 2002, vol. 26, no. 3, s. 339-362.

- MACKNICK, J., NEWMARK, R., HEATH, G. and HALLETT, K.C. A review of operational water consumption and withdrawal factors for electricity generating technologies. Technical Report NREL/TP-6A20-50900. Golden: National Renewable Energy Laboratory – NREL, 2011. 29 s.
- MARTÍNEZ, E., SANZ, F., PELLEGRINI, S., JIMÉNEZ, E. a BLANCO, J. Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine. *Renewable Energy*, 2009, vol. 34, s. 667-673.
- McDONALD, N.C., PEARCE, J.M. Producer responsibility and recycling solar photovoltaic modules. *Energy Policy*, 2010, vol. 38, s. 7041-7047.
- MEIER, P.J. Life-Cycle Assessment of electricity generation systems and applications for climate change policy analysis. Madison, 2002. 161 s. A dissertation, Fusion Technology Institute of University of Wisconsin. Major supervisor professor Gerald L. Kulcinski.
- MIELKE, E., ANADON, L.D., NARAYANAMURTI, V. 2010: Water Consumption of Energy Resource Extraction, Processing, and Conversion. A review of the literature for estimates of water intensity of energy-resource extraction, processing to fuels, and conversion to electricity. Energy Technology Innovation Policy Discussion Paper Series. Discussion Paper No. 2010-15. Cambridge: Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School, 2010. 52 s.
- MOSKOWITZ, P.D., FTHENAKIS, V.M. Toxic materials released from photovoltaic modules during fires: Health risks, *Solar Cells*, 1990, vol. 29, iss. 1, s. 63-71.
- MOSKOWITZ, P.D., ZWEIBEL, K., FTHENAKIS, V.M. Health, Safety and Environmental Issues Relating to Cadmium Usage in Photovoltaic Energy Systems. Golden: Solar Energy Research Institute, 1990. 35 s.
- MPO. Aktualizace Státní energetické koncepce České republiky. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, 2010a. 97 s.
- MPO. Národní akční plán České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, 2010b. 97 s.
- MŽP. Státní politika životního prostředí České republiky 2012 - 2020. Praha: Ministerstvo životního prostředí, 2012. 89 s.
- NALUKOWE, B.B., LIU, J., DAMIEN, W. a LUKAWSKI, T. Life Cycle Assessment of a Wind Turbine. *Life Cycle Assessment – IN1800*, 2006. 28 s.
- NIEUWLAAR, E., ALSEMA, E. Environmental aspects of PV power systems. Report no. 97072. Utrecht: Department of science, technology and society, Utrecht University, 1997. 45 s. ISBN: 90-73958-32-6.
- NISHIMURA, A., HAYASHI, Y. TANAKA, K., HIROTA, M., KATO, S., ITO M., ARAKI K., HU, E.J. Life cycle assessment and evaluation of energy payback time on high-concentration photovoltaic power generation system. *Applied Energy*, 2010, vol. 87, s. 2797-2807.
- NOVOVIČOVÁ, J. Pravděpodobnost a matematická statistika. Praha: Vydavatelství ČVUT, 1999. 44 s.
- NPD SOLARBUZZ. 2014. Solar market research and analysis. Module pricing. [cit. 2014-02-15]. URL: <<http://www.solarbuzz.com/node/3184>>
- OECD. The Role of Nuclear Energy in a Low-carbon Energy Future. Issy-les-Moulineaux: OECD Nuclear Energy Agency, 2012. 96 s. ISBN 978-92-64-99189-7.
- OCHODEK, T., KOLONIČNÝ, J., BRANC, M. Ekologické aspekty záměny fosilních paliv za biomasu. Ostrava: VŠB - Technická univerzita Ostrava, Výzkumné energetické centrum - Ostrava, 2007. 146 s. ISBN 978-80-248-1595-4

