VLIV OBNOVITELNÝCH ZDROJŮ NA ČESKOU SOUSTAVU PŘENOSU ELEKTRINY

Karel Janda, Jan Málek, Lukáš Rečka*

Abstract

The Impact of Renewable Energy Sources on the Czech Electricity Transmission System

This paper provides the first academic economic simulation analysis of the impact of increase in predominantly German wind and solar energy production on the Czech electricity transmission network. To assess the exact impact on the transmission grid, updated state-of-the-art techno-economic model ELMOD is employed. Two scenarios for the year 2025 are evaluated on the basis of two representative weeks. The first scenario is considered as baseline and models currently used production mix. The second scenario focuses on the effect of German Energiewende policy on the transmission networks as expected in 2025. The results confirm that in the context of Central Europe, higher feed-in of solar and wind power increases the total transport of electricity between the transmission system operator areas as well as the average load of lines and volatility of flows. Also, an increase in number of critical high-load hours is observable. Taking into account only the Czech transmission system, considerable rise both in transported volume and volatility are observed only on border transmission lines, not inside the country. Moreover, our qualitative analysis shows that all these mentioned effects are strengthened by the presence of German-Austrian bidding zone.

Keywords: Energiewende, wind, solar, transmission networks, ELMOD

JEL Classification: L94, Q21, Q48, C61

Úvod

Cílem tohoto článku je posouzení vlivu rozvoje převážně německých zdrojů obnovitelné elektrické energie na českou energetickou přenosovou soustavu. Spolu s doprovodnou prací Jandy *et al.* (2017) se jedná o první akademicky založenou ekonomickou simulační analýzu této klíčové otázky české energetické politiky. Zatímco tento článek se

* Karel Janda (Karel-Janda@seznam.cz), Univerzita Karlova, Vysoká škola ekonomická v Praze; Jan Málek (janmalek.jm@gmail.com), Universiteit van Amsterdam; Lukáš Rečka (lukasrecka@gmail.com), Univerzita Karlova.

Výzkum vedoucí k těmto výsledkům byl podpořen programem European Union's Horizon 2020 Research and Innovation Staff Exchange programme v rámci grantu Marie Skłodowska-Curie pod číslem 681228. Autoři dále oceňují finanční podporu Grantové agentury České republiky (grant 16-00027S). Lukáš Rečka děkuje za finanční podporu grantu TD03000319 od Technologické agentury ČR, v rámci kterého byla shromážděna velká část datových vstupů. Karel Janda oceňuje podporu poskytnutou v rámci jeho dlouhodobých výzkumných pobytů na McGill University a Australian National University. Dále bychom chtěli vyjádřit upřímné poděkování společnosti GAMS Software GmbH, která poskytla Janu Málkovi licenci k programu GAMS. Názory a pohledy prezentované v tomto článku jsou názory autorů, nikoliv nutně názory institucí, na kterých působí.

zaměřuje na českou přenosovou soustavu, Janda *et al.* (2017) se zabývají ekonomickým modelováním elektrických přenosových sítí v širším středoevropském kontextu.

Rychlý rozvoj evropských intermitentních obnovitelných zdrojů, kdy výroba elektřiny z větru a slunce v Evropské unii vzrostla mezi lety 2004 a 2014 téměř šestinásobně (z 60 na 351 TWh) (European Commission, DG Energy, 2016a), klade zvyšující se nároky na přenosové a distribuční sítě. Rozvoj těchto sítí v České republice a dalších středoevropských zemích v současnosti zaostává za expanzí především větrných a solárních zdrojů, a proto se snižuje kapacitní rezerva sítí a může docházet k ohrožení jejich stability (ČEPS, 2015). V České republice tento fenomén ještě umocňuje její geografická poloha mezi Německem a Rakouskem a společná obchodní energetická zóna Německa, Rakouska a Lucemburska (dále v článku o této zóně budeme hovořit pouze jako o německo-rakouské obchodní zóně), vytvořená v roce 2005 bez jakékoliv koordinace s ostatními dotčenými operátory přenosových soustav (OPS) (Bemš *et al.*, 2016). Tlak na českou přenosovou síť se bude dále stupňovat, pokud bude v plné míře realizován přechod německé energetiky na obnovitelné zdroje (tzv. Energiewende) (Agora Energiewende 2015) a zároveň Německo nedožene skluz ve výstavbě přenosových linek ze severu na jih (Flechter & Bolay, 2015). Závažnost situace dokládá i fakt, že český OPS–ČEPS investuje 2 miliardy Kč do stavby ochranných PST (Phase Shifting Transformers) transformátorů na česko-německém hraničním profilu (Budín, 2015), které by měly částečně zabránit nežádoucím přetokům elektrického proudu z Německa. Akademická literatura zabývající se vlivem obnovitelných zdrojů na přenosové soustavy je dosud téměř výhradně zaměřena na Německo; Burstedde (2012); Kunz (2013); Kunz & Zerrahn (2015); Schroeder *et al.* (2013); Egerer *et al.* (2014); Weigt *et al.* (2010); Dietrich *et al.* (2010). Výjimkou je článek Bemše *et al.* (2016), který se zabývá rekonfigurací obchodních zón v Evropě. Rozvoj českého energetického systému jako celku zkoumají Rečka & Ščasný (2016) a Ščasný *et al.* (2009), ale pokud víme, dosud nebyla publikována žádná akademická práce, která by se zabývala vlivem rozvoje obnovitelných zdrojů na českou přenosovou soustavu. Této problematice se v České republice dosud věnoval pouze ČEPS jakožto operátor přenosové soustavy (ČEPS, 2012).

Na rozdíl od dosud velice stručné literatury zabývající se českými přenosovými soustavami elektřiny, literatura věnující se českým obnovitelným zdrojům energie je znatelně rozvinutější. V České republice se vývoji obnovitelných zdrojů z ekonomického hlediska obecně věnují Sivek *et al.* (2012b) a Sivek *et al.* (2012a). Havlíčková *et al.* (2011) a Blahová *et al.* (2014) se zaměřují na využití biomasy v české energetice. Českou solární energetikou se podrobně zabývají Sokol *et al.* (2011), Průša *et al.* (2013) a Luňáčková *et al.* (2017). Náš článek se snaží tuto mezeru v literatuře vyplnit. Od ostatních se navíc odlišuje přístupem k modelování sítí. Zatímco výše zmíněná literatura se detailně zabývá vždy jen jedním státem (většinou Německem), popřípadě volí kombinaci detailního modelování jednoho státu a agregaci států ostatních, v našem článku explicitně modelujeme přenosové soustavy ČR a všech sousedních států. Teprve státy sousedící s tímto regionem jsou agregovány do jednoduzlových entit. Právě tento přístup dává článku vysokou přidanou hodnotu, protože umožňuje explicitně studovat vliv

zvýšené produkce elektřiny ze slunečních a větrných elektráren a její dopad na jednotlivé přenosové linky nejen v ČR, ale i v celém regionu.

