



Optimalizace a regulace OZE

studie – výstup projektu

prosinec 2010



Úvod

Cílem navrhované studie je zmapovat stávající situaci v rámci energetických přenosových a distribučních soustav, a přinést náměty a řešení pro rozšíření možností připojení bioplynových stanic, při zachování či posílení stability energetických sítí na území ČR, a maximálním využití vyrobené energie.

Studie vznikla na základě údajů a podkladů získaných od provozovatelů přenosových a distribučních sítí, ČS RES, OTE - operátora trhu s elektřinou, Energetického regulačního úřadu a dalších institucí. Navrhovaná řešení a nejasné body byly vyjasněny v rámci rozhovorů s kompetentními osobami z výše uvedených subjektů, stejně jako s dalšími experty v oblasti energetiky.

Zpracovateli studie jsou Ing. Jan Matějka, místopředseda České bioplynové asociace o.s., a Ing. Jan Štambaský, Ph. D., člen představenstva Evropské bioplynové asociace, za podpory dalších spolupracovníků a konzultantů.

Obsah

1.	Možnosti připojení obnovitelných zdrojů do elektrické rozvodné sítě	5
1.1	Stávající stav sítě a rovnováha zdrojů	5
1.2	Aktuální stav a výhled v připojování OZE k elektrizační soustavě	12
1.2.1	Legislativa podstatná pro připojení a provoz OZE	12
1.2.2	Postup při připojování OZE	18
1.2.3	Problémy při připojování OZE k elektrizační soustavě	22
1.2.4	Změny v rámci novelizace energetického zákona a související legislativy	26
1.3	Využití regulace elektrického výkonu OZE	32
1.3.1	BPS jako kompenzační zdroj	36
1.3.2	Regulace a podpůrné služby BPS	38
1.3.3	Regulace OZE	39
2.	Potenciál připojení BPS k distribuční síti zemního plynu	40
2.1	Legislativní podmínky	42
2.2	Provozně technická problematika	51
2.3	Ekonomika	55
3.	Využití bioplynových stanic jako regulačních kapacit	66
3.1	BPS jako regulační/špičkový zdroj	66
3.1.1	Regulovatelnost BPS a podpůrné služby	66
3.1.2	Špičkový zdroj a smart grids	70
3.1.3	Regulace s pomocí distribuční sítě zemního plynu	71
3.2	Elektrina – podpůrné služby	72
3.2.1	Možnosti zapojení BPS do podpůrných služeb	72
3.2.2	Postup při certifikaci	75
3.2.3	Obecné požadavky na provádění testů (PpS)	77
3.2.4	Měření PpS sekundární regulace P bloku (SR)	79
3.2.5	Měření PpS terciární regulace P bloku (TR)	86
3.2.6	Měření (PpS) Rychle startující 10-ti min. záloha (QS10)	90
3.2.7	Nutné předpoklady pro zařazení skupiny BPS do PpS	93
3.2.8	Vyhodnocování PpS ze strany ČEPS	96
3.2.9	Vyhodnocení regulační energie	99
3.2.10	Podmínky pro zájemce o poskytování podpůrných služeb	100
3.2.11	Závěry k poskytování podpůrných služeb	104
3.3	Elektrina – vyrovnávací trh	105
3.3.1	Možnosti zapojení BPS do vyrovnávacího trhu OTE	105
3.3.2	Obchodní podmínky pro vyrovnávací trh	106
3.3.3	Smlouva o přístupu na vyrovnávací trh	111
3.3.4	Perspektivy BPS na vyrovnávacím trhu	115
3.4	Plyn	116
4.	Ekonomika BPS jako regulovatelných/regulačních zdrojů	118
4.1	Náklady a výnosy regulace BPS	118
4.2	Technicko-ekonomický model energetického využití biometanu	120
5.	Návrhy a závěry	127
5.1	Úprava dotačních podmínek podle regulovatelnosti BPS	127
5.2	Úprava dotačních podmínek pro biometan	129
5.3	Dořešení rozdělení pořizovacích a provozních nákladů	131
5.4	Úprava dotačních podmínek v rámci Programu rozvoje venkova a OP Podnikání a inovace (EKO ENERGIE)	134
5.5	Zahrnutí faktoru regulovatelnosti do procesu připojování k elektrizační soustavě	135
5.6	Soutěž o volné kapacity	136
5.7	Souhrn - výhledy	137
6.	Přílohy	12739

Seznam tabulek

Tabulka 1 Celkové „živé“ žádosti o připojení nových zdrojů k 30.11.2009	7
Tabulka 2 Měrný podíl žadatele na nákladech spojených s připojením za rezervaci výkonu	21
Tabulka 3 Investiční a provozní náklady na skladování BP a výrobu elektřiny	36
Tabulka 4 Počáteční podmínky a předpoklady ekonomických kalkulací	55
Tabulka 5 Ekonomická kalkulace výroby biometanu 40 GWh/rok (2011-2031)	57
Tabulka 6 Ekonomická kalkulace výroby biometanu 20 GWh/rok (2011-2031)	61
Tabulka 7 Poměrné navýšení kapacit BPS v závislosti na odstávce	67
Tabulka 8 Hodnoty pro vyrovnávací trh za období 11-ti měs. r. 2010	115
Tabulka 9 Srovnání investičních a provozních vícenákladů	118
Tabulka 10 Výnosy za poskytnutí záporné regulační energie, 18h provoz	118
Tabulka 11 Sledované výkonové velikosti bioplynových stanic	120
Tabulka 12 Investiční náklady v mil. CZK, 12h provoz kogenerační jednotky	122
Tabulka 13 Provozní náklady v mil. CZK, 12h provoz KJ	123
Tabulka 14 Výkupní ceny a zelené bonusy pro spalování bioplynu	127
Tabulka 15 Výkupní ceny a zelené bonusy pro spalování bioplynu s důrazem na regulovatelnost zdrojů	128

Seznam obrázků

Obrázek 1 Vzájemné vztahy subjektů při certifikaci PpS	75
Obrázek 2 Testy SR	79
Obrázek 3 Tvar testovacího signálu	80
Obrázek 4 Zpráva o měření sekundární regulace	82
Obrázek 5 Certifikát sekundární regulace	84
Obrázek 6 Testy TR	86
Obrázek 7 Tvar testovacího signálu – TR	87
Obrázek 8 Zpráva o měření - TR	88
Obrázek 9 Certifikát - TR	89
Obrázek 10 Zpráva o měření – rychlý start	91
Obrázek 11 Certifikát – rychlý start	92

Seznam grafů

Graf 1 Předpokládaný vývoj výroby z OZE podle scénáře investorů	9
Graf 2 Krytí zatížení v charakteristických provozních stavech ES ČR r. 2012	10
Graf 3 Relativní vývoj nákladů na nákup SR a TR pro scénář OZE dle NAP	33
Graf 4 Roční průměry požadavků na SR, QS10, TR+ a TR-	33
Graf 5 Dopad OZE do regulované ceny systémových služeb	34
Graf 6 Vývoj nákladů na nákup podpůrných služeb při uvažovaném rozvoji VTZE a FVE ve scénáři NAP	35
Graf 7 Energetické bilance zdrojů	52
Graf 8 Struktura investičních nákladů v mil. CZK, 12h provoz KJ	122
Graf 9 Struktura provozních nákladů v mil. CZK, 12h provoz KJ	124
Graf 10 Minimální „zelený bonus“ pro ekonomicky udržitelný provoz (při prodejní ceně tepla 300 CZK/GJ)	125
Graf 11 Minimální „zelený bonus“ pro ekonomicky udržitelný provoz (při ceně tepla 400 CZK/GJ)	126

Seznam map

Mapa 1 Kapacita transformace PS/110 kV a vyhodnocení požadavků na připojení nových zdrojů – scénář žádostí, r. 2012	7
Mapa 2 Kapacita transformace PS/110 kV a vyhodnocení požadavků na připojení nových zdrojů – investorský scénář, r. 2012	8

1. Možnosti připojení obnovitelných zdrojů do elektrické rozvodné sítě

1.1 Stávající stav sítě a rovnováha zdrojů

Elektrická rozvodná soustava v České republice patří k jedněm z nejlépe fungujících v Evropě, a to jak z hlediska technické úrovně, tak i z hlediska jejího řízení. Do konce minulého století, kdy obnovitelné zdroje energie (dále jen OZE) tvořily nepatrnou část energetických zdrojů, nebyla otázka stability sítě, resp. bezpečné dodávky elektřiny zásadním problémem. Klasické zdroje energie, ať už s jaderným či fosilním palivem, mají předvídatelný průběh výroby elektřiny, jsou z větší či menší míry regulovatelné a mohou v krátké době formou podpůrných služeb nahradit případný jednorázový výpadek jiného zdroje.

Teprve po roce 2005 dochází k většímu rozvoji OZE, přičemž neřízené OZE, tedy zdroje, jejichž uplatněný výkon nelze ovlivnit ani přesně předpovídat a je závislý na proměnlivosti počasí, se začaly výrazněji využívat až v roce 2009/2010. S tím vyvstal i kardinální úkol udržet v souladu strukturu a průběh poptávky po elektřině s její výrobou a zároveň i odpovídající technickoprovozní zajištění spolehlivosti přenosu, transformace a distribuce elektrické energie.

Potenciální hrozbu nestability sítě způsobily jednoznačně neřízené OZE, neboť jak u zdrojů postavených na využití biomasy, tak u vodních elektráren lze predikovat vývoj výroby, která je navíc převážně rovnoměrná s odchylkami v řádu procent. Pokud však fotovoltaické (FVE) a větrné (VTE) elektrárny vyrábějí na plný výkon a během několika desítek sekund tento výkon může spadnout na nulu či několik málo desítek procent, nelze je považovat za řádný zdroj elektřiny a je nutné jejich výkyvy vykrývat drahými podpůrnými službami klasických zdrojů.

Ještě důležitější je množství vyrobené elektřiny, které se zapojením plného výkonu neřízených OZE dostává dle dále uvedených prognóz v některých okamžicích vysoce nad domácí spotřebu, a to i po vypnutí regulovatelných zdrojů. To je pro elektrizační soustavu velmi nebezpečná

situace a pokud nebude možné elektřinu vyvézt mimo republiku, ohrozí to její stabilitu. Z pohledu ekonomického i ekologického jsou tyto situace nežádoucí – elektřina má v tuto chvíli zápornou hodnotu a je nutné ji, třeba i velmi neefektivně, spotřebovat.

V průběhu roku 2009 došlo k velmi výraznému nárůstu žádostí o připojení nových energetických zdrojů a jejich celková hodnota v oblasti OZE dosáhla téměř 13 GW k 30.11.2009. To značně přesahuje požadavek z hlediska 13% uplatnění OZE v rámci spotřeby energií (zahrnující navíc teplo, chlazení a dopravu!) v roce 2020, zvláště u FVE a VTE. Následně byl příjem žádostí, resp. vyjadřování se k nim a připojování nových zdrojů pozastaveno do doby, než bude vyřešena disproporce mezi kapacitou elektrizační soustavy, strukturou spotřeby a těmito požadavky.

Rozmístění žádostí o připojení OZE není rovnoměrné a velmi výrazně převažují žádosti na připojení FVE. Celkové požadavky na připojení shrnuje studie EGÚ Brno (Připojování OZE do ES ČR) zpracovaná pro ČS RES v únoru 2010. Ta rozlišuje tři scénáře:

- 1) Scénář dle NAP 2010 – scénář rozvoje dle Národního akčního plánu pro OZE, tedy dle předpokladů MPO (předpokládá splnění závazků vůči EU v roce 2020).
- 2) Scénář investorský – respektuje zájem investorů dle aktuálního trendu, pouze však do splnění podmínek směrnice EU (tzn. 9,5 TWh v roce 2020 z OZE).
- 3) Scénář žádostí – uvažuje realizaci všech „živých“ žádostí o připojení zdrojů podaných u provozovatelů sítí k 30.11.2009 (tzn. všechny schválené žádosti a žádosti ve schvalovacím procesu u provozovatelů sítí ES ČR).

Všechny tři uvažované scénáře rozvoje OZE v oblasti elektroenergetiky splňují k časovému horizontu 2020 požadavky potřebné k naplnění závazků vůči EU.

Tabulka 1 Celkové „živé“ žádosti o připojení nových zdrojů k 30.11.2009

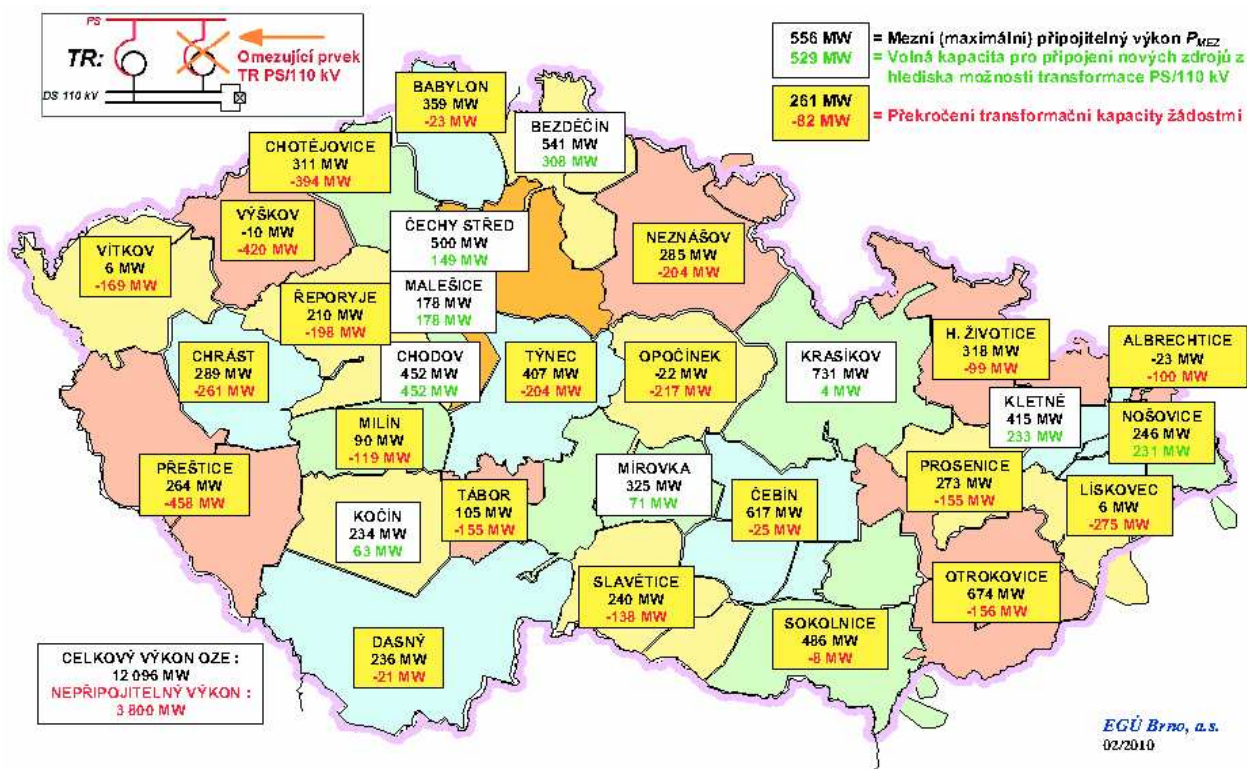
Žádosti na připojení nových zdrojů u jednotlivých energetických subjektů	VTE [MW] 	FVE [MW] 	BIOM [MW] 	Ostatní OZE [MW]	Ostatní konvenční zdroje [MW]	Celkem [MW]
Žádosti na E.ON Distribuce,a.s.	520	2 597	117	27	467	3 728
Žádosti na ČEZ Distribuce,a.s.	2 361	5 829	252	346	980	9 768
Žádosti na PREDistribuce,a.s.	6	14	5	22	0	47
Žádosti na ČEPS, a.s.	768	107	0	0	13 504	14 379
Podané žádosti celkem [MW]	3 655	8 547	374	395	14 951	27 922

Stav žádostí k 30.11.2009 podle podkladů PDS a PPS

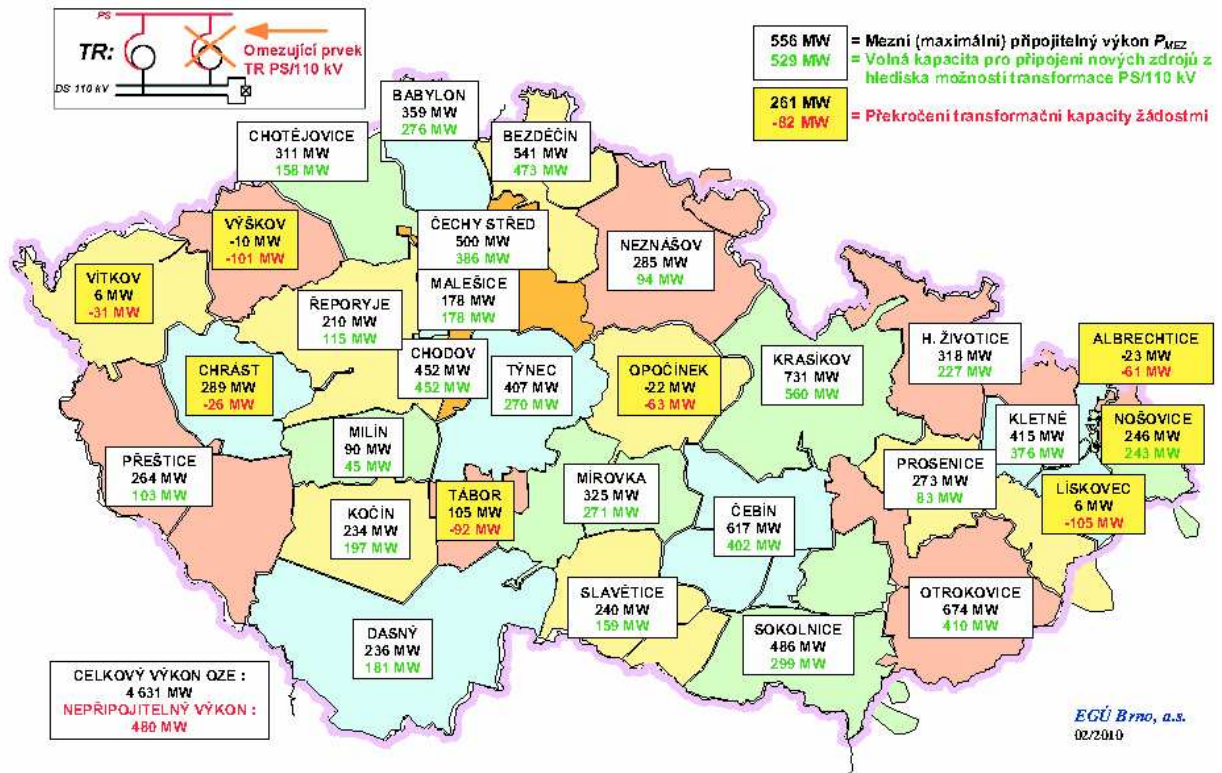
EGÚ Brno, a.s., 1/2010

Celkem OZE do sítě DS: 12 096 MW
Celkem OZE: 12 971 MW

Mapa 1 Kapacita transformace PS/110 kV a vyhodnocení požadavků na připojení nových zdrojů – scénář žádostí, r. 2012

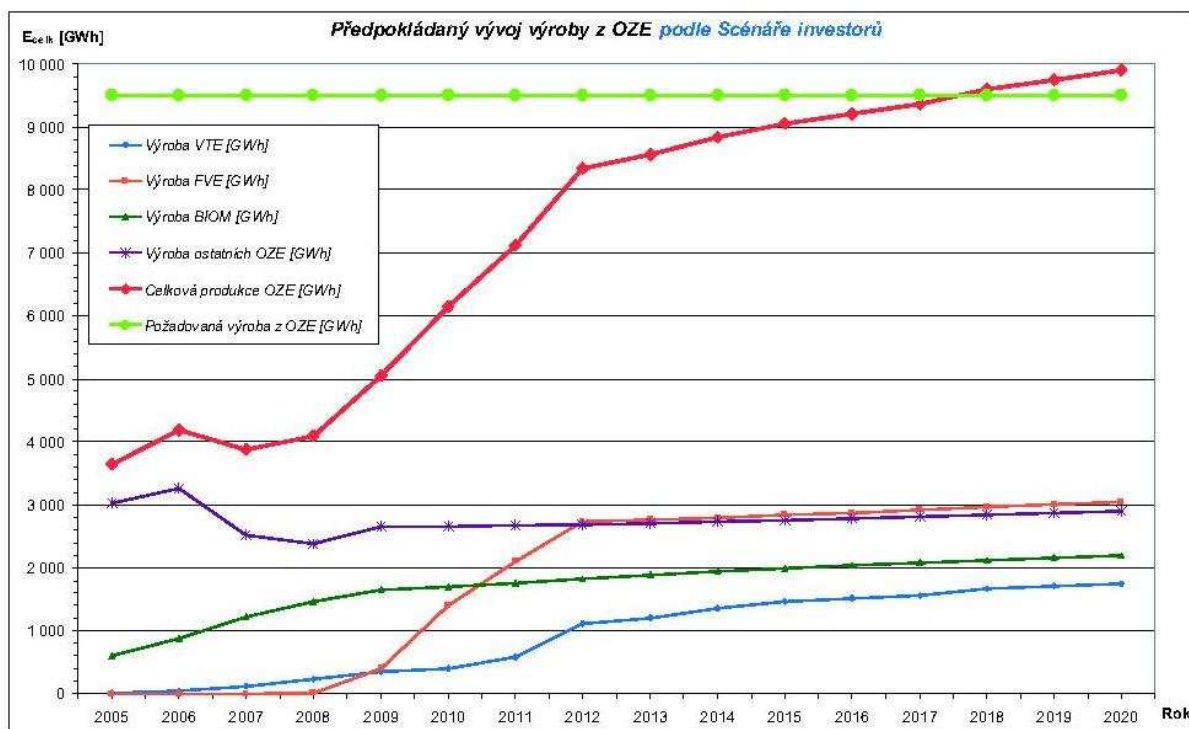


Mapa 2 Kapacita transformace PS/110 kV a vyhodnocení požadavků na připojení nových zdrojů – investorský scénář, r. 2012



I pokud by se uskutečnil tzv. investorský scénář, který je mnohem blíže reálným předpokladům rozvoje OZE na základě fakticky realizovaných projektů, naroste v roce 2011 skokově instalovaný výkon OZE na hodnotu pokrývající 75 % plánu roku 2020 dle NAP. I při tomto „mírnějším“ vývoji zůstane cca 0,5 GW nepřipojitelných a na předávacích místech bude v některých okamžicích docházet k přetokům elektřiny z distribuční do přenosové soustavy. Podle faktického stavu žádostí o vydání licencí na výrobu ve FVE ke konci listopadu 2010 dojde nakonec do konce února 2011 k připojení cca 1,8 MW v tomto oboru.

Graf 1 Předpokládaný vývoj výroby z OZE podle scénáře investorů



zdroj: EGÚ Brno a.s.

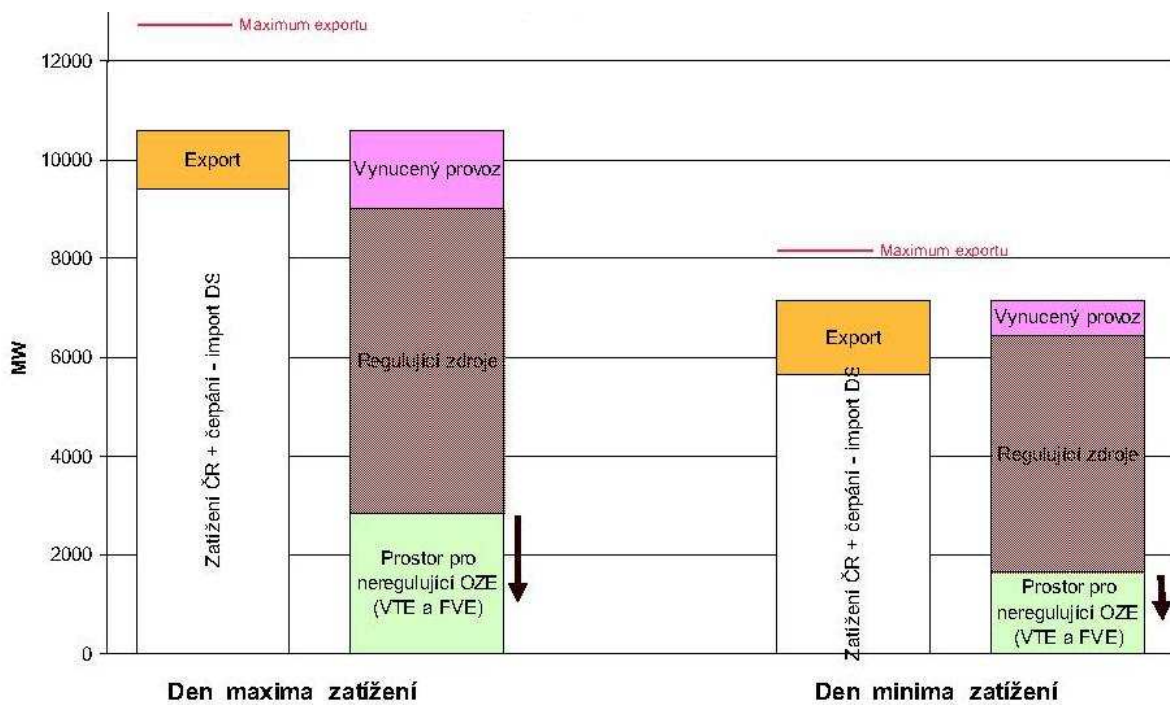
Z hlediska technického jsou v rámci přenosové soustavy (PS) i v případě uskutečnění investorského scénáře výrazně přetěžována některá vedení při vysoké produkci zdrojů v aktivním regionu. Z tohoto hlediska se jako nejproblematictější ukázala oblast severozápadních a středních Čech (region C), kde se přetěžování vedení PS projevovalo v největším počtu případů. To je dáno značnou koncentrací konvenčních a obnovitelných zdrojů v daném regionu. Celkově došlo k přetížení vedení PS ve 14 případech (včetně 4 případů u mezistátních vedení).

Tuto situaci již prakticky nelze řešit posilováním přenosové soustavy a muselo by se zde pravděpodobně přistoupit k jiným opatřením – např. k omezování výroby. V případě vysoké plošné výroby OZE a konvenčních zdrojů bude z hlediska napěťových hladin 400 a 220 kV omezujícím kritériem především limitace exportní schopnosti mezistátních vedení PS.

Z hlediska energetické bilance je kritickým obdobím letní (květen – srpen) víkend se slunečným chladnějším větrným počasím bez výrazné spotřeby průmyslu i domácností a vysokou výrobou z VTE a FVE.

Graf 2 Krytí zatížení v charakteristických provozních stavech ES ČR r. 2012

zdroj: EGÚ Brno a.s.



Pro stavy ve dni letního minima zatížení platí:

Stanovené mezní hodnotě instalovaného výkonu neregulujících OZE (VTE a FVE), připojených do sítí ES ČR pro období let 2010 až 2012, ve výši 2 268 MW dle scénáře NAP, vyhovuje maximální přípustná hodnota soudobého pohotového výkonu VTE a FVE ve 13. hodině dne minima zatížení okolo 1650 MW.

Stanovené mezní hodnotě instalovaného výkonu neregulujících OZE (VTE a FVE), připojených do sítí ES ČR v roce 2015, ve výši 3 241 MW dle scénáře NAP, vyhovuje maximální přípustná hodnota soudobého pohotového výkonu VTE a FVE ve 13. hodině dne minima zatížení okolo 2000 MW.

