

Účet za 700 miliard korun

Ekonomické dopady současného systému podpory fotovoltaických elektráren

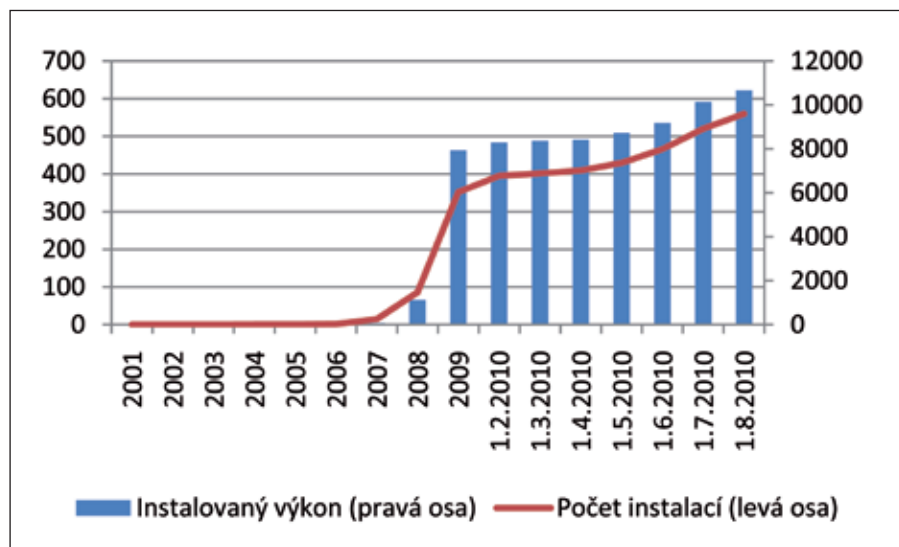
Ing. Mgr. Miroslav Zajíček, MA

Fenoménem české energetiky roku 2009 a zejména 2010 se staly fotovoltaické elektrárny. Klíčovou roli sehrál souběh tří legislativních opatření: přijetí energetického zákona z roku 2001, přijetí zákona č. 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a stanovení

V roce 2009, kdy bylo instalováno bezmála 400 MWp, narostly počty „obřích“ projektů. Jestliže ještě v roce 2008 byl typickým žadatelem o licenci žadatel s instalovaným výkonem do 3 či 5 kWp a největší udělená licence byla pro systém o velikosti přes 3,3 MWp, pak od roku 2009 začaly přibývat velké projekty.

Výkupní cena FVE (Kč/kWh)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
2001	6	6	6	6,04	6,28	6,41	6,57	6,71	6,85
2002	6	6	6	6,04	6,28	6,41	6,57	6,71	6,85
2003		6	6	6,04	6,28	6,41	6,57	6,71	6,85
2004			6	6,04	6,28	6,41	6,57	6,71	6,85
2005				6,04	6,28	6,41	6,57	6,71	6,85
2006					13,2	13,46	13,8	14,08	14,37
2007						13,46	13,8	14,08	14,37
2008							13,46	13,73	14,01
2009								12,79	13,05
2010									12,15

Tabulka č. 1: Vývoj výkupních cen FVE



Graf č. 1: Fotovoltaický Klondike

pevných výkupních cen ze strany ERÚ pro rok 2006, které činily více než dvojnásobek hodnoty pro povinné výkupy elektřiny z fotovoltaiky o rok dříve a asi dvanácti násobek tržní ceny elektřiny.

Pravděpodobně žádné odvětví nezažilo takový boom v posledních dvou až třech letech – tedy od roku 2008, jako zažila stavba fotovoltaických elektráren – viz graf č. 1.

Největším stávajícím rozestaveným projektem je patrně FVE v Ševětíně (30 MWp). Investorem je ČEZ Obnovitelné zdroje.

Důvodem fotovoltaického Klondiku je souběh tří efektů:

- dramatický nárůst výkupní ceny po roce 2006;
- pokles cen investičních statků pro výstavbu FVE;

- posílení české koruny vůči dolaru i euru.

Neodolatelný koktail klesajících investičních nákladů, růstu zaručené výkupní ceny a jistota této ceny na 20 let vyvolala výše popsaný investiční boom, který ale zdaleka není u konce. I v evropském měřítku se jedná o zcela výjimečný jev, což lze demonstrovat na grafu č. 2, který porovnává výkupní ceny elektřiny z FVE v roce 2010 v ČR a okolních zemích. Jedinými srovnatelnými tarify s Českem pro rok 2010 jsou: Itálie, ale pouze pro aplikace do 3 kW s plnou vlastní spotřebou vyrobené elektřiny; Rakousko u aplikací do 5 kW; Španělsko u aplikací do 100 kW.

ANALÝZA NÁKLADŮ NA FVE

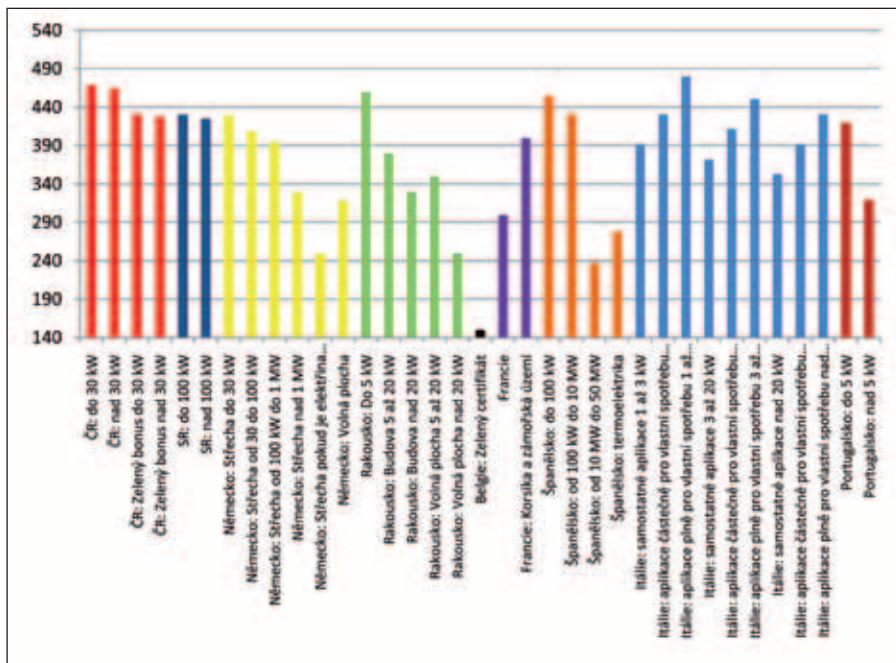
Celkové náklady lze rozdělit do několika částí:

- Přímé náklady – jedná se o náklady vyvolané povinnými výkupy a jejich pravidly;
- Nepřímé náklady – jedná se o náklady vyvolané dodatečnými požadavky na podpůrné služby;
- Vyvolané investice – jedná se o investice, které budou vyvolány existencí FVE v soustavě a které by nemusely být provedeny, pokud by tyto zdroje v soustavě nebyly;
- Náklady na regulační energii – náklady na elektřinu, která bude muset být zakoupena ke krytí výkyvů vyvolaných existencí FVE v soustavě.

