Technologická agentura
České republiky

Metodika výpočtu nákladů podpory OZE

Zpracováno pro: TAČR, Program na podporu aplikovaného společenskovědního výzkumu a experimentálního vývoje OMEGA

Číslo projektu: TD010191

Identifikační č. výsledku: TD010191V001

Název projektu: Náklady podpory obnovitelných zdrojů energie

Předkládá:

Název organizace: Vysoká škola ekonomická v Praze

Jméno řešitele: Ing. Mgr. Miroslav Zajíček, MA, PhD

1 Obsah

1 Obsah 3
2 Seznam zkratek a vysvětlení pojmů 4
3 Obecná část 6
4 Nákladové ceny 9
5 Tržní ceny elektřiny z POZE 15
6 Zvláštní část I: Jednotlivé typy POZE 17
7 Zvláštní část II: Míra výnosnosti – vážené průměrné náklady na kapitál (WACC) 25
8 Zvláštní část III: Vývoj měnového kurzu 33
9 Zvláštní část IV: Vývoj cen energetických komodit 34
10 Zvláštní část IV: Vývoj spotřeby elektřiny v ČR (dle analýz EGÚ Brno) 35
11 Zvláštní část V: Vysvětlení zanedbatelné dopadu podpory OZE ve výrobě elektřiny na ŽP v ČR 37
12 Zvláštní část VI: Změna mechaniky výplaty podpor od 1. 1. 2013 42
13 Zvláštní část VII: Vyvedení nákladů výkupů mimo ceny elektřiny 45

2 Seznam zkratek a vysvětlení pojmů

AAU	Kyótský kredit neboli Assigned Amount Units
AV ČR	Akademie věd ČR
CAL	Constant Annual Load
CEE	Střední a východní Evropa
CfD	Contract for Differences
CPI	Index spotřebitelských cen
CZK/Kč	Česká koruna
ČNB	Česká národní banka
ČR	Česká republika
ČU	Černé uhlí
DP	Důlní plyn
DPH	Daň z přidané hodnoty
DS	Distribuční soustava
DSO	Provozovatel distribuční soustavy
DEZ	Druhotné zdroje
DZ	Dispečerská záloha
ECB	Evropská centrální banka
EEA	European Environment Agency = Evropská agentura pro ŽP
EIA	Environmental Impact Assessment = Posuzování vlivů na ŽP neboli Metoda hodnocení vlivů staveb, technologií a činností na ŽP
EK	Evropská Komise
EP	Evropský parlament
ERÚ	Energetický regulační úřad
ETS	Evropský systém obchodování s emisními povolenkami
EUA	Povolenka na emise CO2 ekvivalentů v rámci ETS
EU 15	Evropská unie ve stavu po rozšíření v roce 1995
EU 10	Nové členské země v době rozšíření 2004
EU 25, EU	Celá EU před rozšířením 2007
EUR	Euro
ETE/JETE	Jaderná elektrárna Temelín
FVE	Fotovoltaické elektrárny
HDP	Hrubý domácí produkt
HU	Hnědé uhlí
IPP	Nezávislý výrobce elektřiny neboli Independent Power Producer
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla neboli kogenerace
MF	Ministerstvo financí
MMR	Ministerstvo pro místní rozvoj
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MW, MWe, MWp	Megawatt, instalovaný megawatt elektrického výkonu, instalovaný megawatt špičkového výkonu
MWh/kWh	Megawatthodina/kilowatthodina
MVE	Malá vodní elektrárna
MŽP	Ministerstvo životního prostředí
OPM	Odběrné/předávací místi
OZE/RES	Obnovitelné zdroje energie; takové zdroje energie, jejichž potenciál není co do množství zásob alespoň teoreticky vyčerpatelný. Mezi OZE patří sluneční

	záření, voda, vítr, geotermální energie a biomasa.
PPI	Index cen průmyslových výrobců
PpS	Podpůrné služby
PR	Primární regulace
PS	Přenosová soustava
SEK	Státní energetická koncepce
SR	Sekundární regulace
SS	Systémová služba
SW	Software Prediktor OZE
TDD	Typové diagramy dodávek
TR	Terciární regulace
TSO	Provozovatel přenosové soustavy
USA	Spojené státy americké
USD	Americký dolar
VtE	Větrné elektrárny
WACC	Vážené průměrné náklady kapitálu
ZP	Zemní plyn

3 Obecná část

Výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů energie je podporována na základě zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, Zákon byl přijat v květnu 2012[1] a vznikl za účelem implementace směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/28/ES a zefektivnění stávající formy podpory[2]. Zákon stanovuje dva systémy provozní podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, a to výkupní ceny a zelené bonusy. Režimy nelze kombinovat, výrobce si musí vybrat systém, ve kterém bude vyrábět s tím, že podpora formou výkupní ceny je dostupná jen vybraným výrobnám, tak aby byl upřednostněn systém podpory formou zelených bonusů. Zelené bonusy vyplácí OTE a výkupní cenu vyplácí státem určený povinně vykupující obchodník, který pak tuto podporu zúčtovává s OTE.

Výkupní ceny byly vypočteny s ohledem na znění § 4 zákona č. 165/2012 Sb. a jsou stanovovány tak, aby za dobu životnosti daných typů výroben elektřiny byla výrobcům zaručena patnáctiletá prostá návratnost vložených investic. Výkupní ceny jsou po dobu životnosti zdroje navyšovány o 2 % s ohledem na index cen průmyslových výrobců.

Energetický regulační úřad stanovuje výši zelených bonusů tak, že zohledňuje výši tržní ceny elektřiny pro jednotlivé typy obnovitelných zdrojů energie. V tomto systému může výrobce svou produkci elektřiny prodat jakémukoliv zákazníkovi nebo obchodníkovi s elektřinou za tržní cenu a k tomu získat zelený bonus. Režim bonusů rovněž umožňuje spotřebovat vyrobenou elektřinu na vlastní spotřebu a na tuto spotřebu uplatňovat zelený bonus.

Základní technicko-ekonomické parametry jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů energie, které vstupují do výpočtů podpory, jsou uvedeny v příloze č. 3 vyhlášky Energetického regulačního úřadu č. 475/2005 Sb., kterou se provádějí některá ustanovení zákona o podpoře využívání obnovitelných zdrojů energie, v znění pozdějších předpisů. Základními parametry pro každý druh obnovitelných zdrojů energie jsou investiční náklady vztažené k jednotce instalovaného výkonu a předpokládané hodinové využití (viz podrobně dále).

Z pohledu investorů, respektive výrobců se jedná o dobrovolný režim. Nicméně povinně vykupující je povinen vyplácet výkupní cenu výrobci elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, který splnil podmínky dané zákonem a nabídl ji k výkupu. Povinně vykupující pak vyúčtuje rozdíl mezi výkupní cenou a hodinovou cenou elektřiny k úhradě OTE.

Povinnost uhradit výrobci zelený bonus za vyrobenou elektřinu má OTE. Provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy je povinen zaregistrovat předávací místo výrobny z OZE v systému OTE.

Gestorem zákona č. 165/2012 Sb. je Ministerstvo průmyslu a obchodu. Podle zákona je oprávněn nastavovat výkupní ceny a zelené bonusy Energetický regulační úřad. Kontrolní funkci zastává Státní energetická inspekce.

[1] Opožděné schválení zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů bylo důvodem žádosti o prodloužení termínu ukončení projektu, neboť pozdní schválení de facto znamenalo v ročním projektu posun o téměř půl roku.

[2] V současné době je na MPO připravována opět zásadní novela zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, která se týká zejména zavedení systému Contract for Differences pro nízkouhlíkové zdroje. Tato novela již je zapracována jak do SW OZE Prediktor, tak i do této metodiky.

OTE má právo na úhradu nákladů spojených s podporou elektřiny. Na krytí části těchto nákladů byla zavedena státní dotace (viz také Zvláštní část VII). Dotace ze státního rozpočtu v plné míře kryje podporu tepla a její zbytek slouží na krytí podpory elektřiny. Zbylé prostředky nutné na financování podpory elektřiny hradí všichni koneční zákazníci v cenách elektřiny prostřednictvím regionálních distribučních společností nebo provozovatele přenosové soustavy.

Tyto vícenáklady se promítají do regulované složky ceny elektřiny pro konečné zákazníky formou celostátně jednotné položky v ceně distribuce elektřiny, kterou stanoví ERÚ. Výši dotace stanovuje MPO, minimálně ve výši nutné k pokrytí podpory tepla.[3]

Na krytí nákladů spojených s podporou solárních elektráren uvedených do provozu v období od 1. ledna 2009 do 31. prosince 2010 byl na období 2011 – 2013 zaveden odvod, kterým musí tyto elektrárny kompenzovat nepřiměřenou výši jejich podpory. V současné době jsou připravovány kroky k prodloužení tohoto odvodu alespoň pro některé fotovoltaické elektrárny.[4]

Zpětná úprava pro stávající zdroje je v režimu výkupních cen omezená, lze je pouze navyšovat o 2 %. V režimu zelených bonusů se každoročně reviduje aktuální výše tržní ceny elektřiny daného druhu obnovitelného zdroje energie a v návaznosti na tuto cenu se zelené bonusy upravují.

Při stanovování výkupních cen postupoval ERÚ podle technicko-ekonomických parametrů daných vyhláškou 475/2005 Sb., kterou se provádějí některá ustanovení zákona č. 180/2005 Sb., o podpoře využívání obnovitelných zdrojů, ve znění pozdějších předpisů. Vyhláška bude novelizována tak, aby prováděla odpovídající ustanovení nového zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie.

Každá technologie obnovitelných zdrojů energie má svou odlišnou výši podpory. Výrobce z POZE musí mít platnou licenci na výrobu elektřiny, kterou vydává Energetický regulační úřad, být připojen k soustavě a mít zaregistrované předávací místo výrobny u OTE.

Nárok podpory formou výkupní ceny je omezen výší instalovaného výkonu:

- FVE do 30 kWp,
- OZE mimo FVE do 100 kW,
- MVE do 10 MW.

Pro každý typ technologie existuje odlišná výše podpory v závislosti na cenách technologie tak, aby byla zaručena minimální doba návratnosti investice. Aktuální výše výkupních cen jsou zveřejněny v příslušeném cenovém rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, které je dostupné na stránkách úřadu www.eru.cz.

[3] V současné době stále není hotová notifikace Zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů a některá ustanovení tohoto zákona jsou ze strany EK považována za diskriminační a celý systém výběru financí pro hrazení nákladů podpory POZE je opět směřován k zásadní úpravě plateb účtovaných po MWh k platbám navázaným na rezervovanou kapacitu či velikost jističe. Tyto připravované změny nemají na tuto metodiku vliv.

[4] Případné prodloužení odvodu nemá na tuto metodiku vliv.

Dalším kritériem je datum uvedení do provozu, čímž jsou respektovány technicko-ekonomické podmínky v období pořízení výrobny. Mezi další kritéria patří druh paliva u bioplynu, způsob spalování a druh paliva u biomasy a rozdělení dle instalovaného výkonu..

Sazby jsou garantovány podle následující tabulky:

Typ OZE	Garance výkupních cen [roky]
MVE	30
Biomasa	20
Bioplyn	20
Skládkový, kolový a důlní plyn	15
VtE	20
Geotermální elektrárna	20
Fotovoltaická elektrárna	20

Lhůta se počítá od data uvedení zdroje do provozu. U zdrojů uvedených do provozu před rokem 2005 se uvažuje tento rok za datum uvedení do provozu. Uvedené hodnoty vycházejí z vyhlášky č. 475/2005 Sb.

Každý rok dochází k výpočtu výkupní ceny pro nové výrobny, čímž se respektují aktuální investiční náklady a v případě biomasy, bioplynu a biokapalin také aktuální ceny paliv. Pro stávající zdroje, tj. výrobny, které již byly v minulosti zprovozněny, dochází k navyšování cen o 2 % podle vývoje indexu cen průmyslových výrobců.

V případě Zelených bonusů musí mít výrobce platnou licenci na výrobu elektřiny, kterou vydává Energetický regulační úřad, platnou smlouvu o připojení a zaregistrované předávací místo výrobny u OTE. V závislosti na velikosti instalovaného výkonu se rozlišuje podpora formou ročního nebo hodinového zeleného bonusu.

Pro některé POZE jde o jedinou možnou formu provozní podpory. V režimu zelených bonusů si musí výrobce najít svého odběratele, kterému prodá svou elektřinu za tržní cenu. K tomu získá od operátora trhu pevně stanovený hodinový nebo roční zelený bonus. Výše zelených bonusů jsou tak z principu určeny rozdílem výkupní ceny a tržní ceny daného typu obnovitelného zdroje energie pro danou kategorii.

4 Nákladové ceny

Původní zákon č. 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů (zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů) nijak nespecifikoval, jakou míru návratnosti měl brát Energetický regulační úřad v úvahu při stanovování výkupních cen a zelených bonusů. Je otázkou, zda se jednalo pouze o neobratnost vyjádření zákonodárce, ale faktem je, že v této oblasti měl pak ERÚ značnou míru volnosti v rozhodování o metodice výpočtu.

Faktem je, že ERÚ v rámci svého správního uvážení vycházel (víceméně) z návratnosti reálné – a to minimálně po dobu životnosti zdroje. Obecně si je třeba uvědomit, že zákonodárce není podnikový ekonom a často se stává, že používaná terminologie v právních předpisech se od té používané v praxi poněkud liší. Při výkladu právní normy je nutné postupovat tak, že její význam bude chápán nejenom jednotlivě z hlediska jejích částí, ale i v jejich vzájemné souvislosti a logiky usazené této normy do právního řádu. Výklad ustanovení původního zákona č. 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů v tom smyslu, že se jedná o návratnost reálnou, by byl akceptovatelný, pokud by se zároveň jednalo o dobu, po kterou by byla výkupní cena regulována. Ovšem ERÚ působnost zákona podstatně rozšířil tím, že pro každý jednotlivý zdroj stanovil zvláštní doby předpokládané životnosti, na které navázal dobu účinnosti ustanovení o regulovaných výkupních cenách / zelených bonusech.

Při interpretaci ustanovení zákona č. 180/2005 Sb. lze také analogicky užít výkladu ustanovení §19a Energetického zákona, podle něhož ERÚ má postupovat tak, aby při stanovení cen (tedy při regulaci cen) za přenos elektřiny, přepravu plynu, distribuci elektřiny a distribuci plynu postupoval tak, aby stanovené ceny pokrývaly nezbytně nutné náklady na zajištění efektivního výkonu licencované činnosti, odpisy a přiměřený zisk zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti.

Pokud provedeme výklad, pak z logiky celé věty vyplývá, že za „nezbytně nutné náklady na zajištění efektivního výkonu licencované činnosti“ je nutné považovat takové náklady, které vyplývají z efektivního provozování již existujícího zařízení sloužícího buď k přenosu elektřiny, přepravě plynu, distribuci elektřiny a distribuci plynu. (Zde je nutné dodat, že legislativní zkratka „plyn“ znamená zemní plyn, ale extenzivně vyložena také pravděpodobně biometan). V ekonomické terminologii se jedná o provozní náklady efektivního provozu daného zařízení. Tedy tato část výnosů z regulovaných cen pokrývá pouze provoz zařízení a jeho údržbu – nikoliv investiční činnost, tedy obnovu, případně rozvoj. Obdobně lze chápat i původní ustanovení o návratnosti investic do zdrojů OZE.

Návratnost investice se překládá z anglického Return on Investment tedy ROI. Termín návratnost investice vyjadřuje čistý nominální zisk nebo čistou nominální ztrátu, která se počítá vůči počáteční investici, tedy množství investovaných prostředků. Obvykle se udává v procentech.