Při nesplnění výše uvedených požadavků může dojít k ohrožení bezpečnosti a spolehlivosti provozu ES ČR.

V konečném důsledku již téměř rok není možné připojit žádný nový zdroj k elektrizační soustavě, což vede k výrazným obtížím jak u klasických, tak u obnovitelných zdrojů energie. Bioplynové stanice, kterým příprava a realizace trvá většinou více než dva roky, zapojení se do dlouhodobých smluvních vztahů a zemědělských produkčních řetězců, a závislost na dotační podpoře, nemohly a nemohou zaznamenat extrémní boom jako stavebně i provozně jednoduché FVE. Odříznutí od sítě pak znamená zastavení výstavby bioplynových stanic přesto, že jsou z hlediska požadavků energetického sektoru i podpory venkova jednoznačně nejpřínosnějším OZE.

1.2 Aktuální stav a výhled v připojování OZE k elektrizační soustavě

1.2.1 Legislativa podstatná pro připojení a provoz OZE

Národní legislativa

Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)

Zákon upravuje podmínky podnikání, výkon státní správy a regulaci v energetických odvětvích, kterými jsou elektroenergetika, plynárenství a teplárenství, jakož i práva a povinnosti fyzických a právnických osob s tím spojené. Definiuje pojmy v jednotlivých odvětvích energetiky – elektroenergetice, plynárenství a teplárenství.

V části o elektroenergetice mimo jiné nalezneme definici pojmu obnovitelný zdroje energie: **„Obnovitelným zdrojem je využitelný zdroj energie, jehož energetický potenciál se trvale a samovolně obnovuje přírodními procesy“**.

V části věnované definicím pojmů v oblasti plynárenství je uveden pojem plyn - plynem se pro účely tohoto zákona rozumí: „zemní plyn, svítiplyn, koksárenský plyn čistý, degazační a generátorový plyn, bioplyn, propan, butan a jejich směsi, pokud nejsou používány pro pohon motorových vozidel“.

Dále zákon definuje **podnikání v energetických odvětvích**, co je jeho předmětem, za jakých podmínek, a řeší podmínky **udělování licencí**. Licence se uděluje na dobu určitou, nejméně na 25 let, a to na výrobu, přenos a distribuci elektřiny, výrobu, přepravu, distribuci a uskladňování plynu, a na výrobu a rozvod tepelné energie. Licence na obchod s elektřinou nebo s plynem je udělována na dobu 5 let. Licence na přenos elektřiny a přepravu plynu jsou vydávány jako výlučné pro celé území ČR.

Jsou zde řešena práva a povinnosti držitelů licencí, definuje se pojem prokazatelná ztráta a její úhrada, a **výkon státní správy v energetických odvětvích**, jež náleží Ministerstvu průmyslu a obchodu (MPO), Energetickému regulačnímu úřadu a Státní energetické inspekci (SEI), a vymezuje působnost těchto institucí.

Státní energetická inspekce je kontrolním orgánem, a je podřízena MPO. V její působnosti je kontrola dodržování energetického zákona, zákona o hospodaření energií, nařízení o podmínkách pro přístup k sítím v oblasti elektřiny a plynu, zákona o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů a příslušné části zákona o cenách. Významná je úloha SEI i při kontrolách v souvislosti s poskytnutými dotacemi v rámci Národního programu hospodárného využívání energie a při ověřování úspor energie vyplývajících z opatření ke zvýšení energetické účinnosti a z poskytovaných energetických služeb.

V zákoně jsou definováni účastníci trhu s elektřinou, práva a povinnosti výrobců energií, provozovatelů přenosových soustav, zákazníka i obchodníků s elektřinou.

(1) Obnovitelnými zdroji pro účely tohoto zákona jsou:

- a) vodní energie do výkonu výroby elektřiny 10 MWe,
- b) sluneční energie,
- c) větrná energie,
- d) geotermální energie,
- e) biomasa a bioplyn.

(2) Výrobci elektřiny z obnovitelných zdrojů mají, pokud o to požádají a pokud splňují podmínky připojení a dopravy, podmínky obsažené v Pravidlech provozování přenosové soustavy a Pravidlech provozování distribuční soustavy, právo k přednostnímu připojení svého zdroje elektřiny k přenosové soustavě nebo distribučním soustavám za účelem přenosu nebo distribuce.

(3) Odchylky výkonu obnovitelných zdrojů elektřiny z důvodu přirozené povahy těchto zdrojů nesmí být důvodem odmítnutí práva podle odstavce 2.

Druhý díl zákona se věnuje **plynárenství** – právům a povinnostem výrobců, přepravců, obchodníků i zákazníků, plynárenských dispečinků, provozovatelů plynovodů a přípojek, stanoví pravidla pro výstavbu plynových zařízení (nutná autorizace) a pro provozovatele podzemních zásobníků plyn. Dále jsou stanovena ochranná a bezpečnostní pásma plynárenských zařízení, náležitosti měření a smluv o dodávce plynu, jsou vymezena pravidla pro stav nouze a neoprávněný odběr plynu.

Díl třetí se zabývá **teplárenstvím**: Výroba a rozvod tepelné energie, práva a povinnosti odběratelů tepelné energie, specifikace rozsahu povinného měření, výstavba zdrojů, autorizace na jejich výstavbu a výkup tepelné energie.

Zákon č. 180/2005 Sb., o podpoře využívání obnovitelných zdrojů energie

- upravuje v souladu s právem ES způsob podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, výkon státní správy a práva a povinnosti fyzických a právnických osob s tím spojené.

Vyhláška č. 51/2006 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě

- stanoví podmínky připojení výroben elektřiny, distribučních soustav a odběrných míst konečných zákazníků k elektrizační soustavě, způsob výpočtu podílu nákladů spojených s připojením a se zajištěním požadovaného příkonu, podmínky dodávek elektřiny a způsob výpočtu náhrady škody při neoprávněném odběru elektřiny.

Dne 1.4.2010 vstoupila v účinnost vyhláška ERU **č. 81/2010 Sb.**, která novelizuje vyhlášku č. 51/2006 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě

Žádost o připojení výroby elektřiny musí obsahovat souhlas vlastníka nemovitosti s umístěním výroby elektřiny v případě výroby elektřiny s instalovaným výkonem

- 30 kW - 5 MW včetně informace, zda je výstavba výroby elektřiny v souladu s územně plánovací dokumentací,

- nad 5 MW připojované k distribuční soustavě a výroby elektřiny připojované k přenosové soustavě informace o podmínkách vydání územního rozhodnutí,
- nad 0,5 MW harmonogram přípravy výstavby výroby elektřiny, který obsahuje seznam rozhodnutí, stanovisek a vyjádření orgánů veřejné správy a předpokládané termíny jejich vydání, zejména pokud jde o závěry zjišťovacího řízení o posouzení vlivů na životní prostředí, umístění stavby, integrované povolení, povolení stavby a kolaudační souhlas, která jsou nezbytná k realizaci výstavby výroby elektřiny.

Provozovatel přenosové soustavy nebo distribuční soustavy může od žadatele vyžádat zpracování studie připojitelnosti (§4a, odst.1)

- a. je-li s přihlédnutím ke všem okolnostem zřejmé, že zařízení, o jehož připojení žadatel žádá, bude mít vliv na spolehlivost provozu přenosové soustavy nebo distribuční soustavy, nebo
- b. žádá-li se o připojení zařízení k napěťové hladině vysokého napětí a vyšších.

Žadatel hradí zálohu ve výši 50 % oprávněných nákladů podle přílohy č. 6 k této vyhlášce, nejvýše však 50 mil. Kč, do 15 dnů ode dne uzavření smlouvy o připojení.

Vyhláška č. 264/2010 Sb., o způsobu regulace cen v energetických odvětvích a postupech pro regulaci cen, kterou se mění vyhláška č. 140/2009 Sb.

Postup stanovení cen za přenos a distribuci elektřiny, za systémové služby; stanovení ceny na krytí vícenákladů spojených s podporou výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů a postup kompenzace těchto vícenákladů; stanovení korekčních faktorů v elektroenergetice.

Vyhláška č. 408/2009 Sb., o náležitostech a členění regulačních výkazů včetně jejich vzorů a pravidlech pro sestavování regulačních výkazů.

Vyhláška č. 426/2005 Sb., o podrobnostech udělování licencí pro podnikání v energetických odvětvích
Aktualizováno na základě 358/2009 Sb.

- stanoví vzory žádostí k udělení, změně a zrušení licence, náležitosti prohlášení odpovědného zástupce, způsoby určení vymezeného území a provozovny, prokázání vlastnického nebo užívacího práva k užívání energetického zařízení, způsoby prokazování finančních a technických předpokladů a odborné způsobilosti pro jednotlivé druhy licencí.

Vyhláška č. 438/2001 Sb., stanovující obsah ekonomických údajů a postupy pro regulaci cen v energetice

Aktualizována na základě: 575/2004 Sb., 13/2003 Sb.

- stanoví postupy pro regulaci cen v elektroenergetice, plynárenství a teplárenství. Zároveň určuje obsah ekonomických údajů vyžadovaných ERÚ od držitelů licence pro účely regulace cen licencovaných činností.

Vyhláška č. 475/2005 Sb., kterou se provádějí některá ustanovení zákona o podpoře využívání obnovitelných zdrojů

Aktualizováno na základě 364/2007 Sb. a 409/2009 Sb.

- stanoví termíny a podrobnosti výběru způsobu podpory elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů, termíny oznámení záměru nabídnout elektřinu vyrobenou z obnovitelných zdrojů k povinnému výkupu a technické a ekonomické parametry.

Vyhláška č. 540/2005 Sb., o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice

Aktualizováno na základě 41/2010 Sb.

- stanoví požadovanou kvalitu dodávek a služeb souvisejících s regulovanými činnostmi v elektroenergetice, včetně výše náhrad za její nedodržení, lhůt pro uplatnění nároku na náhrady, a postupy pro vykazování dodržování kvality dodávek a služeb.

Vyhláška č. 541/2005 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, zásadách tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektřinou a provedení některých dalších ustanovení energetického zákona

Aktualizováno na základě 552/2006 Sb., 365/2007 Sb., 454/2008 Sb. a 468/2009 Sb.

- stanoví Pravidla trhu s elektřinou, zásady tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektřinou, způsoby jejich účtování a úhrad jednotlivými

účastníky trhu s elektřinou, pravidla tvorby, přiřazení a užití typových diagramů dodávek elektřiny a podmínky dodávek elektřiny dodavatelem poslední instance.

Evropské předpisy

- Směrnice 2009/28/ES, o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů a o změně a následném zrušení směrnic 2001/77/ES a 2003/30/ES
- Směrnice 2009/72/ES, o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o zrušení směrnice 2003/54/ES
- Směrnice 2006/32/ES, o energetické účinnosti u konečného uživatele a o energetických službách a o zrušení směrnice Rady 93/76/EHS
- Směrnice 2005/89/ES, o opatřeních pro zabezpečení dodávek elektřiny a investic do infrastruktury
- Směrnice 2004/8/ES, o podpoře společné výroby elektřiny a tepla (kogenerace) na základě poptávky po užitném teple na vnitřním trhu s energiemi, kterou se mění směrnice 92/42/EHS
- Směrnice 2003/92/EC, kterou se novelizuje Směrnice 77/388/EEC s ohledem na pravidla, týkající se odběrného místa dodávky plynu a elektřiny (zdanění energií)

1.2.2 Postup při připojování OZE

Dnem 1.4.2010 nabyla účinnosti vyhláška č. 81/2010, o podmínkách připojení k elektrizační soustavě, kterou se mění vyhláška č. 51/2006 Sb. Tato vyhláška stanovuje podmínky připojení výroben elektřiny, distribučních soustav a odběrných míst, dále i způsob stanovení podílu nákladů spojených s připojením, a se zajištěním požadovaného výkonu a příkonu. Novela by měla maximálně zpřesnit, zefektivnit a jasně definovat postup provozovatelů soustav a žadatelů, při posuzování a podávání žádostí o připojení, včetně stanovení termínů jednotlivých úkonů.

Podmínkou připojení zařízení k elektrizační soustavě je nejprve podání Žádosti o připojení, případně také předložení Studie připojitelnosti, pokud je vyžadována ze strany distributora nebo ČEPS. Vlastní připojení se pak uskutečňuje na základě uzavřené Smlouvy o připojení mezi žadatelem a provozovatelem soustavy.

Žádost o připojení se podává před výstavbou nebo připojením nového zařízení, ale je nutné ji podat i v případě změny druhu výroby elektřiny, i v případě změny místa připojení výrobní elektřiny. V praxi tedy není možné převést smlouvu o připojení např. z VTE na FVE apod. (i přes zachování požadovaného výkonu výrobní).

Zpřesněné požadavky na žadatele

Žadatel o připojení zařízení k elektrizační soustavě musí mít souhlas vlastníka nemovitosti, na které bude výroba umístěna. Pro zdroje od 30 kW do 5 MW včetně je nutné předložit územně plánovací informaci od stavebního úřadu o souladu výstavby s platným územním plánem dotčené oblasti. Pro zdroje nad 5 MW je nutné doložit územně plánovací informaci stavebního úřadu o podmínkách vydání územního rozhodnutí.

Pro zdroje nad 0,5 MW dále platí povinnost dokládat Harmonogram projektu výstavby výrobní, který obsahuje seznam rozhodnutí, stanovisek a vyjádření orgánů veřejné správy a předpokládané termíny jejich vydání ve veřejnoprávních jednáních, zejména pokud jde o závěry zjišťovacích řízení i posouzení vlivu na životní prostředí, umístění stavby, integrované

povolení, povolení stavby a kolaudační souhlas, které jsou nezbytné pro vydání rozhodnutí o povolení stavby.

Nová právní úprava jasně vymezuje kritéria, která bere provozovatel soustavy v úvahu při posuzování žádosti o připojení. Žádost bude nyní provozovatelem posuzována s ohledem na:

- místo a způsob požadovaného připojení;
- velikost požadovaného rezervovaného příkonu nebo výkonu a časový průběh zatížení;
- spolehlivost dodávky elektřiny;
- vliv provozu připojovaného zařízení žadatele na přenosovou nebo distribuční soustavu;
- plánovaný rozvoj soustavy;
- pořadí podaných žádostí;
- limity připojitelného výkonu do elektrizační soustavy stanovené provozovatelem přenosové soustavy.

Novela vyhlášky již nepracuje s tzv. kladným stanoviskem k žádosti o připojení, ale výstupem kladného posouzení je již přímo návrh smlouvy o připojení, nebo návrh smlouvy o smlouvě budoucí. Takový návrh smlouvy je provozovatel soustavy povinen předložit žadateli v závislosti na napěťové hladině:

- hladina NN: do 30 dnů,
- hladina VN a VVN: do 60 dnů,
- v případě připojení zařízení k ČEPS: 90 dnů

ode dne předání úplné žádosti, případně předání Studie připojitelnosti.

Zpracování Studie připojitelnosti může být vyžádáno do 30 dnů od podání žádosti o připojení, provozovatel distribuční nebo přenosové soustavy musí vymezit rozsah této studie. Pokud pak žadatel nepožádá do 30 dnů o podklady pro zpracování Studie připojitelnosti, a tato studie je zapotřebí, žádost se dále neposuzuje. Provozovatel soustavy má na druhé straně povinnost dodat potřebné podklady do 15 dnů od vyžádání zákazníkem.

Na zpracování studie je limit 90 dnů od předání pokladů ke zpracování (v případě připojení k ČEPS je to 180 dnů), poté je možno požadovat

doplnění - do 30 dnů od předání studie, na případné dopracování studie je pak opět limit 90 dnů. Provozovatel může nejpozději do 15 dnů vyzvat žadatele o doplnění poskytnutých údajů k žádosti o připojení. Pokud žadatel v přiměřené lhůtě žádost nedoplní, provozovatel žádost dále neposuzuje.

Nelze-li zařízení žadatele připojit z důvodů stanovených energetickým zákonem, sdělí tuto skutečnost provozovatel žadateli do 30 dnů.

Pokud je možné zařízení připojit, předloží provozovatel distribuční soustavy návrh smlouvy o připojení nebo návrh smlouvy o smlouvě budoucí. Smlouva o smlouvě budoucí se zpravidla uzavírá tehdy, pokud připojení vyžaduje stavebně technická opatření u provozovatele distribuční nebo přenosové soustavy, jejichž realizace vyžaduje úkony podle stavebního zákona.

Žadatel má právo se do stanoveného termínu rozhodnout, zda návrh smlouvy akceptuje, opět v závislosti na napěťové hladině

- NN: do 30 dnů,
- VN a VVN: do 60 dnů,
- v případě připojení zařízení k ČEPS: 60 dnů.

V případě akceptace návrhu smlouvy je žadatel povinen uhradit zálohu na podíl, nebo celý podíl na nákladech za připojení, a to do 15 dnů od akceptace. V případě nereagování žadatele v požadovaném termínu, nebo v případě neuhrazení podílu nebo zálohy na podíl, rezervace výkonu zaniká.

Pokud nedojde ve sjednaném termínu „přes veškeré vynaložené úsilí“ k realizaci výroby, má provozovatel soustavy možnost sjednaný termín připojení prodloužit.

V případě připojování fotovoltaických zdrojů, které nevyžadují stavebně-technická opatření na straně provozovatele soustavy, je stanovena lhůta, po kterou je provozovatel oprávněn rezervovat kapacitu pro tento typ zdrojů. Jedná se konkrétně o půlroční lhůtu pro zdroje do 30 kW

instalovaného výkonu a roční lhůtu pro fotovoltaické zdroje s vyšším instalovaným výkonem.

Tabulka 2 Měrný podíl žadatele na nákladech spojených s připojením za rezervaci výkonu

Místo připojení k napěťové hladině	Způsob připojení	Měrný podíl žadatele
přenosová soustava	v místě připojení dle stanoviška provozovatele přenosové soust.	500 000 Kč/MW
distribuční soustava VVN	Typ A	1 200 000 Kč/MW
distribuční soustava VVN	Typ B	150 000 Kč/MW
distribuční soustava VN	Typ A *	640 000 Kč/MW
distribuční soustava VN	Typ B	150 000 Kč/MW
distribuční soustava NN	3 fázové připojení	500 Kč/A
distribuční soustava NN	1 fázové připojení	200 Kč/A

* připojení Typu A je takové připojení, kdy provozovatel distribuční soustavy rozšíří distribuční soustavu až do předávacího místa, kterým je např. trafostanice nebo rozvodna žadatele o připojení.

1.2.3 Problémy při připojování OZE k elektrizační soustavě

Při posuzování žádosti o připojení bere distribuční společnost v úvahu dva okruhy problémů jako standardní kritéria:

1) Jsou podmínky v síti takové, aby mohl být daný zdroj připojen?

Toto kritérium posuzuje technické podmínky sítě, kapacity jednotlivých prvků elektrizační soustavy, dopady připojení zdroje na tyto prvky nebo chování sítě po připojení. Pokud je elektrizační soustava na všech dotčených úrovních schopna daný energetický zdroj bez rizik absorbovat, lze postoupit do další fáze hodnocení podaného požadavku.

V případě nedostatečných kapacit je nutné jednat o možnosti posílení či doplnění daných prvků elektrizační soustavy (vedení, transformace apod.), včetně právních, majetkových a finančních podmínek. Připojení zdroje je pak podmíněno realizací tohoto rozšíření či modernizace elektrizační soustavy. Obecně není rozšiřování elektrizační soustavy v konečném důsledku kritickým bodem, přestože je finančně a administrativně náročné a dlouhodobé, otázkou je, jak naložit s vyrobenou elektřinou.

Problémem, který pravděpodobně nebude možné reálně vyřešit, je dimenzování elektrizační soustavy na instalovaný výkon. Přitom faktická výroba elektřiny u některých zdrojů kolísá v průběhu dne i roku od 0 do 100 %. Energetická zařízení jsou tak po většinu roku zbytečně i několikanásobně předimenzovaná. To se pak projevuje ve finančních nárocích a nákladech distribuce elektřiny, zvláště pak u vybraných OZE, které z principu nemohou přesáhnout 25% roční využití.

2) Jak se projeví výkon zdroje v celkové energetické bilanci a jaké vyvolá dodatečné nároky na regulaci?

Klasický zdroj, který může plně podléhat dispečerskému řízení a je tím pádem plně regulovatelný, nezpůsobí žádné dodatečné nároky na regulaci a podpůrné služby, proto jej lze z tohoto pohledu připojit.

Jiným případem je vynucená výroba v teplárnách a závodních zdrojích, protože v těchto zdrojích není možné zcela omezit výrobu, vždy bude vyráběna elektřina v souvislosti s výrobou tepla. Zde sice lze uplatnit regulaci, ale jen v omezené míře. Vynucená výroba pak fixně zvyšuje neregulovatelnou část výroby elektřiny v celkové energetické bilanci. Podmínky regulace a nákladů na ni lze však uplatnit smluvně.

Nucený výkup (tedy všechny obnovitelné zdroje energie) je pak nejproblematičtějším typem, kdy zdroj (většinou zcela neregulovatelný) má právo na dodávku elektřiny do sítě „ať to stojí, co to stojí“. Smluvní omezení zákon nepřipouští (resp. požadavek na smluvní omezení ze strany provozovatele DSO). Jedinou možností, jak zabránit dodávce elektřiny z těchto zdrojů do sítě, je využití stavu nouze, což však není standardní nástroj a nelze jej uplatnit několikrát týdně. Výrobce má však právo inkasovat podporu i přesto, že elektřinu do sítě nedodává.

V rámci neregulovatelných OZE je pro stabilitu sítě a její regulaci zatěžující nepredikovatelný typ zdrojů (fotovoltaika a větrné elektrárny), kdy nejen, že ubírají možnosti pro podpůrné služby, naopak ještě zvyšují nároky na ně. Ostatní zdroje s predikovatelným průběhem dodávky nároky na regulaci nezvyšují, resp. lze náklady na pokrytí těchto odchylek minimalizovat.

Obecným problémem v dosud vyrovnané a říditelné energetické bilanci je pro budoucí období přebytek neregulovatelného výkonu a jeho zvyšování na úkor regulovatelných zdrojů, a především poskytovatelů podpůrných služeb. To ohrožuje stabilitu dodávky elektrické energie.

Z výpočtů ČEPS, a.s., vyplývá, že celkový přípustný neregulovatelný výkon OZE, který je možno připojit k elektrizační soustavě, představuje přibližně 1 650 MW v rámci bilance, tedy cca 2 200 MW instalovaného výkonu. Jestliže dojde k připojení všech žadatelů a plánovaných, zejména fotovoltaických zdrojů, je pravděpodobné, že bude tento podíl vyčerpán, nebo i překročen.

V případě, že nebude v konečném důsledku připojen celý plánovaný výkon FVE uvedených do provozu v roce 2010, může se stát, že část tohoto

žádostmi rezervovaného výkonu zůstane k dispozici a bude tak možné, až do vyčerpání uvedeného limitu, další zdroje připojovat. Je ovšem otázkou, jak se limit rozdělí, kdo bude o přidělení rezervovaného výkonu rozhodovat a na základě jakých kritérií. Bude tedy muset vzniknout společný mechanismus pro všechny provozovatele DSO, resp. i ČEPS tak, aby zbylá část byla využita co nejefektivněji a zároveň objektivně. Předpokládá se, že návrh vytvoří sdružení ČS RES a předloží jej ke schválení ERÚ.

Určitým regulačním prvkem v připojování OZE je národní akční plán (NAP) a jeho připravované provázání s novelou zákona o obnovitelných zdrojích energie, kdy po dosažení instalovaného výkonu daného NAP nebude poskytována další podpora pro daný typ zdroje. Přesto však mohou nastat případy, že žadatel bude chtít zprovoznit zdroj i bez provozní podpory.

Současný stav, kdy bylo zcela zmraženo vydávání rozhodnutí a tím připojování nových zdrojů, není udržitelný. V horizontu první poloviny roku 2011 je nutné nově nastavit pravidla mezi správcem pátevní soustavy a provozovateli DSO. K tomu směřuje i nově zpracovávaná studie EGÚ Brno, která by měla (kromě jiného) navrhnout přijatelné poměry v předávacích místech mezi soustavami.

Ve stejném horizontu musí dojít i k nové definici pravidel pro připojování, která zohlední důraz na regulovatelnost, využití sítě, její stabilitu a ocení rovněž finanční dopad na distributory i do cen vyráběné elektřiny jako takové. Pokud bude schválena novela energetického zákona a zákon o podporovaných zdrojích energie, bude vycházet pravděpodobně příslušná vyhláška ERÚ a následné podmínky provozovatelů rozvodné a distribuční soustavy, z nových předpokladů.

V každém případě pak bude nutné posuzovat každou žádost o připojení jednotlivě a není možné již dnes vytipovat vhodná místa pro umístění nových OZE. Orientačně se lze řídit výše uvedenými mapami.

Předpokládaným návrhem, který je možné ze strany České bioplynové asociace podpořit, bude požadavek přednostního připojení alespoň částečně regulovatelných zdrojů a podpora pouze reálně vyrobené (a

spotřebované) elektřiny. Znamenalo by to pro bioplynové stanice například šestihodinovou rezervní kapacitu (a přiměřeně navýšenou kapacitu motoru pro výrobu elektřiny v ostatním čase), kdy bude reálné bez ztrát vyrobené energie v podobě bioplynu odpojit BPS od sítě.

Jsme toho názoru, že tento požadavek (po včasném předběžném zveřejnění v řádu cca jednoho roku) lze zapracovat do cenového rozhodnutí ERÚ i ve stávajícím legislativním prostředí formou odlišné podpory pro regulovatelné a neregulovatelné zdroje (stejného typu).

1.2.4 Změny v rámci novelizace energetického zákona a související legislativy

Soubor povinností stanovených primární legislativou (Energetický zákon, Zákon o podporovaných zdrojích energie a související Národní akční plán pro energii z obnovitelných zdrojů energie) a specifikovaný sekundární legislativou a technickými pravidly („terciární legislativa“) zajistí určitou kontrolu nad rozvojem a provozováním elektrizační soustavy ČR. Umožní další rozvoj OZE a transformaci energetiky při zachování bezpečnosti a spolehlivosti provozu.

Důležitá je pak úloha státu (MPO, ERÚ) i provozovatelů sítí, a v neposlední řadě také plnění povinností výrobců. Změna Energetického zákona přinesla přenosovým a distribučním soustavám novou úlohu při řízení zdrojů a bilancí. Více v následujícím přehledu:

Změny v Energetickém zákonu z hlediska řízení zdrojů

§23 odst. 2 písm. q): Výrobce je povinen: vybavit výrobu elektřiny s instalovaným výkonem 100 kW a více zařízením umožňujícím dispečerské řízení výroby elektřiny,

§25 odst. 3 písm. d): **Provozovatel distribuční soustavy je oprávněn změnit nebo přerušit v nezbytném rozsahu dodávku elektřiny z výroben a dovoz elektřiny ze zahraničí nebo vývoz elektřiny do zahraničí s ohledem na spolehlivý provoz distribuční soustavy – při provádění dispečerského řízení podle § 26 odst. 5,**

§26 odst. 1: Technický dispečink provozovatele přenosové soustavy – provádí dispečerské řízení přenosu elektřiny v přenosové soustavě a dispečerské řízení zdrojů poskytujících podpůrné služby k zajištění systémových služeb v přenosové soustavě a v distribučních soustavách v součinnosti s provozovatelem distribuční soustavy,

§26 odst 2: (2) Technický dispečink provozovatele distribuční soustavy provádí dispečerské řízení výroby výroben elektřiny a distribuce elektřiny v distribuční soustavě v souladu s § 25 odst. 1 písm. c),

§26 odst 5: Technický dispečink provozovatele přenosové soustavy a technické dispečinky provozovatelů distribučních soustav jsou v případě ohrožení bezpečného a spolehlivého provozu oprávněni při dispečerském řízení omezovat výrobu elektřiny ve výrobnách elektřiny. Omezení výroby elektřiny ve výrobnách s kombinovanou výrobou elektřiny a tepla může být prováděno nejvýše v rozsahu neohrožujícím dodávky tepla.