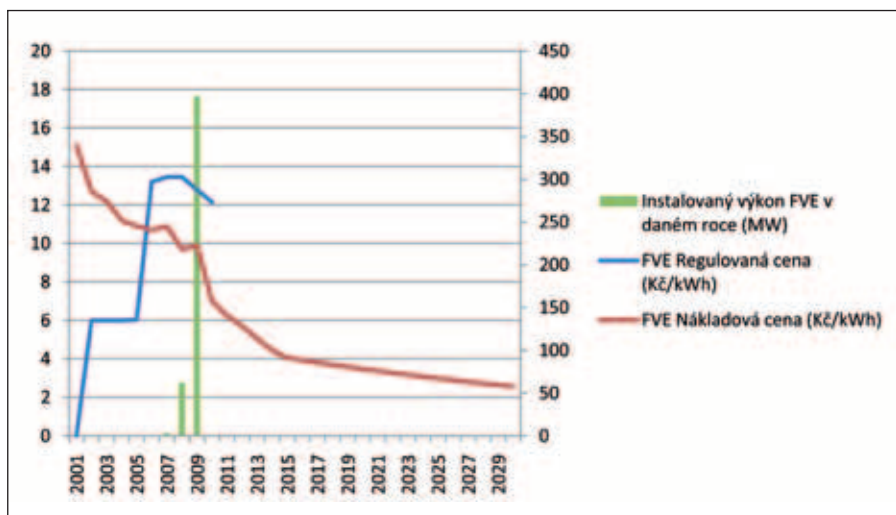
K odhadu přímých nákladů vede cesta přes predikce vývoje mnoha makroekonomických veličin do roku 2030, jako je např. vývoj kurzu české koruny v budoucnu, vývoj inflace apod. Dalším krokem je provedení predikce vývoje investičních nákladů na výstavbu FVE. Lze předpokládat, že významný pokles investičních nákladů bude pokračovat jak v eurech, tak v dolarech. Tento pokles bude ještě umocněn dlouhodobým posilováním kurzu české koruny. Z velikosti investičních nákladů pak můžeme odvodit výši ceny, která zajišťuje návratnost investice do výstavby FVE a VtE za 15 let – tedy takové ceny, která by měla být podle zákona č. 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie stanovena jako cena výkupní. K odvození této ceny je zapotřebí vytvořit ještě několik dalších předpokladů. Tyto jsou shrnuty do následující tabulky.

Náklady kapitálu	6,5%
Výroba elektřiny z 1 kWp FVE za rok 2010	980 kWh
PPI	3% p.a. každoročně
Pokles účinnosti instalovaných panelů	0,8% za rok
Růst účinnosti nově instalovaných panelů	1% ročně

Tabulka č. 2: Výchozí údaje pro odvození výkupní ceny z FVE



Graf č. 2: Výkupní ceny elektřiny z FVE v Evropě (EUR/MWh)



Graf č. 3: Nákladová cena pro FVE

Vypočtená nákladová cena pro FVE je zobrazena pro každý rok v grafu č. 3. Pro porovnání jsou v grafech vyneseny také regulované výkupní ceny pro zdroje zprovozněné v tom kterém roce. Pokud je regulovaná cena nižší než cena nákladová, pak motivace k investování je nulová. Pokud naopak regulovaná cena překročí cenu nákladovou, pak se z investice do FVE stává „cash cow“, neboť na rozdíl od jiných investic je regulace prakticky eliminována podnikatelské riziko. Není tedy náhoda, že masivní rozvoj

výstavby FVE přišel až díky růstu výkupních cen a souběžném poklesu nákladů a se započítáním přiměřeného času na provedení výstavby se tyto dva efekty projeví v letech 2008 až 2010.

V souvislosti s již přijatou novelou zákona č. 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie lze očekávat, že vývoj regulovaných cen v následujících letech bude odpovídat vývoji nákladové ceny. (Vliv připravované tzv. velké novely není v prováděných kalkulacích nijak zahrnut,



Náklady na podporu výroby elektřiny ve FVE a VtE mezi roky 2010–2030 jsou:

- zhruba dvojnásobkem současné tržní hodnoty ČEZ;
- 25-ti násobkem investičních nákladů na obnovu elektrárny Prunéřov;
- šestinásobkem vynaložených nákladů na výstavbu jaderné elektrárny Temelín;
- dvoj- až trojnásobkem předpokládaných nákladů na dostavbu Temelína;
- cca 55% současného státního rozpočtu;
- zhruba stejně velké jako částka, která by pokryla penzijní reformu.

neboť není jasné, jak vlastně tato novela bude vypadat). Lze předpokládat až fanatické úsilí o dokončení rozestavěných projektů ještě v tomto roce tak, aby bylo možné využít maximálně velmi vysoké výkupní ceny. Stejně tak to znamená, že jistá návratnost v délce patnácti let sice bude znamenat pokles investiční aktivity oproti současnosti, ale na stále to bude znamenat, že výstavba FVE bude projektem s jistou návratností a minimálním rizikem. Vždy se najdou investoři, kteří zainvestují dlouhodobě a vymění malý výnos za jistotu. Proto nelze se zastavením investiční aktivity počítat ani po roce 2011, nicméně lze počítat s jejím podstatným omezením.

Pokud jde o výkupní ceny (v Kč/kWh) a množství vyrobené elektřiny, pak při jejich odhadu vycházíme z dat uvedených výše při odhadu nákladové ceny pro FVE.