Klíčovým ukazatelem budoucího vývoje jsou energetické plány německé vlády do roku 2025. Plánovaný nárůst německých intermitentních obnovitelných zdrojů je spolu s nedostatečnou kapacitou přenosových sítí mezi severním a jižním Německem a společnou obchodní zónou mezi Německem a Rakouskem hlavním ohrožením fungování české energetické přenosové soustavy. Neplánované toky elektřiny z Německa, plynoucí především z množství nainstalovaných obnovitelných zdrojů s proměnlivou a rychle se měnící produkcí, musí být totiž vyrovnávány a neutralizovány na náklady jednotlivých národních OPS, a to bez nároku na jakoukoliv kompenzaci od tvůrců těchto přetoků. Česká přenosová soustava je pak zvláště zasažena tzv. kruhovými toky elektřiny, což jsou toky, které vznikají v důsledku interních obchodních transakcí v rámci německo-rakouské obchodní zóny (ČEPS 2012), ale nemohou být realizovány za pomoci tam dostupných kapacit. Elektřina pak v takovém případě nekontrolovaně proudí z této obchodní zóny zejména přes území Polska a České republiky zpět.

Tyto přetoky zatěžují přenosové sítě okolních států a ohrožují tím jejich stabilitu. Cílem českého a polského OPS je tak snaha o rozdělení německo-rakouské obchodní zóny na dvě zóny podle národních hranic (ČEPS 2012). Tento postoj byl podpořen stanoviskem Mezinárodní agentury pro spolupráci energetických regulátorů ACER (ACER 2015). Především díky velkému odporu Rakouska, pro které by rozdělení zóny znamenalo významné zvýšení cen elektřiny, zůstává situace nejasná a s velkou pravděpodobností bude konečného rozhodnutí dosaženo ve velmi dlouhém časovém horizontu. Některé neoficiální scénáře však v úvahách zacházejí ještě dále a požadují i rozdělení Německa na více individuálních obchodních zón.

1. Optimalizační technicko-ekonomický model

Dopady rozvoje intermitentních obnovitelných zdrojů posuzujeme pomocí evropské verze nelineárního optimalizačního modelu ELMOD (Leuthold *et al.* (2012) a Egerer *et al.* (2014)). Jádrem modelu je maximalizace celkového společenského přebytku vzhledem k výrobním a síťovým omezením; v našem případě v podobě minimalizace celkových nákladů. Zjednodušeně můžeme říci, že model hledá optimální výrobu v konvenčních zdrojích elektřiny s ohledem na síťová omezení a časovou i místní strukturu poptávky. Použitý koncept společenského přebytku nezahrnuje externalitu výroby elektrické energie způsobené znečištěním ovzduší. Dopady skleníkových plynů na změnu klimatu (Havránek *et al.* 2015) jsou internalizovány skrze systém emisního obchodování EU ETS. Zahrnutí emisí klasických polutantů a s nimi spojených externalit (Ščasný *et al.* 2015; Máca *et al.* 2012) by výrazně přesáhlo současné technicko-ekonomické pojetí našeho modelu. Dále jsou předpokládány dokonalá konkurence mezi jednotlivými účastníky trhu a existence jediného nezávislého OPS, který optimalizuje systémové proměnné pro celou oblast najednou (Kunz 2013).

Model je řešen v programu GAMS (General Algebraic Modeling System) s použitím optimalizačního modulu CONOPT. Notace použitá v následujícím popisu modelu je popsána v appendixu k tomuto článku. Základním prvkem modelu je uzel n , který může, ale i nemusí, vyrábět a spotřebovávat elektřinu.

Účelová funkce modelu maximalizuje společenský přebytek na hodinových datech:

$$\max_{g_{nct}, q_{nt}} \left\{ w = \sum_{n,t} \left(\int_0^{q_{nt}} \pi_{nt}(q_{nt}) dq_{nt} - \sum_c g_{nct} M_{nc} \right) \right\}, \quad (1)$$

kde π_{nt} je lineární inverzní poptávková funkce s nezápornou konstantou a zápornou směrnici:

$$\pi_{nt}(q_{nt}) = A_{nt} + D_{nt} q_{nt}. \quad (2)$$

Nabídková funkce je také linearizovaná. Funkce mezních nákladů $m_{nct}(g_{nct})$ je nahrazena koeficientem M_{nc} určujícím v čase neměnné mezní náklady výroby pro každou jednotlivou produkční jednotku c v uzlu n v závislosti na technologii výroby elektřiny.

V tomto článku aplikujeme model ELMOD v režimu minimalizace celkových nákladů, jelikož referenční poptávka v každém uzlu g_{nt} je fixní.

Při řešení rovnice (1) je nutné brát v úvahu následující omezení. V každém okamžiku musí být v jednotlivých uzlech zachována rovnováha mezi výrobou (vtoky) a spotřebou (odtoky) elektřiny:

$$\sum_c g_{nct} + G_{nt}^{wind} + G_{nt}^{solar} + PSP_{nt}^{out} + PSP_{nt}^{in} + \sum_{nn} \theta_{nn,t} B_{nn,n} - q_{nt} = 0, \forall n, t. \quad (3)$$

Produkce elektřiny je shora omezená instalovaným výkonem každé produkční jednotky:

$$g_{nct} \leq G_{ct}^{max}. \quad (4)$$

Toky elektřiny jsou modelovány pomocí síťové přenosové matice H_{ln} a úhlů toků v jednotlivých uzlech v daném čase θ_{nt} :

$$p_{lt} = \sum_n H_{ln} \theta_{nt}, \forall l, t. \quad (5)$$

Následující nerovnost (6) bere v úvahu kapacitní limity jednotlivých přenosových linek a omezuje modelované toky tak, aby respektovaly horní a dolní meze:

$$|p_{lt}| \leq \bar{P}_l, \forall l, t. \quad (6)$$

Rovnice (7) klade úhel napětí (voltage angle) libovolného volného uzlu (slack node) rovný nule, což je důležité kvůli jednoznačnosti řešení systému nerovnic. Protože se volí úhel jedné proměnné, všechny ostatní hodnoty úhlu jsou poté v relativním postavení vůči této specifické hodnotě.

$$\theta_{n,t} = 0, \forall n, t \quad (7)$$

$$P_{jk} = B_{jk} \theta_{jk}. \quad (8)$$

Pro získání kýžených hodnot toků na jednotlivých přenosových linkách je nutné provést identifikaci uzlů n , nn a namapovat je na jednotlivé přenosové linky. Za tímto účelem zavádíme podle Leutholda *et al.* (2012) speciální matici I_{ln} , tzv. incidenční matici, definovanou následujícím způsobem:

$$I_{ln} = \begin{cases} 1 & \text{pokud } n = j, \\ -1 & \text{pokud } n = k, \\ 0 & \text{v jiných případech.} \end{cases}$$

S pomocí susceptance jednotlivých přenosových linek můžeme spočítat výsledné toky (5):

$$\begin{aligned} H_{ln} &= B_{ln} I_{ln} \\ p_{lt} &= \sum_n H_{ln} \theta_{nt}. \end{aligned} \quad (9)$$

Proměnná „čistý vstup“ uvedená v bilanční rovnici (3) je determinována sítovou maticí susceptance a úhly napětí $v_{nt} = \sum_{nn} B_{nn,n} \theta_{nn,t}$. Matematické odvození prvního parametru, matice susceptance $B_{n,nn}$ je založeno na výše zmíněných definicích toků (Leuthold *et al.* 2012).

$$B_{n,nn} = \sum_l I_{ln} H_{ln}. \quad (10)$$

ELMOD používá zjednodušené modelování střídavého proudu (AC) modelováním toků stejnosměrného proudu (DC), což je v technicko-ekonomické literatuře běžně užívaný postup. Overbye *et al.* (2004) diskutuje rozdíly mezi AC a DC toky a dochází k závěru, že ztráta přesnosti je velmi malá a že výsledky z DC toků poměrně dobře odpovídají přesnějším AC tokům.