Základní výpočet, kterým se vypočítává návratnost každé investice je následující:

$$ROI = \frac{GoI - CoI}{CoI},$$

kde

ROI je návratnost investice;
CoI jsou náklady investice;
GoI jsou výnosy z investice;

V této zjednodušené podobě nehraje čas roli (což je z hlediska reálného světa velký problém), ale pro pochopení podstaty pojmu se jedná o dostačující vzorec. V případě investic do aktiv potřebných k výkonu licencované činnosti jsou pak výnosy ta část ceny, která slouží k pokrytí odpisů a zisku. Návratnost jako pojem je tak číslo, které ukazuje, zda výnosy z dané investice přesahují nebo nepřesahují její náklady. Návratnost tedy může být i záporná. Pojem, který použil zákonodárce, tedy „zajišťující návratnost realizovaných investic“, je tak z hlediska ekonomické pomologie pojmem zavádějícím, neboť „návratnost“ neobsahuje v sobě žádnou indikaci kvality – tedy, zda je investice smysluplná nebo nikoliv. Zákonodárce měl zjevně na mysli „kladnou návratnost“ a to v takové výši, aby odpovídala přiměřenému zisku. V takovém případě pak suma odpisů a zisku (ať už stanoveného jakkoliv) musí pokrýt náklady investice plus zisk, jehož přiměřenost je poměřována s průměrnými náklady kapitálu (viz Zvláštní část I).

Tento výklad je spíše tradiční a zvykový, neboť se rozhodně nejedná o výklad doslovný, ale spíše rozšiřující, který neodpovídá účetnímu termínu „zisk“.

Popsaný přístup vychází z myšlenky, že investice je financována vlastními i cizími zdroji a regulovaný zisk má zajistit přiměřenou návratnost investice k pokrytí jak nákladů cizích zdrojů, tak nákladů vlastního kapitálu a to ve výši odpovídající jak časové hodnotě peněz, tak i rizikovosti prováděné investice. Vzorec v tomto případě vypadá takto:

$$NPV = \sum_{t=1}^{15} \frac{O_t(I) + Z_t}{(1 + WACC)^t},$$

kde

NPV je čistá současná hodnota investice;
O jsou odpisy v daném roce;
Z je zisk v daném roce;
WACC jsou vážené náklady kapitálu.

Taková řada zisků Z_1 až Z_{15}, pro které platí, že NPV = CoI, zajišťuje přiměřenou návratnost investice, pokud za přiměřenou výši považujeme výši danou velikostí WACC a jeho jednotlivých položek (většinou zjištěných na bázi CAPM modelu).

V případě, že NPV je vyšší než CoI, pak je návratnost investice (z daného úhlu pohledu) nepřiměřená.

Z pohledu investora se na celý problém lze podívat jinak. Mezi nejpoužívanější metody stanovení efektivnosti podnikových investic v tržní ekonomice patří:

a) Čistá současná hodnota (Net Present Value – NPV).

b) Vnitřní míra výnosu, vnitřní výnosové procento (Internal Rate of Return – IRR).

c) Doba návratnosti (Pay back Method).

Ovšem všechny tyto metody jsou jen různým pohledem na jeden jediný a z hlediska investic relevantní fakt – tj. zda budoucí výnosy dokážou uhradit vynaložené investiční náklady včetně nákladů obětované příležitosti.

Z hlediska návratnosti lze rozlišit její dva druhy – prostá (užívaná na základě zákona 165/2012 Sb.) a reálná (užívaná na základě zákona 180/2005 Sb. – viz výše). Prostá návratnost bere v úvahu pouze výši investičních nákladů, reálná návratnost investice bere v úvahu i alternativní náklady provedené investice – tj. náklady kapitálu (vlastního i cizího). Matematicky jsou hodnoty prosté a reálné návratnosti totožné v případě, že náklady kapitálu jsou nulové. Matematicky také platí, že reálná doba návratnosti je v případě kladných nákladů kapitálu vždy delší než prostá doba návratnosti a také platí, že čím vyšší náklady kapitálu tím je delší doba reálné návratnosti.

Stejně tak je nutné poznamenat, že hodnota nákladů užitého kapitálu (zkratka WACC) je do značné míry individuální pro každého investora, a proto každý investor může mít na totožný projekt různý pohled z hlediska jeho návratnosti (nebo ekvivalentně z hlediska jeho hodnoty). A stejně tak platí, že náklady kapitálu jsou různé pro různé typy investic – v případě rizikových investic jsou WACC vždy vyšší než v případě investic méně rizikových či bezrizikových. Investice do podporovaných zdrojů energie obecně patří do oblasti velmi nízko rizikových investic a jejich WACC jsou významně nižší než u jiných projektů, které se na rozdíl od investičních projektů OZE pohybují v tržním prostředí.

WACC, tedy náklady kapitálu nejsou pouze náklady na zápůjční kapitál, tedy úroky z úvěrů – jedná se o alternativní náklady všech druhů užitého kapitálu (včetně vlastních zdrojů). Stejně nejsou tyto náklady nijak vyjádřeny velikostí splátek úvěrů použitých při financování provedených investic, neboť délka splatnosti jednotlivých úvěrů nemusí souhlasit (a zpravidla také nesouhlasí) s dobou, pro kterou je hodnocena návratnost investice. Typicky v případě investic do velkých OZE platí, že úvěry, které pokrývaly většinu nákladů financování jejich výstavby (typicky 80 – 90 %) byly poskytnuty na dobu významně kratší, než je doba návratnosti, kterou předpokládaly výkupní ceny a zelené bonusy stanovené ERÚ. To, že provedená investice není v takové situaci schopna vyprodukovat dostatečný cash flow v některých letech své existence pro pokrytí splátek úroků a jistiny úvěru, který je poskytnut na kratší dobu, než je doba předpokládané návratnosti, neznamená, že taková investice předpokládanou návratnost nemá – jedná se pouze o problém s cash flow, který je vyvolán různými požadavky na jeho tok v průběhu života investice nikoliv tím, že by investice jako celek návratnost neměla. Tento problém je řešitelný standardními bankovními nástroji – např. přeúvěrování atd.

Vnitřní míra výnosu nebo vnitřní výnosové procento (zkratka: IIR) je definována jako taková úroková míra, při které se současná hodnota peněžních příjmů z investice (často také označovaná jako diskontované cash flow projektu) rovná kapitálovým (investičním) výdajům na investice (eventuálně současné hodnotě těchto kapitálových výdajů, jestliže jsou vynakládány po delší období).

V případě, že IIR je pozitivní, projekt má prostou ekonomickou návratnost. V případě, že IIR je vyšší než WACC, pak má projekt reálnou ekonomickou návratnost. Všechny koncepty výše zmíněné, lze znázornit na následujícím příkladu.

Příklad: Předpokládejme, že existuje projekt, který po dobu 15-ti let bude generovat 10 mil. Kč ročně. Investiční náklady na jeho provedení pak jsou 100 mil. Kč (jedná se např. o náklady zakoupení takového projektu – z hlediska tohoto typu finančního investora pak doba výstavby projektu nehraje roli). V případě, že bychom uvažovali prostou návratnost, pak ta činí 10 let – a je matematicky shodná s reálnou návratností projektu v případě nulových nákladů na kapitál. Pokud by WACC investora činily 5,54 %, pak reálná doba návratnosti stejného projektu činí přesně 15 let. A pokud by WACC činily 10 %, pak projekt nemá reálnou ekonomickou návratnost ani pro celou dobu své životnosti. A na celý problém se lze podívat ještě opačně – IIR projektu činí 5,54 % a všichni investoři, jejichž WACC je nižší než tato hodnota projekt zakoupí, naopak ti, jejichž WACC je vyšší tak neučiní.

Ovšem tyto míry návratnosti nic neříkají o cash flow projektu, pokud je financován z úvěru, který je kratší než doba jeho životnosti. Předpokládejme, že investor získá k jeho nákupu úvěr 100 mil. se splatností deset let a úrokovou sazbou 4 % (splátka je splatná jednou ročně). V takovém případě je prvních deset let povinen zaplatit ve splátkách ročně 9,86 mil. Kč. Ovšem, pokud by získal úvěr s úrokovou sazbou 4,5 % (se stejnou dobou splatnosti), pak jeho splátky by činily 10,11 mil. Kč/rok a investice by neposkytovala dostatek prostředků k jeho splacení přesto, že z hlediska celkové reálné návratnosti se stále jedná o životaschopný projekt, jehož 15-ti letá návratnost zůstala zachována.

V souvislosti se schválením Zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, došlo k podstatné materiální změně pravidel. V Zákoně byla zcela explicitně stanovena jako rozhodující míra návratnosti návratnost prostá. Jak již bylo výše naznačeno, prostá doba návratnosti je nejjednodušší, zcela jistě nejméně vhodné, byť pro mnoho lidí „intuitivní“ a tak velice často užívané ekonomické kritérium hodnotící návratnost investice.

Největší nevýhodou tohoto kritéria je, že zanedbává efekty časové hodnoty peněz – tedy alternativního užití peněz, které jsou investorovi k dispozici – ať už pro jiné investiční příležitosti nebo pro spotřebu. Fakticky to znamená, že se uvažuje situace, kdy diskontní faktor se rovná nule a investorovi je zcela lhostejné, kdy své peníze dostane zpět – jestli za rok nebo za deset let.

Z hlediska prosté návratnosti jsou tak projekty s různým časovým tokem hotovosti, ale stejnou nominální sumou této hotovosti zcela srovnatelné. Z hlediska reálného hodnocení investic se samozřejmě jedná o nevhodné kritérium, protože v reálném světě platí, že investoři i spotřebitelé preferují více před méně a dříve před déle.

Nejjednodušší výpočetní vzorec prosté návratnosti:

$$T_j = \frac{IN}{CF},$$

kde

IN jsou investiční náklady

CF je roční peněžní tok

Tento vzorec neumožňuje počítat s rozdílnými peněžními toky v jednotlivých letech, což lze napravit tím, že lze veličinu CF chápat jako průměrný peněžní tok z dané investice. Obvykle se veličina prosté návratnosti uvádí pouze v celých číslech, kdy celé číslo uvádí rok, ve kterém dojde k prostému splacení investice, tedy neuvádí se desetinná místa.

Není bez zajímavosti, že toto kritérium není používáno fakticky v žádné standardní zahraniční učebnici, neboť o skutečné návratnosti neříká fakticky vůbec nic, protože investor vždy musí zahrnout vliv hodnoty kapitálu, který na investici využije – ať už kapitálu vnitřního, nebo vnějšího. To také znamená, že CF do výpočtového vzorce je počítán pouze z provozu dané investice, nikoliv z jejího financování (úrokové platby tedy do výpočtu nevstupují[5]).

Stejně tak je zajímavé, že toto kritérium, přes jeho nevýhody, je často implicitně používáno při porovnávání investic zejména do energetiky v situaci, kdy kdokoliv hodnotí pouze velikost investičních a variabilních nákladů – bez ohledu na financování a délku výstavby dané investiční akce.

Postup stanovení výkupních cen na nákladové úrovni při zachování kritéria prosté návratnosti

1. Pro test návratnosti je použita výkupní cenu pro rok 2012 a technickoekonomické parametry pro rok 2013 a metodiku prosté návratnosti.

2. Pokud zjištěná prostá návratnost je vyšší než 12 let a nižší než 15 let, je výkupní cena pro rok 2013 snížena max. o 5 % tak, aby prostá návratnost z nové výkupní ceny nepřesáhla 15 let.

3. Pokud zjištěná prostá návratnost je nižší než 12 let, pak je nová výkupní cena nastavena tak, aby odpovídala přesně prosté návratnosti 15 let.

4. Pokud zjištěná prostá návratnost je vyšší než 15 let, pak je nová výkupní cena nastavena tak, aby odpovídala přesně prosté návratnosti 15 let a nebyla vyšší než 115 % letošní ceny.

5. Všechny vypočtené ceny musí splnit podmínku, že nesmí být vyšší než 4.500,- Kč/MWh, jinak budou stanoveny přesně na 4.500,- Kč/MWh.

Je ovšem třeba rozlišit dvě skutečnosti – stanovení cen pro již existující zdroje a stanovení cen pro zdroje nové. Ceny pro existující zdroje jsou dány zákonnými pravidly, tzn. jsou upravovány podle zákonných pravidel a platí, že požadavek 15-ti leté návratnosti byl (minimálně) dodržen již samotným stanovením cen v minulosti, které braly v úvahu všechny relevantní okolnosti v té době známé.

Pro ceny nových zdrojů jsou brány v úvahu všechny relevantní skutečnosti a zákonné podmínky platné v době stanovení těchto cen – podle příslušné metodiky.

[5] Filozoficky je to logické, neboť pokud pro potřeby prosté návratnosti předpokládáme nulovou časovou hodnotu peněz, pak tato nulová časová hodnota peněz platí pro všechny druhy kapitálu – tedy pro vnitřní i vnější.

Vstupní data pro stanovení nákladových cen:

- Investiční náklady
- Provozní náklady
- Vývoj PPI
- Měrná výroba elektřiny
- Pokles účinnosti výroby elektřiny
- Výše daně z příjmů právnických osob (dále také „DPPO“)
- Výše daně z přidané hodnoty
- Výše WACC (jen pro test reálné návratnosti po dobu životnosti

Poznámka: Obecně vzato Energetický regulační úřad nepřipravuje cílené oficiální scénáře vývoje výkupních cen za elektřinu z obnovitelných zdrojů ve smyslu např. několikaletého výhledu za účelem sledování záruky patnáctileté doby návratnosti, neboť to by znamenalo vytvářet odhady všech vstupních parametrů, které jsou nutné pro výpočet ekonomické návratnosti (viz výše). Pouze např. v souvislosti s predikcí celkových vícenákladů podpory obnovitelných zdrojů byly použity orientační hodnoty výkupních cen, které vznikly extrapolací dosavadních trendů vývoje měrných investičních nákladů. V každém případě platí, že ERÚ při stanovování výkupních cen z OZE postupuje v souladu se zákonem.

Makroekonomická a demografická data do výpočtu celkových dopadů jsou přebírána ze studií EGÚ Brno „Dlouhodobé bilance elektřiny ES ČR“, což je materiál objednávaný ze strany OTE a který slouží jako podklad pro vytváření Státních energetických koncepcí.

Pro zjištění reálných nákladů jsou budoucí výdaje diskontovány YTM vládních dluhopisů – viz také Zvláštní část I: WACC.

5 Tržní ceny elektřiny z POZE

Abychom byli schopni získat čisté veřejné náklady podpory existence FVE a VtE v české ES, je nutné od hrubých nákladů (jejich metodika výpočtu viz výše a také viz zvláštní části) odečíst hodnotu elektřiny dodané z POZE do soustavy. Místo množství elektřiny dodané POZE není nutné vyrábět jinou elektřinu jinou (k upřesnění tohoto tvrzení viz také Zvláštní část V). Otázkou však je, jaká je tržní ceny elektřiny vykoupené z POZE, neboť se nejedná o zdroje schopné produkovat nějaké obchodovatelné produkty na burzách. Proto, pro zjištění tržní ceny POZE je vhodné si vytvořit následující tabulku srovnávající typický diagram odběru elektřiny z OZE k typickým produktům obchodovaným na elektroenergetických burzách.