Odhad nákladů pro výkup elektřiny z FVE

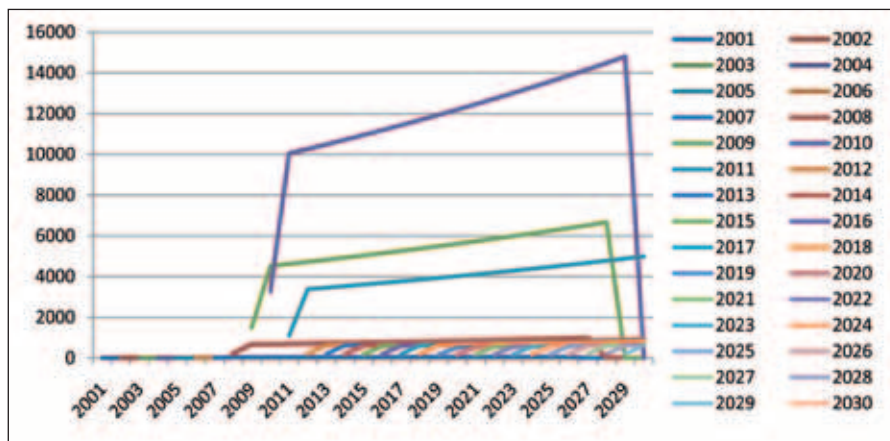
je obsažen v grafu č. 4, a to podle jednotlivých ročníků, kdy byly FVE uvedeny do provozu.

Celková velikost nákladů na výkup elektřiny z FVE dosahuje pro roky 2010 až 2030 cca 510 mld. Kč. Ovšem asi 80 % z těchto nákladů připadá pouze na tři „ročníky“ ze všech – roky 2009, 2010 a 2011.

DŮSLEDKY RŮSTU PODPORY

Tyto přímé náklady a zejména jejich růst mezi roky 2009 až 2011 zcela rozvrátí finanční toky týkající se přímé podpory obnovitelných zdrojů – tedy velikost nákladů povinného výkupu elektřiny z obnovitelných zdrojů za regulované ceny. Od roku 2002, kdy tento mechanismus v Čechách vznikl, došlo k jejich růstu z půl miliardy korun za rok na zhruba šestinásobek. V letech 2008 a 2009 pak tyto náklady mírně přesáhly 3 miliardy. Ale pokud se opravdu realizuje výše popsáný scénář připojování solárních elektráren pro letošní rok, pak se tyto minulé náklady budou zdát jako nepodstatný detail.

V grafu č. 5 je pak vidět, jak velký podíl z celku činil náklad na výkup elektřiny z FVE. Až do roku 2007 se jednalo v podstatě o zanedbatelnou částku. Ovšem ta začala v roce 2008 dramaticky růst a po rok 2010 se náklady na výkup z FVE vyhouply na necelých 30 % celku. Od roku 2011 pak nepoklesnou pod 80 % až do roku 2030. Po většinu



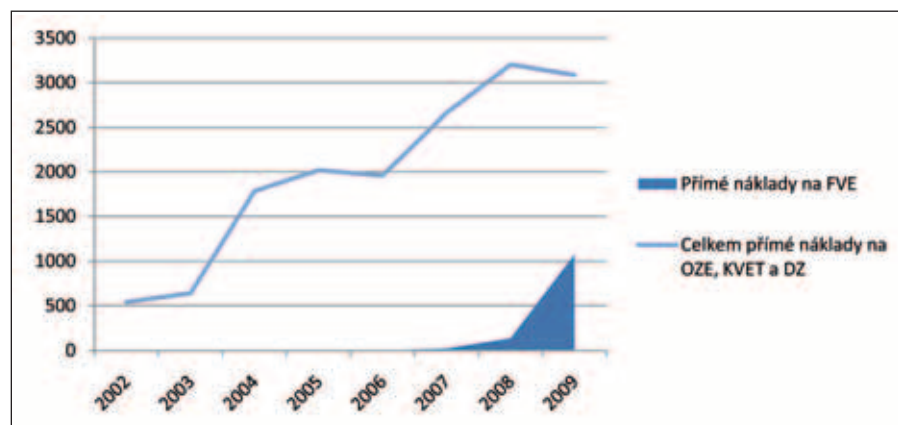
Graf č. 4: Celkové náklady na výkup elektřiny z FVE po jednotlivých ročních (v mil. Kč)

doby se budou pohybovat nad 90 % z částky sloužící k uhrazení povinných výkupů elektřiny z OZE, KVET a DZ.

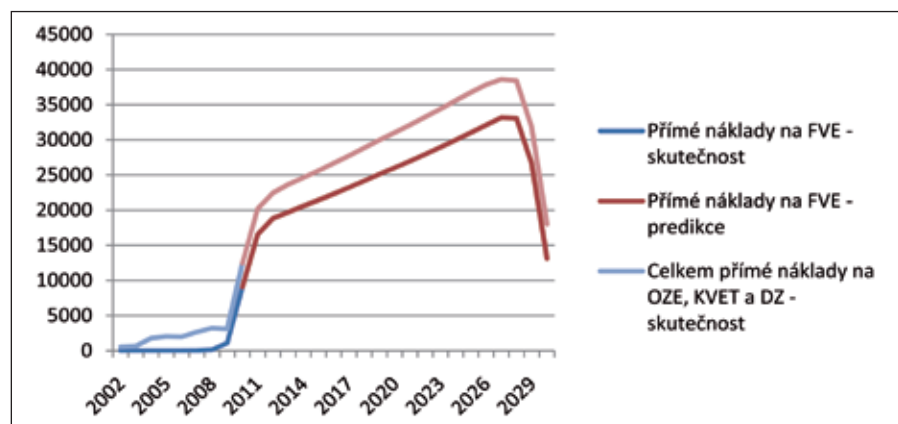
Vývoj nákladů na výkupy elektřiny z FVE a také celkový vývoj nákladů na výkup elektřiny z OZE, KVET a DZ pro roky 2002 až 2030, kde období 2010 až 2030 je predikcí, je ukázán na grafu č. 6. Po roce 2013 vzrostou náklady na tyto výkupy nad 25 miliard Kč/rok a v letech nejvyšších nákladů budou dosahovat téměř 40 mld. korun. Jedná se o neuvěřitelné položky.

Náklady spojené s povinnými výkupy jsou provozovatelům přenosové a distribučních

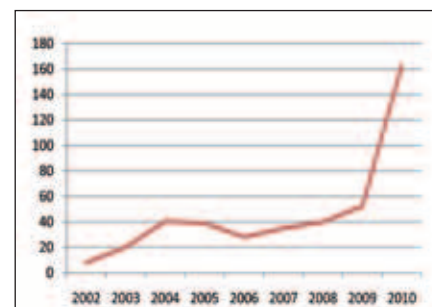
soustav kompenzovány z poplatku, který je uvalen na všechny koncové spotřebitele elektřiny. Jedná se o tzv. „příspěvek na podporu výkupu elektřiny z OZE, KVET a DZ“. V letech 2002 až 2007 se tento poplatek pohyboval v rozmezí cca 10 až 40 Kč/MWh. V roce 2008 pak činila výše tohoto příspěvku 40,75 Kč/MWh a v roce 2009 52,18 Kč/MWh, což je meziroční nárůst téměř 30 %. Pro rok 2010 však již tento poplatek činí 166,34 Kč/MWh – přehledně viz graf č. 7. Ovšem i samotný ERÚ už přiznal, že výše poplatku pro rok 2010 je nedostatečná, neboť poplatek se stanovuje ex ante a pro výpočty jeho výše byl na podzim roku 2009 použit předpoklad, že povinný výkup elektřiny z FVE vyvolá pro rok 2010 náklady 2,648 mld. Kč – tedy asi o 2,5 až 5 mld. méně, než bude pravděpodobná skutečnost (vše závisí na množství připojených FVE a době jejich připojení).