Sekundární legislativa MPO

Dle §98a odst.1a zákona Ministerstvo stanoví vyhláškou způsoby dispečerského řízení, pravidla spolupráce technických dispečinků, termíny a rozsah údajů předávaných provozovateli přenosové soustavy, přepravní soustavy, provozovateli podzemního zásobníku plynu nebo provozovateli distribuční soustavy pro dispečerské řízení, přípravu provozu přenosové nebo přepravní soustavy nebo distribuční soustavy a pro provoz a rozvoj elektrizační nebo plynárenské soustavy, vyhodnocování provozu elektrizační a plynárenské soustavy, a způsob využívání zařízení pro poskytování podpůrných služeb **a požadavky na technické vybavení výroben elektřiny pro účely dispečerského řízení.**

Vyhláška MPO č. 79/2010 Sb., o dispečerském řízení elektrizační soustavy a o předávání údajů pro dispečerské řízení stanoví způsoby dispečerského řízení elektrizační soustavy, pravidla spolupráce technických dispečinků, termíny a rozsah údajů předávaných provozovateli přenosové nebo distribuční soustavy pro dispečerské řízení, přípravu provozu přenosové nebo distribuční soustavy pro provoz a rozvoj elektrizační soustavy, vyhodnocování provozu elektrizační soustavy a způsob využívání zařízení pro poskytování podpůrných služeb.

§7 vyhlášky obsahuje provozní instrukce technického dispečinku pro řízení výroby (mimo ASDŘ - automatický systém dispečerského řízení) a standardizace postupů pro přenosové a distribuční soustavy

Nedílnou součástí energetického zákona je část týkající se **měření**. I zde došlo k některým úpravám, které upřesňují text příslušných ustanovení a reagují mj. na technický vývoj v oblasti měření v elektřině a v plynu. Měření v teplotě bude zmíněno později. Byly upraveny lhůty pro výměnu měřicího zařízení v případě pochybnosti o správnosti měření nebo při zjištění závady měřicího zařízení. Lhůta k výměně měřicího zařízení v elektroenergetice je stanovena na 15 dnů a lhůta pro ověření správnosti měření na 60 dnů od doručení žádosti k přezkoumání měřidla. V případě plynárenství zůstala lhůta k výměně a k přezkoušení měřidla nezměněna, tj. 15 dnů.

Vyhláška MPO č. 218/2001 Sb., kterou se stanoví podrobnosti měření elektřiny a předávání technických údajů stanovuje povinnost měření typu A (průběhové měření elektřiny s dálkovým přenosem údajů) pro výrobce nad 100 kW.

Vyhláška MPO č. 80/2010 Sb., o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu

Příloha č. 1 - Použití a obsahové náležitosti regulačního plánu včetně způsobů oznamování, vyhlásování a odvolávání regulačních stupňů. Zařazuje zákazníky do regulačních stupňů - analogie s řízením spotřeby pro distribuované zdroje mimo ASDŘ, do doby implementace řízení zdrojů v rámci Smart Grids.

Příloha č. 2 a 3 - se zabývá zapojením distribuovaných zdrojů do vypínacího a frekvenčního plánu. Cílem použití frekvenčního plánu je včasnými, automatickými zásahy do provozu elektrizační soustavy omezit vznik velkých systémových poruch, vrátit a udržet kmitočet elektrizační soustavy po vzniku poruchy v hodnotách, při nichž není ohroženo technické zařízení a vytvořit podmínky pro rychlý návrat kmitočtu elektrizační soustavy do rozmezí hodnoty 49,8 - 50,2 Hz.

Sekundární legislativa ERÚ:

Podle §98a odst.1a (1) Energetický regulační úřad stanoví vyhláškou podmínky připojení výroben elektřiny, výroben plynu, distribučních soustav, zásobníků plynu a odběrných míst zákazníků k elektrizační nebo

plynárenské soustavě, způsob stanovení podílu nákladů spojených s připojením a se zajištěním požadovaného příkonu nebo výkonu elektřiny nebo plynu a pravidla pro posuzování souběžných požadavků na připojení,

Vyhláška ERÚ č. 81/2010 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě určuje podmínky připojení výroben elektřiny, distribučních soustav a odběrných míst zákazníků k elektrizační soustavě a způsob stanovení podílu nákladů spojených s připojením a se zajištěním požadovaného příkonu. Určuje také postup provozovatele přenosové soustavy, nebo provozovatele distribuční soustavy při vyřizování žádostí (souběh žádostí s předností), a stanoví priority při omezené kapacitě v místě připojení. Dále vymezuje podmínky připojení lokální distribuční soustavy v návaznosti na změny bilance uvnitř LDS, a podmínky pro stanovení a úhradu vyvolaných nákladů (zajištění příkonu/výkonu).

Cenové rozhodnutí ERÚ č. 2/2010 ze dne 8. 11 2010, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z OZE, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů stanovuje aktuální výkupní ceny a zelené bonusy pro elektřinu vyrobenou z OZE (malé vodní elektrárny, elektřina z biomasy, spalování bioplynu, skládkového, kalového a důlního plynu, větrné elektrárny, elektřinu ze slunečního záření a geotermální energie, z kombinované výroby elektřiny a tepla, a z druhotných energetických zdrojů).

Nová úloha provozovatelů distribučních soustav v řízení zdrojů ve vazbě na provoz elektrizační soustavy ČR se týká především dispečerského řízení, omezení výroby elektřiny ve výrobnách - v případě zdrojů nad 1 MW ve vazbě na vybudování technických prostředků řízení, přípravy provozu a předávání informací.

Kromě normálního fungování trhu s elektřinou, plynem a teplem se zákon zabývá i řešením nestandardních stavů elektrizační, plynárenské a teplárenské soustavy. Byla precizována ustanovení o **stavu nouze** v elektroenergetice, plynárenství a teplárenství tak, zásady vyhlášení stavu nouze se nemění - doplněno bylo oznamování předcházení stavu nouze.

Pravidla provozování přenosové soustavy zahrnují:

- Definice podpůrných služeb
- Požadavky na provozovatele přenosové soustavy (vybavení zdrojů)
- Požadavky na systémy dispečerského řízení a parametry dispečerského měření
- Vztahy mezi Technickým dispečinkem přenosových a distribučních soustav – jsou povinny spolupracovat a poskytovat si nezbytné údaje pro dispečerské řízení, agregace a přenosy dat
- Postupy při omezování výroby

Pravidla provozování distribuční soustavy zahrnují:

- Definice podpůrných služeb
- Požadavky na provozovatele distribuční soustavy (vybavení zdrojů)
- Požadavky na systémy dispečerského řízení a měření a přenosové trasy dat
- Provoz při poruše měření

Provozovatel přenosové sítě na úrovni distribuční soustavy zajišťuje řízení činného a jalového výkonu a služby pro řízení ve stavech nouze. Řízení výroby OZE spočívá analogicky rovněž v dispečerském řízení ve vazbě na bezpečnost distribučních sítí a řešení stavů nouze a jejich prevenci.

Dle §30a : Výstavba výrobní elektrárny o celkovém instalovaném elektrickém výkonu 1 MW a více je možná pouze na základě udělené **státní autorizace** na výstavbu výrobní elektrárny. Za celkový instalovaný elektrický výkon výrobní elektrárny se považuje součet hodnot instalovaných výkonů výrobních jednotek v místě připojení do elektrizační soustavy.

Možnost ovlivnit strukturu nově stavěných zdrojů je zejména ve vazbě na cíle Státní energetické koncepce a Národního akčního plánu ČR. Dále je zapotřebí bilancovat rozvoj sítí společně s požadavky na stabilitu ES ČR (vazba na desetileté plány rozvoje přenosových a distribučních soustav) a vývoj v oblasti regulace výkonů a provozovatelnosti ES.

Další očekávaný vývoj (dle prezentace Pavla Šolce – ČEPS)

Očekává se rozvoj systémů **Smart grids**, tzn. inteligentních energetických sítí, které vznikají v rámci celosvětového úsilí o zmenšení klimatických změn a vybudování stabilních energetických systémů. Tyto sítě mohou automaticky v reálném čase upravit spotřebu elektřiny podle poptávky, čímž se zabrání denním energetickým špičkám a sníží se tak riziko přetížení a nadprodukce. Tento koncept integruje vývoj energetiky v předešlém období se současnými i očekávanými trendy vývoje. A to jak v oblasti energetických technologií, ale i technologií z jiných oblastí, zejména komunikace, IT, a řada dalších.

Důležitá je také úloha provozovatelů distribuční sítě při řízení bilance. Provozovatelé distribučních sítí jsou povinni vykupovat od výrobců elektřinu z OZE ve své oblasti, pokud o to požádají, a hradit zelený příplatek stanovený ERÚ těm, kdo prodají elektřinu z OZE na trhu.

Tržní prostředí v energetických odvětvích a vztahy mezi účastníky trhu s elektřinou, plynem a v teplárenství se neustále vyvíjejí. Evropská Rada a Parlament již přijaly třetí energetický balíček, který znamená další změny v legislativě EU platné pro energetiku. Na tyto změny bude muset v předepsaném čase reagovat i Česká republika další úpravou energetického zákona. Tyto změny svědčí o tom, že energetická odvětví a jejich vliv na ostatní části ekonomiky jsou stále dynamicky se rozvíjejícími součástmi celoevropských hospodářských vazeb.

Dají se tedy očekávat záporné ceny elektřiny na spotovém trhu a trend k definování uzlových cen.

1.3 Využití regulace elektrického výkonu OZE

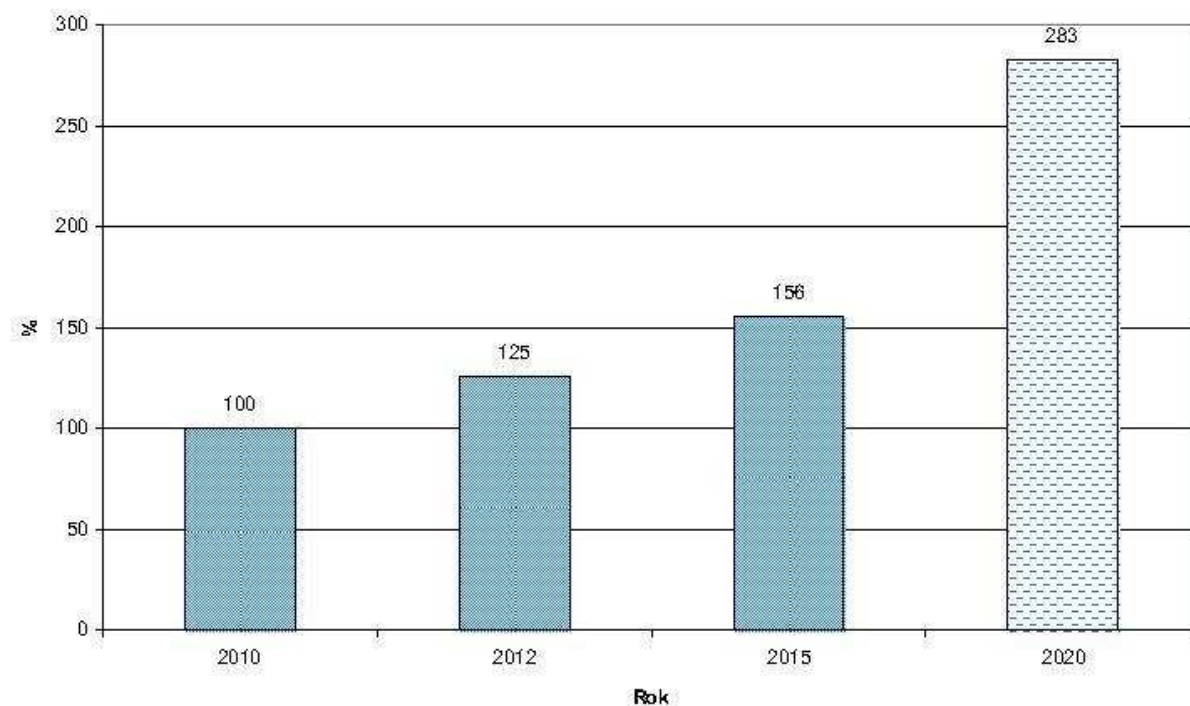
Rozšiřování podílu neřízených OZE vyžaduje rozvoj podpůrných služeb a zvyšování nároků na regulaci ostatních zdrojů. Poptávka bude zejména po rychlé terciární regulaci TR-, kdy bude možno daný zdroj rychle vypnout při navýšení výroby v neřízených OZE a malé spotřebě. Zároveň bude nutné, aby tyto kapacity byly schopné začít poskytovat svůj výkon při výpadku neřízených OZE.

Z výsledků výpočtů EGÚ Brno a.s. a jejich analýz vyplývá, že soustava je provozovatelná v letech 2010, 2012 a 2015 se scénářem OZE dle NAP, tzn., že bude disponovat dostatečnou velikostí a strukturou záložních výkonů pro provoz s požadovanou spolehlivostí. Podmínkou nutnou je však realizace alespoň minimálních objemů exportu (8 až 13 TWh) a započtení jaderných bloků do bilance TR-.

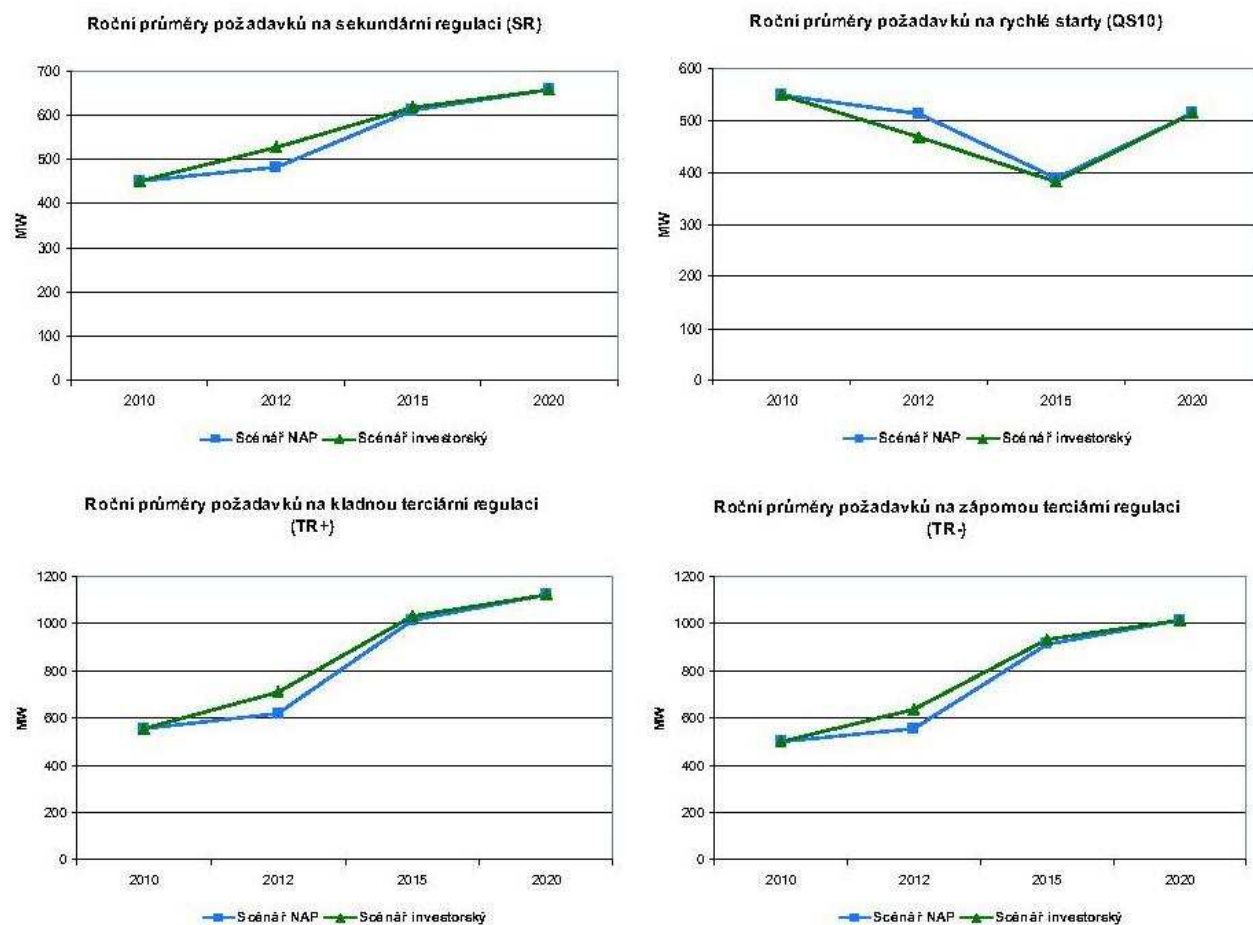
Dále je možné konstatovat, že hodnoty instalovaných výkonů u VTE a FVE ve scénáři NAP jsou prakticky mezními hodnotami u těchto skupin OZE pro udržení spolehlivého provozu ES ČR v těchto letech (do 2015).

Regulovaná cena systémových služeb v roce 2010 je 155 Kč/MWh. Při očekávaném nárůstu výroby z OZE v roce 2010 se odhaduje nárůst nákladů na podpůrné služby ve výši 8 %, což se projeví v korekčním faktoru a nárůstu ceny SyS v nejbližších letech. V roce 2012 dochází ve scénáři NAP k nárůstu nákladů na PpS o +24% vůči roku 2009, čemuž by odpovídala regulovaná cena systémových služeb na úrovni 192 Kč/MWh, uvádí studie EGÚ Brno a.s.

Graf 3 Relativní vývoj nákladů na nákup SR a TR pro scénář OZE dle NAP



Graf 4 Roční průměry požadavků na SR, QS10, TR+ a TR-

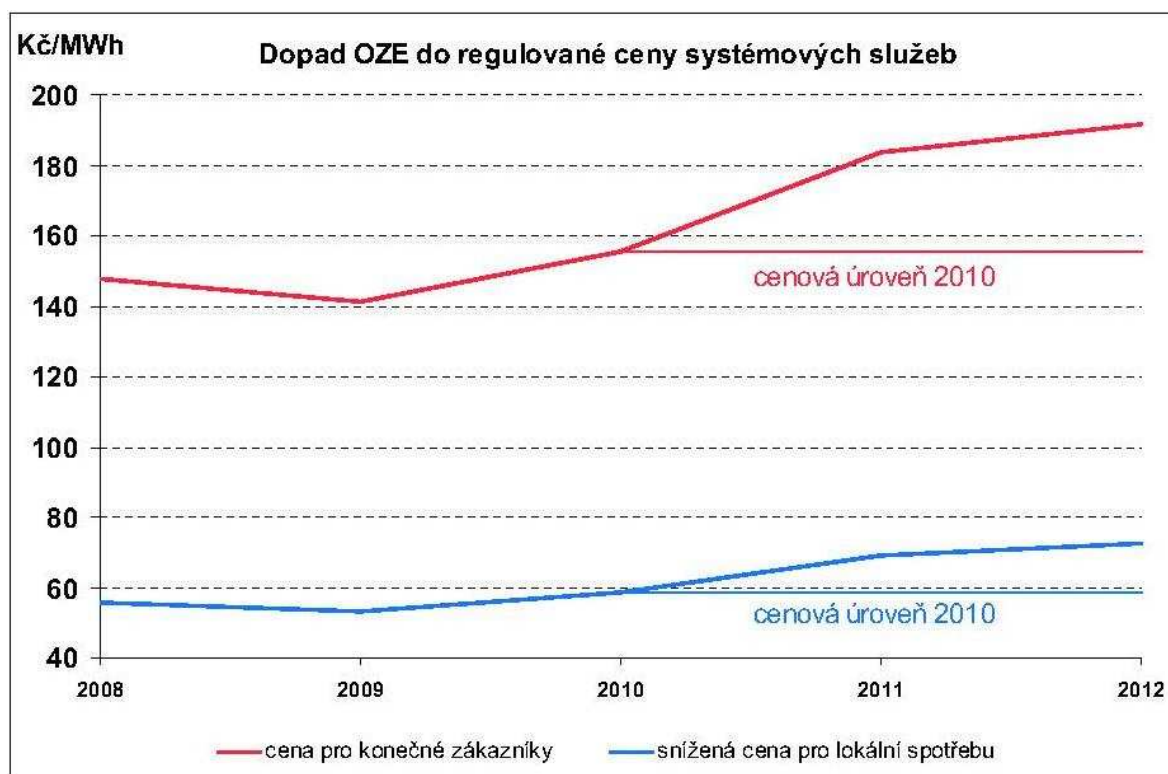


zdroj: EGÚ Brno a.s.

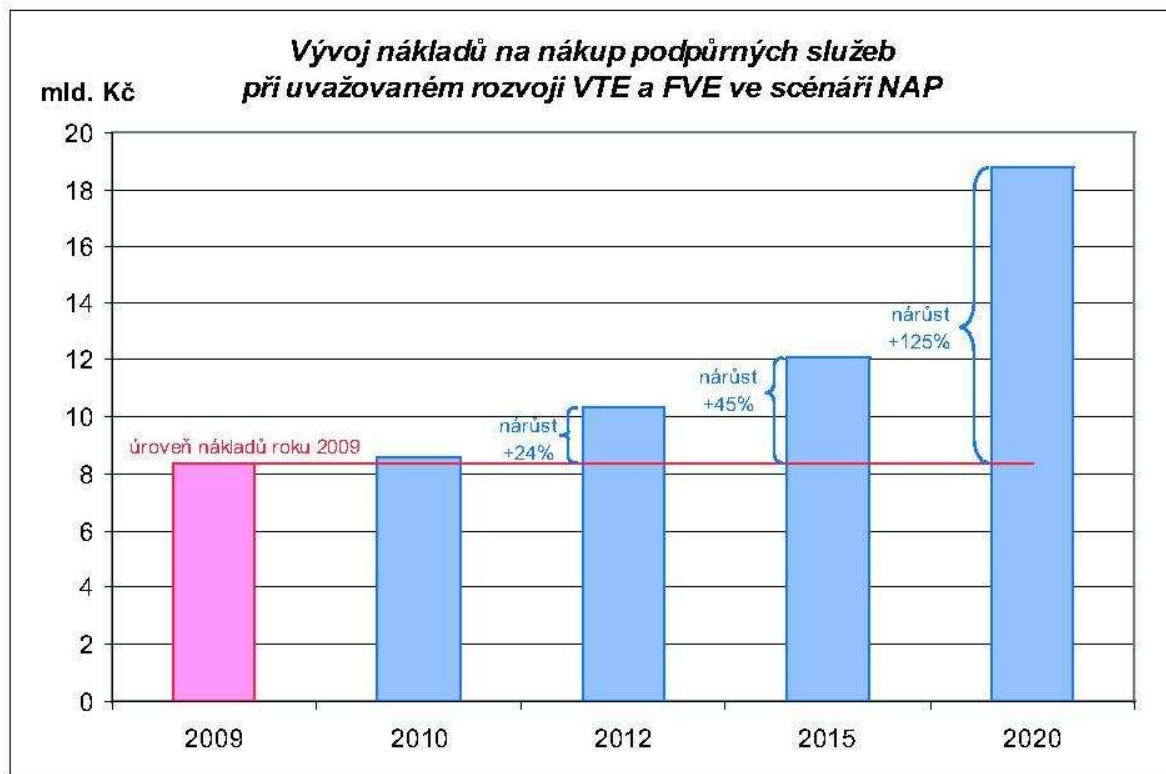
Řešením může být kromě výstavby nové přečerpávací vodní elektrárny také časově řízená spotřeba elektřiny, další formy akumulace elektřiny, nebo služba rychlého odstavení jedoucího elektrárenského bloku do 30 minut jako ekvivalent TR-.

Analýzy roku 2020 ukázaly, že lze očekávat výraznou poptávku po této službě. Bohužel právě od tohoto roku, v návaznosti na změny zdrojové základny, je potenciální nabídka velmi omezená. Případné možnosti realizace této služby v roce 2020 jsou nicméně velice žádoucí.

Graf 5 Dopad OZE do regulované ceny systémových služeb



Graf 6 Vývoj nákladů na nákup podpůrných služeb při uvažovaném rozvoji VTZE a FVE ve scénáři NAP



zdroj: EGÚ Brno a.s.

1.3.1 BPS jako kompenzační zdroj

Jedním z námětů pro využití regulovatelné BPS je instalace tohoto zdroje jako doplňkového (kompenzačního) pro neřízené, nepredikovatelné zdroje, tedy FVE nebo VTE. Jednalo by se o instalaci na stejném vedení VN, kde je takový nepredikovatelný zdroj umístěn. Bioplynová stanice by vyráběla elektřinu (a teplo) pouze v období, kdy by kompenzovaný zdroj nevyráběl. Došlo by tak k omezení špičkového výkonu a dosažení stabilní výroby elektřiny v dané oblasti.

Zdroje by musely být z hlediska řízení svázány a BPS by musela být vybavena dostatečnou kapacitou pro skladování bioplynu. Kromě většího plynoměru pro až půldenní produkci bioplynu by musel být rovněž výkon motoru zdvojnásoben. To znamená poměrně výrazné zvýšení investičních a částečně i provozních nákladů (viz tabulka).

Tabulka 3 Investiční a provozní náklady na skladování BP a výrobu elektřiny

Vícenáklady	Investiční (mil. Kč/MW inst.)	Provozní (tis. Kč/rok)
Skladování bioplynu	4,2	160
Výroba elektřiny	20,0	1 250
Ostatní	8,0	50

Otázkou je, zda by případná zvýšená cena elektřiny, resp. cena za tuto regulační (nikoliv podpůrnou) službu dostatečně pokryla výše uvedené vícenáklady. Podle našeho závěru nikoliv, protože by bez započítání zeleného bonusu musela dosáhnout průměrně více jak 1 200 Kč za nedodanou MWh.

Závěrem je možno konstatovat, že tento typ přímého využití regulace nebude pro investory zajímavý, výjimkou může být případ dalších synergických efektů BPS pro investora při vyloučení dalších možností připojení k elektrické či plynové DSO, nebo komplexní Smart Grid.

Ze strany provozovatelů elektrické DSO nebude o takový zdroj primárně, dle jejich vyjádření, zájem, jednotlivé případy však bude možno posoudit. Otázkou legislativně-technickou zůstává, zda z hlediska požadované kapacity sítě bude možné tyto dva zdroje považovat za jeden a započítat pouze vyšší z instalovaných výkonů (který v součtu nikdy nebude překročen).

1.3.2 Regulace a podpůrné služby BPS

Vytvoření podmínek pro efektivní regulaci bioplynových stanic je po stránce technické relativně jednoduché. Postačí posílit akumulární kapacity pro vyrobený bioplyn (na fermentačních nádržích umístit větší plynojemy) a zvýšit např. pro potenciální denní šestihodinovou odstávku instalovaný výkon motoru o 1/3. Zbytek (vypnutí nebo omezení výroby a zapnutí zdroje) je vyřešen již ve stávajících BPS jako požadavek na standardní podmínky připojení a možnost odpojení zdroje v krizových situacích, přičemž software pro řízení BPS je takto uzpůsoben.

