ANALÝZA DOPADŮ REGULACE V ČESKÉM ELEKTROENERGETICKÉM SYSTÉMU – APLIKACE DYNAMICKÉHO LINEÁRNÍHO MODELU MESSAGE

Lukáš Rečka, Milan Ščasný, Univerzita Karlova v Praze*

1. Úvod

Vyhodnocování dopadů sektorových politik prostřednictvím modelů dílčích trhů zaznamenalo během posledních dvou desetiletí velký rozvoj a stalo se klíčové pro tvorbu scénářů politik, volbu konkrétních nástrojů, které by stanovený cíl politiky efektivně dosáhly, nebo pro tvorbu prognóz vývoje agregátních indikátorů. Ne jinak je tomu v odvětví energetiky. Výsledky výzkumů rozvíjejících modely energetiky jsou využívány národními vládami, Evropskou komisí, nebo OECD. Kromě několika modelů rozvíjených za účelem analyzovat dopady agrárních politik a podpor, není však v České republice prozatím využívání modelování pomocí makro modelů pro vyhodnocování dopadů energetických, dopravních nebo environmentálních politik příliš rozšířené. Naším článkem se snažíme přispět k rozvoji využívání modelování k vyhodnocování dopadů regulace v oblasti životního prostředí na sektor elektroenergetiky v České republice. Námi sestavený model je unikátní svou detailní strukturou, kdy modelujeme jednotlivé stávající zdroje a nikoli pouze agregované technologie, jak je běžné v ostatních energetických modelech.[1]

Pomocí dynamického optimalizačního modelu vyhodnocujeme dopady několika scénářů regulace sektoru výroby elektřiny v České republice. Naše analýza zahrnuje dopady politik na spotřebu jednotlivých paliv, palivový a technologický mix, vyvolané investice a další náklady v časovém horizontu daném rokem 2030. Pro predikované změny v úrovních emisí znečisťujících látek vypouštěných do ovzduší a emisí skleníkových plynů následně kvantifikujeme škody způsobené znečisťujícími látkami na lidském zdraví. Zahrnutí těchto environmentálních externích nákladů zvyšuje komplexnost prováděné environmentální analýzy nákladů a přínosů dané politiky. Kromě základního scénáře, který předpokládá zcela minimální environmentální regulaci, zkoumáme efekty v posledním období diskutovaných nebo implementova-

* Článek vznikl za podpory grantu EU FP 7 číslo 308680 CECILIA2050 „Choosing Efficient Combinations of Policy Instruments for Low-carbon development and Innovation to Achieve Europe's 2050 climate targets" a projektu GA UK č. 1070213. Vývoj modelu MESSAGE byl podpořen projektem MŽP ČR č. SPII4I1/52/07 „Modelování dopadů environmentální daňové reformy: II. etapa EDR". Autoři děkují za podporu výzkumu.

1 Například optimalizační model české energetiky EFOM-ENV (Energy Flow Optimisation Model-ENVironment), který byl doposud využíván pro predikce dopadů a prognózy vývoje emisí je postaven na agregovanějších datech (MŽP, 2012 str. 5).

ných politik, konkrétně zvýšení poplatků za emise znečisťujících látek vypouštěných do ovzduší; podpory obnovitelných zdrojů energie poskytnuté skrze zelené bonusy; a konečně zavedení emisního obchodování s emisemi CO_2 v rámci evropského systému EU ETS. V rámci citlivostní analýzy zkoumáme efekty variability klíčových předpokladů a exogenních proměnných modelu na výsledky predikce. Vyhodnocujeme také, k jakým změnám v simulacích by vedl předpoklad o nemožnosti výstavby nového jaderného zdroje.

Struktura příspěvku je následující: nejprve se věnujeme základnímu členění modelů užívaných s cílem hodnocení dopadů environmentální regulace na energetiku a jejich dosavadní aplikace v České republice. V navazující části popisujeme náš model MESSAGE, jeho základní strukturu, předpoklady, data a kvantifikaci externích nákladů. Čtvrtá část popisuje projekční scénáře politik a shrnuje výsledky jejich dopadů. Pátá část představuje citlivostní analýzu klíčových parametrů modelu. Závěrečná část shrnuje dosažené výsledky.

2. Druhy energetických modelů a jejich aplikace v ČR

2.1 Druhy modelů

Obecně můžeme rozlišit dva typy modelů. Modely přistupující k popisu systému ze shora směrem dolů, tzv. „**top-down**“, jsou relativně komplexní, ve většině případů se zabývají ekonomikou jako celkem a obvykle jsou postavené na agregovaných odvětvových datech. To jim umožňuje zachytit zpětné vazby mezi jednotlivými sektory ekonomiky i vzájemné závislosti mezi cenami, čímž implicitně předpokládají behaviorální odezvu agentů a interakce poptávky a nabídky. Tyto modely vychází více z ekonomické teorie. Toto komplexní modelování je ovšem možné jen za cenu zobecnění a značné agregace, kdy je určitý sub-systém, například energetika, popsán neoklasickou produkční funkcí umožňující substituce jen skrze cenové elasticity. Tím je zanedbána možnost konkurujících si technologií reagovat na cenové změny. Proto „top-down“ modely neumožňují zachytit strukturu energetického sektoru a možné změny v něm s takovou přesností a takovém detailu, jako to umožňují právě „bottom-up“ modely. Top-down přístupu využívají makroekonomické modely všeobecné rovnováhy (CGE), například *General Equilibrium Model for Economy – Energy – Environment* (GEM-E3) (van Regemorter, 2005), *Intertemporal Computable Equilibrium System* (ICES) (Eboli et al., 2010) nebo *Policy analysis based on computable equilibrium* (PACE) (Böhringer a kol., 2009) nebo makro-ekonometrické modely, například *Energy–Environment–Economy Model for Europe* (E3ME) (Ščasný a kol., 2009) nebo *Global INterindustry FORecasting System* (GINFORS) (Barker a kol., 2011; Lutz a Meyer, 2009). Další přehled energetických modelů přinášejí například Jebaraj a Iniyan (2006).

„**Bottom-up**“ modelování přistupuje k systému naopak zespodu, využívá spíše inženýrské přístupy a reflektuje ekonomickou teorii jen částečně. „Bottom-up“ modely jsou technologicky zaměřené modely určené k modelování jednotlivých sektorů

odděleně. Umožňují detailnější modelování vybraného sektoru při využití neagregovaných, technologicky specifických dat včetně celé škály reálných omezení, což přibližuje model realitě více než je tomu u modelů všeobecné rovnováhy či makro-ekonometrických modelů. „Bottom-up“ modely až na výjimky neposkytují zpětnou vazbu mezi vývojem na dílčím trhu a zbytkem ekonomiky a ani neumí simulovat vazby mezi jednotlivými trhy (sektory). Výchozí úroveň (sektorové) poptávky je zpravidla exogenní proměnou, vývoj poptávky je však již v některých modelech endogenní (determinovaný vlastní cenovou elasticitou v kombinaci s předefinovaným trendem – jako například v modelu TIMES (*The Integrated MARKAL-EFOM System*) (Loulou a Labriet, 2008).

V posledních letech se objevily přístupy, které se snaží tyto dva metodické přístupy integrovat do jednoho rámce obecné rovnováhy. Böhringer a Rutherford (2008) nejprve přímo integrují „bottom-up“ and „top-down“ popis ekonomického systému v rámci tzv. hybridního integrovaného modelu. V navazující práci Böhringer a Rutherford (2009) navrhují dekompoziční přístup integrace, v rámci kterého jsou oba modely řešeny iterativně, což je efektivnějším přístupem integrace zejména v případě, kdy „bottom-up“ model je příliš detailní a obsahuje mnoho technologií.

2.2 Aplikace environmentálně energetických modelů v ČR

Dosavadní aplikace makro-ekonometrických modelů a modelů CGE v České republice shrnují Brůha (2002) a Ščasný a kol. (2009). Obecně můžeme shrnout, že doposud bylo v ČR rozvinuto jen několik málo „top-down“ modelů pro posouzení dopadů environmentálních politik. Příklady užitých makro-ekonometrických modelů jsou HERMIN (Kejak a Vávra, 1999) a E3ME (Ščasný a kol., 2009), mezi rozvinuté modely obecné rovnováhy patří HANI (Brůha, 2002), CZEGE3 (Kiuila a kol., nedat.), nebo CGE model pro biopaliva (Brůha a Píša, 2011). Všechny tyto příklady představují „top-down“ modely a jako takové jsou poměrně agregované bez detailnějšího rozlišení jednotlivých technologií výroby energie.

Emisní scénáře a potenciál snížení emisí jsou na úrovni EU, včetně aplikací pro Českou republiku, odhadovány jedním ze simulačních modelů, modelem GAINS (Greenhouse Gas and Air Pollution Interactions and Synergies). Dopady několika scénářů pro Českou republiku pomocí simulačního modelu GAINS analyzuje například Bízek (2009).

Jediné dvě aplikace dynamických lineárních optimalizačních modelů se zaměřením na energetiku České republiky a hodnocení environmentálních dopadů sestavovaných přímo pro český energetický sektor jsou model EFOM-ENV (Spitz, 2009) a model MESSAGE vyvíjený v COŽP UK, aplikovaný na sektor výroby elektrické energie (viz Rečka, Balajka, 2008 a Rečka, 2011) na jehož rozvoj v tomto článku navazujeme.

Model EFOM-ENV (Energy Flow Optimisation Model-ENVironmen), podobně jako model MESSAGE, je lineární optimalizační model založený na minimalizaci

nákladů. Model EFOM-ENV má pětiletý krok optimalizace (Spitz, 2009), což je dostatečné pro tvorbu energetických scénářů na národní úrovni, nicméně chceme-li zkoumat dopady regulace na rozvoj energetického sektoru a s tím spojené dopady na životní prostředí je vhodnější postupovat v jednoletém kroku jako v modelu MESSAGE. Slabinou obou modelů EFOM-ENV a GAINS je menší detailnost technologií, a tedy možností optimalizace. Zatímco model EFOM-ENV nerozlišuje jednotlivé zdroje v systému, ale jen jednotlivé typy technologií (MŽP, 2012, str. 5), simulační model GAINS pracuje dokonce do velké míry s agregovanými národními daty, což může v obou případech vést k oddálení modelu od reality nebo nereálným projekcím, například když model GAINS „instaluje" technologie na snížení emisí i na emisní zdroje, na které již tyto technologie byly v realitě instalovány. Model MESSAGE využívá individuální data z příslušných databází, čímž jsou rozlišené jednotlivé zdroje (velké elektrárny) výroby energie v jeho struktuře. Model MESSAGE obsahuje i tzv. křivku zatížení, což je další jeho předností oproti modelu EFOM-ENV.