- ONG, S., CAMPBELL, C., DENHOLM, P., MARGOLIS, R., HEATH, G. Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States. Technical Report NREL/TP-6A20-56290. Denver: National Renewable Energy Laboratory - NREL, 2013. 47 s.
- OWEN, A.D. Renewable energy: Externality costs as market barriers, *Energy Policy*, 2006, vol. 34, iss. 5, s. 632-642. ISSN 0301-4215.
- PACCA, S., SIVARAMAN, D., KEOLEIAN, G.A. Life Cycle Assessment of the 33 kW Photovoltaic System on the Dana building at the University of Michigan: thin film laminates, multi-crystalline modules, and balance of system components. A report of the Center for Sustainable Systems: Report No. CSS05-09. Ann Arbor: University of Michigan, 2006, 117 s.
- PADEY, P. BLANC. I., Le BOULCH, D., ZHAO, X. A Simplified Life Cycle Approach for Assessing Greenhouse Gas Emissions of Wind Electricity. *Journal of Industrial Ecology*, 2012, vol. 16, no. S1, s. 28-38.
- PEDERSEN, E., LARSMAN, P. The impact of visual factors on noise annoyance among people living in the vicinity of wind turbines. *Journal of Environmental Psychology*, 2008, vol. 28, s. 379-389.
- PEDERSEN, E., van den BERG, F., BAKKER, R., BOUMA, J. Can road traffic mask sound from wind turbines? Response to wind turbine sound at different levels of road traffic sound. *Energy Policy*, 2010, vol. 38, s. 2520-2527.
- PEHNT, M. Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies. *Renewable Energy*, 2006, vol. 31, s. 55-71.
- PHILIPS, J. Evaluating the level and nature of sustainable development for a geothermal power plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2010, vol. 14, s. 2414-2425.
- RAADAL, H.L., GAGNON, L., MODAHL, I.S., HANSSSEN, O.J. Life cycle greenhouse gas (GHG) emissions from the generation of wind and hydro power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, vol. 15, s. 3417- 3422.
- RAUGEI, M., FULLANA-I-PALMER, P., FTHENAKIS, V. The energy return on energy investment (EROI) of photovoltaics: Methodology and comparisons with fossil fuel life cycles. *Energy Policy*, 2012, vol. 45, s. 576-582.
- RAUSCH, L., FRITSCH, U.R. Aktualisierung von Ökobilanz-daten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe. Endbericht. Darmstadt: Öko-Institut e.V., 2012. 63 s.
- RENÖFÄLT, B.M., JANSSON, R., NILSSON, C. Effects of hydropower generation and opportunities for environmental flow management in Swedish riverine ecosystems. *Freshwater Biology*, 2010, vol. 55, s. 49-67.
- RIBEIRO, F. deM., SILVA, da. G.A. Life-cycle inventory for hydroelectric generation: a Brazilian case study. *Journal of Cleaner Production*, 2010, vol. 18, s. 44-54.
- RÍO, del P., BURGUILLO, M. An empirical analysis of the impact of renewable energy deployment on local Sustainability. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009, vol 13, s. 1314-1325.
- SAIDUR, R., RAHIM, N.A., ISLAM, M.R., SOLANGI, K.H. 2011: Environmental impact of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, vol. 15, s. 2423-2430.
- SCHLEISNER, L. Comparison of methodologies for externality assessment. *Energy Policy*, 2000b, vol. 28, s. 1127-1136.
- SCHLEISNER, L. Life cycle assessment of a wind farm and related externalities. *Renewable Energy*, 2000a, vol. 20, s. 279-288.