Druh OZE	Doba využití maxima instalovaného výkonu (hod/rok)	Doba využití maxima instalovaného výkonu (%)
VtE	1900	22
MVE	3500 – 5700	42 – 65
Zdroje spalující čistou biomasu	5000	57
Bioplynové stanice	8500	97
Biometanové stanice	8500	97
Geotermální energie a obdobné zdroje (důlní plyn, plyn z ČOV atd.)	5700	65
FVE	980 – 1000	11

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 březen – 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)
Biometan	Rovnoměrné využití během roku (ZP)	Base – rok (CAL) (ZP)

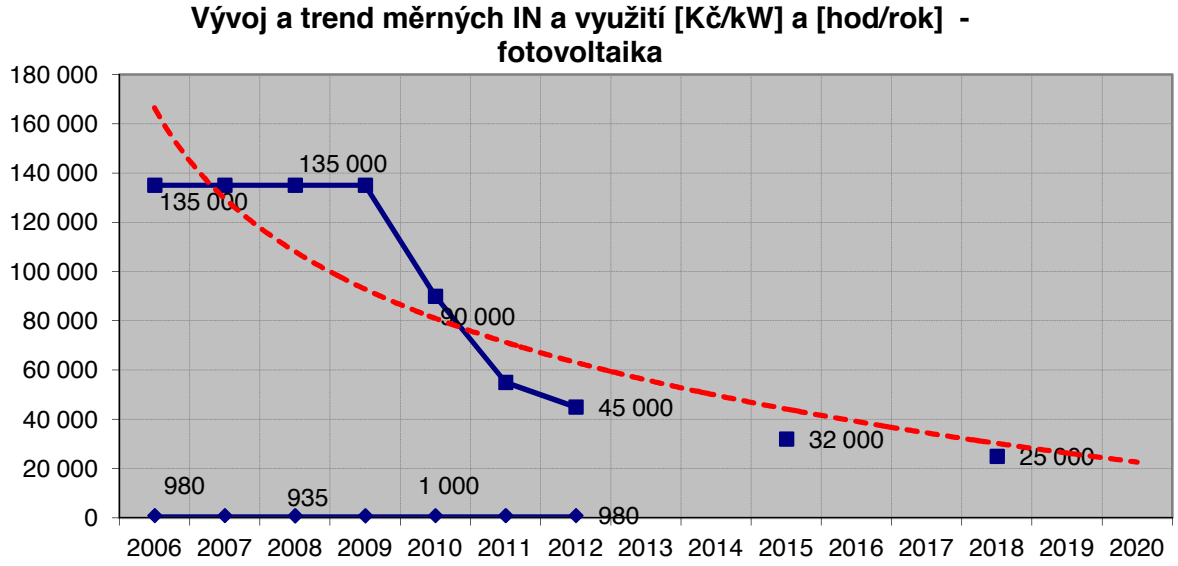
Z tabulky je patrné, že získat nějaký srovnatelný produkt k elektřině produkované z POZE je poměrně obtížné. Nicméně vzhledem ke konstrukci cenových rozhodnutí víme alespoň horní mez tržní ceny jak elektřiny produkované v POZE. Vzhledem k tomu, že nikdo z velkých producentů elektřiny z VtE nebo FVE nevyužíval do konce roku 2012, tzv. zelených bonusů, pak velikost tržní ceny elektřiny z POZE je omezena rozdílem mezi zeleným bonusem a pevnou výkupní cenou. Pro jednoduchost budeme proto uvažovat o tomto limitu jako o proxy veličině tržní hodnoty elektřiny produkované ve FVE a VtE. Tržní ceny elektřiny a ZP.

Pozn.: Rozdíl výkupní a tržní ceny – pro potřebu výplaty podpory ze strany OTE

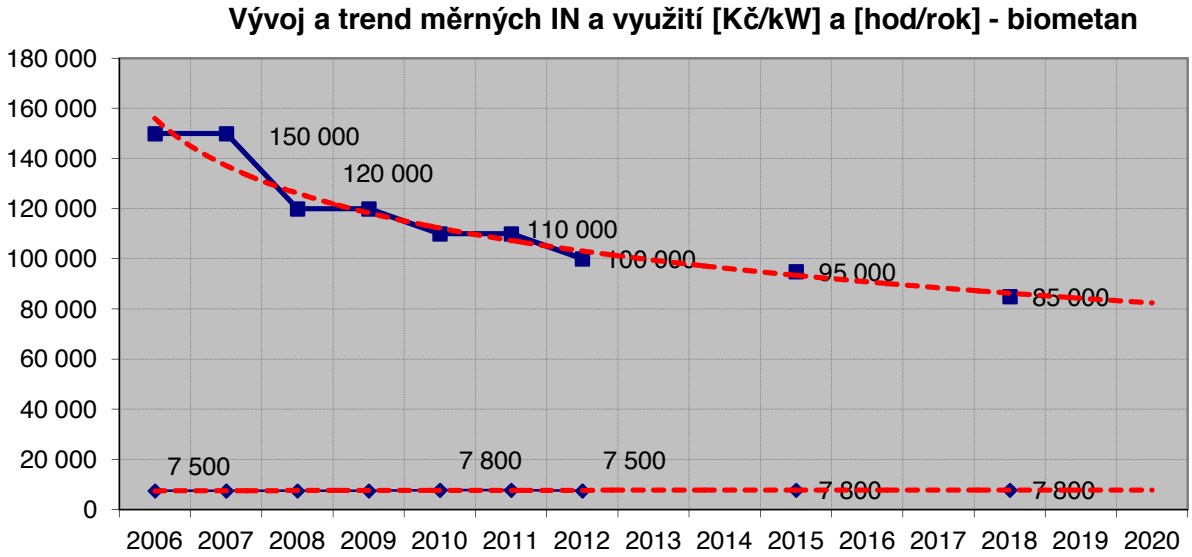
Rozdíl výkupní a tržní ceny vyjadřuje rozdíl v Kč/MWh mezi výkupními cenami cenového rozhodnutí ERÚ č. 4/2012 a cenami denního trhu pro tržní oblast ČR pro každou obchodní hodinu dne. Ceny denního trhu pro den dodávky D vyjádřené v EUR/MWh jsou přepočteny na Kč/MWh kurzem ČNB platným pro den D – 1, pokud je den D – 1 dnem pracovním. Pokud D – 1 není pracovním dnem, ceny jsou přepočteny kurzem ČNB z posledního pracovního dne předcházejícího dni D – 1.

6 Zvláštní část I: Jednotlivé typy POZE

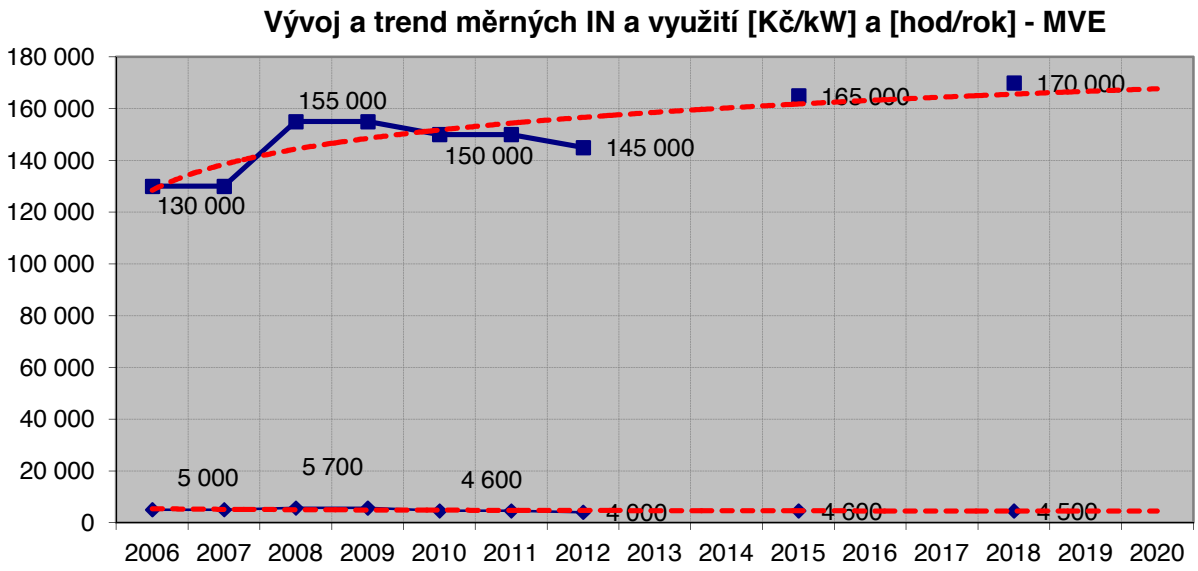
Typ zdroje	Fotovoltaická elektrárna	
Investiční náklady	Viz graf	
Provozní náklady	0,4 Kč/kWp a rok	
Doba využití maxima instalovaného výkonu (hod/rok)	980-1000, růst účinnosti nově instalovaných zdrojů 1 %/ rok	
Pokles účinnosti výroby elektřiny	0,8 %	
Podíl vnějších a vnitřních zdrojů	80 % pro velké instalace, 20 % pro střešní instalace po 1. 1. 2013	
DPPO	19 %	
WACC (pouze pro test)	r_f = bezriziková míra výnosu	4,49%
	$ß_{unlevered}$ = koeficient beta nevážený	0,200
	$ß_{levered}$ = koeficient beta vážený	0,385 / 0,246
	ERP (příp. $r_M - r_f$) = tržní riziková přirážka	6,09%
	D = objem cizího kapitálu	0,800
	E = objem vlastního kapitálu	0,700
	T = daňová sazba	19,00%
	r_d = náklady cizího kapitálu	4,72% / 5,99 %
	r_e = náklady vlastního kapitálu	6,84%
	WACC - nominální hodnota (po zdanění)	**5,23% / 5,51 %**
	T = daňová sazba	19,00%
	WACC - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)	**6,46% / 6,80%**



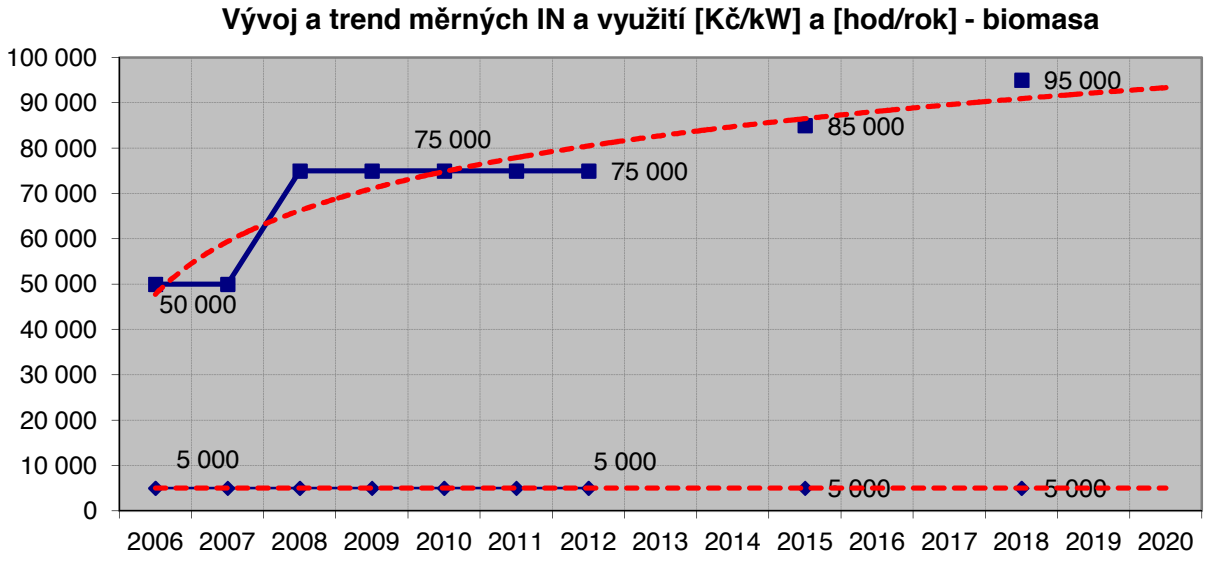
Typ zdroje	Biometanová stanice	
Investiční náklady	Viz graf	
Provozní náklady	Bioplynové stanice – 1,8 Kč/kWh 8 % investičních nákladů / rok	
Doba využití maxima instalovaného výkonu (hod/rok)	8500	
Pokles účinnosti výroby elektřiny	0 %	
Podíl vnějších a vnitřních zdrojů	40 %	
DPPO	19 %	
WACC (pouze pro test)	r_f = bezriziková míra výnosu	4,49%
	$ß_{unlevered}$ = koeficient beta nevážený	0,200
	$ß_{levered}$ = koeficient beta vážený	0,293
	ERP (příp. $r_M - r_f$) = tržní riziková přirážka	6,09%
	D = objem cizího kapitálu	0,400
	E = objem vlastního kapitálu	0,700
	T = daňová sazba	19,00%
	r_d = náklady cizího kapitálu	4,72%
	r_e = náklady vlastního kapitálu	6,27%
	WACC - nominální hodnota (po zdanění)	**5,38%**
	T = daňová sazba	19,00%
	WACC - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)	**6,64%**



Typ zdroje	Malá vodní elektrárna (do 10 MW_e)	
Investiční náklady	Viz graf	
Provozní náklady	2,2 % z investičních nákladů / rok	
Doba využití maxima instalovaného výkonu (hod/rok)	3500 – 5700	
Pokles účinnosti výroby elektřiny	0 %, u nových MVE je účinnost turbíny předpokládaná ve výši 85 % a u renovovaných MVE ve výši 80 %	
Podíl vnějších a vnitřních zdrojů	30 %	
DPPO	19 %	
WACC (pouze pro test)	r_f = bezriziková míra výnosu	4,49%
	$ß_{unlevered}$ = koeficient beta nevážený	0,200
	$ß_{levered}$ = koeficient beta vážený	0,269
	ERP (příp. $r_M - r_f$) = tržní riziková přirážka	6,09%
	D = objem cizího kapitálu	0,300
	E = objem vlastního kapitálu	0,700
	T = daňová sazba	19,00%
	r_d = náklady cizího kapitálu	4,72%
	r_e = náklady vlastního kapitálu	6,13%
	WACC - nominální hodnota (po zdanění)	**5,44%**
	T = daňová sazba	19,00%
	WACC - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)	**6,71%**

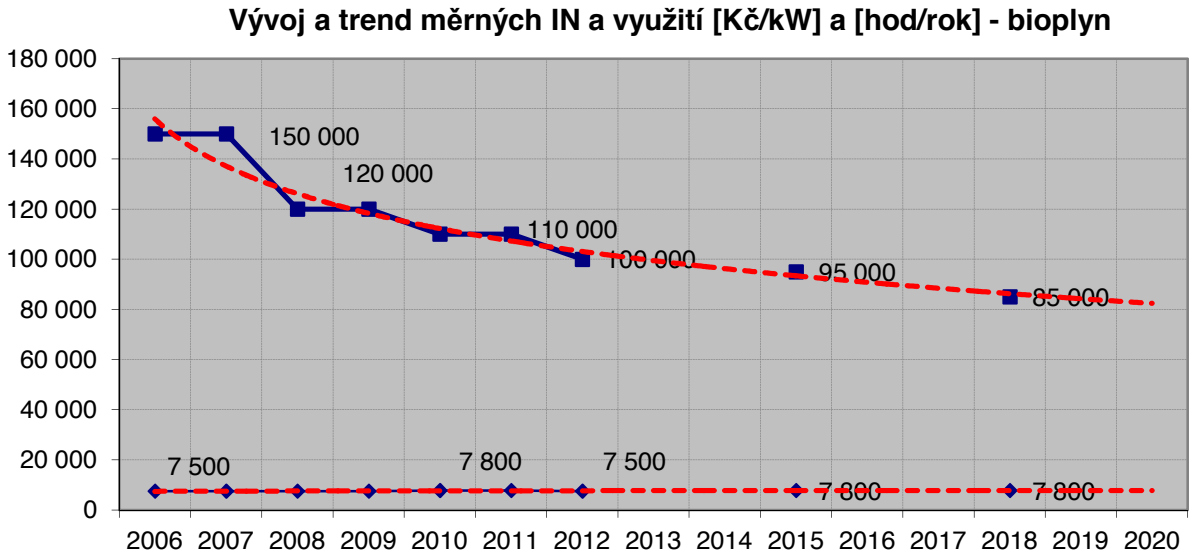


Typ zdroje	Samostatné spalování biomasy[6]	
Investiční náklady	Viz graf	
Provozní náklady	Kategorie 1 – 170 Kč/GJ Kategorie 2 – 120 Kč/GJ Kategorie 3 – 70 Kč/GJ 3 % investičních nákladů / rok	
Doba využití maxima instalovaného výkonu (hod/rok)	5000	
Pokles účinnosti výroby elektřiny	0 %	
Podíl vnějších a vnitřních zdrojů	50 %	
DPPO	19 %	
WACC (pouze pro test)	r_f = bezriziková míra výnosu	4,49%
	$ß_{unlevered}$ = koeficient beta nevážený	0,300
	$ß_{levered}$ = koeficient beta vážený	0,474
	ERP (příp. r_M - r_f) = tržní riziková přirážka	6,09%
	D = objem cizího kapitálu	0,500
	E = objem vlastního kapitálu	0,700
	T = daňová sazba	19,00%
	r_d = náklady cizího kapitálu	4,72%
	r_e = náklady vlastního kapitálu	7,37%
	WACC - nominální hodnota (po zdanění)	**5,89%**
	T = daňová sazba	19,00%
	WACC - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)	**7,28%**