3. Optimalizační model české energetiky MESSAGE

3.1 Struktura modelu

Model pro strategické alternativy nabídky energie a jejich obecné dopady na životní prostředí (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts - MESSAGE) je dynamický lineární optimalizační model vyvinutý Mezinárodním institutem pro aplikovanou systémovou analýzu (IIASA) a Mezinárodní agenturou pro atomovou energii (IAEA). Model MESSAGE je schopný simulovat a optimalizovat energetický systém od těžby či dovozu primárních zdrojů energie až po konečnou poptávku po energiích v jednotlivých sektorech ekonomiky včetně distribuce. Jednotlivé kroky transformace energie z primárních zdrojů až k finální spotřebě energie tvoří samostatné články energetického řetězce – tzv. technologie. Jednotlivé články energetického řetězce na sebe navazují a výstup z nižšího článku řetězce se stává vstupem vyššího článku. Model hledá optimum na základě minimalizace součtu celkových diskontovaných nákladů všech technologií. Účelovou funkci modelu MESSAGE je možné zjednodušeně popsat následovně:[2]

$$\sum_t \left[\beta_o^t \left\{ \sum_j pal_{j,t} \cdot \mu_j \cdot var_{j,t} + \sum_j \sum_{\tau=t-\tau_j}^{t} kap_{j,\tau} \cdot fix_{j,t} \right\} + \beta_i^t \left\{ \sum_j \sum_{\tau=t}^{t+\tau_j} kap_{j,\tau} \cdot inv_{j,\tau} \cdot r_{j,n} \right\} \right]$$

kde index *j* značí určitou technologii. Technologií je zde jednotlivý článek energetického řetězce, tedy i článek primárních zdrojů, kde cenu paliva vyjadřují variabilní

2 Detailní popis účelové funkce modelu MESSAGE je možné nalézt v IAEA (2002, Annex A, str. 36–38). *Annex A* popisuje kromě účelové funkce i všechny ostatní submoduly modelu MESSAGE, které definují obor hodnot proměnných v účelové funkci (např. zastropování emisí či maximální roční těžba hnědého uhlí).

náklady (*var*). Index *t* udává rok optimalizace; τ je rok, ve kterém je instalována nová kapacita; t, τ = 2006, 2007, ..., 2030. β_i a β_o jsou diskontní faktory investičních, respektive ostatních nákladů; $var_{j,t}$ jsou variabilní náklady technologie *j* v roce *t*; $fix_{j,t}$ jsou fixní náklady *j* v *t*; $inv_{j,t}$ jsou specifické investiční náklady *j* v roce *t* (na jednotku hlavního výstupu). $pal_{j,t}$ značí spotřebu paliv (vstupů z nižších článků v energetickém řetězci) technologie *j* v roce *t*; μj udává účinnost energetické konverze technologie *j*; kap *j*, τ je nově instalovaná kapacita technologie *j* v roce τ; τ_j je životnost technologie *j*; a $r_{j,n}$ je poměr investice *j*, který musí být zaplacen *n* let před spuštěním.

V základní verzi s lineárním řešitelem nemá model (stejně jako ostatní lineární modely) zpětnou vazbu na makroekonomické ukazatele, tedy ani na konečnou spotřebu energie. Proto je konečná spotřeba energie exogenní proměnnou modelu.[3] Silnou stránkou modelu MESSAGE je, že umožňuje použít velký detail technologií jak současných, tak i budoucích. Dle IAEA (2002, str. I–3) „je model MESSAGE navržen pro formulování a vyhodnocování alternativních strategií energetické nabídky v souladu s uživatelem definovanými omezeními jako limity nových investic, dostupnost paliva, environmentální regulace či míra penetrace nových technologií na trhu“. Do modelu je začleněná křivka zatížení poptávky a v případě obnovitelných zdrojů energie (OZE) rovněž volatilita výroby energie během dne a období daného roku. Díky tomu je možné optimalizovat nasazení energetických zdrojů v závislosti na fluktuaci poptávky, což přibližuje model více realitě.

Model MESSAGE je vhodný pro predikce efektů politických scénářů jako například změn sazeb poplatků za emise SO_2, NOx, TZL (tuhých znečišťujících látek) nebo VOC (těkavých organických sloučenin); zavedení systému EU ETS (s exogenní cenou povolenky) s různým režimem přidělovaní povolenek; zvýšení cen paliv pro výrobu energie; zdanění emisí uhlíku; vyloučení některých technologií z výroby energie (např. výroby v jaderných elektrárnách), nebo omezení jejich maximálního použití (biomasa); změny podílu spoluspalovaní biomasy s fosilními zdroji; nebo poskytnutí dotace vybraným zdrojům energie (například skrze zelené bonusy, investiční dotace, či minimální kvóty).

Oproti standardní struktuře optimalizačního modelu je v našem modelu obsažena virtuální úroveň modelování systému emisního obchodování EU ETS, kde nedochází k transformaci energie, ale k nákupu (či prodeji) emisních povolenek na základě množství vyprodukovaných emisí. V modelu simulujeme jednotlivé energetické zdroje na úrovni elektráren, včetně rozlišení kvality spalovaného uhlí, což je jedna z hlavních předností modelu oproti ostatním doposud využívaným modelům v ČR (ENV-EFOM), které pracují na úrovni typů technologií.

Cílem modelu je vybrat takovou kombinaci technologií výroby energie, která zajistí výrobu stanoveného množství energie s nejnižšími náklady. Stávající verze umožňuje do účelové funkce zahrnout cenové efekty všech výše uvedených politik, nezahrnuje však doposud externí náklady umožňující minimalizovat celospolečen-

3 S nelineárním řešitelem MINOS model MESSAGE dovoluje i zahrnutí cenových elasticit poptávky, čímž je dosaženo zpětné vazby původně čistě exogenní poptávky.

ské náklady výroby energie. Při volbě nejlevnějšího technologického mixu model předpokládá okamžité a dokonalé přizpůsobování systému při změnách cen. Model také předpokládá dokonalou konkurenci mezi jednotlivými technologiemi. Z tohoto důvodu je tento model vhodnější spíše pro simulace dopadů politik na systém než pro projekce emisí.[4]

3.2 Předpoklady modelu a data

Model MESSAGE je postaven na individuálních datech (úroveň provozoven). Vstupní data modelu jsme získali z několika zdrojů. Údaje o spotřebě paliv, emisích, emisních faktorech a koncentracích jednotlivých elektráren vychází z databáze REZZO (Registr emisí a zdrojů znečištění ovzduší) sestavované každoročně Českým hydrometeorologickým ústavem. Data o výrobě elektřiny a tepla jednotlivých zdrojů pocházejí ze statistik Energetického regulačního úřadu. Ostatní data jsme převzali z odborných studií a výročních zpráv či internetových stránek českých výrobců elektřiny (především ČEZ, a.s.). Veškerá data se vždy vztahují k jednotlivým elektrárnám či technologiím. Pro detailnější popis modelu doporučujeme vyhledat Rečka (2009, kapitola Model MESSAGE, str. 20–25) či Ščasný a kol. (před tiskem, kapitola 2 - Optimalizační model českého elektrického sektoru).

Výchozím rokem modelu je rok 2006, k tomuto či následujícím rokům se vztahují všechna vstupní aktivitní data o výrobě elektřiny a emisích. Modelované období pokrývá roky 2006 až 2030, kvůli možnosti odepisování velkých investic však model optimalizuje náklady až do roku 2060. Všechny ceny jsou uvedeny v eurech 2007 a při převodech jsme použili směnný kurz 25 Kč/EUR. Diskontní míra užitá ve všech modelovaných scénářích v tomto příspěvku je 5 % p.a.[5]

V modelu jsou zahrnuty všechny velké české tepelné a jaderné elektrárny, agregovaný zdroj elektřiny a tepla (zdroje spadající pod Dalkia, a.s.),[6] dále agregovaná výroba elektřiny ve vodních elektrárnách[7] a instalované kapacity slunečních a větrných elektráren (aktualizovány k 1. 11. 2010).

Energetické zdroje zahrnuté v modelu a jejich skutečná výroba elektřiny a tepla v roce 2006 pokrývají 81 % brutto výroby elektřiny a 95 % brutto spotřeby elektřiny v České republice a zároveň přibližně 25 % dodávek dálkového tepla. 95 % brutto spotřeby elektřiny uvažujeme jako základ pro poptávku v modelu, proto jsme o 5 %

4 V letech 2006–2010 se modelované hodnoty emisí liší od skutečnosti v řádu procent.

5 V citlivostní analýze v části 5 je testován vliv jiné výše diskontní míry.

6 Jelikož je zde Dalkia, a.s. jako agregovaný zdroj, není tím zachováno regionální rozdělní poptávky po teple, a proto je poptávka po teple pro tento agregovaný zdroj považována za konstantní dle hodnot roku 2006.

7 V letech 2006–2009 je výrova elektřiny ve vodních elektrárnách (VE) kalibrována dle skutečnosti a v dalších letech (pro zjednodušení a lepší analýzu dopadů regulace) předpokládáme pro výrobu elektřiny ze stávajících VE průměr z těchto 4 let.

snížili i odhad budoucí spotřeby elektřiny ze studie OTE (2009).[8] Model tvoří energetický ostrov s exogenní poptávkou po elektřině, kde neuvažujeme dovoz či vývoz elektřiny. Souhrnná produkce elektřiny v jaderných elektrárnách Dukovany a Temelín je do roku 2012 na úrovni 26 TWh ročně a poté stoupá na 36 TWh v souladu s plány společnosti ČEZ, a.s. Výroba elektřiny z jaderných elektráren je omezena na max. 60 % celkové poptávky po elektřině. Stávající elektrárny jsou odpojovány v souladu s plány jejich provozovatelů, v případě nedostupnosti této informace jsme rok uzavření elektrárny určili na základě jejího stáří a předpokládané životnosti technologie.