Pro elektrizační soustavu a její správce by mohla být přínosem možnost regulace, resp. přímo poskytování podpůrných služeb ze strany BPS. Negativem je zvýšení požadovaného rezervovaného výkonu a snížení míry využití energetických zařízení. Vzhledem k průměrné velikosti BPS, která se pohybuje v rozmezí od 0,5 do 1 MWe inst., a rozptýlení po celém území republiky je tento typ regulace (resp. podpůrných služeb) vhodný spíše pro provozovatele DSO. Předpokládá se však, že ti budou v budoucnu více odpovědní za bilanci výroby elektřiny na jimi zásobovaném území, a proto budou mít o tyto služby zájem. Záleží na konečné formulaci novely energetického zákona.

1.3.3 Regulace OZE

Již v roce 2011 se předpokládá obtížné řízení energetické soustavy v obdobích nízké spotřeby elektřiny a zároveň vysoké výroby ve fotovoltaických, případně i větrných elektrárnách (zejména víkendy na přelomu jara a léta). Pravděpodobně dojde k vyhlášení stavu nouze a následnému odpojování zdrojů, a to včetně OZE, kdy vyrobená elektřina bude zmařena.

Dovolujeme si konstatovat a důrazně doporučit, aby při dosažení takového stavu byly přednostně vypínány zdroje, které nepracují s biomasou. Pokud nebude v tu chvíli vyrábět FVE, VTE nebo i MVE, dojde maximálně k neproduktivnímu opotřebením investičního majetku. V případě vypnutí BPS bez regulačních možností (což jsou v tuto chvíli všechny BPS) bude vzhledem ke kontinuální produkci bioplynu a nemožnosti ovlivnit tento proces nutné přebytečný bioplyn neproduktivně spálit na fléře, což znamená nevratné plýtvání biomasou a zhoršení bilance CO₂. A to je zcela proti smyslu OZE.

2. Potenciál připojení BPS k distribuční síti zemního plynu

Výroba bioplynu v zemědělských bioplynových stanicích je ověřený a propracovaný koncept, který je v Evropě využíván od konce 60. let minulého století. Využití bioplynu bylo zpočátku omezeno pouze na výrobu elektrické energie a tepla v kogeneračních jednotkách. Výhradně tento model je dnes v České republice podporován v rámci zákona 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů. Velkou nevýhodou je ovšem malý podíl realizace vyrobeného tepla, které v zemědělských areálech a venkovských lokalitách nachází jen omezené uplatnění. Tím se výrazně snižuje celková efektivita využití energie získané z biomasy.

Moderním trendem použití bioplynu je jeho úprava na biometan a následné vtlačení do distribuční sítě zemního plynu. Biometan je kvalitativním ekvivalentem zemního plynu – jeho plně obnovitelnou náhradou, kterou je možné bez omezení jako zemní plyn použít. Tím dochází i k maximalizaci využitelné části energie získané ze zemědělské či odpadní biomasy.

Myšlenka tohoto pojetí je vlastně velmi jednoduchá: bioplyn i zemní plyn jsou paliva, kde nosnou složkou výhřevnosti je metan. Zatímco zemní plyn distribuovaný v České republice obsahuje 97 – 98 % metanu, bioplyn obsahuje metanu pouze 50 – 60 %. Odstraněním inertních plynů a stopových nečistot z bioplynu se získává biometan v kvalitě požadované technickými předpisy pro zemní plyn. Díky moderním technologiím se dnes dosahuje i kvality převyšující tyto normy a můžeme tak hovořit o chemicky čistém bio-metanu (>99%).

Nespornou výhodou biometanu je energetická bilance jeho výroby. Zatímco klasická biopaliva první generace (bionafta, bioethanol) dosahují produkčních výnosů 20 - 50 GJ / ha zemědělské půdy, biometan je získáván ve výtěžku 120 - 150 GJ / ha a je tak plně srovnatelný s biopalivy druhé generace. Výrobou biometanu efektivně získáváme zhruba trojnásobek energie investované do jeho výroby (včetně pěstování biomasy).

Pro provoz zemědělské bioplynové stanice s roční produkcí 1 mil. m³ biometanu představující energii 10 GWh je zapotřebí 10 000 tun biomasy v podobě kukuřičné, travní nebo obilné siláže doplněné o 5 000 tun kejdy, resp. dalších zemědělských odpadních surovin. Tato modelová stanice je vhodná pro farmu s více než 600 ha obhospodařovaných pozemků.

Celkový potenciál výroby biometanu z cíleně pěstované zemědělské biomasy je v České republice 1 miliarda krychlových metrů za rok, což odpovídá asi 12 % celorepublikové spotřeby zemního plynu. Toto množství přinese českým spotřebitelům 10 000 GWh plně obnovitelné energie. Důležitým faktem je také určité snížení závislosti na dovozu zemního plynu ze zahraničí a tím prohloubení diverzifikace zdrojů energie.

Dalším potenciál skrývá zpracování biologicky rozložitelné části komunálního odpadu, který je dnes většinou zcela nevhodně skládkován. Využitelných je cca 850 000 tun bioodpadů ročně, což odpovídá dalším 600 GWh energie v biometanu. Realizace tohoto potenciálu by mohla představovat investice do infrastruktury ve výši 52 mld. Kč.

V průběhu příštích 10 let je tak možné počítat s generováním až 15 000 pracovních míst přímo spojených s realizací a provozem bioplynových stanic (při zahrnutí zemědělského, strojírenského, energetického i dopravního sektoru). Neméně důležitým důsledkem výroby biometanu je pak zachování zemědělské činnosti, zaměstnanosti a aktivní tvorby kulturní krajiny na českém venkově.

Celková volná (nevyužitá) zemědělská plocha, která může být využita při pěstování energetických dřev a plodin pro využití ve zdroji energie pro přímé spalování, výrobu bioplynu a pro výrobu kapalných paliv sloužící pro výrobu elektřiny a tepla a pro pěstování biopaliv využívaných v dopravě (při zachování potravinové bezpečnosti, tj. 2 070 000 ha orné půdy) činí dle Národního akčního plánu 977 000 ha.

2.1 Legislativní podmínky

Vtlačování bioplynu do sítě zemního plynu je již v současné době umožněno a podmínky jsou definovány stávající platnou legislativou. Podpora výroby bioplynu je v zákoně nastavena prostřednictvím podpory výroby elektřiny z bioplynu.

Stávající úprava zákona č. 458/2000 Sb. stanoví způsob regulace cen za přepravu a distribuci plynu. Platby za přenos a distribuci jsou stanoveny nediskriminačním způsobem pro všechny druhy plynů (tedy i bioplynu), které splní technické (kvalitativní) požadavky pro připojení do plynárenské soustavy. Sazby za přenos a distribuci plynu jsou tak totožné bez ohledu na druh přepravovaného plynu.

Požadavek zajištění kvality bioplynu při vstupu do soustavy je řešen v rámci nové vyhlášky ERÚ o podmínkách připojení k přepravní nebo distribuční soustavě, což je prováděcí předpis k zákonu č. 458/2000 Sb. uvedená vyhláška bude v průběhu příštích měsíců předložena do meziresortního připomínkového řízení (platnost se předpokládá od 1.1.2011).

S platností od 1.3.2009 byly nově upraveny požadavky na biometan také prostřednictvím technické normy TPG 902 02. Definované parametry jsou nicméně jen doporučením, provozovatel distribuční sítě zemního plynu může při sjednávání připojení biometanu do plynárenské sítě požadovat i přísnější hodnoty. Stěžejní parametry (např. obs. metanu, vody, kyslíku, síry) musí být sledovány kontinuálně měřícím zařízením předepsaným distributorem. Obdobné požadavky jsou již definovány pro přímé využití biometanu v motorových vozidlech (ČSN 65 6514), která je v zásadě českým překladem švédského standardu SS 15 54 38.

Určitou bariérou vzniku nových zařízení na výrobu biometanu pro jeho dodávku do sítě zemního plynu jsou však v české legislativě zatím nevyjasněné vlastnické vztahy k zařízení připojovacího místa a financování nákladů na jeho instalaci a provoz. Stávající praxe v Německu například

rozděluje investiční náklady připojovacího místa rovnoměrně mezi výrobce biometanu a místního distributora, a to včetně případného potrubního přívodu biometanu. Provozní náklady plně hradí provozovatel sítě.

Přehled platné národní legislativy:

Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)

- upravuje podmínky podnikání, výkon státní správy a regulaci v energetických odvětvích, kterými jsou elektroenergetika, plynárenství a teplárenství, jakož i práva a povinnosti fyzických a právnických osob s tím spojené.

Vyhláška č. 408/2009 Sb., o náležitostech a členění regulačních výkazů včetně jejich vzorů a pravidlech pro sestavování regulačních výkazů

Vyhláška č. 365/2009 Sb., o pravidlech trhu s plynem

- v návaznosti na Nařízení ES č. 1775/2005, o podmínkách přístupu k plynárenským přepravním soustavám, upravuje:

- a) pravidla přístupu k přepravní soustavě, k distribuční soustavě a k podzemnímu zásobníku plynu, rozsah zveřejňovaných informací pro umožnění přístupu k přepravní soustavě, distribuční soustavě a podzemnímu zásobníku plynu a způsoby řešení nedostatku kapacit v plynárenské soustavě,
- b) postupy a termíny pro předkládání nominací a renominací.

Dále stanoví:

- a) termíny pro předkládání žádostí o uzavření smluv na trhu s plynem a termíny uzavírání smluv,
- b) postupy a podmínky pro přenesení a převzetí odpovědnosti za odchylku,
- c) rozsah a termíny předávání údajů pro vyhodnocování odchylek a vyúčtování dodávek plynu a ostatních služeb, postupy pro vyhodnocování, zúčtování a vyrovnávání odchylek a zúčtování a vypořádání vyrovnávacího plynu ve stavu nouze a při předcházení stavu nouze,

- d) postup provozovatele podzemního zásobníku plynu při prodeji nevytěženého plynu z podzemního zásobníku plynu po zániku smlouvy o uskladňování plynu,
 - e) druhy krátkodobých trhů, jejich organizaci a způsoby jejich vypořádání,
 - f) pravidla tvorby, přiřazení a užití typových diagramů dodávek plynu,
 - g) termíny a postup při změně dodavatele plynu,
 - h) postup při přerušení, omezení a obnovení dodávky plynu při neoprávněném odběru plynu, neoprávněné distribuci a neoprávněné přepravě,
 - i) postup při zajištění dodávky plynu dodavatelem poslední instance.
- Nevztahuje se na mezinárodní přepravu plynu.

Vyhláška č. 264/2010 Sb., o způsobu regulace cen v energetických odvětvích a postupech pro regulaci cen, kterou se mění vyhláška č. 140/2009 Sb.

Stanovení korekčních faktorů operátorovi trhu za činnost vyhodnocování, zúčtování a vypořádání odchylek v elektroenergetice a v plynárenství; stanovení cen za přepravu a distribuci plynu; stanovení korekčních faktorů v plynárenství.

Vyhláška č. 280/2007 Sb., o provedení ustanovení energetického zákona o Energetickém regulačním fondu a povinnosti nad rámec licence

- stanoví:

- a) způsob výběru držitele licence pro výkon povinnosti nad rámec licence (dále jen "určený držitel licence"),
- b) způsob výpočtu prokazatelné ztráty při plnění povinnosti nad rámec licence a doklady, kterými musí být výpočty prokazatelné ztráty doloženy a vymezeny,
- c) pravidla pro sestavení finančního příspěvku držitelů licencí do fondu a pravidla čerpání finančních prostředků z fondu.

Vyhláška č. 545/2006 Sb., o kvalitě dodávek plynu a souvisejících služeb v plynárenství

- stanoví požadovanou kvalitu dodávek a služeb souvisejících s regulovanými činnostmi v plynárenství, včetně výše náhrad za její nedodržení, lhůt pro uplatnění nároku na náhrady a postupy pro vykazování dodržování kvality dodávek a služeb.

Vyhláška 426/2005 Sb., o podrobnostech udělování licencí pro podnikání v energetických odvětvích

Aktualizováno na základě 358/2009 Sb.

- stanoví vzory žádostí k udělení, změně a zrušení licence, náležitosti prohlášení odpovědného zástupce, způsoby určení vymezeného území a provozovny, prokázání vlastnického nebo užívacího práva k užívání energetického zařízení, způsoby prokazování finančních a technických předpokladů a odborné způsobilosti pro jednotlivé druhy licencí.

Vyhláška 19/2010 Sb., o způsobech tvorby bilancí a rozsahu předávaných údajů v plynárenství operátorovi trhu

- stanoví způsoby tvorby bilancí plynárenské soustavy, postupy pro sledování kapacit a výkonů v plynárenské soustavě a termíny a rozsah údajů předávaných účastníky trhu s plynem operátorovi trhu pro tvorbu bilancí a sledování kapacit a výkonů v plynárenské soustavě.

Vyhláška č. 334/2009 Sb., o stavech nouze v plynárenství

- stanovuje opatření a postupy vykonávané při předcházení stavu nouze, při stavu nouze a při odstraňování následků stavu nouze, způsob vyhlášení stavu nouze a oznamování předcházení stavu nouze a postupy při omezování spotřeby plynu, rozdělení zákazníků podle předpokládaného ročního odběru, odběrové stupně a obsahové náležitosti havarijních plánů.

Nařízení vlády č. 406/2004 Sb., o bližších požadavcích na zajištění bezpečnosti a ochrany zdraví při práci v prostředí s nebezpečím výbuchu

Vyhláška MPO č. 251/2001 Sb., kterou se stanoví Pravidla provozu přepravní soustavy a distribučních soustav v plynárenství

Stanoví podmínky připojení k přepravní soustavě:

a) volná kapacita přepravní soustavy v místě připojení,

- b) technická možnost připojení,
- c) připojované zařízení musí splňovat požadavky bezpečnosti a spolehlivosti stanovené právními předpisy, technickými normami a technickými pravidly,
- d) dodržení požadované kvality plynu,
- e) dodržení předávacích tlaků, dodržení rozsahu a časového průběhu přepravy nebo dodávky plynu s přihlédnutím k využití požadovaného příkonu, přepravní kapacity v místě připojení a požadavku na zajištění spolehlivosti přepravy plynu.

Vyhláška MPO č. 245/2001 Sb., o podrobnostech udělování státní autorizace na výstavbu vybraných plynových zařízení, její změny, prodloužení anebo zrušení

Vyhláška ČÚBP č. 85/1978 Sb., o kontrolách, revizích a zkouškách plynových zařízení

Změny: nař. vlády č. 352/2000 Sb.

Návrhy vyhlášek ERÚ

Návrh vyhlášky, kterou se mění Vyhláška č. 365/2009 Sb., o pravidlech trhu s plynem, ve znění zaslaném do mezirezortního připomínkového řízení

Návrh vyhlášky, kterou se mění Vyhláška č. 475/2005 Sb., kterou se provádějí některá ustanovení zákona o podpoře využívání obnovitelných zdrojů, ve znění vyhlášky č. 409/2009 Sb., včetně odůvodnění.

Návrh vyhlášky - Náležitosti Pravidel a Řádů - o obsahových náležitostech Pravidel provozování přenosové soustavy, Pravidel provozování distribuční soustavy, Řádu provozovatele přepravní soustavy, Řádu provozovatele distribuční soustavy, Řádu provozovatele podzemního zásobníku plynu a obchodních podmínek operátora trhu před odesláním návrhu do mezirezortního připomínkového řízení.

Návrh změn vyhlášky č. 140/2009 Sb., o způsobu regulace cen v energetických odvětvích a postupech pro regulaci cen.

Návrh vyhlášky, kterou se mění vyhláška č. 545/2006 Sb., o kvalitě dodávek plynu a souvisejících služeb v plynárenství, po projednání v meziresortním připomínkovém řízení

Seznam platných technických pravidel

Pokud je biometan vtláčen do plynárenské sítě je podřízen technickému předpisu TPG 902 02, a také Řádu provozovatele distribuční soustavy, jenž stanoví požadavky na kvalitu plynu pro vtláčení do plynovodních sítí. Stále však v české legislativě nejsou dořešeny podrobnosti měření minoritních složek v biometanu a hlavně rozdělení investičních nákladů a kompetencí na předávacím místě do plynárenské soustavy, čemuž by se mělo věnovat připravované technické doporučení TDG 983 01.

- TPG 201 01 Plynová zařízení na podzemních zásobnících plynu
- TPG 205 01 Zařízení pro skladování plynů v plynné fázi (plynojemy)
- TPG 502 01 Odpařovací stanice zkapalněných technických plynů.
Výstavba a provoz
- TPG 605 02 Regulační stanice, regulační zařízení
- TPG 704 01 Odběrná plynová zařízení a spotřebiče na plynná paliva v budovách
- TPG 800 03 Připojování odběrných plynových zařízení a jejich uvádění do provozu
- TPG 811 01 Soustrojí s motory na plynná paliva. Instalace a provoz
- TPG 901 01 Přepočty dodávek plynu na energetické jednotky
- TPG 902 01 Přepočet a vyjadřování objemu zemního plynu
- TPG 902 02 Jakost a zkoušení plyných paliv s vysokým obsahem metanu
- TPG 905 01 Základní požadavky na bezpečnost provozu plynárenských zařízení
- TPG 913 01 Kontrola těsnosti a činnosti spojené s problematikou úniku plynu na plynovodech a plynovodních přípojkách
- TPG 923 01-1 Certifikace procesů. Ověřování odborné úrovně a kvality práce v oblasti plynových zařízení – Část 1: Všeobecně
- TPG 923 01-2 Certifikace procesů. Ověřování odborné úrovně a kvality práce v oblasti plynových zařízení – Část 2: Plynárenská zařízení

- TPG 925 01 Bezpečnost a ochrana zdraví v plynárenství při práci v prostředích s nebezpečím výbuchu
- TPG 934 01 Plynoměry. Umísťování, připojování a provoz
- TPG 959 01 Zařízení pro filtraci plynu

Seznam platných technických doporučení

- TDG 304 02 Plnicí stanice stlačeného zemního plynu pro motorová vozidla
- TDG 609 03 Regulátory tlaku plynu pro vstupní tlak do 5 barů včetně. Požadavky na ověřování bezpečnosti a spolehlivosti
- TDG 702 07 Výpočet únosnosti chrániček a ochranných trubek plynovodního potrubí
- TDG 704 02 Dodatečné utěšňování domovních plynovodů
- TDG 902 03 Plynná paliva. Chromatografické rozbory
- TDG 902 04 Plynná paliva. Stanovení obsahu nečistot
- TDG 903 01 Výpočet množství uniklého plynu z poškozených plynovodů a plynovodních přípojek
- TDG 982 01 Vybavení garáží a jiných prostorů pro motorová vozidla s pohonným systémem CNG
- TDG 982 02 Podmínky provozu, oprav, údržby a kontroly motorových vozidel s pohonným systémem CNG
- TDG 982 03 Plnicí zařízení pro motorová vozidla s pohonným systémem CNG

Připravovaná technická doporučení

TDG 983 01 (2011) Vtláčení bioplynu do plynárenských sítí. Požadavky na kvalitu a měření

Výrobce plynu zajišťuje měření kvality prokazující způsobilost biometanu ke vtláčení.

Provozovatel plynárenské soustavy v závislosti na charakteru výroby biometanu určuje rozsah měření minoritních sloučenin.

Biometan má být dodáván do sítě minimálně na STL úrovni, doporučována je dodávka v místě regulační stanice (VTL-STL).

Cílem je umožnit variabilní dodávku plynu do VTL či STL úrovně, podle aktuální poměrů v soustavě pro možnou optimalizaci provozních nákladů na vtláčení (několikanásobně vyšší kopresní práce pro VTL).

TPG 703 01 (2011) Průmyslové plynovody

Zkušenosti ze zahraničí

Vtláčení biometanu do sítě zemního plynu již probíhá v řadě nejen evropských zemí. Například ve Švédsku vtlácejí biometan již od r. 2001, ve Švýcarsku od r. 2005, Německo od r. 2006, od r. 2008 také ve Francii a od r. 2010 také v Anglii (Didcot, z bioplynu z ČOV). Na konci roku 2009 vydal britský vládní odbor energetiky & klimatických změn přehlednou příručku pro producenty plynu „Biometan do sítě zemního plynu,¹“ jež popisuje hlavní právní, technické a regulační požadavky týkající se trhu se zemním plynem v této zemi.

V Německu je v současné době asi 4.500 BPS, z toho pouze 29 dodává biometan do sítě a 40 vtláčení plánuje. Cílem je nahradit 10% zemního plynu biometanem do r. 2030, tedy 1,7% tohoto cíle již bylo dosaženo.

Vtláčení biometanu do sítě upravuje Zákon o obnovitelných zdrojích energie (EEG), další právní a ekonomické aspekty upravuje Vyhláška o připojení k síti zemního plynu (GasNZV) – specifikuje také kvalitu vtláčeného biometanu, ztráty metanu a rozdělení investičních a provozních nákladů mezi producenta a operátora sítě. Další požadavky definují DVGW normy.

- kvalita plynu (DVGW G 260, G 262)
- měření a účtování (DVGW G 685)
- bezpečnostní aspekty (např. DVGW VP 265-1)
- certifikace procesu (DVGW G 1030)

Do budoucna se počítá se zdokonalováním technologií čištění bioplynu a monitorování procesů. Co se týče vtláčení biometanu, počítá se se změnou normy G 262, také ekonomické aspekty budou směrodatné.

¹ DECC (Department of Energy & Climate Change): Biomethane into the Gas Network, A Guide for Producers

Evropské předpisy

- Nařízení 715/2009/ES, o podmínkách přístupu k plynárenským přepravním soustavám a o zrušení nařízení 1775/2005/ES
- Směrnice 2009/73/ES, o společných pravidlech pro vnitřní trh se zemním plynem a o zrušení směrnice 2003/55/ES
- Směrnice 2004/67/ES ze dne 26. dubna 2004 o opatřeních na zajištění bezpečnosti dodávek zemního plynu
- Směrnice 2003/92/EC, kterou se novelizuje Směrnice 77/388/EEC s ohledem na pravidla, týkající se odběrného místa dodávky plynu a elektřiny (zdanění energií)

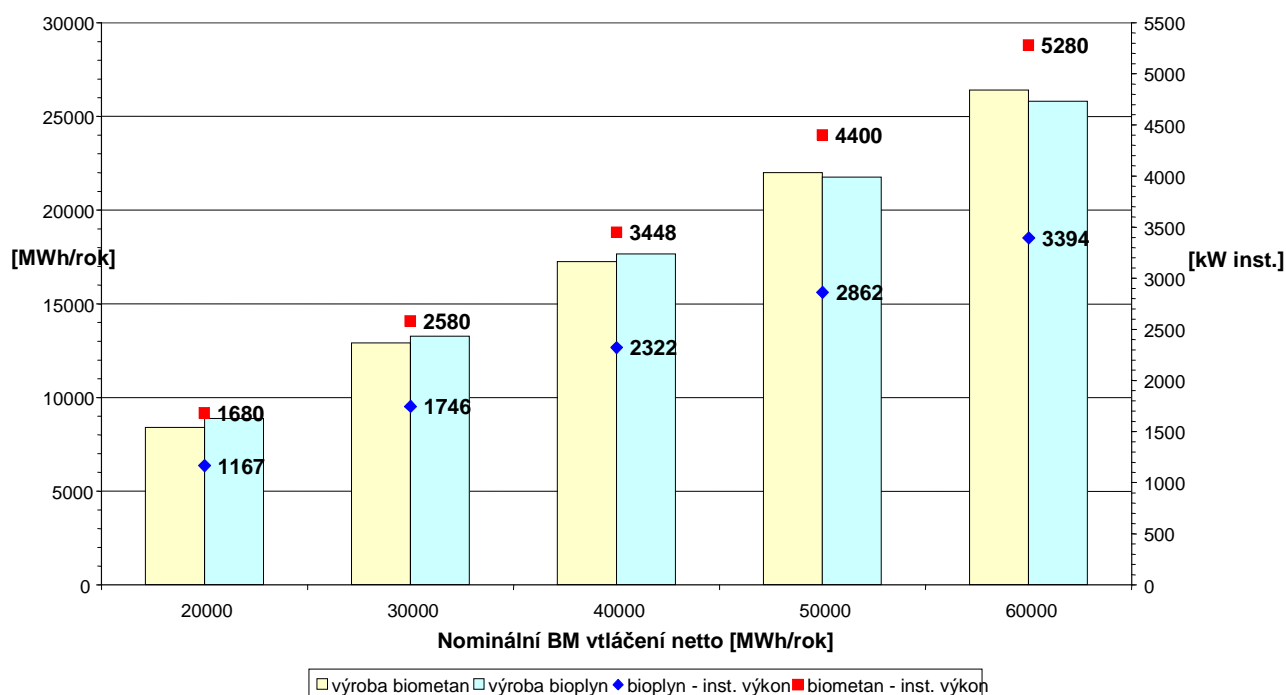
2.2 Provozně technická problematika

Výroba a využití biometanu je moderní alternativou klasického konceptu bioplynových stanic, kde je vznikající bioplyn přímo využíván k lokální produkci elektrické energie a tepla. Výhodou výroby biometanu je univerzálnost využití výsledného produktu, společně s existující infrastrukturou pro přenos, skladování a distribuci metanových paliv.

Energetická bilance výroby a využití biometanu byla srovnávána s klasickým konceptem bioplynové stanice. Následující graf uvádí hodnoty instalovaného výkonu kogeneračních jednotek klasické (BP) a s využitím biometanu (BM). Současně je uvedena celková roční produkce (netto) elektrické energie v kogeneračních jednotkách.

Z grafu je patrné, že výroba biometanu v menších instalacích je relativně méně energeticky efektivní a její výhodou je pak především „uskladnění“ energie a její využití v jiných lokalitách ke špičkové produkci elektřiny a tepla. Výrobní biometanu se středním výkonem dosahují již srovnatelné celkové účinnosti, následovány většími instalacemi, které jsou více energeticky efektivní, než klasická bioplynová stanice. Důvodem těchto rozdílů je především rostoucí vlastní spotřeba energie výroby biometanu v menších instalacích. Současně výkonné kogenerační jednotky vykazují vyšší provozní účinnost. Vzhledem k podmínkám a charakteru zemědělské výroby v ČR nepředpokládáme významný podíl výroby biometanu v nominálním výkonu jednotky nad cca 60 GWh/rok (netto).

Graf 7 Energetické bilance zdrojů



Důležitým faktorem pro posuzování obnovitelných zdrojů energie je celková bilance výroby energie. Výroba a využití biometanu současně představuje účinný způsob maximálního využití celkového množství vyráběné primární energie. V klasickém konceptu bioplynové stanice je primární energie bioplynu transformována kogenerační jednotkou na elektrickou a tepelnou energii. Část tepla je využita jako procesní teplo při vlastní výrobě. Tato spotřeba se u moderních bioplynových stanic, kde jsou předpokládány i další odběry tepla, pohybuje na úrovni cca 1 MWh na 1 kW instalovaného elektrického výkonu za 1 rok. Toto množství představuje cca 5% z celkové výroby primární energie. Zbývající množství tepla je využito dle lokálních možností. Pouze malé procento bioplynových stanic je kombinováno s průmyslovou výrobou, nebo jiným odběrem tepla, který by umožňoval jeho efektivní využití v průběhu celého roku.