Ke zjednodušení výpočtu toků využívá ELMOD závěrů Schweppa *et al.* (1988) a Stiglera & Todema (2005), kde jsou jalový elektrický výkon a ztráty v přenosových sítích zanedbány, úhlové rozdíly jsou uvažovány jako malé a napětí je standardizováno na jednu úroveň (viz také Purchala *et al.* (2005)). Výsledkem je, že při výpočtu DC toků se zabýváme pouze dvěma proměnnými – *úhlem napětí* a *činným výkonem v jednotlivých uzlech* (rovnice 8).

2. Data

2.1 Datové zdroje

V našem článku vycházíme z datového souboru Německého institutu pro hospodářský výzkum (DIW) publikovaného v Egererovi *et al.* (2014), který zahrnuje údaje a dokumentaci k výrobě a spotřebě elektrické energie, vysokonapětíovému přenosovému systému a cenám vstupů a výstupů. Tyto základní údaje jsou v naší práci výrazně aktualizovány a rozšířeny. Kvůli špatné dostupnosti dat nejsou aktualizována jen data přenosového systému, elektráren (pracuje se s jednotlivými bloky) a jejich technických specifikací. Tato data tak zachycují stav roku 2012. Podobně jako v práci Kunze & Zerrahna (2016) byl zbytek datového souboru aktualizován tak, aby reflektoval stav z roku 2015. Tato aktualizace zahrnuje hodinové

údaje o spotřebě a produkci z větrných, slunečních a přečerpávacích elektráren, které byly získány z databáze ENTSOE Transparency platform (ENTSOE, 2016) na úrovni hodinového rozlišení. Dále byly aktualizovány i ceny elektřiny, jejichž zdrojem byly čtvrtletní zprávy Evropské komise (European Commission, DG Energy, 2016c) a které v modelu slouží k výpočtu uzlových poptávek. Ceny paliv používaných k výrobě elektřiny byly získány z několika různých zdrojů, jak ukazuje tabulka 1.

Tabulka 1 | Ceny paliv

Fuel	Cena	Zdroj
Uran	3,00	Výpočet Egerer <i>et al.</i> (2014)
Hnědé uhlí	3,48	Kalkulace autorů
Černé uhlí	6,96	BP: Northwestern Europe coal price 2014
Plyn	22,28	EC: Quarterly reports on European gas markets
Ropa	28,42	Bloomberg: Brent oil price
Biomasa	7,20	Výpočet Egerer <i>et al.</i> (2014)
Voda	0,00	
Vítr	0,00	
Slunce	0,00	
Odpad	7,20	Výpočet Egerer <i>et al.</i> (2014)
CO ₂	7,59	EEX: Mediánová cena emisní povolenky

Poznámka: Cena paliv je uvedena v EUR za termální MWh; cena CO₂ je uvedena v EUR za tunu CO₂.

Jediným cenovým údajem, který nebyl převzat, ale odhadnut, je cena hnědého uhlí. Tu není možné dohledat díky neexistenci trhu s hnědým uhlím. Náš odhad činí jednu polovinu ceny černého uhlí, což je číslo založené na hodnotě výhřevnosti hnědého uhlí (9–17 MJ/kg), která je zhruba poloviční ve srovnání s uhlím černým (19–35 MJ/kg). Bejbl *et al.* (2014) ukazují jiný možný postup určení ceny hnědého uhlí, který zahrnuje model založený na vnitřní výnosové míře. Ceny emisních povolenek byly převzaty z evidence Evropské energetické burzy v Lipsku. Mezistátní cenové rozdíly u plynu a ropy byly převzaty z publikací DG Energy, konkrétně z European Commission, DG Energy (2016d) a European Commission, DG Energy (2016b).

2.2 Sítě

Náš model zahrnuje 981 linek, které jsou charakterizované počtem vedení, délkou, odporem, reaktancí, výškou napětí a tepelným limitem vedení. Linky propojují celkem 603 uzlů rozdělených do dvou úrovní. ČR a sousední státy (pro zjednodušení tento region označujeme jako střední Evropa) jsou modelovány na co nejnižší úrovni detailu, tj. tak,

aby modelovaná síť reflektovala infrastrukturu, která je skutečně provozována OPS. Tomu odpovídá celkem 593 uzlů reprezentujících elektrické stanice či křížení jednotlivých přenosových linek (tzv. pomocné uzly). Zbývajících 10 uzlů pak agregovaně představuje státy hraničící se sousedy ČR (Belgie, Lucembursko, Nizozemsko, Dánsko, Francie, Maďarsko, Švýcarsko, Itálie, Slovinsko, Švédsko). Mimo celkové agregace produkce a spotřeby a zanedbání vnitrostátních linek nedochází v těchto státech k žádnému zkreslení přeshraničních přenosových kapacit ani jejich vlastností. Postup vychází z mnohokrát aplikované práce Leutholda (2009).

Takto detailní přístup k modelování odlišuje náš článek od většiny již existujících, které se obvykle soustředí jen na jeden stát, popřípadě volí kombinaci detailního modelování jednoho státu a agregaci všech ostatních. V našem článku díky primárnímu zaměření na českou přenosovou soustavu do detailu modelujeme pouze sousední státy ČR, tj. navzdory klasické definici střední Evropy nezahrnujeme do našeho modelu maďarskou přenosovou soustavu na nejnižší úrovni, ale pouze na úrovni agregátního uzlu. Ačkoliv se maďarský operátor přenosové soustavy MAVIR také podílí na iniciativách, které mají za cíl řešit kruhové toky z Německa, z geografického pohledu není maďarská soustava těmito toky primárně zasažena. Pro ulehčení výpočetní náročnosti proto zahrnujeme Maďarsko pouze jako jeden uzel, stejně jako všechny ostatní sousední státy regionu. Takovéto zjednodušení je nicméně dostatečné k tomu, abychom umožnili simulaci tranzitních toků, jejichž absence by mohla vést k výraznému vychýlení výsledků.

Přenosové soustavy většinou operují v režimu N-1, což znamená, že musí být provozuschopné v případě neočekávaného výpadku jednoho z prvků systému (Neuhoff *et al.* 2005). Toto bezpečnostní omezení modelujeme tak, že tepelnou kapacitu každé linky snížíme o 20 % (Leuthold *et al.* 2008, s. 13).

2.3 Produkční kapacity

Produkční kapacity jsou stejně jako v Egererovi *et al.* (2014) rozděleny na konvenční a obnovitelné. V našem článku máme označením „obnovitelné“ na mysli tzv. variabilní obnovitelné zdroje (vOZE), což zahrnuje větrné a solární elektrárny. Všechny ostatní typy elektráren, kromě přečerpávacích vodních elektráren (PVE), jsou označovány jako konvenční.