Graf č. 5: Přímé náklady na OZE, KVET a DZ (v mil. Kč)



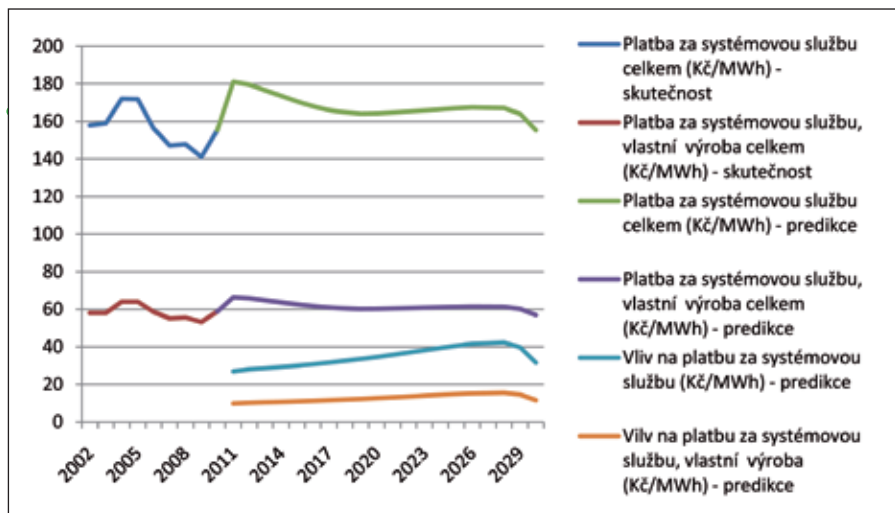
Graf č. 6: Vývoj nákladů na výkup elektřiny z OZE, KVET a DZ (v mil. Kč)



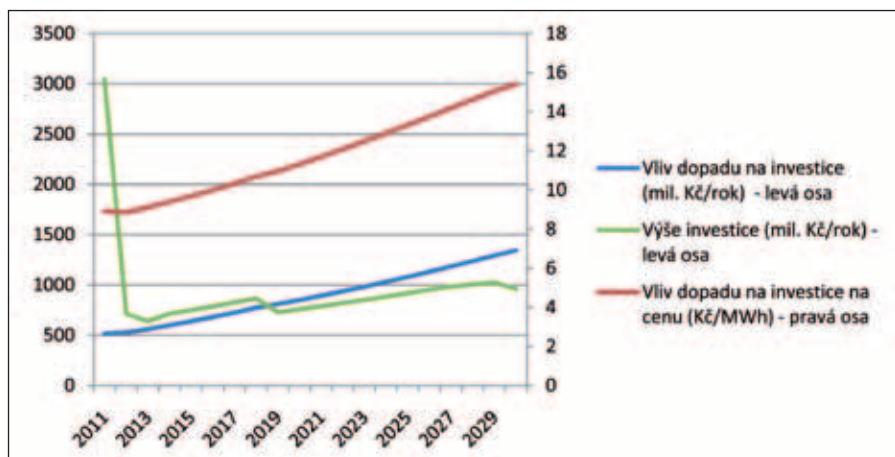
Graf č. 7: Meziroční nárůst příspěvku na podporu výkupu elektřiny z OZE, KVET a DZ (v Kč/MWh)

NEPŘÍMÉ NÁKLADY

Problém fotovoltaických (a také větrných elektráren) je v tom, že charakter jejich výroby je nepredikovatelný. Konvenční zdroje nebo i většina ostatních obnovitelných zdrojů jsou ze své podstaty predikovatelné a říditelné a pouze mimořádná událost je vyřadí z provozu nebo změni naplánovaný či chtěný průběh výroby. Tedy nezpůsobují z principu v soustavě neustálé odchylky. Fotovoltaické a větrné elektrárny jsou z podstaty jiné – jejich výrobu lze obtížně predikovat (a pokud



Graf č. 8: Dopady zvýšení nákladů na zajištění PpS na velikost poplatku za systémové služby (v Kč/MWh)



Graf č. 9: Průběh investic a jejich dopad na náklady

ano, pak pouze s malým časovým předstihem) a díky tomu vytvářejí odchylku v soustavě prakticky neustále. S růstem množství nepredikovatelných zdrojů, roste i množství tzv. podpůrných služeb (PpS), které ČEPS musí nakoupit. Náklady na nákup těchto služeb jsou hrazeny z poplatku, který je uvalen na všechny koncové spotřebitele elektřiny. Jedná se o „poplatek za systémové služby“. V tomto poplatku nejsou zahrnuty náklady na elektřinu, která je v rámci aktivace záložních zdrojů dodána. Jedná se o tzv. regulační elektřinu a náklady na ní jsou hrazeny tržními účastníky ve formě plateb za vícenáklady.

Při výpočtu navýšení potřeb PpS z důvodů existence FVE v soustavě se toto navýšení uvažuje jen ve dne, v noci se nezapočítává, neboť v noci za normálních okolností FVE elektřinu nevyrábějí. Je také nutné dodat, že s výpočet potřebného množství PpS se každoročně aktualizuje podle výsledků statistik

provozu z předchozího období. Tento efekt však není možné v odhadech jakkoliv zahrnout. Stejně tak neuvažujeme případnou budoucí změnu ve struktuře požadovaných PpS oproti současnosti.

V současnosti je běžná výše nákladů na zajištění PpS cca 8 mld. Kč/rok. V důsledku zvyšování počtu a instalovaného výkonu ve FVE (a také VtE) se zvýší náklady na zajištění PpS o hodnoty od 1 až po 3,2 mld. Kč/rok, tedy od cca 13 do 33 % v letech s nejvyššími požadavky. Celkově se jedná o cca 48 mld. Kč, z nichž zhruba polovina připadá na zvýšené náklady sekundární regulace.

Pokud jde o dopad rostoucích nákladů na zajištění PpS na velikost poplatku za systémové služby, pak ten je zobrazen na grafu č. 8. K jeho vytvoření byla použita autorova predikce vývoje spotřeby elektřiny v ČR do roku 2030.

Nejdramatičtější dopad bude mít růst nákladů na PpS v prvních letech této dekády.

