

ENERGIEWENDE: SOUČASNÝ STAV, BUDOUCÍ VÝVOJ A DŮSLEDKY PRO ČR

FILIP ČERNOCH,
BŘETISLAV DANČÁK,
JAN OSIČKA



muni
PRESS

Všechna práva vyhrazena. Žádná část této elektronické knihy nesmí být reprodukována nebo šířena v papírové, elektronické či jiné podobě bez předchozího písemného souhlasu vykonavatele majetkových práv k dílu, kterého je možno kontaktovat na adrese – Nakladatelství Masarykovy univerzity, Žerotínovo náměstí 9, 601 77 Brno.

ENERGIEWENDE: SOUČASNÝ STAV, BUDOUCÍ VÝVOJ A DŮSLEDKY PRO ČR

FILIP ČERNOCH, BŘETISLAV DANČÁK, JAN OSIČKA

Masarykova univerzita
Brno 2015



evropský
sociální
fond v ČR



EVROPSKÁ UNIE



MINISTERSTVO ŠKOLSTVÍ,
MLÁDEŽE A TĚLOVÝCHOVY



INVESTICE DO ROZVOJE VZDĚLÁVÁNÍ

Tato práce byla podpořena z projektu „Zaměstnáním čerstvých absolventů doktorského studia k vědecké excelenci“ (CZ.1.07/2.3.00/30.0009), který je spolufinancován Evropským sociálním fondem a státním rozpočtem České republiky.

Vědecká redakce Masarykovy univerzity:

prof. PhDr. Ladislav Rabušic, CSc.

Mgr. Iva Zlatušková

Ing. Radmila Droběnová, Ph.D.

Mgr. Michaela Hanousková

doc. Mgr. Jana Horáková, Ph.D.

doc. JUDr. Josef Kotásek, Ph.D.

Mgr. et Mgr. Oldřich Krpec, Ph.D.

prof. PhDr. Petr Macek, CSc.

PhDr. Alena Mizerová

doc. Ing. Petr Pirožek, Ph.D.

doc. RNDr. Lubomír Popelínský, Ph.D.

Mgr. David Povolný

Mgr. Kateřina Sedláčková, Ph.D.

prof. RNDr. David Trunec, CSc.

prof. MUDr. Anna Vašků, CSc.

prof. PhDr. Marie Vítková, CSc.

doc. Mgr. Martin Zvonař, Ph.D.

Recenzent: Mgr. Martin Hrabálek, Ph.D.

© 2015 Masarykova univerzita

© 2015 Filip Černocho, Břetislav Dančák, Jan Osička

ISBN 978-80-210-7905-2

SHRNUTÍ

Současný stav Energiewende

- Ambiciózní cíle Energiewende Německo postupně naplňuje, výjimkou jsou emise skleníkových plynů (kap. 1.4.).
- OZE v roce 2013 vyprodukovaly čtvrtinu německé spotřeby elektřiny (kap. 1.4.1.).
- Velkoobchodní cena elektřiny v Německu klesá, patří k nejnižším v Evropě. (kap. 1.5.1.)
- Většinu nákladů EW nesou domácnosti. Za elektřinu platí asi 2,5 % svých příjmů. Tolik, co v 80. letech, o půl procentního bodu více, než v minulé dekádě (kap. 1.5.1.).
- Firemní sektor je náklady na Energiewende zatížen méně. Energeticky intenzivní firmy mají navíc snížený poplatek na podporu OZE (kap. 1.5.1.)
- Zhruba poslední dekádu spotřeba elektřiny v Německu stagnuje. A to bez ohledu na znatelný růst HDP (kap. 1.4.3.).
- Je silný společenský konsenzus v Energiewende pokračovat (kap. 1.6.).
- Navzdory růstu výroby elektřiny z nestabilních OZE o 59 % poklesla v období 2009 - 2012 spotřeba regulační energie o 37 %. Německá síť dobře zvládá nárůst objemu elektřiny z OZE (kap. 1.4.6.).
- Vývoz elektřiny ze SRN od roku 2011 roste (kap. 1.4.4.).

Dopad na obchod s elektřinou v regionu a na ČR

- ČR je součástí propojujícího se evropského energetického trhu (kap 2.6).
- Existuje takřka absolutní cenová konvergence mezi velkoobchodní cenou elektřiny v ČR a SRN (kap 2.7.).
- Vlivem celoevropského nadbytku kapacit, vyšší efektivity spojených trhů, nízkých cen uhlí a snížené spotřeby klesá velkoobchodní cena elektřiny v našem regionu (kap 2.4.).
- Německá energetika ovlivňuje tu českou nízkými velkoobchodními cenami elektřiny a tím, že do budoucna bude zvyšovat jejich volatilitu (kap. 3).

- Energiewende promění český energetický sektor. Konkurenceschopnost českých elektráren bude klesat. Export jiné než vyrovnávací elektřiny do Německa je nepravděpodobný (kap. 3.).
- Podíl konvenčních zdrojů se bude zmenšovat ve prospěch OZE, zároveň se tyto zdroje budou posouvat na trh vyrovnávající odchylky producentů OZE, případně na trh s vyrovnávací energií. (kap. 3.4.).
- Jaderné elektrárny nebude možné ekonomicky provozovat. Pro dodávky silové elektřiny budou příliš drahé, pro dodávky regulační energie málo pružné (kap. 3.1.).
- Případná veřejná podpora těmto zdrojům by v propojeném regionu ČR, Slovenska, Maďarska a Rumunska, cenově konvergujícím s trhem Německa a Rakouska, znamenala celoregionální benefit z dotované elektřiny, jejíž náklady by nesla výhradně ČR (kap. 3.1.).
- Problém neplánovaných toků německé elektřiny přes ČR v krátkodobém horizontu řeší budované transformátory s posunem fáze. Dlouhodobým řešením je úprava pravidel pro rozdělování přenosových kapacit a výstavba vnitroněmeckých sítí (kap. 3.3.).

Výhled Energiewende

- Dostupná data potvrzují vysokou pravděpodobnost úspěšné realizace Energiewende (kap. 1.).
- Podíl konvenčních zdrojů na energetickém mixu bude klesat (kap 2.3., 2.4., 2.5.).
- Ekonomickou perspektivu budou mít pružné uhelné (dle vývoje EU ETS) a plynové zdroje s nízkými kapitálovými náklady (kap 3.2.).

KONTEXT

V přímé návaznosti na nehodu v jaderné elektrárně Fukušima Daiči (11. 3. 2011) koaliční vláda Angely Merkelové (CDU-CSU a SPD) rozhodla o okamžitém uzavření 8 ze 17 německých jaderných elektráren, s plánem odstavit zbylá zařízení do roku 2022. Tento krok, jakkoliv zásadní, nelze považovat za ojedinělou událost. Je součástí dlouhodobě strategie SRN na radikální proměnu domácí energetiky, tak zvané Energiewende (EW). Cílem Německa je zásadně snížit emise skleníkových plynů i svou závislost na dovozu fosilních paliv. Prostředkem má být přechod na obnovitelné zdroje energie s malou zálohou v podobě uhlí a plynu. Důležitou součástí EW je také opuštění jaderných zdrojů.

Pro českou energetiku má EW zásadní význam. Od devadesátých let probíhá v rámci Evropských společenství/Evropské unie budování liberalizovaného (demonopolizovaného) společného trhu s elektřinou. Česká elektroenergetika je tak dnes výsledkem působení následujících faktorů:

- 1) Strategie energetických firem, které rozhodují o výrobních kapacitách.
- 2) Státem nastavených pravidel fungování energetického trhu.
- 3) Situací na regionálním a evropském trhu a evropskou legislativou.

Všechny tyto faktory Energiewende přímo či nepřímo ovlivňuje. Důraz německé vlády na obnovitelné zdroje energie (OZE) a na potlačení fosilních paliv mění investiční a obchodní strategie energetických společností. Trh je ovlivňován širokou škálou finančních, legislativních a regulačních nástrojů, které mají pomoci Energiewende prosadit. Integrace národních trhů s elektřinou do jednoho společného celoevropského trhu potom posiluje vliv, který má EW na situaci v okolních zemích.

Cílem tohoto textu¹ je poskytnout české odborné veřejnosti (a případně také rozhodovacím orgánům, typicky MPO, MŽP, MZV)

¹ Předkládaný text je inspirován a čerpá ze studie, kterou autoři Filip Černocho, Jan Osička a Veronika Vaškebová připravili pro Ministerstvo zahraničních věcí ČR. Za kritické připomínky k textu autoři děkují Zuzaně Mjartanové.

základní shrnutí problematiky a problematických bodů i potenciálních příležitostí, které z dění v Německu vyplývají. Čtenář by měl získat nástroj pro pochopení toho, kam v budoucnu v této oblasti napřít pozornost a jak této komplexní problematice porozumět.

Studie se zaměřuje na tři hlavní témata. V první části rozebíráme samotnou Energiewende. Její historický vývoj, cíle, základní nástroje. Dále ukážeme, jakým způsobem proměnila německou energetiku.

V druhé části se zaměříme na dopad EW na fungování trhu s elektřinou v Německu a následně i v Česku. Jak ukazují dostupná data, česká energetika je zásadně závislá na té německé, přičemž se řídí signály vyslanými tamním trhem. Proměna německého trhu se tak přímo odráží na investičních a obchodních strategiích českých firem, na profitabilitě jejich zdrojů a na jejich budoucím chování.

Poslední zkoumanou oblastí je europeizace EW, tedy (vědomá či nevědomá) aktivita SRN přenášející cíle, zájmy a nástroje této politiky na úroveň EU. Což může mít přímé dopady i na situaci v ČR.

SEZNAM ZKRATEK

CACM	Síťový kód pro alokaci a management kapacit (Capacity Allocation and Congestion Management)
CEE	Region střední Evropy
CiF	Contract for difference
EEG	Zákon o zajištění priority obnovitelným zdrojům (Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien, sog. Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEP	Evropská energetická politika (European energy policy)
EnLAG	Zákon pro výstavbu energetických sítí (Energieleitungsausbaugesetz)
ENTSO-E	Evropská síť operátorů přenosových soustav – elektřina (European network transmission system operators – electricity)
EnWG	Energetický zákon (Energiewirtschaftsgesetz)
EOM	Energy-only market (český ekvivalent dosud není ustanoven)
ETS	Systém obchodování s emisními povolenkami (Emissions Trading System)
EU	Evropská unie
EW	Energiewende
FiT	Feed-in tarif (feed-in tariff)
ICSID	Mezinárodní centrum pro řešení investičních sporů ve Washingtonu
IEM	Vnitřní trh s energiemi (Internal Energy Market)
JE	Jaderná elektrárna
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MZV	Ministerstvo zahraničních věcí
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PCI	Projekty společného zájmu (Projects of common interest)
PVE	Fotovoltaická elektrárna

SAIDI index	Průměrná systémová doba trvání přerušení dodávky elektřiny (System Average Interruption Duration Index)
SRN	Spolková republika Německo
StrEG	Zákon na podporu elektřiny z obnovitelných zdrojů (Stromeinspeisungsgesetz)
TEN-E	Transevropské sítě – elektřina (Trans-European energy network)
TGC	Obchodovatelné certifikáty obnovitelné elektřiny (Tradable green certificates)
TSO	Operátor přenosové soustavy (Transmission System Operator)
TYNDP	Desetiletý plán rozvoje sítí (Ten years network development plan)

OBSAH

1. Německá energetická tranzice - Energiewende.....	14
1.1 Vznik a vývoj EW.....	15
1.2 Cíle Energiewende.....	19
1.3 EEG a jeho reforma.....	20
1.4 Technické ukazatele.....	23
1.4.1 Obnovitelné zdroje energie.....	26
1.4.2 Konvenční zdroje.....	28
1.4.3 Spotřeba elektřiny a energetická efektivita.....	29
1.4.4 Import a export elektřiny.....	30
1.4.5 Emise skleníkových plynů.....	32
1.4.6 Stabilita sítě a bezpečnost dodávek.....	33
1.5 Finanční ukazatele.....	38
1.5.1 Ceny elektřiny.....	39
1.5.2 Podpora OZE.....	43
1.6 Sociální ukazatele.....	46
1.6.1 Firemní sektor.....	47
1.6.2 Veřejnost.....	48

2. Dopad EW na energetiky ve střední Evropě	
a především v ČR.....	50
2.1 Merit-order efekt a role OZE.....	51
2.2 Podpora OZE.....	53
2.3 Vliv OZE na výstavbu nových zdrojů.....	55
2.4 OZE a flexibilita systému.....	57
2.5 Budoucnost financování OZE v Německu.....	62
2.6 Proměna evropských trhů s elektřinou.....	64
2.7 Konvergence cen.....	66
 3. Dopady EW na český energetický sektor.....	70
3.1 Výstavba nových jaderných bloků.....	72
3.2 Energetická bezpečnost a neplánované toky elektřiny.....	75
3.2.1 Plánované vs. neplánované toky elektřiny.....	76
3.2.2 Německo-české toky elektřiny.....	76
 4. Predikce budoucího vývoje regionální energetiky.....	81
4.1 Design trhu.....	82
4.2 Důsledky.....	84
4.2.1 Nová průmyslová odvětví.....	85
4.2.2 Decentralizace.....	86
4.2.3 Role tradičních zdrojů.....	88
 5. Europeizace Energiewende.....	90
5.1 Témata vyžadující celounijní řešení.....	91
5.1.1 Záloha v podobě fosilních zdrojů.....	91
5.1.2 Klimatické cíle a EU ETS.....	93
5.1.3 Přeshraniční obchod elektřinou.....	94

5.2 Témata, která SRN nepřenáší na unijní úroveň.....	95
5.2.1 Celounijní odstavení jaderných elektráren.....	95
5.2.2 Sjednocení unijní podpory obnovitelným zdrojům.....	97
5.3 Nástroje a postup europeizace Energiewende.....	99
5.3.1 Společný trh s elektrickou energií.....	101
5.3.2 EU ETS.....	103
5.4 Vyhodnocení.....	104
 6. Závěr.....	 105
 7. Jmenný rejstřík.....	 107
 8. Seznam zdrojů.....	 108

1. NĚMECKÁ ENERGETICKÁ TRANZICE - ENERGIEWENDE

Cílem této části je poskytnout čtenáři základní fakta potřebná pro porozumění tomu, co se v SRN v posledních letech děje. Energiewende (EW)² není pouze parametrickou změnou tamní energetiky, s dílčími dopady na jednotlivé zdroje a jejich využívání. Jde o úplnou rekonstrukci energetického sektoru moderní průmyslové země, která svým rozsahem a ambicemi nemá v Evropě srovnání.

Zároveň jde o významný testovací případ pro ostatní země uvnitř i vně Evropské unie. Úspěch tohoto konceptu by znamenal výrazné překreslení národních energetik dalších států a tím i zpochybnění tradičního nahlížení na nastavení a organizaci energetického mixu. Neúspěch by potom posílil přetrvávající skepsi ohledně možnosti výrazněji nahradit fosilní a jaderné zdroje obnovitelnými technologiemi. Příkladem takovéto debaty může být jednání World Energy Council, kde 35 národních expertů (20 z evropských zemí, 15 ze zemí mimo Evropu) hodnotilo možnost rozšíření EW mimo Německo. Třetina označila tuto politiku za možný vzor pro ostatní země, polovina respondentů koncept úplně odmítla. Za největší problémy přitom byly označeny vysoké finanční náklady EW a také příliš rychlé opouštění jaderné energetiky. Důležitým výstupem jednání také bylo, že tři čtvrtiny respondentů považují EW za hrozbu evropské energetické bezpečnosti (Energy Post, 2015).

² Byť je termín Energiewende spojován s děním v Německu až v posledních dvou dekadách, jeho původ je výrazně starší. Použit byl poprvé v roce 1980 ve studii Ůko-institutu Energetický obrat: Růst a prosperita bez ropy a uranu (Energiewende: Wachstum und Wohlstand ohne Erdoel und Uran) (Buchan D., 2012, str. 4).

Struktura této části práce je následující. Nejprve rozebíráme samotnou Energiewende, coby strukturovanou a vládou aktivně prosazovanou politiku. Její vývoj, základní nástroje a problémy, se kterými se potýká. Dále vysvětlíme dopady, které EW má na energetický sektor SRN, ať už jde o proměnu zdrojového mixu, import a export elektřiny či stabilitu sítě. Poté se zaměříme na finanční aspekty EW, její náklady a vliv na ceny elektřiny. Vzhledem k tomu, že pro další pokračování EW je zásadní postoj veřejnosti i firem k celé politice, zařadili jsme kapitolu věnovanou i tomuto problému.

1.1 Vznik a vývoj EW

Energiewende stojí na dvou základních pilířích. Odklonu od jaderné energie a opatřeních na ochranu klimatu. Obě tato témata jsou v německé politice provázána a posilují se navzájem.

Jaderná energetika představovala v poválečném (západním) Německu důležitý prvek budování elektroenergetického systému. Spolu s domácím uhlím měly jaderné zdroje zajistit dostatek bezpečné (ve smyslu importu paliva) a levné energie. Vzhledem k finanční náročnosti této technologie byly německé firmy k potřebným investicím skeptické, vláda proto jaderný vývoj subvencovala. Do roku 1967 souhrnnou částkou 5,3 miliardy marek, do roku 1972 dalšími takřka 6,7 miliardami marek. V 70. letech tak Německo disponovalo už 17 000 MW jaderných kapacit (Hake, 2015). Nad potřebností jaderné energie byl v zemi široký konsenzus; tyto zdroje byly vnímány jako klíčový prvek energetické bezpečnosti a spolehlivých dodávek elektřiny do ekonomiky.

Situace se začala měnit na konci šedesátých let, spolu se vznikem protestního hnutí označovaného jako Mimoparlamentní opozice (Auserparlamentarische Opposition). To sestávalo z levicových studentů zklamaných přetrvávající velkou koalici SPD a CDU a válkou ve Vietnamu a prosazujících socialistická témata. Do jejich rétoriky postupně pronikala ekologická témata, časem vykrytalizoval i odpor vůči jaderné energetice. Environmentální otázky poté začaly přebírat vládní strany i nevládní organizace.

Zajímavou roli ve formování německého protijaderného hnutí hrála plánovaná elektrárna ve městě Wyhl u hranic s Francií. Její výstavba byla oznámena v roce 1973, následovaly stále organizovanější protesty studentů z blízkého Freiburgu. K těm se přidali i místní zemědělci (zvažovaná lokalita byla a je vinařskou oblastí) a někteří vědci. Rostoucí tlak vedl k odvolání plánů výstavby v roce 1983. Kromě posílení protijaderného sentimentu některých nevládních skupin sehrála diskutovaná elektrárna nemalou roli i ve vzniku politické strany Zelení (Morris & Pehnt, 2014, str. 53).

Postupně tak docházelo k narušení původního konsenzu o potřebnosti a přínosech jaderných zdrojů. K tomu přispěla i nehoda v jaderné elektrárně Three Mile Island v roce 1979 a obtížná vyjednávání o německém úložišti jaderného odpadu v Gorleben. Vznikali první studie o možném bezjaderném Německu (například Budoucnost jaderné energetické politiky z roku 1980, iniciovaná Bundestagem), výrazně protijaderní Zelení se v roce 1983 dostali do parlamentu. Jejich role byla nicméně marginální ve srovnání s projadernou CDU/CSU, SPD a FDP.³

V dubnu 1986 došlo k havárii v Černobylu. Tato nehoda měla na situaci v Německu dramatický dopad. Průzkumy veřejného mínění provedené v následujících týdnech ukázaly výraznou převahu zastánců odstavení jaderných zdrojů (86 %), kdy 17 % respondentů žádalo odstavení těchto zdrojů ihned (Hake, 2015, str. 5). Změnila se i pozice hlavních politických stran, kdy se SPD přiklonila k protijadernému táboru. Osmdesátá léta tak znamenají počátek eroze německé důvěry v budoucnost jaderné technologie.

Z hlediska vývoje Energiewende je zajímavý ještě jeden aspekt jaderné energetiky. Odpor vůči ní totiž fungoval hned zpočátku jako jednotící bod všech možných ekologických, environmentálních a klimatických proudů v německé společnosti.

³ Křesťanskodemokratická unie Německa, Christlich Demokratische Union Deutschland; Křesťansko-sociální unie Bavorska, Christlich-Soziale Union in Bayern e.V.; Sociálnědemokratická strana Německa, Sozialdemokratische Partei Deutschlands; Svobodná demokratická strana, Freie Demokratische Partei.

V každém případě tato kombinace rostoucího protijaderného sentimentu a sílícího environmentálního povědomí otevřela v sedmdesátých letech otázku obnovitelných zdrojů energie (OZE). Konkrétním stimulem zde byly ropné krize; problémy s dodávkami ropy z blízkého východu v letech 1973/1974 a 1979. V roce 1974 tak byl spuštěn první vládní program na podporu výzkumu v oblasti OZE ve výši 10 milionů marek, zaměřený obzvláště na fotovoltaické technologie (PVE). V roce 1977 pak byl představen systém podpory zajišťující investorům úhradu 25 % nákladů solárních panelů a tepelných čerpadel. Do konce roku 1982 tak bylo do OZE investováno asi 150 milionů marek z veřejného rozpočtu.

Osmdesátá a devadesátá léta jsou potom obdobím rostoucího tlaku na řešení klimatické otázky, včetně řady vnitroněmeckých i mezinárodních závazků na snížení emisí oxidu uhličitého. Zajímavé je, že německá veřejnost, silně environmentálně angažovaná, tuto problematiku nespojovala s (nízkouhlíkovou) jadernou technologií. Tato argumentace byla typická pouze pro politické strany, především CDU/CSU a FDP. Charakteristickým rysem těchto let je tedy rostoucí nedůvěra vůči jaderné energetice a zároveň intenzivní snaha o rozvoj obnovitelných zdrojů.

Ta vyvrcholila v roce 1990 přijetím Zákona na podporu elektřiny z obnovitelných zdrojů (Stromeinspeisungsgesetz, StrEG). Ten určoval provozovatelům sítí povinnost přijmout elektřinu z OZE, energetické společnosti⁴ za ni zároveň musely výrobcům platit určitou minimální výkupní cenu odvozenou od tržní ceny elektřiny (Hake, 2015, str. 8).

Výrazný krok kupředu ve vývoji Energiewende znamenal rok 1998, kdy se Zelení poprvé dostali do vlády (spolu s dominantní SPD). Jejich program byl přitom do značné míry postaven na radikální protijaderné rétorice. Diskuse s vládním partnerem vyústila v přijetí kompromisní cestovní mapy, určující pravidla a harmonogram postupného odchodu Německa od jádra. Mapa byla představena v roce 2000 (přijata 2002) s následujícími pravidly. Životnost existujících jaderných elektrá-

⁴ V devadesátých letech ještě neproběhnuo oddělení výrobců elektřiny a provozovatelů přenosových a distribučních sítí (unbundling). Většinou tedy šlo o jednu a tutéž společnost.

ren byla omezena na 32 let. Každé elektrárně bylo definováno celkové množství elektřiny, které ještě smí vyrobit, v součtu to přitom bylo asi 2,6 milionů GWh. Firmy přitom nebyly za tuto politiku nijak kompenzovány (Hake, 2015, str. 9).

Paralelně probíhaly aktivity zaměřené na posílení role OZE. StrEG se ukázal být jako důležitý, nicméně nedostatečný, nástroj rozvoje těchto technologií. Problém byl v tom, že výše podpory se u něj odvozovala od tržní ceny elektřiny, která v souvislosti s liberalizací v Německu klesala. Představen byl proto Zákon o zajištění priority obnovitelným zdrojům (Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien, EEG), který výši podpory počítal podle ceny OZE technologií.

K dalším změnám německé energetické politiky došlo s nástupem velké koalice Angely Merkelové v roce 2005 (CDU/CSU a SPD). Pro kancléřku byly v jejím prvním období typické výrazné klimatické ambice, v průběhu času přetavené do konkrétních domácích emisních cílů. Rostl tlak na větší podíl OZE v energetickém mixu, diskutovala se intenzivněji i energetická efektivita a omezování spotřeby energií. Pozice politických stran vypadaly následovně: všichni významní hráči podporovali německé klimatické cíle a environmentální politiku. Co se jaderné energetiky týče, tak tam tábor obhájců prakticky přestal existovat; strany se stavěly buď za rychlejší (SPD, Zelení, levicová Die Linke) či pozvolné (CDU/CSU, FDP) opuštění této technologie, umožňující využít jádro jako tranzitivní zdroj na cestě k systému postaveném plně na OZE.

Klíčovým koncepčním dokumentem vlády kancléřky Merkelové byl Energiekonzept, koncepce představená v roce 2010 veřejnosti. Ta fakticky vymezila základní environmentálně-energetické cíle, kterých se EW dnes snaží dosáhnout (Hake, 2015, str. 10).

Jadernou energetiku čekalo ještě několik důležitých obrátů. V říjnu 2010 byl upraven Jaderný zákon; navýšeno bylo množství elektřiny, které směly elektrárny vyrobit, prodloužena byla i jejich životnost. Toto kontroverzní rozhodnutí nicméně vzápětí na to (březen 2011) negovala havárie elektrárny v japonské Fukušimě, která sjednotila německou veřejnost i politické elity v odporu vůči této technologii. V ten stejný měsíc bylo oznámeno jaderné moratorium, sedm nejstarší NPP bylo odstaveno.

V červnu 2011 pak padlo rozhodnutí o vypnutí zbylých zdrojů do roku 2022.

1.2 Cíle Energiewende

Jak již zaznělo, v roce 2010 v rámci dokumentu Energetický koncept pro environmentálně přijatelné, spolehlivé a dostupné dodávky energií (Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung) definovala německá vláda základní cíle energetické tranzice. Ty byly poté doplněny požadavkem odstoupení od jaderné energetiky do roku 2022.

Základní cíle EW jsou tedy následující:

	2020	2030	2040	2050
Emise skleníkových plynů (vůči roku 1990)	-40 %	-55 %	-70 %	-80 až -95 %
Spotřeba primární energie (vůči roku 2008)	-20 %	-	-	-50 %
Poptávka po elektřině (vůči roku 2008)	-10 %	-	-	-25 %
Spotřeba tepla v rezidenčním sektoru	-20 %	-	-	-
Podíl OZE na spotřebě elektřiny	Více než 35 %	Více než 50 %	Více než 65 %	Více než 80 %
Podíl OZE na konečné spotřebě energie	18 %	30 %	45 %	60 %

Zdroj: (Agora Energiewende, 2014, str. 1)

Tyto základní cíle jsou doprovázeny ještě celou řadou dílčích cílů, závazků a limitů. Klíčovou otázkou potom je, do jaké míry jsou tyto zá- měry závazné. Vzhledem k jejich dlouhodobému horizontu je (dle našeho názoru) třeba brát je především jako důležité indikátory, umožňující vytváření konkrétních politik a zákonů, než jako neměnné dogma. Ně- mecká společnost je v otázce EW takřka úplně jednotná, v případě po- třeby by tak dobře odůvodněná úprava uvedených cílů nebyla ani výraznou komplikací, ani důvodem k zásadnímu vnitropolitickému rozkolu.

1.3 EEG a jeho reforma

Německá energetická tranzice je extrémně komplexní projekt, svým způsobem výrazně překračující hranice energetického sektoru země. Tomu odpovídá i struktura jednotlivých politik, zákonů a vyhlášek, kterými je v SRN realizována. Jejich zhodnocení přesahuje možnosti tohoto textu, velmi dobře je nicméně shrnuto zde.⁵ Na následujících řádcích představíme nejzákladnější pilíř celé agendy, tedy Zákon o zajištění priority obnovitelným zdrojům (EEG) a jeho reformu z roku 2014.

EEG byl přijat v roce 2000 a měl za cíl zajistit pokrytí nákladů na výstavbu vybraných technologií. Stanovil dva hlavní nástroje podpory OZE. Za prvé feed-in tarify, tedy dopředu oznámené a po 20 let garantované výkupní ceny.⁶ Zatímco zákon z roku 1991 odvozoval tyto ceny od cen elektřiny pro koncové zákazníky, EEG pracoval s cenou technologií. Za druhé povinnost operátorů sítě elektřinu z OZE přednostně vykupovat.

Prvního dubna 2014 došlo k zásadní reformě EEG, motivované především třemi důvody. Za prvé zvyšujícími se náklady na podporu OZE. Příspěvek na podporu OZE a další související náklady zvýšily postupně cenu elektřiny pro německé koncové zákazníky na jedny z nejvyšší příček v Evropě, na což vláda musela reagovat. Za druhé byla reforma motivována snahou obnovitelné zdroje více začlenit do trhu. Výše popsany mechanismus výkupních cen fakticky oddělil OZE od trhu, kdy provozovatelé těchto zdrojů nemuseli reagovat na aktuální nedostatek či přebytek elektřiny, její cenu či na komplikace (a náklady), které variabilní zdroje svou hůře předvídatelnou produkci způsobovaly. Reforma má přimět producenty elektřiny z OZE brát tyto signály trhu více do úvahy. Třetím důvodem potom byly zvyšující se nároky na síť, které

⁵ BMWi: Overview of legislation governing Germany's energy supply system. <http://www.bmwi.de/English/Redaktion/Pdf/gesetzeskarte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=en,rwb=true.pdf>

⁶ Mechanismus výpočtu výkupní ceny u feed-in tarifů zjednodušeně vypadá tak, že zodpovědný úřad (regulátor) podělí náklady na zvolenou technologii počtem kWh, které je v průměru možné u podobné instalace za dobu její životnosti (zde 20 let) čekat a získá tím základní cenu na kWh. Nakonec se přičte výše zisku, vyplývající z preferencí dané země (bývá v jednotkách procent). Garantované ceny pro nové instalace se v určených časových intervalech (ročně, čtvrtletně) mění (snižují) v souladu s měnícími se náklady na danou technologii.

se s prudkým nárůstem produkce z OZE vyrovnávaly jen obtížně. Jak ve smyslu investičním, tedy nutností další výstavby linií napojujících decentralizované OZE a posilujících přenosovou soustavou, tak ve smyslu regulačních nákladů spojených s volatilitou a méně předvídatelnou produkcí. Reforma vstoupila v platnost 1. srpna 2014 a zavedla následující změny:

1) Úpravu podpory OZE. Pro jednotlivé technologie byly vytyčeny limity, při jejichž přesáhnutí v daném roce bude novým instalacím snížena podpora. Tím by mělo být dosaženo umírněnějšího a především předvídatelnějšího růstu podílu OZE na energetickém mixu.