Každý konvenční elektrárenský blok byl uvažován zvlášť a byl zařazen do jedné ze skupin produkčních technologií, rovněž uvedených v Egererovi *et al.* (2014). Celkem se v regionu střední Evropy pracuje s 607 konvenčními jednotkami. V okolních jednoulzových zemích byly výrobní kapacity agregovány podle produkční technologie a takto přiřazeny do daných států. Samotné množství vyrobené elektřiny z jednotlivých konvenčních zdrojů je předmětem výpočtů modelu a zakládá se na technických parametrech (výrobní efektivita, emisní náročnost, dostupnost výrobní jednotky) a ekonomických parametrech (cena paliva, cena emisní povolenky), z nichž se počítají jednotkové krátkodobé variabilní náklady na výrobu elektřiny pro každou výrobní jednotku. Cena paliva je kladná u všech zdrojů kromě vodních, větrných a solárních, kde je z podstaty daných zdrojů nulová. Ostatní provozní náklady a náklady na údržbu jsou u všech typů produkčních kapacit zanedbány (Egerer *et al.* 2014).

Na rozdíl od konvenčních kapacit byly obnovitelné zdroje a PVE¹ zpracovávány odlišným způsobem. Díky decentralizované povaze a fragmentované produkci těchto zdrojů nebylo možné uvažovat jednotlivé produkční jednotky. Bylo proto přistoupeno k agregaci na regionální úrovni, kde rozhodujícím klíčem agregace byl vždy místně nejbližší uzel k dané elektrárně. Výsledkem této procedury byly váhy jednotlivých uzlů na celkové produkci větrných a solárních zdrojů. Celková produkce ze solárních a větrných elektráren pak byla alokována na základě těchto vah. Podrobný postup je popsán v publikacích Leutholda (2009) a Egerera *et al.* (2014). Je nutné zároveň dodat, že produkce z obnovitelných zdrojů není předmětem optimalizace, ale vstupuje do modelu jako parametr, a to pro každou hodinu zvlášť.

3. Scénáře

3.1 Simulované produkční profily

Pro systémovou stabilitu jsou důležité extrémní hodnoty zatížení nebo produkce, a proto optimalizace proběhla v týdenních intervalech (tj. 168 hodin) při různých kombinacích extrémních hodnot produkce z variabilních OZE podobně jako v Schroederovi *et al.* (2013). Analyzujeme 4. týden (předposlední týden v lednu od 18. ledna do 24. ledna 2015), kdy byla v tomto roce nejmenší souhrnná produkce z obnovitelných zdrojů energie (OZE), a 14. týden (poslední týden v březnu od 29. března do 4. dubna 2015), ve kterém se v tomto roce naopak objevila nejvyšší celková OZE produkce.

Obrázek 1 | Nízké OZE (4. týden) skutečný profil 2015

Zdroj: vlastní zpracování, založeno na datech z ENTSOE (2016)

1 PVE nemají charakteristiky vOZE, ale kvůli zjednodušení obdobně jako vOZE nevstupují do optimalizace. Produkce a čerpání z PVE rovněž do modelu vstupuje jako parametr – viz rovnice (3). Využití PVE tak není předmětem optimalizace modelu, ale odpovídá reálnému stavu roku 2015.

Obrázek 2 | Vysoké OZE (14. týden) skutečný profil 2015

Zdroj: vlastní zpracování, založeno na datech z ENTSOE (2016)

Na obrázcích 1 a 2 jsou zobrazeny úhrnné skutečné profily výroby a zatížení pro region střední Evropy během obou uvažovaných týdnů. Grafy zahrnují zatížení, zbytkové zatížení, které se vypočte jako rozdíl zatížení a součtu produkce z variabilních OZE, a produkci z větrných a slunečních elektráren během jednotlivých hodin zmíněných týdnů.

3.2 Simulační scénáře

Abychom mohli přesně změřit dopady úzkých míst v síti na přenosovou soustavu v České republice a dalších zemích, počítali jsme toky elektřiny jednotlivými přenosovými linkami v celé přenosové soustavě. Posléze byly výstupy porovnány pro oba uvažované reprezentativní týdny v kontextu dvou scénářů.

Základem je scénář „base”, který cílí především na modelování současné situace elektroenergetického systému a je tak použit jako referenční rámec pro interpretaci výsledků. Do tohoto scénáře vstupují data tak, jak byla dříve specifikována v oddílu 3.

Scénář „res” poté slouží pro vyhodnocení celkového dopadu zvýšení produkce z větrných a solárních elektráren a je odvozen ze základního scénáře „base” tak, že spotřeba a výroba z větrných a solárních zdrojů v Německu je vynásobena vývojovým koeficientem zobrazených ve sloupci 7 tabulky 2. Tyto koeficienty reflektují produkci z variabilních OZE v roce 2025 dle cílů Energiewende.

Všechny relevantní cíle Energiewende jsou definovány jako procento z celkové spotřeby elektřiny z roku 2008. Podle údajů AGEA (2015) bylo v tomto roce spotřebováno v Německu celkem 618,2 TWh elektřiny. Cíle Energiewende vyžadují snížení spotřeby

oproti roku 2008 o 10 % do roku 2020, o 25 % do roku 2050 (BMWí, 2015). Lineární interpolace vede k redukci spotřeby o 12,5 % do roku 2025, což obnáší celkovou německou spotřebu ve výši 541 TWh neboli 90,61 % roku 2015.

Tabulka 2 | Parametry scénáře res

	Instalovaná kapacita 2013 (MW)	Vývojový koeficient	Instalovaná kapacita 2025 (MW)	Počet hodin plného zatížení	Výroba 2025 (TWh)	Výroba 2015 (TWh)	Koeficient výroby
TYP	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Fotovoltaické	36 340,00	1,490	54 159,61	969,77	52,52	38,50	1,364
Větrné (pevnina)	33 310,00	1,568	52 231,66	1 900,46	99,26		
Větrné (moře)	620,00	14,355	8 900,00	3 118,28	27,75		
Větrné (celkem)	33 930,00		61 131,66		127,02	86,00	1,477
Zdroj	Feix <i>et al.</i> (2015)	Feix <i>et al.</i> (2015)	(1)*(2)	BMWí (2015)	(3)*(4)	AGEB (2015)	(5)/(6)

Podíly větrných a slunečních elektráren na výrobě elektřiny jsou založeny na předpokladech odborných studií, v našem případě konkrétně na scénáři „2025A“ z „Netzenentwicklungsplan“ (Feix *et al.*, 2015). Zde jsou však k dispozici pouze predikované instalované výkony jednotlivých produkčních technologií. K získání samotné produkce bylo nutné tyto hodnoty vynásobit tzv. faktory využití jednotlivých typů elektráren. Ty byly extrahovány z datových sad AGEB (2015). Tímto postupem bylo dosaženo podílu výroby z variabilních obnovitelných zdrojů energie (vOZE) vůči spotřebě elektřiny ve výši 45,91%, což je velmi blízko hodnotě 42,5% vycházející z lineární interpolace scénářů BMWí pro rok 2025 (BMWí, 2015).

Vše ostatní jak v rámci Německa, tak i ostatních zemí nebylo v tomto scénáři měněno. Pozorujeme tak pouze ceteris paribus efekt změny politiky Energiewende (což zahrnuje výše uvedenou mírnou redukci spotřeby a nárůst OZE). Z tohoto také vyplývá, že výsledky musí být interpretovány ve smyslu nejhoršího možného vývoje, tj. jaký stav by nastal v případě, že by nebylo uděláno nic pro vylepšení a zvýšení kapacity přenosových sítí. Na druhou stranu předpoklad jediného OPS umožňuje lepší optimalizaci a koordinaci konvenčních zdrojů než v případě národních OPS, což vede k nižšímu zatížení sítí než v realitě. V souvisejícím výzkumu Janda *et al.* (2017) uvažují další scénář zabývající se vlivem postupného odstavování německých jaderných elektráren na střeoevropskou soustavu přenosu elektřiny. Podrobnější diskusi ekonomických aspektů odstavování jaderných elektráren poskytují Bemš *et al.* (2015).