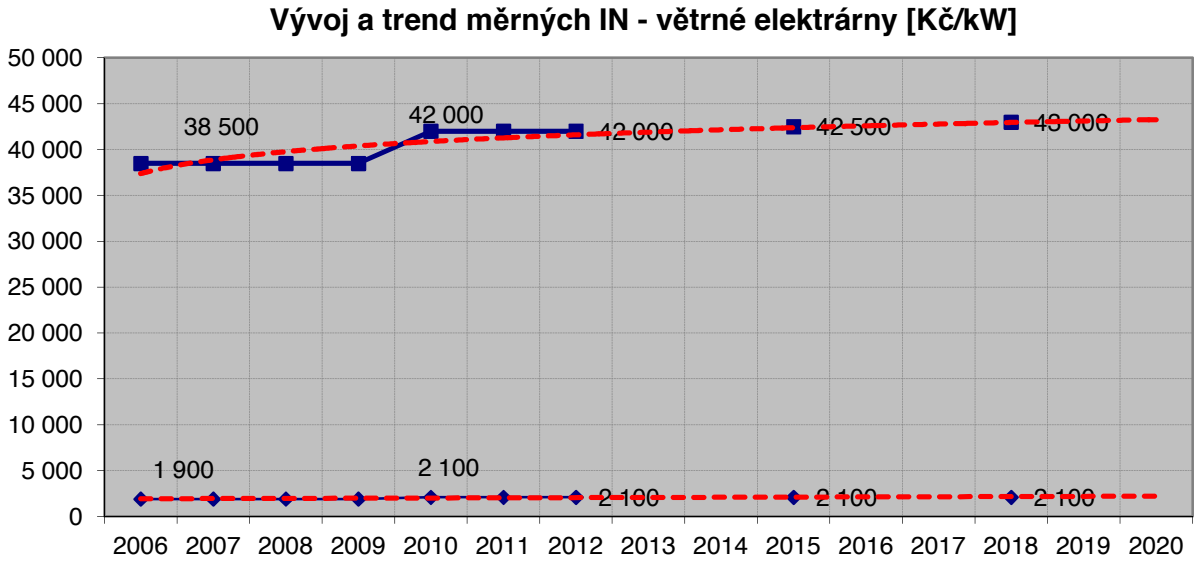


[6] Včetně zdroje spalujícího samostatně plyn ze zplyňování pevné biomasy

Typ zdroje	Bioplynová stanice	
Investiční náklady	Viz graf (zdroje nad 550 kW_e), v případě zdrojů do 550 kW_e jsou uvažované investiční náklady o jednu třetinu vyšší, v případě skládkového a kalového plynu o třetinu nižší	
Provozní náklady	Bioplynové stanice – 1,8 Kč/kWh Skládkový a kalový plyn – 1,0 Kč/kWh + 8 % investičních nákladů / rok	
Doba využití maxima instalovaného výkonu (hod/rok)	Bioplynové stanice – 8500 Skládkový a kalový plyn – 5700	
Pokles účinnosti výroby elektřiny	0 %	
Podíl vnějších a vnitřních zdrojů	40 %	
DPPO	19 %	
WACC (pouze pro test)	r_f = bezriziková míra výnosu	4,49%
	$ß_{unlevered}$ = koeficient beta nevážený	0,200
	$ß_{levered}$ = koeficient beta vážený	0,293
	ERP (příp. $r_M - r_f$) = tržní riziková přirážka	6,09%
	D = objem cizího kapitálu	0,400
	E = objem vlastního kapitálu	0,700
	T = daňová sazba	19,00%
	r_d = náklady cizího kapitálu	4,72%
	r_e = náklady vlastního kapitálu	6,27%
	WACC - nominální hodnota (po zdanění)	**5,38%**
	T = daňová sazba	19,00%
	WACC - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)	**6,64%**



Typ zdroje	Větrná elektrárna	
Investiční náklady	Viz graf	
Provozní náklady	0,7 h/kWh nebo 3 % z investičních nákladů / rok	
Doba využití maxima instalovaného výkonu (hod/rok)	1900 – 2100, růst účinnosti nových zdrojů – cca 1 % / rok	
Pokles účinnosti výroby elektřiny	0 %	
Podíl vnějších a vnitřních zdrojů	60 %	
DPPO	19 %	
WACC (pouze pro test)	r_f = bezriziková míra výnosu	4,49%
	$ß_{unlevered}$ = koeficient beta nevážený	0,200
	$ß_{levered}$ = koeficient beta vážený	0,339
	ERP (příp. r_M - r_f) = tržní riziková přirážka	6,09%
	D = objem cizího kapitálu	0,600
	E = objem vlastního kapitálu	0,700
	T = daňová sazba	19,00%
	r_d = náklady cizího kapitálu	4,72%
	r_e = náklady vlastního kapitálu	6,55%
	WACC - nominální hodnota (po zdanění)	**5,29%**
	T = daňová sazba	19,00%
	WACC - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)	**6,54%**



Podpory výroby tepla z obnovitelných zdrojů

Nárok na provozní podporu tepla má teplo dodané do rozvodného tepelného zařízení soustavy zásobování tepelnou energií vyrobené:

- z podporované biomasy (včetně společného spalování s druhotným zdrojem);
- z biokapalin splňujících kritéria udržitelnosti;
- z geotermální energie.

Pro provozní podporu tepla musejí být také splněny tyto podmínky:

- výrobce musí být držitelem licence na výrobu tepla;
- jmenovitý tepelný výkon výrobny tepla musí být vyšší než 200 kW;
- teplo musí být vyrobeno v zařízeních, která splňují minimální účinnost užití energie stanovenou vyhláškou č. 441/2012 Sb.;
- v případě kombinované výroby elektřiny a tepla musí být instalovaný elektrický výkon výrobny do 7,5 MWe a musí se jednat o výrobnu, na kterou Ministerstvo průmyslu a obchodu vydalo osvědčení o původu elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla nebo z druhotných zdrojů.

Podpora se nevztahuje na teplo z bioplynových stanic, společného spalování obnovitelného a neobnovitelného zdroje, nebo jiných zdrojů.

Výše podpory není stanovena nákladově, nýbrž ze zákona ve výši 50 Kč/GJ.

Contract for Differences pro nízkouhlíkaté zdroje[7]

Podpora elektřiny z nízkouhlíkových zdrojů se uskutečňuje formou tzv. kompenzačního mechanizmu, neboli CfD. Mechanismus bude fungovat skrze OTE.

Vyúčtování kompenzační platby na elektřinu z nízkouhlíkových zdrojů se uskutečňuje na základě naměřených hodnot vyrobené elektřiny.

V případě elektřiny vyrobené z nízkouhlíkových zdrojů je možný souběh podpory pouze formou kompenzačního mechanizmu a formou zelených bonusů na elektřinu vyrobenou z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla nebo zelených bonusů na elektřinu z druhotných zdrojů.

Kompenzační mechanizmus garantuje výrobci elektřiny z nízkouhlíkového zdroje stabilizované příjmy z vyrobené a prodané elektřiny po dobu trvání podpory a to prostřednictvím kompenzačních plateb. Kompenzační platby dorovnávají po dobu trvání podpory elektřiny z nízkouhlíkového zdroje dané výrobny elektřiny uvedenému výrobci elektřiny tržní výnosy z prodané vyrobené elektřiny nebo výnosy, které by výrobce realizoval při prodeji elektřiny, pokud by prodeje elektřiny výrobce realizoval za referenční cenu na výnosy dané nákladovou cenou uvedené v rozhodnutí ministerstva o udělení podpory elektřiny z nízkouhlíkového zdroje. Kompenzační platby mohou nabývat kladné i záporné hodnoty.

Nákladová cena se stanoví způsobem, který zohlední náklady na realizaci projektu výstavby nízkouhlíkové výrobny elektřiny a přiměřenou návratnost realizované investice do výstavby nízkouhlíkového zdroje elektřiny na úrovni obvyklého váženého průměru nákladů kapitálu pro podnikání v oblasti výroby elektřiny (WACC).

Nákladová cena elektřiny, v případě výroben elektřiny s uvedením do provozu do 3 let od nabytí právní moci stavebního povolení, bude po celou dobu podpory až do ukončení práva na podporu každoročně pravidelně navyšována indexem spotřebitelských cen.

Nákladová cena elektřiny, v případě výroben elektřiny s uvedením do provozu delším než 3 roky od nabytí právní moci stavebního povolení, bude

- až do data zahájení čerpání podpory každoročně pravidelně navyšována indexem složeným z koše indexů odrážejících investiční náklady daného druhu nízkouhlíkového zdroje elektřiny;
- od data zahájení čerpání podpory až do data ukončení práva na podporu každoročně pravidelně navyšována indexem složeným z koše indexů odrážejících provozní náklady daného druhu nízkouhlíkového zdroje elektřiny.

Konkrétní nákladovou cenu elektřiny pro daný konkrétní nízkouhlíkový zdroj elektřiny a příslušný rok stanoví OTE podle pravidel stanovených ze strany MPO.

[7] Není podstatné v jakém právním předpise se nakonec CfD objeví. Původní záměr MPO bylo umístit CfD do zákona č. 165/2012 Sb. V době zpracování tohoto materiálu (březen 2013) se uvažuje o přesunu do Energetického zákona.
Podoba, v jaké je CfD představen v této metodice, je pouze návrh, který může nabýt ještě jiné podoby. Nicméně ekonomická podstata zůstane stejná.

7 Zvláštní část II: Míra výnosnosti – vážené průměrné náklady na kapitál (WACC)

Způsob výpočtu je uveden v následujících vzorcích[8]:

$$\mathrm{WACC}_{\mathrm{NHBT}} = \frac{\mathrm{WACC}_{\mathrm{NHAT}}}{1-\mathrm{T}}$$

$$WACC = r_e \times \frac{E}{E+D} + r_d \times (1-T) \times \frac{D}{E+D}$$

$$\mathrm{r_e} = \mathrm{r_f} + \beta_{\mathrm{L}} \times \mathrm{ERP}$$

$$\mathrm{r_d} = \mathrm{r_f} + \mathrm{D_p}$$

$$\beta_{\mathrm{L}} = \beta_{\mathrm{unL}} \times \left[1 + (1-\mathrm{T}) \times \frac{\mathrm{D}}{\mathrm{E}}\right]$$

kde:

$WACC_{NHBT}$	nominální hodnota WACC před zdaněním,
$WACC_{NHAT}$	nominální hodnota WACC po zdanění,
T	efektivní daňová sazba,
D	cizí kapitál,
E	vlastní kapitál,
r_e	náklady vlastního kapitálu,
r_d	náklady cizího kapitálu,
r_f	bezriziková míra výnosu,
ERP	tržní riziková přirážka,
β_L	koeficient beta vážený,
β_{unL}	koeficient beta nevážený,
D_p	dluhová prémie.

[8] Výpočet WACC je uveden pouze pro to, aby bylo možné testovat reálnou ekonomickou návratnost po dobu životnosti při výši regulované ceny, která odpovídá prosté ekonomické návratnosti během 15-ti let – viz výše.

Celková filozofie stanovení WACC pro výpočet nákladových cen

Základním kamenem pro uvažování o velikosti WACC je požadavek neměnnosti jeho výše po celé období regulace cen s výjimkou prudké a podstatné změny v ekonomickém vývoji. Stejně tak je nutné vzít v úvahu, k jakému účelu je veličina WACC v metodice regulace užívána. WACC je bází pro výpočet povoleného zisku pro provozovatele POZE, neboť WACC slouží k pokrytí, jak nákladů cizího, tak nákladů vlastního kapitálu.

Z uvedeného vyplývá nutnost stanovit velikost WACC tak, aby nebyla ovlivněna nestandardními parametry bezprecedentně expanzivní měnové politiky v letech 2010 až 2013, která vyvolala pokles všech úrokových a výnosových měr pod úroveň nejenom dlouhodobě dosahovanou, nýbrž i dlouhodobě udržitelnou. Konstrukce WACC z dat ovlivněných touto měnovou expanzí by vedla k tomu, že úroveň WACC by byla nepřiměřeně nízká a neodpovídala by reálným ekonomickým parametrům, které lze po dobu platnosti regulovaných cen (tedy 15 až 20 let) očekávat.

Základem pro výpočet hodnoty WACC tak byla vybrána data, která korespondují období rozumné měnové politiky (neovlivněné současnou monetární expanzí) a zároveň období, které koresponduje s logikou konstrukce WACC pro čtvrté regulační období, tedy data z let 2005 až 2009.

Základem konstrukce výše vlastního kapitálu v rámci WACC je model oceňování kapitálových aktiv (capital asset pricing model / CAPM). CAMP je pravděpodobně nejznámějším a nejpoužívanějším modelem pro stanovení výnosnosti různě rizikových kapitálových aktiv. Je obsažen a podrobně rozebírán v každé učebnici financí a investičního bankovnictví. Jeho podstatou je poznatek, že oportunitní náklady kapitálu jsou rovny součtu výnosu teoretického bezrizikového aktiva a systematického rizika oceňované společnosti (dané koeficientem beta) vynásobeného cenou tohoto rizika (neboli tržní prémií nést toto riziko).[9]

V případě, že dojde k významné změně poměrů na kapitálovém trhu, pak by bylo nutné provést změnu ve výši WACC. Za významnou změnu se pokládá růst bezrizikové míry výnosu (roční průměr) o více než 20 % nad hodnotu stanovenou pro výpočet WACC.

Bezriziková míra výnosu (r_f) Tzv. bezriziková míra výnosnosti zobrazuje procentuální výnos z investic, kterým je přisuzováno minimální riziko. Obecně platí, že při určení výnosu bezrizikového aktiva lze postupovat dvěma základními způsoby. Zaprvé, je možné pokusit se zkontrolovat portfolio s beta=0. Jeho výnos je pak výnosem bezrizikového aktiva. Ovšem tento postup je pouze teoretický, neboť takové portfolio zkonstruovat nelze. Druhou možností je použití výnosů vládních dluhopisů jako nejlepší proxy veličiny pro „bezrizikové“ aktivum. Faktem je, že vláda je zpravidla subjektem, který má na daném měnovém území nejmenší riziko nesplacení. Pak je možné použít výnosy pokladničních poukázek, nebo výnosy státních dluhopisů s různými dobami splatnosti. Toto platí i s ohledem na stávající tzv. Finanční krizi, během které došlo několikrát i k de facto bankrotu některých států a o

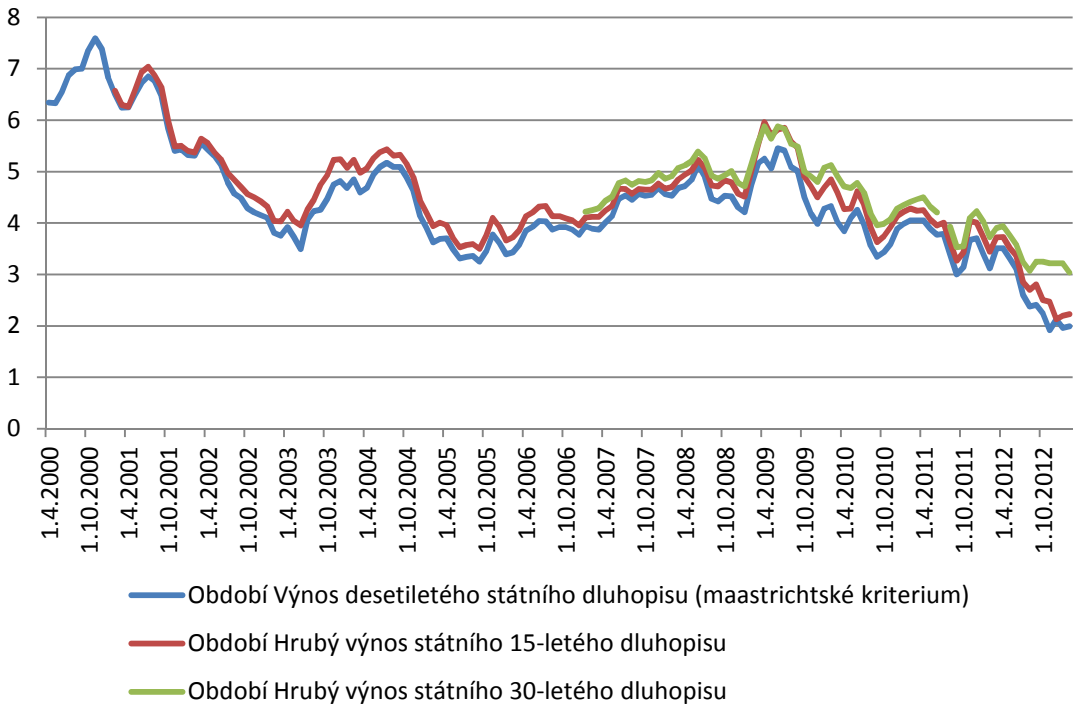
[9] Základem modelu CAPM jsou práce mnoha ekonomických teoretiků a teoretiků finančních trhů. Model byl vytvořen v pracích Jacka Treynora (1961, 1962), Williama Sharpa (1964) ten v roce 1990 dostal za svůj příspěvek k teorii portfolia Nobelovu cenu za ekonomii), Johna Lintnera (1965a, 1965b) a Jana Mossina (1966). Tito výzkumníci pracovali v podstatě nezávisle a navazovali na tzv. teorii portfolia vytvořenou před nimi Harrym Markowitzem (ten také získal spolu s W. Sharpem a M. Millerem v roce 1990 Nobelovu cenu za ekonomii za příspěvky k teorii financí a finančních trhů).

absolutní úrovni „bezrizikovosti“ státních cenných papírů je možné diskutovat. Podstatné je, že se stále jedná o cenné papíry, jejichž riziko nesplacení je v dané měnové oblasti nejmenší.