Při výrobě biometanu je část surového bioplynu využita k hrazení energetických nároků výrobní technologie. Podíl surového bioplynu určeného k výrobě procesního tepla a/nebo elektrické energie je většinou dán legislativními podmínkami, které určují možnosti využití externích

energetických vstupů, resp. využití fosilních zdrojů energie k výrobě biometanu.

Zbývající část primární energie je plně konzervována v cílovém produktu, který je vlastním metanovým palivem odděleným od nečistot a inertů. Vzhledem k nutnému zájmu omezení metanových emisí, jsou všechny technologie, kde dochází ke ztrátě metanu v odplynů k jeho spalování a využití získané energie jako procesního tepla. Při vlastním využití biometanu na místě konečné spotřeby je nutné preferovat aplikace s maximálním užitečným využitím primární energie tohoto produktu.

Velmi důležité pro připojení BPS k distribuční soustavě zemního plynu jsou podmínky, které stanoví jednotliví provozovatelé distribučních soustav.

Skupina RWE DSO vydala aktuálně Technické podmínky vtláčení biometanu do DS a připojování bioplynových stanic. Zde jsou definovány jak jednotlivé části předávacího zařízení, tak jejich vlastnictví, charakteristika, podmínky provozu či měření kvality vtláčeného biometanu. Uvedené technické podmínky jsou připojeny jako příloha této studie.

Skupina E.ON specifikuje připojení výroben plynu (a biometanu) ve svém Řádu provozovatele distribuční soustavy (platné od 29.7.2010). Zde je jasně definován postup žadatele o připojení k DS. Požadavky na žadatele o připojení k DS vycházejí z platných prováděcích vyhlášek Energetického zákona (vyhláška 251/2001 Sb. v platném znění) a z platných technických pravidel (TPG) a technických doporučení (TDG). Příloha č. 3 Řádu obsahuje kvalitativní požadavky na vtláčený biometan. Uvedené hodnoty nejsou pro výrobce biometanu diskriminační a umožňují využití všech typů bioplynů, včetně skládkového plynu. Uvedené podmínky jsou přílohou této studie.

Výše uvedené dokumenty specifikující technické podmínky připojení výrobců biometanu k DS zemního plynu v celé ČR. Podmínky připojení a nastavení vlastnických rozhraní jsou shodné pro dodavatele zemního plynu a biometanu a plně vycházejí z platné legislativy. Kvalitativní

požadavky nepřesahují rámec specifikovaný aktuálními technickými pravidly.

Potenciální obtíže připojení plynou z deklarovaných kapacit DS zemního plynu. Příkladem může být příloha č. 1 Řádu provozovatele distribuční soustavy E.ON, kde jsou specifikovány kapacity jednotlivých okruhů DS. Uvedený přehled jasně ukazuje, že pro vtlačení biometanu jsou vhodné 4 z celkových 7 okruhů DS. Jednoznačným důvodem je uvedená distribuční kapacita jednotlivých okruhů.

Závěrem můžeme konstatovat, že z pohledu provozovatele bioplynové stanice (výroby biometanu) jsou podmínky dané ze strany RWE a E.ON akceptovatelné a objektivně nastavené.

Velkým nedostatkem rozvoje trhu s biometanem je absence podpůrných mechanismů a/nebo schématu veřejné podpory výroby a využití biometanu. V současné době jsou jasně specifikovány podmínky distribuce biometanu. Tato pravidla však nijak neřeší obchod s distribuovaným plynem. Bez nalezení vhodného schématu podpory využití distribuovaného biometanu nemůže dojít k rozvoji trhu s touto plně obnovitelnou náhradou zemního plynu.

2.3 Ekonomika

Důležitým aspektem výroby a využití biometanu je ekonomické porovnání dodatečných nákladů na jeho výrobu v porovnání s klasickou bioplynovou stanicí.

Výchozí podmínky ekonomických kalkulací:

Modelové ekonomické kalkulace vycházejí z následujících počátečních podmínek a předpokladů:

Tabulka 4 Počáteční podmínky a předpoklady ekonomických kalkulací

Vstup	Jednotka	Hodnota
Kurz	CZK/EUR	26,00
Nákupní cena elektřiny	CZK/MWh	2901,-
Vlastní kapitál	%	25%
Dotace	%	30%
Odpisy technologie	roky	8
Odpisy staveb	roky	20
Cena biomasy:	CZK/tuna	
kukuřičná siláž		900,-
travní senáž		790,-
obilný šrot		3000,-
Opravy a údržba	% z investice	3%
Pojištění	% z investice	0,7%

Ekonomická kalkulace výroby biometanu 40 GWh/ rok netto

Investiční náklady:

Investiční náklady na výrobu biometanu zahrnují investici do vlastní bioplynové stanice, čištění bioplynu od stopových nečistot, separaci oxidu uhličitého, kontrolu kvality a spalného tepla, stlačení, předávací místo a těžební plynovod. Ukázková studie představuje model jednotky výroby biometanu o nominální kapacitě 40 GWh/rok (netto).

Provozní náklady:

Provozní náklady výroby surového bioplynu jsou srovnatelné jak pro přímé energetické využití bioplynu tak i při výrobě biometanu. Jedinou výrazně odlišnou položkou jsou zde osobní náklady na zaměstnance, neboť současná legislativa vyžaduje dispečerské řízení veškerých výroben plynu a následná nutnost udržovat potřebný počet zaměstnanců pro 3-směný provoz.

Jedinou příjmovou stranou kalkulovaného projektu je prodej biometanu za cenu 3000 Kč/MWh spalného tepla.

Tabulka 5 Ekonomická kalkulace výroby biometanu 40 GWh/rok (2011-2031)

Technicko-ekonomická data												
Úroková míra úvěru				7%								
Počet splátek v roce				12								
Doba úvěrového rámce				10								
Eskalace výdajů				2.5%								
Eskalace příjmů				2.0%								
Diskontní sazba				2.0%								
Daň z příjmů PO				19.0%								
Vytížení výroby				90%								
Vytížení výroby v 1. roce		42%		5 měsíce								
Realizační cena energie biometanu				3000 Kč/MWh								
Období	2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh
Výroba celkem kWh	16 510 679	n.a.	39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.
Náklady na výrobu												
Výroba biomasy	17 288 465	1.047	42 529 623	1.073	43 592 863	1.100	44 682 685	1.128	45 799 752	1.156	46 944 746	1.185
Procesní chemie a analýzy	1 247 484	0.076	3 068 810	0.077	3 145 530	0.079	3 224 169	0.081	3 304 773	0.083	3 387 392	0.085
Elektrická energie	5 499 813	0.333	13 529 539	0.341	13 867 777	0.350	14 214 472	0.359	14 569 833	0.368	14 934 079	0.377
Nakládka biomasy	971 432	0.059	2 389 723	0.060	2 449 467	0.062	2 510 703	0.063	2 573 471	0.065	2 637 808	0.067
Manipulace se separátem	582 859	0.035	1 433 834	0.036	1 469 680	0.037	1 506 422	0.038	1 544 082	0.039	1 582 685	0.040
Doprava a aplikace digestátu	1 016 885	0.062	2 501 537	0.063	2 564 076	0.065	2 628 177	0.066	2 693 882	0.068	2 761 229	0.070
Opravy a údržba	2 822 724	0.171	6 943 901	0.175	7 117 499	0.180	7 295 436	0.184	7 477 822	0.189	7 664 767	0.193
Ostatní (1 rok se spouštěním)	594 091	0.036	231 463	0.006	237 250	0.006	243 181	0.006	249 261	0.006	255 492	0.006
Pojištění	658 636	0.040	1 620 244	0.041	1 680 750	0.042	1 702 268	0.043	1 744 825	0.044	1 788 446	0.045
Osobní náklady, nakladač	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
Osobní náklady, technik	600 000	0.036	1 476 000	0.037	1 512 900	0.038	1 550 723	0.039	1 589 491	0.040	1 629 228	0.041
Osobní náklady, vedoucí	875 000	0.053	2 152 500	0.054	2 206 313	0.056	2 261 470	0.057	2 318 007	0.058	2 375 957	0.060
Osobní náklady, bonusy	75 000	0.005	184 500	0.005	189 113	0.005	193 840	0.005	198 686	0.005	203 653	0.005
Osobní náklady celkem	1 550 000	0.094	3 813 000	0.096	3 908 325	0.099	4 006 033	0.101	4 106 184	0.104	4 208 839	0.106
Platby zdravotní a soc. pojištění	542 500	0.033	1 334 550	0.034	1 367 914	0.035	1 402 112	0.035	1 437 164	0.036	1 473 093	0.037
Daň z nemovitosti	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
Odpisy technologie	3 404 162	0.206	8 374 239	0.211	8 583 595	0.217	8 798 185	0.222	9 018 140	0.228	9 243 594	0.233
Odpisy staveb	3 186 625	0.193	7 839 098	0.198	8 035 075	0.203	8 235 952	0.208	8 441 851	0.213	8 652 897	0.218
Finanční náklady												
Úroky	-2 929 412	0.177	-6 668 080	0.168	-6 126 600	0.155	-5 545 976	0.140	-4 923 378	0.124	-4 255 773	0.107
Náklady na financování	2 532 361	0.153	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
Náklady celkem	44 827 449	2.715	102 277 641	2.581	104 126 400	2.628	105 995 771	2.675	107 884 418	2.723	109 790 839	2.771
	-44 827 449		-102 277 641		-104 126 400		-105 995 771		-107 884 418		-109 790 839	
Výnosy celkem	49 532 037	3.000	121 254 427	3.060	123 679 516	3.121	126 153 106	3.184	128 676 168	3.247	131 249 692	3.312
Výsledek před zdaněním	4 704 588		18 976 786		19 553 116		20 157 335		20 791 750		21 458 852	
Daň z příjmu	0		0		0		0		0		0	
Výsledek po zdanění	4 704 588		18 976 786		19 553 116		20 157 335		20 791 750		21 458 852	
Splátka úvěru	-2 969 947		-7 490 383		-8 031 863		-8 612 487		-9 235 084		-9 902 689	
Roční zisk	1 734 641		11 486 404		11 521 253		11 544 848		11 556 666		11 556 163	
Provozní Cash Flow	8 325 429		27 699 741		28 139 924		28 578 986		29 016 656		29 452 653	
Čistá současná hodnota	-217 655 733		-191 031 607		-164 514 729		-138 112 164		-111 830 884		-85 677 771	

Technicko-ekonomická data													
Úroková míra úvěru				7%									
Počet splátek v roce				12									
Doba úvěrového rámce				10									
Eskalace výdajů				2.5%									
Eskalace příjmů				2.0%									
Diskontní sazba				2.0%									
Daň z příjmů PO				19.0%									
Vytížení výroby				90.0%									
Vytížení výroby v 1. roce		42%		5 měsíce									
Realizační cena energie biomethanu				3000 Kč/MWh									
2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023	
celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh
39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.
48 118 364	1.214	49 321 324	1.245	50 554 357	1.276	51 818 216	1.308	53 113 671	1.340	54 441 513	1.374	55 802 551	1.408
3 472 077	0.088	3 558 879	0.090	3 647 851	0.092	3 739 047	0.094	3 832 523	0.097	3 928 336	0.099	4 026 545	0.102
15 307 431	0.386	15 690 117	0.396	16 082 370	0.406	16 484 429	0.416	16 896 540	0.426	17 318 953	0.437	17 751 927	0.448
2 703 753	0.068	2 771 347	0.070	2 840 630	0.072	2 911 646	0.073	2 984 437	0.075	3 059 048	0.077	3 135 524	0.079
1 622 252	0.041	1 662 808	0.042	1 704 378	0.043	1 746 988	0.044	1 790 662	0.045	1 835 429	0.046	1 881 315	0.047
2 830 260	0.071	2 901 016	0.073	2 973 542	0.075	3 047 880	0.077	3 124 077	0.079	3 202 179	0.081	3 282 234	0.083
7 856 387	0.198	8 052 796	0.203	8 254 116	0.208	8 460 469	0.214	8 671 981	0.219	8 888 780	0.224	9 111 000	0.230
261 880	0.007	268 427	0.007	275 137	0.007	282 016	0.007	289 066	0.007	296 293	0.007	303 700	0.008
1 833 157	0.046	1 878 986	0.047	1 925 960	0.049	1 974 109	0.050	2 023 462	0.051	2 074 049	0.052	2 125 900	0.054
0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
1 669 959	0.042	1 711 707	0.043	1 754 500	0.044	1 798 363	0.045	1 843 322	0.047	1 889 405	0.048	1 936 640	0.049
2 435 356	0.061	2 496 240	0.063	2 558 646	0.065	2 622 612	0.066	2 688 178	0.068	2 755 382	0.070	2 824 267	0.071
208 745	0.005	213 963	0.005	219 313	0.006	224 795	0.006	230 415	0.006	236 176	0.006	242 080	0.006
4 314 060	0.109	4 421 911	0.112	4 532 459	0.114	4 645 770	0.117	4 761 915	0.120	4 880 962	0.123	5 002 986	0.126
1 509 921	0.038	1 547 669	0.039	1 586 361	0.040	1 626 020	0.041	1 666 670	0.042	1 708 337	0.043	1 751 045	0.044
177 714	0.004	177 714	0.004	177 714	0.004	177 714	0.004	177 714	0.004	177 714	0.004	177 714	0.004
9 474 683	0.239	9 711 550	0.245	9 954 339	0.251	10 203 198	0.257	10 458 278	0.264	10 719 735	0.271	10 987 728	0.277
8 869 219	0.224	9 090 950	0.229	9 318 224	0.235	9 551 179	0.241	9 789 959	0.247	10 034 708	0.253	10 285 575	0.260
-3 539 907	0.089	-2 772 291	0.070	-1 949 183	0.049	-1 066 574	0.027	-189 388	0.005				
0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
111 891 064	2.824	113 827 784	2.873	115 776 621	2.922	117 735 254	2.971	119 770 343	3.023	122 566 036	3.093	125 625 744	3.170
-111 891 064		-113 827 784		-115 776 621		-117 735 254		-119 770 343		-122 566 036		-125 625 744	
133 874 686	3.378	136 552 179	3.446	139 283 223	3.515	142 068 887	3.585	144 910 265	3.657	147 808 470	3.730	150 764 640	3.805
21 983 622		22 724 396		23 506 602		24 333 633		25 139 922		25 242 435		25 138 896	
4 176 888		4 317 635		4 466 254		4 623 390		4 776 585		4 796 063		4 776 390	
17 806 734		18 406 760		19 040 348		19 710 243		20 363 337		20 446 372		20 362 506	
-10 618 556		-11 386 172		-12 209 279		-13 091 889		-8 069 715					
7 188 178		7 020 589		6 831 069		6 618 354		12 293 622		20 446 372		20 362 506	
25 532 081		25 823 089		26 103 631		26 372 731		32 541 858		41 200 614		41 635 809	
-63 450 558		-41 410 800		-19 568 449		2 066 376		28 238 589		60 725 150		92 910 985	

Technicko-ekonomická data			
Úroková míra úvěru			7%
Počet splátek v roce			12
Doba úvěrového rámce			10
Eskalace výdajů			2.5%
Eskalace příjmů			2.0%
Diskontní sazba			2.0%
Daň z příjmů PO			19.0%
Vytížení výroby			90%
Vytížení výroby v 1. roce	42%		5 měsíce
Realizační cena energie biometanu			3000 Kč/MWh

2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031	
celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh
39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.	39 625 630	n.a.
57 197 614	1.443	58 627 555	1.480	60 093 244	1.517	61 595 575	1.554	63 135 464	1.593	64 713 851	1.633	66 331 697	1.674	67 989 989	1.716
4 127 208	0.104	4 230 389	0.107	4 336 148	0.109	4 444 552	0.112	4 555 666	0.115	4 669 558	0.118	4 786 297	0.121	4 905 954	0.124
18 195 725	0.459	18 650 619	0.471	19 116 884	0.482	19 594 806	0.494	20 084 676	0.507	20 586 793	0.520	21 101 463	0.533	21 629 000	0.546
3 213 912	0.081	3 294 260	0.083	3 376 617	0.085	3 461 032	0.087	3 547 558	0.090	3 636 247	0.092	3 727 153	0.094	3 820 332	0.096
1 928 347	0.049	1 976 556	0.050	2 025 970	0.051	2 076 619	0.052	2 128 535	0.054	2 181 748	0.055	2 236 292	0.056	2 292 199	0.058
3 364 289	0.085	3 448 397	0.087	3 534 607	0.089	3 622 972	0.091	3 713 546	0.094	3 806 385	0.096	3 901 544	0.098	3 999 083	0.101
9 338 775	0.236	9 572 244	0.242	9 811 550	0.248	10 056 839	0.254	10 308 260	0.260	10 565 967	0.267	10 830 116	0.273	11 100 869	0.280
311 292	0.008	319 075	0.008	327 052	0.008	335 228	0.008	343 609	0.009	352 199	0.009	361 004	0.009	370 029	0.009
2 179 047	0.055	2 233 524	0.056	2 289 362	0.058	2 346 596	0.059	2 405 261	0.061	2 465 392	0.062	2 527 027	0.064	2 590 203	0.065
0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
1 985 056	0.050	2 034 682	0.051	2 085 549	0.053	2 137 688	0.054	2 191 130	0.055	2 245 909	0.057	2 302 056	0.058	2 359 608	0.060
2 894 873	0.073	2 967 245	0.075	3 041 426	0.077	3 117 462	0.079	3 195 398	0.081	3 275 283	0.083	3 357 165	0.085	3 441 095	0.087
248 132	0.006	254 335	0.006	260 694	0.007	267 211	0.007	273 891	0.007	280 739	0.007	287 757	0.007	294 951	0.007
5 128 061	0.129	5 256 263	0.133	5 387 689	0.136	5 522 361	0.139	5 660 420	0.143	5 801 930	0.146	5 946 979	0.150	6 095 653	0.154
1 794 821	0.045	1 839 692	0.046	1 885 684	0.048	1 932 826	0.049	1 981 147	0.050	2 030 676	0.051	2 081 443	0.053	2 133 479	0.054
177 714	0.004	177 714	0.004	177 714	0.004	177 714	0.004	177 714	0.004	177 714	0.004	177 714	0.004	177 714	0.004
11 262 421	0.284	11 543 982	0.291	11 832 581	0.299	12 128 396	0.306	12 431 606	0.314	12 742 396	0.322	13 060 956	0.330	13 387 480	0.338
10 542 715	0.266	10 806 282	0.273	11 076 440	0.280	11 353 351	0.287	11 637 184	0.294	11 928 114	0.301	12 226 317	0.309	12 531 975	0.316
0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
128 761 944	3.249	131 976 550	3.331	135 271 521	3.414	138 648 866	3.499	142 110 645	3.586	145 658 968	3.676	149 296 000	3.768	153 023 957	3.862
-128 761 944		-131 976 550		-135 271 521		-138 648 866		-142 110 645		-145 658 968		-149 296 000		-153 023 957	
153 779 933	3.881	156 855 531	3.958	159 992 642	4.038	163 192 495	4.118	166 456 345	4.201	169 785 471	4.285	173 181 181	4.370	176 644 804	4.458
25 017 988		24 878 981		24 721 121		24 543 628		24 345 699		24 126 503		23 885 181		23 620 848	
4 753 418		4 727 006		4 697 013		4 663 289		4 625 683		4 584 036		4 538 184		4 487 961	
20 264 570		20 151 975		20 024 108		19 880 339		19 720 017		19 542 468		19 346 997		19 132 887	
20 264 570		20 151 975		20 024 108		19 880 339		19 720 017		19 542 468		19 346 997		19 132 887	
42 069 706		42 502 239		42 933 129		43 362 085		43 788 806		44 212 977		44 634 269		45 052 341	
124 794 564		156 374 354		187 648 812		218 616 390		249 275 533		279 624 680		309 662 264		339 386 709	

Ekonomická kalkulace výroby biometanu 20 GWh/ rok netto

Investiční náklady:

Investiční náklady na výrobu biometanu zahrnují investici do vlastní bioplynové stanice, čištění bioplynu od stopových nečistot, separaci oxidu uhličitého, kontrolu kvality a spalného tepla, stlačení, předávací místo a těžební plynovod. Ukázková studie představuje model jednotky výroby biometanu o nominální kapacitě 20 GWh/rok (netto).

Provozní náklady a výnosy:

Provozní náklady výroby surového bioplynu jsou srovnatelné jak pro přímé energetické využití bioplynu tak i při výrobě biometanu. Jedinou výrazně odlišnou položkou jsou zde osobní náklady na zaměstnance, neboť současná legislativa vyžaduje dispečerské řízení veškerých výroben plynu a následná nutnost udržovat potřebný počet zaměstnanců pro 3-směný provoz.

Jedinou příjmovou stranou kalkulovaného projektu je prodej biometanu za cenu 3000 Kč/MWh spalného tepla.

Tabulka 6 Ekonomická kalkulace výroby biometanu 20 GWh/rok (2011-2031)

Technicko-ekonomická data												
Úroková míra úvěru			7%									
Počet splátek v roce			12									
Doba úvěrového rámce			10									
Eskalace výdajů			2.5%									
Eskalace příjmů			2.0%									
Diskontní sazba			2.0%									
Daň z příjmů PO			19.0%									
Vytížení výroby			90%									
Vytížení výroby v 1. roce		42%	5 měsíce									
Realizační cena energie biometanu			3000 Kč/MWh									
Období	2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh
Výroba celkem kWh	8 250 000	n.a.	19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.
Náklady na výrobu												
Výroba biomasy	9 489 506	1.150	23 344 184	1.179	23 927 789	1.208	24 525 983	1.239	25 139 133	1.270	25 767 611	1.301
Procesní chemie a analýzy	741 293	0.090	1 823 581	0.092	1 869 170	0.094	1 915 899	0.097	1 963 797	0.099	2 012 892	0.102
Elektrická energie	3 227 363	0.391	7 939 312	0.401	8 137 795	0.411	8 341 239	0.421	8 549 770	0.432	8 763 515	0.443
Nakládka biomasy	388 573	0.047	955 889	0.048	979 787	0.049	1 004 281	0.051	1 029 388	0.052	1 055 123	0.053
Manipulace se separátem	582 859	0.071	1 433 834	0.072	1 469 680	0.074	1 506 422	0.076	1 544 082	0.078	1 582 685	0.080
Doprava a aplikace digestátu	505 078	0.061	1 242 493	0.063	1 273 555	0.064	1 305 394	0.066	1 338 029	0.068	1 371 479	0.069
Opravy a údržba	1 824 375	0.221	4 487 963	0.227	4 600 162	0.232	4 715 166	0.238	4 833 045	0.244	4 953 871	0.250
Ostatní (1 rok se spouštěním)	560 813	0.068	149 599	0.008	153 339	0.008	157 172	0.008	161 101	0.008	165 129	0.008
Pojištění	425 688	0.052	1 047 191	0.053	1 073 371	0.054	1 100 205	0.056	1 127 710	0.057	1 155 903	0.058
Osobní náklady, nakladač	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
Osobní náklady, technik	600 000	0.073	1 476 000	0.075	1 512 900	0.076	1 550 723	0.078	1 589 491	0.080	1 629 228	0.082
Osobní náklady, vedoucí	875 000	0.106	2 152 500	0.109	2 206 313	0.111	2 261 470	0.114	2 318 007	0.117	2 375 957	0.120
Osobní náklady, bonusy	75 000	0.009	184 500	0.009	189 113	0.010	193 840	0.010	198 686	0.010	203 653	0.010
Osobní náklady celkem	1 550 000	0.188	3 813 000	0.193	3 908 325	0.197	4 006 033	0.202	4 106 184	0.207	4 208 839	0.213
Platby zdravotní a soc. pojištění	542 500	0.066	1 334 550	0.067	1 367 914	0.069	1 402 112	0.071	1 437 164	0.073	1 473 093	0.074
Daň z nemovitosti	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
Odpisy technologie	3 404 162	0.413	8 374 239	0.423	8 583 595	0.434	8 798 185	0.444	9 018 140	0.455	9 243 594	0.467
Odpisy staveb	3 186 625	0.386	7 839 098	0.396	8 035 075	0.406	8 235 952	0.416	8 441 851	0.426	8 652 897	0.437
Finanční náklady												
Úroky	-1 893 330	0.229	-4 309 695	0.218	-3 959 727	0.200	-3 584 459	0.181	-3 182 064	0.161	-2 750 579	0.139
Náklady na financování	1 513 550	0.183	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
Náklady celkem	29 835 714	3.616	68 094 627	3.439	69 339 282	3.502	70 598 503	3.566	71 871 459	3.630	73 157 209	3.695
	-29 835 714		-68 094 627		-69 339 282		-70 598 503		-71 871 459		-73 157 209	
Výnosy celkem	24 750 000	3.000	60 588 000	3.060	61 799 760	3.121	63 035 755	3.184	64 296 470	3.247	65 582 400	3.312
Výsledek před zdaněním	-5 085 714		-7 506 627		-7 539 522		-7 562 748		-7 574 989		-7 574 810	
Daň z příjmu	0		0		0		0		0		0	
Výsledek po zdanění	-5 085 714		-7 506 627		-7 539 522		-7 562 748		-7 574 989		-7 574 810	
Splátka úvěru	-1 919 528		-4 841 163		-5 191 131		-5 566 398		-5 968 794		-6 400 278	
Roční zisk	-7 005 241		-12 347 789		-12 730 653		-13 129 146		-13 543 782		-13 975 088	
Provozní Cash Flow	-414 454		3 865 548		3 888 018		3 904 991		3 916 208		3 921 402	
Čistá současná hodnota	-146 356 327		-142 640 884		-138 977 118		-135 369 510		-131 822 480		-128 340 387	