Objemy do budoucna podporované výstavby (v závorce pro srovnání celková instalovaná kapacita v roce 2014).

On-shore větrné elektrárny	2,5 GW ročně (on-shore a off-shore větrné elektrárny 34,6 GW).
Off-shore větrné elektrárny	6,5 GW ročně do roku 2020 (on-shore a off-shore větrné elektrárny 34,6 GW).
Fotovoltaické elektrárny	2,5 GW ročně (37,5 GW).
Biomasa	100 MW ročně (6,4 GW).
Žádné cíle ve vodní a geotermální energetice	

Zdroj: (The Regulatory Assistance Project, 2015, str. 13)

Nastaven byl také řád dalšího postupného snižování (měsíčně, čtvrtletně, ročně) podpory bez ohledu na vystavěný objem zdrojů. Zjevný je trend podporovat spíše levnější technologie (PVE a on-shore větrné elektrárny) na úkor technologií dražších (off-shore větrné elektrárny a biomasa).

2) Postupnou změnu způsobu obchodování elektřiny z OZE. Do konce roku 2016 dojde k nahrazení feed-in tarifů systémem tržní prémie (feed-in premium). Producenti elektřiny z obnovitelných zdrojů budou muset svou elektřinu začít sami (nebo pomocí třetí strany) aktivně nabízet na trhu. Od 1. 8. 2014 jde o nové instalace s kapacitou nad 500 kW, od 1. 1. 2016 o nové instalace s kapacitou nad 100 kW.

Pro producenty to znamená výraznou změnu. V případě pevných výkupních cen je jejich strategie jasná, využívat zdroj pokaždé, pokud to počasí a technické podmínky dovolí. Cena na trhu není relevantní, i při přebytku elektřiny tito producenti chtějí elektřinu dodávat.

Nahrazení pevných výkupních cen tržní premii znamená to, že producent dostane bonus teprve k elektřině, jejíž prodej si na trhu sám zajistí. Přičemž potenciální odběratel samozřejmě má zájem kupovat elektřinu pro období vyšších cen (relativního nedostatku) a předpokládá zodpovědnost producenta za způsobené odchylky (rozdíly mezi nasmulovanou a reálně dodanou elektřinou). Lze tedy očekávat snahu producentů o lepší management produkce a také o větší využívání krátkodobých obchodů (burzy) na pokrytí odchylek. Pro energetický systém jako celek to potom znamená větší stabilitu a menší expozici variabilním OZE.⁷

3) Reforma také přišla s novým, více tržním, přístupem ke stanovování výše podpory. Ta bude nově výsledkem soupeření mezi samotnými producenty. Ti budou v aukcích nabízet své kapacity za (pro ně) nejnižší akceptovatelnou cenu, přičemž celkově nejnižší nabídka zvítězí a zároveň určí výši podpory. Tento systém odstartuje v roce 2015 s prvními fotovoltaickými parky, do budoucna bude platit pro všechny OZE. Očekávaným dopadem tohoto kroku je další tlak na snížení podpory pro OZE.

4) Dlouhodobě citlivým specifickým EW je redistribuce nákladů na podporu OZE. Ty nesou z podstatné části domácnosti. Německo, coby průmyslová exportní země, totiž poskytla značné části podniků (těm zařazeným do kategorie energeticky intenzivní, dále drahám) výjimky na EEG poplatek (tzv. speciální vyrovnávací schéma, *Besondere Ausgleichsregelung*). Celková hodnota těchto výjimek byla v roce 2014 zhruba 5,1 mld. euro. Díky tomu patří ceny elektřiny pro (vybrané) německé firmy v evropském kontextu k těm nižším, vyvolává to však spory se zbytkem EU kvůli dohadům o možné neférové státní podpoře. Také to samozřejmě zvedá ceny pro zbylé spotřebitele (domácnosti a menší firmy), které tuto výjimku nemají, zhruba o 1,35 centů/kWh (Dinkloh, 2014). Tento

⁷ Variabilním ve smyslu zásadně závislých na cyklech počasí. Jde především o větrné zdroje a PVE.

problém řešila i Evropská komise a to kvůli podezření z veřejné podpory vyňatých firem.

Reforma EEG toto schéma upravuje, mj. v souladu s požadavky Evropské komise na zamezení státní podpory. I nadále mohou být podpořeny firmy, které by kvůli cenám elektřiny byly zásadně ohroženy. Zároveň tyto firmy musí v minulém kalendářním roce odebrat alespoň 1 GWh elektřiny, na kterou je EEG poplatek uplatněn. Pokud jsou všechna tato (a ještě několik dalších) kritéria splněna, poplatek je vypočten následovně. V plné výši je hrazen pro první GWh. Pro každou další klesá na 15 %, s různě vysokými celkovými limity podle dalších parametrů. Specifické podmínky mají železnice, které mj. platí 20 % EEG poplatku. Náběh tohoto systému je navíc pozvolný, umožňující společností se přizpůsobit (Lang & Lang, nedatováno).

Celkový počet takto podpořených firem se tím stabilizoval na 2452 (rok 2014), přičemž o rok dříve to bylo 2388 společností. Nárůst byl zejména v oblasti železnic (123 žádostí o snížení poplatku). Celkové úspory společností by i nadále měly být asi 5,1 miliard euro (BMW, 2014).

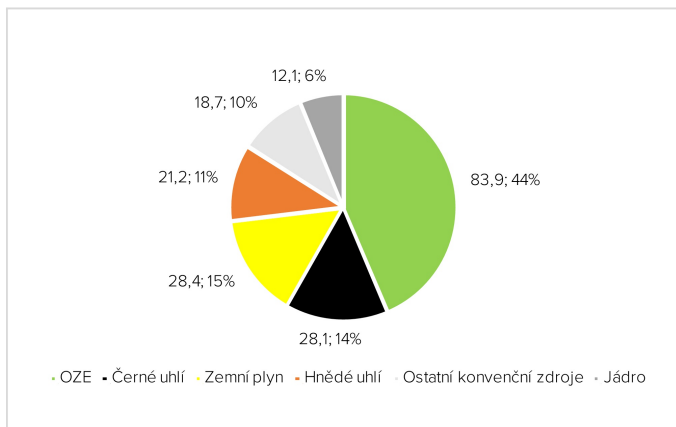
5) Zprůsněna byla i pravidla při používání OZE elektřiny pro vlastní potřebu. Nově budou muset (především větší) producenti platit také poplatek na podporu OZE, nicméně nikoliv v plné výši.

1.4 Technické ukazatele

Popsali jsme vývoj Energiewende, její cíle i legislativní nástroje použité k dosažení těchto cílů. V této kapitole se zaměříme na to, jaký vliv má zkoumaná politika na podobu elektroenergetického sektoru. Zajímají nás proměna energetického mixu, tedy jednotlivých zdrojů použitých k výrobě elektřiny. Protože klíčovým prvkem EW je energetická efektivita a obecně úspory energií, zaměříme se i na tuto oblast. V závěru potom rozebereme některé další dílčí ukazatele typu objemu vypouštěných emisí skleníkových plynů, importní či exportní pozice SRN nebo stability sítě.

Základní hrubou představu o celkové situaci v Německu nám poskytnou níže uvedené grafy, shrnující celkový instalovaný výkon, celkový instalovaný výkon v OZE, celkové produkci elektřiny a produkci elektřiny z jednotlivých OZE.

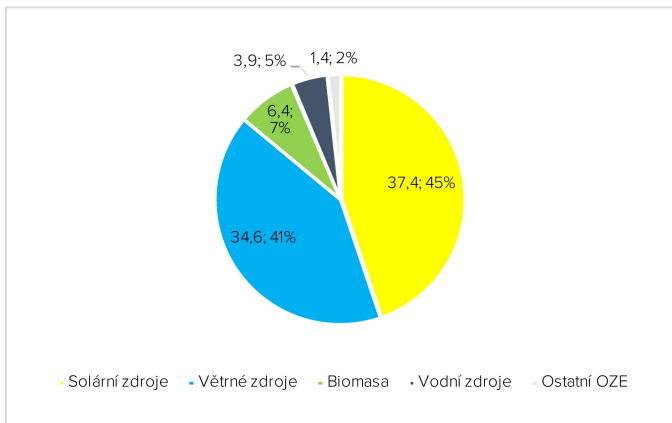
Obr. 1: Instalovaná kapacita v GW, SRN (celkem 192 GW, červenec 2014)



Zdroj: (*The Regulatory Assistance Project, 2015, str. 13*)

První uvedený graf upozorňuje především na dramatický nárůst instalované kapacity obnovitelných zdrojů. Výrazně menší roli hraje černé a hnědé uhlí a plyn, jádro představuje asi deset procent celkového instalovaného výkonu.

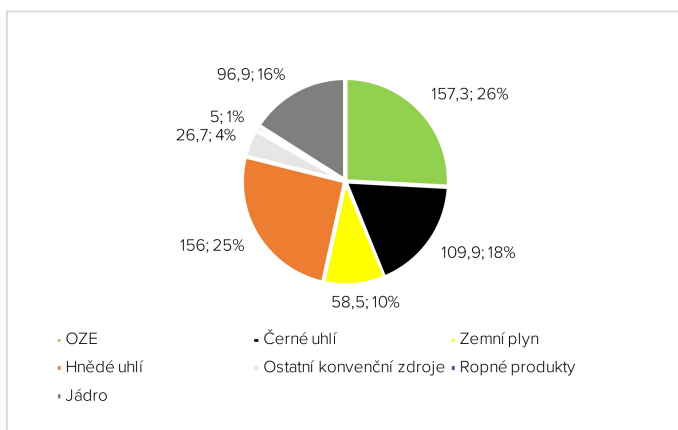
Obr. 2: Instalovaná kapacita OZE, SRN (v GW, červenec 2014)



Zdroj: (*The Regulatory Assistance Project, 2015, str. 13*)

Z hlediska jednotlivých OZE hrají největší roli PVE instalace a větrné elektrárny. Je to důsledek výrazné finanční podpory v rámci StrEG a poté EEG. Vodní zdroje se v absolutních číslech v Německu prakticky nemění, vzhledem k takřka úplnému vyčerpání dostupných lokalit. Narostl podíl biomasy, jejíž výraznou výhodou je předvídatelnost a také přínos k lokálnímu zemědělství; biomasa na druhou stranu patří patří k těm nejdražším OZE.

Obr. 3: Produkce elektřiny v 2014, SRN (TWh, předběžná data)

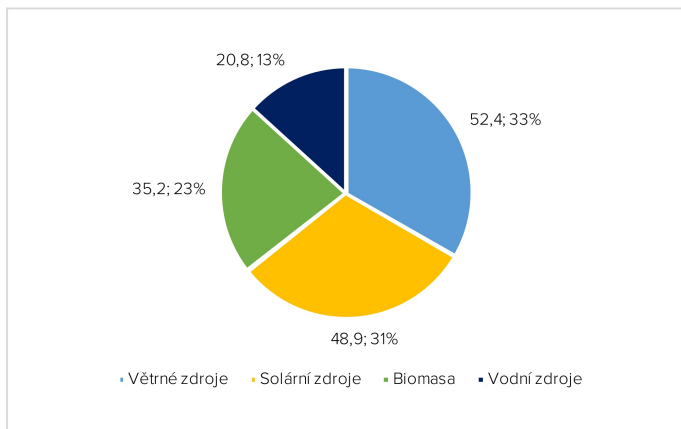


Zdroj: (*The Regulatory Assistance Project, 2015, str. 14*)

S grafem ukazujícím instalovanou kapacitu kontrastuje graf ukazující produkci elektřiny. Rozdíl je samozřejmě způsoben utilizací jednotlivých zdrojů; pokud jaderné elektrárny pracují až 90 % možného času, utilizace například větrných zdrojů se pohybuje kolem 20 - 40 % podle lokálních podmínek.

OZE se přesto drží na prvním místě, velmi těsně (o jeden procentní bod) následované hnědým uhlím. Černé uhlí a jádro potom poskytují srovnatelné množství elektřiny.

Obr. 4: Produkce elektřiny z OZE v 2014 (TWh, předběžná data)



Zdroj: (*The Regulatory Assistance Project, 2015, str. 14*)

Výše zmíněná utilizace má vliv i na produkci z jednotlivých OZE. Ta je rozdělena rovnoměrněji, než by se mohlo zdát z instalovaných kapacit. Roli zde hraje různý koeficient ročního využití, tedy porovnání skutečného množství vyrobené energie s teoretickým množstvím vyrobeným tehdy, pokud by daný zdroj běžel celý rok na svůj maximální výkon. Dominuje sice vítr a PVE, nicméně odstup biomasy a vodních zdrojů není tolik patrný.

Uvedené grafy mají nicméně pouze omezenou vypovídací hodnotu, především kvůli jejich staticčnosti. Na jednotlivé zdroje se proto podíváme podrobněji v následujících kapitolách. Pokusíme se přitom lépe vystihnout trendy jejich vývoje v čase.

1.4.1 Obnovitelné zdroje energie

OZE představují základní prvek EW. Jako bezemisní zdroj mají do značné míry nahradit fosilní paliva a tím snížit emise skleníkových plynů, omezit lokální znečištění, snížit míru dovozní závislosti Německa a také posílit jeho pozici exportéra průmyslových výrobků s vysokou přidanou hodnotou.

Legislativně jsou OZE ošetřeny již zmíněným Zákonem o zajištění priority obnovitelným zdrojům (EEG) z března 2000. Dále Zákonem o obnovitelných zdrojích ve výrobě tepla (Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz, EEWärmeG) a jeho Motivačním programem nabízejícím investiční pobídky. Zmínit lze i podpůrné programy pro dopravu a rozvoj elektromobility. Širší rámec potom německým cílům dává unijní směrnice 2009/28/EC o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů, která požaduje po SRN dosáhnout 18% podílu OZE na hrubé spotřebě elektřiny do roku 2020 (BMWí, 2014, str. 6).

Statistiky BMWí pro rok 2013 definují podíl OZE na hrubé konečné spotřebě energie na 12 %, u hrubé spotřeby elektřiny jde o 25,3 % (prozatím odhadovaná hodnota pro 2014 je 26,2 %). Podíl OZE na konečné spotřebě energie ve vytápění a chlazení je 9,1 %, v transportu jde o 10,4 % (BMWí, 2014, str. 7). Zajímavým faktem, byť samozřejmě nikoliv reprezentativním, může být to, že největšího podílu na spotřebě dosáhly OZE v noci 11. května 2014, kdy pokryly asi 80 % celkové potřeby (The Regulatory Assistance Project, 2015, str. 14).

Vývoj v posledních letech měl následující tendence. Nejrychlejší tempo růstu u OZE bylo u fotovoltaických panelů (mezi léty 2011 - 2013 nárůst o zhruba 11 GW) a větrné energie (mezi léty 2011 - 2013 nárůst o 5,6 GW), souviselo to s výší finanční podpory stanovené EEG a také s již dřívějším vyčerpáním potenciálu vodních zdrojů.

V roce 2012 výstavba fotovoltaických i větrných elektráren vyvrcholila, v roce 2013 už tempo výstavby výrazně pokleslo. V PVE úroveň investic klesla na méně než polovinu předchozího roku (z 11,17 mld. euro na 4,24 mld. euro), přičemž se instalace nových panelů snížila téměř o třetinu (O'Sullivan, Edler, Bickel, Lehr, Peter, & Sakowski, 2014, str. 4.). Tento vývoj byl důsledkem poklesu výkupních cen a přísnějších omezení ohledně zapojení fotovoltaiky do sítě (Statistisches Bundesamt, 2014).

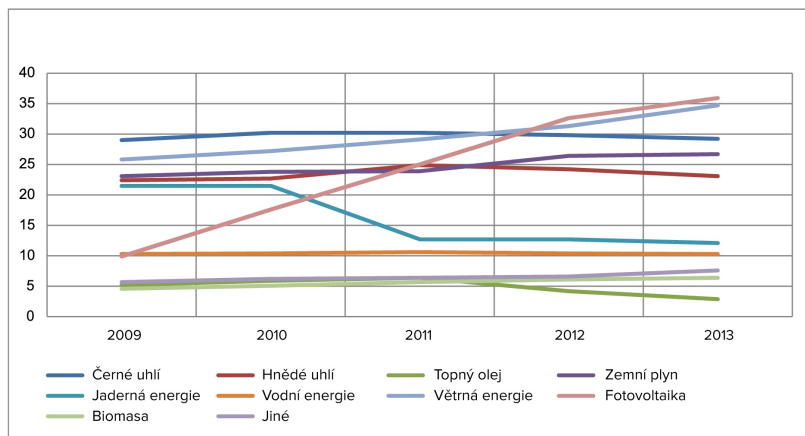
SRN zároveň patří k zemím, které v EU mají nejvyšší podíl větrných elektráren na energetickém mixu. V roce 2013 se například zvýšily investice do on-shore i off-shore elektráren o 3,16 miliard euro oproti předchozímu roku (O'Sullivan, Edler, Bickel, Lehr, Peter, & Sakowski,

2014, str. 4). Byla také dokončena největší větrná off-shore farma v Německu, BARD 1 (Fraunhofer IWES, str. 7). Dalších sedm větrných farem je potom ve výstavbě.

1.4.2 Konvenční zdroje

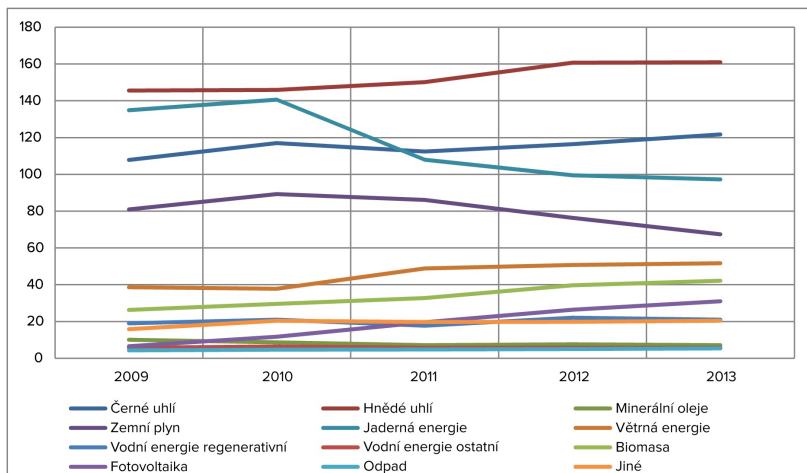
Vzhledem ke klimatickým cílům je určitým paradoxem zvyšování podílu nejen černého (z 117 TWh v 2010 na 121,7 TWh v 2013), ale i hnědého (ze 145,9 TWh v 2010 na 160,9 TWh v 2013) uhlí na výrobě elektrické energie. Je to důsledek nahrazování dražšího zemního plynu levnějším importovaným uhlím, v širším kontextu jde o selhání emisního obchodování v rámci EU ETS.

Obr. 5: Výrobní kapacity, v GW, v období 2009-2013



Zdroj: BMWi, 2014f, str. 22

Obr. 6: Výroba el. energie dle zdroje, v TWh, za období 2009-2013



Zdroj: BMWi, 2014f, str. 22

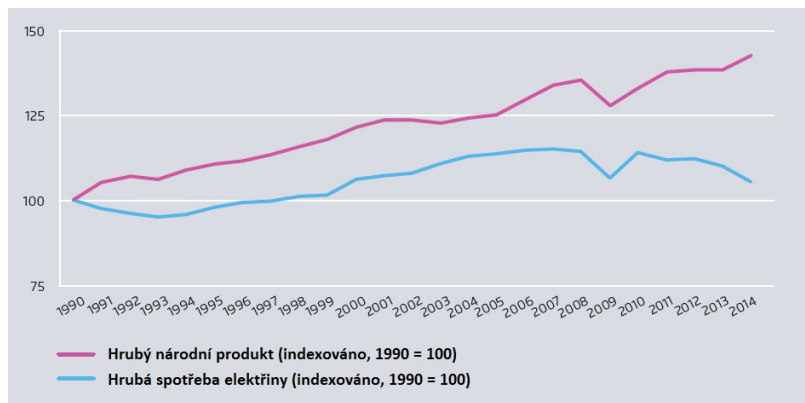
Co se jaderné energie týče, tak její podíl na primární spotřebě elektřiny klesl v letech 2010 – 2013 z 10,8 % na 7,7 %, zbylé elektrárny budou odstaveny do roku 2022 (BMWi, 2014f, str. 4). Vzhledem k silnému konsenzu ve společnosti nelze očekávat změnu tohoto rozhodnutí.

Podle posledních dat z července 2014 bylo ve výstavbě 6 558 MW tepelných zdrojů, s očekávaným dokončením do roku 2016. Do 2018 by naopak mělo být odstaveno 11 251 MW (The Regulatory Assistance Project, 2015, str. 15).

1.4.3 Spotřeba elektřiny a energetická efektivita

Jedním z výrazných cílů Německa je zvýšení energetické efektivity a snížení spotřeby primární energie o 20 % do roku 2020, resp. o 50 % do roku 2050. Obojí s referenčním rokem 2008. Zároveň si SRN klade cíl snížit hrubou spotřebu elektřiny o 10 % do roku 2020 a o 25 % do roku 2050. Tyto cíle na unijní úrovni podporuje Směrnice o energetické efektivitě 2012/27/EU, na úrovni samotného německa poté Národní akční plán energetické efektivity (Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz).

Obr. 7: Energetická produktivita v SRN, 1990-2013



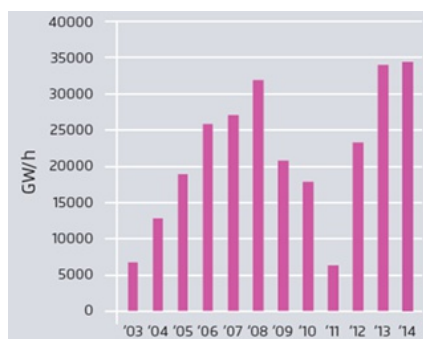
Zdroj: (*The Regulatory Assistance Project, 2015, str. 33*)

Jak je zřetelné z výše uvedeného grafu, v poslední dekádě se spotřeba elektřiny v SRN stabilizovala. Byť nejde o hodnoty dostatečné k naplnění cílů vytyčených EW, a německé úřady plédují za intenzivnější pokrok, jde o výrazný úspěch. Německo je velkou, silně průmyslovou zemí, oddělení růstu ekonomiky od spotřeby elektřiny je ve srovnání s podobnými státy unikátní. Zároveň je z grafu zjevné, že stabilní spotřeba elektřiny není výsledkem ekonomické krize; německé HDP roste a ekonomika patří k nejlepším v Evropě, úspory jsou zjevně výsledkem aktivní snahy společnosti, nikoliv důsledkem vnějších faktorů.

1.4.4 Import a export elektřiny

V roce 2012 Německo disponovalo přeshraničními kapacitami ve výši 21,3 GW. Tyto kapacity dále rostou vzhledem k pokračující výstavbě vedení. Při maximální německé spotřebě zhruba 84 GW jde o velmi vysokou hodnotu. Utilizace těchto kapacit je proto zhruba poloviční (*The Regulatory Assistance Project, 2015, str. 17*).

Obr. 8: Čistý export elektřiny, fyzické toky

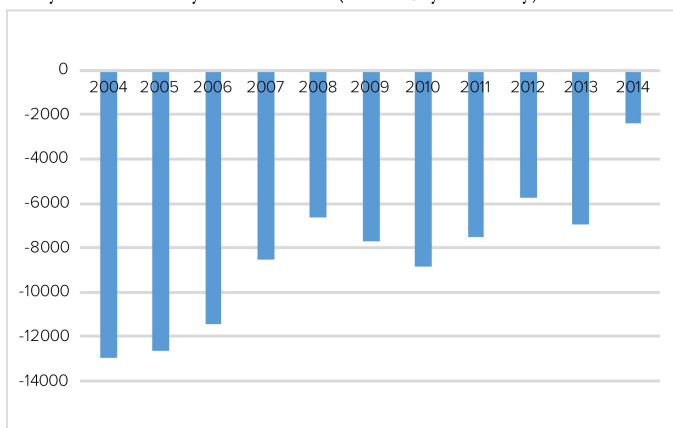


Zdroj: (*The Regulatory Assistance Project, 2015, str. 17*)

Z grafu je také zřetelné výrazně exportní postavení SRN. Po podstatném propadu souvisejícím především s odstavením části jaderných zdrojů v roce 2011 a sníženou celoevropskou poptávkou po elektřině kvůli finanční krizi z roku 2008 export trvale roste.

Jak je vidět z níže uvedeného grafu, Česká republika je čistým vývozcem elektřiny do Německa (dokonce největším). Tento vývoz se nicméně zmenšuje a to poměrně razantním tempem.

Obr. 9: Čistý dovoz elektřiny do SRN z ČR (v GWh, fyzické toky)



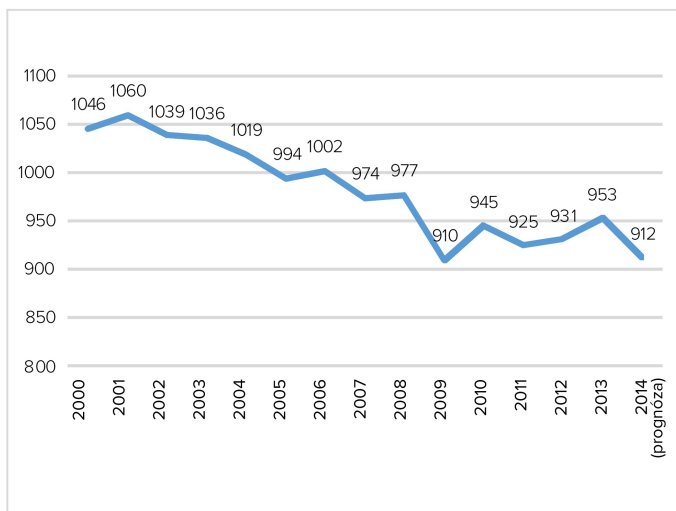
Zdroj: (ENTSO-E, 2015)

Oba výše uvedené grafy nicméně pracují pouze s fyzickými toky elektriny. Vzhledem k fyzikálním vlastnostem této komodity nicméně fyzické toky nemusí nutně odpovídat těm smluvním, uzavřeným podle obchodních pravidel. V případě Německa jde o obzvláště citlivý problém, kterému se nicméně kvůli přehlednosti věnujeme v samostatné kapitole 3.3.

1.4.5 Emise skleníkových plynů

Objem skleníkových plynů produkovaných Německem v současné době stagnuje či mírně roste, přičemž největším emitentem je právě energetický sektor (BMW i, 2014h, str. 24).

Obr. 10: Emise skleníkových plynů, SRN (v milionech tun CO₂ ekvivalentu)



Zdroj: (Umwelt Bundesamt, 2015)

Poslední data nicméně odhadují pro rok 2014 pokles emisí, tento údaj však dosud nelze potvrdit.

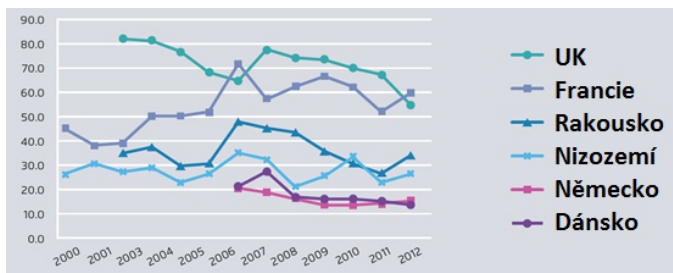
1.4.6 Stabilita sítě a bezpečnost dodávek

Neregulovatelné OZE (fotovoltaické a větrné elektrárny) a odstavování jaderných elektráren znamenají zvyšující se zátěž pro stabilitu přenosové soustavy. Dostupná data nicméně ukazují, že se s ní německé sítě vyrovnávají adekvátním způsobem. To potvrzuje následující analýza.

Míra rozvoje OZE v Německu je v současné době umožněna tradičně vysokou odolností německé sítě, která byla budována se značnými rezervami. Sít se tak dokáže vyrovnat i se zapojením obnovitelných zdrojů v řádu desítek procent celkové spotřeby, což bylo ještě donedávna nepředstavitelné.