Ve II. regulačním období byl pro odhad výše nákladů vlastního kapitálu použit výnos z pětiletého státního dluhopisu (2004 – 2009), který nejvíce odpovídal délce pětiletého regulačního období. Ve III. regulačním období (2010 – 2013) byl využit výnos desetiletých státních dluhopisů, ovšem v průběhu regulačního období došlo ke změně zdroje dat pro tento parametr. Oproti parametru vycházejícímu z hrubého výnosu státního 10-letého dluhopisu začala být od roku 2012 používána hodnota dlouhodobá sazba pro konvergenční účely (maastrichtské kritérium). Výnosem se rozumí výnos do doby splatnosti neboli YTM. Pro IV. regulační období bude využito hodnoty výnosu do doby splatnosti u 30-tiletého státního dluhopisu. Pro potřeby odhadu velikosti nákladů vlastního kapitálu pro POZE bude užit také výnos do doby splatnosti u 30-tiletého státního dluhopisu.

Dluhopisy s delší dobou splatností nejsou v ČR vydávány pravidelně, ovšem hodnota WACC bude stanovena pro celé IV. regulační období konstantní a bude vycházet z období 2005 až 2009, a proto relativní nečastost emise dluhopisů s delší dobou splatnosti nevadí.

Pro potřeby odhadu bezrizikové úrokové míry bude použit prostý průměr měsíčních průměrů YTM GB30Y v letech 2005 až 2009, které byly zveřejněny ČNB. Výsledná hodnota odhadu bezrizikové úrokové míry tak činí 4,49 %.



Koeficient beta nezadlužený[10] (βunL)

Koeficient beta vyjadřuje rizikovost investic do určitého segmentu trhu v poměru k rizikovosti investic do trhu jako celku. Jedná se tedy o volatilitu investice vzhledem k volatilitě celého trhu. Obecně platí, že odhad koeficientu beta je spíše uměním než rigorózní vědou.

Z českých, ale i evropských dat je velmi obtížné koeficient beta odhadnout. Matematicky se sice nejedná o obtížný úkol, ale z hlediska logického narážíme na několik zásadních problémů. Prvním z nich je fakt, že na evropských veřejných kapitálových trzích je obchodováno velmi málo regulovaných společností. Pokud jsou obchodovány, pak časti jako součást skupiny společností, nebo se jedná o společnosti, které podléhají podstatně jinému regulačnímu schématu.

Přesto mohou data z ostatních zemí posloužit alespoň jako indikativní vodítko. Zřejmě nejpoužívanějším zdrojem pro praktická využití při vytváření koeficientu beta v českých podmínkách je webová stránka prof. Aswatha Damodaran, profesora financí a ekonomie na Stern School of Business at New York University (www.damodaran.com). Samozřejmě vždy vyvstává otázka srovnatelnosti a reprezentativnosti souboru. Lze očekávat, že v souborech dat pro kategorii utilities nejsou obsaženy čisté společnosti zabývající se provozováním POZE, nicméně jako indikátor je možné Damodaranova data použít. Tyto bety jsou vypočítány z pětiletých prostých průměrů měsíčních výnosů. Nezadlužené bety jsou pak vypočítány prostřednictvím průměrného podílu vnějších a vlastních zdrojů v odvětví (tzn., že z teoretického hlediska se jedná o tzv. Hamadovy bety). S ohledem na logiku schématu stanovení WACC jsou pak relevantní data z ledna 2010, neboť ta zahrnují období 2005 až 2009.

Celkový počet společností zahrnutých do kategorie Utility General činí 22 a hodnota nezadlužené beta činí 0,49. Pro indikaci jsou zajímavá i další data udávaná Damodaranem. Zaprvé hodnota pro evropské water utilities – ve výši 0,33 pro nezadluženou beta a pak hodnoty pro americké elektroenergetické utilities – podle regionu nezadlužená beta variuje od 0,47 do 0,50.

Electric Util. (Central)	0,48
Electric Utility (East)	0,50
Electric Utility (West)	0,49
Natural Gas Utility	0,43
Utility (Foreign)	0,59
Water Utility	0,51

Hodnoty nezadlužené beta pro energetické utility v tzv. rozvíjejících se trzích vypadají následovně:

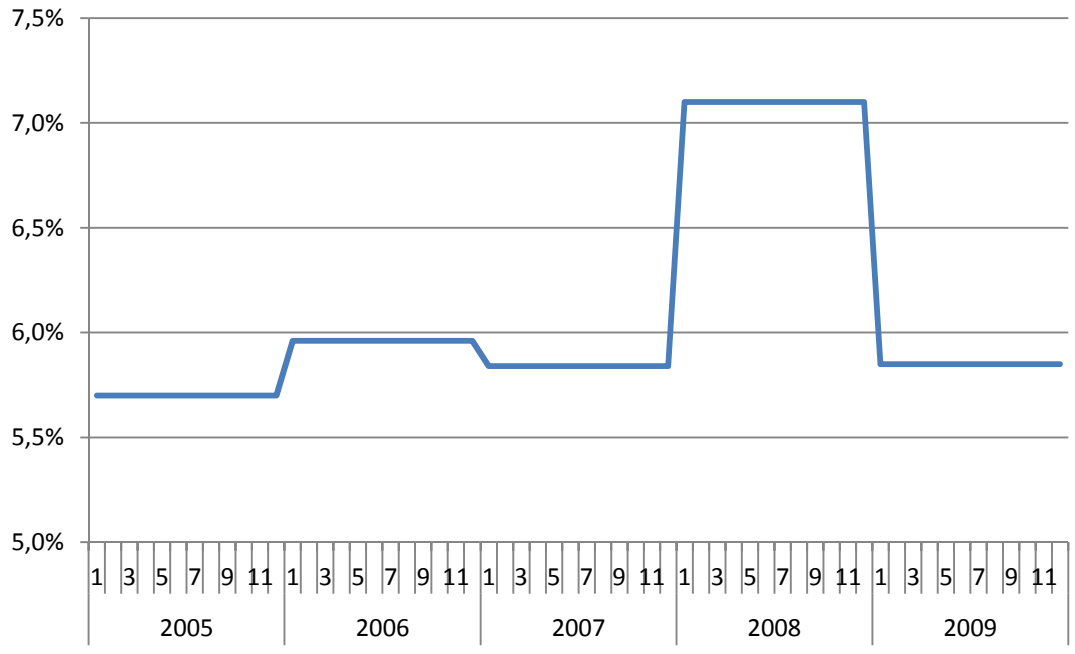
Utility (General)	0,23
Utility (Water)	0,60

[10] V metodickém materiálu ERÚ pro tzv. III. regulační období tato hodnota byla označována jako nevážená beta.

Pro interpretaci je vhodné pochopit, co vlastně udává a znamená koeficient beta. Beta znamená, jak se daná společnost, resp. její akcie, pohybují vůči trhu – jinými slovy, pokud se hodnota beta rovná jedné, pak akcie se pohybuje naprosto shodně jako trh (tedy teoretické tržní portfolio). Obecně se kapitálový trh pohybuje ve významné korelaci s hospodářským cyklem nicméně s určitým časovým posunem (literatura vývoj cen akcií někdy dokonce pokládá za prediktor hospodářského cyklu). Je tedy základní otázkou, zda existuje nějaký důvod, aby se akcie společností, které investují do POZE, pohybovaly spolu s hospodářským cyklem či nikoliv, případně, jak významná by tato korelace měla být. Kritické pro to, zda vývoj akcií regulovaných společností bude korelovat s vývojem hospodářského cyklu a tím i s vývojem celého kapitálového trhu, je způsob regulace. Z tohoto hlediska jsou výnosy a ziskovost investic do POZE na hospodářském cyklu prakticky nezávislé, neboť se jedná o zdroje, které svojí vlastní existencí vytlačují ostatní zdroje z trhu a nemají tak problém s „prodejem“ své produkce. Jedná se tak prakticky o jistou investici bez jakékoliv podstatné souvislosti s vývojem hospodářského cyklu a tím i na vývoj ostatních částí kapitálového trhu. Proto data z kapitálových trhů je nutné brát spíše jako indikaci maximální horní meze. Při vzetí v úvahu všech výše uvedených hledisek nezadlužená beta relevantní pro regulované subjekty bude stanovena na úrovni 0,3 pro biomasu a 0,2 pro ostatní OZE. Lze připustit, že se jedná o veličinu stanovenou spíše úvahou, než přesným propočtem, ale neexistuje analyticky vhodnější způsob.

Tržní riziková přirážka (ERP)

Tzv. prémie za nesení systematického rizika je udána velikostí koeficientu RPT (riziková prémie trhu, která určuje cenu rizika, kterou je nutné za jeho nesení zaplatit investorům. Rizikové prémie pro jednotlivé kapitálové trhy vychází z vývoje dlouhodobých ratingů agentury Moody’s a defaultních spreadů pro jednotlivé země. Riziková prémie pro česká kapitálový trh bude určena jako průměr ERP v letech 2005 až 2009.



Na grafu je vidět vývoj rizikové prémie v jednotlivých letech rozhodného období. V roce 2008 je znatelný dopad počátku Finanční krize.

Hodnota ERP pro výpočet WACC je určena jako prostý průměr ERP českého kapitálového trhu pro jednotlivé roky v období 2005 až 2009. Hodnota ERP pro IV. regulační období tak činí = 6,09 %.

Poměr cizího a vlastního majetku (D/E)

Poměr cizího a vlastního kapitálu společnosti ovlivňuje výši WACC velmi významně. Obecně platí, že náklady na vlastní kapitál jsou vyšší než náklady na výpůjční kapitál. K pochopení celé problematiky financování společností na kapitálovém trhu lze uvést následující teoretickou poznámku.

V článku „The Cost of Capital Corporation Finance and the Theory of Investment" (American Economic Review, červen 1958) dokazují jeho autoři Merton Miller a Franco Modigliani (oba později získali Nobelovu cenu za ekonomii v roce 1990, resp. 1985), že firma nemůže změnit svoji celkovou hodnotu změnou či „optimalizací" své kapitálové struktury, neboť hodnota firmy je závislá pouze na reálných aktivech, která vlastní. Jinými slovy, kapitálová struktura je při daných investičních rozhodnutích firmy nepodstatná. Abychom to uvedli do kontextu s účelem regulace, pak z pohledu MM neexistuje „efektivnější" kapitálová struktura neboť náklady kapitálu jako funkce kapitálové struktury nemají minimum.

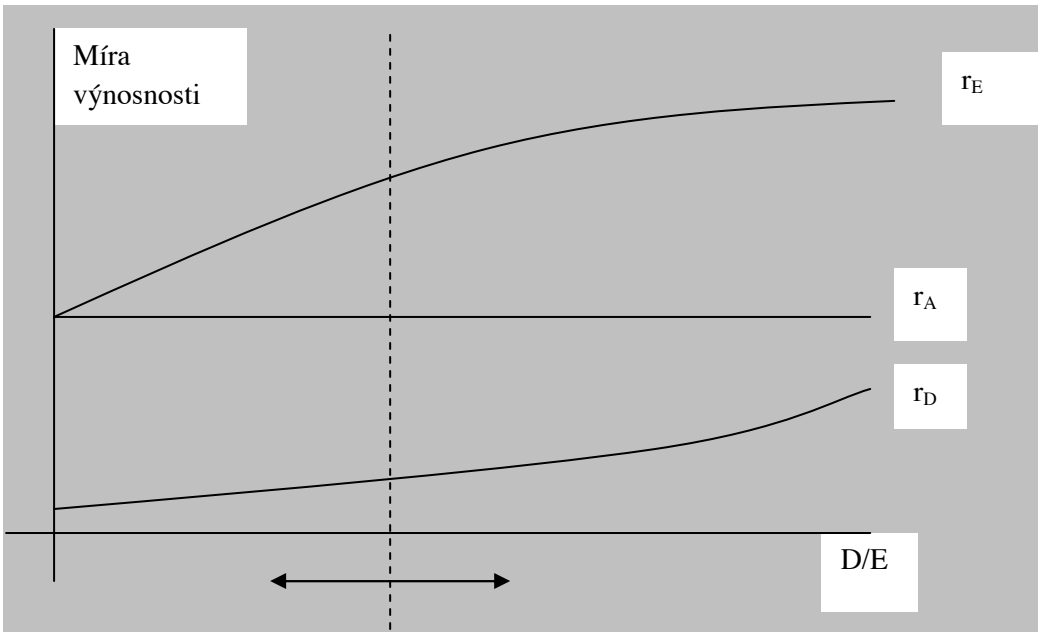
Podstata tohoto možná překvapivého tvrzení je následující: pokud si investoři mohou půjčovat nebo zapůjčovat kapitál za stejných podmínek jako firma, pak mohou eliminovat jakékoliv změny v její kapitálové struktuře. Miller a Modigliani v podstatě aplikují fyzikální zákon „zachování hmoty", když tvrdí, že současná hodnota hotovostního toku A+B je stejná jako součet hotovostních toků A a B. Na tzv. Tvrzení I tohoto teorému (hodnota firmy je určena reálnými aktivy na levé straně bilance – nikoli poměrem dluhu a jmění) navazuje tzv. Tvrzení II: Očekávaná výnosová míra z obyčejné akcie zadlužené firmy je přímo úměrná dluhu ke jmění – vyjádřeno v tržních hodnotách – přičemž očekávaný výnos z aktiv zůstává stejný. To je způsobeno tím, že se při zvyšování zadlužení zvyšuje riziko, a to musí být kompenzováno zvýšením výnosové míry požadované akcionáři, ale náklad akciového kapitálu roste přesně o tolik, aby vážený průměr nákladu kapitálu zůstával konstantní. Matematicky lze toto Tvrzení II zapsat následovně:

$$r_E = r_A + \frac{D}{E}\left(r_A - r_D\right)$$

$$r_A = \frac{D}{D+E} r_D + \frac{E}{D+E} r_E \text{, kde}$$

r_E je výnos vlastního jmění, r_A je výnos z aktiv (WACC), r_D jsou náklady dluhu, D je velikost dluhu a E je velikost vlastního jmění.

Grafické znázornění téhož je v následujícím grafu:



V případě POZE je ve velké míře užíván k financování využíván cizí kapitál (mimo malé domácí instalace). Typická výše vlastních zdrojů (upraveno o ty části bilance, u nichž je financování implicitně zakomponováno do tvorby cen) je u jednotlivých zdrojů uvedena v následující tabulce včetně poměru D/E.