Model obsahuje 24 technologií nových zdrojů elektřiny včetně vodních, větrných a slunečních elektráren či technologie na zachytávání uhlíku *Carbon Capture and Storage* (CCS) pro uhelné elektrárny a jedné kogenerační technologie na biomasu. Parametry nových technologií vycházejí ze studie Pur a kol. (2008), investiční náklady u slunečních elektráren byly aktualizovány dle podkladů Energetického regulačního úřadu (ERÚ, 2009). Vzhledem k malému potenciálu stavby nových vodních elektráren jsme jejich výstavbu v modelu omezili na max. 2 MW ročně počínaje rokem 2010, maximálně je tedy v modelu za celé období povolena instalace 40 MW vodních elektráren. Potenciály větrných a slunečních elektráren vycházejí ze studie OTE a EGÚ Brno (2009, str. 182)[9]. Biomasa je v modelu zahrnuta především ve formě spoluspalování s hnědým uhlím v elektrárnách (až do výše 30 % energetického vstupu), kde její spoluspalování probíhá. Detailní chatekteristiky nových techonologií a ostatních vstupních dat modelu naleznete v Příloze.

Do modelu jsme rovněž začlenili územní ekologické limity pro těžbu hnědého uhlí (HU) a dostupnost hnědého uhlí v ČR dle Slivka (2007) a Šafářová (2006). Pro zachování současného poměru spotřeby hnědého uhlí v teplárenství na jeho těžbě jsme přibližně 15 % dostupného uhlí alokovali pro teplárenství, a o toto množství jsou dostupné zdroje v modelu sníženy. V této aplikaci neuvažujeme s dovozem ani vývozem hnědého uhlí.

Přidanou hodnotou modelu je začlenění křivky zatížení („*load curve*“) poptávky elektřiny a také křivky zatížení výroby OZE.[10] Profil poptávky elektřiny i její výroby ze slunečních elektráren je rozdělen na tři roční období (leden-duben; květen-září; říjen-prosinec) a dále je den v těchto obdobích rozdělen na 4 časové úseky, kdy denní špičce odpovídá úsek v délce 1 hodiny. Vodní a větrné elektrárny mají křivku zatížení jen na úrovní tří ročních období. Vždy se jedná o průměrné hodnoty za poslední 4

8 Poptávka po elektřině je v roce 2006 kalibrována dle skutečně vyrobené elektřiny ve zdrojích obsažených v modelu a odpovídá 95,4 % brutto spotřeby elektřiny v ČR. V letech 2007–2009 se neliší předpokládaná elektrická poptávka od 95,4 % skutečnosti o více než 1 %. V roce 2010 jsme v modelu, dle OTE (2009), předpokládali oproti skutečnosti pomalejší obnovení růstu elektrické poptávky odpovídající 93,6 % domácí brutto spotřeby.

9 Z povahy konstrukce modelu, jsou potenciály OZE v modelu vázány na roční výrobu elektřiny, nikoli na instalovanou kapacitu.

10 Jedná se stále o zjednodušení, protože se jde o průměrné hodnoty a v rámci daných časových (popř. denních dob) období jsou křivky zatížení stejné. Model nikdy nemůže a ani nemá ambici přesně zachytit každý výkyv v poptávce po elektřině.

roky a tyto hodnoty předpokládáme stejné pro celé simulované období. Tím, že OZE mají definovanou křivku výroby, je částečně řešen problém rezervních kapacit k těmto zdrojům.

Pro kvantifikaci externích nákladů jsme použili metodologii ExternE (Externalities of Energy), která je založena na analýze drah dopadu (Impact Pathway Approach, IPA), se zahrnutím posledních revizí metodologie provedených v rámci několika evropských projektů (například NEEDS a CASES) (Bickel a Friedrich, 2005; Weinzettel a kol., 2012). IPA je analytická metoda zkoumající celou souslednost procesů, skrze které emise z jednotlivých emisních zdrojů ovlivňují zejména lidské zdraví, ale také zemědělskou úrodu, stavební materiály nebo biodiverzitu. IPA začíná modelováním disperze vypouštěných chemických látek v prostředí (například SO_2), pokračuje jejich následným přenosem v atmosféře až k modelování zvýšení koncentrací (sulfátů) a jejich dopady na receptory (respirační nemoci), a končí s peněžním oceněním těchto fyzických efektů. Máca et al. (2012) popisují metodu IPA podrobněji. Kvantifikované externí náklady v tomto příspěvku nezahrnují škody vyvolané klimatickou změnou, a z toho důvodu uváděné škody představují pouze konzervativní odhad výše externích nákladů. Přehled kvantifikace společenských nákladů emisí CO_2 prostřednictvím modelů integrovaného hodnocení podává Tol (2011).

4. Simulace

4.1 Scénáře

Pro modelování dopadů environmentální regulace jsme vytvořili následujících pět scénářů.

BAU – Business-as-usual

Základní scénář nepředpokládá žádné poplatky za znečisťující látky vypouštěné do ovzduší, zelené bonusy ani obchodování v rámci systému EU ETS. Jedinými omezeními zde jsou omezení maximálního podílu elektřiny z jádra na 60 %, potenciály OZE a dostupnost hnědého uhlí v rámci ekologických těžebních limitů.

Bonusy

Tento scénář oproti scénáři *BAU* zavádí podporu OZE ve formě zelených bonusů, které jsou odvozeny z cenových rozhodnutí Energetického regulačního úřadu (ERÚ).[11] Pro každou technologii máme vždy jeden vektor zelených bonusů. Zelené bonusy vycházejí z hodnot stanovených ERÚ v posledních 4 letech a sledují jejich průměrný trend. Bonusy pro solární elektrárny vychází z cenového rozhodnutí ERÚ z 8. listopadu 2010 (předchozí cenová rozhodnutí ERÚ byla zatížena omezeními plynoucími ze zákona č. 180/2005 Sb., jelikož ERÚ nemohl dostatečně flexibilně reagovat na klesající ceny

11 Hodnoty předpokládaných Zelených bonusů jsou zobrazeny v příloze v tabulce 11.

solárních panelů, což vedlo k nepřiměřenému nárůstu počtu instalovaných solárních elektráren v letech 2009 a 2010 a nepřiměřenému zisku vlastníků některých těchto elektráren, jak ukazuje i Průša et al. (2012)). Proto jsou bonusy pro nové technologie OZE snižovány ve stejném poměru, jak se snižují jejich předpokládané investiční náklady. To platí pro zelené bonusy ve všech scénářích, kde jsou uvažovány.

ETS – Emission Trading System

Scénář *ETS* rozšiřuje scénář *Bonusy* o obchodování s CO_2. Do roku 2012 emisní obchodování probíhá dle NAP I a NAP II, od roku 2013 přechází systém emisního obchodování k postupnému snižování zdarma přidělených emisních povolenek dle předpokládané alokace povolenek MŽP tak, že v roce 2020 již nejsou žádné povolenky přiděleny zdarma. Předpokládaná cena emisní povolenky postupně stoupá ze 17 EUR v roce 2008 až na téměř 34 v roce 2030. Tabulka 5 v části 5 zobrazuje použité ceny emisních povolenek pro vybrané roky.

EDR – Ekologická daňová reforma

Scénář *EDR* vychází ze scénáře *BAU*, tzn., že nezahrnuje obchodování s CO_2 a tyto emise nejsou nijak zpoplatněny a nezahrnuje ani zelené bonusy. Tento scénář simuluje dopady diskutované II. fáze ekologické daňové reformy jako jediného opatření k regulaci emisí, zachycuje tedy přímo dopady této reformy. Jelikož v ostatních scénářích nejsou uvažovány žádné emisní poplatky z emisí SO_2, NOx, TZL, a VOC, jsou zde pro možné vyhodnocení dopadů této změny použity předpokládané změny těchto poplatků: od roku 2012 postupné zvyšování poplatků až na 9,8 násobek v roce 2021 oproti roku 2009. Námi předpokládané navýšení sazeb poplatků je v souladu s vládním návrhem novely zákona na ochranu ovzduší projednávaným v PSP ČR v roce 2012.

EDR + Bonusy

Scénář *EDR+ Bonusy* kombinuje zelené bonusy a zvýšení poplatků z klasických polutantů, jak jej definuje scénář *EDR* výše.

Tabulka 1 přehledně shrnuje všechny modelované scénáře.

Tabulka 1
Přehled modelovaných scénářů

	BAU	Bonusy	ETS	EDR	EDR + Bonusy
Zelené bonusy		x	x		x
Regulace CO_2			x		
Zpoplatnění SO_2, NO_x, TZL a VOC				x	x

4.2 Výsledky scénářů

V této části shrnujeme výsledky simulací jednotlivých scénářů. Výsledky prezentujeme na instalovaných kapacitách nových technologií, palivovém mixu, emisích CO2 a nákladech spojených s výrobou elektřiny.

Instalované kapacity

Instalované kapacity fotovoltaických a větrných elektráren jsou aktualizovány dle skutečnosti k 1. 11. 2010, proto je kapacita fotovoltaických elektráren 1. a 2. generace (FOT1 a FOT2) i větrných elektráren 1. generace (VTE1) v roce 2010 a 2011 pro všechny scénáře stejná. Ve všech scénářích je do roku 2009 instalováno 7,5 MW kogenerační technologie na biomasu (jedná se o nový blok, který byl spuštěn v Plzeňské Teplárenské, a.s. v první polovině roku 2010). Ve všech scénářích jsou v roce 2020 instalovány 2 jaderné bloky (VVER 1200 a EPR 1600) v celkové výši 2800 MW.