4. Výsledky

Výsledné modelované toky jsou reportovány a interpretovány pouze na hraničních profilech, podobně jako v Egererovi *et al.* (2014). Pojem hraniční profil souhrnně označuje všechny toky na všech přeshraničních přenosových linkách mezi dvěma OPS. Motivací pro tuto formu prezentace výsledků je především fakt, že národní hranice tvoří díky historickému vývoji sítě přirozená úzká místa a ex ante se dají očekávat systémové problémy přesně v těchto místech, což je v kontextu zkoumání vlivu variabilních OZE na přenosové soustavy naprosto stěžejní. Naše výsledky tuto hypotézu potvrzují. V článku uvádíme výsledky pro všechny přeshraniční profily ČR. Pro úplnost jsou rovněž uvedeny i další středoevropské profily (polsko-německý, polsko-slovenský a německo-rakouský), které hrají důležitou roli v regionálních kruhových tocích elektřiny. Toky na českých vnitrostátních přenosových linkách v této práci neuvádíme, protože naše simulace ukázala, že nevykazují významnější přetížení ani významnější navýšení volatility v žádném ze zkoumaných týdnů.

Dopady na jednotlivé profily jsou ukázány pomocí grafické vizualizace importu, exportu, celkové bilance a celkem přenesené elektřiny. Celkový přenos je definován jako součet absolutních hodnot import a export, zatímco bilance je definována jako rozdíl absolutních hodnot importů a exportů. Tabulka 3 ukazuje souhrnné změny bilancí a přenosu na přeshraničních profilech.

Tabulka 3 | Srovnání změn bilancí a přenosu na přeshraničních profilech mezi scénáři base a res v jednotlivých týdnech

	Změna bilance, GWh	Změna přenosu oproti base, GWh	Změna přenosu oproti base %	Změna bilance, GWh	Změna přenosu oproti base, GWh	Změna přenosu oproti base %
Hraniční profil:	4. týden			14. týden		
CZ PL	−5,37	9,31	21%	−6,51	−2,91	−2,7
CZ SK	−1,33	3,48	6,3%	−12,58	−0,10	−0,1
CZ AT	2,31	5,42	5,8%	9,12	9,97	4,7
CZ 50 Hz	7,81	13,61	39,1%	19,52	18,33	15,4
CZ TENNET	−1,63	1,96	4,1%	−7,04	−4,44	−4,6
PL DE	21,63	8,29	20,1%	66,88	39,84	45,5
DE AT	13,56	16,44	16,5%	72,47	74,91	22,8
PL SK	−2,80	3,44	18,8%	−1,10	0,67	1,3

Poznámka: „Bilance“ představuje rozdíl mezi importem a exportem elektřiny mezi dvěma zónami. „Přenos“ reprezentuje celkový přenos elektřiny profilem tj. jedná se o součet absolutních hodnot přítoků a odtoků elektřiny. „Změna bilance“ je pak absolutním rozdílem mezi scénářem res a base; znaménko „−“ značí větší zvýšení importu než exportu (tj. zvýšení importu či snížení exportu); znaménko „+“ poté opak.

Zdroj: vlastní zpracování

Tabulka 4 | Přehled extrémního zatížení jednotlivých linek [hodiny/168 hodin]

		# extrémý			
		4. týden		14. týden	
Linka	Stanice	base	res	base	res
PL => CZ	Bujakow–Lískovec	–	–	–	1
CZ => PL	Lískovec–Kopanina	–	–	–	–
PL => CZ	Wielopole–Nošovice	–	–	–	–
CZ => PL	Albrechtice–Dobrzeń	–	–	–	–
SK => CZ	Varin–Nošovice	–	–	–	–
CZ => AT	Slavětice–Durnrohr	–	–	–	–
CZ => SK	Sokolnice–Stupava	–	–	–	–
CZ => SK	Sokolnice–Křižovany	–	–	–	–
CZ => AT	Sokolnice–Bisamberg	–	–	–	–
SK => CZ	Považská Bystrica–Lískovec	–	–	–	–
SK => CZ	Senica–Sokolnice	–	–	–	–
CZ => Tennet	Hradec II–Etzenricht	–	–	–	–
CZ => 50Hertz	Hradec I–Rohrsdorf	–	–	–	–
CZ => Tennet	Přeštice–Etzenricht	–	–	–	–
PL => SK	Krosno Iskrzynia – Lemešany	–	–	–	–
DE => AT	Aux–Oberbayern–Burs	–	–	–	3
DE => AT	Vohringen West–Burs	–	–	–	–
AT => DE	Burs–Obermorrweiler	–	–	–	–
DE => AT	Obermorrweiler–Burs	–	–	–	–
DE => AT	Pirach–Sankt Peter	–	–	–	–
DE => AT	Altheim–Sankt Peter	–	–	–	–
DE => AT	Simbach–Sankt Peter	–	–	1	3
DE => AT	Pleinting–Sankt Peter	–	–	–	6
DE => AT	Leupolz–Westtirol	–	–	–	–
DE => AT	Leupolz–Westtirol	–	–	–	–
AT => DE	Burs–Grunkraut	–	–	–	–
DE => AT	Pleinting–Sankt Peter	–	–	–	6
AT => DE	Sankt Peter–Pirach	–	–	–	–
PL => DE	Mikulowa–Neuerbau	–	–	–	1
PL => DE	Krajnik–Vierraden	1	–	13	46

Poznámka: Hodnoty představují počet hodin s extrémním zatížením linek v daném týdnu během všech 168 hodin.

Zdroj: vlastní zpracování

Dalším indikátorem je tzv. extrémní zatížení sloužící k identifikaci přetížení přenosové linky. Pokud aktuální hodnota zatížení překročí 75 % termálního limitu dané linky, je to považováno za kritický stav. To především z důvodu, že každá linka má inherentně zakomponován 20% kapacitní limit sloužící jako bezpečnostní „N-1” kritérium (viz sekce 3). Tabulka 4 ukazuje počet hodin, kdy byl na jednotlivých linkách překročen zmíněný 75% limit v rámci 168 hodin daného týdne. Nejvýznamněji je zatížena linka Krajník (PL) Viarraden (D), kde je ve 14. týdnu ve scénáři res překročen 75% bezpečnostní limit ve 27,4 % procentech času daného týdne, což je více než trojnásobek oproti scénáři base.

4.1 Nízká výroba z variabilních OZE, 4. týden

Obecným efektem nízké produkce z vOZE je celkově nízká mezistátní bilance a nízký úhrnný přenos elektřiny (obrázek 3). Vertikální škálování v obrázku 3 je záměrně voleno tak, aby bylo možné přímé srovnání rozsahu výměn v jednotlivých týdnech a scénářích (obrázek 5 pro srovnání).