Druh OZE	Podíl cizích zdrojů	D/E
VtE	60%	1,50
MVE	30%	0,43
Zdroje spalující čistou biomasu	50%	1,00
Bioplynové stanice	40%	0,67
Biometanové stanice	40%	0,67
Geotermální energie a obdobné zdroje (důlní plyn, plyn z ČOV atd.)	50%	1,00
FVE / FVE 2013+	80% / 20 %	4,00 / 0,25

Náklady cizího kapitálu (rd)

Při stanovení nákladů cizího kapitálu je možné v souladu s praxí III. regulačního období vyjít z dat poskytovaných ČNB (systém ARAD) o reálných úvěrových obchodech v rámci ČR.

Konkrétně budou aplikovány poskytované úrokové sazby nefinančním podnikům nad objem 30 milionů korun s fixací sazby od jednoho roku do pěti let včetně, ovšem oproti praxi ve III. regulačním období se bude jednat o průměr měsíčních průměrů z úrokových sazeb u nových obchodů v letech 2005 až 2009. Tato časová řada již není ze strany ČNB poskytována, nicméně pro období 2005 až 2009 poskytována byla a data z tohoto období tvoří základ pro výpočet WACC.

K reálným datům nebude vytvářena žádná dodatečná přirážka a to zejména z toho důvodu, že statistika ČNB poskytuje přehled úvěrových případů za všechny sektory, tedy i sektory

mnohem rizikovější než je podnikání v oblasti POZE. Z tohoto hlediska jsou průměrné sazby uváděné ČNB spíše vyšší než realita úrokových sazeb pro regulované subjekty.

Hodnota cizích zdrojů pro potřeby výpočtu WACC bude činit 4,72 %.

Daňová sazba T

Pro výpočet WACC budeme uplatňovat sazbu 19 %. V souladu s ustanovením zákona č. 586/1992 Sb., o daních z příjmů (dále jen „zákon o daních z příjmů“) byly osvobozeny příjmy z určených ekologických zařízení:

- malé vodní elektrárny do výkonu 1 MW,
- větrné elektrárny,
- tepelná čerpadla,
- solární zařízení,
- zařízení na výrobu a energetické využití bioplynu a dřevoplynu,
- zařízení na výrobu elektřiny nebo tepla z biomasy,
- zařízení na výrobu biologicky degradovatelných látek stanovených zvláštním předpisem.

Jen pro příjmy z provozu výše uvedených zařízení a to v kalendářním roce, v němž byla uvedena do provozu, a v bezprostředně následujících pěti letech. Režim dobíhá, nevztahuje se na nové zdroje. Nárok na tuto podporu měly naposledy zdroje uvedené do provozu v roce 2010.

8 Zvláštní část III: Vývoj měnového kurzu

	Skutečnost (CZK/EUR)		Predikce (CZK/EUR)
2001	34,083	2013	24,489
2002	30,812	2014	23,852
2003	31,844	2015	23,232
2004	31,904	2016	22,628
2005	29,784	2017	22,039
2006	28,343	2018	21,466
2007	27,762	2019	20,907
2008	24,942	2020	20,364
2009	26,445	2021	19,834
2010	25,29	2022	19,318
2011	24,586	2023	18,816
2012	25,143	2024	18,326
		2025	17,850
		2026	17,385
		2027	16,933
		2028	16,493
		2029	16,064
		2030	15,646
		2031	15,239
		2032	14,843
		2033	14,457
		2034	14,081
		2035	13,715
		2036	13,358
		2037	13,010
		2038	12,672
		2039	12,342
		2040	12,021

9 Zvláštní část IV: Vývoj cen energetických komodit

	Baseload EL v EUR/MWh	Peak EL v EUR/MWh	Cena EUA EUR/t	Cena GAS EUR/MWh
2001				
2002	22,55	28,49	0,00	
2003	29,49	37,00	0,00	
2004	28,52	33,99	0,00	
2005	45,98	56,00	20,61	
2006	51,26	64,43	17,40	
2007	38,07	48,86	0,69	18,28
2008	65,76	79,43	22,49	25,45
2009	38,85	46,83	13,21	12,30
2010	44,49	50,95	14,34	17,60
2011	52,53	57,83	13,62	22,73
2012	46,38	54,50	8,51	24,32
2013	40,23	48,14	4,29	26,72
2014	39,65	46,97	4,38	26,19
2015	39,08	45,84	4,46	25,66
2016	38,53	44,74	4,55	25,15
2017	37,62	43,68	4,64	24,65
2018	36,73	42,65	4,74	24,15
2019	35,88	41,66	4,83	23,67
2020	35,05	40,69	4,93	23,20
2021	34,25	39,76	5,03	22,73
2022	33,47	38,86	5,13	22,28
2023	32,72	37,99	5,23	21,83
2024	32,00	37,15	5,33	21,40
2025	31,30	36,34	5,44	20,97
2026	30,62	35,55	5,55	20,55
2027	29,97	34,79	5,66	20,14
2028	29,33	34,06	5,77	19,73
2029	28,72	33,35	5,89	19,34
2030	28,13	32,66	6,01	18,95
2031	27,56	32,00	6,13	18,57
2032	27,01	31,36	6,25	18,20
2033	26,48	30,74	6,37	17,84
2034	25,97	30,15	6,50	17,48
2035	25,47	29,57	6,63	17,13
2036	24,99	29,02	6,76	16,79
2037	24,53	28,48	6,90	16,45
2038	24,09	27,97	7,04	16,12
2039	23,66	27,47	7,18	15,80
2040	23,25	26,99	7,32	15,49

10 Zvláštní část IV: Vývoj spotřeby elektřiny v ČR (dle analýz EGÚ Brno)

Spotřeba elektřiny (GWh)	VO	MO	z toho: MOP	z toho: MOO	Tuzemská netto spotřeba	Ztráty	Tuzemská netto včetně ztrát
2001	32148,13	21473,86	7299,998	14173,86	53621,99	4888,229	58510,22
2002	31945,69	21667,83	7455,712	14212,12	53613,52	4870,596	58484,11
2003	32610,95	21947,12	7622,317	14324,8	54558,07	5031,25	59589,32
2004	33896,08	22469,28	7918,92	14550,36	56365,35	5066,322	61431,68
2005	35060,77	22521,2	7871,655	14649,54	57581,97	5002,803	62584,77
2006	36137,85	23197,68	8120,991	15076,69	59335,53	4873,371	64208,9
2007	37248,75	22989,28	8312,948	14676,33	60238,02	4962,742	65200,77
2008	37343,06	23510,87	8528,312	14982,56	60853,93	4709,895	65563,83
2009	34142,53	23214,75	8414,955	14799,8	57357,28	4501,717	61859
2010	35582,59	23066,77	8352,574	14714,2	58649,36	4400,049	63049,41
2011	36412,45	22447,56	8095,224	14352,34	58860,02	4417,946	63277,96
2012	36252,5	22504,93	8095	14409,93	58757,43	4471,441	63228,87
2013	36330,88	22544,22	8110	14434,22	58875,1	4476,262	63351,36
2014	36714,46	22723,94	8186,821	14537,12	59438,4	4514,923	63953,33
2015	37231,68	22959,35	8303,228	14656,12	60191,02	4567,878	64758,9
2016	37822,13	23229,75	8439,14	14790,61	61051,88	4628,941	65680,82
2017	38439,07	23505,31	8581,06	14924,25	61944,38	4692,287	66636,67
2018	39061,51	23784,55	8722,506	15062,04	62846,05	4754,84	67600,89
2019	39668,94	24047,54	8860,165	15187,37	63716,48	4814,875	68531,36
2020	40257,97	24307,29	8993,847	15313,44	64565,26	4873,123	69438,38
2021	40806,54	24545,16	9121,631	15423,53	65351,7	4926,526	70278,23
2022	41316,46	24774,7	9243,703	15531	66091,16	4976,256	71067,42
2023	41789,52	24998,68	9360,246	15638,44	66788,21	5022,668	71810,87
2024	42227,54	25210,68	9471,444	15739,24	67438,23	5065,43	72503,66
2025	42632,34	25414,14	9577,491	15836,65	68046,48	5104,949	73151,43
2026	43015,15	25609,93	9679,715	15930,22	68625,08	5142,142	73767,22
2027	43376,51	25798,85	9778,157	16020,7	69175,37	5177,121	74352,49
2028	43717,02	25983,05	9872,858	16110,2	69700,08	5210,096	74910,17
2029	44037,27	26158,97	9963,865	16195,1	70196,24	5240,852	75437,09
2030	44337,85	26328,01	10051,23	16276,78	70665,87	5269,549	75935,41
2031	44629,05	26490,63	10136,97	16353,66	71119,68	5296,992	76416,67
2032	44911,01	26648,68	10221,1	16427,59	71559,69	5323,334	76883,03
2033	45183,87	26802,76	10303,59	16499,17	71986,62	5348,633	77335,26
2034	45447,76	26953,39	10384,44	16568,94	72401,15	5372,944	77774,09
2035	45702,84	27101,04	10463,65	16637,39	72803,88	5396,314	78200,19
2036	45949,8	27246,19	10541,26	16704,93	73195,99	5418,834	78614,82
2037	46188,71	27389,16	10617,25	16771,91	73577,87	5440,537	79018,41
2038	46419,66	27530,18	10691,61	16838,57	73949,83	5461,446	79411,28

2039	46642,7	27669,33	10764,32	16905,01	74312,03	5481,578	79793,6
2040	46857,91	27806,58	10835,36	16971,22	74664,49	5500,937	80165,43

11 Zvláštní část V: Vysvětlení zanedbatelné dopadu podpory OZE ve výrobě elektřiny na ŽP v ČR

Jedním z důvodů podpory výroby elektřiny z OZE je tzv. mitigace globálních klimatických změn. Odůvodnění většinou stojí na tom, že konvenční fosilní zdroje generují kromě explicitních nákladů také náklady třetích stran, tzv. externality[11]. Odhad externalit je metodicky velmi problematický, nicméně v případě stávajících českých hnědouhelných elektráren se tyto odhady pohybují ve výši kolem 1 CZK/kWh[12], z čehož cca 60 % tvoří náklady na klimatickou změnu.

Pokud tedy externality vyvolané českými hnědouhelnými elektrárnami činí cca 1 CZK/kWh, pak by mělo určitý smysl nahrazovat výrobu v takových zdrojích zdroji obnovitelnými – ovšem do výše dodatečné dotace 1 CZK/kWh, ale to pouze za předpokladu, že dojde ke skutečné substituci. Ovšem k té v české realitě nedochází a to ani v případě POZE, ani v případě budoucího spuštění nových bloků ETE. Ostatně stejný efekt se projevil již v době spuštění prvních dvou bloků ETE. K pochopení celého procesu je vhodné se podívat na historický vývoj a to ve dvou zemích, které jsou na to velmi podobně – Francie a ČR.

Francouzský trh je zcela determinován historickým vývojem a zejména existencí a aktivitami EdF. Od otevření první elektrické distribuční sítě ve Francii v roce 1884 se francouzský elektroenergetický systém vyvíjel velmi tržně a to až do 40. let 20. století. Kolem roku 1940 existovalo ve Francii cca 1500 společností, které se zabývaly výrobou, přenosem, distribucí a dodávkou elektřiny a existovalo cca 20 tisíc koncesí. Celý systém byl velmi konkurenční a to do konce do té míry, že na některých místech existovali přímí konkurenti v dodávce elektřiny. 8. dubna 1946 rozhodla francouzská vláda o znárodnění všech těchto společností a o vytvoření jednotné národní společnosti pro elektřinu (a druhé pro dodávku plynu) – byla vytvořena Electricité de France (EdF). Teoreticky se jednalo o společnost pod veřejnou kontrolou, avšak ve skutečnosti se jednalo o molocha, který byl v podstatě autonomně řízen elitou absolventů technických grandes écoles. V poválečné Francii bylo využívání elektřiny už běžné – cca 90 % domácností využívalo elektřinu na osvětlení a provoz malých spotřebičů. Hlavním zdrojem pro výrobu elektřiny byla voda – a konec 40. a 50. lét byl charakterizován výstavbou přenosové soustavy a velkých vodních elektráren (např. přehrada Tignes byla spuštěna v roce 1952). V roce 1960 pokrývaly vodní elektrárny cca 70 % spotřeby elektřiny. V 60. letech pak Francii dominovaly investice do výstavby elektráren na ropné deriváty, které v roce 1973 pak tvořily cca 45 % dodávek. Reakcí na ropné krize 70. let pak byla masivní výstavba jaderných elektráren. První z nich byla spuštěna v roce 1977 ve Fessenheimu a jádro se stalo synonymem francouzské energetiky. Byl vytvořen tzv. Messmerův plán (pojmenovaný podle tehdejšího ministerského předsedy Messmera), který v podstatě nabízel vizi plně elektrifikovamé a plně jaderné společnosti. Předpokládal instalaci 13 GW instalovaného výkonu v jádru v průběhu dvou let. Tento cíl se sice nepodařilo splnit, avšak Messmerův plán vytýčil cestu francouzské energetiky na následujících 30 let. Výsledkem mohutných investic do jaderných zdrojů, které měly zabezpečit pokrytí obrovského a nadsazeného budoucího růstu poptávky, nastal obrovský převis výrobních kapacit EdF. Důsledkem převisu výroby byl masivní vývoz elektřiny do zahraničí, zejména do

[11] Pokus o odhad těchto nákladů viz např. Externí náklady výroby elektřiny a tepla v podmínkách ČR a metody jejich internalizace (VaV/320/1/03).

[12] Externí náklady výroby elektřiny a tepla v podmínkách ČR a metody jejich internalizace (VaV/320/1/03), COŽP UK, 2005, str. 262.

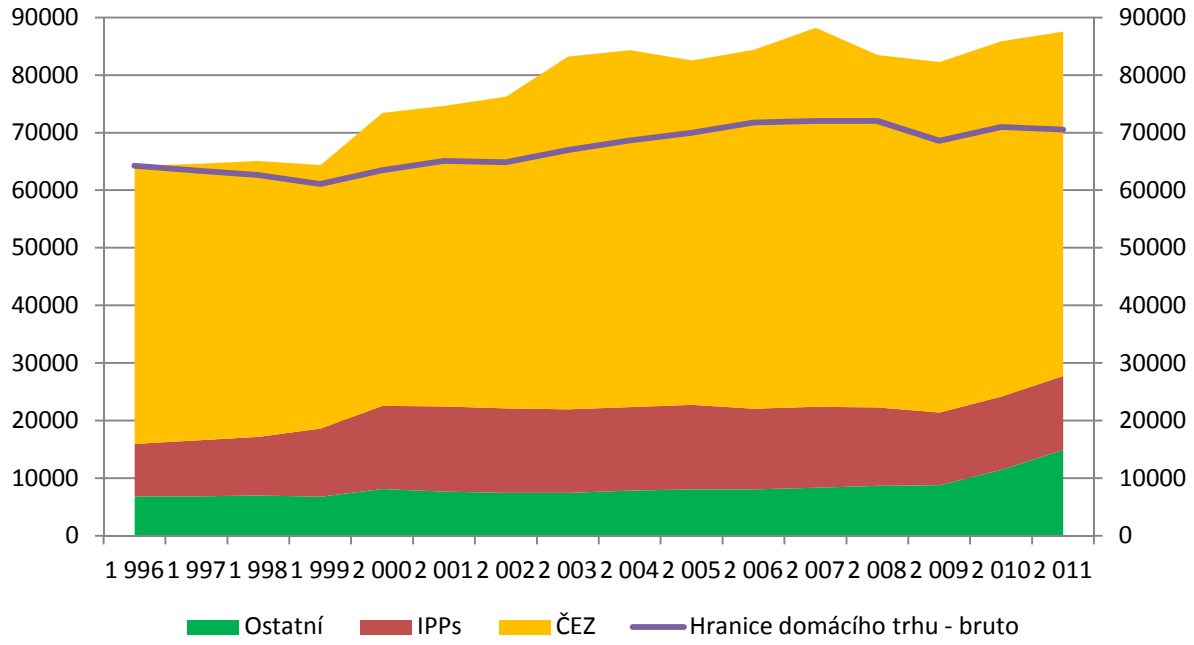
Itálie, Švýcarska, Německa a UK (ale fakticky ke všem sousedům) a faktické zastavení jaderného programu v 90. letech. Přesto se elektřina z Francie rozlévá po polovině Evropy.