Ve scénáři *BAU* bez podpory OZE a bez „sankcí" emisí polutantů a CO2 není instalován kromě výše zmíněných kogeneračních bloků na biomasu žádný nový OZE oproti stavu z 1. 11. 2010. V tomto scénáři jsou instalovány kromě jaderných bloků ještě hnědouhelné bloky (BC 660), v celkové výši 5 280 MW, a kogenerační bloky na biomasu, kterých je instalováno 17,9 MW v roce 2014 a dalších 31,2 MW v roce 2030. Ve scénáři *BAU* tedy není postavena žádná vodní elektrárna.

Jakékoli zvýhodnění OZE vede k využití všech dostupných 40 MW vodních elektráren (VE). Ve scénáři *Bonusy* můžeme vidět zřetelný efekt zavedení této politiky na instalovaných kapacitách větrných elektráren, které částečně nahrazují nové hnědouhelné technologie (je zde instalováno jen 4620 MW technologie BC 660) – již v roce 2011 je instalováno 842 MW 2. generace větrných elektráren (VTE2), které jsou po konci své životnosti více než nahrazeny 4. generací (VTE4) v roce 2030 (1 710 MW). Nové sluneční elektrárny nejsou – při uvažovaných investičních nákladech a zelených bonusech – v tomto scénáři vůbec instalovány. Zelené bonusy pro OZE se ukázaly jako klíčové, protože v žádném ze scénářů, kde nejsou zahrnuty (*BAU, EDR),* nedochází k instalaci žádných nových OZE mimo biomasy. Navíc jejich významnější přírůstky pozorujeme až v samém závěru sledovaného období, kdy jsou dostupné nové generace těchto technologií s vyšší účinností i využitím. V roce 2030 dochází ke skokovému nárůstu OZE. Scénáře *EDR* a *EDR+Bonusy* ukázaly, že zvažované navýšení emisních poplatků má zanedbatelný vliv na vývoj elektrického systému, neboť se liší od scénáře *BAU*, respektive *Bonusy* jen minimálně.

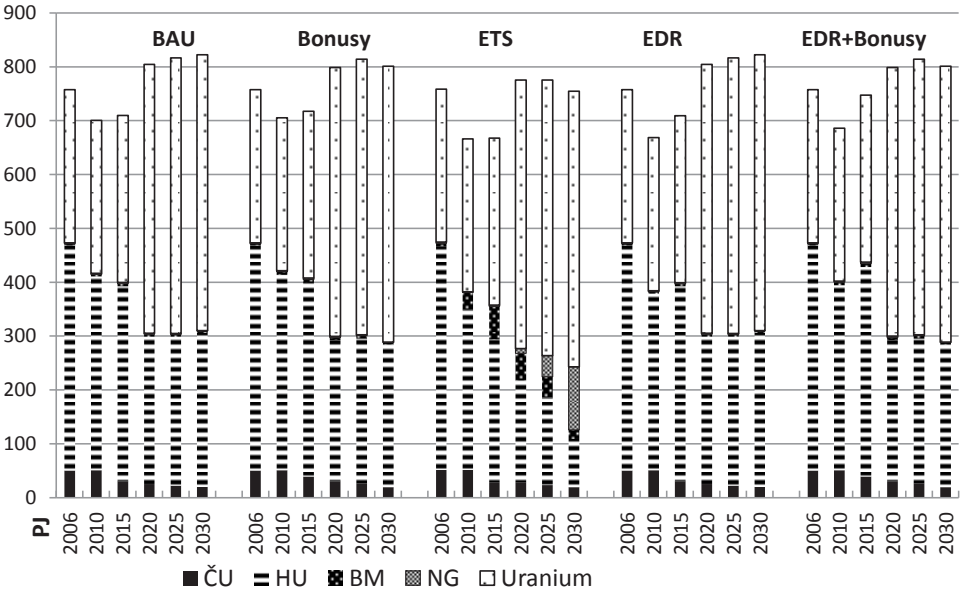
Ve scénáři *ETS* je nejvíce z klasických technologií preferována technologie pokročilého kombinovaného paroplynového cyklu (CCNG_Adv), která je dostupná od roku 2020 a postupně nahrazuje staré hnědouhelné elektrárny. Celkem je jí instalováno 4800 MW. Oproti ostatním scénářům, je zde instalováno více kogenerační technologie na biomasu, celkem 86 nových MW. V roce 2011 je zde nainstalováno 2 343 MW větrné technologie VTE2, poprvé je zde v malé míře využita i VTE3 a v roce 2030 VTE4 opět více než nahradí VTE2 celkovými 5351 MW.

Palivový mix

Spotřeba paliv v jednotlivých scénářích je z velké části implikována instalací nových kapacit a dále také využíváním biomasy pro spoluspalování v hnědouhelných elektrárnách. Graf 1 ukazuje spotřeby paliv v jednotlivých scénářích ve vybraných letech. Nový jaderný zdroj je postaven ve všech scénářích v roce 2020. Na palivovém mixu to můžeme pozorovat zřetelným nárůstem uranu v tomto roce. Vidíme, že spotřeba zemního plynu (NG) se stává významnou pouze ve scénáři *ETS* se silným cenovým zatížením emisí CO_2 , kde se od roku 2013 přechází k prodeji povolenek přes aukce. Stejným principem se zde řídí i využití biomasy.

Pokles spotřeby paliv po roce 2020 i přes rostoucí poptávku po elektřině ve scénářích *ETS* je způsobený instalací pokročilých paroplynových cyklů s velmi vysokou účinností a poměrně masivním využívám větrných elektráren. V ostatních scénářích, kde v posledních letech dochází k poklesu spotřeby paliv, je tento pokles způsobený převážně rostoucí výrobou elektřiny z větrných elektráren.

Graf 1
Spotřeba paliv v PJ



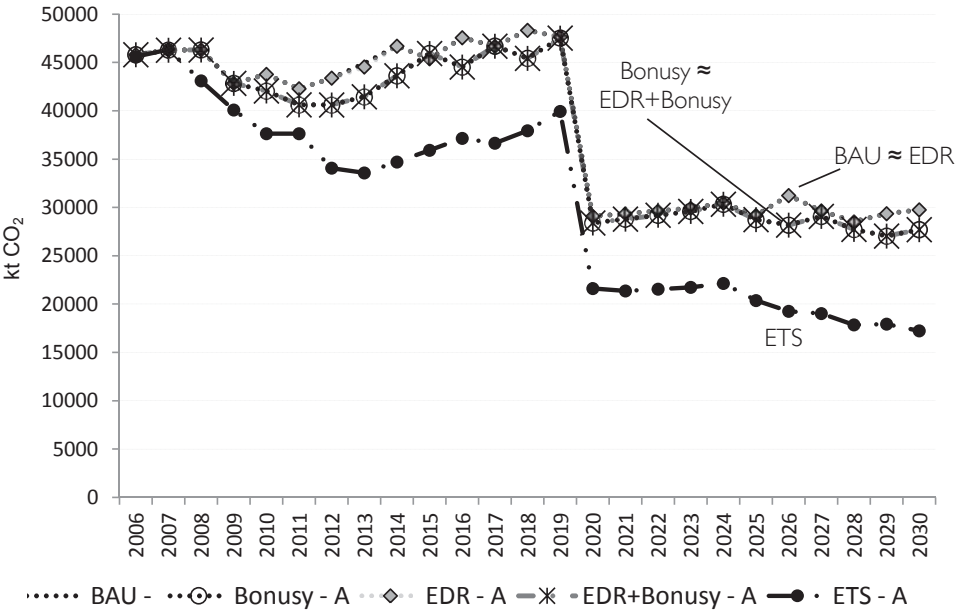
Zdroj: vlastní výpočty modelem MESSAGE

Emise

Ve všech scénářích dochází k výraznému poklesu všech sledovaných emisí po výstavbě jaderného zdroje. Jedinými scénáři, kde dochází k dočasnému růstu emisí nad úroveň roku 2006, jsou scénáře *BAU* a *EDR* v letech 2016–2019. I zde, díky nahrazování

stávajících elektráren modernějšími, dochází po roce 2020 k dalšímu poklesu emisí. Graf 2 ukazuje vývoj emisí CO_2 . Je zde jasně patrná instalace jaderného zdroje v roce 2020, která vede k razantnímu snížení emisí. Křivky scénářů s emisními poplatky (*EDR* a *EDR+Bonusy.*) se téměř shodují s jejich alternativami bez emisních poplatků (*BAU* a *Bonusy.*). Dokladuje to, že uvažované zvýšení emisních poplatků má minimální dopad na produkci emisí CO_2 v sektoru výroby elektřiny.

Graf 2
Emise CO_2 ve scénářích sady „A“



Zdroj: vlastní výpočty modelem MESSAGE

Náklady

Vyjádření nákladů spojených s výrobou elektřiny v jednotlivých scénářích slouží především pro srovnání dopadů zvolených regulací. Skutečné náklady jsou a budou závislé především na reálném vývoji cen paliv a technologií. Tabulka 2 popisuje výrobní náklady elektřiny z pohledu výrobce za celé modelované období, tzn., že zelené bonusy a případné zisky z emisního obchodování jsou zobrazeny záporně. Ve sloupci CELKEM jsou celkové náklady výrobců elektřiny na dodání potřebného množství elektřiny. Při vyhodnocování dopadů celkových nákladů na ekonomiku musíme počítat s tím, že zelené bonusy platí spotřebitelé (případně jsou částečně kryty ze státního rozpočtu). Naopak platby z poplatků za klasické polutanty (SO_2, NOx, TZL a VOC) a většina nákladů na nakoupení povolenek po roce 2013 jsou příjmy státu a mohou být případně zpětně recyklovány do ekonomiky. Hodnoty u poplatků

za klasické polutanty vyjadřují zvýšení objemu vybraných prostředků oproti stávajícím sazbám. Tabulka 2 také ukazuje, jak se stoupající mírou regulace, a tím i klesajícími emisemi, rostou i celkové náklady na výrobu elektřiny. Tabulka 2 obsahuje také výsledky citlivostní analýzy pro zamezení výstavby nové jaderné elektrárny (JE) (označeno písmenem B, dále jako sada "B"), jež jsou blíže popsány dále v části 5.