Obrázek 3 | Balance, import, export, 4. týden

Zdroj: vlastní zpracování

Obrázek 4 | Detail hraničních profilů ČR 4. týden

Zdroj: vlastní zpracování

Srovnání scénářů base and res potvrzuje očekávané, tedy že s vyšší výrobou z vOZE dochází ke zvýšení přeshraničních toků. Díky celkově nízkému vstupu volatilní produkce nepředstavuje však toto zvýšení v rámci týdne 4 žádnou významnější hrozbu pro síťovou bezpečnost. Průměrné zatížení přeshraničních linek v případě base je ve 27 případech pod 10 % a ve třech případech pod 20 %. Při porovnání s res se tento poměr změnil na 23 respektive 7 linek. Průměrné zatížení vzroste v meziscénářovém porovnání pouze o 0,98 %, s největším vzrůstem na lince Krajník (PL)–Vierraden (DE) (o 6,56 %). Ačkoliv jsou podle hodnot v tabulce 3 mezi scénáři base a res relativní hodnoty změn v množství přenesené energie poměrně velké, z pohledu zatížení přenosové soustavy se nejedná v týdnu 4 o větší problém, jak naznačuje předchozí text. Podle tabulky 4 nepozorujeme žádné mimořádné přetížení při porovnání scénáře res s base. Na obrázku 4 je pak možné vidět detail jednotlivých přenosových linek na českých hraničních profilech.

Naše výsledky také naznačují, že produkce z vOZE způsobuje zvýšení volatility toků, což v důsledku kvůli těžší a nákladnější kontrole toků přispívá k destabilizaci systému. V celém regionu všechny linky, kromě tří, vykazují zvýšení volatility dosahující v průměru 17,77 %. Rozsah relativních změn leží v intervalu –2,84 % (Pleinting (DE) – Sankt Peter (AT)) až 35,38 % (Simbach (DE) – Sankt Peter (AT)). Nejvyšší nárůsty se objevují na obecně na rakousko–německé hranici. Při pohledu pouze na české přeshraniční profily se výsledky od celoregionálních v zásadě neliší. Průměrná relativní změna volatility je 14,6 % a rozmezí minimálních a maximálních hodnot leží mezi –0,92 % (Sokolnice (CZ) Dürnröhr (AT)) a 34,16 % (Hradec (CZ) a Röhrsdorf (DE)). Zajímavý je pohled na geografické rozložení volatility. Profil ČR Polsko a ČR 50Hertz, tedy ty, kudy do ČR přitéká elektřina z významných oblastí produkce elektřiny z větru, vykazují mnohem významnější vzrůst než zbylé přeshraniční profily v jižní polovině ČR. Změna volatility uvnitř České republiky je minimální, v průměru méně než 5 %.

4.2 Vysoká výroba z variabilních OZE, 14. týden

Kvalitativní povaha výsledků pro 14. týden je obdobná jako u 4. týdne. Co se ovšem významně liší, je síla zkoumaných efektů a s tím související množství přenesené elektřiny. Celkový přenos elektřiny v mezitýdenním srovnání vzrostl oproti base v průměru 2,54krát na všech profilech, na českých pak 2,46krát. Maximální relativní poměr narostl 3,41krát na profilu CZ–Tennet, maximální absolutní nárůst byl 228,3 GWh mezi Němcem a Rakouskem. Na česko-rakouském profilu je pozorovatelný nárůst přenesené energie o 119,37 GWh.

Při srovnání mezi base scénáři v rámci jednotlivých týdnů je patrný výrazný nárůst transportu na německo-rakouské hranici. Je to způsobeno tím, že v síti existuje přebytek levné elektřiny, která tak proudí do Rakouska, kde je spotřebovávána přečerpávacími elektrárnami využívajícími vhodných cenových podmínek k naplňování svých vodních rezervoárů. Při pohledu na scénář res nepozorujeme na českých hraničních profilech žádné dramatictější změny v množství přenesené energie. Mírný nárůst je však pozorovatelný v severojižním směru. Na profilu ČR Tennet dochází k 15 % nárůstu přenosu (18,33 GWh)

Obrázek 5 | Balance, import, export, 14. týden

Zdroj: vlastní zpracování

a na profilu ČR Rakousko k přírůstku ve výši 4,7 % (9,97 GWh) oproti base scénáři. To pouze podtrhává domněnku z předchozího odstavce a ukazuje praktické dopady kruhových toků v regionu při zvyšování produkce z vOZE.

Průměrné zatížení na všech přeshraničních linkách vzrůstá na 17,35 % v base scénáři a na 20,16 % v res scénáři. Je ovšem důležité zmínit, že počet linek se zatížením nad 30 % roste v meziscénářovém porovnání o 3, a to ze 3 na 6. V kontextu pouze českých profilů je nejexponovanějším vedením linka ze Sokolnice do Bisambergu, se 41,55 %, respektive se 43,18 %.

Co se pak týká výskytu extrémních událostí, ty se, jak ukazuje tabulka 4, objevují především v severní části regionu mezi Německem a Polskem (na lince Krajnik-Vierraden je

Obrázek 6 | Detail hraničních profilů ČR 14. týden

Zdroj: vlastní zpracování

dokonce v případě res za extrémní považováno 46 ze 168 hodin, tj. celých 27,4 %) a poté již na zmíněném profilu mezi Rakouskem a Německem. Linky jak na českých hranicích, tak i v českém vnitrozemí nejsou výskytem extrémních událostí zasaženy.

V mezinárodním kontextu zůstávají výsledky vztahující se k volatilitě kvalitativně nezměněny; mírně se pouze liší velikost efektů. Růst směrodatné odchylky mezi scénáři base a res je pozorovatelný na všech linkách kromě dvou (Sokolnice–Dürnrohr a Sokolnice–Bisamberg obě mezi ČR a Rakouskem) a činí v průměru 19,6 %. Také se posouvá horní mez rozsahu změn; nejvyšší hodnoty dosahují až 65 % navýšení v případě res oproti scénáři base. Nejvíce zasaženým je opět rakousko-německý profil. Významnější rozdíl oproti čtvrtému týdnu je možné zaznamenat pouze na českých hraničních profilech, kde průměrný relativní nárůst volatility činí pouze 7 %, tedy méně než ve čtvrtém týdnu. V absolutních číslech je však volatilita ve čtrnáctém týdnu vyšší než ve čtvrtém týdnu. Nárůst volatility na vnitrostátních linkách dosahuje obdobné průměrné hodnoty (7,32 %).

Závěr

V tomto článku analyzujeme přeshraniční hodinové toky elektřiny v energetické soustavě střední Evropy se zaměřením na Českou republiku. Naše analýza vychází z technicko-ekonomického modelu ELMOD, který věnuje velkou pozornost zejména technickým detailům výrobních a přenosových zařízení. Výrobní elektřiny jsou modelovány na úrovni jednotlivých výrobních bloků a charakterizovány množinou několika parametrů (druh spalovaného paliva, výkon, efektivita, atd.). Přenosová soustava je poté modelována na úrovni jednotlivých přenosových linek a rozveden.

V našem modelu abstrahujeme od institucionálního uspořádání sítě mezi jednotlivými regionálními OPS a předpokládáme, že veškerá rozhodnutí v celém středoevropském regionu provádí jeden společenský plánovač. Ten bere jako exogenní výrobu obnovitelné energie, agregované údaje o spotřebě elektřiny a zmíněné technické a další ekonomické parametry (ceny energetických surovin). S použitím modelu ELMOD je vypočítána optimální výroba elektřiny z konvenčních zdrojů a spotřeba v jednotlivých uzlech. Na základě těchto informací jsou modelem určeny optimální toky elektřiny v síti. Kritériem optimality je maximalizace společenského přebytku definovaného jako součet přebytku výrobců a spotřebitelů ve všech uzlech a časech. Tímto způsobem jsou vypočteny toky jak pro základní hodnoty výroby elektřiny z OZE tak pro modelový scénář, který uvažuje zvýšení výroby z OZE v Německu.