- Směrnice Evropského parlamentu 2009/28/ES o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů a o změně a následném zrušení směrnic 2001/77/ES a 2003/30/ES. Brusel, 2009.
- Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2001/77/ES o podpoře elektrické energie vyrobené z obnovitelných zdrojů energie na vnitřním trhu s elektrickou energií. Brusel, 2001.
- STOPPATO, A. Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation. *Energy*, 2008, vol. 33, s. 224-232.
- SVATOŠOVÁ, L. KÁBA, B. Statistické metody I. 1. vyd. Praha: Provozně ekonomická fakulta ČZU, 2012. 132 s. ISBN 978-80-213-1672-0.
- TARJANNE, R., KIVISTÖ, A. Comparison of electricity generation costs. Research report EN A-56. Lappeenranta: University of Technology, 2008. 28 s. ISBN 978-952-214-588-8
- TIDWELL, V., PASSELL, H., MORELAND, B., CASTILLO, C. Energy-Water Analysis of the 10-Year WECC Transmission Planning Study. Albuquerque: Sandia National Laboratories, 2011. 52 s.
- TNI 73 0331 Energetická náročnost budov - Typické hodnoty pro výpočet. Praha, ÚNMZ, 2013.
- TOURNEY, D., FTHENAKIS, V. Environmental impacts from the installation and operation of large-scale solar power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, vol. 15, s. 3261-3270.
- TREMEAC, B., MEUNIER, F. Life cycle analysis of 4.5 MW and 250 W wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009, vol. 13, s. 2104-2110.
- TSOUTSOS, T., FRANTZESKAKI, N., GEKAS, V. Environmental impacts from the solar energy technologies. *Energy Policy*, 2005, vol. 33, s. 289-296.
- TVRDÍK, J. ZÁKLADY MATEMATICKÉ STATISTIKY 2. upravené vydání. Ostrava: Ostravská Univerzita, Přírodovědecká fakulta, 2008. 113 s.
- UN FCCC. Outcome of the work of the Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol. Draft decision proposed by the President. Geneva: United Nation office, 2012. 12s.
- UN. Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change. New York: United Nations, 1998. 21 s.
- VARUM, Bhat, I.K., PRAKASH, R. LCA of renewable energy for electricity generation systems – a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009, vol. 13, no. 5, s. 1067-1073.
- VESTAS. Life cycle assessment of offshore and onshore sited wind power plants based on Vestas V90-3.0 MW turbines. Randers: Vestas Wind Systems A/S, 2006. 60 s.
- VLÁDA ČR. 2. Národní akční plán energetické účinnosti České republiky. Praha: 2011. 56 s.
- WÄCHTER, P. The usefulness of marginal CO₂-e abatement cost curves in Austria. *Energy Policy*, 2013, vol. 61, s. 1116-1126.
- WANG, Y., SUN, T. Life cycle assessment of CO₂ emissions from wind power plants: Methodology and case studies. *Renewable Energy*, 2012, vol. 43, s. 30-36.
- WEC. Comparison of energy systems using life cycle assessment. A special report of the World Energy Council. London: World Energy Council, 2004. 67 s. ISBN 0 946121 16 8.
- WILD-SCHOLTEN,de, M.J. Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2013, vol. 119, s. 296-305.

- YANG, Q., CHEN, G.Q., LIAO, S., ZHAO, Y.H., PENG, H.W. a CHEN, H.P. Environmental sustainability of wind power: An emergy analysis of a Chinese wind farm. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, vol. 25, s. 229-239.
- ZHONG Y.G., POWER G. Environmental impacts of hydroelectric projects on fish resources in China. *Regulated Rivers: Research and Management*, 1996, vol. 12, s. 81-98.
- ZUMSTEG, J. M., COOPER, J. S., NOON, M. S. Systematic Review Checklist. A Standardized Technique for Assessing and Reporting Reviews of Life Cycle Assessment Data. *Journal of Industrial Ecology*, 2012, vol. 16, s. 12-21.