Tabulka 2
Kumulované náklady na výrobu elektřiny v jednotlivých scénářích z pohledu výrobce za celé období

mil. €		Investiční (anualizované)	Palivové	Stálé a operační	ETS	Poplatky: SO_2, NOx, TZL a VOC	Zelené Bonusy	CELKEM
A	BAU	26 067	21 155	3 788	-	-	-	51 011
	Bonusy	28 402	20 663	4 433	-	-	-4 275	57 774
	EDR	26 070	21 152	3 789	-	304	-	51 316
	EDR+Bonusy	28 402	20 663	4 433	-	305	-4 276	58 078
	ETS	32 372	22 922	5 527	9 665	-	-7 800	78 286
B	BAU	26 863	25 635	4 359	-	-	-	56 858
	Bonusy	30 144	24 638	5 356	-	-	-4 844	64 982
	EDR	26 863	25 635	4 359	-	367	-	57 224
	EDR+Bonusy	30 176	24 626	5 370	-	359	-4 865	65 396
	ETS	30 954	32 895	5 277	12 081	-	-7 965	89 172

Zdroj: vlastní výpočty modelem MESSAGE

Kdybychom chtěli hodnotit dopady jednotlivých politik přímo na cenu silové elektřiny pro koncového uživatele, potřebovali bychom integrovat výsledky z optimalizačního modelu do některého z makro strukturních modelů. Navíc díky integraci evropských energetických trhů je dnes cena elektřiny tvořena na energetické burze, kdy ta česká s určitým odstupem plně kopíruje vývoj té německé. Proto se zde omezíme pouze na vyčíslení zvýšení průměrných nákladů na výrobu 1 MWh elektrické energie pro jednotlivé scénáře v porovnání se základním scénářem *BAU* s možnou výstavbou jaderného zdroje (A). V tabulce 3 promítáme náklady na nákup emisních povolenek i zelené bonusy, které platí spotřebitel, do navýšení výrobní ceny elektřiny pro spotřebitele. Můžeme proto vidět poměrně značný vliv zavedení zelených bonusů na cenu elektřiny, avšak v každé sadě je z pohledu spotřebitele vždy nejdražší scénář *ETS*.

Tabulka 3
Dodatečné náklady na MWh oproti základnímu scénáři BAU-A

	A				B				
€/MWh	**Bonusy**	**EDR**	**EDR+Bonusy**	**ETS**	**BAU**	**Bonusy**	**EDR**	**EDR+Bonusy**	**ETS**
2006	0,0	0,0	0,0	-1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,0
2010	4,2	0,0	4,2	9,1	0,0	4,2	0,0	4,2	9,1
2015	5,1	0,0	5,1	17,7	0,0	5,1	0,0	5,1	17,7
2020	3,3	0,2	3,4	15,3	4,8	8,0	5,0	8,6	24,9
2025	4,6	0,3	4,9	16,3	6,7	11,4	7,1	11,8	27,9
2030	5,9	0,2	6,1	21,9	9,7	20,7	10,0	21,0	38,6

Zdroj: vlastní výpočty modelem MESSAGE

Tabulka 4
Externí náklady jednotlivých scénářů v porovnání s variantou bez nové JE (B)

mil. €	**2006**	**2030**									
		A					**B**				
		BAU	**Bonusy**	**ETS**	**EDR**	**EDR+ Bonusy**	**BAU**	**Bonusy**	**ETS**	**EDR**	**EDR+ Bonusy**
Lidské zdraví	839	407	387	262	407	387	500	475	291	500	475
Ztráta biodiverzity	29	13	13	10	13	13	17	16	12	17	16
Plodiny	26	11	11	9	11	11	15	14	12	15	14
Materiály	33	17	16	10	17	16	20	19	11	20	19
Globální dopady na zdraví na sev.polok.	41	20	19	13	20	19	25	24	14	25	24
Externality celkem	969	469	445	304	469	445	576	548	340	576	548
2006-2030											
Kumul. exter. celkem		19862	19601	6756	19851	19600	21286	20896	17164	21273	20881
Kumul. exter. rozdíl vůči BAU-A		-	-261	-3107	-11	-262	1423	1034	-2698	1411	1019

Zdroj: vlastní výpočty modelem MESSAGE

Externality

Tabulka 4 srovnává ve své horní části externí náklady roku 2006 s externími náklady roku 2030 v jednotlivých scénářích i s analyzovanou sadou „B“. Můžeme vidět, že oproti roku 2006 klesají externí náklady ve všech scénářích. Nevýraznější pokles sledujeme u scénářů ETS. Ve spodní části tabulky 4 jsou uvedeny celkové kumulované externí náklady všech scénářů a rovněž rozdíl externích nákladů mezi scénářem

BAU-A a ostatními scénáři za celé modelované období, tedy kumulativně za 25 let. I zde je nejvýraznější pokles externích nákladů ve scénářích ETS. ETS-B je jediným scénářem sady „B“, kde jsou celkové externí náklady za celé období nižší než ve scénáři BAU-A.

5. Citlivostní analýza

Pro scénáře *BAU* a *ETS* sady A s povolenou výstavbou jaderného zdroje jsme provedli citlivostní analýzu vlivu změny vybraných parametrů na výsledky modelu. U scénáře *BAU* postupně měníme diskontní míru na 3, 8, 12, a 15 %, dále při původní 5% diskontní míře upravujeme ceny hnědého uhlí (HU) a zemního plynu. Ceny HU jsou navýšeny od roku 2014 o 20, 40, a 60 % oproti původním předpokladům o vývoji cen HU.[12] Cenu zemního plynu postupně snižujeme po 5 % od roku 2014 až o 30 % v 2019 oproti původnímu předpokladu vývoje cen. Ve scénáři *ETS* zkoumáme vliv změny ceny emisní povolenky pro jednu tunu CO_2. Tabulka 5 zobrazuje uvažované ceny EU ETS v jednotlivých variantách. Navíc v tomto scénáři provádíme analýzu pro 8% diskontní míru a dále omezení investic do OZE na 25% celkových investičních nákladů. Výraznější prostor věnujeme také analýze dopadů politiky nepovolení výstavby nového jaderného zdroje, kdy je analyzujeme pro všechny scénáře uvedené v části 4.1. V tabulce 6 uvádíme souhrnně přehled parametrů citlivostní analýzy a scénářů, pro které byly změny v parametrech testovány. Každou jednotlivou změnu parametru testujeme vůči základním předpokladům odděleně a vzájemně je nekombinujeme.

Tabulka 5
Ceny povolenek CO_2 v Eurech 2007 v jednotlivých variantách scénáře ETS

	2006	2007	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2024	2026	2030
ETS very low	17.4	2	22.6	14.5	7.5	7	7	7	7	7	7	7
ETS low	18.4	1	22.6	14.5	8	10	12	14	15	15	15	15
ETS	15.8	2	17.1	19.4	22.2	23.6	25.1	26.3	27.2	29.7	31.1	33.8
IETA exp	17.4	2	22.6	14.5	7.5	14	19	23	25	29.6	32.1	38
ETS high	17.4	2	22.6	14.5	7.5	15	20	24	28	36	40	48

Zdroj: EC (2010), IETA (2012), EEA (2011), BNS (2011)

12 Zvýšení cen hnědého uhlí je testováno především s ohledem na jejich možné zvýšení při uzavírání nových smluv na dodávky uhlí.

Tabulka 6
Přehled parametrů citlivostní analýzy a testovaných scénářů

Parametr	Základní předpoklady	Citlivostní analýza	
		Předpoklady	Testovaný scénář
Diskontní míra	5%	3%, 8%, 12%, 15%	BAU, ETS (jen 8%)
Cena HU	viz tab.9	+20%, +40%, +60%	BAU
Cena plynu	viz tab.9	-30%	BAU
Investice do OZE	bez omezení	max. 25% všech investic	ETS
Cena EUA	viz tab.5	viz tab.5	ETS
Nová JE	ano	ne	BAU, Bonusy, ETS, EDR, EDR+Bonusy

Tabulka 7 zobrazuje klíčové výsledky citlivostní analýzy: celkovou spotřebu paliv v roce 2030; emise CO_2 v roce 2030; kumulované investiční a celkové náklady za celé období; externí náklady v roce 2030 i kumulované za celé období; a procentuální podíl jednotlivých zdrojů na výrobě elektrické energie v roce 2030. V horní části tabulky jsou výsledky změny jednotlivých parametrů ve scénáři BAU. Střední část tabulky ukazuje výsledky pro scénář ETS, přičemž tučně je vždy zvýrazněn původní scénář popsaný v části 4. Spodní část tabulky prezentuje výsledky pro omezení výstavby nového jaderného zdroje u všech scénářů (sada „B“), které byly pro lepší srovnání částečně prezentovány již výše.

BAU

Ve scénáři *BAU* má snížení diskontní míry na 3 % jen nepatrný efekt. Jako v jediném scénáři bez zelených bonusů jsou zde nově instalovány OZE – 43 MW větrných elektráren 4. generace v roce 2030. Zvýšení diskontní míry na 8 % se projeví nižší instalací jaderných zdrojů – místo původních 1200+1600 MW je instalováno jen 2x1200 MW – a dále nižší instalací technologie na čistou biomasu (o 30 MW). Na druhou stanu je ve dvou fázích instalován paroplynový zdroj o celkové instalované kapacitě 800 MW, který při 5% diskontní míře není vůbec instalován. Při 12% diskontní míře nenastává žádná změna ve spotřebě paliv ani produkci emisí oproti 8% diskontní míře. 15% diskontní míra již znevýhodní výstavbu jaderného zdroje vzhledem k ostatním alternativám natolik, že není vůbec instalován. Při této extrémně vysoké diskontní míře není instalován ani žádný nový hnědouhelný zdroj a je naopak instalováno cekem 13,6 GW paroplynové technologie.

Uvažovaná zvýšení ceny hnědého uhlí nemají významný vliv na žádný ze sledovaných výsledků modelu, kromě výše palivových nákladů, což je ale prostým promítnutím odlišné ceny tohoto paliva. Naproti tomu 30% snížení ceny zemního plynu vede k mírné substituci mezi hnědým uhlím a zemním plynem ve prospěch zemního plynu.