Výsledky naší analýzy potvrzují, že kapacita německých přenosových sítí neodpovídá potřebám rozvoje obnovitelných zdrojů dle cílů Energiewende – zejména kvůli existenci úzkých míst mezi severním a jižním Německem, což způsobuje neplánované a nežádoucí přetoky elektrického proudu do České republiky a dalších sousedních zemí. Existující tržní uspořádání, tj. existence německo-rakouské obchodní zóny, tyto problémy pouze prohlubuje.

Bližší pohled na výstupy z modelu ukazuje, že s vyšší výrobou elektřiny ze slunečních a větrných elektráren roste ve středoevropském kontextu celkový přenos elektřiny mezi jednotlivými zónami, volatilita v soustavách a počet kritických momentů v přenosových sítích s přímým ohrožením stability sítě. Významné nárůsty lze spatřovat téměř na všech přeshraničních profilech ve střední Evropě, včetně těch českých. Česká vnitrostátní přenosová soustava se však nezdá být výrazněji zasažena – nebyl pozorován žádný výskyt extrémního zatížení či jiný významný indikátor ukazující na přetížení.

Naše aplikace modelu ELMOD ukázala možné směry, kterými lze model dále rozvíjet. Klíčovým rozvojovým prvkem je ekonomické modelování institucionálního uspořádání energetické soustavy. Zde bude v budoucnu vhodné v modelu nahradit dokonalou konkurenci a předpoklad jediného operátora přenosové soustavy oligopolistickou strukturou s prvky strategického chování podle teorie her. Dalším elementem pro zvýšení přesnosti modelu je deagregace Maďarska a explicitní modelování jeho přenosové sítě tak, jak je tomu u ČR a jejích sousedů, a též přidání souhrnného uzlu, který by bral v potaz toky spojené s balkánskými státy.

Apendix A. Matematické značení

Množiny a prvky:

L	množina všech přenosových linek
N	množina všech uzlů
C	množina všech konvenčních produkčních bloků
T	množina všech časových období
$l \in L$	přenosové linky v síti
$n, nn, j, k \in N$	uzly v síti
$n' \in N$	volné (slack) uzly v síti
$c \in C$	konvenční výrobní bloky
$t \in T$	časová období

Parametry:

G_{nt}^{wind}	výroba z větru v uzlu n v čase t
G_{nt}^{solar}	výroba ze slunce v uzlu n v čase t
PSP_{nt}^{out}	výroba přečerpávací elektrárny v uzlu n v čase t
PSP_{nt}^{in}	čerpaní přečerpávací elektrárny n v čase t
G_{ct}^{max}	maximální výroba bloku c v čase t
P_{lt}	maximální dostupný přenosový limit linky l v čase t
H_{ln}	síťová přenosová matice
$B_{nn,n}$	síťová matice susceptance
A_{nt}	průsečík v uzlu n v čase t
D_{nt}	směrnice v uzlu n v čase t
M_{nc}	mezní náklady výrobního bloku c v uzlu n

Proměnné:

w	funkce společenského přebytku
$\pi_{nt}(q_{nt})$	inverzní poptávková funkce v uzlu n v čase t
$m_{nct}(q_{nct})$	funkce mezních nákladů výrobní jednotky c v uzlu n v čase t
g_{nct}	produkce výrobní jednotky c v uzlu n v čase t
q_{nt}	poptávka v uzlu n v čase t
v_{nt}	čistý vstup v uzlu n v čase t
p_{lt}	tok elektřiny v lince l v čase t
$\theta_{nt}, \theta_{nm,t}, \theta_{\theta_{nt}}$	úhel v uzlu n v čase t

Apendix B. Seznam zkratk

AC	Alternating Current (střídavý proud)
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AT	Rakousko
CE	střední Evropa
ČEPS	společnost ČEPS, a.s. (český operátor přenosové soustavy)
ČR,CZ	Česká republika
DC	Direct Current (stejnoseměrný proud)
DE	Německo
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
ELMOD	Electricity Model
ENTSOE	European Network of Transmission System Operators for Electricity
GAMS	General Algebraic Modeling System
GWh	Gigawatthodina
MAVIR	společnost MAVIR, Zrt. (maďarský operátor přenosové soustavy)
MW	Megawatt
MWh	Megawatthodina
OPS	operátor přenosové soustavy
OZE	obnovitelné zdroje elektřiny
PL	Polsko
PST	Phase-shifting transformer (transformátor s posunem fáze)
PVE	přečerpávací vodní elektrárny
SK	Slovensko
TWh	Terawatthodina
vOZE	variabilní obnovitelné zdroje elektřiny

Literatura

ACER (2015). Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 9/2015 of 23 September 2015. Dostupné z: http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/opinions/opinions/acer%20opinion%2009-2015.pdf. [Online; accessed 22-April-2016]

- AGEB (2015). *Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern*. Technical report, AG Energiebilanzen, e.V.
- Agora Energiewende (2015). *Report on the German Power System*.
- Bejbl, J., Bemš, J., Králík, T., Starý, O., Vastl, J. (2014). New Approach to Brown Coal Pricing Using Internal Rate of Return Methodology. *Applied Energy*, 133, 289–297, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.082>
- Bemš, J., Knápek, J., Králík, T., Hejhal, M., Kubančák, J., Vašíček, J. (2015). Modelling of Nuclear Power Plant Decommissioning Financing. *Radiation Protection Dosimetry*, 164(4), 519–522, <https://doi.org/10.1093/rpd/ncv333>
- Bemš, J., Králík, T., Knápek, J., Kradeckaia, A. (2016). Bidding Zones Reconfiguration — Current Issues Literature Review, Criteria and Social Welfare. In: *2nd International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid (IGBSG)*, pp. 1–6.
- Bláhová, P., Janda, K., Křišťoufek, L. (2014). The Perspectives for Genetically Modified Cellulosic Biofuels in the Central European Conditions. *Agricultural Economics*, 60(6), 247–259.
- BMWi (2015). *Die Energie der Zukunft: Vierter Monitoringbericht zur Energiewende*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- Budín, J. (2015). *Stavba ochranných transformátorů proti přetokům z Německa zahájena*. OEnergetice.cz. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrina/stavba-ochrannych-pst-transformatoru-proti-pretokum-z-nemecka-zahajena/>
- Burstedde, B. (2012): From Nodal to Zonal Pricing: A Bottom-up Approach to the Second-best. In: *9th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pp. 1–8. IEEE.
- ČEPS (2012). *Position of ČEPS, MAVIR, PSE Operator and SEPS regarding the issue of Bidding Zones Definition*. Dostupné z: http://www.ceps.cz/ENG/Media/Tiskove-zpravy/Documents/120326_Position_of_CEPS_MAVIR_PSEO_SEPS-Bidding_Zones_Definition.pdf. [Online; accessed 22-April-2016]
- ČEPS (2015). *Mimořádná situace v PS ČR vlivem enormní výroby ve větrných parcích v Německu na přelomu roku 2014/2015*. Technical report.
- Dietrich, K., Leuthold, F., Weigt, H. (2010). Will the Market Get it Right? The Placing of New Power Plants in Germany. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 34(4), 255–265, <https://doi.org/10.1007/s12398-010-0026-9>
- Egerer, J., Gerbaulet, C., Ihlenburg, R., Kunz, F., Reinhard, B., von Hirschhausen, C., Weber, A., Weibezahn, J. (2014). *Electricity Sector Data for Policyrelevant Modeling: Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets*. Technical report, Data Documentation, DIW.
- ENTSOE (2016). *ENTSOE Transparency Platform*. Dostupné z: <https://transparency.entsoe.eu/>. [Online; accessed 22-April-2016]
- European Commission, DG Energy (2016a). *Country Datasheets 2016*. Dostupné z: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/CountryDatasheets_February2016.xlsx. [Online; accessed 22-April-2016]
- European Commission, DG Energy (2016b). *EU Crude Oil Imports and Supply Cost*. Dostupné z: <https://ec.europa.eu/energy/en/statistics/eu-crude-oil-imports>. [Online; accessed 22-April-2016]
- European Commission, DG Energy (2016c). *Quarterly Report on European Electricity Markets*. Dostupné z: <https://ec.europa.eu/energy/en/statistics/market-analysis>. [Online; accessed 22-April-2016].