Seznam obrázků

Obrázek 1 – Plnění indikativních cílů – podílu elektřiny vyrobené z OZE na celkové spotřebě elektřiny pro vybrané země Evropského společenství v roce 2010	24
Obrázek 2 – Celkové národní cíle určující podíl energie z OZE na hrubé konečné spotřebě energie v roce 2020, a dosažené hodnoty podílu v letech 2005 a 2010 pro vybrané země Evropského společenství	26
Obrázek 3 - Skladba ceny elektrické energie v sazbě D 02d platné v ČR v roce 2013 ..	30
Obrázek 4 - Vývoj maloobchodních cen fotovoltaických panelů v letech 2001 až 2013 na trhu v Evropě a USA.....	31
Obrázek 5 – Stručné vyjádření konceptu předložené disertační práce	38
Obrázek 6 - Struktura výroby elektřiny v ČR v roce 2012	51
Obrázek 7 - Trend hrubé výroby elektřiny, domácí spotřeby elektrické energie, vývozu a dovozu elektřiny v ČR v rozmezí let 2005 až 2012	52
Obrázek 8 - Vývoj výroby z jednotlivých energetických zdrojů v kontextu celkové produkce elektřiny v ČR v období let 2005 až 2012	53
Obrázek 9 - Meziroční změny ve výrobě elektřiny z alternativních a fosilních paliv v ČR v období let 2005 až 2012.....	54
Obrázek 10 - Vývoj výroby elektřiny z OZE v ČR v rozmezí let 2005 až 2012	55
Obrázek 11 - Skutečné a odhadované příspěvky jednotlivých technologií OZE na celkové produkci elektřiny z OZE v ČR v období let 2005 až 2020	56
Obrázek 12 - Vývoj instalací větrných elektráren v ČR: nárůst instalovaného výkonu a počtu větrných elektráren od 1. 1. 2005 do 1. 1. 2013	57
Obrázek 13 - Vývoj instalací fotovoltaických elektráren v ČR: nárůst instalovaného výkonu a počtu provozoven od 1. 1. 2005 do 1. 1. 2013.....	58
Obrázek 14 - Vývoj výkupních cen a zelených bonusů stanovených pro elektřinu vyrobenou ve větrných elektrárnách v období let 2006 až 2013 v ČR v závislosti na roku uvedení elektrárny do provozu	59
Obrázek 15 - Vývoj výkupních cen a zelených bonusů pro elektřinu vyrobenou ve fotovoltaických elektrárnách s instalovaným výkonem nad 100 kW instalovaných v ČR a uvedených do provozu do roku 2011	59
Obrázek 16 - Vývoj průměrné ceny elektrické energie pro domácnosti a průměrné podpory elektřiny z OZE v České republice v období 2001 až 2013.....	60
Obrázek 17 - Vývoj nákladů na podporu výroby elektřiny z fotovoltaických, větrných a malých vodních elektráren v ČR v období let 2005 až 2012.....	61
Obrázek 18 - Znázornění korelace mezi podporou elektřiny z OZE a produkcí elektřiny využitím OZE pro období let 2005 až 2012 v ČR.....	63

Obrázek 19 - Znázornění korelace mezi průměrnou podporou elektřiny z OZE a meziročním nárůstem produkce elektřiny v období let 2006 až 2012 v ČR	64
Obrázek 20 - Efektivita podpory elektřiny z OZE v období let 2006 až 2012 v ČR	65
Obrázek 21 - Hodnoty ukazatele energetické návratnosti pro vybrané typy elektráren..	67
Obrázek 22 - Energetická efektivnost životního cyklu pro vybrané typy elektráren	69
Obrázek 23 - Emisní faktory skleníkových plynů pro typy elektráren	70
Obrázek 24 - Hodnoty ukazatele emisní návratnosti pro vybrané typy elektráren za předpokladu provozování v podmínkách ČR	72
Obrázek 25 - Podíl jednotlivých komponent FVE a VTE a jednotlivých fází životního cyklu na celkovém objemu vzniklých emisí skleníkových plynů	74
Obrázek 26 - Trend snižování emisí jednotlivých skleníkových plynů v ČR od roku 1990	77
Obrázek 27 - Trend snižování emisí skleníkových plynů v ČR od roku 1990 v jednotlivých sektorech.....	77
Obrázek 28 - Trend emisí skleníkových plynů v rámci sektoru energetiky od roku 1990	78
Obrázek 29 - Vyjádření souvislosti mezi produkcí elektrické energie a emisemi GHG.	80
Obrázek 30 - Měrné náklady na vyrobenou elektřinu - LCOE pro vybrané varianty redukce emisí GHG	81
Obrázek 31 - Podíl jednotlivých složek měrných nákladů na vyrobenou elektřinu - LCOE při 5% diskontní míře pro vybrané varianty redukce emisí GHG	81
Obrázek 32 - Redukční faktory pro vybrané varianty redukce emisí GHG	82
Obrázek 33 - Měrné náklady na redukci emisí pro vybrané varianty redukce emisí GHG v rámci České republiky v případě nahrazování mixu produkce elektřiny	83
Obrázek 34 - Měrné náklady na redukci emisí pro vybrané varianty redukce emisí GHG v rámci České republiky v případě nahrazování produkce elektřiny z uhlí	84
Obrázek 35 - Měrné náklady na redukci emisí pro vybrané varianty redukce emisí GHG v rámci České republiky se započítáním skutečného průměrného redukčního faktoru pro AZE	85
Obrázek 36 - Porovnání měrných nákladů na redukci emisí GHG se započítáním celkových nákladů nebo poskytnuté finanční podpory pro vybrané varianty redukce emisí GHG v rámci ČR	86
Obrázek 37 - Interpretace komplexního posouzení a porovnání vybraných technologií	96