Tabulka 7
Vybrané výsledky citlivostní analýzy

			Náklady		Externí náklady						
	Paliva	CO2	Inv.	Celk.			Podíl na výrobě el. 2030				
Jednotka	PJ	Mt	mld. €	mld. €	mil. €	mil. €	%				
	2030	2030	kum.	kum.	kum.	kum.	Uhlí	Jádro	NG	BM	OZE
dr_3%	811.2	29.6	23.64	48.29	19.84	462.5	39	57	0.0	0.3	3.4
dr_5%	812.9	29.7	23.49	48.15	19.89	469.5	39	57	0.0	0.3	3.3
dr_8%	818.4	31.4	22.89	48.61	20.45	487.4	39	54	3.5	0.2	3.3
dr_15%	730.9	29.0	18.67	58.89	20.41	425.0	10	33	54.0	0.2	3.3
NG-30%	809.6	28.7	22.90	47.97	20.20	451.2	36	57	3.2	0.3	3.3
HU+20%	812.9	29.7	23.51	50.48	19.78	469.5	39	57	0.0	0.3	3.3
HU+40%	812.9	29.7	23.51	52.84	19.77	469.5	39	57	0.0	0.3	3.3
HU+60%	812.7	29.7	23.52	55.20	19.58	468.8	39	57	0.0	0.3	3.3
ETS_low	777.5	26.2	29.69	68.72	18.52	432.3	34	57	0.5	0.3	8.4
ETS_v.l.	808.1	29.1	26.60	62.18	18.93	458.1	38	57	0.5	0.3	3.8
ETS	748.5	17.2	28.86	74.58	16.78	304.4	10	57	21.7	2.0	9.2
ETS_IETA	748.4	17.2	28.86	73.63	17.15	303.4	10	57	21.7	2.0	9.2
ETS-high	744.1	16.5	29.31	75.34	16.51	283.6	9	57	22.7	2.0	9.2
ETS_OZE	782.1	19.3	21.97	62.52	17.22	319.4	12	57	25.3	2.6	3.4
ETS_ dr8%	774.1	18.6	23.52	66.77	16.86	306.4	8	57	29.5	1.1	4.0
BAU-B	773.0	38.4	25.87	55.59	21.32	575.8	52	33	0.0	11.4	3.3
EDR-B	773.0	38.4	25.87	55.96	21.32	575.8	52	33	0.0	11.4	3.3
Bonusy-B	726.7	37.9	31.39	65.95	20.93	547.8	52	33	0.0	5.0	9.8
EDR+ Bonusy-B	726.7	37.9	31.41	66.35	40.63	547.8	52	33	0.0	5.0	9.8
ETS-B	675.9	24.5	29.07	87.09	17.19	339.8	10	33	45.9	2.0	9.2

Zdroj: vlastní výpočty modelem MESSAGE

Pozn.: Pro potřeby citlivostní analýzy nejsou náklady anualizovány, proto se liší od nákladů v tabulce 2. Celkové náklady jsou zde uvedeny z pohledu spotřebitele, tj. zelené bonusy vyplacené výrobcům elektřiny placené z velké části spotřebiteli, jsou přičteny k ostatním nákladům, aby nezkreslovaly náklady na výrobu elektřiny směrem dolů. Toto se týká scénářů *Bonusy, EDR+Bonusy* a všech *ETS*.

ETS

V závislosti na ceně povolenky se navzájem substituují nové plynové a hnědouhelné zdroje. Míra výstavby obnovitelných zdrojů energie je rovněž ovlivněna cenou povolenky, avšak ne do takové míry jako u zemního plynu a hnědého uhlí. Při nižších předpokládaných cenách za tunu CO_2 je nasazení nových plynových zdrojů zcela minimální, což je patrné v Tabulce 7 na pouze 0,5% podílu plynu na výrobě elektřiny v roce 2030 – za celé sledované období je instalováno pouze 200 MW paroplynového

cyklu, a naopak je instalováno až 4620 MW hnědouhelné technologie. Cena na úrovni 7 EUR za tunu CO_2 má již velmi malý dopad na sektor výroby elektřiny a abstrahujeme-li od nákladů na nákup emisních povolenek, jsou výsledky modelu při této ceně blízké scénáři *Bonusy*. Vysoká cena za tunu CO_2 vede ještě masivnějšímu odklonu od hnědého uhlí k zemnímu plynu, avšak na instalace OZE již nemá vliv.

Použití 8% diskontní míry v případě *ETS* scénáře neovlivní instalaci JE a model předpokládá instalaci 2800 MW jaderných bloků stejně jako při 5% diskontní míře. Instalace ostatních investičně náročných technologií včetně hnědouhelných technologií jsou signifikantně nižší a chybějící kapacity jsou nahrazeny investičně méně náročnými plynovými technologiemi. Za tohoto předpokladu není využit předpokládaný potenciál 40 MW nově instalovaných malých vodních elektráren, přičemž je instalováno jen 25,5 MW této technologie.

Omezení investic do OZE na 25 % celkových investičních nákladů během celého zkoumaného období vede k výraznému omezení investičních výdajů na OZE z 14,7 na 5,5 mld. EUR. Pomineme-li větrné a solární zdroje defaultně instalované v letech 2006 až 2010, je nově instalováno pouze 12 MW malých vodních elektráren a celkově 40 MW technologie čistě na biomasu – předpokládaný potenciál pro malé vodní elektrárny tedy není plně využit, jelikož se jedná o investičně náročnější zdroje než v případě biomasy.

Omezení jádra (sada „B“)

Ani v případě omezení nového jaderného zdroje nemá uvažované zvýšení poplatků za klasické polutanty téměř žádný efekt a výsledky scénářů *EDR* a *EDR+Bonusy* jsou prakticky identické s výsledky jejich ekvivalentních scénářů bez těchto poplatků, jak můžeme vidět výše v tabulce 7. V tabulce 3 vidíme, že omezení výstavby nových jaderných zdrojů má zásadní dopad na výrobní náklady elektřiny, kdy u všech scénářů sady „B“ je vyšší navýšení výrobních nákladů v roce 2030 než u scénářů s možnou výstavbou jaderné elektrárny (JE).

Kromě scénáře *ETS* jsou v ostatních scénářích místo nové JE instalovány HU bloky; vysoká spotřeba HU způsobí od roku 2027 jeho nedostatek v rámci územních ekologických limitů.[13] Nedostatek HU je v tomto případě řešen zvýšeným podílem spoluspalování biomasy s HU a instalací několika kogeneračních bloků na biomasu. Omezení dostupnosti HU se neprojeví ve scénáři *ETS*, kde dochází k přirozenému snižování spotřeby HU odpojováním dosluhujících elektráren, které jsou z velké části nahrazovány plynovými, a proto v tomto případě nejsou územní ekologické limity omezující.

Ve scénáři *BAU* je při omezení výstavby nové JE instalováno 9900 MW technologie BC 660 místo původních 5280 MW. Ve scénáři *Bonusy* jsou HU technologie částečně nahrazeny větrnými elektrárnami. I zde je stejně jako v sadě „A“ instalováno

13 Po roce 2030 je navíc přepokládáno uzavření dalších dvou hnědouhelných dolů, to však již sahá mimo modelované období a model toto nezohledňuje.

842 MW 2. generace větrných elektráren v roce 2011, technologie VTE4 je však instalována průběžně již od roku 2022 a v roce 2030 dosahuje celkové instalované kapacity 3660 MW. Scénáře *Bonusy* a *EDR+Bonusy* s omezením nové JE jsou jedinými scénáři, kde jsou nově instalovány fotovoltaické elektrárny, konkrétně 744 MW 4. generace v roce 2030.

Ve scénáři *ETS* je po roce 2020 masivně instalována technologie pokročilého kombinovaného paroplynového cyklu (CCNG_Adv). Celkem je jí instalováno 11 200 MW oproti 4800 MW v sadě „A". Na instalaci OZE nemá v tomto scénáři omezení nové JE žádný vliv.

Díky novým účinnějším technologiím a využívání OZE dochází k postupnému poklesu emisí i ve scénářích sady „B" bez nového jaderného zdroje. I zde dochází k dočasnému růstu emisí nad úroveň roku 2006 ve scénářích *BAU* a *EDR* v letech 2016–2019. Kromě scénáře ETS dochází v ostatních scénářích v letech 2027–2030 ke skokovému poklesu emisí CO_2, který je způsoben snížením dostupnosti uhlí nahrazeného biomasou ve formě spoluspalování s HU.

6. Závěr

Výsledky dynamického optimalizačního modelu MESSAGE ukázaly, že původně navrhované zvýšení sazeb poplatků za emise SO_2, NOx, TZL a VOC na téměř 10 násobek stávajících sazeb v roce 2021 má jen velmi malý až zanedbatelný dopad na produkci emisí a není tedy dostatečným ekonomickým impulsem pro výraznější změnu složení palivového mixu či portfolia instalovaných zdrojů elektřiny. Při jinak stejných podmínkách by tedy mělo dojít ke zvýšení objemu vybraných prostředků z těchto poplatků v míře zvýšení jejich sazeb. V tomto kontextu tedy ani schválené zvýšení sazeb emisních poplatků na přibližně 5 násobek v roce 2021 dle zákona o ochraně ovzduší č. 201/2012 Sb. nebude mít výraznější vliv na kvalitu ovzduší.

Podpora OZE ve formě zelených bonusů se ukázala jako důležitý faktor v jejich dalším rozvoji. Na snížení jednotlivých emisí má tato podpora významnější vliv než zvýšení poplatků za klasické polutanty. Přesto je výraznější rozvoj OZE zaznamenán až v letech 2027–2030, kdy jsou instalovány pokročilé generace OZE. Nové fotovoltaické elektrárny jsou instalovány jen v případě nepostavení nového jaderného zdroje ve scénářích *Bonusy* a *EDR+ Bonusy*.

Nejvýznamnější ekonomický faktor ovlivňující sektor výroby elektřiny v České republice a jím produkované emise je zpoplatnění emisí CO_2 ve formě aukcionovaných emisních povolenek po roce 2012. Výsledná cena povolenek je však zcela určující. Citlivostní analýza ukázala, že při cenách povolenek nad 15 EUR vede přechod k aukcím povolenek CO_2 k výraznému snížení všech sledovaných emisí.