Kromě zhruba třiceti větrných a slunečních elektráren jsou všechny (cca 840 větších než 10 MW) připojeny k distribuční síti (do 110 kV), jejichž stabilita je v Německu obecně na velmi vysoké úrovni. Index SAIDI (System Average Interruption Duration Index), který označuje průměrnou systémovou dobu trvání přerušení dodávky elektřiny a je důležitým ukazatelem spolehlivosti distribučních sítí, měl pro rok 2013 hodnotu 15,32 minut, tedy méně než 15,91 minut pro rok 2012, na zhruba stejné úrovni jako v roce 2011 (15,31 minut) a znatelně méně než v období 2006 – 2011 (průměrně 17,09 minut). Německá Bundesnetzagentur k tomu uvádí, že Energiewende a související decentralizace výroby elektřiny nemá na kvalitu dodávek elektřiny vliv. (Bundesnetzagentur, 2015, stránky 51, 53)

Obr. 11: SAIDI - neplánovaná přerušení, bez zahrnutí výjimečných událostí (ve ztracených minutách na zákazníka)



Zroj: (The Regulatory Assistance Project, 2015, str. 35)

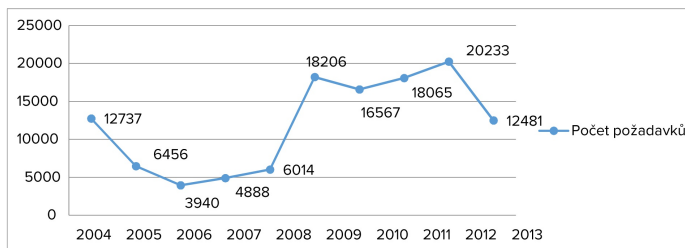
V případě, že výroba elektřiny z OZE převyší akomodační možnosti dané distribuční sítě, tedy že vyrobenou elektřinu není možné ani po přijetí balančních opatření v daném regionu spotřebovat, je přebytečná elektřina transformována do vyšší napětové hladiny (220 nebo 380 kV) a napájena do přenosové sítě, kde se stává součástí celoněmeckých, případně přeshraničních toků.

Dojde-li na úrovni přenosové sítě k nerovnováze, TSO rozhodne o zapojení rezervních výkonových kapacit, které zásobují síť regulační energií. Ta může být buď pozitivní (je dodávána v případě nedostatku), nebo negativní (odebírána v případě přebytku).

Stabilitu sítě je potom možné sledovat na třech indikátorech: počtu aktivací regulační energie, množství nakontraktované regulační energie⁸ a celkové spotřebované regulační energii. Zde obecně platí, že čím méně aktivací a čím méně energie nakontraktované a využité pro účely vyrovnávání sítě, tím více je síť stabilní (účastníci trhu dodržují své závazky bez odchylek ve výrobě nebo spotřebě), tím méně regulační energie je třeba udržovat v pohotovosti a tím nižší náklady je nutné na provoz sítě vynakládat.

Z hlediska vlivu OZE na stabilitu přenosové sítě je zejména důležitá regulační energie ve formě tzv. minutových záloh,⁹ které jsou pro vyrovnávání OZE užívány především.

Obr. 12: Počet aktivací minutových záloh



Zdroj: (Bundesnetzagentur, 2015, str. 88)

⁸ V německém systému platí, že jednotliví TSOs dopředu odhadují množství regulační energie, které bude v daném období zapotřebí, a podle toho kontraktují poskytovatele regulační energie. Tyto služby (regulační energie k dispozici) se rozpočítávají do nákladů provozovatele sítě, a jsou tedy

Počet aktivací minutových záloh nesleduje jasný trend. Zatímco v období 2006-2012 bylo možné sledovat v průměru dramatický nárůst požadavků, což lze do značné míry přičíst většímu zapojování ne-regulovatelných OZE, v roce 2013 sledujeme náhlý meziroční propad o zhruba 38 % na úroveň z roku 2004, případně průměru let 2008 a 2009. Tento pokles je možné vysvětlit hlubokým změnám v organizaci vyrovnávání odchylek. V roce 2010 byla dokončena platforma pro spolupráci v řízení sítě (grid control cooperation scheme) mezi všemi čtyřmi německými TSOs, která měla za cíl následující (Bundesnetzagentur, 2015, str. 84):

- Sdílení kapacit sekundární a minutové rezervy pro celé Německo.
- Vytvoření jednotného německého trhu se sekundární a minutovou regulační energií.
- Kompenzace odchylek mezi jednotlivými kontrolními oblastmi a zapojení regulační energie jen pro celkové (výsledné) odchylky napříč systémem.

Kromě toho německý Síťový úřad pro elektřinu, plyn, telekomunikace, pošty a dráhy (Bundesnetzagentur) výrazně zjednodušil přístup na trh s regulační energií, čímž došlo k nárůstu konkurence a poklesu cen regulační energie. Konkrétně šlo o opatření snižující minimální nabízenou kapacitu, zkrácení délky kontraktu a možnost účasti jednoho investičního celku na trzích s primární, sekundární i minutovou regulací (Bundesnetzagentur, 2015, str. 84).

Kromě toho se v celkové potřebě regulační energie výrazně projevuje nárůst obchodování na vnitrodenním trhu, jenž je spolu s mezinárodním obchodem nejlevnějším nástrojem vyrovnávání odchylek.¹⁰ Mezi roky 2011 a 2012 stoupl absolutní množství uzavřených vnitrodenních obchodů z 363 tisíc na téměř 677 tisíc, v roce 2013 už to bylo téměř 1 287

přeneseny na koncové zákazníky. Samotná regulační energie, kterou si TSOs nakonec u poskytovatelů vyžádají, je zpětně hrazena původci odchylek.

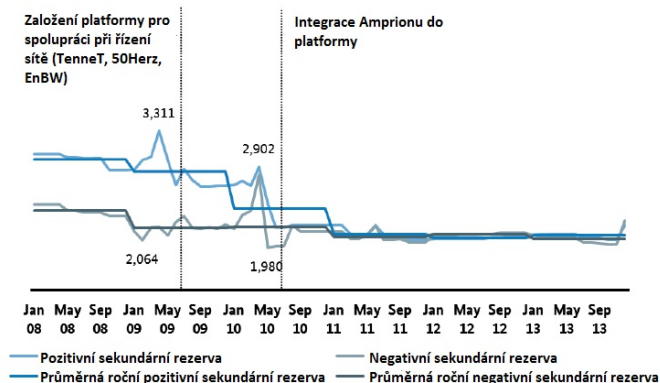
⁹ Rezervní kapacity se podle rychlosti startu dělí na zdroje primární regulace (0-30 sekund), sekundární regulace (30 a více sekund) a minutové zálohy (5, 15 a 30 minut).

¹⁰ Namísto nedodržení závazku výroby/spotřeby a následnému zaplacení penále za odchylku, je chybějící/přebývající elektřina nakoupena/prodána na krátkodobém trhu protistraně, kterou zrovna tíží opačný problém. Na dostatečně velkém a dostatečně propojeném trhu tento způsob vyrovnávání sítě výrazně snižuje potřebu sekundární regulace a záloh.

tisíc (Bundesnetzagentur, 2015, str. 94). Další skokový nárůst lze očekávat po představení 15minutových produktů na vnitrodenním trhu, k němuž došlo 9. 12. 2014. Dodávky na takto krátký interval jsou pro vyrovnávání odchylek neregulovatelných zdrojů ideálním nástrojem.

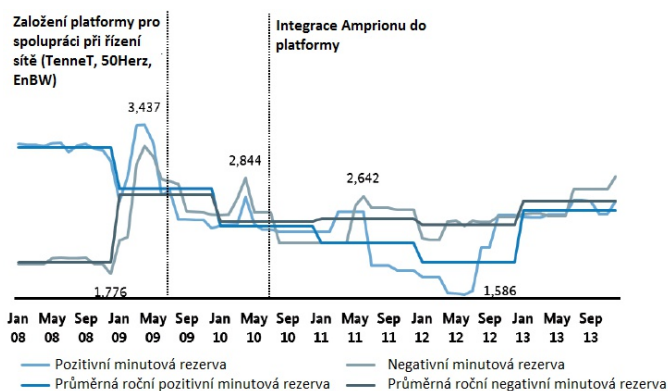
Zmíněná opatření měla v uplynulém období značný vliv na ukazatele, které přímo souvisejí s koncovými cenami: celkovou nakontraktovanou regulační energii a celkovou spotřebovanou regulační energii. Zatímco nakontraktovaná sekundární regulace vykazuje dlouhodobě sestupný trend, charakteristikou nakontraktovaného množství minutové regulace je v posledních letech spíše volatilita. Ta je dle Bundesnetzagentur přímým důsledkem většího zapojení OZE do výroby elektřiny.

Obr. 13: Nakontraktovaná sekundární regulace, v MW



Zdroj: (Bundesnetzagentur, 2015, str. 85)

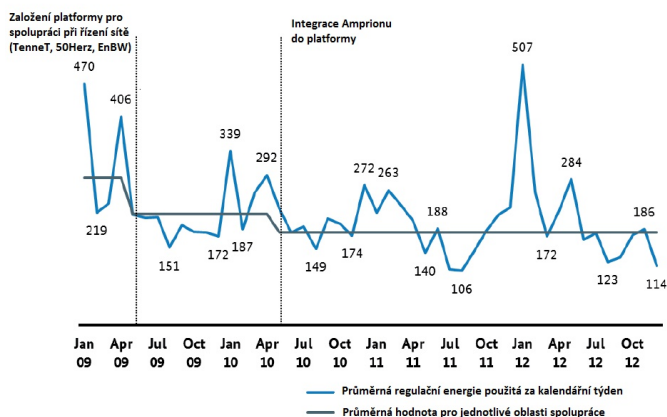
Obr. 14: Nakontraktovaná minutová regulace, v MW



Zdroj: (Bundesnetzagentur, 2015, str. 86)

Volatilita doprovází i spotřebu regulační energie využívané pro stabilizaci sítě v případě odchylek. Kromě extrémní situace z února 2012 se však jedná o stabilní úroveň výkyvů známou už z let 2009-2010.

Obr. 15: Průměrná spotřeba vyrovnávací energie, v MWh



Zdroj: (Bundesnetzagentur, 2015, str. 92)

Vzhledem k tomu, že nestabilita sítě se projevuje v koncových cenách skrze potřebu regulační energie, je zásadní fakt, že hodnoty spotřebované regulační energie navzdory rychle rostoucímu podílu OZE klesají: mezi lety 2009 a 2013 klesla celková spotřebovaná regulační energie v Německu z 285 MWh/měsíc na 180 MWh/měsíc, tedy o 37 %.

Pro srovnání, ve stejném období došlo k nárůstu instalované kapacity variabilních OZE (fotovoltaické a větrné elektrárny) z 36 GW na 70 GW, tedy o 94 %, a nárůstu výroby z těchto zdrojů z 45 TWh na 83 TWh (nárůst o 84 %).

Neregulovatelné OZE vs. spotřeba regulační energie

	2009	2013	Bilance
Instalovaná kapacita v PVE a VE (GW)	36	70	+94 %
Výroba elektřiny z PVE a VE (TWh)	45	83	+84 %
Spotřeba regulační energie (MWh/měsíc)	285	180	-37 %

Zdroj: (Bundesnetzagentur, 2015, stránky 32, 92)

Důsledky pro EW jsou zřejmé. Robustní síť a dobrá organizace trhu s regulační energií pomáhají Německu zvládnout zapojování obnovitelných zdrojů ve výši desítek procent spotřeby nejen bez nutnosti rozsáhlých investic do skladovacích kapacit, ale dokonce i za snižování potřeby regulační energie. Neméně významným trendem je však i rostoucí volatilita trhu s minutovou regulační energií, která bude dále limitovat vypočitatelnost jejich využití, a tedy i zvyšovat nejistotu ohledně jejich finanční návratnosti.

1.5 Finanční ukazatele

EW je finančně velmi náročný proces. Německá vláda odhaduje její celkové náklady na 550 miliard euro do roku 2050. Počítá se s ročními investicemi ve výši 15 miliard euro, respektive 0,5 % HDP (BMW, 2012, str. 13). Nejde pouze o podporu OZE či odstavování jaderných zdrojů, přebudovávání energetiky také zvyšuje náklady na výstavbu sítí. V roce

2012 byly výdaje všech čtyř německých TSO do rozvoje sítí 1,152 miliardy euro, tedy o 305 milionů více než v roce 2011. Odhady pro rok 2013 jsou potom 1,242 miliard euro (Bundesnetzagentur, 2014, str. 51). Přesto tempo výstavby neodpovídá očekáváním a potřebám EW, čehož nejzřetelnějším signálem jsou neplánované toky elektřiny (viz kap. 3.3.).

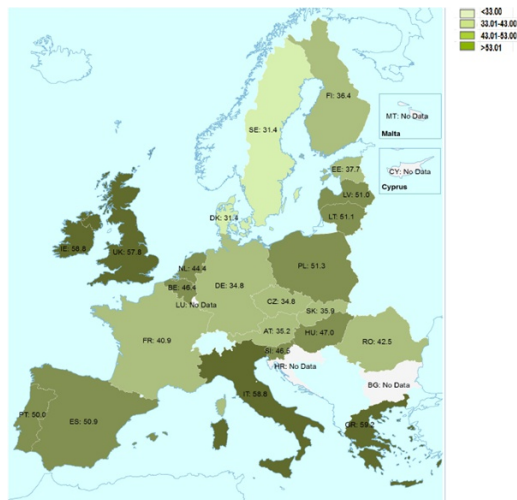
Zatímco náklady na EW jsou zřetelné, bezprostřední a občané i firmy se s nimi potýkají každodenně, environmentální, bezpečnostní či geopolitické přínosy se ukazují teprve pozvolna. Tento existující nepoměr může mít výrazný vliv na schopnost a ochotu německé veřejnosti v realizaci celé politiky pokračovat nastaveným tempem.

V této kapitole se proto zaměříme na představení relevantních finančních ukazatelů, především jde o ceny elektřiny na velkoobchodním i retailovém trhu a o kalkulaci podpory OZE.

1.5.1 Ceny elektřiny

Zhrubný pohled na velkoobchodní ceny elektřiny ukazuje dvě základní informace. Za prvé, že cena silové elektřiny patří v SRN k nejnižším v Evropě. Viz graf níže.

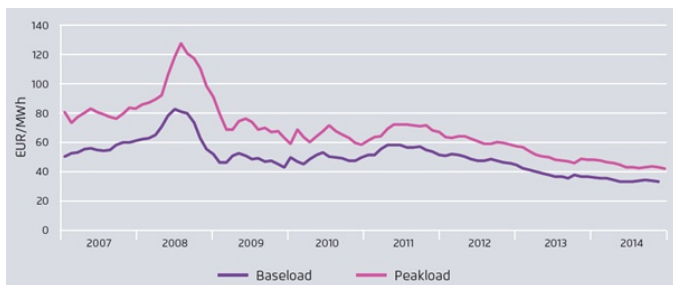
Obr. 16: Srovnání průměrných velkoobchodních cen elektřiny v EU, Q4 2014, v eurach/MWh.



Zdroj: (Evropská komise, 2015, str. 10)

Za druhé, že kontinuálně klesá. Opět viz níže uvedený graf.

Obr. 17: Velkoobchodní forwardové ceny elektřiny v Německu, 2007 - 2014



Zdroj: (*The Regulatory Assistance Project, 2015, str. 21*)

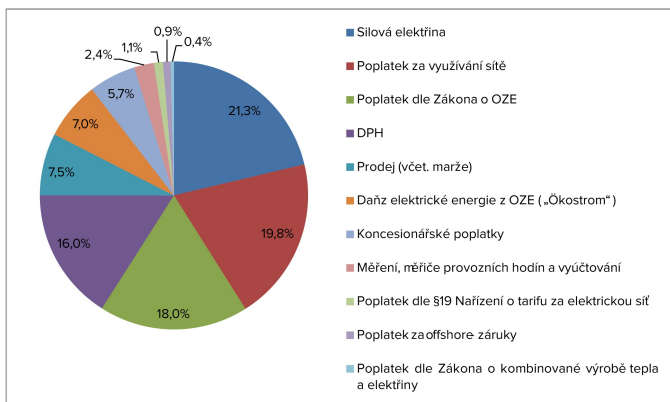
Tyto dvě informace nicméně situaci zjednodušují až přespříliš, podrobnější vysvětlení je zde proto nutností.

Velkoobchodní cena elektřiny se pro Německo tvoří na třech burzách. Jde o především o European Energy Exchange (EEX) v Lipsku (trh s futures), EPEX SPOT v Paříži a Energy Exchange Austria (EXAA) ve Vídni (spotové trhy).

Na její aktuální výši mají vliv především dva hlavní faktory. Výrazný přebytek kapacit na evropském trhu i v samotném Německu. Ten vyplývá z významných investic do OZE a (částečně) plynových zdrojů v poslední dekádě a ze stagnující poptávky po elektřině. A za druhé z klesajících cen uhlí, což je způsobeno jeho substitucí břidlicovým plynem v USA.

Toto snižování velkoobchodních cen elektřiny se nicméně neodráží v koncových cenách pro firmy a domácnosti. Ty kontinuálně stoupají. Příčinou je růst regulované složky cen; poplatků (především EEG poplatku na podporu OZE), dále daní a nákladů na související služby. Pro lepší představu uvádíme graf rozkládající cenu elektřiny u domácností na jednotlivé položky.

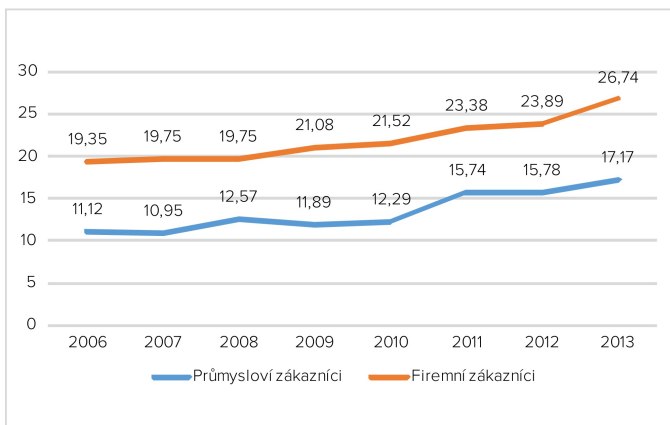
Obr. 18: Složení cen elektřiny pro německé domácnosti



Zdroj: Bundesnetzagentur, 2014a

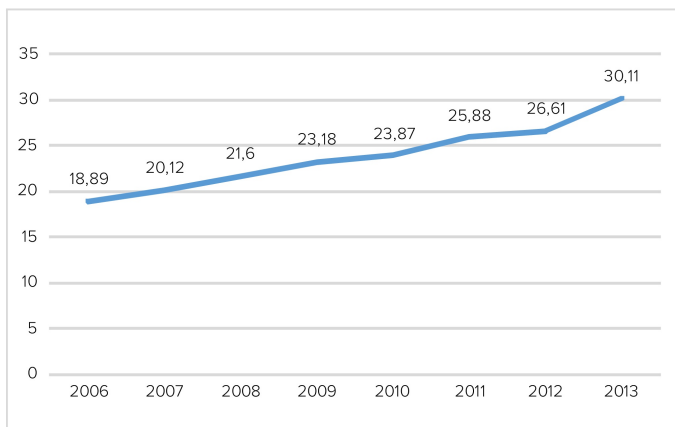
Dále vidíme výrazný rozestup mezi cenami pro firmy a pro domácnosti. To je způsobeno strategií německých vlád distribuovat náklady na podporu OZE nerovně, ulehčovat především firmám. Viz grafy níže.

Obr. 19: Ceny elektřiny pro průmyslové a firemní zákazníky, 2006 – 2013, ct/kWh



Zdroj: (BMW, 2014, str. 170)

Obr. 20: Ceny elektřiny pro domácnosti, 2006 – 2013, ct/kWh

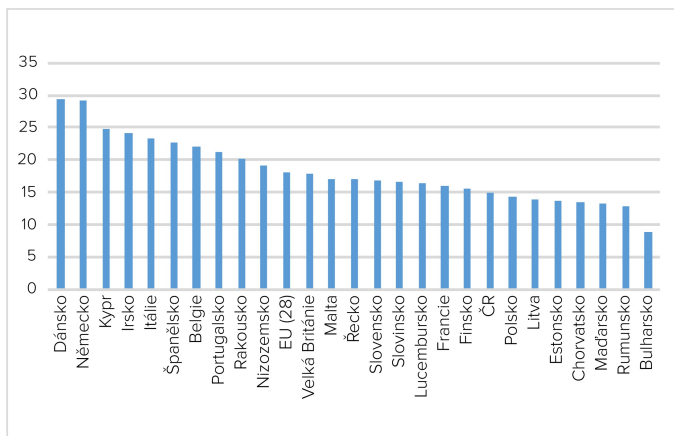


Zdroj: (BMWí, 2014, str. 141)

A dokonce ani pro firmy není cena stejná (resp. tak podobná, jak by na konkurenčním trhu mohla být). Výrazně nižší je pro energeticky intenzivní firmy, kterým je po splnění určitých podmínek poskytnuta možnost platit pouze část EEG poplatku (podrobnosti viz kap. 1.3.).

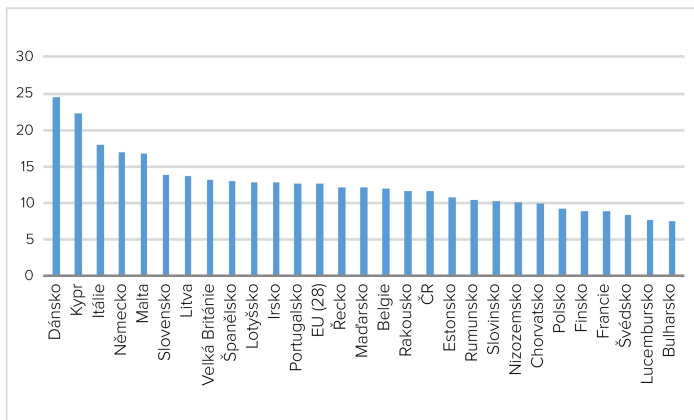
Celkově vzato tak situace v SRN nabízí zajímavý paradox. Kombinují se zde jedny z nejnižších evropských velkoobchodních cen elektřiny s jedněmi z nejvyšších cen pro koncové zákazníky (srovnání se zbytkem EU nabízí dva grafy níže). Rozdílem je potom financována především podpora rozvoje OZE a další náklady EW. Umožněno je to díky ochotě domácností snášet toto finanční břímě a také tím, že energeticky intenzivní firmy mají z poplatků na podporu OZE úlevy. A jejich konkurenceschopnost na zahraničních trzích je tak oslabena jen částečně.

Obr. 21: EU - Ceny elektřiny u domácností, druhá polovina 2013 (ct/kWh)



Zdroj: (BMWí, 2015, str. 181)

Obr. 22: EU - Ceny elektřiny pro průmyslové zákazníky, druhá polovina 2013 (ct/kWh)



Zdroj: (BMWí, 2015, str. 186)

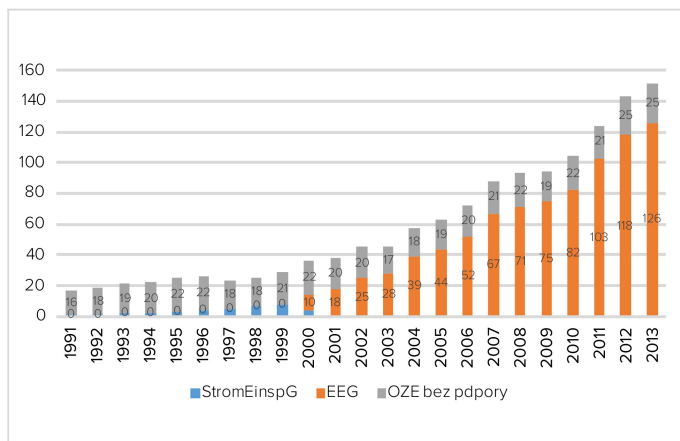
1.5.2 Podpora OZE

Na předchozích stránkách jsme se opakovaně dotkli tématu finanční podpory OZE. Jde o zásadní nástroj vlády pro rozvoj těchto zdrojů, který

je zároveň cílem kritických i pochvalných komentářů. Celou tuto politiku proto rozebíráme podrobněji.

Od roku 1991 Německo podporovalo OZE prostřednictvím Zákona na podporu elektřiny z obnovitelných zdrojů (StrEG). Ten zavedl pevné výkupní ceny, zaměřené především na větrné elektrárny na pevnině. V dubnu 2000 byl tento zákon nahrazen již zmiňovaným EEG (BMWi, 2014, str. 28). Níže uvedený graf ukazuje postupnou redistribuci podpory v rámci jednotlivých schémat.

Obr. 23: Produkce elektřiny z OZE s platbami ze StromEinspG, EEG a bez úhrad (v TWh)



Zdroj: (BMWi, 2014, str. 28)

EEG poskytuje producentům elektřiny pevné výkupní ceny. Od roku 2009 začal být tento systém doplňován volitelnou možností tržní prémie, kdy producent elektřinu prodává za tržních podmínek (tedy bez povinného výkupu a pevné výkupní ceny) a k tržní ceně obdrží určitý finanční bonus. V roce 2013 už tento způsob převažoval, tvořil 54 % vší elektřiny zahrnuté do EEG (BMWi, 2014, str. 28).

Rostoucí podíl OZE se promítl do výše podpor. Zatímco v roce 2000 představovaly kombinované podpory ze StrEG a EEG asi 1,2 mi-

liard euro, v roce 2014 už to bylo 22 miliard. Důvodem je dramatický nárůst instalované kapacity, tím pádem i produkce a požadované podpory.

Množství elektřiny a podpora v rámci EEG

			2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2013
Výroba elektřiny	Vodní energie	GWh	4 115	6 579	4 616	4 924	4 982	5 665	5 417	6 265
	Plyny	GWh	-	-	2 589	2 789	2 208	1 963	1 769	1 776
	Biomasa	GWh	586	2 442	5 241	10 902	18 947	25 155	34 321	36 258
	Geotermální energie	GWh	-	-	0	0	18	28	25	80
	Onshore větrná energie	GWh	5 662	15 786	25 509	30 710	40 574	37 619	49 948	50 802
	Offshore větrná energie	GWh	-	-	-	-	-	174	722	905
	Fotovoltaické elektrárny	GWh	29	162	557	2 220	4 420	11 729	26 128	29 606
	Celková elektřina v rámci EEG	GWh	10 391	24 970	38 511	51 545	71 148	82 331	118 330	125 693
	Z níž: elektřina s pevnou výkupní silou	GWh	10 391	24 970	38 511	51 545	71 148	80 745	67 168	56 750
	Z níž: přímo obchodovaná elektřina	GWh	-	-	-	-	-	1 586	51 163	68 943
Podpora	Hrubá produkce elektřiny z OZE	GWh	36 036	45 120	56 632	71 638	93 247	104 810	143 463	150 878
	Vodní energie	mil. Euro	298	477	338	367	379	421	427	512
	Plyny	mil. Euro	-	-	182	196	156	83	52	58
	Biomasa	mil. Euro	55	232	509	1 337	2 699	4 240	6 261	6 784
	Geotermální energie	mil. Euro	-	-	0	0	0,003	0,006	0,006	0,019
	Onshore větrná energie	mil. Euro	515	1 435	2 301	2 734	3 561	3 316	4 895	4 866
	Offshore větrná energie	mil. Euro	-	-	-	-	-	26	119	152
	Fotovoltaické elektrárny	mil. Euro	15	82	283	1 177	2 219	5 090	9 202	9 476
	Celkové platy EEG	mil. Euro	883	2 225	3 611	5 810	9 016	13 182	20 962	21 869
	Z nichž: pevné výkupní ceny	mil. Euro	883	2 225	3 611	5 810	9 016	13 182	15 416	13 691
	Z nichž: tržní prémie nebo flexibilní prémie	mil. Euro	-	-	-	-	-	-	5 546	8 178
	Průměrná úroveň podpory EEG	Ct / kWh	8,5	8,9	9,4	11,3	12,7	16,3	18,2	17,9

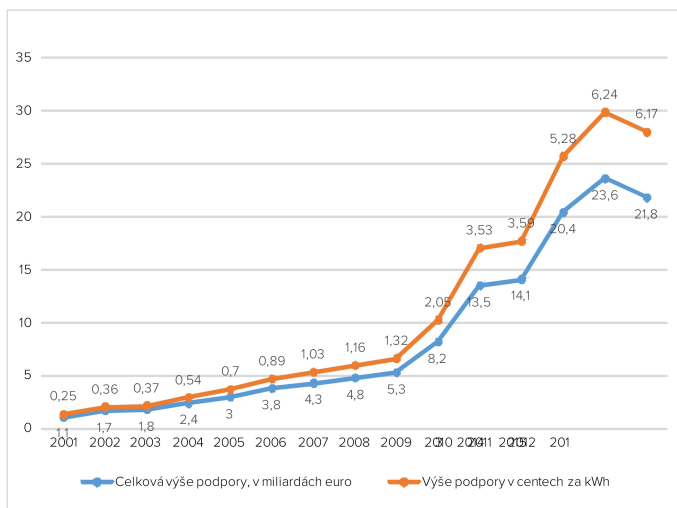
Zdroj: (BMWi, 2014, str. 29)

Pro rok 2015 byla výše podpory v rámci EEG vypočtena na 21,8 miliard euro. Rozdíl mezi tržní cenou a podporovanou cenou zde tvoří

21,8 miliard euro; 0,7 miliard jsou potom rezervy pro pokrytí chyb v kalkulaci množství elektřiny z OZE. Výše podpory pro rok 2015 vychází potom na 6,17 centů za kWh.

Zajímavý je pokles celkové výše podpory, který se očekává v roce 2015. Je výsledkem legislativních reforem (především EEG) a je silným argumentem ve prospěch další udržitelnosti Energiewende. Podrobněji je to znázorněno na grafu níže, kdy oranžová křivka ukazuje celkové náklady na podporu OZE zahrnuté do EEG, modrá potom ukazuje, kolik centů této podpory si zákazníci v průměru připočetli ke každé nakoupené kWh.