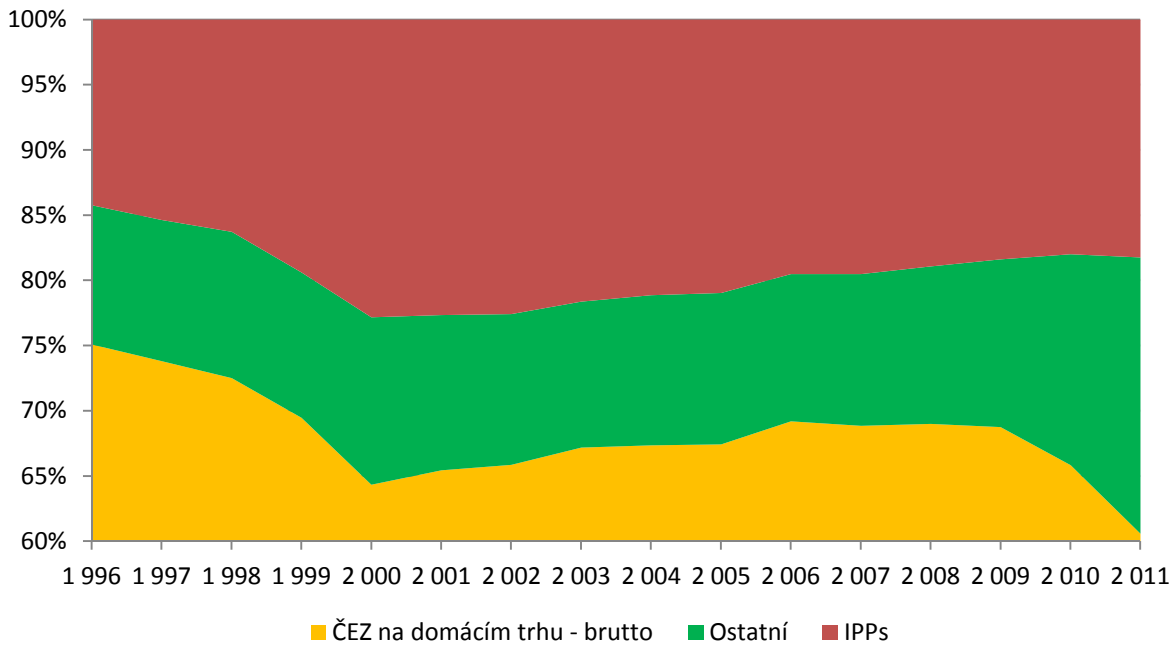
A když se podíváme na představy o rozvoji jaderné energetiky v tehdejší ČSSR, pak nejsou francouzským představám tak vzdálené. Každý tehdejší kraj měl mít svoji jadernou elektrárnu, nebo alespoň jadernou výtopnu. Z celého projektu zbyly jen trosky –v Čechách vlastně povedlo postavit a dokončit v roce 1987 pouze jadernou elektrárnu Dukovany. Druhým „zbytkem" jaderné budoucnosti Česka je už jen Temelín. Podle záměrů z roku 1978 měl první blok být spuštěn v roce 1987 k oslavě 70. výročí VŘSR. V březnu 1993 bylo rozhodnuto o dostavbě jaderné elektrárny Temelín v polovičním rozsahu oproti původním záměrům s tím, že první blok měl být spuštěn v prosinci 1995. Součástí výstavby a spouštění Temelína byla i výstavba přečerpávací elektrárny Dlouhé stráně (v tehdejší době bylo při praktické autarkii elektroenergetiky nutné něco udělat s elektřinou, kterou měl Temelín produkovat v noci – nejlépe tak, že bude využita na čerpání vody). A stejně tak měly být po spuštění Temelína odstaveny některé uhelné elektrárny, neboť pro jimi vyráběnou elektřinu by nebyl odběr. Ale všechny plány zhatil život. Nejdříve se nedařilo Temelín dostavět – výstavba se neustále protahovala a prodražovala. Výstavba PVE Dlouhé stráně se nakonec stala také „obětí" prodloužení výstavby, neboť její stavba musela být na několik let přerušena.

V mezidobí, kdy se neustále posouvalo datum dokončení, došlo ke třem zásadním změnám. Zaprvé, distribuční společnosti, které se v roce 1994 právně osamostatnily od Českých energetických závodů, mohutně a různými formami podpořily investice do nezávislých zdrojů a než ČEZ stačil dokončit Temelín, vyrostl na zelené louce ekvivalent jednoho bloku ETE a začaly ČEZ postupně vytlačovat z trhu. Za druhé, v roce 1995 se středoevropské elektroenergetickém soustavy propojily se západoevropskými a nakonec 19. února 1999 došlo liberalizaci německého elektroenergetického trhu včetně uvolnění dovozů. A směrem do zahraničí vrhl ČEZ tehdy své nevyužité kapacity. A teprve dva roky poté, byl dostavěn první blok Temelína. Ale v té době již ČEZ žádné své zdroje odstavovat nemusel, protože jejich kapacitu využil pro vývoz – a naopak, bylo by zcela nesmyslné tyto zdroje zavírat, neboť by to významně ČEZ ekonomicky poškodilo. Skok ve výrobě mezi roky 1998 a 2003 – tedy doby před spuštěním prvního bloku a nájezdem celé elektrárny do plného provozu činí cca zhruba 14 TWh, z čehož drtivou většinu (v té době cca 10 TWh) tvořila právě výroba v Temelíně. Zbytek pak lepší využití ostatních zdrojů a také výroba elektřiny v Dlouhých stráních. V roce 2003 bylo vyvezeno 16 TWh oproti pouhým 2 TWh v roce 1998. Rozdíly se pak lehce dopočítají (se zaokrouhlením), když vezmeme v úvahu růst spotřeby mezi lety 1998 a 2003 – cca 4 TWh – a růst výroby v nezávislých zdrojích – cca 4 TWh. Tato čísla neznamenají, že se vyvážela elektřina vyrobená v ETE. Naopak, ta zůstávala z hlediska obchodního doma – vyvážela se elektřina z těch nejméně efektivních uhelných elektráren – těch, které by bez uvolnění trhu musely být po spuštění Temelína uzavřeny (Mělník II a III, Chvaletice apod.) Po evropské liberalizaci nikdo neuzavře elektrárny, které de facto dostávají firmu do černých čísel. Málokdo si totiž uvědomuje, že v roce 1999 poklesl zisk ČEZ na necelé dvě miliardy korun, což z hlediska jeho velikosti je prakticky pozitivní nula a teprve mohutné vývozy jej vrátily do významně kladných čísel. O roku 2003 bylo pouze otázkou, jak rychle poroste spotřeba na domácím trhu, neboť mezi lety 2003 a 2008 se jakákoliv investiční aktivita na českém elektroenergetickém trhu zastavila. Růst domácí spotřeby v letech 2003 až 2008 postupně snižoval kapacitu výroby pro export a opět to data ukazují

poměrně přesně – spotřeba vzrostla o cca 5 TWh – a export mezi lety 2003 a 2008 poklesl také o cca 5 TWh.

Ovšem tato rovnice za rokem 2009 začala opět měnit – a příčinou jsou opět nové investice do zdrojů. Tentokrát ovšem do POZE. Objem dodávek elektřiny z obnovitelných zdrojů na českém trhu vzrostl mezi lety 2008 a 2011 o cca 3,5 TWh – a jde ze 60 % na vrub FVE. Obnovitelné zdroje jsou z hlediska trhu se silovou elektřinou specifické v tom, že se přes svoji nákladnost a nepredikovatelnost (u větrných a fotovoltaických elektráren) chovají z hlediska řazení do nabídky jako zdroje levné – jsou totiž vykupovány povinně (bez ohledu na jejich cenu), a proto ostatní zdroje z trhu vytlačují. A v českém případě je cesta z domácího trhu jen jedna jediná – opět zpátky do zahraničí. Jestliže tedy dodávka elektřiny oproti roku 2008 klesla loni o cca 2 TWh a obnovitelné zdroje dodaly do soustavy o 3,5 TWh více, pak jedinou možností, co udělat s elektřinou z levných českých elektráren byl vývoz – a ten se zvýšil cca o 5,5 TWh, tedy přesně tak, jak napovídá ekonomická logika.

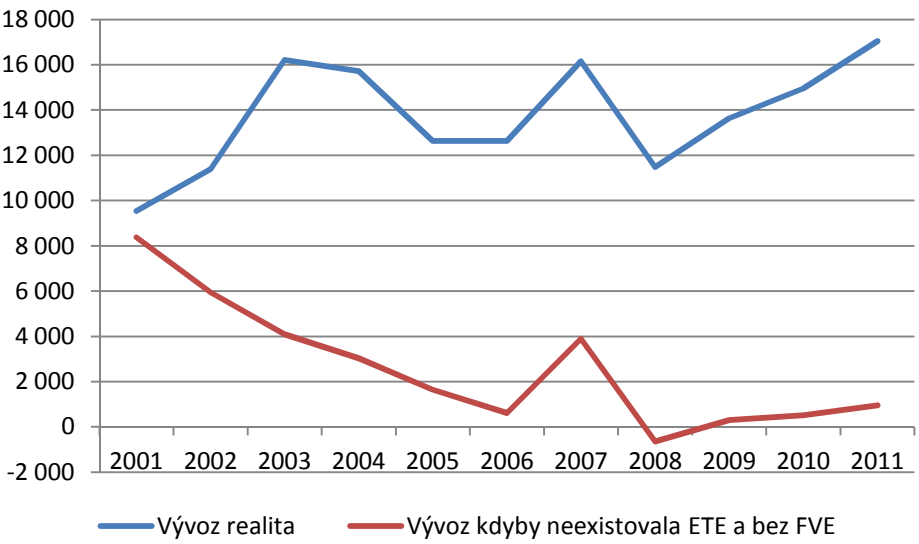




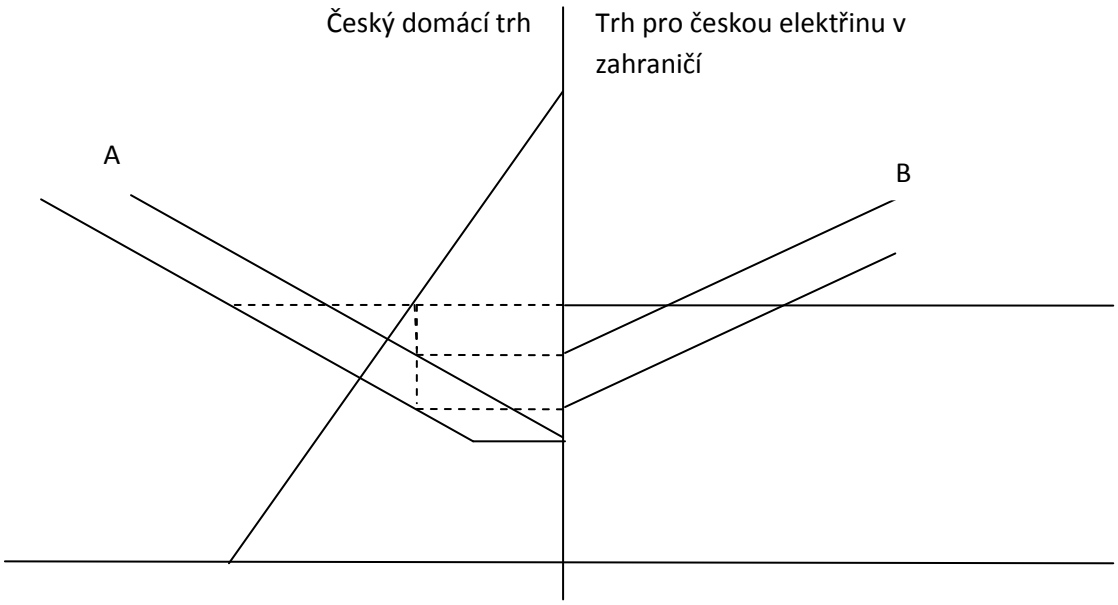
Při ceně elektřiny na trhu v Evropě a nákladů na její výrobu v ČR, je výhodně elektřinu produkovat v Čechách, než jinde. Ale tato výhoda ovšem není dána tím, že velká část českých uhelných elektráren byla postavena v 50. až 70. letech. Pro podej elektřiny na trhu jsou investované náklady irelevantní – klíčovou veličinou jsou náklady variabilní – tedy, které jsou určeny zejména náklady na palivo a náklady na vyčištění spalin. Mohutný vzestup výroby v obnovitelných zdrojích tak z hlediska české populace má prakticky nulový vliv na snížení emisí. Veškerá výroba, kterou obnovitelné zdroje vytlačily z trhu, byla pouze vyvezena do zahraničí. Obrovské náklady na výkup obnovitelných zdrojů, které čeští spotřebitelé platí (cca 40 mld. korun ročně – viz SW), tak nemají na české životní prostředí žádný vliv – zlepšují (pokud vůbec) životní prostředí někde v zahraničí, kde je spotřebována česká elektřina – vyrobená zejména ze severočeského uhlí místo toho, aby byla vyrobena z nějakých jiných zdrojů.

Ale zcela obdobně je a případně bude na tom ETE. Díky souběhu okolností ETE nijak nepřispěla ke snížení emisní zátěže lidí v severních Čechách. Kdyby ETE nebyla spuštěna, pak by byla výroba v uhelných elektrárnách velmi podobná – jen by se vyvážela méně do zahraničí. Lze si celou situaci dokonce v hrubých obrysech namodelovat. I bez dostavby Temelína by pořád byla vyvážena elektřina – a její cena na trhu by byla velmi obdobná – a to po celé minulé desetiletí. Výjimkou by byl rok 2008, tedy rok na vrcholu hospodářského cyklu, kdy by se nabídka a poptávka na českém trhu zhruba vyrovnala.

A pokud bychom spekulovali dále, pak bychom mohli upravit data i vliv fotovoltaických elektráren. V takovém případě, kdyby kromě Temelína neexistovaly ani fotovoltaické elektrárny v ČR, by od roku 2008 dodnes byla bilance výroby a spotřeby elektřiny v ČR téměř přesně vyrovnaná. Ale pořád by platilo jedno – hnědé uhlí by se spálilo pořád zhruba stejně.



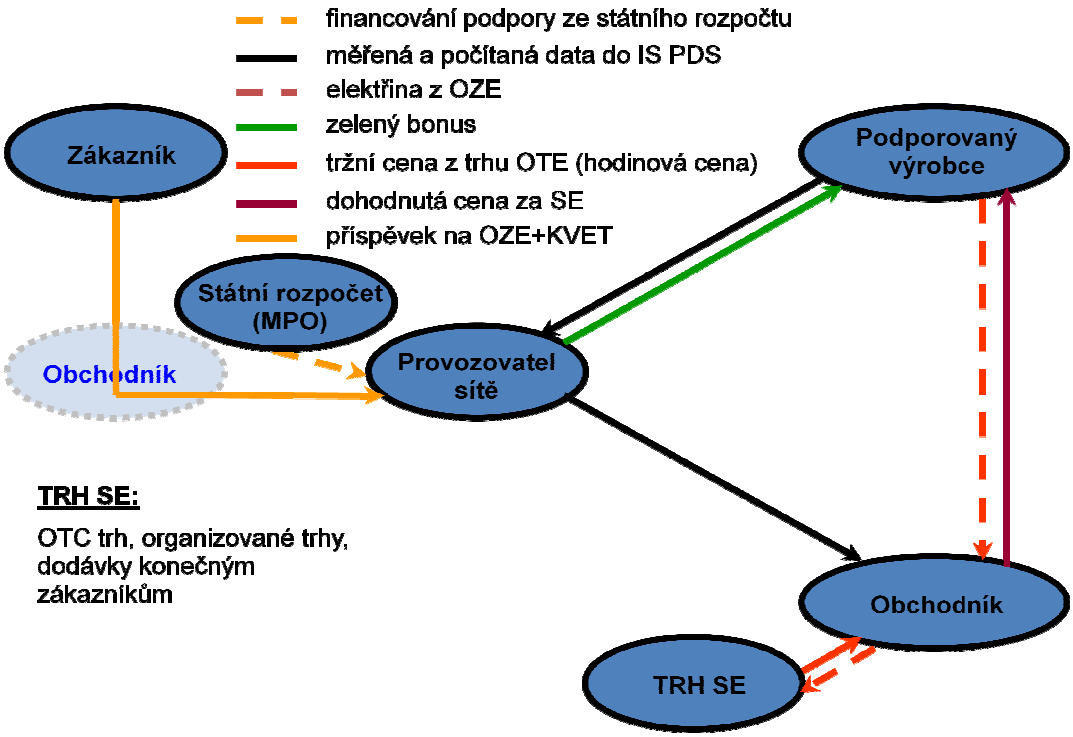
.