Důvodem je fakt, že s rostoucí spotřebou se budou náklady na jejich zajištění rozpočítávat na více jednotek.

VYNUCENÉ INVESTICE

Obecně platí, že zdroje elektřiny jsou stavěny spíše podle lokace surovinových zdrojů než podle lokace spotřeby. Důvodem je fakt, že doprava energetických surovin je zpravidla mnohem dražší, než přeprava elektřiny. To samé platí samozřejmě i pro FVE (a také VtE) ovšem s tím rozdílem, že v případě surovinových zdrojů zpravidla nebývá problém s infrastrukturou, neboť samotné jejich dobývání nebo doprava si infrastrukturu vyžaduje. U FVE (a také VtE) platí pouze to, že se vybírají co možná nejhodnější lokace z hlediska výroby – ohledy na existující infrastrukturu jsou až sekundární. Distribuční a přenosové soustavy mají ovšem povinnost FVE a VtE připojit, ať se nacházejí prakticky kdekoli (alespoň teoreticky). To vyvolává dodatečný tlak na výstavbu a úpravu elektrických vedení a trafostanic. Tento problém se dotýká zejména distribučních soustav.

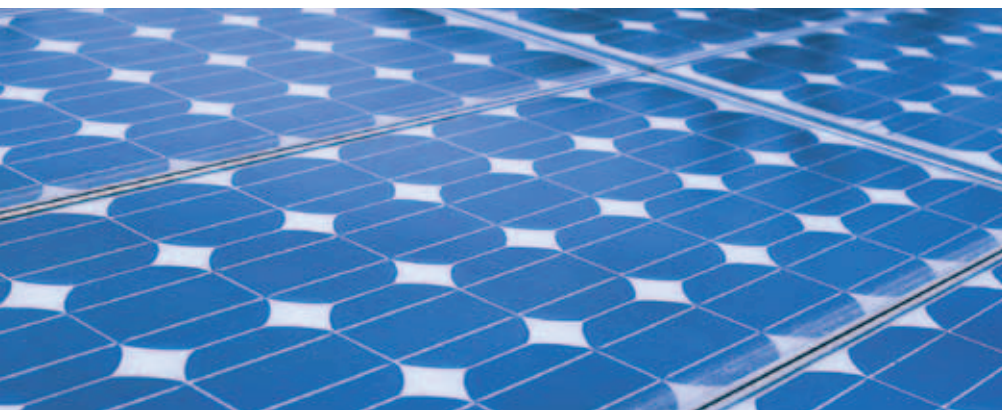
Pokud bychom použili oficiální odhad ČSRES, pak na straně distribuce a přenosu se odhaduje, že dodatečné investiční výdaje na připojení nových FVE a VtE činí cca 25 mld. Kč, z nichž většinu budou hradit právě distribuční společnosti. Tyto dodatečné náklady se pak budou rozpočítávat do poplatku za distribuci, resp. za přenos, a to v průběhu životnosti investice, zpravidla tedy 20 let. Na grafu č. 9 je vidět jak průběh investic, tak i jejich dopad na náklady v absolutním měřítku, tak i v rozpočítání na MWh.

NÁKUP REGULAČNÍ ENERGIE

Vedle nákladů na systémové služby jsou dalšími náklady vyvolanými nepredikovatelným charakterem provozu FVE (a také VtE) náklady na regulační energii. Poplatek za systémové služby totiž hradí pouze fixní náklady zajištění podpůrných služeb, nikoliv náklady na dodanou elektřinu v jejich rámci – tzv. regulační energii. K tomu, abychom pochopili, o jak velké množství elektřiny se jedná, musíme se podrobněji podívat na způsob, jak jsou PpS pro potřeby krytí odchylek FVE a VtE zajišťovány. Jako příklad uvedeme situaci u VtE, postup výpočtu u FVE je pak podobný.

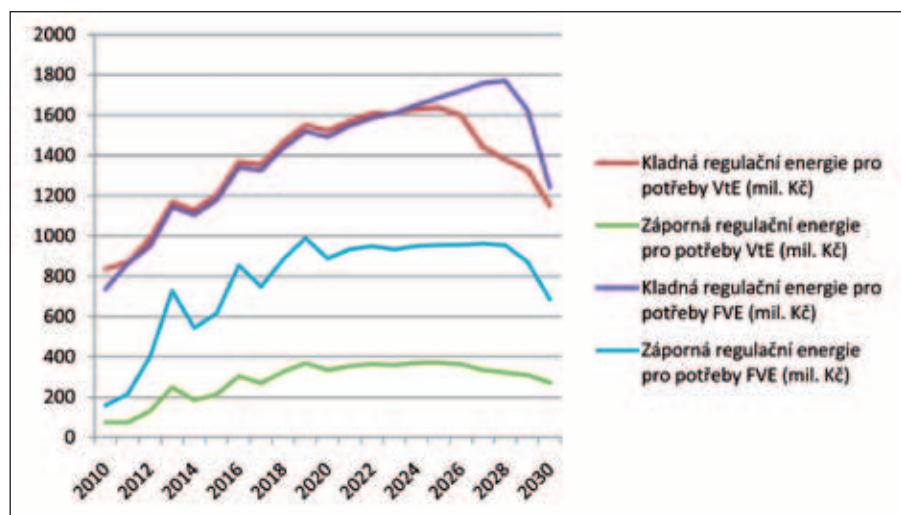
Lze předpokládat, že v intervalu 0 až 20 % instalovaného výkonu příslušné VtE se bude pohybovat výroba z VtE zhruba 73 % celkové doby. Ovšem v této době vyprodukují pouze 30 % své celkové produkce – viz tabulka č. 3, kde pro demonstrační účely uvažujeme celkový instalovaný výkon VtE 1000 MWe.

Vyprodukované množství po dobu tří čtvrtin každého roku činí v našem modelovém případě zhruba 380 GWh. Ve zbytku



Dodávaný výkon jako podíl z celkového instalovaného výkonu (%)	Pravděpodobnost výskytu jevu (%)	Instalovaný výkon (MWe)	Vyrobená elektřina (MWh)
< 4 %	40,25	1000	70518
4 – 8	11,18	1000	58762
8 – 12	10,16	1000	89002
12 – 16	8,09	1000	99216
16 – 20	3,96	1000	62441
20 – 24	4,97	1000	95782
24 – 28	2,65	1000	60356
28 – 32	3,19	1000	83833
32 – 36	2,26	1000	67312
36 – 40	2,37	1000	78893
40 – 44	1,93	1000	71009
44 – 48	0,82	1000	33043
> 48 %	8,17	1000	465200

Tabulka č. 3: Vztah instalovaného výkonu a vyrobené elektřiny ve FVE a VtE



Graf č. 10: Náklady na regulační energii v mil. Kč/rok

roku pak VtE (v oblasti nad 20 % instalovaným výkonem) vyprodukuje cca 70 % své výroby – tedy 955 GWh. Celková produkce tak činí 1335 GWh ročně, což znamená zhruba 15% využití výkonu.