Obr. 24: Výše podpory v rámci EEG



Zdroj: (BMW, 2014, str. 31)

1.6 Sociální ukazatele

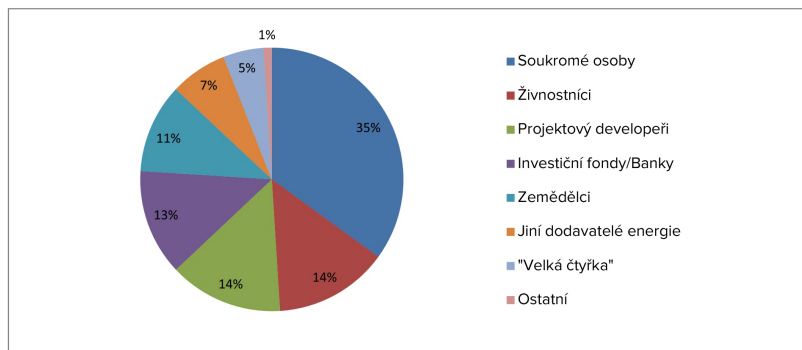
Energiewende je unikátní ještě z jednoho důvodu. V evropském kontextu reprezentuje takřka nevídaný celospolečenský projekt, na kterém se (samozřejmě více či méně) shodují jednotlivé vrstvy společnosti, politická elita i firemní sektor. Jak pevný tento konsenzus je (a nebo není) se pokusíme rozebrat v následujících dvou kapitolách.

1.6.1 Firemní sektor

Jednou z problémových oblastí při koordinaci EW je majetková struktura v rámci energetického sektoru. Většinu produkčních kapacit v zemi vlastní „Velká čtyřka“, tedy E.ON, RWE, En.BW, Vattenfall.

Té způsobilo velké finanční ztráty náhlé rozhodnutí o rychlém ustoupení od jádra po nehodě v elektrárně Fukušima v roce 2011. Podle dřívějších dohod totiž společnosti počítaly s prodloužením životnosti těchto elektráren, které se nejen že se neuskutečnilo, ale tlak na uzavření německých jaderných zdrojů se ještě zvýšil. V roce 2012 tak Vattenfal žaloval SRN u arbitrážního soudu ve Washingtonu (ICSID) a žádal náhradu škody ve výši 4,7 mld. euro (Spiegel Online, 2014). Podobně se zachovaly i společnosti E.ON a RWE, které v létě 2012 podaly stížnost k ústavnímu soudu. Současně se obrátily i na Finanční soud v Hamburgu kvůli zavedení daně z palivových článků, kterou považovali za konfliktní s daňovými pravomocemi státu vymezenými v ústavě a s právem EU (Frankfurter Allgemeine, 2012). Začátkem října 2014 si E.ON nárokoval odškodné od německého státu ve výši 380 milionů euro za vyřazení elektráren Meiler Unterwesser a Isar 1 z provozu. Následovalo jej RWE s požadavkem náhrady za elektrárnu Biblis ve výši 235 milionů euro (Spiegel Online, 2014).

Obr. 25: Vlastnická struktura kapacit OZE v roce 2012



Zdroj: Destatis, 2014

Zmínka o tom, že „Velká čtyřka“ kontroluje většinu kapacit v Německu, neplatí pro OZE (viz graf výše). Tento sektor byl ze strany velkých společností minimálně do roku 2011 prakticky ignorován. Firmy, které potenciál OZE podcenily, tak přenechaly toto lukrativní pole menším společnostem, municipalitám a jednotlivcům. To na jedné straně může komplikovat realizaci EW kvůli roztržštěným majetkovým vztahům, na straně druhé to výrazně zlepšuje vnímání těchto technologií ze strany široké veřejnosti. Finanční zainteresovanost obcí a malých subjektů na OZE pomáhá překonat některé obtíže typické pro fenomén lokální opozice.

Co se týče neenergetického firemního sektoru, ten je samozřejmě roztržštěný podle své expozice vůči cenám elektřiny, konkurenci na evropském trhu či možnosti získat výjimku na poplatky na podporu OZE. Firmy vyjadřují obavy ze ztráty konkurenceschopnosti, systematická a principiální oponentura vůči EW jako takové nicméně není.

1.6.2 Veřejnost

Z průzkumů veřejného mínění vyplývá, že obyvatelstvo se považuje za zatížené celou realizací EW, přičemž až 70 % očekává další zvyšování cen elektřiny (BDEW, 2014). S nárůstem o 5 euro měsíčně souhlasí 23 % tázaných, o 10 euro měsíčně 31 % tázaných a proti tomuto zvyšování je pouze 23 % (Scholz&Friends).

Průzkumy veřejného mínění celkově ukazují vysokou podporu EW mezi obyvatelstvem, jde o 89 % (BDEW, 2014). 46 % obyvatel si je vědomo nutnosti přijímání realizačních opatření EW, jako je například výstavba sítí vysokého napětí (IfD Allensbach, 2013). Úlohu OZE v rámci EW vnímá obyvatelstvo převážně kladně, jen 44 % ale považuje poplatky na podporu OZE za správně nastavené (Scholz&Friends). 22 % obyvatelstva se obává nouzových stavů při zásobování elektřinou, 18 % považuje výpadky elektřiny za možné (Wirtschafts Woche, 2014).

Zdá se tedy, že německá veřejnost je kritická vůči dílčím aspektům Energiewende, celý koncept jako takový považuje za přínosný. A je ochotna ho podporovat.

Na tomto místě bychom předpokládali, že nejvýraznějším problémem pro akceptaci EW širokou veřejností budou vysoké ceny elektřiny. Zde je nicméně potřeba upozornit na to, že vzhledem k relativně vysoké kupní síle německého obyvatelstva a nízké energetické náročnosti tamních domácností jsou výdaje na elektřinu na snesitelné úrovni. Představují zhruba 2,5 % příjmů domácností, tedy tolik, kolik Němci platili v osmdesátých letech minulého století (mezitím nicméně tyto náklady klesly pod 2 %) (Graichen, 2014, str. 5). Tyto náklady samozřejmě mohou ještě vzrůst, nicméně vzhledem k reformě EEG z roku 2014, která omezuje podporu pro OZE, by nemělo jít o dramatickou změnu. Jinými slovy, pro německou domácnost náklady na elektřinu představují menší problém, než by se z holých čísel mohlo zdát.

V této konstelaci je proto nepravděpodobné, že by z této strany vzešel tlak na radikální změnu EW.

2. DOPAD EW NA ENERGETIKY VE STŘEDNÍ EVROPĚ A PŘEDEVŠÍM V ČR

Energiewende není pouze vnitroněmecký projekt. Vzhledem k postupnému fyzickému i obchodnímu propojování evropských trhů s elektřinou a velikosti SRN je samozřejmé, že tato politika výrazně ovlivní také sousední země, potažmo celý region střední Evropy. Nás pochopitelně zajímají především dopady na Českou republiku.

Celý proces vzájemného ovlivňování ČR a SRN probíhá prostřednictvím silně propojených trhů s elektřinou. Energetiky obou zemí vysílají cenové signály, na které reagují obchodní subjekty (producenti, přepravci, odběratelé) uzpůsobením svých strategií. Tento proces samozřejmě funguje i obráceně, kdy chování producentů a odběratelů ovlivňuje ceny elektřiny.

V následujících kapitolách se zaměříme na dvě základní témata, která fungování trhu s elektřinou v Německu a zemích v jeho dosahu do značné míry definují. V první řadě nás bude zajímat, jak trhy ovlivňuje intenzivní výstavba obnovitelných zdrojů. Především těch neregulovatelných, jejichž produkce se vyznačuje volatilitou spojenou s počasím a také určitou nespolehlivostí související s limitovanou schopností předpovědět přesně jejich výrobu. Pro Energiewende jsou OZE základním stavebním kamenem, jejich postupující penetrace do systému proto obchodování s elektřinou zásadně ovlivňuje.

Druhá rovina souvisí s budováním společného energetického trhu EU. Ten staví na principech liberalizace a (také přeshraniční)

konkurence. Umožňuje tím vzájemnou interakci české a německé energetiky.

Předpoklad, který následující kapitoly ověřují a rozebírají, je tedy následující. Obnovitelné zdroje významným způsobem mění způsob, jakým je elektřina obchodována, přičemž tyto změny jsou prostřednictvím integrovaného evropského trhu přenášeny i do české energetiky.

2.1 Merit-order efekt a role OZE

V této podkapitole vysvětlujeme základní cenotvorný mechanismus, jehož prostřednictvím OZE mění tradiční podobu fungování elektroenergetického sektoru.

Náklady související s jednotlivými zdroji elektřiny lze rozdělit do dvou základních skupin. Fixní, tedy pevné bez ohledu na velikost produkce, a variabilní, které se mění s objemem výroby. Ty první sestávají z investičních nákladů, ceny peněz a nezbytného managementu a servisních služeb. Druhou skupinu nákladů poté tvoří náklady na palivo a náklady spojené s utlumováním a navyšováním produkce daného zdroje.¹¹

Fixní náklady	Variabilní náklady
Investice (samotná výstavba zdroje)	Palivo
Cena peněz (náklady na půjčky, úroky)	Náklady na utlumování a zvyšování produkce
Údržba a management zdroje	

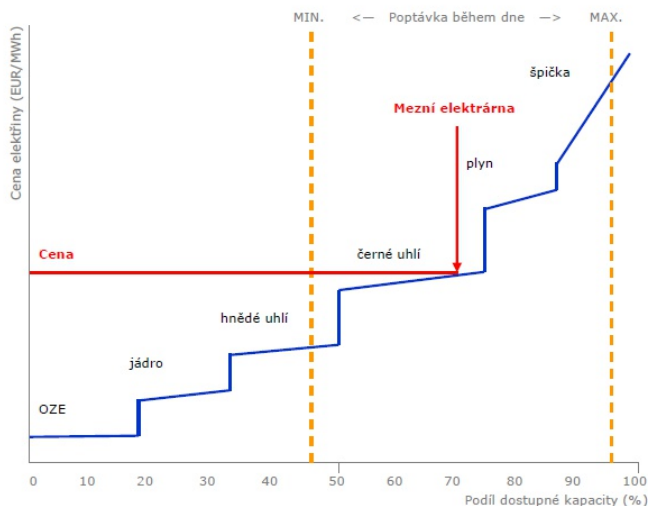
Kombinací obou skupin vznikají celkové náklady daného zdroje. Platí obecné pravidlo, že zdroje s vyššími fixními náklady mívají nízké variabilní náklady (typický příklad jsou jaderné elektrárny), zatímco investičně levnější zdroje mívají dražší palivové náklady (typicky plynové elektrárny). Pořadí dle variabilních nákladů je tedy následující: jaderné

¹¹ Rozdělení je samozřejmě mírně zjednodušující. Například údržba elektrárny je zahrnuta do fixních nákladů (ať zdroj produkuje více či méně elektřiny, pořád je třeba na něj dohlížet), nicméně intenzivnější produkce může zároveň znamenat častější opravy (variabilní náklady).

zdroje, uhelné elektrárny, elektrárny s kombinovaným plynovým cyklem, konvenční plynové elektrárny.

Tržní cena elektřiny se potom tvoří pomocí tzv. merit-order efektu, zobrazeného níže. Křivka poptávky (ta je v tomto odvětví málo elastická) se v každém okamžiku střetává s křivkou nabídky, kdy výslednou cenu určuje nejdražší zdroj, který je pro pokrytí poptávky třeba. Tento zdroj je schopný pokrýt své variabilní náklady, zatímco ostatní zdroje nalevo od něj kromě pokrytí nákladů také získávají příslušnou prémii.

Obr. 26: Merit order efekt (hodnoty v grafu jsou ilustrativní)



Zdroj: (Sýkora, 2012)

Nabídková křivka se potom konstruuje podle následující logiky. Zdroje s nízkými variabilními náklady (zdroje základního zatížení, base-load) se řadí podle výše těchto nákladů odleva. Pokud jim nebrání technické důvody, například odstávky pro výměnu paliva, jsou v provozu prakticky neustále. Čím vyšší palivové náklady, tím více se zdroje nachází na nabídkové křivce vpravo. Tyto elektrárny slouží především v časově omezených intervalech vysoké poptávky, kdy cena rychle roste (peak-load).

Obnovitelné zdroje mají variabilní náklady nulové. Jinými slovy, jejich provoz je pro majitele výhodný prakticky za jakýchkoliv pozitivních (a často také negativních, při existenci pevných administrativně stanovených výkupních cen) cen elektřiny. Na nabídkové křivce se proto zařazují úplně nalevo. Ještě na konci minulého století to nehrálo významnější roli. S tím, jak instalovaná kapacita OZE dramaticky roste, se celá nabídková křivka posouvá doprava. S dvojnásobným výsledkem. Za prvé, dochází ke snížení průměrné ceny elektřiny (přibýly zdroje s nulovými náklady na palivo). A za druhé, dochází k vytlačení zdrojů s nejvyššími variabilními náklady.

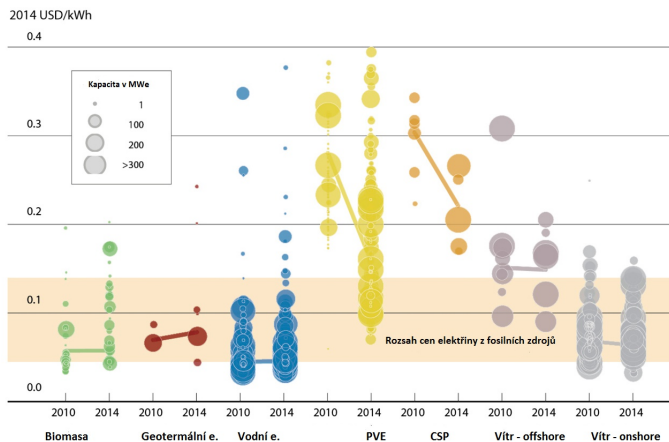
2.2 Podpora OZE

Předchozí kapitola pracovala s OZE jako s nejlevnějším (z hlediska palivových nákladů) zdrojem. Nedotkla se nicméně jejich celkových nákladů, které jsou přitom předmětem intenzivních debat napříč celou EU. OZE jsou prezentovány jako nekonkurenceschopné a tudíž vyžadující podporu. Tento rozpor si vyžaduje vysvětlení.

Elektřina produkovaná obnovitelnými zdroji (měřeno pomocí souhrnu všech nákladů po dobu životnosti daného zdroje – levelised cost of electricity) je dnes u většiny technologií vyšší než u konvenčních fosilních zdrojů (viz graf níže). Tento fakt se nicméně nepromítá do jejich rostoucí pozice na trhu. Důvod je ten, že tyto zdroje jsou na základě politického rozhodnutí (na úrovni EU i národních států) subvencované.¹² Přičemž náklady na tyto subvence jsou většinou administrativně přeneseny přímo na zákazníka a na velkoobchodním trhu se vůbec neobjeví.

¹² Z důvodů environmentálních, geopolitických (snížení dovozu surovin) a jiných.

Obr. 27: Ceny elektřiny z komerčních OZE instalací za roky 2010 - 2014



Zdroj: (IRENA, 2015)

Přesnější představu o celé situaci nám dá stručné shrnutí jednotlivých druhů podpor, které se v EU používají.

Nejhojnějším schématem, využívaným většinou členských zemí EU, jsou feed-in tarify. Stát nastavuje pevnou výkupní cenu, za kterou jsou operátoři sítí povinni vykupovat elektřinu od OZE producentů. Tato cena je předem definovaná a reflektuje fixní náklady a očekávanou produkci dané technologie tak, aby se investice navrátila v daném horizontu (většinou 15-20 let). Takto nastavená cena je potom ještě navýšena o průměrný zisk. Ten by měl být dostatečně vysoký, aby přilákal investory a dostatečně nízký, aby zbytečně nezatížil koncové zákazníky. Ti jsou totiž plátcí rozdílu, který vzniká mezi tržní cenou elektřiny a pevně stanovenou výkupní cenou. Tento rozdíl je začleněn do regulované složky ceny elektřiny pro koncového zákazníka.

Jak je vidět, tento způsob podpory fakticky úplně neguje roli trhu. Technologie nesoupeří ani mezi sebou, ani s konvenčními zdroji. Tempo jejich výstavby nesouvisí s nedostatkem či převisem kapacit a řídí se pouze výší výkupní ceny. Podobně jejich aktuální produkce není ovlivněna tržní cenou elektřiny, která se jich vůbec nedotýká. Tento systém používalo Německo až do reformy EEG v roce 2014.

Méně používaným systémem je tak zvaná tržní prémie (feed-in premium). Producent je nucen sám si zajistit odběr své elektřiny, dostane k ní nicméně bonus, který má opět přispět na úhradu investičních nákladů. V tomto případě je producent vystaven trhu znatelněji, neboť mu výkup jeho produkce není administrativně zaručen. S obchodníkem (odběratelem) se tak dohaduje o výši ceny a je zodpovědný za odchylky (rozdíly mezi dohodnutým a reálně dodaným objemem elektřiny). Výhodnější pozici tak mají předvídatelné zdroje. Na tento systém SRN postupně přechází.

Posledním druhem podpory je množstevní povinnost (quota obligation), kdy jsou prodejci elektřiny povinni prokázat určité procento OZE elektřiny ve svém portfoliu. Slouží k tomu certifikáty, které OZE producenti obdrží ke každé vyrobené jednotce elektřiny a které se potom obchodují na samostatném trhu. Zde je role trhu nejvýraznější, protože obnovitelné zdroje nejen reflektují ceny elektřiny, ale konkurují si i mezi sebou. Certifikáty nerozlišují mezi jednotlivými technologiemi a prosazuje se tedy ta nejlevnější.

Role subvencí (především feed-in tarifů a tržních premií, které se používají v Německu) v tvorbě ceny je tedy následující. Úhrada investičních nákladů (uměle) stimuluje výstavbu, která nemusí reflektovat objem všech kapacit na trhu. Tím může dojít k převisu produkce nad poptávkou, snižování velkoobchodních cen a vyřazování aktuálně nejdražších zdrojů. Zároveň se zvyšuje regulovaná složka ceny koncového zákazníka zahrnutím finanční podpory pro OZE.

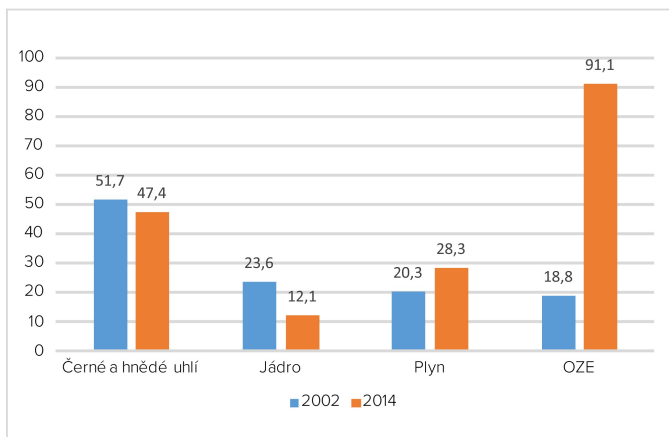
2.3 Vliv OZE na výstavbu nových zdrojů

Výše popsany mechanismus odstartoval v Evropě intenzivní debatu nad ekonomikou výstavby nových elektráren. Stále výrazněji (i v českém prostředí) zaznívají hlasy, které viní veřejnou finanční podporu OZE z přílišné deformace trhu ústící v enormě nízké velkoobchodní ceny elektřiny. Tak nízké, že se za stávajících podmínek nevyplatí stavět jakékoli nové (nedotované) zdroje (Euractiv, 2013).

Tento argument je v prvé řadě neúplný, neboť pomíjí roli ostatních zdrojů a trendy ve spotřebě elektřiny. Například v období mezi léty 2002

a 2014 proběhly v SRN následující změny. Poklesla instalovaná kapacita černouhelných a hnědouhelných elektráren (v souhrnu o 4,3 GW) a jaderných zdrojů (o 11,5 GW). Zároveň však vzrostla kapacita plynových zdrojů (o 8 GW) a samozřejmě OZE (o 72,3 GW). To vše při fakticky konstantní spotřebě elektřiny (viz kap. 1.4.3.).

Obr. 28: Instalovaná kapacita v Německu, v GW



Zdroj: (Fraunhofer ISE, 2015)

Trh na vzniklou situaci reaguje adekvátně, snížením cen komodity. Investorům tím vysílá signál, že z krátkodobého hlediska další výstavba elektráren nemá opodstatnění. A na místě je spíše redukce těch nejdražších existujících. Je to přirozený výsledek dřívějších politických rozhodnutí o podpoře environmentálně šetrných OZE – pokud je na trh přidána určitá kapacita a spotřeba elektřiny neroste, stanou se některé jiné zdroje nadbytečnými.

Je ale reálný scénář popsáný výše, tedy hrozba toho, že kvůli nízkým cenám nebudou žádné nedotované zdroje stavěny ani v budoucnu?

Jak ukážeme v následující kapitole, i energetické systémy postavené z podstatné části na OZE budou potřebovat určité množství konvenčních kapacit pro vyvažování své volatilní produkce. Přičemž

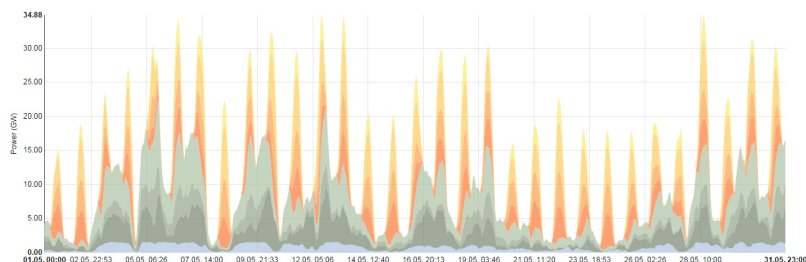
elektrinu produkovanou těmito konvenčními zdroji trh ocení podle jejího případného nedostatku, či podle očekávání budoucího nedostatku. Informace o odstavování a budování nových zdrojů a spotřebě jsou veřejné a investoři je důkladně sledují. Nelze proto předpokládat situaci, kdy by na trhu zásadním způsobem ubývaly nezbytné kapacity, díky tomu stoupala cena elektriny na forwardových trzích, a investoři by této situace nijak nevyužili (této problematice se podrobněji věnujeme ještě v kap. 3.1.).¹³ Opět zdůrazňujeme, že současná nízká cena je do značné míry výsledkem přebytku kapacit na trhu. A redukce tohoto přebytku povede k určité stabilizaci ceny.

2.4 OZE a flexibilita systému

Další podstatnou charakteristikou OZE, se kterou musí trh pracovat, je jejich horší předvídatelnost a regulovatelnost ve srovnání s konvenčními zdroji. Vyplývá to z jejich závislosti na aktuálním počasí. Výrazné rozdíly jsou mezi fotovoltaickými a větrnými elektrárnami na straně jedné (neregulovatelné zdroje) a biopalivy, vodní energií a geotermální energií na straně druhé.

Produkční křivka OZE zdrojů, u kterých očekává největší budoucí růst (zmiňované neregulovatelné větrné zdroje a PVE), potom vypadá takto.

Obr. 29: Produkce elektriny v SRN, květen 2015 (oranžově produkce PVE, šedě větrných elektráren)



Zdroj: (Fraunhofer ISE, 2015)

¹³ Co skutečně může způsobit určité komplikace je ovšem dlouhodobý investiční horizont

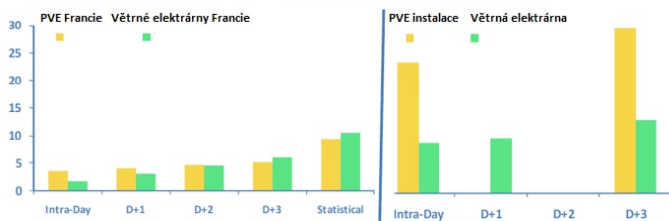
Samotný fakt měnění se produkce PVE a větrných zdrojů je nicméně komplexnější, než by se na první pohled zdálo. Sestává ze dvou základních oblastí. V prvé řadě jde o variabilitu produkce (variability) související s měnění se dostupností větru a slunce vzhledem k počasí. A za druhé jde o nejistotu (uncertainty), související s rozdíly (chybami) mezi předpovídanou produkcí daného zdroje (předpověď počasí) a reálnou dodávkou elektřiny.

Vliv obou těchto faktorů na trh je obtížné kvantifikovat, zajímavá data k této problematice nicméně poskytla nedávná studie francouzské elektroenergetické společnosti EdF. Ta modelovala fungování evropského energetického systému s předpokládanými 60 % elektřiny z OZE (z toho 40 procentních bodů PVE a větrné zdroje).

Co se nejistoty OZE týče, studie konstatuje pochopitelnou nemožnost tento problém odstranit zcela. Upozorňuje nicméně na kontinuální zdokonalování technologií pro předpovědi počasí a také na úzkou vazbu mezi mírou penetrace obnovitelných zdrojů do systému a předpověditelností jejich celkové produkce. Chybovost u předpovědí pro jednu konkrétní instalaci je výrazně vyšší než při kalkulacích pro geograficky rozsáhlé oblasti. Níže uvedený graf tento vztah demonstruje na příkladu Francie. Na levé straně jsou ukázány historické hodnoty pro celkovou instalovanou kapacitu PVE a větrných zdrojů v zemi, napravo vidíme srovnání s jednou konkrétní PVE a větrnou elektrárnou. Chybovost samozřejmě roste s délkou časové předpovědi (vnitrodenní, na další dny), nicméně je zjevné, že pro větší regiony je násobně nižší než pro jednotlivé instalace.

elektráren, počítaný většinou na jednotky až desítky let. Při takto dlouhých investičních cyklech je obtížné připravit optimální investiční strategii, celý sektor tak obvykle doručí příliš mnoho či příliš málo kapacit. Jde o tak zvaný boom and bust cycle, kdy v době relativního nedostatku elektřiny a tudíž její vysoké ceny investoři začnou elektrárny budovat, aby o několik let později trh zahltili a srazili tak cenu elektřiny dolů a s ní i profitabilitu existujících elektráren a motivaci stavět elektrárny nové. Následuje období relativního nedostatku, který ceny zvedne opět nahoru a cyklus se opakuje.

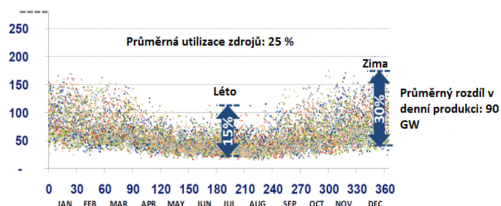
Obr. 30: Srovnání chyb v předpovědích u PVE a větrných elektráren u jednotlivého zdroje a celého francouzského systému, v % instalované kapacity



Zdroj: (Burtin & Silva, 2015, str. 17)

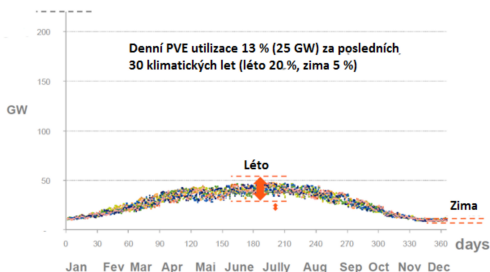
Taktéž variabilita OZE je problém úzce provázaný s densitou těchto zdrojů. Nejde samozřejmě překročit určité limity (využitelnost PVE v noci), nicméně při využívání dostatečně husté sítě těchto zdrojů se rozptýlí jejich produkce stabilizuje. Přehledně to ukazují níže prezentované grafy, které na základě dat za posledních 30 let napříč evropskými zeměmi ukazují, jakých maximálních rozdílů může produkce u PVE a větrných zdrojů ve stejných dnech různých let dosáhnout.

Obr. 31: Instalovaná kapacita 280 GW



Zdroj: (Burtin & Silva, 2015, str. 6)

Obr. 32: Instalovaná kapacita 220 GW



Zdroj: (Burtin & Silva, 2015)

Ukazuje se tedy, že nárůst celkového množství OZE instalací a jejich rozprostřední po větším území omezuje některé endogenní charakteristiky těchto technologií.

V dohledné době je nicméně nelze odstranit zcela. Využívání OZE je proto podmíněno tím, že jsou doplněny flexibilními nástroji pro řešení přebytků a nedostatků produkce (pozitivní a negativní flexibilita).

Tyto nástroje shrnuje následující tabulka. Kromě tradičních mechanismů (zvýšení produkce tepelných elektráren, uskladnění elektřiny prostřednictvím přečerpávacích elektráren) na významu získává i management poptávky. Roli by mohly hrát i CCS instalace,¹⁴ jejichž provoz je energeticky dosti náročný, budoucnost této technologie je ale v Evropě velmi nejistá.

¹⁴ Zachycování uhlíku (carbon capture and storage) – technologie sloužící k omezení vypouštění skleníkových plynů. V Evropě komerčně využívána dosud jen v Norsku.

Přehled nástrojů flexibility

Pozitivní flexibilita	Negativní flexibilita
Zvýšení produkce tepelných elektráren	Snížení produkce tepelných elektráren
OCGT s možností startu do 15-20 minut	Uskladnění elektřiny
Vypnutí CCS jednotek, čímž dojde k navýšení produkce elektřiny	Pozastavení větrných zdrojů
Využití uskladněné elektřiny, případně zastavení probíhajícího uskládňování elektřiny	Management poptávky (její zvýšení)
Management poptávky (její snížení)	
Využití předtím pozastavené produkce z větrných zdrojů	

Zdroj: (Bertsch, Growitsch, Lorenczik, & Nagl, 2014, str. 4)

Bližší pohled na charakteristiky, potenciál a míru rozvoje výše uvedených nástrojů ukazuje, že i do budoucna budou hrát nejvýraznější roli konvenční zdroje (především tepelné elektrárny). Jejich využití coby nástroje flexibility lze rozdělit do dvou kategorií. Za prvé jde o flexibilitu v delších časových cyklech (nad 1 hodinu), kdy tepelné elektrárny doplňují produkci variabilních OZE. Obnovitelné zdroje jsou díky nulovým palivovým nákladům zapojovány přednostně, využití konvenčních zdrojů se tak stává čím nárazovějším.