Na základě provedené citlivostní analýzy, můžeme dále říci, že výše diskontní míry je důležitým faktorem při rozhodování mezi technologiemi s vysokými investičními a nízkým variabilními náklady na jedné straně a na straně druhé technologiemi s nižšími investičními a zároveň vysokými variabilními náklady. Vyšší diskontní

míra výrazně ovlivňuje i instalace jaderných zdrojů, přičemž při diskontní míře nad 15 % se stává výstavba nové JE zcela nevýhodnou. Uvažované ceny hnědého uhlí jsou v kombinaci s investičními náklady hnědouhelných technologií natolik nízké, že při absenci environmentální regulace ani zvýšení cen hnědého uhlí o 60 % nevede k výraznějším dopadům na palivový mix či instalace nových zdrojů.

Určujícím faktorem pro celý sektor výroby elektřiny v České republice je povolení či nepovolení výstavby nového jaderného zdroje. Při daných výchozích parametrech simulace ve všech scénářích vedou k výstavbě dvou jaderných bloků o celkové instalované kapacitě 2800 MW. V případě nepovolení nového jaderného zdroje dochází ve scénářích bez emisního obchodování k dosažení hranice dostupných zásob hnědého uhlí v rámci ekologických územních limitů. Nadto je předpokládáno uzavření dalších dvou hnědouhelných dolů krátce po roce 2030, což by vedlo k dalšímu výpadku dostupnosti tuzemského hnědého uhlí. Nicméně minimálně již od ceny 7 EUR za tunu CO_2 a podpoře OZE formou zelených bonusů nejsou územní ekologické limity limitujícím faktorem rozvoje českého energetického systému alespoň do roku 2030, jelikož spotřeba HU je v takovémto scénáři díky této regulaci nižší. V tomto ohledu tedy můžeme říci, že environmentální regulace přispívá k oddálení problému nedostatku hnědého uhlí pro českou energetiku.

Příloha – předpoklady modelu

Tabulka 8
Stávající elektrárny v modelu k roku 2006

Jméno elektrárny	Instalovaná kapacita (MWe)	Hlavní palivo	Rok odstávky
Dětmarovice	800	ČU	2013*
Počerady	1000	HU	2020
Hodonín	105	HU (lignit)	2012*
Mělník I	352	HU	2013*
Mělník II, III	720	HU	2020
Tušimice II	800	HU	2038*
Prunéřov I, II	1490	HU	2012
Ledvice II,III	330	HU	2028*
Tisová I, II	295.8	HU	2018*
Chvaletice	800	HU	2020
Poříčí II	165	HU	2028*
Dvůr Králové	18.3	HU	2013*
Vítkovice	79	ČU	2025*
Kladno I	370	HU	2030*
Vřesová	370	HU-energo plyn	2026*
Opatovice	363	HU	2025*
Dalkia, a.s.[14]	525.085	-	-
Dukovany	1808	Uran	2045*
Temelín	2000	Uran	2060*
Vodní El.	2170.95	-	-

Zdroj: veřejně dostupné informace od výrobců elektřiny, *odhad na základě stáří a životnosti technologie

Tabulka 9
Ceny paliv použité v modelu (EUR2007/GJ) a poptávka po elektřině (vybrané roky)

	ČU	HU	Biomasa	NG	Topný olej	Uran	Poptávka po elektřině (TWh)
2006	3,28	1,93	3,50	5,52	4,92	0,00063	68,4
2010	3,55	2,09	3,62	5,93	4,98	0,00222	66,4
2015	4,26	2,14	3,72	6,28	5,28	0,00222	73,2
2020	5,30	2,20	3,81	6,68	5,61	0,00254	80
2025	6,59	2,25	3,90	7,09	5,96	0,00285	83,1
2030	8,20	2,30	4,00	7,53	6,33	0,00285	86,3

Zdroj: Pur, et al. (2008 p. 131), Štěpán, et al.(2008) and Krejcar (2007)

14 Data pro Dalkii jsou agregována za celou společnost. Jsou zde zdroje s hlavním palivem hnědého i černého uhlí.

Tabulka 10
Parametry nových technologií v modelu

Typ bloku	Zkratka	Využití	Životnost	Investiční náklady	Proměnné náklady	Stálé náklady	Účinnost el.	Dostup-nost	Délka výstavby
		[1]	[r]	[€/kWe]	[€/kWyr]	[€/kWe.r]	[1]	[r]	[r]
Paroplynový cyklus	CCNG	0,57	25	1000,74	0,009	18,43	0,54	2015	2
Pokročilý paroplynový cyklus	CCNG_Adv.	0,57	25	1158,75	0,010	19,75	0,58	2020	2
Hnědouhelný blok 660 MW	BCPP 660	0,685	30	2106,81	0,011	45,65	0,47	2010	5
Černouhelný blok 660 MW	HCPP 660	0,685	30	1900,52	0,011	37,31	0,45	2010	5
Plynová spalovací turbína - špičková	Peak 1	0,12	20	355,52	0,005	25,72	0,36	2005	1,5
Pokročilá plynová spalovací turbína - špičková	Peak 2	0,12	20	412,58	0,010	26,34	0,37	2020	1,5
Blok s integrovaným zplyňováním hnědého uhlí	IGCC BC	0,78	30	3204,11	0,013	57,06	0,46	2025	5
Blok s integrovaným zplyňováním černého uhlí	IGCC HC	0,78	30	2760,80	0,012	57,06	0,48	2025	5
JE VVER 1200 MW	NP VVER 1200	0,85	40	2457,95	0,033	34,24	0,35	2020	8
JE EPR 1600 MW	NP EPR 1600	0,85	40	2664,23	0,031	41,70	0,39	2020	8
Hnědouhelný ultra super kritický blok	USK BC	0,78	25	2475,50	0,013	79,01	0,48	2025	5
Černouhelný ultra super kritický blok	USK HC	0,78	25	2475,50	0,012	65,84	0,49	2025	5
Fotovoltaický systém 1	FOT1	0,14	20	5925,41	0	29,63	1	2007	1
Fotovoltaický systém 2	FOT2	0,17	22	3989,78	0	29,63	1	2010	1
Fotovoltaický systém 3	FOT3	0,2	28	3133,88	0	29,63	1	2015	1
Fotovoltaický systém 4	FOT4	0,23	31	2348,22	0	29,63	1	2020	1
Malá vodní elektrárna	VE	0,652	50	7242,17	0	136,06	1	2007	1
Větrná elektrárna 1	VTE1	0,217	20	1689,84	0	50,70	1	2007	1
Větrná elektrárna 2	VTE2	0,221	20	1624,00	0	48,28	1	2010	1
Větrná elektrárna 3	VTE3	0,228	20	1580,11	0	50,48	1	2015	1
Větrná elektrárna 4	VTE4	0,24	20	1536,22	0	48,28	1	2020	1
Kogenerační blok na biomasu	KBM	0,57	20	4000	1,011	184	0,195	2008	2
IGCC BC s Carbon Capture&Storage	IGCC_CCS_BC	0,78	35	3990,57	0,015	70,65	0,4	2025	5
IGCC HC s Carbon Capture&Storage	IGCC_CCS_HC	0,78	35	3438,45	0,014	70,65	0,42	2025	5

Zdroj: Pur et al. (2008, stránky 131,132), Hendriks (2007, str. 6) Poznámka: Parametry CCS technologií jsou převzaty z Hendriks (2007), jejich investiční a ostatní náklady jsou upraveny při zachování poměru nákladů mezi technologiemi s CCS a bez CCS, tak aby odpovídaly nákladům v Pur et al. (2008).

Tabulka 11
Použité zelené bonusy pro jednotlivé technologie OZE ve vybraných letech

€/MWh	VTE1	VTE2	VTE3	VTE4	FOT1	FOT2	FOT3	FOT4	VE	KBM
2010	66,3	63,7	-	-	-	-	-	-	75,3	99,4
2011	65,9	63,3	-	-	162,0	162,0	-	-	73,1	99,1
2012	69,2	66,5	-	-	170,2	170,2	-	-	69,1	98,9
2013	69,6	66,9	-	-	171,1	171,1	-	-	69,5	98,8
2014	69,3	66,6	-	-	170,5	170,5	-	-	69,2	98,2
2015	69,2	66,5	64,7	-	170,2	170,2	133,7	-	69,1	97,3
2020	66,4	63,8	62,1	60,3	163,2	163,2	128,2	96,1	66,3	91,8
2025	63,1	60,6	59,0	57,3	155,1	155,1	121,8	91,3	63,0	87,6
2030	59,9	57,6	56,0	54,5	147,3	147,3	115,7	86,7	59,8	85,6

Zdroj: vlastní kalkulace na základě cenových rozhodnutí ERÚ

Literatura

ANANDARAJAH, G.; PYE, S.; USHER, W.; KESICKI, F.; MCGLADE, C. 2011. TIAM – UCL Global Model Documentation. REF UKERC/WP/ESY/2011/001, University College London, 2011

BARKER, T.; LUTZ, C.; MEYER, B.; POLLITT, H. 2011. Models for Projecting the Impacts of ETR. In EKINS, P.; SPECK, S. (eds.). *Environmental Tax Reform (ETR). A policy for Green Growth*. Oxford University Press.

BICKEL, P.; FRIEDRICH, R. 2005. ExternE: Externalities of Energy. Methodology 2005 Update. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2005.

BÍZEK, J. 2009. Integrated Approach to Climate Change Mitigation and Air Quality Protection. Bachelor Thesis. Charles University Prague, Faculty of Social Science, Institute of Economic Studies, 2009.

BNS. 2011. http://www.bluenext.eu/statistics/downloads.php

BÖHRINGER, C.; LÖSCHEL, A.; MOSLENER, U.; RUTHERFORD, T. F. 2009. EU Climate Policy Up to 2020: An Economic Impact Assessment, *Energy Economics.* 2009, No. 31 (S2), pp.295–305.

BÖHRINGER, C.; RUTHERFORD, T. F. 2008. Combining Bottom-Up and Top-Down. *Energy Economics*. 2008, Vol. 2, No. 30, pp. 574–596.