Seznam tabulek

Tabulka 1 - Seznam negativních aspektů vyplývajících z využívání OZE	16
Tabulka 2 - Externí a přímé náklady zdrojů vyrábějících elektrickou energii v ČR	23
Tabulka 3 - Požadované indikativní hodnoty technických a ekonomických parametrů pro technologie využívající OZE uplatňující nárok na podporu výroby elektřiny	29
Tabulka 4 - Způsob získání a zdroje dat základních parametrů použitých pro hodnocení	40
Tabulka 5 - Seznam hodnocených ukazatelů	44
Tabulka 6 - Základní data použitá k výpočtům indikátorů pro VTE.....	49
Tabulka 7 - Základní data použitá k výpočtům indikátorů pro FVE.....	49
Tabulka 8 - Podíly OZE na hrubé výrobě a hrubé domácí spotřebě elektřiny v ČR v rozmezí let 2005 až 2012	54
Tabulka 9 - Korelační koeficienty pro posouzení vztahu mezi podporou OZE a produkcí elektřiny z OZE pro období let 2005 až 2012 v ČR	62
Tabulka 10 - Celkové množství vyrobené elektřiny a vyplacené finanční podpory na elektřinu z OZE pro jednotlivé technologie OZE v období 2005 až 2012 podle příslušné formy podpory - výkupní ceny, zelený bonus.	63
Tabulka 11 - Základní parametry hodnocených variant redukce emisí GHG.....	76
Tabulka 12 - Vývoj výroby a spotřeby elektřiny a emisí z výroby elektřiny a tepla v ČR v období let 2005 až 2010	79
Tabulka 13 - Korelační koeficienty pro posouzení vztahu mezi emisemi GHG a produkcí elektřiny.....	79
Tabulka 14 - Numerické vyjádření míry stability flexibility technologie vyrábějící elektrickou energii	91
Tabulka 15 - Převodní vztahy pro převedení slovního hodnocení míry stability a flexibility technologie vyrábějící elektrickou energii na číselnou formulaci.....	91
Tabulka 16 - Porovnání výsledků hodnocených ukazatelů pro posuzované typy elektráren	92
Tabulka 17 - Hodnoty korelačních koeficientů vyjadřujících vzájemné vztahy mezi posuzovanými ukazateli	93
Tabulka 18 - Stanovené váhy hodnocených kritérií (Fullerova metoda)	94
Tabulka 19 - Matice pořadí hodnocených variant	95
Tabulka 20 - Matice pořadí hodnocených variant s aplikací váhy kritéria	95