PpS v takovém případě fungují zhruba následovně – do velikosti 20 % instalovaného výkonu je jejich výroba dorovnána PpS a v případě překročení hodnoty 20 % výkonu při produkci, je nutné spotřebu elektřiny snížit jinde. Elektřina vyrobená „nad“ rámec 20 % instalovaného výkonu, tedy cca 70 % elektřiny vyrobené z VtE jen nahradí produkci jiných zdrojů, která není dodána do soustavy a to ve formě snížení výkonu v rámci tzv. záporných PpS. Jelikož dodavatelé PpS postupují tak, že nabízení záporný regulační výkon z již prodaných zdrojů pro potřeby silové elektřiny, pak aktivace těchto PpS je podstatně levnější, než aktivace podpůrných služeb kladných.

Velikost dodané regulační energie odpovídá zhruba množství elektřiny nutné k pokrytí výroby odpovídající 20 % instalovanému výkonu VtE nad rámec množství elektřiny, které

Hrubé náklady (vše v mil. Kč)	Celkem 2010–2030	Podíl na celku
Přímé náklady výkupu elektřiny z FVE	509916	72,6 %
Přímé náklady výkupu elektřiny z VtE	44836	6,4 %
Náklady na zajištění dodatečných PpS	48948	7,0 %
Náklady vynucených investic	18035	2,6 %
Náklady na dodatečnou regulační energii	80380	11,4 %
Celkem	702116	100 %

Tabulka č. 4: Celkové náklady na FVE a VtE v české elektrizační soustavě (v mil. Kč)

VtE v tomto rozsahu vyrobí. V našem příkladě se jedná o 1372 GWh. Pro jednoduchost odhadu lze předpokládat (a jedná se o poměrně realistický předpoklad), že zásadní poměry mezi podílem elektřiny dodané v rámci regulační energie a z VtE se nezmění ani v následujících letech. Obdobně lze odhadnout i velikost regulační energie z FVE.

K odhadu nákladů na regulační energii je zapotřebí odhadnout vývoj cen elektřiny pro období 2010 až 2030. Je prakticky nemožné tuto predikci nějak rozumně provést. Pro roky 2010 až 2013 byly použity futures kontrakty dostupné na PXE s tím, že cena roku 2013 byla upravena o očekávaný růst cen povolenek ve třetím obchodovacím období. V letech

2013 až 2019 byl predikován růst cen elektřiny o zhruba 15 % nad úroveň roku 2013 a poté postupný pokles o 2% ročně.

Z těchto uvedených predikcí je pak již možné vypočítat náklady na regulační energii, která je vyvolána zapojením FVE a VtE do elektrizační soustavy. Odhad je zobrazen na grafu č. 10 (v mil. Kč/rok).

Celková suma nákladů na dodatečnou regulační energii v letech 2010 až 2030 bude dosahovat cca 80 mld. Kč. Zajímavou otázkou je to, jak se tyto náklady projeví v cenách elektřiny, neboť náklady na regulační energii nesou ti ze subjektů zúčtování (SZ), kteří jsou v odchylce. Platí, že ačkoliv mezi jednotlivými SZ jsou rozdíly ve schopnostech pracovat s odchylkou, pak v delším období jsou na tom všechny SZ zhruba podobně. V průměru musí všichni náklady na odchylku rozpočítat do cen pro konečné zákazníky. Je pravděpodobné, že různé skupiny zákazníků budou z tohoto hlediska postiženy různě, avšak pro potřeby odhadů budeme uvažovat uniformní dopad.

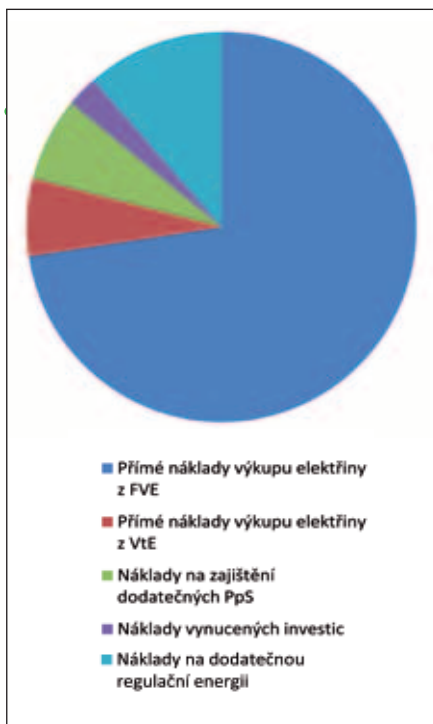
NÁKLADY A CENA ELEKTRĚNY

Pokud bychom všechny náklady na existenci FVE a VtE v české elektrizační soustavě shrnuli, získáme tabulku č. 4 (přímé náklady VtE byly vypočítány obdobným postupem jako přímé náklady FVE).

Graficky lze stejné množství informací zobrazit v koláčovém grafu č. 11. Z něj ještě více vystupuje fakt, že cca 72 % všech dodatečných nákladů je způsobeno výkupem elektřiny z FVE. Cca 80 % ze všech nákladů výkupu elektřiny z FVE je způsobeno třemi

ročníky FVE – 2009, 2010 a 2011. Ovšem vliv těchto ročníků je mnohem větší, neboť mají dominantní vliv i u ostatních složek nákladů.

Celková suma nákladů všeho druhu dosahuje zcela neuvěřitelné výše cca 700 mld. korun. Abychom udělali povinnosti a čistotě odhadu zadost, pak k tomu, abychom získali čisté veřejné náklady podpory existence FVE a VtE v české ES, je nutné od hrubých nákladů odečíst hodnotu elektřiny dodané z FVE a VtE do soustavy. Místo množství elektřiny dodané FVE a VtE není nutné nakupovat elektřinu jinou. Otázkou však je, jaká je tržní cena elektřiny vykoupené z VtE a FVE. Pro její zjištění je vhodné si vytvořit tabulku srovnávací typický diagram odběru elektřiny



Graf č. 11: Přímé a nepřímé náklady výkupu elektřiny z FVE a VtE

z OZE k typickým produktům obchodovaným na elektroenergetických burzách. Pro zajímavost jsou vloženy do tabulky č. 5 i jiné OZE než FVE a VtE.