Druhým využitím, v časových cyklech kratších než jedna hodina, je potom kompenzace odchylek (rozdílů mezi plánovanou a skutečnou produkcí) způsobovaných OZE. Pro jejich řešení je pouze velmi krátký čas, schopnost konvenčních zdrojů se velmi pružně přizpůsobit proto bude do budoucna klíčová (Bertsch, Growitsch, Lorenczik, & Nagl, 2014, str. 2). Rámcové hodnoty flexibility ukazuje tabulka níže.

Zdroj	Aktivace (hodiny)
Jádro	48
Hnědé uhlí	3-12
Hnědé uhlí CHP	2-12
Hnědé uhlí CCS	3-12
Hnědé uhlí, flexibilní CCS	3-12
Černé uhlí	1-6
Černé uhlí CHP	1-6
Černé uhlí CCS	1-6
Černé uhlí, flexibilní CCS	1-6
CCGT	0,75-3
CCGT-CHP	0,75-3
CCGT-CCS	0,75-3
CCGT, flexibilní CCS	0,75-3
OCGT	0,25

Kromě samotného času, který jednotlivé energetické zdroje potřebují pro snížení či zvýšení výkonu, jsou navíc zásadní náklady s tímto procesem spojené. Ty se liší podle jednotlivých technologií a do značné míry budou ovlivňovat využitelnost konvenčních zdrojů.

Poslední otázkou, kterou v této kapitole zbývá vyřešit, je role jaderných zdrojů coby nástroje flexibility. Ta je ve srovnání s tepelnými elektrárnami slabá. Z časového hlediska (pružnost navyšování produkce) a finančního hlediska (náklady spojené s flexibilitou, tedy zastavení a opětovné spuštění, případně uprava produkce JE) je jejich potenciál omezený.

2.5 Budoucnost financování OZE v Německu

Pokud by finanční náklady na podporu OZE pokračovaly ve svém dosavadním růstu, mohly by postupně erodovat veřejnou (a tím

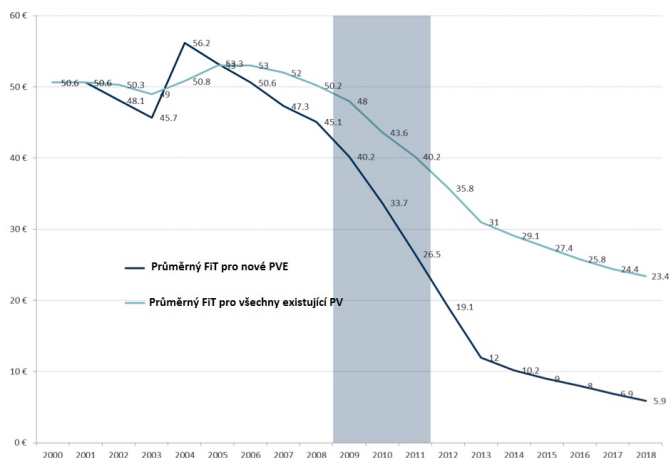
i politickou) podporu EW. Proti růstu cen nicméně hovoří následující fakta.

Za prvé, již popsaná reforma EEG. Nahrazování výkupních cen tržní prémie, aukcionování výše podpory, nastavení limitů pro každoroční výstavbu OZE a další prvky reformy by měly vést k postupnému omezení nákladů. To nakonec potvrzují i dostupná data, viz graf č. 23, podle kterého by letos poprvé měly veřejné výdaje na podporu elektřiny z OZE klesnout.

Za druhé, snižování cen technologií. Za poslední dekádu klesaly investiční náklady OZE dramatickým tempem. Tento pokles se samozřejmě odrazil i na výkupních cenách v rámci feed-in tarifů. Ty byly například pro elektřinu z fotovoltaických elektráren v roce 2000 asi 50 centů/kWh, v roce 2014 už jen asi 10 centů. Viz níže uvedený graf.

Připomeňme, že výkupní ceny v SRN jsou stanovovány na dvacet let. To znamená, že v roce 2020 ze systému veřejné podpory začnou vypadávat zdroje připojené v roce 2000. Kdy podpora byla pětinasobná ve srovnání s dneškem a takřka desetinásobná ve srovnání s rokem 2020. Jinými slovy, za prostředky ušetřené za podporu jedné kWh elektřiny z OZE vybudovaných v roce 2000 bude možné v roce 2021 podpořit 10 kWh. To je další výrazný faktor, který by měl růst cen spojených s podporou OZE do budoucna omezit.

Obr. 33: Historické a projektované pevné výkupní ceny pro PVE v Německu (centy/kWh)

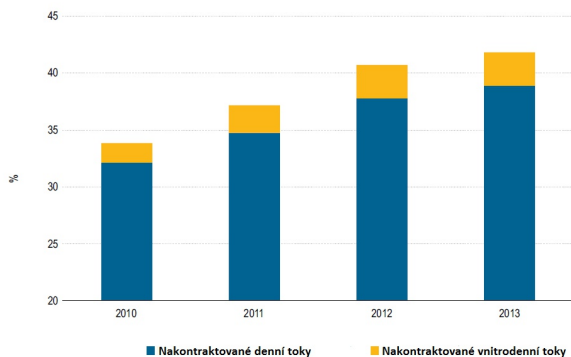


Zdroj: (Weiss, 2014)

2.6 Proměna evropských trhů s elektřinou

Na předchozích stranách jsme popsali, jak se vlivem OZE proměňuje německá energetika. Nyní se soustředíme na to, jakým způsobem jsou tyto změny přenášeny do energetiky české. Základním nástojem tohoto procesu je evropský trh s elektřinou. Ten od devadesátých let minulého století prošel znatelnou proměnou. Výrazně se liberalizoval a také integroval, čímž umožnil intenzivní přeshraniční obchod, konkurenci a ve výsledku tedy i přenášení cenových signálů mezi různými státy (viz graf níže). Tuto problematiku nyní představíme podrobněji.

Obr. 34: Roční průměrné hodnoty komerčního využití (denní a vnitrodenní trh) přeshraničních interkonektorů, v % jejich dostupné kapacity



Zdroj: (ACER/CEER, 2014, str. 128)

Tradičně, energetický sektor byl (a v omezené míře stále je) v Evropě považován za strategickou součást ekonomické a následně politické bezpečnosti země. Intenzivní účast státu byla historicky akceptována jako zásadní pro stabilitu energetiky. Značnou roli v tom hrála i druhá světová válka, během níž si válečné hospodářství vyžádalo centralizovanou distribuci zdrojů a jednotnou organizaci výrobních kapacit. Silná role vlády v energetice pak přetrvávala až do poválečného období.

Pro poválečné evropské energetiky tak byla charakteristická aktivní majetková účast státu v energetických společnostech, jejich převážně monopolní postavení na domácím trhu, omezená konkurence (také díky slabému fyzickému přeshraničnímu propojení), ochrana domácích šampionů a politicko-strategické uvažování nad investicemi. Stabilita, bezpečnost a předvídatelnost dodávek elektřiny měla přednost před konkurenčním bojem a tlakem na cenu pro koncového zákazníka.

Postupem času se nicméně ukázaly limity tohoto přístupu. A to především v oblasti efektivity firem; ve srovnání s ostatními liberalizovanými sektory hospodářství byly výsledky státem ovlivňované energetiky, chráněné před domácí i zahraniční konkurencí, slabé. V osmdesátých a devadesátých letech je proto tento přístup nahrazován tržním paradigmatem. Důraz začal být kladen na konkurenci, omezení

tržní dominance národních šampionů, usnadnění vstupu nových společností do odvětví, možnosti zákazníků vybrat si svého dodavatele elektřiny.

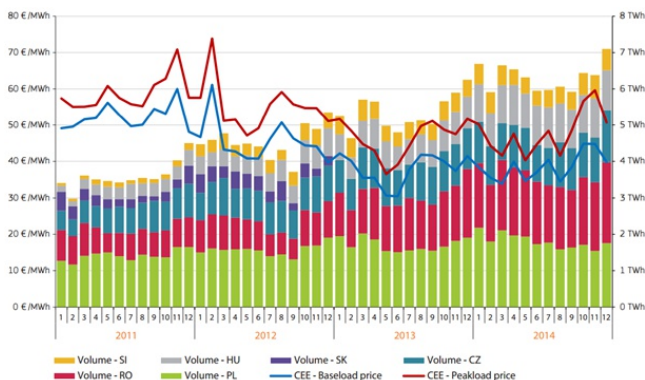
Silnou roli v tomto procesu sehrála Evropská komise. Ta už od 90. let minulého století intenzivně prosazuje liberalizaci evropských energetik podle výše zmíněných pravidel, v poslední dekádě se potom soustřeďuje na propojení národních (už více či méně liberalizovaných) trhů do jednoho společného Vnitřního trhu s energiemi (Internal Energy Market, IEM). Nástroji jsou zde fyzické propojení národních trhů a sjednocování regulace s cílem usnadnit přeshraniční obchod. Tedy příprava pravidel pro kalkulaci a alokaci nedostatkových přeshraničních kapacit, sjednocování denních či vnitrodenních trhů, sjednocování trhů s regulační energií atd. V tuto chvíli se práce na IEM koncentrují na implementaci společného cílového modelu pro elektřinu (Electricity Target Model, ETM) - sdílené vize o podobě tržní integrace unijních států. A dále na konkrétní nástroje tohoto snažení v podobě rámcových postupů (framework guidelines) a síťových kódů (network codes).

2.7 Konvergence cen

Základním indikátorem a zároveň jedním z cílů integrovaného trhu je konvergence cen. Ty se s odbouráváním fyzických i regulatorních bariér a s rostoucím přeshraničním obchodem srovnávají, jak elektřina putuje z míst s nižší cenou do míst s cenou vyšší. Jak nicméně ukazuje níže uvedená cenová mapa, v EU stále přetrvávají výrazné rozdíly mezi regiony. Způsobeno je to dvěma okolnostmi.

Za prvé, historicky podmíněným nedostatkem přeshraničních kapacit. Propojení mezi státy není dostatečné na to, aby uspokojilo poptávku, obchodní toky tak nemohou být vždy realizovány. Za druhé, kalkulace nedostatkových přeshraničních kapacit nejsou přizpůsobeny rostoucí intenzitě obchodu a jejich alokace je neefektivní. Oba tyto problémy řeší, byť pomalu, už výše zmíněné aktivity na půdě Evropské unie.

Obr. 36: Měsíčně obchodované objemy a ceny ve střední a východní Evropě



Zdroj: (Evropská komise, 2015, str. 20)

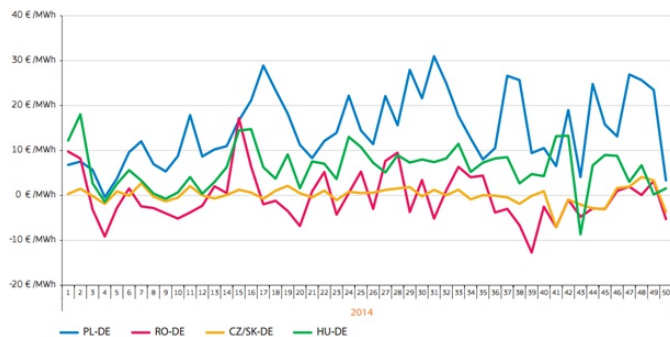
Výše uvedený graf ukazuje rostoucí intenzitu obchodu s elektřinou v regionu střední a východní Evropy (ČR, Maďarsko, Polsko, Rumunsko, Slovensko, Slovinsko). Mezi čtvrtým čtvrtletím 2013 a 2014 vzrostl objem obchodovaných baseload kontraktů na denním trhu o 12 % na 19,9 TWh, jde přitom o dlouhodobý trend (Evropská komise, 2015, str. 20). Níže uvedený graf ukazuje dopad zmíněného rozšíření market couplingu o Rumunsko na ceny v jednotlivých zemích, které se na konci roku 2014 výrazně sblížily.

Celý tento propojený trh čtyř středoevropských zemí cenově konverguje se sousední neporovnatelně větší integrovanou obchodní zónou (bidding zone) Německa a Rakouska.¹⁶ Ta je potom zase součástí středo-západního evropského energetického trhu.

Můžeme tedy konstatovat, že výsledkem integračních procesů v EU je výrazné propojení národních trhů. V případě České republiky je napojení na německý trh tak intenzivní, že česká velkoobchodní cena prakticky kopíruje tu německou (viz graf níže). Cenové signály vysílané tamním trhem tak přímo ovlivňují dění v české energetice, včetně investičních rozhodnutí provozovatelů elektráren.

¹⁶ Pro srovnání, produkce ČR byla v roce 2013 zhruba 87 TWh, zatímco německo-rakouské obchodní zóny asi 652 TWh. (Eurostat).

Obr. 37: Rozdíly cen vůči německému trhu, týdenní baseload



Zdroj: (Evropská komise, 2015, str. 21)

3. DOPADY EW NA ČESKÝ ENERGETICKÝ SEKTOR

Jak jsme ukázali výše, český trh s elektřinou je s tím německým velmi výrazně propojen. Vzhledem ke vzájemné velikosti obou trhů je to přitom jednoznačně ten německý, který definuje ceny a také obchodní toky v regionu. Německá Energiewende se tak přímo odráží v tom, jaké zdroje v ČR bude rentabilní provozovat, budovat či uzavírat a v jakých horizontech tyto činnosti dělat.

Obchodní signály vysílané Německem lze sdružit do dvou kategorií. Výše ceny elektřiny a její volatilita.

Velkoobchodní ceny elektřiny se v Německem ovlivňované části střední Evropy drží nízko. Jsou do značné míry výsledkem výrazného přebytku kapacit. Tento přebytek se s postupem času bude zmenšovat tak, jak ekonomické tlaky donutí provozovatele odstavit nejméně profitabilní zdroje, ubydnou také všechny jaderné elektrárny. Na druhou stranu i nadále bude narůstat instalovaná kapacita obnovitelných zdrojů, byť nově ohraničena koridory definovanými reformovaným EEG. Určité zvýšení velkoobchodních cen lze očekávat, nepravděpodobný je ale jejich zásadní růst.

Postupující penetrace neregulovatelných OZE do systému však znamená také proměnu cenových schémat na trzích s elektřinou. Ty tradičně stavěly na dvou základních kategoriích zdrojů. Na zdrojích základního zatížení s nízkými variabilními náklady, dodávajících elektřinu prakticky nepřetržitě. A na špičkových zdrojích s vysokými

variabilními náklady, využívaných pro pokrytí časově omezených období vyšší spotřeby.

Tento model je nástupem OZE zpochybněn. Vzhledem k nulovým variabilním nákladům produkují tyto zdroje elektřinu vždy, když jim to přírodní a technické podmínky dovolí.¹⁷ Pokračující trend jejich výstavby bude zároveň znamenat, že v budoucnu budou schopny (po určité část dne) uspokojit veškerou poptávku po elektřině. Ostatní zdroje tak vytěsní do období, kdy jejich vlastní produkce poklesne. Vznikne tak trh postavený na dominantních OZE, které budou doplňovány konvenčními elektrárnami.

Z finančního hlediska se tím výrazně zvýší důležitost pružnosti konvenčních zdrojů. Schopnosti rychle zvýšit a snížit výkon tak, aby reagoval na změny v produkci OZE. Čím flexibilnější zdroj bude, tím větší procento času bude schopný vydělávat si na své fixní i variabilní náklady a přinášet zisk.

Zároveň tento model bude směřovat investory ke zdrojům s nízkými investičními náklady. Menší předvídatelnost cen a požadovaného množství elektřiny bude odrazovat investory od zdrojů, jejichž samotná výstavba je finančně náročná (a tudíž riskantní). Preference budou ve směru maximálního omezení počátečních investic, byť na úkor variabilních nákladů.

Oba tyto důsledky značně ohrozí pozici především jaderné energetiky. Pružnost jaderných elektráren je malá a počáteční investice velmi vysoké. V modelu, kdy mají konvenční elektrárny jen omezenou část dne na to, aby si na sebe vydělaly, budou jaderné zdroje jen obtížně konkurenceschopné. Pro investory je obtížné najít na ně prostředky i dnes, kdy produkují elektřinu prakticky neustále, jen s občasnými technickými odstávkami.

Lépe na tom budou plynové či (dostatečně pružné) uhelné zdroje. Jejich nízké investiční náklady omezují riziko pro investora, přičemž schopnost rychle upravit svou produkci jim umožňuje využívat nárůstu cen při snížené produkci OZE.

¹⁷ Výjimkou mohou být situace, kdy jsou OZE podporovány například systémem tržní prémie, cena elektřiny na trhu je záporná a zároveň výše státní podpory danému zdroji není dostatečná na kompenzaci této ceny.

3.1 Výstavba nových jaderných bloků

Popsaný vývoj se dotýká především zvažované výstavby dvou nových bloků, po jednom v elektrárnách Temelín a Dukovany. Nejde o novou ideu, v ČR nedávno proběhnul tendr na dva bloky v jaderné elektrárně Temelín, který byl ukončen v roce 2014 pro nerentabilitu projektu. Nově se k této ideji vrací Národní akční plán rozvoje jaderné energetiky v ČR, podporuje jej i nová Státní energetická koncepce. Podle ní je třeba: „Podpořit a urychlit proces projednávání, přípravy a realizace nových jaderných bloků ve stávajících lokalitách jaderných elektráren o celkovém výkonu do 2 500 MW, respektive roční výrobě ve výši cca 20 TWh v horizontu let 2030 – 2035 včetně nezbytných kroků mezinárodního projednávání“ (MPO, 2014, str. 58).

Nevyřešený problém neochoty investorů vstoupit do podobného projektu zamýšlí Ministerstvo průmyslu a obchodu, které je hlavním tahounem jaderné výstavby v ČR, vyřešit následovně. Za prvé pracuje s možností, že cena elektřiny v budoucnu stoupne natolik, aby se projekt stal komerčně zajímavým. Druhou možností je potom veřejná podpora elektrárně, například formou tak zvaného contract for difference. Kdy je provozovateli hrazen (pravděpodobně spotřebitelem formou navýšení regulované části ceny elektřiny) rozdíl mezi tržní cenou elektřiny a cenou, která je nutná pro zaplacení dané elektrárny. Třetí možností je potom vytvoření státní firmy, která by za použití peněz ze státního rozpočtu elektrárnu postavila. Bez ohledu na její ekonomiku. „Takové firmě by budování reaktorů mohla jednoduše nařídít vláda“, vysvětlil tuto ideu ministr Jan Mládek (Lukáč & Trejbal, 2015).

Opodstatněním takto invazivního vstupování státu do energetiky má být skutečnost, že nízké ceny neumožňují výstavbu nových zdrojů, které Česká republika bude v budoucnu potřebovat pro zajištění dodávek elektřiny. Tedy hrozba toho, že dojde k situaci, kdy bude podstatná část kapacit odstavena a nové nebudou kvůli současným nízkým cenám postaveny. „Abychom byli schopni zajistit energetickou soběstačnost a bezpečnost naší země, je nezbytné zahájit přípravu výstavby jednoho jaderného bloku v lokalitě Dukovany a jednoho bloku v lokalitě Temelín, a to s možností rozšíření na dva bloky v obou lokalitách“, komentoval

ministr Mládek (Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2015). Podklady, shromážděné v této studii, předpoklady MPO rozporují.

Za prvé, mylné je samotné zdůvodnění potřebnosti výstavby těchto zdrojů, tedy že trh do budoucna nedokáže zajistit dostatek kapacit pro výrobu elektřiny. Tento argument se hrubě míjí s tím, jak trh s elektřinou funguje. Jen v Německu je dnes téměř 300 subjektů vyrábějících elektřinu ze zhruba 935 elektráren s regulovatelným výkonem¹⁸ nad 10 MW (situace k 1. 6. 2015) (Bundesnetzagentur, 2015). Průměrná hodnota výkonu těchto elektráren je 133 MW, střední hodnota (medián) výkonu potom 38 MW. Krytí spotřeby tak nezávisí na několika velkých blocích, ale je předmětem součinnosti mnoha jednotek vlastněných a provozovaných mnoha ekonomickými subjekty. Podstatné je, že tyto elektrárny, mající různou životnost a nacházející se v různých fázích svého životního cyklu, budou odstavovány průběžně (kvůli ztrátě rentability, opotřebení, technické zastaralosti, případně novým environmentálním standardům), což bude velmi pozvolna (nikoliv skokově, jak by tomu bylo u velkých bloků na mnohem menších, izolovaných trzích) zvyšovat vzácnost vyrobené elektřiny a s ní i její cenu. Přičemž je třeba připomenout, že elektřina se na forwardových trzích obchoduje i několik let dopředu, cenové signály se tedy objevují s poměrně výrazným předstihem.

Vyšší cena potom umožní výrobcům elektřiny stavět nové elektrárny. Vzhledem k tomu, že základní potřebná data (typ, technologie, rok spuštění, životnost) jsou veřejně dostupná, nelze předpokládat, že by samotný doběh životního cyklu většího množství elektráren zůstal mezi výrobci, jejichž přežití závisí na sledování těchto dat a plánování budoucí struktury výroby elektřiny, bez reakce.

Předpoklad, že v nějakém bodě v budoucnosti dojde k náhlému nedostatku, na který se trh nedokáže připravit (a je tedy nutné to v zájmu „energetické bezpečnosti ČR“ udělat za něj), je tedy nepodložený.

Za druhé, plánované rozšíření jaderných elektráren v ČR odráží způsob, jakým MPO vnímá trh s elektřinou. Zatímco pro subjekty nacházející se na trhu s elektřinou je měnící se podoba tohoto trhu

¹⁸ Větrné a fotovoltaické elektrárny tedy nejsou započítány.

důvodem pro přizpůsobení strategie, pro MPO je spíše zdrojem nedůvěry a pobídkou k aktivitě, která by tyto změny vykompenzovala, a to i za cenu značných nákladů. Kromě toho, že MPO tato role nepřísluší, je hlavní slabinou tohoto přístupu právě fakt, že se mění nejen trh, ale následně i strategie jeho účastníků. MPO snadno rozpoznává posun směrem k cenové volatilitě a rozostření hranice mezi baseloadem a peakloadem, ale opomíjí, případně bagatelizuje, aktivity výrobců i spotřebitelů, jenž se nové situaci přizpůsobují – např. preferencí zdrojů s krátkou a bezproblémovou výstavbou, nebo rostoucí flexibilitu poptávky u velkých průmyslových odběratelů. Výsledkem je situace, kdy na předpokládaný nedostatek výrobních kapacit kolem roku 2035 reagují účastníci „nového trhu“ klidně (plánuje se na výrazně kratší časové úseky), zatímco MPO nervózně, protože přehlíží možnost kratšího než dlouhodobého plánování a vidí pouze (zatím) nereagující účastníky trhu. Tato situace je důsledkem jednak pouze nedávno skončené státem plánované a řízené energetiky, v níž se běžně pracovalo s desetiletými horizonty (dnes nepředstavitelné), a jednak do určité míry schizofrenního postavení státu, který se na jednu stranu snaží zajistit dodávky elektřiny za cenu, která nebude zatěžovat ekonomiku, a na druhou stranu příliš nepoškozovat ČEZ, jehož je majoritním akcionářem a jenž významně přispívá do státního rozpočtu. Právě na příkladě dostavby JE v ČR se ukazuje, že tyto dva cíle nejsou vždy v souladu, a vývoj na regionálním trhu naznačuje, že se tento rozpor bude spíše zhoršovat.

Za třetí, přirozeným jednáním firem ve volatilním a obtížně predikovatelném prostředí je vytváření portfolií. Firmy rozdělí své aktivity do více segmentů podle rizika a návratnosti, a ty, které dokáží dobře odhadnout budoucí vývoj a zároveň pro něj zvolit nejlepší kombinaci (v našem případě) výrobních kapacit, budou úspěšné a na trhu se prosadí na úkor těch méně úspěšných.

MPO reaguje na volatilní a obtížně predikovatelné prostředí tím, že všechny dostupné prostředky (pocházející z veřejných peněz) koncentruje do projektu, který dramaticky nezapadá do tržního

prostředí, v němž by měl fungovat a jehož investiční riziko je nejvyšší ze všech možných alternativ (viz kap. 2).

Za čtvrté, výrazně kontroverzní je i úvaha nad veřejným financováním nových jaderných elektráren. Integrace České republiky do evropského trhu totiž neumožňuje omezit náklady, ale i přínosy podobného kroku na konkrétní zemi. Pokud by na český trh přibyl zdroj s produkčními náklady výrazně převyšujícími tržní cenu v regionu, o jeho produkci by nebyl zájem. Česká vláda nemá mechanismy, jak ochránit jednoho domácího producenta (případně jeden konkrétní zdroj) od soupeření s producenty ve zbytku ČR či v ostatních zemích. Jediným způsobem, jak učinit ekonomiku podobného zdroje funkční, by bylo uměle snížit jeho náklady. Například přímou dotací provozovateli dané elektrárny, čemuž ale zásadně brání právo Evropské unie (šlo by o státní podporu pokřivující trh).

Jinou možností jak učinit elektřinu produkovanou tímto zdrojem konkurenceschopnou by bylo dotovat ji prostřednictvím zmíněného contract for difference. Stát by pravděpodobně náklady na rozdíl mezi cenou daného zdroje a tržní cenou řešil zvýšením regulované složky elektřiny (podobně jako je tomu dnes v případě OZE). Problém je nicméně v tom, že tento krok může vláda zavést pouze v rámci České republiky. Vznikla by tak situace, kdy by konzumenti elektřiny v České republice navýšením svých účtů uměle snižovali prodejní cenu elektřiny z jednoho konkrétního zdroje, aby potom tato elektřina byla obchodována za konkurenceschopné ceny na evropském trhu, a mohli z ní profitovat zákazníci napříč Evropou.

3.2 Energetická bezpečnost a neplánované toky elektřiny

Vztah mezi SRN a Českou republikou komplikuje ještě jeden bezprostřednější problém. Jde o neplánované toky elektřiny, proudící z Německa přes českou (a polskou a další) síť a komplikující bezpečnostní a ekonomickou situaci provozovatele přenosové soustavy společnosti ČEPS a.s.

3.2.1 Plánované vs. neplánované toky elektřiny

Přeshraniční tranzit elektřiny není v Evropě novinou. V prvé řadě slouží jako vyhledávaný způsob vyrovnávání odchylek, levnější než regulace výroby a spotřeby či investice do záložních kapacit. Za druhé poskytuje obchodní příležitosti související s různými cenami elektřiny v sousedících státech. Budování společného evropského energetického trhu tyto (především) obchodní trendy posílilo.

Hlavní komplikací bezproblémového přeshraničního obchodu je nyní fyzická kapacita přeshraničních sítí, v některých případech nedostatečná.¹⁹ Zvyšuje se proto důležitost mechanismů, které určují způsob rozdělování přeshraničních profilů při převisu poptávky. Tyto mechanismy jsou různé pro různé modely propojení trhů a na evropské úrovni probíhají intenzivní jednání o jejich konečné podobě (typicky nastavením síťového kódu Capacity Allocation and Congestion Management CACM).

Pokud jsou obchodní toky elektřiny dosti vysoké a mechanismus rozdělování kapacit z jakýchkoliv důvodů selže, kontraktovaná elektřina namísto zamýšlené cesty teče jinudy; v souladu s fyzikálními zákony cestou nejmenšího odporu.

3.2.2 Německo-české toky elektřiny

V případě Německa je výše popsáný problém akcentován následujícími skutečnostmi:

1) Nerovná distribuce výrobních a spotřebních kapacit. Vzhledem k výhodným klimatickým podmínkám narůstá výstavba off-shore větrných parků na severu Německa, odkud je třeba dopravovat elektřinu do jižněji položených průmyslových center.

2) Nedostatečná vnitroněmecká síť. Ta nedokáže potřebné objemy elektřiny přepravit.

3) Rostoucí export SRN, způsobený stabilní až mírně klesající spotřebou a zvyšující se produkcí. Elektřina z Německa se v rostoucích

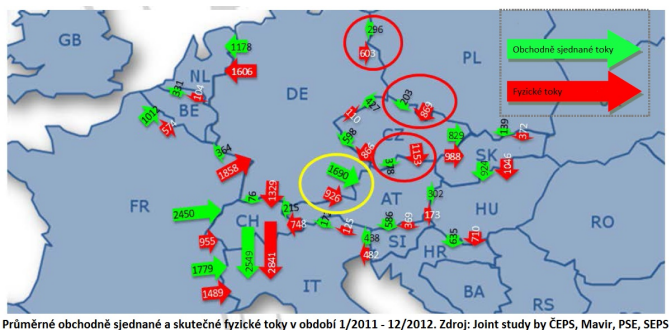
¹⁹ Přeshraniční kapacity byly budovány primárně pro vyrovnávání odchylek a kvůli bezpečnosti národních soustav, nikoliv za účelem obchodování velkých objemů elektřiny. I přes rostoucí investice provozovatelů sítí je tempo budování chybějících propojek pomalé.

objemech vyváží jak na západ, tak také do Rakouska a dále do balkánských zemí.

4) Německo-rakouská obchodní zóna (bidding zone). Tu založilo Německo a Rakousko v počátcích budování unijního energetického trhu s cílem posílení konkurence a likvidity. Obchodní zóna je geograficky definovaný prostor, ve které mohou účastníci trhu obchodovat s elektřinou bez alokace přeshraničních kapacit. Tedy prostor, ve kterém se nepředpokládají možná slabá místa bránící přenosu elektřiny. Jednotlivé obchodní zóny (tradičně jednotlivé státy) potom mají mechanismy pro distribuci většinou omezených přeshraničních kapacit.