Technicko-ekonomická data													
Úroková míra úvěru			7%										
Počet splátek v roce			12										
Doba úvěrového rámce			10										
Eskalace výdajů			2.5%										
Eskalace příjmů			2.0%										
Diskontní sazba			2.0%										
Daň z příjmů PO			19.0%										
Vytížení výroby			90.0%										
Vytížení výroby v 1. roce		42%				5 měsíce							
Realizační cena energie biomethanu			3000 Kč/MWh										
2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023	
celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh
19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.
26 411 802	1.334	27 072 097	1.367	27 748 899	1.401	28 442 622	1.436	29 153 687	1.472	29 882 529	1.509	30 629 592	1.547
2 063 214	0.104	2 114 794	0.107	2 167 664	0.109	2 221 856	0.112	2 277 402	0.115	2 334 337	0.118	2 392 696	0.121
8 982 603	0.454	9 207 168	0.465	9 437 347	0.477	9 673 280	0.489	9 915 112	0.501	10 162 990	0.513	10 417 065	0.526
1 081 501	0.055	1 108 539	0.056	1 136 252	0.057	1 164 658	0.059	1 193 775	0.060	1 223 619	0.062	1 254 210	0.063
1 622 252	0.082	1 662 808	0.084	1 704 378	0.086	1 746 988	0.088	1 790 662	0.090	1 835 429	0.093	1 881 315	0.095
1 405 766	0.071	1 440 911	0.073	1 476 933	0.075	1 513 857	0.076	1 551 703	0.078	1 590 496	0.080	1 630 258	0.082
5 077 718	0.256	5 204 661	0.263	5 334 777	0.269	5 468 147	0.276	5 604 850	0.283	5 744 971	0.290	5 888 596	0.297
169 257	0.009	173 489	0.009	177 826	0.009	182 272	0.009	186 828	0.009	191 499	0.010	196 287	0.010
1 184 801	0.060	1 214 421	0.061	1 244 781	0.063	1 275 901	0.064	1 307 798	0.066	1 340 493	0.068	1 374 006	0.069
0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
1 669 959	0.084	1 711 707	0.086	1 754 500	0.089	1 798 363	0.091	1 843 322	0.093	1 889 405	0.095	1 936 640	0.098
2 435 356	0.123	2 496 240	0.126	2 558 646	0.129	2 622 612	0.132	2 688 178	0.136	2 755 382	0.139	2 824 267	0.143
208 745	0.011	213 963	0.011	219 313	0.011	224 795	0.011	230 415	0.012	236 176	0.012	242 080	0.012
4 314 060	0.218	4 421 911	0.223	4 532 459	0.229	4 645 770	0.235	4 761 915	0.241	4 880 962	0.247	5 002 986	0.253
1 509 921	0.076	1 547 669	0.078	1 586 361	0.080	1 626 020	0.082	1 666 670	0.084	1 708 337	0.086	1 751 045	0.088
177 714	0.009	177 714	0.009	177 714	0.009	177 714	0.009	177 714	0.009	177 714	0.009	177 714	0.009
9 474 683	0.479	9 711 550	0.490	9 954 339	0.503	10 203 198	0.515	10 458 278	0.528	10 719 735	0.541	10 987 728	0.555
8 869 219	0.448	9 090 950	0.459	9 318 224	0.471	9 551 179	0.482	9 789 959	0.494	10 034 708	0.507	10 285 575	0.519
-2 287 903	0.116	-1 791 779	0.090	-1 259 791	0.064	-689 345	0.035	-122 405	0.006				
0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
74 632 413	3.769	75 940 459	3.835	77 257 745	3.902	78 582 805	3.969	79 958 759	4.038	81 827 819	4.133	83 869 072	4.236
-74 632 413		-75 940 459		-77 257 745		-78 582 805		-79 958 759		-81 827 819		-83 869 072	
66 894 048	3.378	68 231 929	3.446	69 596 567	3.515	70 988 499	3.585	72 408 269	3.657	73 856 434	3.730	75 333 563	3.805
-7 738 365		-7 708 530		-7 661 177		-7 594 306		-7 550 490		-7 971 386		-8 535 510	
-1 470 289		-1 464 621		-1 455 624		-1 442 918		-1 434 593		-1 514 563		-1 621 747	
-6 268 075		-6 243 909		-6 205 554		-6 151 388		-6 115 897		-6 456 822		-6 913 763	
-6 862 955		-7 359 078		-7 891 067		-8 461 513		-5 215 595					
-13 131 030		-13 602 988		-14 096 620		-14 612 901		-11 331 492		-6 456 822		-6 913 763	
5 212 872		5 199 512		5 175 942		5 141 476		8 916 744		14 297 620		14 359 540	
-123 802 268		-119 364 534		-115 033 537		-110 815 736		-103 644 328		-92 370 753		-81 270 361	

Technicko-ekonomická data															
Úroková míra úvěru															
Počet splátek v roce															
Doba úvěrového rámce															
Eskalace výdajů															
Eskalace příjmů															
Diskontní sazba															
Daň z příjmů PO															
Vytížení výroby															
Vytížení výroby v 1. roce		42%													5 měsíce
Realizační cena energie biomethanu															3000 Kč/MWh
2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031	
celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh	celkem	na 1 kWh
19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.	19 800 000	n.a.
31 395 332	1.586	32 180 216	1.625	32 984 721	1.666	33 809 339	1.708	34 654 572	1.750	35 520 937	1.794	36 408 960	1.839	37 319 184	1.885
2 452 513	0.124	2 513 826	0.127	2 576 672	0.130	2 641 088	0.133	2 707 116	0.137	2 774 793	0.140	2 844 163	0.144	2 915 267	0.147
10 677 492	0.539	10 944 429	0.553	11 218 040	0.567	11 498 491	0.581	11 785 953	0.595	12 080 602	0.610	12 382 617	0.625	12 692 182	0.641
1 285 565	0.065	1 317 704	0.067	1 350 647	0.068	1 384 413	0.070	1 419 023	0.072	1 454 499	0.073	1 490 861	0.075	1 528 133	0.077
1 928 347	0.097	1 976 556	0.100	2 025 970	0.102	2 076 619	0.105	2 128 535	0.108	2 181 748	0.110	2 236 292	0.113	2 292 199	0.116
1 671 014	0.084	1 712 790	0.087	1 755 610	0.089	1 799 500	0.091	1 844 487	0.093	1 890 599	0.095	1 937 864	0.098	1 986 311	0.100
6 035 811	0.305	6 186 706	0.312	6 341 374	0.320	6 499 908	0.328	6 662 406	0.336	6 828 966	0.345	6 999 690	0.354	7 174 682	0.362
201 194	0.010	206 224	0.010	211 379	0.011	216 664	0.011	222 080	0.011	227 632	0.011	233 323	0.012	239 156	0.012
1 408 356	0.071	1 443 565	0.073	1 479 654	0.075	1 516 645	0.077	1 554 561	0.079	1 593 425	0.080	1 633 261	0.082	1 674 092	0.085
0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
1 985 056	0.100	2 034 682	0.103	2 085 549	0.105	2 137 688	0.108	2 191 130	0.111	2 245 909	0.113	2 302 056	0.116	2 359 608	0.119
2 894 873	0.146	2 967 245	0.150	3 041 426	0.154	3 117 462	0.157	3 195 398	0.161	3 275 283	0.165	3 357 165	0.170	3 441 095	0.174
248 132	0.013	254 335	0.013	260 694	0.013	267 211	0.013	273 891	0.014	280 739	0.014	287 757	0.015	294 951	0.015
5 128 061	0.259	5 256 263	0.265	5 387 669	0.272	5 522 361	0.279	5 660 420	0.286	5 801 930	0.293	5 946 979	0.300	6 095 653	0.308
1 794 821	0.091	1 839 692	0.093	1 885 684	0.095	1 932 826	0.098	1 981 147	0.100	2 030 676	0.103	2 081 443	0.105	2 133 479	0.108
177 714	0.009	177 714	0.009	177 714	0.009	177 714	0.009	177 714	0.009	177 714	0.009	177 714	0.009	177 714	0.009
11 262 421	0.569	11 543 982	0.583	11 832 581	0.598	12 128 396	0.613	12 431 606	0.628	12 742 396	0.644	13 060 956	0.660	13 387 480	0.676
10 542 715	0.532	10 806 282	0.546	11 076 440	0.559	11 353 351	0.573	11 637 184	0.588	11 928 114	0.602	12 226 317	0.617	12 531 975	0.633
0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
85 961 356	4.341	88 105 947	4.450	90 304 153	4.561	92 557 314	4.675	94 866 804	4.791	97 234 031	4.911	99 660 439	5.033	102 147 507	5.159
-85 961 356		-88 105 947		-90 304 153		-92 557 314		-94 866 804		-97 234 031		-99 660 439		-102 147 507	
76 840 234	3.881	78 377 039	3.958	79 944 579	4.038	81 543 471	4.118	83 174 340	4.201	84 837 827	4.285	86 534 584	4.370	88 265 275	4.458
-9 121 122		-9 728 909		-10 359 574		-11 013 843		-11 692 464		-12 396 204		-13 125 855		-13 882 232	
-1 733 013		-1 848 493		-1 968 319		-2 092 630		-2 221 568		-2 355 279		-2 493 913		-2 637 624	
-7 388 109		-7 880 416		-8 391 255		-8 921 213		-9 470 896		-10 040 925		-10 631 943		-11 244 608	
-7 388 109		-7 880 416		-8 391 255		-8 921 213		-9 470 896		-10 040 925		-10 631 943		-11 244 608	
14 417 027		14 469 848		14 517 766		14 560 533		14 597 894		14 629 584		14 665 329		14 674 846	
-70 344 056		-59 592 746		-49 017 340		-38 618 752		-28 397 900		-18 355 703		-8 493 086		1 189 022	

Analýza ekonomických kalkulací výroby a využití biometanu jasně ukazuje na značnou závislost návratnosti projektu na jeho velikosti. Tato závislost je výrazně vyšší než u klasických bioplynových stanic. Důvodem je jednak výrazná nelinearita měrných investic, dále pak i měrné provozní náklady, které rychle klesají s rostoucí kapacitou kalkulovaných projektů.

Výše uvedené modelové kalkulace tento rozdíl dobře ilustrují. Kalkulovaná realizační cena biometanu 3000 Kč/MWh postačuje k návratnosti projektu 40 GWh/rok za cca 9 let, a k návratnosti projektu 20 GWh/rok za cca 19 let.

Legislativní stanovení podpory výroby biometanu může mít různou podobu, od podpory výroby elektřiny v kogeneračních jednotkách, povinného využití obnovitelných zdrojů při vytápění, nebo přímé podpory výkupu biometanu. Každá takto stanovená podpora bude v konečném důsledku znamenat určitý bonus v Kč/MWh vyrobeného biometanu. Stanovení podpory tak bude mít jednoznačný dopad na instalovaný výkon projektů výroby biometanu.

Vzhledem k socio-ekonomickým a environmentálním dopadům výroby bioplynu doporučujeme podporovat malé a střední projekty (cca do 50 GWh/rok netto). Pro jejich účinnou podporu bude nutné jakoukoliv budoucí formu podpory odstupňovat podle instalované kapacity výrobní jednotky, nebo komplexu výrobních jednotek napojených na centrální bod úpravy bioplynu na biometan.

Bez tohoto velikostního rozdělení povede relativně nízká podpora k rozvoji pouze velkých projektů. Relativně vyšší podpora pak povede k rozvoji menších projektů a současně k nekontrolovanému nárůstu velkých projektů, které budou dosahovat velmi dobré ekonomiky a návratnosti v řádu jednotek roků.

Doporučené schéma podpory by např. mohlo rozlišovat kategorie s maximálním výkonem zařízení 25 GWh, 50 GWh, 75 GWh a >100 GWh kde by již nebyl cenový bonus, ale pouze povinnost připojení výrobního zařízení.

Příklad:

V současném právním prostředí by se mohlo jednat o změnu zeleného bonusu pro vyrobenou elektřinu z biometanu, modelově a motivačně takto:

- do 25 GWh zvýšení o 80 %*
- 25 - 50 GWh zvýšení o 100 %*
- 50 - 75 GWh zvýšení o 30 %*
- 75 - 100 GWh snížení o 20 %*
- nad 100 GWh bez bonusu*

3. Využití bioplynových stanic jako regulačních kapacit

3.1 BPS jako regulační/špičkový zdroj

3.1.1 Regulovatelnost BPS a podpůrné služby

Bioplynové stanice jsou v současnosti koncipovány jako stabilní zdroj elektrické energie s kontinuální výrobou při sezónní výchylce 10 – 15 % (v letních měsících je specifická výroba bioplynu obecně mírně vyšší než v zimních měsících). S tímto jsou také připojeny k elektrizační soustavě a provozovány. Jedinými výpadky jsou tak plánované opravy motoru/generátoru, případně technologické části, nebo mimořádně též technologické problémy (nízká úroveň produkce bioplynu ve fermentoru, nutnost výměny vsázky a nového spuštění procesu apod.).

Pro elektrizační síť by však byla mnohem zajímavější situace, kdy by bylo možné výkon BPS alespoň částečně regulovat a využít tak zdroj, jenž může velmi rychle naběhnout nebo naopak snížit svůj výkon (na úrovni plynové elektrárny), k vykrytí špiček ve spotřebě elektřiny nebo ve výrobě nuceně odebírané elektřiny z fotovoltaických a větrných elektráren. Podmínkou této teoretické možnosti je ovšem sdružení BPS do regulovatelných regionálních virtuálních bloků, které budou mít jednotné řízení a splní veškeré podmínky dané společností ČEPS, a.s. pro určitý typ PpS. Minimální velikost takového bloku se pohybuje od 10 MW regulovatelného výkonu, optimální by byla cca 30 MW.

Stávající BPS nejsou na regulaci typu úplného vypnutí výroby elektřiny na několik hodin denně připravené. Rezervy v plynojemech jsou minimální, v řádu desítek minut odstávky motoru, jinak je nutné vyrobený bioplyn, vzhledem ke kontinuálnímu biologickému procesu jeho vzniku, neproduktivně spalovat na fléře.

Stejně tak má část výroby elektřiny kapacitu stanovenou s malou rezervou výkonu (v období maximálního vývoje bioplynu), tudíž není možné zpracovat významný přebytek bioplynu nashromážděný v průběhu odstávky.

Obecně je možno doporučit, že v příštích obdobích (počínaje nejpozději rokem 2012) by mělo docházet pouze/přednostně k připojování/podpoře takových zdrojů energie, které bude možno alespoň částečně regulovat. To vychází z požadavků provozovatelů přenosové a distribučních soustav a z aktuální situace v bilanci zdrojů a spotřeby elektřiny.

U BPS lze takovou regulaci snadno technicky vyřešit – na rozdíl od FVE, VTE či MVE, které lze pouze (částečně) vypnout a nedodávat, je možné u BPS bioplyn dočasně skladovat a následně využít. K tomu je ovšem nutné vybavit BPS většími zásobníky plynu a motorem s vyšší kapacitou. Pokud by se jednalo o minimalizovanou odstávku např. max. 3 hodiny denně, musí zásobník pojmout 3 hodinovou produkci bioplynu. Kapacita generátorové části pak bude muset být o cca 15 % vyšší, než u stabilního provozu. Potřebné navýšení kapacity plynojemů a instalovaného výkonu BPS v závislosti na délce odstávky je znázorněno v následující tabulce.

Tabulka 7 Poměrné navýšení kapacit BPS v závislosti na odstávce

Odstávka (h/den)	Provoz (h/den)	Poměrné navýšení kapacity	Instalovaný výkon KGJ nominálních kapacit				
			500 kW	600 kW	800 kW	1000 kW	1200 kW
0	24	1.000	500	600	800	1000	1200
1	23	1.043	522	626	835	1043	1252
2	22	1.091	545	655	873	1091	1309
3	21	1.143	571	686	914	1143	1371
4	20	1.200	600	720	960	1200	1440
5	19	1.263	632	758	1011	1263	1516
6	18	1.333	667	800	1067	1333	1600
7	17	1.412	706	847	1129	1412	1694
8	16	1.500	750	900	1200	1500	1800
9	15	1.600	800	960	1280	1600	1920
10	14	1.714	857	1029	1371	1714	2057
11	13	1.846	923	1108	1477	1846	2215
12	12	2.000	1000	1200	1600	2000	2400
13	11	2.182	1091	1309	1745	2182	2618
14	10	2.400	1200	1440	1920	2400	2880
15	9	2.667	1333	1600	2133	2667	3200
16	8	3.000	1500	1800	2400	3000	3600
17	7	3.429	1714	2057	2743	3429	4114
18	6	4.000	2000	2400	3200	4000	4800
19	5	4.800	2400	2880	3840	4800	5760
20	4	6.000	3000	3600	4800	6000	7200
21	3	8.000	4000	4800	6400	8000	9600
22	2	12.000	6000	7200	9600	12000	14400
23	1	24.000	12000	14400	19200	24000	28800

Z tabulky 7 současně vyplývají dva důležité technicko-ekonomické závěry:

- 1) Dimenzování BPS je technicky optimální pouze při určitých výkonových hladinách, které kapacitně odpovídají standardizovaným kapacitám technologie. Z tohoto pohledu jsou vhodné, snadno realizovatelné a ekonomicky efektivní realizace s průměrnou denní odstávkou v délce 4, 6, 8, a 9 hodin.
- 2) Z tabulky je také zřejmá nelinearita investičních nákladů v závislosti na požadované délce odstávky. Při navýšení průměrné odstávky na 12 hod/den již potřebná kapacita narůstá o dalších 20% (ve srovnání s 9 hod/den). Dimenzování kapacit BPS pro 12ti hodinové odstávky již musí být kompenzováno nadměrně vysokými investičními náklady.

Základní charakteristikou provozu (regulovatelných) BPS je konstantní bilance energie paliva v čase. Toto je základní rozdíl od plynových elektráren. Bilanční suma výroby a spotřeby paliva (bioplynu) musí být v určeném čase shodná. Bilanční periodou je pak 1 den (24 hodin). Praktický dopad této skutečnosti znamená výrazný rozdíl oproti schématu klasických podpůrných služeb, kdy požadavek regulace může (ale také nemusí) nastat. V případě BPS dimenzované v jiné kapacitě, než která odpovídá nominální kapacitě produkce bioplynu, musí k odstávce dojít. Tato odstávka také musí vykazovat zcela určenou charakteristiku (délka odstávky, prodleva od předchozí odstávky). Výhodou BPS je pak možnost odstavení pouze části výkonu, resp. výkonová regulace v hladině 50 % - 100 % nominálního výkonu, které je možné dosáhnout v řádu jednotek vteřin od příjmu řídicího signálu. Tento systém regulace, kdy nedochází ke kompletní odstávce je technicky preferovaná varianta. Časté kompletní odstávky technologie způsobují mechanické namáhání (teplotní a tlakové) které výrazně snižuje životnost KGJ a tzv. „horkých“ částí technologie.

Praktická aplikace BPS pro využití ve schématu klasických podpůrných služeb ČEPS (viz dále) je podmíněna řazením BPS do virtuálních bloků, které budou jednak splňovat výkonové parametry kladené na regulační kapacity, ale které především budou softwarově řešit požadavky jednotlivých BPS na pravidelné odstávky. Tím bude dosaženo stavu, kdy např. jeden požadavek na podpůrnou službu snížení výkonu virtuálního bloku bude řešen řadou postupně navazujících úplných a/nebo částečných

odstávek různých BPS. Analogicky, konstantní výkon virtuálního bloku v období bez požadavku na podpůrnou službu bude charakterizován řadou odstávek a snížením výkonu jednotlivých BPS. Nabízené služby výkonové zálohy (zvýšení výkonu) budou naopak realizovány náběhem odstavených výrobních kapacit. Nabízený záložní výkon bude rozdělen do výkonových hladin podle času na který může být vytvořen.

Takto navrhovaný modelový virtuální blok bude tedy nejen klasickým blokem výroby elektřiny, ale bude schopen nabídnout extrémně rychlé podpůrné služby výrazného snížení ale současně i výrazného zvýšení okamžité výroby elektřiny. Tento model může být doplněn o automatickou iniciaci příkonu vlastní instalované spotřeby, kdy se virtuální blok může stát významným spotřebitelem elektřiny (Smart Grids).

3.1.2 Špičkový zdroj a smart grids

S podobným navýšením objemu zásobníku plynu a instalovaného elektrického výkonu BPS lze tento zdroj (opět v soustavě, která bude čítat celkem řádově desítky MWe inst.) dimenzovat pro výrobu špičkové elektřiny. V tom případě nebude možné využít tyto zdroje ze strany ČEPS a.s. pro podpůrné služby. Na druhou stranu bude možné zobchodovat jak kladnou tak zápornou odchylku aktuálně na trhu.

Problémem je, že provozovatelé BPS nemají žádné zkušenosti s trhem s elektřinou a nejsou schopni samostatně aktivně na trhu vystupovat. Ve většině případů dají přednost stabilnímu odběru elektřiny bez komplikací, neboť se chtějí věnovat svému základnímu podnikání – zemědělství. Pokud by však některý z obchodníků byl schopen a ochoten s těmito zdroji pracovat, mohlo by to být zajímavé jak pro provozovatele BPS (finančně), tak pro provozovatele elektrizační soustavy (řízení).

Další možností je zahrnutí BPS do regionální chytré sítě, která bude reagovat na aktuální požadavky odběratelů elektřiny a regulovat podle nich zdroje, resp. vyvažovat výrobu ve zdrojích zahrnutých do této chytré sítě. Smart Grids jsou fenoménem, který se na českém území objevuje zatím jen experimentálně a je podmíněn určitým stupněm výbavy zejména u odběratelů.

Smart Grid je elektrická síť, která umí sofistikovaně integrovat veškeré funkce všech připojených zařízení – generátorů i spotřebičů tak, aby byla zajištěna efektivní, ekonomická a bezpečná dodávka elektrické energie. Ve verzi, která bude zahrnovat jen větší dodavatele i odběratele elektřiny, by však bylo možno ji realizovat v relativně krátké době.

3.1.3 Regulace s pomocí distribuční sítě zemního plynu

Využití DSO zemního plynu k distribuci biometanu je nástroj sloužící především k využití maximálního energetického potenciálu tohoto paliva. Akumulační efekt DSO zemního plynu pak slouží především k překlenutí výkonových rozdílů relativně stabilní produkce biometanu a nerovnoměrné spotřeby plynu dle otopové křivky.

Decentralizované kogenerační jednotky využívající biometan (v roční bilanci celkové spotřeby plynu) budou převážně provozovány v teplotěnském režimu, a proto jim není možné přiřadit regulační schopnost v rámci elektrizační soustavy.

Určitou možností je využití biometanu v centrálních zdrojích (plynové a paroplynové elektrárny), které jsou, ve značné míře, využívány k vyrovnávání spotřeby elektrické energie. Tento model využití biometanu však nelze doporučit, především vzhledem k minimálnímu využití tepelné energie, která bude na dosahovat srovnatelných hodnot, jako v klasické bioplynové stanici. Veřejné prostředky vynaložené na tento typ schématu nebudou účelně vynaloženy. Současně tento model výroby biometanu a jeho centralizované spotřeby nebude v souladu s podmínkami dlouhodobě udržitelného rozvoje energetiky.

Na základě výše uvedených důvodů není potřeba speciální podmínky pro regulaci v rámci sítě DS zemního plynu. Více v kapitole 3.3.

3.2 Elektřina – podpůrné služby

3.2.1 Možnosti zapojení BPS do podpůrných služeb

Nevýhodou BPS pro cílené využití v rámci podpůrných služeb je jejich malý výkon a časově omezená možnost jeho regulace. Na druhou stranu zde není problém s rychlou odezvou a mírou regulace až na úroveň 0 % výkonu. Pro certifikaci zdroje pro podpůrné služby jsou stanoveny podmínky uvedené v KODEXU PŘENOSOVÉ SOUSTAVY, Část II. - Podpůrné služby (PpS), jako součásti Základních podmínek pro užívání přenosové soustavy (dle zákona č. 458/2000 Sb., § 24, odst. 10):

Všechny podpůrné služby musí splňovat tyto obecné požadavky:

- Měřitelnost – se stanovenými kvantitativními parametry a způsobem měření.
- Garantovaná dostupnost služby během denního, týdenního a ročního cyklu s možností vyžádat si inspekci.
- Certifikovatelnost – stanovený způsob prokazování schopnosti poskytnout služby pomocí periodických testů.
- Možnost průběžné kontroly poskytování.

K zajištění „systémových služeb“ (SyS) používá ČEPS „podpůrné služby“ PpS poskytované jednotlivými uživateli přenosové soustavy (PS). ČEPS tak dosahuje správné a spolehlivé fungování elektrizační soustavy (ES) v rámci standardů, které si pro provoz zvolil, nebo které přijal jako člen propojených soustav.

Typy PpS:

- Primární regulace f bloku (PR)
- Sekundární regulace P bloku (SR)
- Terciární regulace P bloku (TR)
- Rychle startující 10-ti minutová záloha (QS10)
- Rychle startující 15-ti minutová záloha (QS15)
- Dispečerská záloha (DZt)
- Změna zatížení (ZZ30)
- Snížení výkonu (SV30)

- Vltava (VSR)
- Sekundární regulace U/Q (SRUQ)
- Schopnost ostrovního provozu (OP)
- Schopnost startu ze tmy (BS)

Bioplynové stanice by mohly formou sdružení do fiktivního bloku zajišťovat sekundární nebo terciární regulaci. Fiktivní blok může být v tomto okamžiku vytvořen pouze z bloků jedné elektrárny v případě, že bloky elektrárny jsou vyvedeny do jedné rozvodny a stejné napěťové úrovně, nejméně 22 kV.

Možnost tvorby a způsobu členění fiktivního bloku jsou však dány vzájemnou dohodou mezi provozovatelem výroby a provozovatelem PS. Podkladem pro dohodu o fiktivním bloku je certifikační autoritou zpracovaná studie „Studie možných konfigurací a variant fiktivního bloku“. Certifikace musí respektovat způsob tvorby fiktivního bloku a jeho možné provozní varianty.

Sekundární regulace P bloku (SR) je proces změny hodnoty výkonu regulovaného elektrárenského bloku, tak jak je požadováno sekundárním regulátorem frekvence a salda předávaných výkonů. Využitím regulační zálohy (SR) (dále RZSR) je dáno algoritmem sekundárního regulátoru Dispečinku ČEPS.

Poskytovatel PpS sekundární regulace P bloku (SR) musí velikost regulační zálohy (RZSR) loku realizovat určenou rychlostí nejpozději do 10 minut od požadavku. Minimální rychlost změny (RZSR) bloku je 2 MW/min. Minimální velikost (RZSR) poskytovaná na jednom bloku je 10 MW.

Terciární (točivá) regulace P bloku spočívá ve změně výkonu bloku na základě požadavku vyslaného na elektrárnu technickým zařízením Dispečinku ČEPS. Pro snižování výkonu využíváme zálohu označenou (RZTR-). Pro zvyšování výkonu využíváme zálohu označenou (RZTR+).

Poskytovatel PpS terciární regulace P bloku (TR) musí celou velikost regulační zálohy realizovat nejpozději do 30 minut od požadavku. Minimální velikost vykupované RZ (RZTR+ nebo RZTR-) pro blok připojený k regulátoru ČEPS je 10 MW. Minimální rychlost změny výkonu je 2 MW/min.

Další možností zapojení BPS do regulace je rychle startující 10-ti minutová záloha (QS10) nebo rychle startující 15-ti minutová záloha (QS15). Zde je však problémem požadavek na 24 hodinové trvání regulace, přičemž v možnostech BPS při zachování efektivního využití investic je trvání regulace o délce 3, maximálně 6 hodin, což odpovídá QS10. Rychlost startu u BPS není limitující překážkou.

Rychle startující 10-ti minutová záloha (QS10)

Jedná se o bloky, které jsou do 10 minut od příkazu Dispečinku ČEPS schopny poskytnout sjednanou zálohu RZQS10. Hlavním účelem použití těchto bloků je vyregulování výkonové nerovnováhy vzniklé jako důsledek výpadků elektrárenských bloků nebo náhlého a významného nárůstu zatížení.

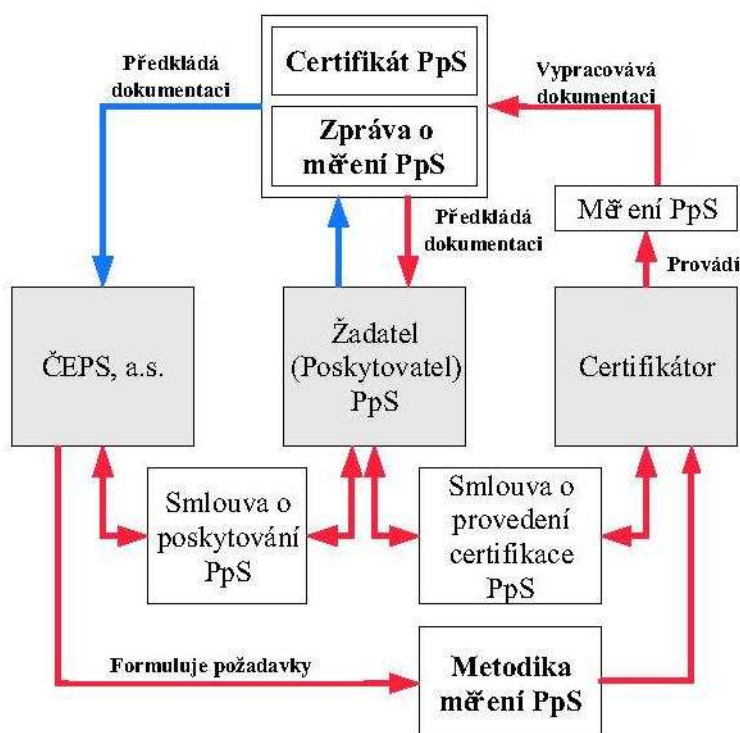
Minimální velikost (RZQS10) jednoho bloku musí být 30 MW (pokud není provozovatelem PS dohodnuto jinak). Minimální doba, po kterou musí být garantováno poskytování rychle startující 10-ti minutové zálohy (RZQS10), je 4 hodiny.