Přílohy

Příloha I - Soubor základních legislativních dokumentů pro oblast energetiky, OZE a úspor energie				
Označení	Název dokumentu	Platnost	Cíl dokumentu	Stručný obsah
Směrnice č. 2001/77/ES	Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2001/77/ES o podpoře elektrické energie vyrobené z obnovitelných zdrojů energie na vnitřním trhu s elektrickou energií	2001 - 2009	podpora využívání elektřiny z OZE	stanoví státní směrné cíle, definuje OZE, určí záruky původu elektřiny, správní postupy a program podpory
Směrnice č. 2003/30/ES	Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2003/30/ES o podpoře užívání biopaliv nebo jiných obnovitelných pohonných hmot v dopravě	2003 - 2009	podpora využívání biopaliv a jiných OZE v dopravě	charakterizace biopaliva, povinnosti členský států k podpoře využívání biopaliv
Směrnice č. 2009/28/ES	Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/28/ES o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů a o změně a následném zrušení směrnic 2001/77/ES a 2003/30/ES	od 23.4. 2009	podpora využívání energie z OZE	stanoví společný rámec pro podporu energie z OZE, stanoví závazné národní cíle, stanoví pravidla mezi členskými státy, záruk původu, správních postupů, informování a vzdělávání a přístupu energie z OZE k distribuční soustavě.
Směrnice č. 2009/29/ES	Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/29/ES, kterou se mění směrnice 2003/87/ES s cílem zlepšit a rozšířit systém pro obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů ve Společenství	od 23.4. 2009	podpora snižování emisí skleníkových plynů	systém pro obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů v ES, efektivní a hospodářsky účinné snižování emisí skleníkových plynů
Směrnice č. 2009/30/ES	Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/30/ES, kterou se mění směrnice 98/70/ES, pokud jde o specifikaci benzínu, motorové nafty a plynových olejů, zavedení mechanismu pro sledování a snížení emisí skleníkových plynů, a směrnice Rady 1999/32/ES, pokud jde o specifikaci paliva používaného plavidly vnitrozemské plavby, a kterou se ruší směrnice 93/12/EHS	od 23. 4. 2009	snížování emisí skleníkových plynů prostřednictvím dekarbonizace paliv používaných v dopravě	stanovení technické specifikace týkající se péče o zdraví a životní prostředí pro paliva určená pro motorová vozidla, nesilniční pojízdné stroje, rekreační plavidla,
Směrnice č. 2009/31/ES	Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/31/ES ze dne 23. dubna 2009 o geologickém ukládání oxidu uhličitého a o změně směrnice Rady 85/337/EHS, směrnice Evropského parlamentu a Rady 2000/60/ES, 2001/80/ES, 2004/35/ES, 2006/12/ES a 2008/1/ES a nařízení (ES) č. 1013/2006	od 23. 4. 2009	příspěvní k boji proti změně klimatu	vytváří právní rámec pro geologické ukládání oxidu uhličitého, geologické ukládání CO ₂ na území členských států, jejich výlučných ekonomických zón a jejich kontinentálních šelfů ve smyslu Úmluvy Organizace spojených národů o mořském právu
Rozhodnutí č. 2009/406/ES	Rozhodnutí Evropského parlamentu a Rady č. 2009/406/ES o úsilí členských států snížit emise skleníkových plynů, aby byly splněny závazky Společenství v oblasti snížení emisí skleníkových plynů do roku 2020	od 23. 4. 2011	snížení emisí skleníkových plynů o 20 % pod úroveň roku 1990	stanovení minimálního příspěvku členských států ke splnění závazku Společenství v oblasti snížení emisí skleníkových plynů během období 2013 až 2020
Zákon č. 180/2005 Sb.	Zákon č. 180/2005 o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie (zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů)	2005 - 2012	podpora využití OZE, zajištění podmínek pro naplnění indikativního cíle podílu elektřiny z OZE na hrubé spotřebě elektřiny	specifikuje předmět podpory, určuje práva a povinnosti subjektů na trhu s elektřinou z OZE, podmínky podpory, výkupu a evidence výroby elektřiny z OZE, a stanovuje pravidla financování podpory
Zákon č. 165/2012 Sb.	Zákon č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů	od 1.1. 2013	podpora elektřiny, tepla a biometanu z OZE a DZ, vytvoření podmínek pro naplnění závazného cíle podílu energie z OZE na hrubé konečné spotřebě energie	specifikuje předmět a pravidla podpory, určuje obsah a tvorbu Národního akčního plánu České republiky pro energii z OZE, specifikuje odvod z elektřiny ze slunečního záření, stanovuje financování podpory,