Z tabulky č. 5 je patrné, že získat nějaký srovnatelný produkt k elektřině produkované z FVE a VtE je poměrně obtížné. Nicméně vzhledem ke konstrukci cenových rozhodnutí známe alespoň horní mez tržní ceny jak elektřiny produkované ve FVE, tak elektřiny produkované ve VtE. Vzhledem k tomu, že nikdo z velkých producentů elektřiny z VtE nebo FVE nevyužívá tzv. zelených bonusů, pak velikost tržní ceny elektřiny z FVE i VtE je omezena rozdílem mezi zeleným bonusem a pevnou výkupní cenou.

SEDM SET MILIARD VE HŘE

Pokud bychom vypočítali hodnotu elektřiny vyprodukované ve FVE a VtE a odečetli od hrubých nákladů, pak získáme náklady čisté. Ty jsou uvedeny v tabulce č. 6.

Celkové čisté náklady politiky veřejné podpory výroby elektřiny ve VtE a FVE tak dosahují cca 650 mld. Kč mezi lety 2010 až 2030. Jedná se o ohromnou až nepředstavitelnou položku. Platí totiž, že ve vnímání většiny lidí je obrovský rozdíl mezi jednou korunou a tisícem korun, ovšem prakticky žádný rozdíl mezi jedním milionem a jednou miliardou – obojí je velmi mnoho.

Jelikož všechny náklady se nakonec trans-

formují jako přírážka k ceně elektřiny (ať už ve formě regulované části ceny, nebo ve formě nákladové položky v neregulované části ceny), pak je možné velikost této přírážky za privilegium podporovat výrobu ve FVE a VtE spočítat. Výše těchto přírážek nakonec bude odpovídat cca jedné třetině tržní ceny silové elektřiny.

DOPAD NA SPOTŘEBITELE

Dramatické zvýšení nákladů na elektřinu v důsledku podpory FVE a VtE bude mít přímý dopad na výdaje domácností na elektřinu. Záleží samozřejmě na způsobu užití elektřiny u jednotlivých domácností. V případě plně elektrifikované domácnosti se jedná o nárůst mezi pěti až osmi tisíci korun ročně. Náklady drobného živnostníka se spotřebou 40 MWh/rok vzrostou v rozmezí 15 a 20 tisíci korun ročně. Tyto prostředky pak nebudou moci být použity na nákup jiných statků a zboží a budou mít podstatnou roli při rozhodování o množství spotřebované elektřiny a o volbě energetického média obecně (např. k vytápění). Procentně se bude jednat o růst o pět až deset procent ceny oproti situaci bez podpory výkupu elektřiny z FVE a VtE.

U průmyslových podniků se bude jednat o zcela jiné položky v řádech statisíců a milionů korun ročně. Na grafu č. 12 jsou zobrazeny

odhady dodatečných nákladů za rok pro jednotlivé typy průmyslových podniků. Jako typické podniky byly zvoleny:

- malá společnost se spotřebou 1 GWh;
- střední firma se spotřebou 9 GWh;
- velká firma se spotřebou 40 GWh.

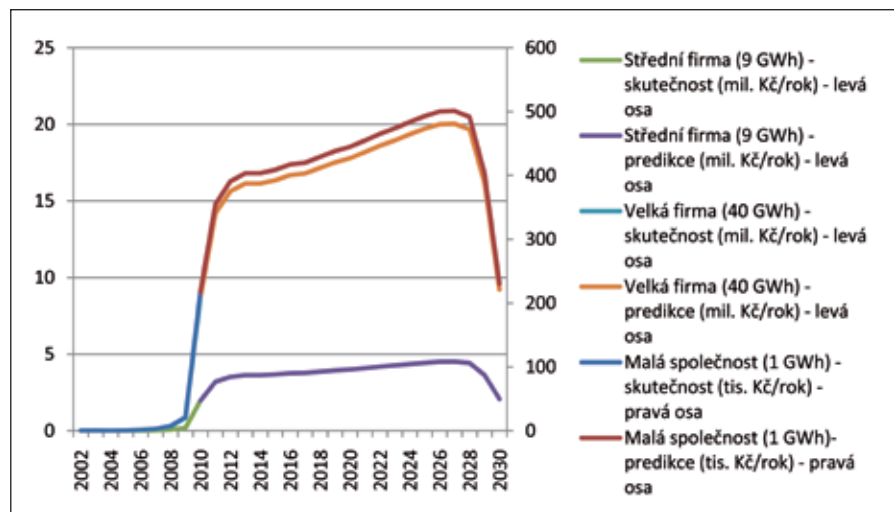
Náklady jednotlivých skupin pak dosahují:

- malá společnost – 400 až 550 tisíc Kč/rok
- střední firma – 3 až 5 mil. Kč/rok
- velká firma – 15 až 20 mil. Kč/rok.

Je sice velmi nepravděpodobné, že by díky růstu nákladů na elektřinu došlo k masivnímu odlivu průmyslových podniků ze země (už jenom proto, že ve většině případů náklady na energii tvoří jen velmi malou část celkových nákladů firmy – nejčastěji do 3 až 5 procent), ale v mezních případech, specializovaných výrobcích se tak stát může, neboť se náklady na elektřinu mohou stát pověstnou „poslední kapkou“. A dlouhodobě dojde k ovlivnění rozhodování o spotřebě elektřiny a o velikosti investic do elektroenergetiky náročnějších výrobců, což jsou výroby zpravidla velmi vyspělé. Procentně znamená růst cen elektřiny pro průmyslové podniky nárůst o zhruba 10 až 20 %.

MÁ TO SMYSL?

Jedním z důvodů, proč (alespoň oficiálně) existují různé formy podpory výroby elektřiny



Graf č. 12: Dodatečné roční náklady pro průmyslové podniky

Hrubé náklady celkem (vše v mil. Kč)	702116	100 %
Tržní hodnota elektřiny z FVE	40743	5,8 %
Tržní hodnota elektřiny z VtE	6785	1,0 %
Čisté náklady celkem	654587	

Tabulka č. 6: Čisté náklady na FVE a VtE (v mil. Kč)

Druh OZE	Typický diagram	Odpovídající tržní produkt
FVE	Max mezi 8 – 18 hod denně převážně v létě – velké odchylky	Měsíční Peak
VtE	Zcela neurčitý s velkými odchylkami	Neexistuje
MVE	Maximum březem – květen; říjen – listopad; dodávku limitují hydrologické podmínky	Base – měsíc
Biomasa	Kogenerace – snaha o maximální využití v topné sezoně	Base – kvartál
Bioplyn	Rovnoměrné využití během roku	Base – rok (CAL)

Tabulka č. 5: Typický diagram a odpovídající tržní produkt



cíl je součástí zákona č. 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů, kterým byla uvedena směrnice implementována do českého práva. K tomuto konkrétnímu cíli se Česká republika se zavázala v přístupové smlouvě (Akt o přistoupení v příloze č. II, kapitole 12, A bod 8a). Zda se tento cíl podařil nebo podaří naplnit, je vidět z grafu č. 13.