Rychle startující 15-ti minutová záloha (QS15)

Jedná se o bloky, které jsou do 15 minut od příkazu Dispečinku ČEPS schopny poskytnout sjednanou zálohu RZQS15. Rychle startující patnáctiminutovou zálohou se rozumí zvýšení výkonu na svorkách poskytujícího bloku. Poskytovatel PpS (QS15) musí garantovat dobu poskytování (RZQS15) minimálně 24 hodin od požadavku Dispečinku ČEPS, a to i v případě, kdy požadavek na provoz přesáhne do období, v němž již služba nebyla v PP rozepsána. Poskytovatel je povinen odstavit celou velikost regulační zálohy do 15 min. od pokynu Dispečinku ČEPS. Minimální velikost RZQS15 musí být 10 MW. Způsob aktivace určuje ČEPS.

3.2.2 Postup při certifikaci

Zdroj zapojený do regulace musí být ze strany ČEPS certifikován. Proces certifikace jsou činnosti, na jejichž konci stojí certifikát a zpráva o měření dané (PpS) jako nutná podmínka pro poskytování (PpS). Samotnému vystavení Certifikátu (PpS) předchází certifikační měření prováděné podle metodiky měření (PpS) zpracované v Kodexu PS.



Obrázek 1 Vzájemné vztahy subjektů při certifikaci PpS

Na počátku celého procesu certifikace stojí subjekt - iniciátor, který vyvolává potřebu provedení certifikačního měření (PpS). V tomto smyslu jsou za hlavního iniciátora považováni žadatelé o poskytování (PpS) – v tomto případě nejspíše sdružení provozovatelů BPS, tvořících fiktivní blok. Ve zvláštních případech (např. při pochybnostech o korektním poskytování (PpS)) může certifikaci iniciovat ČEPS, a.s.

V dalším kroku je nutné, aby Žadatel o poskytování (PpS) uzavřel smlouvu o provedení certifikace (PpS) s příslušnou autorizovanou certifikační

organizací (Certifikátor). Jedná se o smluvní vztah pouze mezi těmito organizacemi, do kterého ČEPS, a.s. nezasahuje.

Na základě takto uzavřené smlouvy o provedení certifikačního měření může být zahájeno měření dané (PpS). To probíhá podle metodiky měření (PpS) stanovené ČEPS, a.s. v Kodexu PS. Výsledky certifikačního měření je Certifikátor povinen zpracovat v protokolární formě – Certifikát a Zpráva o měření a ve formě dokumentační - Technická zpráva o výsledcích certifikačního měření. Žadatel o poskytování (PpS) předkládá protokoly (Certifikát a Zpráva o měření) ve dvou písemných vyhotoveních, Technickou zprávu o výsledcích certifikačního měření v jednom výtisku a současně tuto dokumentaci (protokoly, Technickou zprávu) a datové soubory na elektronickém médiu společnosti ČEPS, a.s. jako nutnou podmínku pro uzavření smlouvy o poskytování (PpS). Technická zpráva o výsledcích certifikačního měření představuje podrobnější záznam výsledků měření.

Žadatel o poskytování (PpS) předá doklady o certifikaci bloku pro příslušnou (PpS) na ČEPS,a.s., nejpozději patnáct pracovních dní před možným zařazením bloku do poskytování PpS (platí i pro opakovanou certifikaci). Po převzetí schválených dokladů (protokoly Certifikát a Zpráva o měření) od ČEPS, a.s., Žadatelem o poskytování (PpS) může Žadatel nabízet blok pro poskytování (PpS). Pokud ČEPS,a.s., neschválí doklady předložené Žadatelem, sdělí Žadateli důvody a až do předložení opravených dokladů nemůže Žadatel tento blok nabízet pro poskytování (PpS).

Na základě Certifikátu (PpS) a Zprávy o měření (PpS) může být uzavřena dohoda mezi ČEPS, a.s. a Žadatelem o poskytování (PpS). Certifikace schopnosti zařízení poskytovat (PpS) se provádí u všech zařízení nejpozději od data předchozího certifikačního měření v daném časovém intervalu, jenž je v tomto případě čtyřletý.

Bioplynové stanice by neměly mít problém splnit certifikační testy pro všechny tři zvažované typy regulačního využití.

3.2.3 Obecné požadavky na provádění testů (PpS)

(PpS) mohou být poskytovány bloky/elektrárnami lišícími se způsobem vyrábění elektrické energie, vnitřním schématem, vyvedením elektrického výkonu, technologickými parametry, závislostí parametrů na palivu či ročním období. Plně postihnout a stanovit přesná pravidla pro každý možný existující blok/elektrárnu není v principu možné ani účelné. Proto je nutné specifikovat některá obecná pravidla provádění certifikačních měření spíše než detailní popisy všech možných uspořádání. Dále následuje výčet těchto obecných pravidel:

1. Žadatel o poskytování (PpS) poskytuje Certifikátorovi všechny potřebné údaje ať již pro specifikaci prováděných měření nebo parametrů zařízení.
2. Certifikační měření se provádí:
 - na samostatných technologických celcích, které se vzájemně neovlivňují (příkladem takového technologického celku může být klasické blokové uspořádání kotel + turbogenerátor parní elektrárny)
 - na technologických celcích, skládajících se z více technologicky svázaných částí (příkladem je paroplynový blok - v tomto případě je možné měřit samostatně pouze plynovou část nebo parametry celého uspořádání; nelze však samostatně měřit pouze parní část, protože tato je závislá na provozu plynové části)
 - na elektrárně/teplárně jako celku (tzv. fiktivní blok (FB)) a to v případě komplikovaných a nestandardních uspořádání bloků (bloky se společnými parovody s více generátory, teplárenské provozy s podstatnou změnou odběru tepla; pokud jsou na takové elektrárně/teplárně i turbogenerátory (TG) nepodílející se na poskytování (PpS), ale technologicky propojené s TG poskytující (PpS) a mohou je ovlivňovat, jsou měřeny společně.
3. Jestliže je nabízeno více hodnot zálohy dané (PpS) jedním poskytovatelem pro stejnou technologickou skladbu, je potřeba provést certifikační měření pro každou variantu záloh dané (PpS). Výjimkou je případ, kdy se jednotlivé varianty úplně překrývají, potom se certifikuje pouze nejrozsáhlejší z nich.

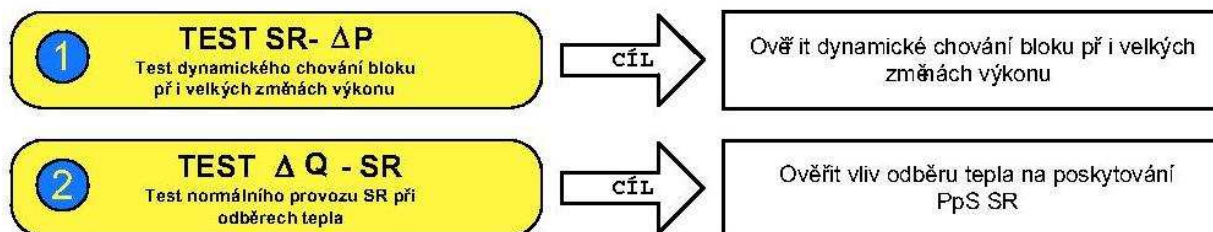
4. Specifické problémy poskytování (PpS) některých typů bloků/elektráren musí být řešeny „Studii provozních možností výroby poskytovat (PpS)“, kterou je nutné pro takovýto typ bloků/elektráren vypracovat (obsahová náplň viz Příloha č. 2 -). Hlavním účelem studie je určit informace, jaké (PpS), v jakém rozsahu, v kterých časových obdobích (den, týden, měsíc, rok), v jakých variantách provozu a o jaké velikosti může výroba nabízet. Studii zpracovává pro Poskytovatele PpS certifikační autorita.
5. Vystupuje-li elektrárna/teplárna z pohledu Provozovatele přenosové soustavy (ČEPS) jako FB, musí být pro tyto provozovny vypracována „Studie možných konfigurací a variant fiktivního bloku“ (obsahová náplň viz Příloha č. 3 - Studie možných konfigurací a variant fiktivního bloku). Hlavním účelem studie je uvedení struktury a provozních variant FB. Studii zpracovává pro Poskytovatele PpS certifikační autorita.
6. Certifikovaný elektrárenský blok nebo FB může podpůrnou službu (PR), (SR), (TR) poskytovat pouze ČEPS, a.s. Je nepřípustné, aby poskytovatel nabízel na jednom bloku nebo FB (PpS) charakteru regulace činného výkonu (PR, SR, TR, QS a DZt) nebo obdobnou regulační výkonovou službu v elektrizační soustavě současně dvěma subjektům.
7. Pokud existují nějaké další podmínky omezující certifikaci a poskytování dané (PpS), je nutné je uvést. Jedná se např. o časové omezení, omezení z důvodu ročního období (např. plynové turbíny bez regenerace) atd.
8. Certifikační autorita má právo eliminovat z certifikačního měření případné závady mimo měřený blok nebo FB. Tento krok musí certifikační autorita zdůvodnit a popsat ve Zprávě o měření (PpS).
9. Podmínky certifikačních měření platí i pro certifikaci „netto“ výkonů (PpS) (SR), (TR), (QS) bez výjimky.

3.2.4 Měření PpS sekundární regulace P bloku (SR)

Cílem testů sekundární regulace P bloku (SR) je prokázat, že zařízení provozovatele je schopno poskytovat PpS v souladu s požadavky PPS a to v rámci celého RRSRP (provozní regulační rozsah sekundární regulace), tj. pro každý poskytovatelem zvolený RRSR.

Certifikací bude stanoven provozní regulační rozsah sekundární regulace vymezený krajními hodnotami horní a dolní výkonové meze regulačního rozsahu sekundární regulace P bloku. Pokud bude rychlost změny činného výkonu dostatečná, potom stačí provést jediné měření. To lze v případě BPS očekávat.

Požadavky PpS vyplývají z podmínek spolupráce v mezinárodním propojení UCTE. Pro jejich ověření byly navrženy tyto dva testy:



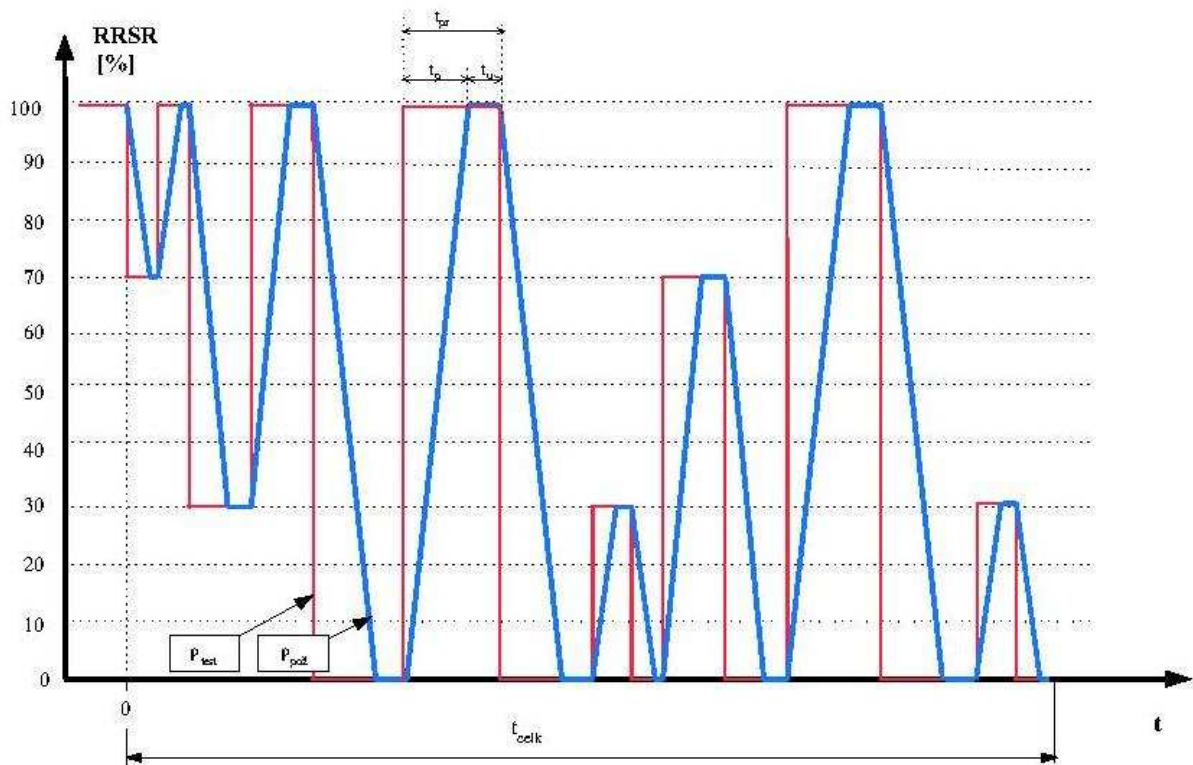
Obrázek 2 Testy SR

TEST SR - ΔP

Test dynamického chování bloku při velkých změnách výkonu

Hlavním cílem tohoto testu je zjistit, zda blok reaguje s patřičnou rychlostí na simulované změny zadaného činného výkonu, a to ve všech testovaných pásmech SR. Simulovaný testovací signál zadaného činného výkonu se zavede buď v terminálu elektrárny (TE) nebo na vhodném místě řídicího systému (ŘS) bloku, co nejbližší vstupu signálu od ČEPS.

Obrázek 3 Tvar testovacího signálu



Během měření se kromě vygenerovaného signálu požadovaného činného výkonu za omezovačem trendu zaznamenává i skutečný činný výkon bloku. Porovnáním obou průběhů se zjistí, zda má blok dostatečnou dynamiku, zda plní deklarované parametry ve všech pásmech SR a také se ověří, jestli skutečný trend změny činného výkonu odpovídá nastavené hodnotě.

Certifikovaná PpS SR musí mít následující vlastnosti:

- Zapínání a vypínání SR z místa obsluhy.
- Signalizace chodu SR na Dispečink ČEPS.
- Nastavování rychlosti změny činného výkonu bloku, minimální velikost rychlosti je 2 MW/min.
- Rychlost změny činného výkonu bloku nastavená v řídicím systému (ŘS) bloku pro provoz v PpS musí být nejméně o 5% větší než certifikovaná a nahlášená do ŘS ČEPS.

- Automatický přenos všech vyjmenovaných hodnot dle kapitoly I.8 Kodexu PS z TE do ŘS provozovatele PS.

Během měření nesmějí parametry technologických veličin bloku (tlaky, teploty, namáhání atd.) přestoupit meze dovolené provozními předpisy pro bezpečný provoz zařízení. Nesmí dojít k působení omezovačů (např. korektor tlaku) nebo ochran, které by měly za následek přerušení zkoušky nebo provozu bloku.

Obrázek 4 Zpráva o měření sekundární regulace

Zpráva o měření SR

Strana 1 / 2

CERTIFIKOVANÁ VÝROBNA:

Výrobna: Číslo bloku:

POŽADAVKY NA VÝROBNU ŽADATELE

1. Zapínání a vypínání SR z místa obsluhy bloku:	ano/ne <input style="width: 50px;" type="text"/>
2. Signalizace chodu SR na dispečink PPS:	ano/ne <input style="width: 50px;" type="text"/>
3. Nastavování rychlosti c_{SR} [MW/min], minimální velikost rychlosti $c_{SRmin}=2$ MW/min:	ano/ne <input style="width: 50px;" type="text"/>
4. Nastavování mezí jednotlivých pásem SR (P_{min} , P_{max}), $RRSR=20$ MW (± 10 MW):	ano/ne <input style="width: 50px;" type="text"/>
5. Automatický přenos všech výjmenovaných hodnot z terminálu elektrárny do ŘS PPS:	ano/ne <input style="width: 50px;" type="text"/>

1

TEST SR- ΔP

Test dynamického chování bloku při velkých změnách kmitočtu

Měřené veličiny

	způsob snímání dat	přesnost	Tp
$P_{pož}$	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>
P_{skut}	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>

Poznámky

.....

.....

.....

Testovací signál

Obrázek testovacího signálu včetně tabulky číselných údajů pro jeho konstrukci (30%, 70%, 100% RRSR, t_u , t_p , t_{pr})

Parametry testovacího průběhu P_{test}

	P_{minSRp} [MW]	P_{maxSRp} [MW]	$RRSR_p$ [MW]	c_{SR} [MW/min]	$RRSR$ [MW]	P_{MIN} [MW]	P_{MAX} [MW]	t_{caik} [min]
RRSR _{p hor}	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	test č.	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>
						test č.	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>
						test č.	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>
RRSR _{p dol}	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	test č.	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>
						test č.	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>
						test č.	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>
RRSR _{p str}	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	test č.	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>
						test č.	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>
						test č.	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>

Vypočtené hodnoty

	M [MW]	A [MW]	σ [MW]	$C_{SRskut1}$ [MW/min]	$C_{SRskut2}$ [MW/min]	$C_{SRskut3}$ [MW/min]	$C_{SRskut4}$ [MW/min]
test č. 1							
test č. 2							
test č. 3							
test č. 4							
test č. 5							
test č. 6							
test č. 7							
test č. 8							
test č. 9							

Splnění požadavků

		SR-A	SR-B	SR-C	SR-D	SR-E
test č. 1	ano/ne					
test č. 2	ano/ne					
test č. 3	ano/ne					
test č. 4	ano/ne					
test č. 5	ano/ne					
test č. 6	ano/ne					
test č. 7	ano/ne					
test č. 8	ano/ne					
test č. 9	ano/ne					

Přílohu tvoří grafy $P_{poz} = f(t)$, $P_{skut} = f(t)$, popř. $P_{test} = f(t)$.

Poznámka k měření

Závěr Certifikátora

Certifikační měření bylo provedeno podle metodiky popsané v Kodexu část II. Certifikovaný blok splnil/nespil⁽¹⁾ všechny požadavky Kodexu části I. a II. (aktuálně platné verze v době měření) na poskytování podpůrné služby sekundární regulace P bloku a je/není⁽¹⁾ technicky způsobilý k poskytování této služby.

datum

zprávu zpracoval


podpis, razítko

.....

⁽¹⁾ nevhodící se neuvádějte

Obrázek 5 Certifikát sekundární regulace

CERTIFIKÁT SR



ŽADATEL O POSKYTOVÁNÍ PpS:

Společnost: Kontaktní osoba:

Sídlo: Kontakt:

CERTIFIKÁTOR:

Společnost: Kontaktní osoba:

Sídlo: Kontakt:

CERTIFIKOVANÁ VÝROBNA:

Výrobna: Číslo bloku: Typ:¹⁾

Nominální výkon P_n : MW Minimální výkon P_{min} MW

CERTIFIKAČNÍ MĚŘENÍ:

Vyhovuje požadavkům na SR stanoveným v Kodexu PS (např. možnost zapínání a vypínání SR z místa obsluhy, nastavitelnost parametrů SR, rozmezí nastavitelnosti, signalizace stavu SR na dispečink PPS, automatický přenos hodnot do regulátoru f a P atd.): ano/ne

Vyhovuje testům:

TEST SR- Δ P: ano/ne TEST Δ Q - SR: ano/ne

Výrobna splňuje podmínky pro poskytování podpůrné služby SR: ano/ne

Datum měření:

CERTIFIKOVANÉ PARAMETRY:

	P_{max} [MW]	P_{min} [MW]	RRSR [MW]	Číslo bloku: P_{max} [MW] P_{min}	
Horní RRSR	<input style="width: 50px;" type="text"/>	<input style="width: 50px;" type="text"/>	<input style="width: 50px;" type="text"/>	<input style="width: 50px;" type="text"/>	Rychlost změny výkonu bloku c_{SR} : <input style="width: 50px;" type="text"/>
Dolní RRSR	<input style="width: 50px;" type="text"/>	<input style="width: 50px;" type="text"/>	<input style="width: 50px;" type="text"/>	<input style="width: 50px;" type="text"/>	
Střední RRSR	<input style="width: 50px;" type="text"/>	<input style="width: 50px;" type="text"/>	<input style="width: 50px;" type="text"/>	<input style="width: 50px;" type="text"/>	
					Počet pásem PSR: <input style="width: 50px;" type="text"/>

ODPOVĚDNÉ OSOBY:

Za Certifikátora předal: Datum a podpis:

Za Provozovatele převzal: Datum a podpis:

Za ČEPS, a.s. převzal: Datum a podpis:

¹⁾ označení dle Kodexu část II.

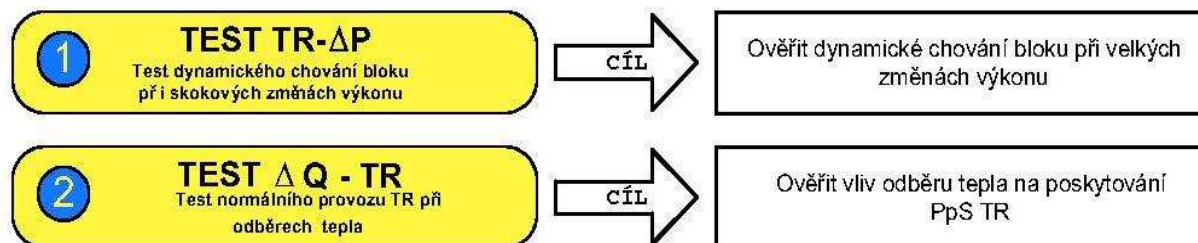
TEST ΔQ - SR

Test normálního provozu SR při odběrech tepla

Hlavním cílem testu DQ je zjistit, jak blok výkonově reaguje na změny odběru tepla (hmotnostní tok páry) z regulovaných a neregulovaných odběrů pro vnější spotřebitele a pro vlastní spotřebu. Jedná se zejména o bloky se společnými parovody a různé teplárenské provozy.

3.2.5 Měření PpS terciární regulace P bloku (TR)

Testování probíhá podobně jako u sekundární regulace. Opět jsou požadovány následující testy:

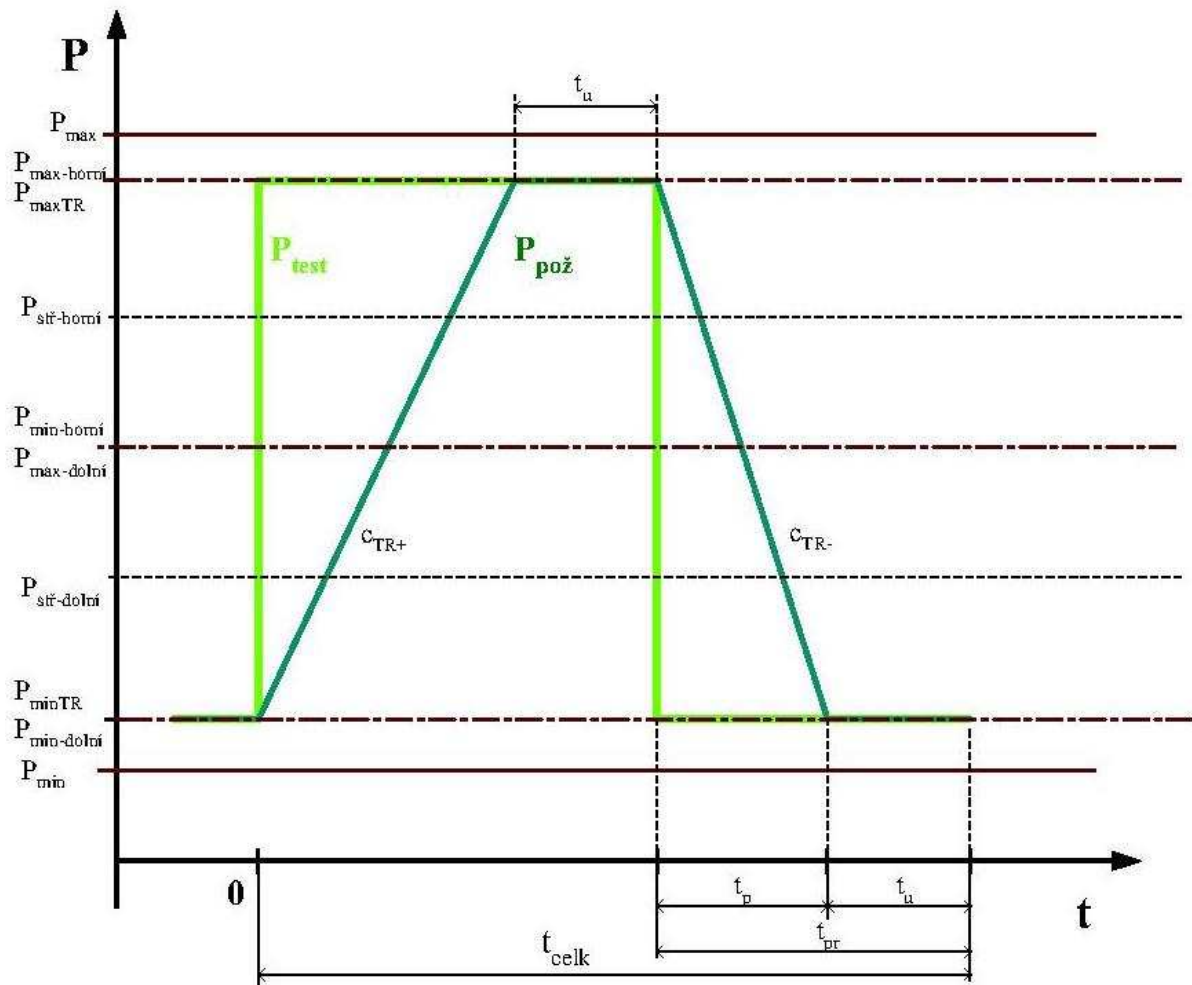


Obrázek 6 Testy TR

Certifikovaná (PpS) (TR) musí mít následující vlastnosti:

- Minimální velikost rychlosti změny činného výkonu směrem nahoru i směrem dolů je 2 MW/min
- Minimální velikost nabízených záloh v případě automatické aktivace je směrem nahoru i dolů 10 MW, při telefonické aktivaci 20 MW (což není případ BPS)
- Rychlost změny činného výkonu bloku nastavená v řídicím systému (ŘS) bloku pro provoz v PpS musí být nejméně o 5% větší než certifikovaná a nahlášená do ŘS ČEPS.
- Automatický přenos všech vyjmenovaných hodnot dle kapitoly I.8 Kodexu PS z TE do ŘS provozovatele PS.

Obrázek 7 Tvar testovacího signálu – TR



Během měření nesmějí parametry technologických veličin bloku (tlaky, teploty, namáhání atd.) přestoupit meze dovolené provozními předpisy pro bezpečný provoz zařízení. Nesmí dojít k působení omezovačů (např. korektor tlaku) nebo ochran, které by měly za následek přerušení zkoušky nebo provozu bloku. Pro fiktivní blok platí specifická pravidla detailně popsaná v Kodexu.