BÖHRINGER, C.; RUTHERFORD, T. F. 2009. Integrated Assessment of Energy Policies: Decomposing Top-Down and Bottom-Up. *Journal of Economic Dynamics and Control.* 2009, Vol. 9, No. 33, pp. 1648–1661.

BRŮHA, J.; PÍŠA, V. 2011. Distributional effects of biofuel promotion policies in a transition country. Prague, 2011. Available at http://iweb.cerge-ei.cz/pdf/gdn/RRCX_101_paper_01.pdf

BRŮHA, J. 2002. Aplikované modely všeobecné rovnováhy. *Politická ekonomie*, 2002, Vol. 50, No.3, pp.407–417.

EBOLI, F.; PARRADO, R.; ROSON, R. 2010. Climate Change Feedback on Economic Growth: Explorations with a Dynamic General Equilibrium Model. *Environment and Development Economics.* 2010, Vol. 15, No. 5, pp. 515–533.

EC 2005. ExternE: Externalities of Energy: Methodology 2005 Update (EUR 21951*)*. BICKEL, P.; FRIEDRICH, R. (eds.). Published by European Commission, Directorate-General Science Research and Development. Office for Official Publications of the European Communities, L-2920 Luxembourg, 2005. Results are also available at http://www.externe.info/

EC. 2010. *EU energy trends to 2030 : Update 2009*. Publications Office of the European Union. Luxembourg, 2010.

EEA. 2011. EUA future prices 2005–2011 (Excel file), 2011. http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/eua-future-prices-200520132011/eua-future-prices-200520132011-excel-file

ERÚ. 2009. Referenční projekty pro výpočet minimálních cen – Fotovoltaika, 13. červenec 2009.

ERÚ. 2010. Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu 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. ERÚ, 2010.

HENDRIKS, C. 2007. Carbon Capture and Storage. UNFCCC Secretariat, 2007. http://unfccc.int/files/cooperation_and_support/financial_mechanism/application/pdf/hendriks.pdf

IAEA. 2002. Model for Energy Supply Strategy Alternatives - User Manual, 2002

IETA. 2012. *GHG Market Sentiment Survey*. 7th Edition, 2012.

JEBARAJ, S.; INIYAN, S. 2006. A review of energy models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, No. 10, pp. 281–311.

KEJAK, M.; VÁVRA, D. 1999. HERMIN CR. Report to the EU Commission on the project P96-6242R: Macroeconomics and structural change: common themes between CEE and EU periphery countries.

KIUILA, O.; MARKANDYA, A.; ŠČASNÝ, M.; MENKYNA TSUCHIMOTO, F., Economic and Environmental Effects of Taxing Air Pollutants and CO2: Lessons from a Study of the Czech Republic. *Energy Policy* (v recenzním řízení).

KREJCAR, R. 2007. *Podpora výroby elektřiny z biomasy a bioplynuv roce 2008.* Praha, 2007. Získáno 20. března 2009 z www.ateap.cz/prezentace/M05%20Krejcar%20ERU.pdf

LOULOU, R.; LABRIET, M. 2008. ETSAP-TIAM: the TIMES integrated assessment model Part I: Model structure. *CMS*, 2008, Vol. 5, No. 1, pp.7–40. DOI 10.1007/s10287-007-0046-z, Springer-Verlag, 2008.

LUTZ, C.; MEYER, B. 2009. Environmental and Economic Effects of Post- Kyoto Carbon Regimes. Results of Simulations with the Global Model GINFORS. *Energy Policy*. 2009,Vol. 37, pp. 1758–1766.

MÁCA, V.; MELICHAR, J.; ŠČASNÝ, M. 2012. Internalisation of External Costs of Energy Generation in Central And Eastern European Countries. *Special Issue on the Experience with Environmental Taxation, Journal of Environment and Development,* Vol. 21, No. 2, pp. 181–197.

MŽP. 2012. Potenciál snižování emisí znečišťujících látek v České republice k roku 2020, březen 2012.

OTE a EGÚ Brno. 2009. Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny, 2009. http://www.ote-cr.cz/statistika/files-dlouhodobe-bilance/Zprava_Dl_Rovnovaha_2009.pdf

OTE. 2009. Zpráva o očekávané rovnováze mezi nabídkou a poptávkou elektřiny 2009. 2009. z http://www.ote-cr.cz/o-spolecnosti/soubory-vyrocni-zprava-ote/ZOOR_2009.pdf

PRŮŠA, J.; KLIMEŠOVÁ, A.; JANDA, K. 2012. Economic Loss in Czech Photovoltaic Power Plants. Preprint submitted to Elsevier, April 10, 2012.

PUR, L.; ČÍŽEK, R.; FILIPOVSKÝ, J.; SPITZ, J. 2008. Studie dopadů revize evropského systému emisního obchodování v kontextu klimaticko-energetického balíčku na Českou republiku. Ministry of the Environment, Prague, 2008.

REČKA, L. 2009. Optimisation of the Czech energy system. Bakalářská práce. Univerzita Karlova v Praze. Fakulta sociálních věd. Institut ekonomických studií, 2009.

REČKA, L. 2011. Electricity system Optimalization: A Case of the Czech Electricity System – Application of Model MESSAGE. In LÖSTER, T.; PAVELKA, T. (eds.) *International Days of Statistics and Economics.* 2011, pp. 534–542.

REČKA, L.; BALAJKA, J. 2008. Aplikace modelu dílčí rovnováhy pro posouzení dopadů environmentálních politik. In ŠČASNÝ, M. et al. Modelování dopadů environmentální daňové reformy: II. etapa EDR. Zpráva pro rok 2008 projektu vědy a výzkumu SPII/4i1/52/07 financovaného MŽP, Praha, 2009.

SLIVKA, V. 2007. *Energetická soběstačnost a enrgetický mix ČR.* 17. květen 2007. Získáno 20. říjen 2010 z http://www.oldrichvojir.cz/uploads/Slivka_VSB_TU.pdf

SPITZ, J. 2009. *EFOM/ENV - Energy Flow Optimisation Model for the Czech Republic*. MODEDR Workshop, Praha, 24. listopadu 2009, http://www.czp.cuni.cz/Ekonomie/ModEDR/11_Energy%20Flow%20Optimisation%20Model%20for%20the%20Czech%20Republic.pdf

ŠAFÁŘOVÁ, M. 2006. *Hnědé uhlí v České republice: DNES a ZÍTRA.* Most, 2006. Získáno 31. březen 2009, z http://www.petroleum.cz/upload/ap_2006_05.pdf

ŠČASNÝ et al. před tiskem. ŠČASNÝ, M.; REČKA, L.; KIUILA, O.; TSUCHIMOTO MENKYNA, F.; PÍŠA, V. *Modelování dopadů environmentální regulace: přednosti a omezení modelů a jejich aplikace na českou ekonomiku*. Praha: Alfa Nakladatelství, před tiskem. ISBN 978-80-87197-43-1.

ŠČASNÝ, M.; PÍŠA, V.; POLLITT, H.; CHEWPREECH, U. 2009. Analyzing Macroeconomic Effects of Environmental Taxation in the Czech Republic with the Econometric E3ME Model. *Czech Journal of Economics and Finance*, 2009, Vol. 59, No. 5, pp. 460–491.

ŠTĚPÁN, V.; GAVOR, J. 2008. *Prognóza cen energií.* Praha, květen 2008 Získáno 20. března 2009, z vlada.cz: www.vlada.cz/assets/ppov/nezavisla-energeticka-komise/aktuality/prednaska_stepan_gavor_prognoza_cen_energii.ppt

TOL, R. S. J. 2011. The Social Cost of Carbon. *Annual Review of Resource Economics*, Vol. 3, pp. 419–443.

VAN REGEMORTER, D. 2005. GEM-E3. Computable General Equilibrium Model for studying Economy-Energy-Environment Interactions for Europe and the World. http://www.gem-e3.net/download/GEMmodel.pdf, 2005.

WEINZETTEL, J.; HAVRÁNEK, M.; ŠČASNÝ, M. 2012. A consumption based indicator of external costs of electricity. *Ecological Indicators.* Vol. 17, Issue June 2012, pp. 68–76. ISSN: 1470-160X DOI: 10.1016/j.ecolind.2011.04.035.

ENVIRONMENTAL REGULATION IMPACTS ON THE CZECH POWER SYSTEM BY THE DYNAMIC LINEAR OPTIMISATION MODEL MESSAGE

Lukáš Rečka, Charles University in Prague, Charles University Environment Center & Faculty of Social Sciences, Institute of Economic Studies; José Martího 407/2, 160 00 Praha 6 (lukasrecka@gmail.com); **Milan Ščasný,** Charles University in Prague, Charles University Environment Center; José Martího 407/2, 160 00 Praha 6 (milan.scasny@czp.cuni.cz)

Abstract

The paper analyses impacts of environmental regulation on Czech power system. We employ MESSAGE modelling platform to construct a dynamic linear optimisation energy model of the Czech power system. We analyse regulation impacts on fuel use and CO_2 emission, fuel-mix and technology-mix, induced investment and fuel and other O&M costs to generate electricity over the period 2006-2030. Negative external costs attributable to endogenously determined new level of air quality pollutants are quantified to make our cost-benefit analysis more complex. Overall, effects of four policy scenarios are assessed, including subsidies for renewable energy, increase in air quality charge rates and an introduction of the EU ETS in the Czech power system. Based on our simulation, we find that prospected 10-fold increase in charging of air quality pollutant would

not have any significant effect on emission and would not bring any stimuli for change in technology and fuel mixes. Subsidy to renewable energy would result in their development; however, larger effect would appear in far future and only if new nuclear power units are not allowed to build. Auctioned EUA, especially above €15 per tonne of CO_2, would be the only effective instrument with significant effects on power sector. Key factor on CO_2 emission is whether scenario consists of new nuclear power units or these units are banned. Our simulation results hold even if we allow the key model assumption to vary, except, the discount rate that would have effect on whether more-investment intensive technologies are used to generate electricity.

Keywords
energy optimisation model; cost minimisation; MESSAGE; impact assessment; environmental regulation; energy

JEL Classification
C61, Q40, Q42, Q48, Q53