- European Commission, DG Energy (2016d). *Quarterly Report on European Gas Markets*. Dostupné z: <https://ec.europa.eu/energy/en/statistics/market-analysis>. [Online; accessed 22-April-2016].
- Feix, O., R. Obermann, M. Hermann, & S. Zeltner (2015). *Netzentwicklungsplan Strom 2015*. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. CB. e Clausecker, Bingen AG, Germany.
- Flechter, J. & S. Bolay (2015). *Faktenpapier Ausbau der Stromnetze*. Technical report, DIHK.
- Havlíčková, K., Weger, J., Knápek, J. (2011). Modelling of Biomass Prices for Bioenergy Market in the Czech Republic. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 19(9), 1946–1956, <https://doi.org/10.1016/j.simpat.2011.04.002>
- Havránek, T., Iršová, Z., Janda, K., Zilberman, D. (2015). Selective Reporting and the Social Cost of Carbon. *Energy Economics*, 51, 394–406, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.08.009>
- Janda, K., Malek, J., Rečka, L. (2017). Influence of Renewable Energy Sources on Transmission Networks in Central Europe. *Energy Policy*, 108, 524–537, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.06.021>
- Kunz, F. (2013). Improving Congestion Management: How to Facilitate the Integration of Renewable Generation in Germany. *The Energy Journal*, 34(4), 55–79, <https://doi.org/10.5547/01956574.34.4.4>
- Kunz, F., Zerrahn, A. (2015). Benefits of Coordinating Congestion Management in Electricity Transmission Networks: Theory and Application to Germany. *Utilities Policy*, 37, 34–45, <https://doi.org/10.1016/j.jup.2015.09.009>
- Kunz, F., Zerrahn, A. (2016). Coordinating Cross-Country Congestion Management: Evidence from Central Europe. *Energy Journal*, 37(1), 81–100, <https://doi.org/10.5547/01956574.37.si3.fkun>
- Leuthold, F., Weigt, H., v. Hirschhausen C. (2008). *ELMOD a Model of the European Electricity Market*. Technical report, Electricity Markets Working Paper WPEM-00, Dresden University of Technology, Chair for Energy Economics and Public Sector Management.
- Leuthold, F. U. (2009). *Economic Engineering Modeling of Liberalized Electricity Markets: Approaches, Algorithms, and Applications in a European Context*. Ph.D. thesis, Technische Universität Dresden, Fakultät der Wirtschaftswissenschaften.
- Leuthold, F. U., Weigt, H., Von Hirschhausen, C. (2012). A Large-scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market. *Networks and Spatial Economics*, 12(1), 75–107.
- Luňáčková, P., Průša, J., Janda, K. (2017). The Merit Order Effect of Czech Photovoltaic Plants. *Energy Policy*, 106, 138–147, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.02.053>
- Máca, V., Melichar, J., Ščasný, M. (2012). Internalization of External Costs of Energy Generation in Central and Eastern European Countries. *The Journal of Environment & Development*, 21(2), 181–197, <https://doi.org/10.1177/1070496512442504>
- Neuhoff, K., Barquin, J., Boots, M. G., Ehrenmann, A., Hobbs, B. F., Rijkers, F. A., Vazquez, M. (2005). Network-constrained Cournot Models of Liberalized Electricity Markets: the Devil is in the Details. *Energy Economics*, 27(3), 495–525, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2004.12.001>
- Overbye, T. J., Cheng, X., Sun, Y. (2004). "A Comparison of the AC and DC Power Flow Models for LMP Calculations, in *System Sciences, 2004. Proceedings of the 37th Annual Hawaii International Conference on*, pp. 9–pp. IEEE.
- Průša, J., Klimešová, A., Janda, K. (2013). Consumer Loss in Czech Photovoltaic Power Plants in 2010–2011. *Energy Policy*, 63, 747–755, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.08.023>

- Purchala, K., Meeus, L., Van Dommelen, D., Belmans, R. (2005). "Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis, in *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*, pp. 454–459. IEEE.
- Rečka, L., Ščasný, M. (2016). Impacts of Carbon Pricing, Brown Coal Availability and Gas Cost on Czech Energy System Up to 2050. *Energy*, 108, 19–33, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.003>
- Ščasný, M., Piša, V., Pollit, H., Chewpreecha, U. (2009). Analyzing Macroeconomic Effects of Environmental Taxation in the Czech Republic with the Econometric E3ME Model. *Czech Journal of Economics and Finance (Finance a uver)*, 59(5), 460–491.
- Ščasný, M., Massetti, E., Melichar, J., Carrara, S. (2015). Quantifying the Ancillary Benefits of the Representative Concentration Pathways on Air Quality in Europe. *Environmental and Resource Economics*, 62(2), 383–415, <https://doi.org/10.1007/s10640-015-9969-y>
- Schroeder, A., Oeim, P. Y., Sander, A., Hankel, L., Laurisch, L. C. (2013). The Integration of Renewable Energies into the German Transmission Grid a Scenario Comparison. *Energy Policy*, 61, 140–150, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.006>
- Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D., Bohn, R. E. (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Boston–Dordrecht–London: Kluwer Academic Publishers.
- Sivek, M., Kavina, P., Jirásek, J., Malečková, V. (2012a). Factors Influencing the Selection of the Past and Future Strategies for Electricity Generation in the Czech Republic. *Energy Policy*, 48, 650–656, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.05.073>
- Sivek, M., Kavina, P., Malečková, V., Jirásek, J. (2012b). Czech Republic and Indicative Targets of the European Union for Electricity Generation from Renewable Sources. *Energy Policy*, 44, 469–475, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.01.054>
- Sokol, R., Bemš, J., Starý, O. (2011). Impact of Solar Energy Boom on Electricity Prices, in M. Kolcun, I. Kolcunova, & J. Kurimsky (editors), *Proceedings of the 6th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering*, pp. 380–383. Technical University Košice, Stará Lesná, Slovakia: Technical University Košice.
- Stigler, H., Todem, C. (2005). Optimization of the Austrian Electricity Sector (Control Zone of VERBUND APG) by Nodal Pricing. *Central European Journal of Operations Research*, 13(2), 105.
- Weigt, H., Jeske, T., Leuthold, F., von Hirschhausen, C. (2010). Take the Long Way Down: Integration of Large-scale North Sea wind using HVDC Transmission. *Energy Policy*, 38(7), 3164–3173, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.07.041>