Příloha I - Soubor základních legislativních dokumentů pro oblast energetiky, OZE a úspor energie				
Označení	Název dokumentu	Platnost	Cíl dokumentu	Stručný obsah
Rozhodnutí Komise 2009/548/ES	Rozhodnutí Komise 2009/548/ES ze dne 30. června 2009, kterým se stanoví vzor pro národní akční plány pro energii z obnovitelných zdrojů podle směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/28/ES	od 30.6. 2009	stanovení vzoru pro národní akční plány pro energii z obnovitelných zdrojů	stanovuje základní body pro Národní akční plány (stanovení cílů v oblasti OZE a plány vývoje, opatření k dosažení cílů a hodnocení)
Zákon č. 458/2000 Sb	<i>Zákon č. 458/2000 Sb ze dne 28. listopadu 2000, o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů (energetický zákon)</i>	od 1.1. 2001	upravuje podmínky podnikání a výkon státní správy v energetických odvětvích, kterými jsou elektroenergetika, plynárenství a teplárenství	vysvětluje základní pojmy v energetice, uvádí informace v oblasti licence, certifikace, výkonu státní zprávy, ministerstva a ERU, podrobně popisuje podmínky pro oblast elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství
Zákon č. 406/2000 Sb.	<i>Zákon č. 406/2000 Sb. ze dne 25. října 2000, o hospodaření energií, ve znění pozdějších předpisů</i>	od 1.1. 2001	zvýšení efektivity využití energie	Uvádí opatření pro zvyšování hospodárnosti užití energie, pravidla pro tvorbu energetických koncepcí, požadavky na ekodesign výrobků spojených se spotřebou energie, požadavky na uvádění spotřeby energie a jiných hlavních zdrojů na energetických štítcích výrobků spojených se spotřebou energie a požadavky na informování a vzdělávání v oblasti úspor energie a využití obnovitelných a druhotných zdrojů.
Vyhláška č. 140/2009 Sb.	<i>Vyhláška č. 140/2009 Sb., ze dne 11. května 2009 o způsobu regulace cen v energetických odvětvích a postupech pro regulaci cen</i>	od 11.3. 2011	popis regulace a tvorby cen	popisuje způsob regulace a postup tvorby cen v elektroenergetice a plynárenství,

Příloha II – Statistická data použita pro zhodnocení trendů využívání OZE v ČR

Struktura zdrojů v rámci výroby elektrické energie v ČR v rozmezí let 2005 – 2012 [GWh _{e1}]								
Zdroj elektřiny	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Černé uhlí	6 382	6 820	7 846	6 111	5 311	6 044	5 685	4 888
Hnědé uhlí	43 480	43 135	46 201	42 212	40 362	40 907	41 092	39 143
Zemní plyn	1 097	971	951	994	973	1 051	1 023	1 134
Ostatní plynná paliva	2 833	2 834	2 890	3 252	2 931	3 181	3 204	2 975
Jaderná energie	24 728	26 047	26 172	26 551	27 208	27 998	28 283	30 324
OZE	3 050	3 513	3 394	3 738	4 669	5 887	7 248	8 055
Ostatní	1 009	1 042	745	659	798	843	1 026	1 055
CELKEM	82 579	84 361	88 198	83 518	82 250	85 910	87 561	87 574

Zdroj dat: ERU, 2013a.

Výroba elektrické energie z jednotlivých OZE v ČR v období let 2005 – 2012 [GWh _{e1}]								
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Větrné elektrárny	21	49	125	245	288	335	397	416
Fotovoltaické elektrárny	0	0	2	13	89	616	2 182	2 149
Malé vodní elektrárny	1 071	964	1 002	967	1 083	1 239	1 018	1 026
Velké vodní elektrárny	1 309	1 586	1 077	1 057	1 347	1 551	945	1 103
Biomasa	552	729	993	1 231	1 437	1 512	1 683	1 803
Bioplyn	85	173	183	214	414	599	933	1 472
Ostatní OZE	11	11	11	12	11	36	90	87
CELKEM	3 050	3 513	3 394	3 738	4 669	5 887	7 248	8 055

Zdroj dat: ERU, 2013a.

Bilance elektrické energie v ČR v období let 2005 – 2012 [GWh _{e1}]								
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Výroba elektřiny brutto	82 579	84 361	88 198	83 518	82 250	85 910	87 561	87 574
Spotřeba elektřiny brutto	69 945	71 730	72 045	72 049	68 606	70 962	70 517	70 453
Vývoz elektřiny	24 985	24 097	26 357	19 989	22 230	21 591	27 501	28 707
Dovoz elektřiny	12 351	11 466	10 204	8 521	8 586	6 642	10 457	11 587
Export/Import balance	12 634	12 631	16 153	11 469	13 644	14 948	17 044	17 120

Zdroj dat: ERU, 2013a.

PUBLIKACE