Na první pohled to vypadá, že z pohledu cílů sledované politiky se záměr téměř podařil. Je ovšem otázkou, zda hlavním zdrojem růstu podílu RES na celkové produkci není spíše pokles spotřeby elektřiny vyvolaný tzv. finanční krizí z let 2008 a 2009. V současné době plní své závazky ohledně podílu výroby z OZE na hrubé spotřebě pouze Dánsko a Velká Británie. Žádná jiná země. Pokud tedy z 27 zemí plní své závazky pouze dvě, není případné nesplnění tohoto závazku z hlediska ČR tak velký problém. Problémem by byla pouze situace, kdy by ČR byla jediná, což ale není tento případ.

Pokud jde o výhled do vzdálenější budoucnosti, pak by v roce 2020 výroba elektřiny z OZE ČR činit 13 % z celkové hrubé spotřeby. Tento cíl je stanoven ve směrnici 2009/28/EC.

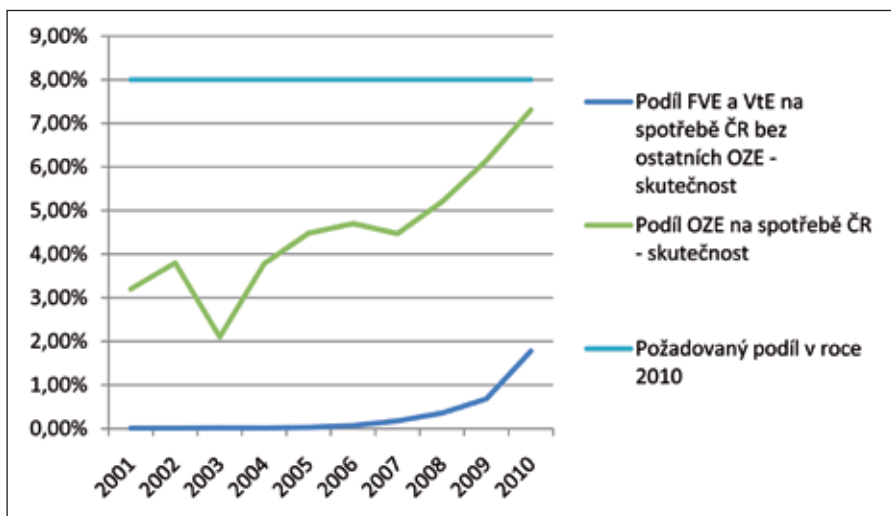
Jestliže shrneme předchozí predikce, pak získáme pravděpodobný vývoj sledovaných podílů v grafu č. 14.

Bez ohledu na enormní výši nákladů na podporu výroby elektřiny z OZE se podaří splnit zhruba tři čtvrtiny závazku, který na sebe ČR vzala (a to zde ani nediskutujeme o jeho smysluplnosti). Dost podivný důvod pro vyhození téměř tři čtvrtě bilionu z okna. Mezinárodní závazky ohledně podílu výroby elektřiny z OZE na její hrubé spotřebě nelze splnit ani při vynaložení tak obrovských nákladů.

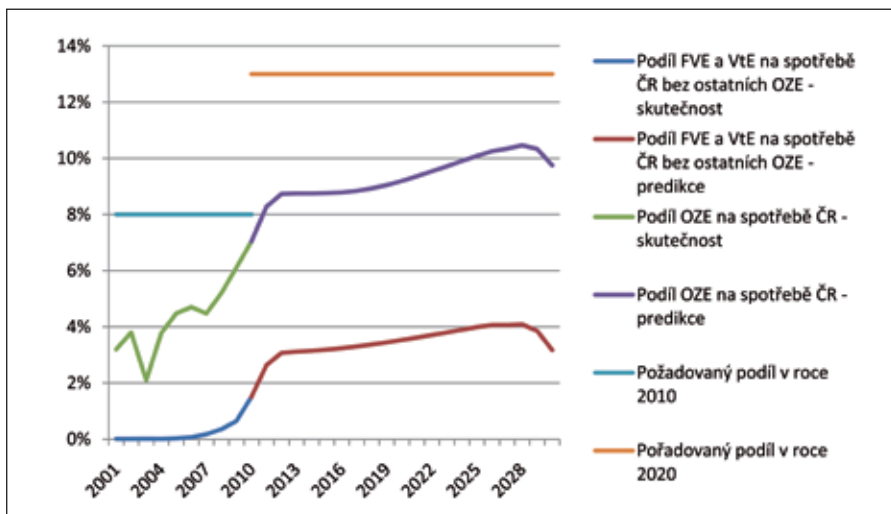
O AUTOROVÍ

Ing. Mgr. MIROSLAV ZAJÍČEK, MA
vystudoval *University of Chicago*,
Vysokou školu ekonomickou a Právnickou
fakultu Univerzity Karlovy. Získal bohaté
praktické zkušenosti v oblasti síťových
odvětví jako konzultant společnosti
Logica, analytik společnosti *Conseq*
Finance, v soukromé konzultační praxi
nebo jako Senior Research Fellow pro
oblast síťových odvětví na Liberálním
institutu. Zabývá se též *monetární*
politikou a hospodářskými cykly.
V současné době působí jako ředitel
Laboratoře experimentální ekonomie
na Národohospodářské fakultě Vysoké
školy ekonomické v Praze.

Kontakt na autora:
miroslav.zajicek@vse.cz
www.vse-lee.cz



Graf č. 13: Naplňování indikativního cíle v zavádění OZE



Graf č. 14: Vývoj do roku 2030

v obnovitelných zdrojích, jsou závazky ČR jako členské země EU týkající se objemu elektřiny produkované v OZE vzhledem k hrubé spotřebě elektřiny. Obecně vzato, indikativní cíle podílu OZE pro jednotlivé členské státy vycházejí ze směrnice 2001/77/EC o podpoře elektřiny z OZE na vnitřním trhu s elektřinou EU a jsou definovány jako procentuální podíly výroby elektřiny na hrubé domácí spotřebě elektřiny v každém členském státě. Směrnice

zároveň definuje celkový cíl pro Evropské společenství ve výši 22,1%. Směrnice zavazují členské státy přijmout opatření a programy podpory, které povedou ke zvyšování výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů.

Konkrétní formy opatření jsou na rozhodnutí jednotlivých států, musí však být v souladu s pravidly pro vnitřní trh s elektřinou a úměrné indikativním cílům, aby vedly k jejich splnění v roce 2010. Indikativní