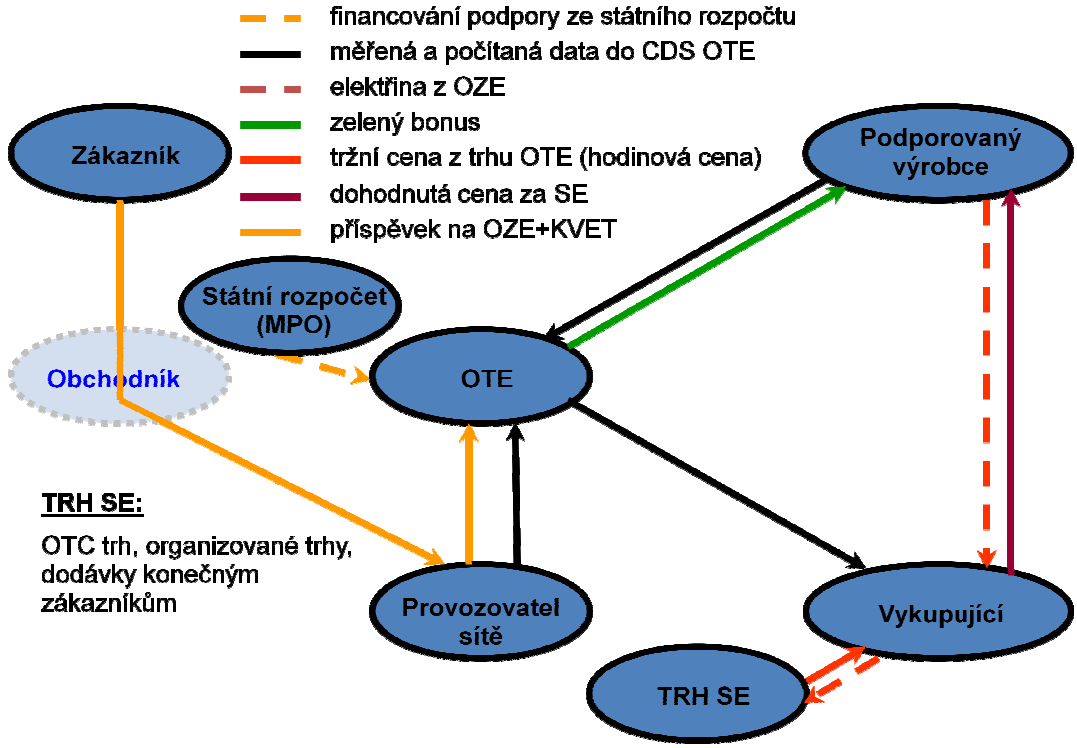
Celý proces je zobrazen na následujícím grafu, který ukazuje posun nabídkové křivky v důsledku nového zdroje na počátku nabídkové křivky – není podstatné, o jaký zdroj se jedná (stejně tak v grafu neuvažujeme pro jednoduchost a přehlednost efekty financování podpory POZE, případně mechanismu CfD). Křivka nabídky na domácím trhu (A) se díky vlivu nového zdroje posune doleva, což vyvolá posun křivky nabídky pro export (B) dolů. Výsledkem je stále stejná cena na domácím trhu, tedy i stejné poptávané množství na domácím trhu a růst exportu – ve stejném rozsahu, v jakém vzrostla nabídka.

12 Zvláštní část VI: Změna mechaniky výplaty podpor od 1. 1. 2013

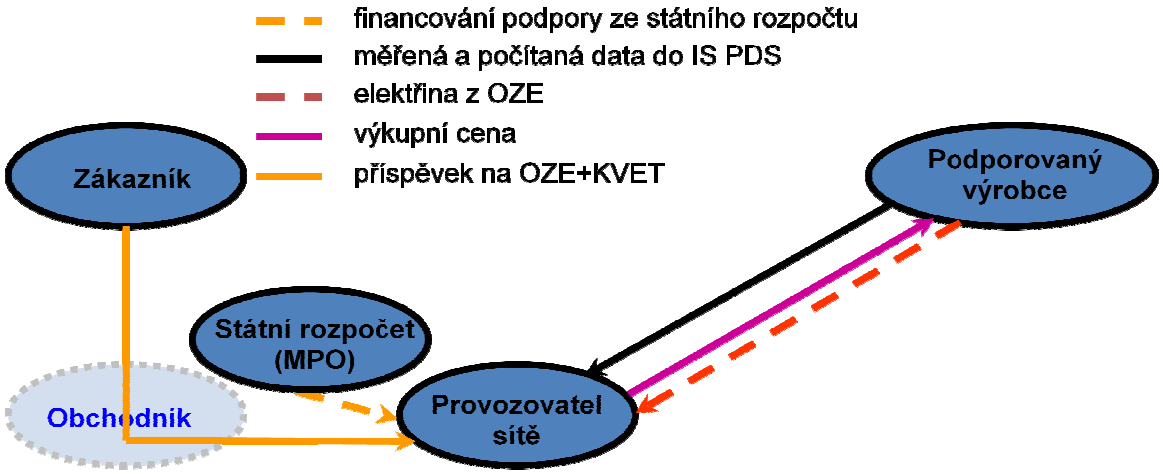
Původní model (do 31. 12. 2012): Zelený bonus



Nový model (od 1. 1. 2013): Zelený bonus



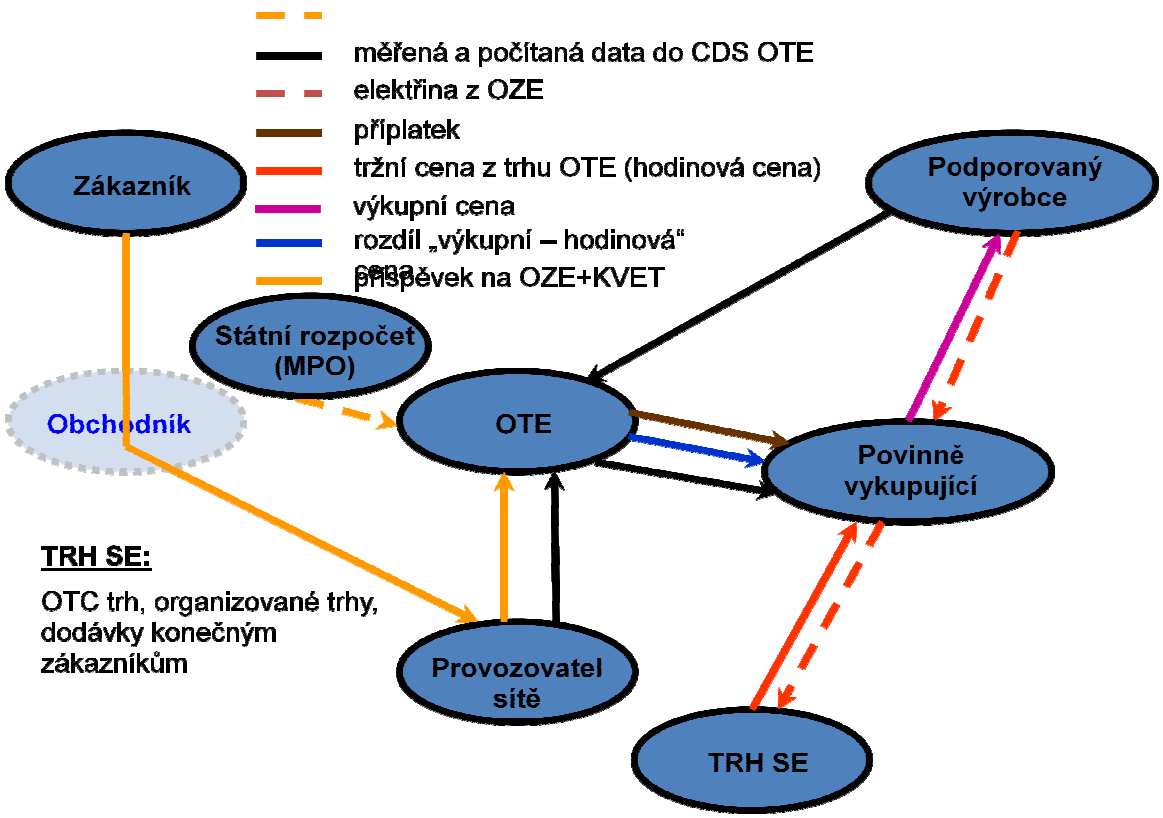
Původní model (do 31. 12. 2012): FIT / Povinnný výkup



TRH SE:

OTC trh, organizované trhy, dodávky konečným zákazníkům

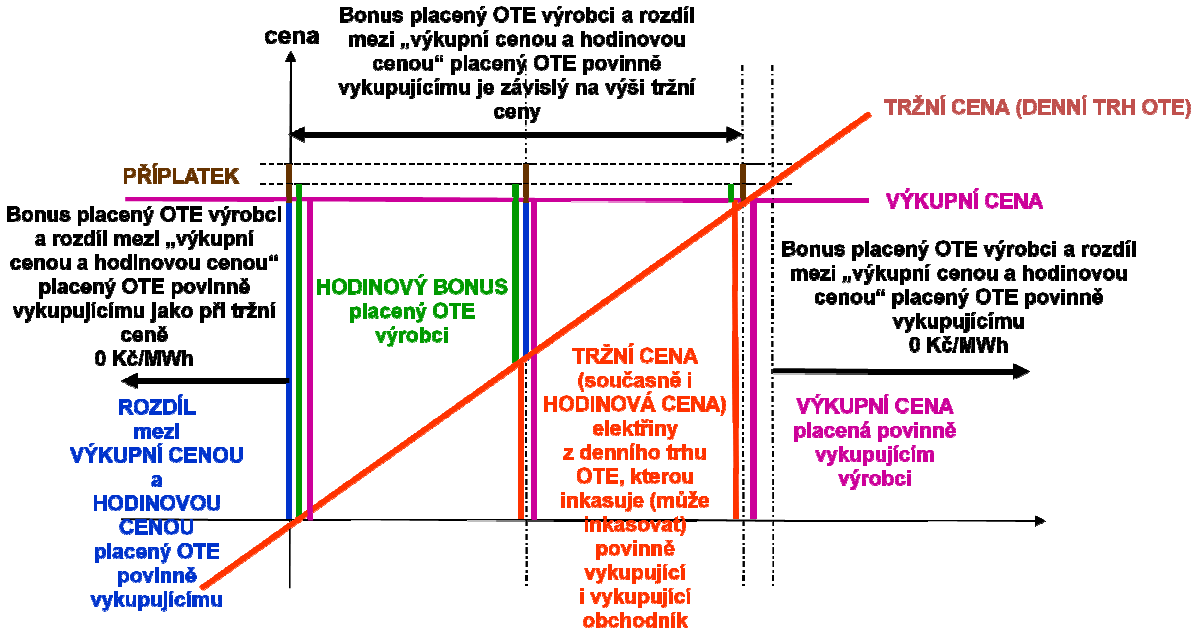
Nový model (od 1. 1. 2013): FIT / Povinnný výkup



TRH SE:

OTC trh, organizované trhy, dodávky konečným zákazníkům

Model podpory od 1. 1. 2013 – povinný výkup a zelený bonus



13 Zvláštní část VII: Vyvedení nákladů výkupů mimo ceny elektřiny

Vyvedení nákladů mimo ceny elektřiny není způsobem, jak snížit velikost celkových nákladů podpory OZE, ale je možností, jak se alespoň zbavit vlivu zelených zdrojů na cenu elektřiny, tj. toho, co je politicky i podnikatelsky nejcitlivější. Jakákoliv diskuse o řešení problému bude jednodušší, když odpadnou diskuse o tom, o kolik se má zvýšit cena elektřiny, kvůli poplatkům pro podporu OZE, KVET a DZ. Navíc poskytne prostor i motivaci k tomu, jak naložit dále s podporami nejenom FVE, ale i jiných OZE, KVET a DZ.

Postup:
Zrušení poplatku na podporu výkupu elektřiny z OZE, KVET a DZ. Všechny náklady by měly být financovány OTE, a.s. buď přímo ze státního rozpočtu (což je při současné rozpočtové situaci velmi nepravděpodobné), nebo nepřímo ze státního rozpočtu v dlouhém období, tj. emisí dluhopisů (mohly by být nazvány třeba „zelené“). Délka splatnosti může být 30 až 50 let.

Výhody tohoto návrhu:

1) **Zreální se cena elektřiny** a z ní vycházející rozhodnutí jak domácností, tak firem o její spotřebě, což s sebou přinese i politickou výhodu, neboť skončí diskuse o tom, o kolik se zvýší cena elektřiny kvůli POZE, cena elektřiny bude tržní a všechny náklady podpory budou běžet mimo ní ve zvláštním režimu financování.

2) **Nebudou dotčeny jiné trhy** – např. trh s uhlím, ZP apod.

3) **Rozšíří se báze** těch, kteří ponesou náklady všichni daňoví poplatníci a vzhledem k logice naší daňové soustavy ponesou náklady zejména ti, kteří si to mohou dovolit.

4) **Bude zcela jasné, kolik podpora obnovitelných zdrojů stojí** a to nejenom spotřebičům, ale těm, kteří rozhodují nebo budou rozhodovat o podporách (prozatím jsou náklady schovány do poplatku, který platí všichni spotřebitelé a to ještě značně nerovně – ti velcí platí relativně mnohem více, než ti malí, neboť poplatek je konstantní vzhledem k jednotce spotřeby pro všechny; nakonec téměř nikdo neví, kolik peněz se takto spotřebuje a tím méně to pociťují ti, kteří rozhodují o podporách a jejich pravidlech). Pokud bude státní rozpočet zatížen desítkami miliard za výkup elektřiny z obnovitelných zdrojů a Ministerstvo financí bude nuceno vydávat dluhopisy ve stejné výši, pak zejména MF bude mít motivaci zabraňovat do budoucna podobným excesům.

5) **Náklady budou naskakovat postupně** (emise dluhopisů mohou pravidelné – čtvrtletní nebo pololetní s tím, že jejich objem bude určen potřebou podle reálných nákladů za předchozí čtvrtletí/pololetí včetně nákladů financování pro překlenutí daného období). Pokud bude splatnost delší než 30 let, pak opravdu dojde k rozředění nákladů na delší období (garance pevných výkupních cen s jejich růstem jsou na 20 a více let) s tím, že splatnost jistiny bude až v době, kdy její nominál bude sice velký, ale jeho reálná hodnota přece jenom poklesne vzhledem k HDP nebo i státnímu rozpočtu.

6) **Opatření lze kombinovat i s jinými** případnými cestami úhrady – pokud např. bude nějaký mimořádný zdroj užit na uhrazení nákladů vyvolaných OZE apod., pak o to méně bude vydáno dluhopisů pro krytí nákladů. Možnosti, jak hradit náklady podpory OZE z jiných zdrojů než jsou ceny elektřiny, lze naznačit: zbytkové výnosy z prodeje AAU (pokud to lze vyjednat s kupujícími), výnosy z prodejů EUA (pokud budou k dispozici národním vládám),

privatizace zbývajících vládních účastí v energetických firmách (pokud nebude užita na něco rozumnějšího) atd.