5) Problematická situace potom vzniká při obchodech velkých objemů elektřiny se severu Německa do Rakouska a dále. Například v roce 2012 bylo mezi Německem a Rakouskem realizováno asi 28 % všech obchodních transakcí regionu střední Evropy (CEE) (Strnad, 2014, str. 316). Kvůli zmíněné obchodní zóně není do kalkulace přepravy zahrnuta skutečnost, že německé severo-jívní síť nemají dostatečnou kapacitu a není tedy obchodně vyřešeno přepravení elektřiny jinými cestami. Přesněji řečeno, Německo a Rakousko v rámci společné obchodní zóny mechanismus přidělování kapacit nemají, předpokládá se bezproblémový přenos elektřiny mezi těmito dvěma zeměmi. Pokud je potom v reálné situaci tok vyšší než je přeshraniční kapacita, elektřina začne putovat cestou nejmenšího odporu. Tedy přes síť okolních zemí, které na tuto skutečnost nejsou připraveny. Graficky je tento problém zobrazen na níže uvedené mapě.

Obr. 38: Průměrné obchodně sjednané a skutečné fyzické přetoky 1/2011 – 12/2012.



Zdroj: Joint study by MAVIR, ČEPS, PSE, SEPS, 2013, str. 10

Zatímco zelené šipky ukazují plánované, dohodnuté a předpokládané toky elektřiny, červené šipky reálnou situaci. Problematické jsou tyto přetoky ve dvou rovinách:

1) Bezpečnostní. Neplánované toky ohrožují stabilitu sítě. Ta má své technické limity, kterým se tyto toky začínají blížit.

2) Finanční. Provozovatelé sítí (zde ČEPS a.s.) při rozdělování přeshraničních kapacit ponechávají určitou část nevyužitou, právě kvůli nepředvídatelným okolnostem. Narůstající podíl neplánovaných toků je nutí udržovat tuto rezervu spíše vyšší, čímž nicméně stahují část kapacit z obchodování. Dalším finanční náklady vznikají kvůli složitější stabilizaci sítí, kdy operátoři sítí musí sahát k často nákladným zásahům (redispatching). Konkrétní náklady nejsou k dispozici, vedoucí odboru zahraniční spolupráce Tomáš Veselý nicméně nabízí určitý rámec pro základní představu: “Za období prosinec 2014 až leden 2015, tedy za období extrémně vysoké výroby větrných zdrojů v Německu a z toho vyplývajících přetoků přes naši soustavu, ČEPS vynaložila 60 milionů korun na nápravná opatření, což je zhruba 2,5 násobek nákladů za celý rok 2012 a 2013”.

Z hlediska ČR spočívá krátkodobé řešení celého problému v instalaci transformátorů s příčným posunem v Hradci u Kadaně, na profilu s Německem. Podobné zařízení potom staví v rozvodně Röhrsdorf provozovatel německé části přilehlé sítě společnost 50Herz.

Na konci roku 2016, kdy by měly být transformátory uvedeny do provozu, budou sloužit právě k ochraně české sítě. A to prostřednictvím zabránění nejvýraznějším přetokům elektřiny.

Nejasná je situace v Polsku. Vzhledem k fyzikálnímu chování elektřiny je totiž podstatná kooperace všech dotčených zemí, jinak se problém pouze posouvá mezi státy. Polsko by transformátory mělo stavět také, podle oficiálních informací by měly být dohotoveny v roce 2015. Některé z kontaktovaných zdrojů nicméně toto datum zpochybňují s odkazem na malou ochotu polské strany zveřejňovat přesná data.

Dlouhodobým obchodně-regulačním řešením by bylo (z pohledu českého provozovatele sítě ČEPS a.s. a jeho slovenských, polských a maďarských protějšků) rozdělení rakousko-německé obchodní zóny a celkově zapracování poznatků z dosavadní situace do připravovaných modelů a tržních pravidel, které na unijní půdě vznikají s cílem vybudovat společný elektroenergetický trh EU (Flow-based market coupling model, síťový kodex NC CACM a další).²⁰ Přičemž přetrvání společné zóny vidí zmínění provozovatelé jako základní překážku k další integraci trhů v regionu.

Německá strana nezpochybňuje samotný příspěvek obchodní zóny k současným problémům. Rozdělení zóny by nicméně podle německého Ministerstva pro ekonomiku a energetiku (BMWi) a provozovatelů sítí pomohlo jen omezeně. Problém s nedostatečnou kapacitou sítí by totiž přetrvával. Pozitiva tohoto kroku by byla převyšena negativy. Zde německá strana upozorňuje na rozdělení vnitroněmeckých (sever versus jih) cen elektřiny, výrazné negativní dopady na likviditu regionu a na koncentraci trhu (podíl firem na daném trhu oslabující konkurenční prostředí). Problém je prezentován především jako kalkulace dílčích problémů versus šířeji pojatý příspěvek obchodní zóny k blahobytu celého regionu.

Řešením by proto mělo být posílení integrace (ve smyslu dalšího propojování obchodních zón) a především dobudování vnitroněmecké sítě.

²⁰ Možností by byla i aplikace mechanismu pro přidělování kapacit uvnitř zóny. Zóna by tak navenek zůstala jednotná, uvnitř by se ale fakticky rozdělovala.

Výstavba linií vysokého napětí, které by byly schopné přepravovat velké objemy elektřiny napříč Německem, je totiž klíčová pro samotný úspěch EW. Přičemž naléhavost stoupá s blížícím se odstavením zbytku jaderných zdrojů do 2022 (ty jsou dnes především ve střední a jižní části SRN).

V roce 2009 byl proto přijat Zákon pro výstavbu energetických sítí (EnLAG - Energieleitungsausbaugesetz), který definuje 23 linií extra vysokého napětí,²¹ jejichž výstavba je pro EW naprosto zásadní a měla by tak být uspišena. Celkově jde o 1855 km sítí.

Tempo výstavby je výrazně pomalejší, než plán předpovídal. V třetí čtvrtině roku 2014 bylo vystavěno pouze 438 km (za poslední rok bylo vybudováno 170km, tempo se tedy mírně zrychlilo). Do konce roku 2016 by mělo být dostavěno asi 40 % celkového objemu (Bundesnetzagentur, 2014b, str. 62).

Dodatek k Energetickému zákonu (EnWG - Energiewirtschaftsgesetz) vytvořil v roce 2011 nové procedury pro rozšiřování sítí. Od 2012 jsou všechny čtyři německé TSOs povinovány produkovat plány zpřesňující budoucí výstavbu a rekonstrukci sítí, přičemž tyto plány podléhají kontrole federální vlády.

Německá strana si naléhavost problému vnitrostátních sítí uvědomuje a tlak na výstavbu je zřetelný. Problémem nejsou finanční prostředky, ale zdlouhavé povolovací procedury a odpor veřejnosti. Ten se snaží příslušné orgány i firmy řešit intenzivní osvětovou a vysvětlovací kampaní včetně poskytování detailních informací na internetu a informačními stánky v dotčených obcích. Nicméně lze očekávat, že i nadále bude výstavba pomalejší, než je plánováno.

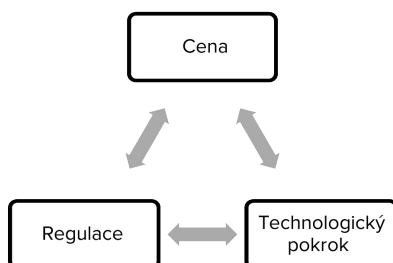
²¹ Jedna z nich později vyňata pro nepotřebnost.

4. PREDIKCE BUDOUCÍHO VÝVOJE REGIONÁLNÍ ENERGETIKY

Na následujících stránkách se pokusíme alespoň rámcově predikovat vývoj energetiky v regionu střední Evropy. Vzhledem k proměnlivosti vstupních podmínek nepracujeme s konkrétními daty, nicméně nastiňujeme základní trendy, které jsou už nyní zjevné.

Nejpodstatnějším rysem současného stavu regionální elektroenergetiky je nepředvídatelnost. Ta působí na všechny aktéry a projevuje se ve všech jejích vstupních faktorech, včetně tří nejvýznamnějších: vedle již tradiční 1) cenové volatility, sledujeme 2) politicky řízenou dramatickou změnu fungování trhu, která úzce souvisí se zrychleným 3) technologickým pokrokem.

Obr. 39: Nejvýznamnější vstupní faktory současné energetiky



Zdroj: Autoři

Tyto tři faktory nelze vnímat odděleně. Jsou vzájemně provázány a v každém okamžiku se navzájem ovlivňují. Současné regulační nastavení je skrze přednostní výkup elektřiny z OZE (FiT) zaměřené na extenzivní rozvoj technologií OZE a jejich rozšiřování na úkor tradičních zdrojů. Na principu úspor z rozsahu (economy of scale) tak stimuluje rychlý technologický pokrok, a to jak v samotných technologiích OZE (typicky náklady na instalovaný kW výkonu), tak v technologiích na provoz OZE navázaných (řízení sítě, skladování elektřiny, decentralizované systémy). Zároveň ale regulační nastavení systému ovlivňuje ceny – snižuje velkoobchodní cenu skrze přítomnost dotovaného zdroje, zvyšuje koncovou cenu skrze poplatky na podporu OZE a mění nákladové poměry jednotlivých zdrojů – skrze zmíněný technologický pokrok klesají náklady na výrobu elektřiny z OZE, a tedy je možné buď snížit celkovou podporu OZE při konstantním instalovaném výkonu, nebo při stejných nákladech podpořit více instalací. Snížení celkové podpory přitom povede ke snížení koncové ceny, zatímco zachování podpory a zvýšení instalovaného výkonu povede k dalšímu nadbytku elektřiny na trhu a redukci velkoobchodní ceny. Rozhodnutí, kterou z těchto cest (výčet nicméně zdaleka není konečný) se vydat, pak opět leží na regulátorovi.

4.1 Design trhu

Stejně tak je konečným rozhodnutím regulátora design trhu, jenž v případě Energiewende znamená především dvě hlavní otázky: 1) Zachovat stávající rozdělení trhu na dotovanou část, kde se v nekonkurenčním prostředí rozvíjí OZE na úkor nedotované části, kde si konkurují tradiční zdroje? 2) Jak zajistit přežití, případně obnovu „systémově relevantních“ tradičních zdrojů, tedy těch, bez nichž se v dané době elektroenergetika neobejde?

V otázce rozdělení trhu se německá vláda rozhodla jít směrem větší integrace. Během roku 2014 odsouhlasila změnu, která by měla podporu OZE přiblížit tržním podmínkám. Mezi roky 2014 a 2017 bude z FiT vypuštěna klauzule automatického odběru a garantovaná bude pouze cena. Jinými slovy, provozovatelé OZE nebudou placeni od vyrobené

energie, ale od energie, kterou dokážou sami, nebo za pomoci třetí strany prodat na trhu. Nejpozději od roku 2017 je pak plánováno nahrazení regulátorem stanovených výkupních cen cenami, které vzejdou z aukce kapacit. Garantovaná cena pak bude dána nejnižší cenou, kterou provozovatelé v aukci nabídnou (Lang & Mutschler, 2014). Tyto úpravy signalizují, že období extenzivního růstu OZE se pomalu chýlí ke konci a nastává období, v němž se regulátor soustředí na selekci provozovatelů OZE na ty nejvíce konkurenceschopné, posílení tlaku na vyšší efektivitu těchto zdrojů a také jejich schopnost konkurovat tradičním zdrojům mimo režim garantovaného odběru.

V otázce zajištění provozu systémově relevantních zdrojů se dnes vede debata ohledně designu trhu s regulační energií. Ve hře jsou dva základní modely: kapacitní trh, kdy by poskytovatelům regulační energie byla hrazena pevná částka za jednotku výkonu, kterou udržují k dispozici, bez ohledu na skutečně odebranou energii. Druhou možností je tzv. Energy-only market (EOM), kdy se počítá s tím, že v období nedostatku/přebytku elektřiny budou cenové signály dostatečným nástrojem pro adaptaci nabídky a poptávky. Nedostatek (např. výpadkem výroby OZE) by znamenal nárůst ceny a start elektráren, které nebylo v původní cenové hladině ekonomické provozovat. Naopak institut záporných cen (spotřebitel za odebranou energii dostane zapláceno) umožňuje kontrolovat přebytky energie.

V současné době je však o budoucím designu trhu obtížné rozhodnout. Vlivem stagnující či dokonce klesající poptávky a překotného rozvoje OZE je na trhu se silovou elektřinou takový přebytek, že dochází k rozsáhlému odstavování konvenčních elektráren. To je standardní reakce na trhu, která bude doprovázena růstem cen. Otázkou zůstává, zda i po narovnání současného převisu nabídky nad poptávkou bude možné konvenční elektrárny provozovat. Jestliže se ukáže, že současné nastavení trhu (případně větší důraz na EOM) nedokáže stimulovat adekvátní rozvoj regulovatelného výkonu, bude zřejmě nutné nějakou formu kapacitních plateb zavést. (Bundesnetzagentur, 2015, str. 51)

4.2 Důsledky

Ačkoliv není dost dobře možné odhadnout, kdy se poměr nabídky a poptávky na trhu ustálí, podstatné je, že trh prošel fundamentálními a nevratnými změnami. Energiewende přinesla zcela nečekanou míru zapojení OZE do výroby elektřiny a zcela změnila pojetí produkčních portfolií. Z minulého systému založeného na tradičních zdrojích a kombinaci základního zatížení (silně vytižené kapitálově náročné zdroje s nízkými variabilními náklady – typicky jádro a uhlí) a špičkových zdrojů (zdroje s vysokými variabilními náklady, které je ekonomické provozovat pouze omezenou dobu - typicky plynové turbíny) se dnes stává systém založený na obnovitelných zdrojích s nulovými variabilními náklady, které do výše aktuální spotřeby doplňují tradiční zdroje.

Není důvod předpokládat, že se tato situace změní. Maximální podíl výroby elektřiny z OZE závisí zejména na dvou faktorech: nákladech uvalených na koncové spotřebitele a technických limitech energetického systému (zejména výkonové dostatečnosti a schopnostech přenosové sítě). Současná úroveň rozšíření OZE (cca 26 % německé spotřeby) nepředstavuje pro spotřebitele prohibitivní finanční náklady. Lze naopak předpokládat, že jen udržení této úrovně by vedlo k poklesu nákladů s podporou OZE spojených: v průběhu příští dekády, kdy začnou dobíhat první FiT, se z celkových nákladů na podporu OZE budou skokově (meziročně) uvolňovat ty nejméně efektivně vynaložené: tedy ty, které k podpoře jednotky instalované kapacity potřebovaly nejvíce peněz. O tyto prostředky pak bude možné snížit koncovou cenu elektřiny. Stejně tak z dostupných dat (kapitola 1.4.6.) vyplývá, že současný energetický systém dokáže tuto úroveň výroby obnovitelné elektřiny zvládat. Jinými slovy, rozšíření OZE ve výši minimálně 26 % německé spotřeby je realita, se kterou se trh v následujících letech bude vyrovnávat.

Jestliže není jasné, jak dlouho tato adaptace bude trvat, směr, kterým se trh vydá, je přitom už poměrně zřetelný. Je přesun od komoditního trhu k trhu s energetickými službami. Tuto změnu lze charakterizovat následujícími třemi body: 1) vznikají nová průmyslová odvětví

umožňující snazší integraci OZE do současného elektroenergetického systému a stejně tak přizpůsobení tohoto systému charakteristikám výroby elektřiny z OZE; 2) nastupuje decentralizace a koexistence vysoce lokalizované výroby elektřiny s tradiční centralizovanou; 3) mění se role konvenčních zdrojů.

4.2.1 Nová průmyslová odvětví

Obnovitelné zdroje v minulosti nacházely uplatnění ve značně izolovaných a specifických podmínkách. Hlavním motorem jejich rozvoje byl vesmírný program, vojenský program a potřeba elektřiny v izolovaných lokalitách. Chyběly zde tedy pobídky pro rozvoj velkého průmyslu – žádná z těchto oblastí nasazení z definice nedokáže vytvořit poptávku pro masové nasazení velkého množství instalací. Oproti tomu nově vznikající, případně rozvíjené existující technologie, které mají za cíl usnadnit adaptaci OZE na podmínky elektroenergetického systému, případně adaptaci tohoto systému na OZE, mají k dispozici v současné době již obrovský trh obnovitelných zdrojů, v němž je možné na úspory z rozsahu dosáhnout. Jen v Německu je instalovaná kapacita OZE v současnosti vyšší než kapacita tradičních zdrojů. Velká Británie, navzdory svému klimatu, je dnes nejvíce investujícím státem do obnovitelných zdrojů v Evropě. Čína, dnes investuje 83 miliard dolarů ročně do obnovitelných zdrojů, více než do tradičních zdrojů a zároveň nejvíce na světě. Následují Spojené státy se zhruba 40 miliardami a Japonsko s 35 miliardami. Obnovitelné zdroje se ale rozšiřují i mimo rozvinuté země – Indie (7,4 miliardy), Jižní Afrika (5,5 mld.), Indonésie, Mexiko, Keňa (všechny více než 1 mld.). Celosvětové investice se od roku 2010 drží stabilně mezi 230 a 280 miliardami dolarů ročně (FS-UNEP Centre, 2015).

Poptávka po technologiích sbližujících OZE a elektroenergetické systémy je obrovská. Objevují se nové způsoby plánování a řízení sítě včetně prvků tzv. inteligentních sítí (např. městečka Wachtendonk nebo Wildpoldsried v Německu), inteligentní transformátory schopné poskytovat stabilní výstup při variabilním vstupu umožňují zapojení až čtyřnásobného množství obnovitelných zdrojů do existujících

nízkonapěťových sítí, aniž by byla ohrožena jejich stabilita (Power Plus Communications, 2015), do komerční produkce se dostávají baterie (Tesla Powerwall), objevují se variace využívání přebytečné elektřiny ve formě „power-to“, tedy konverze na například chemikálie, syntetická paliva, či jiné produkty se energeticky náročnou výrobou. Flexibilita poptávky je další cestou – s rychle se měnícími cenami elektřiny je možné optimalizovat náklady na výrobu například papíru, kovů, keramiky, skla, automobilů a dalších produktů tím, že se těžiště energeticky náročné výroby bude přesouvat do intervalů nadbytku elektřiny na trhu a její nízké ceny. (Agora Energiewende, 2013). Objevují se první masivní obchodní modely postavené právě na nabízení flexibilní poptávky. Belgická společnost REstore takto nabízí více než 1 GW kapacit asi 80 průmyslových odběratelů (včetně firem jako Arcelor Mittal), schopných pružně reagovat na změny v ceně elektřiny. Zisky této společnosti narostly mezi léty 2013 a 2014 o 700 % a firma plánuje expanzi do Německa a Francie (John, 2015).

Vzhledem k již existujícímu rozvinutému segmentu OZE bude rozvoj a zapojování těchto technologií rychlejší a intenzivnější než rozvoj samotných OZE a ve svém důsledku bude dále akcelarovat rozšiřování OZE na úkor tradičních zdrojů.

4.2.2 Decentralizace

Tradičními přednostmi OZE jsou škálovatelnost a modularita, a tudíž i velká variabilita nasazení – od velkých větrných farem po malé instalace na střechách domů. V současnosti proto sledujeme trend rostoucí lokalizované výroby elektřiny, která je spotřebována přímo v místě výroby, popřípadě předávána do sítě – v Německu se objevil nový termín „energetičtí farmáři“ používaný pro venkovské komunity, které si přivydělávají produkcí elektřiny. Bavorský Wildspoldsried například vyrobí pětkrát více elektřiny, než sám spotřebuje.

Zde je nutné si uvědomit, že decentralizace neznamena odpojování odběrných míst do sítě, ale koexistenci více způsobů krytí spotřeby elektřiny. S tím souvisí i následující změny v existujícím dodávkovém

řetězci elektřiny, které v nadcházejících letech budou formovat novou podobu převážně finanční stránky trhu s elektřinou.

Dosud jednostranný vztah dodavatel-spotřebitel se mění na složitější obousměrný vztah, kdy se ze spotřebitele v některých fázích dne stává dodavatel a z původního dodavatele odběratel. Pro současné energetické firmy to znamená zejména to, že koncoví odběratelé, zdroj jejich příjmů, budou schopni výrazně snížit, případně zcela vynulovat spotřebu elektřiny z centrální sítě. Tím se ovšem dosavadním dodavatelům sníží příjmy, ale zároveň, kvůli limitované prediktabilitě výroby z OZE, vzrostou náklady na udržování centrální sítě.

Distribuční síť a centralizovaná energetika se tak změní z jediného poskytovatele elektřiny na „dodavatele a odběratele poslední instance“, v podstatě tedy na velkou baterii, kam budou individuální výrobci umísťovat elektřinu, kterou nebudou schopni spotřebovat, případně lokálně skladovat, a odkud si ji budou stahovat v případě nedostatku. Tradiční energetiky se tak z „poskytovatele elektřiny“ změní na „manažera elektřiny“ – hlavní pozornost se z objemu dodané silové elektřiny (komodity) přesune na služby spojené s udržováním centrální sítě, a s tím také přijde změna systému plateb, pokud se má centrální síť udržet. Pro každého jednotlivého odběratele pak bude záležitostí kalkulace nákladů, zda bude využívat služeb centrální sítě, nebo se rozhodne pro úplné odpojení.

Objeví se nové služby, jejichž hodnotu dosud nebylo třeba vyjadřovat penězi. Vedle naznačené služby dodavatele a odběratele poslední instance je to například skokově vysoký výkon potřebný ke startu velkých strojů typu klimatizace, ledničky u domácností, nebo elektromotory u průmyslové výroby. Tento výkon pravděpodobně ještě dlouho nebude možné generovat z lokálních forem uskladnění energie (typicky baterie), a bude tak nadále poskytován centrální sítí.

Lze předpokládat, že od určité úrovně dosažené decentralizace, tedy od určité úrovně redukce odebrané elektřiny z centrální sítě, budou tradiční dodavatelé, provozovatelé distribučních soustav, regulátor a spotřebitelé nuceni hledat nový tržní model, který bude zohledňovat posun od komoditního trhu na trh s energetickými službami. Jakmile

dosáhnou shody, budou tradiční dodavatelé a provozovatelé distribučních soustav, kteří ve stávajícím systému hledí na decentralizaci s obavami, (finančně) motivování v procesu dále pokračovat, nebo jej alespoň nebrzdit.

4.2.3 Role tradičních zdrojů

S rostoucí výrobou elektřiny ze zdrojů s nulovými palivovými náklady a decentralizací se bude pochopitelně měnit i role tradičních zdrojů. V nadcházejících letech bude kromě tradičního faktoru určujícího zapojení zdrojů do výroby – ceny, stále více rozhodovat flexibilita, a tedy schopnost vykrývat stále se měnící podíl spotřeby, který nepokryjí obnovitelné zdroje.

Tradiční zdroje s regulovatelným výkonem se tak v portfoliu výrobců elektřiny budou přesouvat mezi zdroje určené k pokrývání vnitrodenních nedostatků, případně přímo vykrývání odchylek. Pro jejich provoz to má přitom zcela zásadní důsledky. Prostor pro baseloadové zdroje se bude postupně snižovat, mnohem významnější budou zdroje, které i při větších palivových nákladech budou schopny významné regulace výkonu v rádech hodin, případně i kratších intervalů. V tomto segmentu trhu si ale tradiční zdroje nebudou konkurovat pouze mezi sebou. Nastupující technologie flexibilní poptávky, managementu sítě a skladování energie (baterie, power-to technologie) se stanou důležitou součástí centrální i lokální energetiky a budou vyvíjet dodatečný tlak na konkurenceschopnost tradičních zdrojů závislých na palivových nákladech a ceně emisních povolenek. Zajímavou skutečností je, že v zásadě jakákoliv výše variabilních nákladů tradičních elektráren ve výsledku podpoří další zapojování OZE. Nízké variabilní náklady (nízké ceny paliv a emisí uhlíku) sníží velkoobchodní a tedy i koncovou cenu elektřiny, což ulehčí spotřebitelům a umožní udržet/relativně navýšit finanční podporu OZE. Zároveň sníží náklady na regulační energii poskytovanou tradičními zdroji, což při konstantní úrovni instalovaných OZE zlevní provoz sítě. Vysoké variabilní náklady oproti tomu zvýší velkoobchodní cenu elektřiny a relativně zvýší konkurenceschopnost OZE vůči tradičním zdrojům. Stejně tak poskytnou finanční pobídky

pro rozvoj a zapojování alternativních způsobů udržování rovnováhy v síti – flexibilita poptávky, skladování energie.

Z toho také nutně vyplývá, že v průměru budou tradiční zdroje méně využívány – během roku budou vykazovat méně aktivních hodin a méně vyrobené elektřiny. To se samozřejmě promítne v jejich návratnosti, a to zejména u těch zdrojů, jejichž ekonomika je založena na prakticky neustálém provozu a nízkých variabilních nákladech, které kompenzují vysokou investiční náročnost. Stejně tak probíhající hluboké změny zvyšují finanční riziko spojené s dlouhodobým plánováním a investicemi do zdrojů s dlouhou dobou výstavby. Zjednodušeně řečeno – trh se mění natolik rychle a natolik významně, že není možné odhadnout, jak bude za několik let vypadat a jaké zdroje v něm najdou uplatnění.

5. EUROPEIZACE ENERGIEWENDE

Energiewende je primárně vnitroněmecký projekt. Není nicméně realizován ve vzduchoprázdnu, německá energetika je součástí evropské energetické politiky (EEP), kterou ovlivňuje a již je ovlivňována.²²

Podstatné ovšem je, že až doposud se pozornost německé veřejnosti i politických elit soustředila především dovnitř země, na realizaci EW v samotném Německu. Unijní dimenze, začlenění této politiky do evropského kontextu a do EEP, byla ponechána stranou. Ukazuje to i malá odborná rozpracovanost této problematiky. Přestože přibývá zdrojů, které na potřebnost propojení EW a EEP poukazují,²³ priority, cíle a nástroje na jejich prosazení jsou popisovány jen velmi obecně.

Namísto toho, abychom tedy vyšli z konkrétních a jasně vymezených zájmů, které SRN v souvislosti s EW na unijní půdě deklaruje, musíme tyto zájmy nejprve definovat. Využijeme podkladů a znalostí z předchozí kapitoly a rozdělíme agendu EW na dvě základní skupiny. Na témata, která Německo pro úspěšnou (ekonomicky, technicky, politicky či jinak) realizaci Energiewende potřebuje přenést na unijní úroveň, ve smyslu přizpůsobení evropské politiky politice německé. A za druhé na témata, která sice jsou součástí EW, která ale SRN z různých důvodů na unijní úroveň nepřenáší.

²² Z formálního hlediska patří EEP po Lisabonské smlouvě mezi sdílené politiky. Tímto aktem nicméně jen došlo ke kodifikaci dlouhodobé praxe, podle níž jsou energetické politiky členských států fakticky vytvářeny v návaznosti na Evropskou energetickou politiku.

²³ Viz: Buchan, D. The Energiewende - Germany's gamble. (2012). OIES.; Geden – Fischer. Moving Targets. (2014). SWP Research Paper.; Geden – Fischer. Die Deutsche Energiewende europäisch denken. (2011). SWP Aktuell; Kwiatkowska-Drożdż et al. Germany's Energy Transition. Difficult

5.1 Témata vyžadující celounijní řešení

Jedním z důležitých sdělení celé této knihy je, že realizace EW bude znamenat nahrazení elektroenergetického modelu založeného na kombinaci produkce elektřiny v základním zatížení a špičkové elektřiny výrazně flexibilnějším systémem. Postaveným na elektřině z neregulovatelných OZE s nástroji na kompenzaci výchylek těchto zdrojů ve chvíli, kdy OZE dostatek elektřiny nebudou schopny zajistit.

Těmito nástroji mají podle německých strategických dokumentů být:

1) Flexibilní poptávka. Tedy pružnější reakce spotřebitelů na pohyby cen elektřiny. Zvyšování spotřeby ve chvíli, kdy je elektřina levná (výrazná produkce z OZE) a snižování spotřeby v období vysokých cen (kdy je produkce OZE slabá).

2) Skladovací systémy. Tedy schopnost elektřinu v době přebytku uschovávat pro období nedostatku. Ať už bateriovými systémy, přeměnou elektřiny na jiné uskladňovací médium (vodík), přecherpávacími elektrárnami aj.

3) Flexibilní fosilní zdroje. Tedy uhelné či plynové elektrárny pružně vyrovnávající volatilitu OZE.

4) Přeshraniční obchod s elektřinou. Tedy vyrovnávání výchylek dovozem a vývozem elektřiny.

Zatímco první dva nástroje nemají výraznější unijní přesah, u dalších dvou je tomu naopak. Budeme se jim tedy věnovat podrobněji.

5.1.1. Záloha v podobě fosilních zdrojů

Podle kalkulací shrnutých ve studii institutu Agora-Energiewende bude německý energetický sektor potřebovat, při modelovém 40% podílu OZE na výrobě elektřiny (dnes zhruba 26 %, cíl v roce 2050 alespoň 80 %), 10 – 25 GW instalovaného výkonu konvenčních kapacit operujících 6000 – 8000 hodin ročně (Agora-Energiewende, 2013, str. 9). Vzhledem k odstavování jaderných elektráren budou tyto zdroje

Beginnings. (2013). OSW Report. Z vládních dokumentů: BMWi. Die Energiewende in Deutschland. (2012).; BMWi 10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi. (2013).; CDU, CSU, SPD. Deutschlands Zukunft Gestalten – Koalitionsvertrag. (2013) a další.

spalovat uhlí či zemní plyn. Nejasnou otázkou je, jak budou tyto zdroje financovány.

V tuto chvíli je v SRN i celé EU výrazný nadbytek produkčních kapacit, vycházející především z dlouhodobě stagnující poptávky po elektřině (v řadě evropských států se spotřeba elektřiny oddělila od růstu HDP) a investic do OZE i konvenčních zdrojů v poslední dekádě. Energeticky intenzivní průmysl se z Evropy budto stáhnul, nebo se jeho provoz značně zefektivnil. Výrazným způsobem ovlivňuje poptávku po elektřině i integrace trhů; díky efektivnější redistribuci elektřiny na propojených trzích je celkově potřeba elektřiny méně.

Tento nadbytek vede k tlaku na cenu, vliv mají i podporované OZE, výsledkem je celoevropská redukce instalovaných kapacit. Ta bude do budoucna pokračovat.

Pro fungování EW je nicméně podstatné, aby určitá část těchto zdrojů na trhu zůstala, byla obnovována a mohla sloužit jako záloha pro OZE. Otázkou, která se dnes v SRN i zbytku Evropy velmi intenzivně řeší je, zda trh sám dokáže tyto zdroje financovat. Existuje obava, že dnešní příliš nízké ceny elektřiny z trhu stáhnou nepřiměřeně velký objem zdrojů a zbytek nebude schopen narůstající podíly OZE zálohovat. Možný vývoj bude mít podobu některého ze dvou následujících scénářů.

V tom prvním bude trhu ponechána absolutní volnost. Aktéři trhu sami zareagují na blížící se nedostatek kapacit a vybudují pružné zdroje, jejichž ekonomika bude založená na občasné a krátkodobé produkci za velmi vysoké ceny. Aby tento model fungoval, musí v daném energetickém systému fungovat naprosto volná tržní tvorba cen, umožňující nárazově neomezeně vysoký profit producentů elektřiny. Pokud by regulátor jakýmkoliv způsobem ceny elektřiny omezoval, výstavba zdrojů by se nemusela vyplatit. A investoři by potřebné kapacity nezafinancovali.

V druhém scénáři stát sám z veřejných zdrojů financuje určitý objem záložních kapacit, oddělených od trhu se silovou elektřinou. Ty slouží jako pojistka pro případy, kdy trh nedokáže dostatečně pružně a bezpečně vyrovnávat volatilní OZE. Důvodem pro tento model je

obava, že trh samotný může reagovat s určitým zpožděním či nedokonale a že absolutní jistota dodávek stojí za tuto státní intervenci.

Pro fungování evropského energetického trhu je v každém případě podstatná harmonizace těchto modelů. Je zjevné, že model se záložními kapacitami (capacity market, v českém prostředí kapacitní trh) představuje narušení liberalizovaného trhu. Různé podoby kapacitních trhů spolu mohou být nekompatibilní, případně si mohou vzájemnou konkurencí zvyšovat náklady. Celounijní trh tak vyžaduje buď harmonizaci těchto národních kapacitních trhů, nebo jejich minimalizaci. Pro SRN bude tato debata a zvolené unijní řešení získávat na důležitosti se zvyšováním podílu OZE na energetickém mixu.

5.1.2. Klimatické cíle a EU ETS

Již zaznělo, že se i v budoucnu počítá v německé energetice se zdroji spalujícími fosilní paliva, uhlí či zemní plyn. A že současné ceny těchto paliv činí právě plyn výrazně nekonkurenceschopným vůči uhlí. Z hlediska technického a obchodního fungování německé energetiky to není žádný problém, výrazně to ale komplikuje naplňování emisních cílů EW. Emise SRN totiž díky intenzivnímu využívání (profitabilních) uhelných elektráren a odstavování a konzervaci (neprofitabilních) plynových zdrojů stagnují, případně mírně rostou. (BMW, 2014h, str. 24).

Tento trend je z pohledu SRN nežádoucí. Vláda připravuje nařízení, kterým by z trhu stáhla 2,7 GW uhelných elektráren, podrobnosti v tuto chvíli nejsou známy (Nienaber & Wacket, 2015). Jde však o jednorázové opatření, systematicky neřešící fakt, že náklady na výstavbu a provoz uhelných zdrojů jsou výrazně nižší, než zdrojů plynových.

Dlouhodobým řešením je z pohledu SRN navýšení ceny emisí CO₂ (a tedy především uhlí) prostřednictvím stabilizace EU ETS, systému obchodování s emisními povolenkami.

Tento systém totiž dlouhodobě nefunguje. Evropská komise odhaduje, že aby EU ETS pracoval správně a motivoval firmy k investicím do nízkoemisních technologií, musela by se cena jedné povolenky pohybovat na úrovni 40 eur za povolenku. Dlouhodobě se

přitom tato cena pohybuje pod 10 eury. Navýšení cen povolenek je z pohledu německé vlády nejpřirozenějším způsobem, jak učinit zemní plyn ve výrobě elektřiny konkurenceschopným uhlí.

To souvisí i se snahou SRN o maximálně ambiciózní klimatické cíle celé EU. Ty pro realizaci EW nejsou podstatné, tato politika může být uskutečněna bez ohledu na emise okolních zemí. V globálním prostředí zvyšujících se emisí by nicméně německá Energiewende ztratila bez klimatických závazků ostatních zemí EU jeden z hlavních pilířů své legitimacy a vlastně i smysl. Z těchto důvodů SRN na unijní půdě klade důraz na ambiciozní program pro boj s klimatickou změnou.

5.1.3. Přeshraniční obchod elektřinou

Efektivní integrovaný trh je pro realizaci EW důležitý z ekonomických a částečně i bezpečnostních důvodů. Dostatečně (geograficky) rozsáhlý trh v první řadě stabilizuje produkci elektřiny z OZE, neboť pracuje s odlišnými klimatickými podmínkami napříč Evropou. Různé regiony mají produkční špičky i výpadky OZE v jiná časová období, vzájemná kombinace pomáhá tyto výkyvy balancovat. Za druhé, import elektřiny je výrazně levnějším způsobem zálohování OZE, než uskladňovací kapacity typu baterií či přečerpávacích elektráren. A za třetí, integrovaný trh umožňuje vývoz přebytků elektřiny z OZE a tím realizaci zisku. Podle některých odhadů bude mít nárazově německá energetika k roku 2020 nadbytek až 22 GW výkonu, do 2030 až 41 GW (Agora-Energiewende, 2013, str. 14).

Z tohoto důvodu je funkční evropský energetický trh pro realizaci EW naprosto klíčový (a je tak i v Německu vnímán).

Objem přeshraničně obchodované elektřiny roste (viz níže uvedený graf), budování společného energetického trhu tedy probíhá. Přesto tento proces komplikují dvě základní překážky.

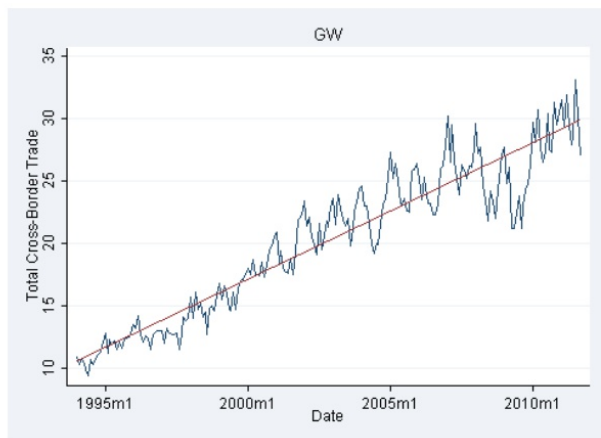
1) Fyzická kapacita přeshraničních sítí. Ta se řeší jak jejich dobudováváním, tak i zlepšováním mechanismů na jejich rozdělování. Tyto mechanismy jsou různé pro různé modely propojení trhů a na evropské úrovni probíhají intenzivní jednání o jejich konečné podobě.

2) Komplikovná a protahující se jednání o konečné podobě

energetického trhu (ve smyslu regulačního a obchodního modelu) a implementace dosud přijatých pravidel do praxe.

Cílem a základním zájmem SRN je v každém případě pokračující integrace vnitřního energetického trhu EU a to v obou oblastech, fyzickém propojení i jednotných regulačních a obchodních mechanismech.

Obr. 40: Přeshraniční obchod s elektřinou v Evropě



Zdroj: Bahar, H; Sauvage, J. 2013

Zdroj: Bahar, H., & Sauvage, J., 2013, str. 30

5.2 Témata, která SRN nepřenáší na unijní úroveň

V souvislosti s EW existuje také několik témat, která se německá vláda europeizovat nepokouší, byť by se to intuitivně nabízelo. Jde především o otázku jaderné energetiky a jednotného celounijního mechanismu podpory OZE.

5.2.1 Celounijní odstavení jaderných elektráren

Součástí EW je plán na odstavení německých jaderných elektráren do roku 2022. Přičemž osm nejstarších zařízení už odstaveno bylo. Odchod od jádra je součástí německého energetického diskurzu už od 70. let,

původně pozvolný plán dožívání těchto zdrojů byl nicméně živelně akcelеровán v souvislosti s nehodou v jaderné elektrárně Fukušima Daiči. Právě emotivní zabarvení tohoto rozhodnutí posílilo obavy projaderných zemí EU (včetně ČR) z toho, že se SRN pokusí svůj přístup k jaderné energetice exportovat na unijní úroveň.

Analýza chování SRN na plošnou snahu omezit jadernou energetiku neukazuje.

Bezprostředně po japonské nukleární nehodě bylo Německo jedním z iniciátorů a výrazných tahounů testování bezpečnosti a spolehlivosti jaderných elektráren provozovaných v EU, ve Švýcarsku a na Ukrajině.²⁴ Souvisí to s obecným německým cílem vyšší bezpečnosti jaderných elektráren, vyjádřeným i v koaliční smlouvě. Ta říká, že „SRN se bude aktivně podílet na zvyšování bezpečnosti jaderných elektráren“. Konkrétní nástroje nicméně nebyly uvedeny (CDU, CSU, & SPD, 2013, str. 43).

Německá zainteresovaná veřejnost a politická reprezentace také apeluje na omezení státní podpory, které se jaderné energetice v evropských zemích dostává a srovnává ji s (v historickém součtu) řádově menší podporou obnovitelným zdrojům. Příkladem může být neochota SRN začleňovat jaderné elektrárny do investičního plánu předsedy Komise J. C. Junkera na oživení evropské ekonomiky (Euractiv.com, 2014).

Nicméně snaha zabránit výstavbě nových jaderných zdrojů pomocí celounijních nástrojů není v německé agendě přítomna. Dobře to demonstruje aktuální situace okolo britské jaderné elektrárny Hinkley Point C. Ta byla v průběhu roku 2014 vyšetřována Evropskou komisí pro možné porušení pravidel o státní podpoře (čl. 107 TFEU). Podstatou problému byl fakt, že vláda Spojeného království ve snaze o vybudování nového jaderného zdroje uzavřela předběžnou dohodu s konzorciem vedeným francouzskou společností EDF o finančních podmínkách této

²⁴ Výsledky testů 143 elektráren byly zveřejněny 4. 10. 2012 a konstatovaly v zásadě bezproblémový stav jednotlivých instalací. Navrhovaly nicméně dodatečná opatření pro zvýšení bezpečnosti s odhadovanými náklady 10-25 mld. euro. Beginnings. (2013). OSW Report. Z vládních dokumentů: BMWi. Die Energiewende in Deutschland. (2012).; BMWi 10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi. (2013).; CDU, CSU, SPD. Deutschlands Zukunft Gestalten – Koalitionsvertrag. (2013) a další.

výstavby. Tyto podmínky zahrnovaly garanci výkupní ceny²⁵ ve výši zhruba dvojnásobku tržní ceny na dalších 35 let (podobný model navrhovala české vládě i společnost ČEZ) a záruky na půjčky, které by provozovatel musel v rámci výstavby na finančním trhu získávat.

Schválení této dohody 8. října 2014 vzbudilo v EU značný rozruch. Jde o vybočení z trendu striktního postoje Evropské komise, která jinak státní podporu jaderné energetice vnímá velmi negativně. Proti rozhodnutí Komise se postavily nevládní organizace, průmyslové asociace spojené zaměřené na energetickou efektivitu či obnovitelné zdroje a Rakousko dokonce ohlásilo možné rozporování tohoto rozhodnutí u Evropského soudního dvora (Spence, 2014).

Německo na rozhodnutí Evropské komise nereagovalo. Podle rozhovoru vedeného autory textu se zástupci Ministerstva zahraničních věcí Německo nemá zájem bránit ostatním státům v jaderné výstavbě ani v její podpoře, pokud tím nejsou porušena pravidla unijního trhu. Můžeme tedy konstatovat, že svou jadernou skepsi SRN na unijní půdě nevynucuje. Z hlediska záběru této studie tedy toto téma nemá relevanci k dalšímu rozboru.

5.2.2 Sjedení unijní podpory obnovitelným zdrojům

Unijní regulace podílu OZE v energetických mixech členských zemí se objevila už v roce 1997, ve formě indikativního cíle 12 %. Rostoucí ambice EU v této oblasti vyvrcholily v roce 2009 závaznými cíli pro jednotlivé členské státy do roku 2020.²⁶ V tomto kontextu by celounijní harmonizace podpory OZE dávala nepopíratelný smysl. Kvůli využití potenciálu rozdílných klimatických a geografických podmínek evropského kontinentu, kvůli zefektivnění regulace a využití úspor z rozsahu, kvůli minimalizaci narušení společného liberalizovaného trhu, které podporované OZE představují. Přesto k harmonizaci nedošlo, podstatným dílem kvůli SRN.

²⁵ Konkrétně contract for difference. Ten stanovuje cílovou cenu (strike price), kterou stát producentovi garantuje. V případě, že tržní cena je nižší, je rozdíl doplacen z veřejných zdrojů, v opačném případě firma rozdíl prostředků vrací.

²⁶ 27% cíl společný pro celou EU, představený v říjnu 2014 v rámci cílů 2030 považujeme za spíše krok zpět. Důvodem je absence národních závazných cílů.

Vhodným, a proto ze strany Evropské komise a některých dalších členských států (Velká Británie) preferovaným, nástrojem harmonizace podpory OZE jsou obchodovatelné certifikáty (TGC, Tradable Green Certificates). Tedy potvrzení o tom, že daný producent elektřinu vyrobil z obnovitelných zdrojů (blíže viz kap. 2.2.). Tyto certifikáty by měly sloužit pro získání podpory v jednotlivých členských státech (dle národních mechanismů), které by si nimi plnily své závazné cíle.

Německo, především ve spolupráci se Španělskem, snahu o zavedení celounijního trhu s těmito certifikáty intenzivně blokuje (diskuse kulminovala kolem roku 2008). Členské státy by totiž zavedením tohoto systému přišly o kontrolu nad výstavbou OZE na svém území. Ekonomika výstavby by nevyhnutelně vedla ke koncentraci OZE do zemí s výhodnými podmínkami, přičemž země s vysokou podporou (typicky Německo) by byly cílem samotných certifikátů. Z pohledu tržních sil jde o žádoucí reakci, neodpovídá nicméně idejím Energiewende. Tedy důrazu na domácí zdroje, německý průmysl obnovitelných zdrojů, propojení municipalit a obyvatelstva s OZE instalacemi.

Vliv SRN se namísto snahou o unijní řešení podpory OZE realizoval tím, že Německo svým rozsáhlým feed-in systémem podpory inspirovalo ostatní země. Přestože tento systém pochází z USA (viz Public Utility Regulatory Policies Act z roku 1978), v Evropě byl zaveden právě německým Zákonem na podporu elektřiny z obnovitelných zdrojů (Stromeinspeisungsgesetz) z roku 1990. Zavedení feed-in tarifů ve Španělsku, Švýcarsku, Řecku, Francii, Rakousku či České republice bylo přímo inspirováno německým modelem (Solorio, Oller, & Jorgens, str. 7).

Vzhledem k reformě EEG a postupnému přechodu od feed-in tarifů k tržnější podobě podpory OZE (viz reforma EEG, kap. 1.3.) se bude motivace SRN zasahovat do debaty, jak (zda vůbec) nastavit celounijní podporu OZE pravděpodobně snižovat. Z analytického hlediska je nicméně problémem fakt, že samotné Německo teprve tuto změnu financování připravuje a její bližší parametry nejsou známe.

Česká republika není pro unijní debatu o OZE vybavena příliš

dobře. Selhání politických a regulačních orgánů v souvislosti s fotovoltaickými elektrárnami a zákonem 180/2005 sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie vedlo k diskvalifikaci OZE v očích veřejnosti. Důsledkem je zásadní omezení podpory těchto zdrojů od roku 2014 a určitá tabuizace OZE v české energetice. S touto výchozí pozicí nelze předpokládat, že by ČR chtěla zastávat na půdě EU v souvislosti s OZE proaktivní postoj. Potvrdilo to i vyjednávání o rámcových energetických a klimatických cílech EU do roku 2030 z října 2014. Byť je problém celounijní podpory zajímavý a pro ČR důležitý, absence německých aktivit v této oblasti jej ze záběru této studie vylučuje.

Z výše uvedených kapitol tedy vyplývá, že europeizace EW má smysl především v oblasti úprav vnitřního trhu s elektřinou. Aby náklady EW byly co nejmenší a stabilita a bezpečnost systému co nejvyšší, SRN potřebuje volný a maximálně plynulý pohyb elektřiny napříč EU. Tedy dostatečná fyzická propojení a efektivní obchodní mechanismy. Zdánlivou výjimkou je agenda EU ETS. I ta je však v kontextu EW zamýšlena především jako způsob úpravy cen energetických komodit tak, aby trh samotný do budoucna preferoval spalování zemního plynu před uhlím. Ambiciozní klimatické cíle celé EU jsou pro Německo důležité v širokém smyslu slova, jako nástroj pro boj s klimatickou změnou, nejsou však důležité pro splnění cílů Energiewende.

5.3 Nástroje a postup europeizace Energiewende

V předchozí kapitole jsme vymezili oblasti, které SRN má důvod na unijní úroveň přenést a vysvětlili proč. V této kapitole ukážeme konkrétní kroky, které Německo v této oblasti činí.

SRN má přitom v zásadě na výběr ze tří možných strategií europeizace EW:

- 1) Přenést celou Energiewende na unijní úroveň, čímž by tato politika splynula se společnou energetickou politikou EU, resp. by ji pohltila. Tato možnost není reálná hned z několika důvodů. V prvé řadě k ní chybí vůle v samotném Německu. Po této variantě tam není veřejná, ani politická poptávka. Problematická by byla i praktická realizace této

varianty. Evropská energetická politika je zároveň stále poměrně decentralizovaná, s pravomocemi rozdělenými mezi Evropskou komisí a členské státy. EW je projekt vyžadující výraznou míru kooperace všech zúčastněných, se silnou mírou kontroly z centra. A za třetí, cíle EW výrazně přesahují ambice a někdy i finanční a technické možnosti většiny členských států EU.

2) Europeizace pouze vybraných cílů EW. Tato skromnější varianta předpokládá přenesení vybraných, pro Německo klíčových, cílů na unijní úroveň. A to v podobě akceptovatelné pro ostatní členské státy EU. Cílem této varianty není silové přetvoření evropské energetiky po německém vzoru za využití legislativních nástrojů EEP. Ambice jsou zde jiné. V prvé řadě usnadnit realizaci EW úpravou celounijního prostředí (viz debata nad budováním společného energetického trhu), a následně doufat, že funkční EW v Německu poslouží jako žádoucí model k následování. Ostatní evropské země, sledující úspěchy Německa, budou mít samy zájem své energetické sektory pozměnit. Překonat to, co naznačil německý ministr energetiky Sigmar Gabriel na začátku roku 2014. „Za zavřenými dveřmi nás (ostatní státy) považují za blázny. Jsou přesvědčeni, že dosáhnout našich cílů je nemožné“ (Euractiv.com, 2014).

3) Poslední možností je omezení aktivit na minimalizaci konfliktů mezi EW a EEP. Tato nejvíce defenzivní strategie předpokládá úpravu EW tam, kde se dostává do konfliktu s unijními pravidly. Příkladem může být už spor mezi EK a SRN o redistribuci poplatků na podporu OZE. V roce 2013 Evropská komise ukončila vyšetřování způsobu, jakým německá vláda ulehčuje firmám od těchto poplatků a přenáší většinu zátěže na domácnosti. Byť samotné rozhodnutí Komise nepotvrdilo nepovolenou formu státní pomoci, přispělo ke zpřísnění podmínek podpory. Vliv vyšetřování EK na jednání Německa byl přitom zjevný. Zatímco novelu EEG z roku 2012 Berlín s Komisí nekonzultoval, neboť ve zvoleném systému možné porušení unijního práva neviděl, novela z roku 2014 už s EK konzultována a následně unijnímu právu přizpůsobena byla (Nicola & Kresge, 2013).

Drtivá většina německých aktivit se dnes pohybuje na druhé rovině. SRN se aktivně snaží o nasměrování EEP podobným směrem, jakým cílí

svou vlastní energeticko-klimatickou politiku, nicméně je si vědoma svých možností a omezené ochoty zbytku EU německou cestu následovat. Takže energii vynakládá především tam, kde to realizace EW nezbytně vyžaduje. Tedy v oblastech definovaných kap. 5.1.; v budování společného trhu a stabilizaci klimatických cílů a systému EU ETS. Oběma oblastem se nyní budeme věnovat podrobněji.

5.3.1 Společný trh s elektrickou energií

Pro Německo je funkční vnitřní trh s elektřinou klíčový, bez něj by realizace EW byla velmi výrazně ztížena. IEM totiž posiluje bezpečnost dodávek prostřednictvím pružných dodávek elektřiny, snižuje také celkovou potřebnou instalovanou kapacitu zdrojů, neboť dochází k efektivnější redistribuci elektřiny. Ve střednědobém horizontu navíc umožňuje Německu prodej jejího nadbytku.

Zatímco samotný cíl vytvoření vnitřního trhu s elektřinou je na unijní půdě v zásadě konsenzuální, podstatné rozdíly jsou v jeho konkrétní podobě. Na německé půdě je tato debata formovaná publikací BMWi Grünbuch,²⁷ ve které ministerstvo předložilo jednotlivé možné designy trhu k veřejné konzultaci. V červnu 2015 měl vyjít další dokument (bílá kniha), který by do této debaty přispěl, k tomu zatím nedošlo. V druhé polovině roku by pak měl být předložen legislativní návrh úpravy německého trhu, který se pravděpodobně stane výchozím bodem SRN pro jednání v rámci EU.

Nejpodstatnějším tématem diskuse je spor nad zajištěním zdrojů poskytujících elektřinu v obdobích výkyvů OZE. Navrhovaná je možnost optimalizace elektroenergetického trhu na čistě tržních principech, nebo zavedení kapacitního trhu. Ten by fungoval paralelně s trhem s elektřinou a na základě regulované podpory by zajišťoval záložní kapacitu (BMWí, 2014j, str. 4).

Toto rozhodnutí má výrazný celounijní přesah. Pokud by se SRN rozhodlo pro kapacitní trh, musel by se vyřešit problém s kompatibilitou s ostatními existujícími (Velká Británie,

²⁷ Viz BMWi (2014): Grünbuch. <http://www.bmw.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt,property=pdf,bereich=bmwí2012,sprache=de,rwb=true,pdf>.

Francie) či potenciálními (zvažuje je například ČR či Polsko) kapacitními trhy jiných států. V opačném případě by rozdílné mechanismy výrazně komplikovaly tržní integraci. Pro Českou republiku půjde o důležité téma dotýkající se role státu v energetice.

Dalším problémem společného trhu jsou interkonektory. Jak již zaznělo, pro funkčnost IEM je zásadní možnost fyzicky elektřinu přepravovat. Německo tuto problematiku řeší na dvou úrovních. V první řadě realizace EW znamená dramatický nárůst požadavků na přenosové kapacity uvnitř samotného SRN. Výstavba intermitentních zdrojů na severu Německa, odstavování jaderných elektráren, koncentrace spotřeby ve středním a jižním Německu, rostoucí obchod s elektřinou (SRN od roku 2011 každoročně navyšuje export elektřiny), to vše ústí v objem přenosů, který vnitroněmecká síť není schopná zvládnout. Výsledkem jsou neplánovaná a problematická zatížení sítí (neplánované toky, unscheduled flows) okolních zemí. Tuto problematiku řešíme v kap. 3.3.

Druhou rovinou je kontinuální proces dobudování energetické přenosové infrastruktury napříč celou Evropou. V posledních letech v této oblasti aktivita EU znatelně roste. Výrazně posilují unijní pravomoci jak vzhledem k objemu peněz, které EU na energetickou infrastrukturu vyčleňuje, zvyšuje se tlak na harmonizaci pravidel výstavby, na celoevropskou koordinaci výstavby sítí a také na zjednodušování povolenacích řízení při výstavbě.

Původní omezený projekt Transevropských sítí-energetika (TEN-E, Trans-European Energy Network) z 90. let byl doplněn jednorázovým a dobře hodnoceným Plánem evropské ekonomické obnovy (The European Economic Recovery Plan), který v roce 2008 vyčleňoval 3,9 miliard euro na 59 energetických projektů, včetně elektroenergetických propojení. Nejvýznamnější roli budou nicméně v následujících letech hrát Projekty společného zájmu (PCIs, Projects of common interest), tedy investice s přidanou hodnotou pro celou EU. Jejich pravidelná příprava a schvalování (každý druhý rok v rámci Nařízení 347/2013) a následná možnost financování (v rámci balíku Connecting Europe Facility) směřuje k dobudování vnitřních trhů s elektřinou, zemním plynem (a ropou) a k odstranění úzkých míst v obchodu s těmito

komoditami. V rámci spolupráce Evropské sítě provozovatelů přenosových soustav (ENTSO-E, European Network Transmission System Operators-Electricity) a jejich desetiletých rozvojových plánů (TYNDP, Ten Years Network Development Plan) je budování evropské sítě koordinováno ve snaze o maximální efektivitu využití omezených rozpočtů.

Z hlediska vztahu mezi ČR a SRN v této problematice není rozpor. Obě země mají značný zájem na budování energetické infrastruktury a na fungování trhu s elektřinou. Neshody se samozřejmě mohou objevit v detailech; ve způsobu rozdělování peněz, ve výběru konkrétních projektů k podpoření, u regulačních otázek obsažených v síťových kódech a podobně. Tyto situace je pak třeba řešit s ohledem na výše specifikované zájmy Německa a ČR.

5.3.2 EU ETS

Jak zaznělo, EU ETS dlouhodobě nefunguje. Příliš nízká cena povolenek vzniklá jejich nadbytkem na trhu nenutí společnosti k zavádění opatření pro snižování emisí. Ohroženy jsou tím i samotné klimatické cíle SRN. Namísto plynových elektráren, které německá vláda vnímá jako preferovaný (pružný a relativně environmentálně únosný) zdroj pro doplnění OZE kapacit, roste v SRN podíl elektřiny vyráběné u uhlí. Variabilní náklady uhelných elektráren ovlivňuje EU ETS výrazně méně, než se předpokládalo. Výsledkem je stagnace či mírné zvyšování emisí v Německu (Umwelt Bundesamt, 2014b, str. 5).

Německo proto aktivně podporuje reformu celého systému. Ta má dnes následující prvky. V krátkodobém horizontu odložení aukcionování 900 milionů povolenek z let 2014 – 2016 až na roky 2019-2020 (400 milionů z roku 2014, 300 milionů v 2015 a 200 milionů v 2016), čímž dojde k umělému vytvoření nedostatku povolenek a zvýšení ceny. Dlouhodobým řešením má potom být vytvoření stabilizační rezervy trhu (Market stability reserve) od roku 2021. Ta by umožňovala povolenky průběžně z EU ETS odstraňovat (vše nad hranici 833 milionů povolenek) a opět je tam vracet. Tak, aby EU ETS byl schopen pružněji reagovat na aktuální dění a aby cena povolenek zůstávala stabilní

(z pohledu Německa stabilně vysoká) (European Commission, 2013). Tyto mechanismy byly potvrzeny na summitu EU v říjnu 2014, v rámci energetických a klimatických cílů 2030.

Německo, spolu s Velkou Británií a Francií, nicméně apeluje na rychlejší zavedení stabilizační rezervy, a to už od roku 2017. S tím, že bez urychlení harmonogramu nebudou dosavadní opatření stačit pro záchranu EU ETS. SRN by zároveň uvítalo vložení oněch 900 milionů povolenek zmíněných výše přímo do stabilizační rezervy, místo pouhého odložení jejich uvedení na trh. Přes odpor především středo a východoevropských zemí v čele s Polskem jsou šance na urychlení harmonogramu slušné, s očekávaným výsledkem v podobě nárůstu ceny povolenek už v nejbližších letech (Garside & Lewis, 2014).

Česká republika má jednoznačný zájem na stabilní a předvídatelné ceně povolenek. Volatilní ceny neumožňují dobře kalkulovat náklady EU ETS do investičních plánů energeticky náročných firem a komplikuje to i výpočet daňových přínosů. Chybí nicméně konzistentní domácí pozice ohledně výše cen povolenek. Ministerstvo průmyslu a obchodu se vysokým cenám brání, pozice Ministerstva životního prostředí je spíše opačná. Podobně rozpolcený je i průmysl, kdy velcí emitenti se vysokých cen samozřejmě obávají, zatímco například největší česká energetická společnost ČEZ by je uvítala (E15, 2013).

5.4 Vyhodnocení

Dosud se SRN soustředilo především na realizaci Energiewende v samotném Německu. Unijní dimenze EW je prozatím spíše slabá a diskuse o integraci této politiky do EEP teprve získává na intenzitě.

Výraznou aktivitu očekáváme v oblasti společného trhu a v otázce stabilizace (spíše vyšších) cen emisních povolenek v rámci EU ETS. V první z těchto oblastí panuje mezi zájmy SRN i ČR shoda. Komplikovanější je situace u obchodování s povolenkami. Tam existuje společný zájem na stabilních a predikovatelných cenách povolenek, pouze SRN ale jednoznačně žádá také jejich výrazné zdražení. Česká republika v tomto ohledu nemá jednoznačnou a konsenzuální domácí pozici.

6. ZÁVĚR

Vzhledem k současnému stavu a probíhajícím trendům je velmi obtížné nalézt argumenty, proč by EW jako celek neměla být úspěšná a proč by se trh měl se vrátit do stavu před rokem 2011.

Očekávaný vývoj EW ukazuje na dramatický ústup trhu tradičních zdrojů a jejich přesun do portfolia (na trh) s vyrovnávací kapacitou - to ovšem pouze za předpokladu, že nedojde k rozvoji skladovacích kapacit, účinného managementu poptávky či kombinace obojího. Požadavky na zdroje vyrovnávající výkonové nerovnováhy jsou dramaticky odlišné od požadavků na zdroje silové elektřiny pro komoditní trh. V závislosti na cenách vstupů lze očekávat, že z tradičních zdrojů přežijí pouze trvale spuštěné uhelné elektrárny (závislé na dostupnosti a ceně uhlí a ceně uhlíku) a vypnuté plynové elektrárny startující dle potřeby (v závislosti na ceně plynu a méně také na ceně uhlíku).

Námi předložená analýza navíc rozporuje či upravuje některá v Česku tradovaná tvrzení stran aktuálního vývoje regionální energetiky.

Za prvé analýza potvrzuje, že Energiewende není sezonní záležitostí. Změny, které na trzích s elektřinou způsobila, jsou nevratné. V tuto chvíli tak nelze kalkulovat na to, že Energiewende odezní a stav regionálních energetik se vrátí do původního stavu.

Za druhé analýza rozporuje tvrzení, že OZE jsou natolik nepředvídatelné a neregulovatelné, že nemohou tvořit podstatnou část energetického mixu. A že tedy ve chvíli, kdy „nefouká vítr a nesvítí slunce“ bude muset Německo vydržet bez dodávek elektřiny. Cílem SRN

není energetika postavená ze sta procent na OZE, ale jejich rozvoj v definovaných koridorech, s uplatněním příslušných bezpečnostních pravidel. Intermitence a omezená predikovatelnost OZE bude řešena rychle startujícími elektrárnami a flexibilitou poptávky a skladování elektřiny. OZE se pak budou rozšiřovat tak daleko, jak to tyto technologie bezpečně dovolí.

Za třetí analýza koriguje tvrzení, že nízké ceny na německé burze jsou důsledkem veřejné podpory OZE. Výraznou roli zde hraje i levné uhlí (díky těžbě břidlicového plynu nepotřebné v USA), výstavba plynových zdrojů v poslední dekádě a stagnující spotřeba elektřiny.

Za čtvrté analýza zdůrazňuje význam Energiewende pro českou energetiku. Ta je zásadně ovlivněna cenovými signály, které z německého trhu přichází. A to především na strukturální úrovni, kdy je zásadně ovlivněna profitabilita jednotlivých zdrojů. Tradiční (nejen český) model, postavený na rostoucí spotřebě, omezené konkurenci a strategickém plánování na desítky let dopředu, nebude možné v obchodním sousedství Německa dále provozovat.

Za páté analýza rozporuje argument, že Česká republika má pouze dvě možnosti. Buď kopírovat německý model (intenzivně stavět OZE), nebo postavit domácí energetiku na jaderných zdrojích. Možností je více, především je ale pro ČR nejvýhodnější v tuto chvíli nedělat nic. OZE technologie se rychle zlepšují, na trh přichází jejich nové generace. S výstavbou konvenčních zdrojů je opět výhodnější počkat, než na trhu bude skutečný nedostatek elektřiny a vyšší ceny redukují potřebu dotovat je z veřejných prostředků. Toto řešení není vhodné pro jaderné zdroje s jejich velmi dlouhou dobou výstavby, nicméně ty budou v námi popsaném energetickém systému tak jako tak hledat uplatnění jen velmi obtížně. Pro dodávky silové elektřiny jsou jejich celkové produkční náklady příliš vysoké a pro vyrovnávání nerovnováhy je nedisponují dostatečnou variabilitou výkonu.

7. JMENNÝ REJSTŘÍK

Merkelová, Angela 7

Veselý, Tomáš 78

8. SEZNAM ZDROJŮ

- BAHAR, H., & SAUVAGE, J. (2013). *Cross-border trade in electricity and the development of renewables-based electric power: lessons from Europe*. Načteno z <http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?cote=COM/TAD/ENV/JWPTE%282012%2920/FINAL&docLanguage=En>
- ACER/CEER. (10 2014). *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013*. Dostupné na Internetu: ACER.
- AGORA ENERGIEWENDE. (2013). *Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany*. Dostupné na Internetu: http://www.agora-energiewende.org/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Lastmanagementstudie/Agora_Study_Load_Management_as_a_Way_of_Covering_Peak_Demand_in_Southern_Germany_Summary_of_Intermediate_Findings_web.pdf
- AGORA ENERGIEWENDE. (2 2014). *12 Insights on German's Energiewende*. Dostupné na Internetu: Agora Energiewende: http://www.agora-energiewende.org/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/12_Thesen/Agora_12_Insights_on_Germanys_Energiewende_web.pdf
- BANTLE, C. (2014). *Alles ist im Fluss: Stromaustausch in Europa*. Načteno z <http://www.et-energie-online.de/Zukunftsfragen/tabid/63/NewsId/1031/Alles-ist-im-Fluss-Stromaustausch-in-Europa.aspx>
- BDEW. (11. únor 2014). *BDEW-Umfrage: Große Mehrheit unterstützt die Energiewende - Umsetzung wird kritisch beurteilt*. Načteno z <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140211-pi-bdew-umfrage-grosse-mehrheit-unterstuetzt-die-energiewende--umsetzung-wird-kritisch-be>

- BERTSCH, J., GROWITSCH, C., LORENCZIK, S., & NAGL, S. (2014). Flexibility in Europe's power sector - An additional requirement or an automatic complement? . *Energy Economics*.
- BMUB. (9. říjen 2014). *Ministerium. Aufgaben und Struktur*. Načteno z <http://www.bmub.bund.de/bmub/aufgaben-und-struktur/>
- BMW i - Energiewende direkt. (1. červenec 2014). *Energiewende: So geht es weiter*. Načteno z <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/21/Meldung/energiewende-so-geht-es-weiter.html>
- BMW i - Energiewende direkt. (5. srpen 2014). *Netzausbau ist die Achillesferse der Energiewende*. Načteno z <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/26/Meldung/netzausbau-ist-die-achillesferse-der-energiewende.html>
- BMW i. (září 2012). *Die Energiewende in Deutschland. Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050*. Načteno z <http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/energiewende-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- BMW i. (15. 10 2014). *Information about the special equalisation scheme*. Dostupné na Internetu: BMW i: <http://www.bmwi.de/English/Redaktion/Pdf/special-equalisation-scheme-key-information,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=en,rwb=true.pdf>
- BMW i. (2014). *Monitoringreport 2013*.
- BMW i. (2014). *Renewable Energy Sources in Figures: National and International Development 2013*. Berlín: BMW i.
- BMW i. (2014a). *Monitoring der Energiewende. Eckpunkte für ein energiepolitisches Konzept*. Načteno z <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/monitoring-prozess.html>
- BMW i. (2014b). *Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode. 10-Punkte-Energie-Agenda des BMW i*. Načteno z <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/0-9/10-punkte-energie-agenda,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- BMW i. (2014c). *Eine Gesamtstrategie für die Energiewende*. Načteno z <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/gesamtstrategie.html>
- BMW i. (2014d). *Koordinierung der Energiewende*. Načteno z <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/koordinierung-energiewende.html>

- BMWi. (2014e). *EEG-Reform: Planbar. Bezahlbar. Effizient*. Načteno z <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html>
- BMWi. (červenec 2014f). *Zahlen und Fakten Energiedaten. Nationale und Internationale Entwicklung*. Načteno z <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls>
- BMWi. (březen 2014g). *Second Monitoring Report "Energy of the Future" (Summary)*. Načteno z <http://www.bmwi.de/English/Redaktion/Pdf/zweiter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-kurzfassung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=en,rwb=true.pdf>
- BMWi. (červenec 2014h). *Energiedaten: Gesamtausgabe*. Načteno z <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiestatistiken-grafiken,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- BMWi. (říjen 2014j). *Ein Strommarkt für die Energiewende*. Načteno z Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch): <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- BMWi. (2015). *Monitoringbericht 2014*.
- BMWi. (nedatováno). *EU-Klimaschutzpolitik*. Načteno z Klimaschutz: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Industrie/Industrie-und-Umwelt/klimaschutz,did=338374.html>
- BMWT, & BMU. (prosinec 2012). *Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“*. Načteno z <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/erster-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- BUCHAN, D. (červen 2012). *The Energiewende - Germany's gamble*. Načteno z The Oxford Institute for Energy Studies: <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/07/SP-26.pdf>
- BUCHAN, D. (6 2012). *The Energiewende - Germany's gamble*. Dostupné na Internetu: The Oxford Institute for Energy Studies: <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/06/SP-261.pdf>
- BUNDESNETZAGENTUR. (2014). *Monitoringreport 2013*. Načteno z <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/ReportsPublications/2013/MonitoringReport2013.pdf>

- 3.pdf;jsessionid=DFE3E705F37208F0EDC34A9101FCC71B?__blob=publicationFile&v=11
- BUNDESNETZAGENTUR. (listopad 2014b). *Monitoringbericht 2014*. Načteno z http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- BUNDESNETZAGENTUR. (1. Červen 2015). *Bundesnetzagentur List of Power Plants*. Dostupné na Internetu: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/EN/Areas/Energy/Companies/SpecialTopics/PowerPlantList/PubliPowerPlantList_node.html
- BUNDESNETZAGENTUR. (2015). *Monitoring Report 2014*. Dostupné na Internetu: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/ReportsPublications/2014/MonitoringReport_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- BURTIN, A., & SILVA, V. (17. 6 2015). *Analysis of the European electricity system with 60% RES*.
- CDU, CSU, & SPD. (14. prosinec 2013). *Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD*. Načteno z <https://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf>
- DEUTSCHE BANK RESEARCH. (18. prosinec 2013). *Carbon Leakage: Ein schleichender Prozess*. Načteno z http://www.dbresearch.de/PROD/DBR_INTERNET_DE%20PROD/PROD0000000000326197/Carbon+Leakage%3A+Ein+schleicher+Prozess.pdf
- DEUTSCHE BANK RESEARCH. (22. červenec 2013). *German elections: Polls point to the tried and tested*. Načteno z http://www.dbresearch.com/servlet/reweb2.ReWEB?rwsite=DBR_INTERNET_EN-PROD&rwobj=ReDisplay.Start.class&document=PROD0000000000317509
- DEUTSCHER BUNDESTAG. (2012). *Der Einstieg zum Ausstieg aus der Atomenergie*. Načteno z https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2012/38640342_kw16_kalender_atomausstieg/208324
- DIE BUNDESREGIERUNG. (2014). *Was bringt, was kostet die Energiewende*. Načteno z <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/0-Buehne/kosten-nutzen-energiewende.html>

- DINKLOH, P. (1. srpen 2014). *Germany revamps renewables law as it adapts to future with green power*. Načteno z Cleaner Energy Wire: <http://www.cleanenergywire.org/dossiers/eeg-20-new-legal-framework-german-energy-transition-0>
- DR. GRAICHEN, P. (srpen 2014). *10 Questions and Answers on the 2014 Reform of the German Renewable Energy Act*. Načteno z Brief Paper: http://www.agora-energiewende.org/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/EEG_2014/Agora_Energiewende_Background_EEG_2014_08292014_web.pdf
- DR. HEIDJANN, J. (2014). *Strompreise in Deutschland*. Načteno z Stromauskunft: <http://www.stromauskunft.de/strompreise/>
- ENERGY POST. (2. 3 2015). *Experts from World Energy Council highly critical of Energiewende*. Dostupné na Internetu: Energy Post: <http://www.energypost.eu/experts-world-energy-council-highly-critical-energiewende/>
- ENTSO-E. (2015). *Detailed electricity exchange*. Dostupné na Internetu: ENTSO-E: <https://www.entsoe.eu/db-query/exchange/detailed-electricity-exchange>
- EURACTIV. (16. 10 2013). *Konec dotací pro OZE, podporu pro záložní zdroje, žádají energetické firmy*. Dostupné na Internetu: Euractiv.cz: <http://www.euractiv.cz/energetika/clanek/konec-dotaci-pro-oze-podporu-pro-zalozni-zdroje-zadaji-energeticke-firmy-cez-evropska-unie-energetika-zemni-plyn-emise-co2-ets-011200>
- EURACTIV.COM. (6. září 2013). *German elections 2013: Don't mention Europe*. Načteno z <http://www.euractiv.com/elections/german-elections-2013-Europe-linksdossier-529661>
- EURACTIV.SK. (6. březen 2013). *EK vyšetřuje nemeckú výnimku pre veľkoodberateľov elektriny*. Načteno z <http://www.euractiv.sk/energetika/clanok/ek-vysetruje-nemecku-vynimku-pre-velkoodberatelov-elektřiny-020794>
- EURACTIV.SK. (8. říjen 2014). *ENERGIA: EK schválila výstavbu jadrovej elektrárne v Hinkley Point*. Načteno z Energetika: <http://www.euractiv.sk/energetika/clanok/energia-ek-schvalila-vystavbu-jadrovej-elektřarne-v-hinkley-point>
- EURACTIV.SK. (4. listopad 2014). *Klimatická a energetická politika EÚ do roku 2030*. Načteno z http://www.euractiv.sk/energetika/zoznam_liniek/klimaticka-a-energeticka-politika-eu-s-vyhľadom-do-roku-2030-000333

- EUROPEAN COMMISSION. (25. listopad 2014). *State aid: Commission approves German aid scheme for renewable energy (EEG 2012); orders partial recovery*. Načteno z http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-2122_en.htm
- EUROPEAN COMMISSION. (18. prosinec 2013). *State aid: Commission opens in-depth inquiry into support for energy-intensive companies benefitting from a reduced renewables surcharge*. Načteno z http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-1283_en.htm
- EUROPEAN COMMISSION. (2014). *2030 framework for climate and energy policies*. Načteno z Climate Action: http://ec.europa.eu/clima/policies/2030/index_en.htm
- EUROPEAN COMMISSION. (nedatováno). *Structural reform of the European carbon market*. Načteno z Emissions Trading System: http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/index_en.htm
- EUROPEAN NUCLEAR SOCIETY. (srpen 2014). *Nuclear power plants in Europe*. Načteno z <http://www.euronuclear.org/info/encyclopedia/n/nuclear-power-plant-europe.htm>
- EURÓPSKA KOMISIA. (2014). *Päť cieľov pre EÚ do roku 2020*. Načteno z EURÓPA 2020: http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/targets/index_sk.htm
- EUROSTAT. (listopad 2014). *Electricity and natural gas price statistics*. Načteno z http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Electricity_and_natural_gas_price_statistics
- EUROSTAT. (nedatováno). *Primary production of renewable energy by type*. Načteno z <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/refreshTableAction.do?tab=table&plugin=1&pcode=ten00081&language=en>
- EVROPSKÁ KOMISE. (2015). *Quarterly Report on European Electricity Markets*. Dostupné na Internetu: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_2014_q4.pdf
- FISCHER, S., & GEDEN, O. (říjen 2011). *Die deutsche Energiewende europäisch denken*. Načteno z SWP-Aktuell: http://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/aktuell/2011A47_fis_gdn_ks.pdf
- FRANKFURTER ALLGEMEINE. (21. prosinec 2012). *Vattenfall klagt auf Schadensersatz. Konzern fordert angeblich 3,5 Milliarden Euro vom Bund*. Načteno z <http://www.faz.net/frankfurter-allgemeine-zeitung/vattenfall-klagt-auf-schadensersatz-12001968.html>
- FRAUNHOFER ISE. (16. říjen 2014). *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*.

- FRAUNHOFER ISE. (2015). *Net installed electricity generation capacity in Germany in 2014*. Dostupné na Internetu: Fraunhofer ISE: https://www.energy-charts.de/power_inst.htm
- FRAUNHOFER IWES. (nedatováno). *Wind Energy Report Germany 2013*. Načteno z http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/bilder/upload/Windreport_2013_engl.pdf
- FS-UNEP CENTRE. (2015). *Global Trends in Renewable Energy Investment 2015*. Dostupné na Internetu: <http://fs-unep-centre.org/publications/global-trends-renewable-energy-investment-2015>
- GARSDIE, B. (27. říjen 2014). *Germany, UK to keep pushing for early carbon market reform*. Načteno z Reuters.
- GAWEL, E., STRÜNZ, S., & LEHMANN, P. (únor 2014). *Wie viel Europa braucht die Energiewende?*. Načteno z UFZ Discussion Papers 4/2014, Department of Economics: http://www.ufz.de/export/data/global/56659_DP_4_2014_Gawel_et_al_Europa.pdf
- GEDEN, O., & FISCHER, S. (leden 2014). *Moving Targets. Die Verhandlungen über die Energie- und Klimapolitik-Ziele der EU nach 2020*. Načteno z SWP-Studie: http://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/studien/2014_S01_fis_gdn.pdf
- GERBAULET, C., REITZ, V. F., VON HIRSCHHAUSEN, C., KEMFERT, C., LORENZ, C., & PAO-YU, O. (listopad 2014). *Verminderte Kohleverstromung könnte zeitnah einen relevanten Beitrag zum deutschen Klimaschutzziel leisten*. Načteno z DIW Wochenbericht 47/2014: <http://europeanclimate.org/wp-content/uploads/2014/11/Zusammenfassung-Studie.pdf>
- GRAICHEN, P. (8 2014). *10 Questions and Answers on the 2014 Reform of the German Renewable Energy Act*. Načteno z www.agora-energiewende.org: http://www.agora-energiewende.org/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/EEG_2014/Agora_Energiewende_Background_EEG_2014_08292014_web.pdf
- HAKE, J.-F. (. (2015). *The German Energiewende - History and status quo*. *Energy*.
- HANDELSBLATT. (6. března 2013). *EU prüft Rechtmäßigkeit von Befreiungen*. Načteno z <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/netzentgelte-eu-prueft-rechtmassigkeit-von-befreiungen/7886470.html>

- HEYMANN, E. (nedatováno). *Hohe Energiepreise in Deutschland führen zu Carbon Leakage*. Načteno z <http://www.et-energie-online.de/Zukunftsfragen/tabid/63/NewsId/915/Hohe-Energiepreise-in-Deutschland-fuehren-zu-Carbon-Leakage.aspx>
- CHECK24. (2014). *Zusammensetzung des Strompreises*. Načteno z <http://www.check24.de/strom/strompreiszusammensetzung/>
- IFD ALLENSBACH. (14. říjen 2013). *Deutschland im Investitionsstau*. Mehrheit der Bürger ist der Meinung, dass in Deutschland zu wenig in die Infrastruktur investiert wird. Načteno z Allensbacher Kurzbericht: http://www.ifd-allensbach.de/uploads/tx_reportsndocs/PD_2013_07.pdf
- IRENA. (2015). *The LCOE from utility-scale renewable technologies, 2010 and 2014*. Dostupné na Internetu: IRENA: <http://costing.irena.org/charts/power-generation-summary-charts.aspx>
- JOHN, J. (20. 5 2015). *Demand response markets in Europe begin to blossom*. Dostupné na Internetu: Energy Post: <http://www.energypost.eu/restore-shows-demand-response-markets-europe-begin-blossom/>
- KWIATKOWSKA-DROŹDŹ, A., ZAWILSKA-FLORCZUK, M., POPLAWSKI, K., & BURAS, P. (březen 2013). *Germany's Energy Transformation. Difficult Beginnings*. Načteno z Centre for Eastern Studies: http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/germanys_energy_transformation_difficult_beginnings.pdf
- LANG, M., & LANG, A. (datum neznámý). *Overview Renewable Energy Sources Act*. Dostupné na Internetu: German Energy Blog: http://www.germanenergyblog.de/?page_id=283
- LANG, M., & MUTSCHLER, U. (2014). *Overview Renewable Energy Sources Act*. Načteno z German Energy Blog: http://www.germanenergyblog.de/?page_id=283
- LUKÁČ, P., & TREJBAL, V. (15. 6 2015). *Ať Temelín postaví zvláštní státní firma, chce Mládek. Babiš je ale proti*. Dostupné na Internetu: iHned: http://archiv.ihned.cz/c1-64169160-at-temelin-stavi-zvlastni-statni-firma-chce-mladek-babis-je-ale-proti#disqus_thread
- LUKÁČ, P., & TREJBAL, V. (15. 6 2015). *Ať Temelín staví zvláštní státní firma, chce Mládek. Babiš je ale proti*. Dostupné na Internetu: Hospodářské noviny: <http://archiv.ihned.cz/c1-64169160-at-temelin-stavi-zvlastni-statni-firma-chce-mladek-babis-je-ale-proti>

- MARTONOVÁ, L. (18. únor 2013). *Názor. O emisiích CO2 rozhodne Nemecko*. Načteno z <http://www.energie-portal.sk/Dokument/nazor-o-emisiach-co2-rozhodne-nemecko-101330.aspx>
- MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU. (3. 6 2015). *Vláda schválila národní akční plán jaderné energetiky*. Dostupné na Internetu: Ministerstvo průmyslu a obchodu: <http://www.mpo.cz/dokument158538.html>
- MORISON, R. (17. leden 2014). Utilities Shut 12% of Europe Gas Plants, Oxford Study Show. *Bloomberg News*, s. <http://www.businessweek.com/news/2014-01-16/utilities-shut-12-percent-of-europe-s-gas-plants-in-2013-oxford-study>
- MORRIS, C., & PEHNT, M. (2014). *Energy Transition: The German Energiewende*. Heinrich Boll Foundation.
- MPO. (2014). *Aktualizace Státní energetické koncepce*.
- NEP STROM. (nedatováno). *Dialog: Gemeinsam den Netzausbau gestalten*. Načteno z <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/dialog>
- NICOLA, S., & KRESGE, N. (2013. červenec 2013). *EU Investigating German Renewable Energy Waivers*. Načteno z <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2013/07/eu-investigating-german-renewable-energy-waivers>
- NIENABER, M., & WACKET, M. (1. 7 2015). *Germany to shut down coal-fired plants, extended power grid: sources*. Dostupné na Internetu: Reuters: <http://www.reuters.com/article/2015/07/02/us-germany-energy-coal-idUSKCN0PC02P20150702>
- O'SULLIVAN, M., EDLER, D., BICKEL, P., LEHR, U., PETER, F., & SAKOWSKI, F. (květen 2014). *Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2013*. Načteno z http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bruttobeschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile&v=7
- POWER EXCHANGE CE. (2014). *Statistika*. Načteno z <http://www.pxe.cz/dokument.aspx?k=Statistika>
- POWER PLUS COMMUNICATIONS. (2015). *Voltage Regulated Distribution Transformers*. Dostupné na Internetu: <http://www.ppc-ag.de/224-1-Voltage-Regulated-Distribution-Transformers.html>
- RADAELLI, C., & PASQUIER, R. (nedatováno). *Conceptual Issues*. Načteno z Theory and Methods: http://ceses.cuni.cz/CESES-93-version1-3_2_2.pdf

- SACHVERSTÄNDIGENRAT ZUR BEGUTACHTUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN ENTWICKLUNG. (listopad 2011). *Energiepolitik: Erfolgreiche Energiewende nur im europäischen Kontext*. Načteno z Jahresgutachten 2011/12: http://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/datei-ablage/download/gutachten/ga11_vi.pdf
- SCHOLZ&FRIENDS. (nedatováno). *Mehrheit der Deutschen lehnt EEG-Umlage ab*. Načteno z Studienergebnisse: <http://www.s-f.com/group/de/press/releases/2343/>
- SPIEGEL ONLINE. (15. říjen 2014). *Atomausstieg: Vattenfall verklagt Deutschland auf 4,7 Milliarden Euro*. Načteno z <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/vattenfall-verklagt-deutschland-wegen-atomausstieg-auf-4-7-milliarden-a-997323.html>
- SPIEGEL ONLINE. (8. říjen 2014). *Hinkley Point C: EU billigt Milliardenhilfen für britisches Atomkraftwerk*. Načteno z <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/atomkraftwerk-eu-billigt-beihilfen-fuer-hinkley-point-c-a-996073.html>
- STATISTA. (2014). *Eigentümerstruktur der Erneuerbaren-Energien-Anlagen in Deutschland im Jahr 2012*. Načteno z <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/164228/umfrage/erneuerbare-energien-nach-eigentuemergruppen/>
- STATISTISCHES BUNDESAMT. (2014). *Gross electricity production in Germany*. Načteno z Statistisches Bundesamt: <https://www.destatis.de/EN/FactsFigures/EconomicSectors/Energy/Production/Production.html>
- STATISTISCHES BUNDESAMT. (6 2015). *Gross electricity production in 2014: 26% came from renewable energy sources*. Dostupné na Internetu: Destatis: <https://www.destatis.de/EN/FactsFigures/EconomicSectors/Energy/Production/GrossElectricityProduction.html>
- STRNAD, J. (6 2014). Vliv neplánovaných toků elektřiny na přenosovou soustavu ČR z pohledu trhu - jakou roli hraje německo - rakouská obchodní zóna? *Energetika*.
- STRUNZ, S., GAWEL, E., & LEHMANN, P. (červenec 2014). *On the alleged need to strictly "Europeanize" the German Energiewende*. Načteno z UFZ Discussion Papers 18/2014, Department of Economics: https://www.ufz.de/export/data/global/61385_DP_18_2014_Strunz_et_al_EuropeanizeEnergiewende.pdf.pdf
- SÝKORA, T. (2012). *Elektrina, ČEZ... a jeho evropská konkurence*. Patria Direct.

- TAGESSCHAU.DE. (22. srpen 2013). *Wahlprogramme im Vergleich. Wie die Parteien die Energiewende schaffen wollen*. Načteno z http://www.tagesschau.de/wahl/parteien_und_programme/programmvergleich-energiewende100.html
- THE REGULATORY ASSISTANCE PROJECT. (2 2015). *Report on the German power system*. Dostupné na Internetu: Agora-Energiewende: <http://www.agora-energiewende.org/topics/energy-policy-in-europe/detail-view/article/der-franzoesische-und-der-deutsche-stromsektor-im-ueberblick/>
- TORRY, H., HROMADKO, J., & MOCK, V. (18. prosinec 2013). *Germany, EU Clash Over Energy Discounts*. Načteno z The Wall Street Journal: <http://online.wsj.com/articles/SB10001424052702304367204579265642525672868>
- UMWELT BUNDESAMT. (březen 2014b). *Treibhausgasausstoß in Deutschland 2013. Vorläufige Ergebnisse aufgrund erster Berechnungen und Schätzungen des Umweltbundesamtes*. Načteno z http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/478/publikationen/hgp_thg-ausstoss_prognose_2013.pdf
- UMWELT BUNDESAMT. (31. 3 2015). *UBA-Emissionsdaten 2014 zeigen Trendwende beim Klimaschutz*. Dostupné na Internetu: Umwelt Bundesamt: http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/381/dokumente/pi_2015_31_03_uba-emissionsdaten_2014_zeigen_trendwende_beim_klimaschutz.pdf
- UMWELT BUNDESAMT. (nedatováno). *Klima | Energie*. Načteno z <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie>
- WEISS, J. (7 2014). *Solar Energy Support in Germany: A Closer Look*. Dostupné na Internetu: SEIA: <http://www.seia.org/research-resources/solar-energy-support-germany-closer-look>
- WIRTSCHAFTS WOCHEN. (14. červen 2014). *Hohe Zustimmung für Energiewende*. Načteno z <http://www.wiwo.de/politik/deutschland/allensbach-umfrage-hohe-zustimmung-fuer-energiewende/10037578.html>

ABSTRACT

In response to the accident in Fukushima Daiichi nuclear power plant Merkel's coalition government decided on the immediate closure of 8 out of 17 German nuclear power plants, while planning to decommission the remaining ones until 2022. This step is a part of long-term strategy of Germany to radically change the domestic energy sector, (strategy called Energiewende, EW), initiated already in the 1980s. The aim of Germany is to decrease emissions of the greenhouse gases as well as its dependency on the import of fossil fuels. The means to achieve this is supposed to be the transition to renewable energy resources with a small backup in the form of coal and gas.

Regarding the size and significance of SRN, an inevitable consequence of the EW is the significant transformation of energy sectors of the neighbouring countries as well as a partial transformation of the European Union's energy policy. The presented study explores the impact of these changes using the Czech Republic as an example. On one hand, this country is closely connected to SRN with its trade ties, on the other hand, it looks at the EW rather sceptically and plans on developing the domestic energy sector as centralized one with increasing role of nuclear while maintaining the stable role of coal.

The text summarizes the background of the EW development and its impact on the German power production. An analysis of the way in which EW influences the Czech electricity market follows. The last part deals with the europeanization of the Energiewende.

ENERGIEWENDE: SOUČASNÝ STAV, BUDOUCÍ VÝVOJ A DŮSLEDKY PRO ČR

FILIP ČERNOCH, BŘETISLAV DANČÁK, JAN OSIČKA

Technický editor a design obálky Aleš Vlček

V roce 2015 vydala Masarykova univerzita,
Žerotínovo nám. 617/9, 601 77 Brno, www.muni.cz
1. vydání, 2015

ISBN 978-80-210-7905-2