Obrázek 8 Zpráva o měření - TR

Zpráva o měření TR

Strana 1 / 1

CERTIFIKOVANÁ VÝROBNA:
 Výrobna: Číslo bloku:

POŽADAVKY NA VÝROBNU ŽADATELE

1. Minimální velikost $c_{TRmin} = 2$ MW/min: ano/ne
2. Minimální velikost automaticky aktivované $TR^+_{min} = 10$ MW, $TR^-_{min} = 10$ MW nebo telefonicky aktivované $TR^+_{min} = 20$ MW, $TR^-_{min} = 20$ MW: ano/ne
3. Automatický přenos všech vyjmenovaných hodnot z terminálu elektrárny do ŘS PPS: ano/ne

1

TEST TR-ΔP
Test dynamického chování bloku při skokových změnách výkonu

Měřené veličiny

	způsob snímání dat ¹⁾	přesnost	T _p
P _{poz}	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>
P _{skut}	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>

Poznámky

Vypočtené hodnoty

M <input style="width: 50px;" type="text"/> MW	σ <input style="width: 50px;" type="text"/> MW	c _{TR+skut} <input style="width: 50px;" type="text"/> MW/min
A <input style="width: 50px;" type="text"/> MW		c _{TR-skut} <input style="width: 50px;" type="text"/> MW/min

Splnění požadavků

TR-A	TR-B	TR-C	TR-D	TR-E
ano/ne <input style="width: 50px;" type="text"/>	ano/ne <input style="width: 50px;" type="text"/>	ano/ne <input style="width: 50px;" type="text"/>	ano/ne <input style="width: 50px;" type="text"/>	ano/ne <input style="width: 50px;" type="text"/>

Přílohu tvoří grafy P_{poz} = f(t), P_{skut} = f(t), popř. P_{leat} = f(t).

Poznámka k měření


Závěr Certifikátora

Certifikační měření bylo provedeno podle metodiky popsané v Kodexu část II. Certifikovaný blok splnil/nesplnil ⁽¹⁾ všechny požadavky Kodexu části I. a II. (aktuálně platné verze v době měření) na poskytování podpůrné služby (TR) a je/není ⁽¹⁾ technicky způsobilý k poskytování této služby.

datum	zprávu zpracoval	podpis, razítko
<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>	<input style="width: 100%;" type="text"/>

¹⁾ nehodící se neuvádějte

Obrázek 9 Certifikát - TR

CERTIFIKÁT TR					
ŽADATEL O POSKYTOVÁNÍ PpS:					
Společnost:	<input type="text"/>	Kontaktní osoba:	<input type="text"/>		
Sídlo:	<input type="text"/>	Kontakt:	<input type="text"/>		
CERTIFIKÁTOR:					
Společnost:	<input type="text"/>	Kontaktní osoba:	<input type="text"/>		
Sídlo:	<input type="text"/>	Kontakt:	<input type="text"/>		
CERTIFIKOVANÁ VÝROBNA:					
Výrobna:	<input type="text"/>	Číslo bloku:	<input type="text"/>	Typ: ¹⁾	<input type="text"/>
Nominální výkon P_n :	<input type="text"/> MW	Minimální výkon P_{min} :	<input type="text"/> MW		
CERTIFIKAČNÍ MĚŘENÍ:					
Vyhovuje požadavkům na TR stanoveným v Kodexu PS (např. možnost nastavení rychlosti změny výkonu, minimální velikost rychlosti a zálohy, přenos hodnot do ŘS PPS atd.):					ano/ne <input type="text"/>
Vyhovuje testům:					
TEST TR- Δ P:	ano/ne <input type="text"/>	TEST Δ Q - TR:	ano/ne <input type="text"/>		
Výrobna splňuje podmínky pro poskytování podpůrné služby TR:					ano/ne <input type="text"/>
Datum měření:	<input type="text"/>				
CERTIFIKOVANÉ PARAMETRY:					
TR^+	<input type="text"/> MW	C_{TR^+}	<input type="text"/> MW/min	P_{maxTR}	<input type="text"/> MW
TR^-	<input type="text"/> MW	C_{TR^-}	<input type="text"/> MW/min	P_{minTR}	<input type="text"/> MW
				Číslo bloku:	<input type="text"/>
				P_{maxTR}	<input type="text"/> MW
				P_{minTR}	<input type="text"/> MW
ODPOVĚDNÉ OSOBY:					
Za Certifikátora předal:	<input type="text"/>	Datum a podpis:	<input type="text"/>		
Za Provozovatele převzal:	<input type="text"/>	Datum a podpis:	<input type="text"/>		
Za ČEPS, a.s. převzal :	<input type="text"/>	Datum a podpis:	<input type="text"/>		

¹⁾ označení dle Kodexu část II.

3.2.6 Měření (PpS) Rychle startující 10-ti min. záloha (QS10)

Pro ověření musí Poskytovatel této (PpS) podstoupit jednoduchý test zkonstruovaný tak, aby byl pokud možno co nejvěrnějším přiblížením skutečného průběhu startu zdroje:

- Certifikované zařízení musí být odpojeno od přenosové sítě a ve stavu obvyklém před přijmutím pokynu nastartování bloku.
- Pokyn k najetí bloku bude realizován dálkově, impulsem, z místa nebo hlasově a musí být zaznamenán v ŘS bloku.
- Od tohoto okamžiku bude snímán skutečný čas až do najetí na certifikovaný činný výkon PQS10 v čase 10 min.
- Změří se graf časové závislosti skutečného výkonu
- Zaznamená se činný výkon dosažený v předepsaném čase.

Certifikovaná (PpS) Rychle startující zálohy (QS10) musí mít následující vlastnosti:

- Minimální velikost činného výkonu jednoho bloku poskytující tuto (PpS) musí být 30 MW, není-li s Provozovatelem PS (ČEPS) dohodnuto jinak.
- Minimální doba, po kterou musí být garantováno poskytování (QS10) od dosažení poskytovaného činného výkonu, je 4 hodiny.
- Skutečná hodnota výkonu se v průběhu garantované minimální doby pro poskytování (QS10) nesmí od certifikované hodnoty PQS10 lišit více než (+10%, -0%).

Obrázek 10 Zpráva o měření – rychlý start

Zpráva o měření QS ₁₀			
Strana 1/1			
CERTIFIKOVÁNÁ VÝROBNA:			
Výrobna:	<input type="text"/>	Číslo bloku: <input type="text"/>	
SPLNĚNÍ POŽADAVKŮ:			
ano/ne	QS ₁₀ -A <input type="text"/>	ano/ne	QS ₁₀ -B <input type="text"/>
Přílohu tvoří grafy P_{QS10} , $P_{skut} = f(t)$, $f_g = f(t)$, které dokumentují a znázorňují jednotlivé fáze QS ₁₀ .			
Poznámka k měření			
<input type="text"/>			
Certifikační měření bylo provedeno podle metodiky popsané v Kodexu část II. Certifikovaný blok splnil/nesplnil ⁽¹⁾ všechny požadavky Kodexu části I. a II. (aktuálně platné verze v době měření) na poskytování podpůrné služby rychle startující 10-minutové zálohy a je/není ⁽¹⁾ technicky způsobilý k poskytování této služby.			
datum	zprávu zpracoval	podpis, razítko	
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
1) nehodící se neuvádějte			

Obrázek 11 Certifikát – rychlý start

CERTIFIKÁT QS ₁₀		čeps, a.s.			
ŽADATEL O POSKYTOVÁNÍ PpS:					
Společnost:	<input type="text"/>	Kontaktní osoba:	<input type="text"/>		
Sídlo:	<input type="text"/>	Kontakt:	<input type="text"/>		
CERTIFIKÁTOR:					
Společnost:	<input type="text"/>	Kontaktní osoba:	<input type="text"/>		
Sídlo:	<input type="text"/>	Kontakt:	<input type="text"/>		
CERTIFIKOVANÁ VÝROBNA:					
Výrobna:	<input type="text"/>	Číslo bloku:	<input type="text"/>	Typ: ¹⁾	<input type="text"/>
Nominální výkon P_n :	<input type="text"/> MW	Minimální výkon P_{min} :	<input type="text"/> MW		
CERTIFIKAČNÍ MĚŘENÍ:					
Vyhovuje požadavkům na 10 -ti minutovou regulační zálohu QS ₁₀ stanoveným v Kodexu PS:			ano/ne	<input type="text"/>	
Datum měření:	<input type="text"/>				
CERTIFIKOVANÉ PARAMETRY:					
Hodnota P_{QS10} pro 10-ti minutovou zálohu:	<input type="text"/> MW				
Hodnota t_{QS10} pro 10-ti minutovou zálohu:	<input type="text"/> min				
ODPOVĚDNÉ OSOBY:					
Za Certifikátora předal:	<input type="text"/>	Datum a podpis:	<input type="text"/>		
Za Provozovatele převzal:	<input type="text"/>	Datum a podpis:	<input type="text"/>		
Za ČEPS, a.s. převzal:	<input type="text"/>	Datum a podpis:	<input type="text"/>		

¹⁾ označení dle Kodexu část II.

3.2.7 Nutné předpoklady pro zařazení skupiny BPS do PpS

Podmínkou pro využití bioplynových stanic jako poskytovatelů podpůrných služeb je kromě souhlasu ČEPS, a.s., resp. distributorů, zpracování dvou studií: Studie provozních možností výroby poskytovat (PpS) a Studie možných konfigurací a variant fiktivního bloku.

Náplní „Studie provozních možností výroby poskytovat (PpS)“ je poskytnout informace, jaké podpůrné služby (PR, ST, TR atd.) a v jakém rozsahu může výroba v různých časových obdobích (den, týden, měsíc, rok) nabízet. Poněvadž skladba a typy zařízení se u jednotlivých výroben značně liší, je nutné konkrétní obsahovou náplň studie přizpůsobit dané výrobě.

Studie obsahuje zejména:

1. Parametry hlavního výrobního zařízení:

- typ výrobního zařízení
- počet samostatných výrobních zařízení (nejsou technologicky svázány)
- technologické parametry technologických celků i dílčích jednotek (jmenovitý činný výkon P_n [MW], P_{max} [MW], P_{min} [MW] atd.)
- základní parametry vstupních a výstupních medií (tlaky, teploty, množství atd.)
- základní charakteristiky (odběrové diagramy turbin, najížděcí křivky atd.)
- základní dynamické parametry zařízení (dovolené rychlosti zatěžování s ohledem na všechny aspekty jako např. ekologické parametry a pro celý rozsah zařízení včetně speciálních požadavků), apod.

Jedná se především o zařízení:

- turbin (plynové, parní),
- kotlů (druh paliva, typ spalínového kotle, typ kotle, spalovací zařízení, vlastnosti přípravy paliva, atd.)
- redukčních (přepouštěcích) stanic
- zařízení pro dodávku tepla
- dalších důležitých zařízení, která ovlivňují velikost nabízených (PpS).

2. Základní charakteristiky dodávek tepla (pára, voda, technologie, otop, požadavky na výstupní parametry (tlak, teplota), množství v čase atd.).
3. Základní řazení technologického zařízení při dodávkách tepla v průběhu roku.
4. Struktura regulací při proměnných dodávkách tepla a elektřiny v průběhu roku.
5. Statické charakteristiky výroby elektrické energie (vypočtené charakteristiky) alespoň po hodinách za celý poslední rok, a to především:
 - minimální vynucená výroba (součtový svorkový činný výkon) v průběhu roku (z hodinových nebo kratších intervalů průměrných hodnot dodávek tepla výpočet z odběrových diagramů turbin)
 - minimální vynucená dodávka do sítě (z hodnot výroby a celkové vlastní spotřeby, tj. vlastní spotřeby výroby a přímých dodávek elektřiny pro přímé uživatele)
 - minimální vynucená dodávka do sítě s ohledem na minimální výkony výroby páry (minimální výkon kotlů a jejich řazení)
 - maximální možná dodávka elektřiny do sítě zjištěná z dodávek tepla a ze jmenovitých parametrů (jmenovitá hltnost, jmenovité výkony kotlů, řazení a počet turbin a kotlů atd.)
 - maximální možná dodávka elektřiny do sítě zjištěná z dodávek tepla a z maximálních parametrů jednotlivých zařízení, tj. turbin a kotlů atd.
 - možnosti přetěžování zařízení
 - další charakteristiky podle typu zařízení (např. zvláštní pozornost vyžadují vynucené výkony při dodávkách tepla v horké vodě pro otop v rozsáhlých teplárenských soustavách, kde se předpokládá využití tepelné setrvačnosti zařízení)
 - vypočtené hodnoty rezervního výkonu výroby (dodávka na prahu výroby), který je k dispozici pro podpůrné služby a jeho závislost na čase
 - předpoklady dodávek jednotlivých podpůrných služeb v čase (PR, SR případně TR)
 - základní struktury regulací při dodávce jednotlivých (PpS).
 - rozbor vlivu proměnlivých dodávek tepla (fluktuace dodávek tepla) na dynamické vlastnosti nabízených (PpS)

Závěr studie zaměřený na pravděpodobnostní aspekty velikosti nabízených (PpS) v čase (závislost na dodávkách tepla a jejich změnách) a navržené varianty, v kterých je možné poskytovat (PpS) včetně jejich velikostí.

Náplní „Studie možných konfigurací a variant fiktivního bloku“ je uvedení struktury a provozních variant fiktivního bloku (FB).

Studie obsahuje zejména:

1. Přehledové schéma hlavního výrobního zařízení
2. Výčet samostatných a technologicky svázaných výrobních zařízení (v návaznosti na přehledové schéma v bodě 1.)
3. Skladba FB. Z pohledu provozovatele přenosové soustavy (ČEPS) se jedná především o možnou účast TG ve FB. Z pohledu výroby a funkce celého FB včetně jeho výkonových rozsahů a dynamických vlastností se jedná také např. o kotle a další důležitá zařízení.
 - maximální skladba FB obsahující maximální možnou konfiguraci technologického zařízení (TG, kotlů, ...) ve FB,
 - dílčí provozované skladby FB obsahující jen některé technologické zařízení (TG, kotle, ...) oproti maximální skladbě FB.
4. Regulační a neregulační TG ve FB z pohledu dálkového řízení ČEPS (v návaznosti na bod 3.)
 - regulační TG FB – TG zařazené do FB a dálkově řízené z Dispečinku ČEPS, tzn. přispívající do regulačního rozsahu (PpS)
 - neregulační TG FB – TG zařazené do FB bez dálkového řízení z Dispečinku ČEPS, tzn. nepřispívající do regulačního rozsahu (PpS), ale jsou provozovány místně na nasmlouvaný básový bod
5. Provoz FB včetně vazby provozu jednotlivých TG a kotlů.
 - zařízení FB nejsou technologicky svázaná – jedná se o samostatné výrobní celky
 - zařízení FB jsou technologicky svázaná např. společnou parní sběrnou
 - kombinovaný provoz technologicky svázaného a nesvázaného zařízení

6. Provozní varianty FB z pohledu poskytování (PpS) (v návaznosti na bod 3)

3.2.8 Vyhodnocování PpS ze strany ČEPS

Hodnocení spočívá v porovnání rozsahů (PpS) rozepsaných v PP (aktualizované o výsledky vnitrodenního obchodování a schválené náhrady poruchově odpadlých (PpS)) se skutečností. Pro jednotlivé druhy (PpS) se hodnotí zejména doba provozu (případně disponibilita), dodržení objemu vykoupených služeb (velikost regulační zálohy) a úspěšnost aktivace (pokud má pro danou (PpS) význam). Podle možností je rovněž průběžně ověřována kvalita dané vykoupené (PpS).

Základem pro vyhodnocování jsou zejména: zpravidla 1 minutové hodnoty z provozních měření a z ŘS průběžně ukládané do databáze reálného času Dispečinku ČEPS, jejich hodinové průměry a dispečerská dokumentace. Časové intervaly disponibility a doby provozu jsou zaokrouhlovány na celé hodiny. (Pro zaokrouhlování platí pravidlo, že je-li v dané hodině disponibilita nebo doba provozu bloku větší nebo rovna 50 minutám, je příslušná (PpS) poskytována, je-li disponibilita nebo doba provozu bloku menší než 50 minut, není příslušná (PpS) poskytována.) Místem předání dat pro vyhodnocování je vstup do výše zmíněné databáze.

ČEPS provádí průběžné vyhodnocování níže uvedených (PpS). Předběžné výsledky vyhodnocení některých (PpS) mohou být k dispozici prostřednictvím ePortálu Damas a to zpravidla do 2 pracovních dnů následujících po dni poskytnutí služby. Definitivní výsledky jsou k dispozici vždy po skončení příslušného kalendářního měsíce.

Sekundární regulace P bloku (SR), terciární regulace P bloku (TR)

ČEPS provádí průběžnou kontrolu nabídky bloků do (SR) a (TR) a kontrolu správné funkce (SR, TR) statistickým vyhodnocením rozdílu mezi skutečným výkonem jednotlivých bloků (Pskut) a požadovanými hodnotami výkonu těchto bloků (Ppož) vysílanými regulátorem Dispečinku ČEPS.

Vyhodnocují se zejména následující veličiny:

1. doba provozu bloku v dálkovém řízení pro každý den a časové pásmo měřená po minutách a zaokrouhlená na hodiny,
2. doba účasti bloku na regulaci (SR) na bloku pro každý den a časové pásmo měřená po minutách a zaokrouhlená na hodiny,
3. aktivace (TR) - vyhodnocuje se skutečná změna mezí regulační zálohy vysílaných blokem jako reakce daného bloku na příslušnou změnu kryptované ceny vyslanou ŘS Dispečinku ČEPS,
4. kontrola funkce (SR a TR) - statistické hodnocení: střední hodnota rozdílu (Pskut-Ppož), prováděné po hodinách,
5. kontrola funkce (SR a TR) - statistické hodnocení: střední kvadratická odchylka rozdílu (Pskut-Ppož), prováděné po hodinách,
6. kontrola skutečné velikosti regulačního rozsahu (SR a TR) pro jednotlivé bloky prováděná po hodinách, (Sledují se hodnoty mezí pro regulaci, které jsou vysílány bloky a platí, že skutečná velikosti regulačního rozsahu (SR a TR) by měla být trvale rovna minimálně 95% z hodnoty z přípravy provozu. Taktéž je zohledněna rychlost zatěžování).
7. kontrola maximální rychlosti zatěžování (SR a TR). (Platí, že výkon Psk musí být uvnitř příslušných regulačních mezí minimálně 50 minut v každé hodině; rychlost zatěžování nesmí klesnout pod hodnotu uvedenou v PP.)

Rychle startující 10-ti minutová záloha (QS10)

Při každé aktivaci (QS10) se eviduje čas pokynu dispečera ČEPS. Z provozních měření se určuje čas dosažení požadovaného výkonu a doba provozu bloku po najetí. Za aktivaci (QS10) se též považuje odstavení PVE z čerpání. Vyhodnocuje se splnění doby najetí bloku, splnění minimální požadované doby provozu bloku a plnění výkonu požadovaného Dispečinku ČEPS.

Podkladem pro hodnocení poskytování (QS10) je denní hodnocení prováděné útvary ČEPS, a to následující údaje:

1. disponibilní výkon v (QS10) pro každou hodinu,

2. aktivace (QS10) po hodinách a blocích,
3. počet úspěšných a neúspěšných aktivací (QS10)
4. garantovaná energie na jednotlivých zdrojích.

Jako úspěšná aktivace se hodnotí:

- aktivace (QS10) do 10 min. dle požadavku dispečera ČEPS,
- výkon bloku na požadované hodnotě až do doby, kdy dispečer ČEPS dá pokyn k odstavení (nepoužije se, byla-li vyčerpána energie odpovídající 4 hodinám vykoupeného výkonu (QS10)
- deaktivace (QS10) dle požadavku dispečera ČEPS,
- dodržení garantovaného množství energie na bloku.

Pokud, alespoň jeden z výše uvedených bodů není splněn, považuje se aktivace za neúspěšnou

3.2.9 Vyhodnocení regulační energie

Při poskytování (PpS) dochází v důsledku řízení bloku v jeho regulačním rozsahu k dodávce energie, která může být odlišná od dodávky odpovídající diagramovému bodu bloku a vycházející ze sjednaných hodnot dodávek elektřiny. Tento rozdíl, pokud byl vyvolán požadavky dispečinku ČEPS (a v jejich rozsahu) a je v příčinné souvislosti s poskytováním (PpS), je označen jako regulační energie. Regulační energie může být kladná, je-li skutečná dodávka bloku vyšší než plánovaná (odpovídající diagramovému bodu bloku) nebo záporná, je-li nižší.

Regulační energie nevzniká aktivací PpS PR. Regulační energie rovněž nemůže vzniknout v odchodním intervalu, kdy nebyly ČEPS vykoupeny příslušné PpS. Velikost regulační energie určí ČEPS následujícím způsobem s ohledem na dostupnost hodnot vyplývající z charakteru jednotlivých PpS:

1. V případě, že existuje v řídicím systému ČEPS žádaná hodnota výkonu bloku (zejména PpS SR a TR), regulační energie je vypočtena jako rozdíl energie získané integrováním hodnoty žádaného výkonu bloku v řídicím systému a energie odpovídající diagramovému bodu tohoto bloku.
2. V případě, že hodnota žádaného výkonu není k dispozici, regulační energie je vypočtena jako rozdíl energie získané integrováním skutečného výkonu bloku na svorkách generátoru a energie odpovídající diagramovému bodu tohoto bloku.
3. V případě, že diagramový bod je v daném obchodním intervalu roven nule, lze za regulační energii rovněž označit veškerou energii dodanou do sítě po aktivaci příslušných PpS.

ČEPS zohlední při výpočtu velikosti regulační energie podle postupu v bodech 1. a 2. případnou změnu vlastní spotřeby bloku vyvolanou aktivací PpS, pokud k tomu bude mít potřebné podklady od poskytovatele upřesněné nejpozději v rámci denní přípravy provozu.

3.2.10 Podmínky pro zájemce o poskytování podpůrných služeb

Zájemce o poskytování (PpS) předá ČEPS žádost, ve které informuje ČEPS o svém záměru stát se poskytovatelem (PpS). Spolu s touto žádostí předá poskytovatel dokumenty dokládající historii společnosti (výpis z obchodního rejstříku, výroční zprávy za tři roky atd.). Na základě této žádosti stanoví ČEPS termín jednání spolu se seznamem technických údajů zařízení žadatele potřebných k jednání včetně požadavků na zpracování „Studie provozních možností výroby poskytovat (PpS)“ a případně „Studie možných konfigurací a variant fiktivního bloku“.

ČEPS musí navrhnout datum jednání do 30 dnů od obdržení žádosti. Na jednání předloží žadatel požadované údaje. ČEPS informuje žadatele o základních požadavcích na poskytovatele podpůrných služeb, včetně používané technologie elektronické komunikace. Zápisem z tohoto jednání se stanoví závazný časový harmonogram dalších kroků v tomto pořadí:

1. Protokol o provedení zkoušky „bod-bod“ a funkčních testů
2. Předat certifikát bloku pro nabízenou (PpS)
3. Podepsání Dohody (PpS)
4. Přístup do ePortálu Damas

Výběrové řízení na nákup jednotlivých (PpS), v následujícím období, vyhlašuje ČEPS na www.ceps.cz nejpozději do 15. listopadu a v průběhu roku pak podle potřeby. ČEPS zároveň rozešle výzvy k podání nabídky všem poskytovatelům (PpS) s platnou Dohodou (PpS). Rozeslání výzev k podání nabídek bude provedeno písemně nebo elektronicky, způsobem dohodnutým v Dohodě (PpS). Pro podporu zajištění spolehlivosti a s odvoláním na předpokládaný dlouhodobý rozvoj může ČEPS organizovat nákupy (PpS) i pro období přesahující 1 kalendářní rok.

V případech podle odst. 3.2.3. ČEPS dále uveřejňuje informaci o vyhlášení VŘ na www.ceps.cz a formou inzerátu minimálně v jednom celostátním deníku v předstihu minimálně 30 dnů.

Nabídka je podávána buď elektronicky prostřednictvím obchodního portálu (dle Dohody (PpS) a Pravidel provozu obchodního portálu) nebo písemně v zapečetěné obálce ve třech vyhotoveních (dle Dokumentace VŘ a podmínek VŘ; v případě, že má zájemce o poskytování (PpS) uzavřenu Dohodu (PpS) i dle Dohody (PpS)).

Každé vyhotovení nabídky obsahuje všechny nutné náležitosti dle Dokumentace VŘ. Při převzetí v sídle ČEPS je zkontrolováno neporušené zapečetění všech obálek a jejich počet. Přijaté nabídky jsou uchovány a zabezpečeny proti otevření do doby stanovené pro otevření nabídek dle Dokumentace VŘ.

Nabídky doručené po uzávěrce nebo nabídky, které nejsou prokazatelně předány v souladu s Dokumentací VŘ či Pravidly provozu obchodního portálu nejsou do výběrového řízení přijaty.

Podáním nabídky se nabízející zavazuje, že v případě, že jeho nabídka bude přijata zcela nebo zčásti, uzavřít smlouvu v rozsahu odpovídající vybrané a ČEPS potvrzené nabídce za podmínek a pravidel stanovených Dohodou (PpS), je-li již uzavřena. Tuto smlouvu se poskytovatel zavazuje podepsanou oprávněným zástupcem společnosti doručit do doby uvedené v Dokumentaci VŘ do sídla ČEPS, a.s., Elektrárenská 774/2, Praha 10. Pokud tak neučiní nebo pokud by kompetentní představitel byl ochoten podepsat smlouvu, ale s výhradami k jejím podmínkám, pak má ČEPS právo na náhradu škody. Výše škody se zjistí poté, co bude zajištěna náhradní dodávka, a to ve výši vícenákladů na kompenzaci neposkytnuté služby.

ČEPS organizuje rovněž Denní trh s (PpS) (dále DT (PpS)) prostřednictvím obchodního portálu. Elektronické předkládání nabídek, sdělení výsledků vyhodnocení nabídek na poskytování (PpS), časy uzávěrek jakož i další podmínky užívání obchodního portálu jsou popsány v Dohodě (PpS) a Pravidlech provozu obchodního portálu.

Nesplnění těchto podmínek opravňuje ČEPS prostřednictvím obchodního portálu předkládanou nabídku nepřijmout nebo DT (PpS) zrušit. ČEPS nepřijme též nabídky předložené po uzávěrce stanovené pro jejich

předkládání. Nepřijetí nabídky oznámí ČEPS prostřednictvím obchodního portálu příslušnému poskytovateli.

Obchodování na Denním trhu s (PpS) probíhá pouze v pracovních dnech. ČEPS je oprávněna změnit obchodování na denní, probíhající i v nepracovní dny na základě oznámení zveřejněného na internetové stránce a zaslání smluvním poskytovatelům (PpS) nejméně 30 kalendářních dnů před dnem účinnosti této změny.

ČEPS zveřejňuje v obchodním portálu předběžnou poptávku po jednotlivých (PpS) na každý následující pracovní den. V poslední pracovní den před nepracovním dnem zveřejňuje ČEPS poptávku na všechny následující nepracovní dny a první pracovní den poté.

ČEPS na základě příjmu dat denní přípravy provozu na následující obchodní den může upřesnit poptávaný objem v jednotlivých kategoriích (PpS). Podrobnosti jsou uvedeny v Pravidlech obchodního portálu.

Poskytovatelé (PpS) předkládají své nabídky na jednotlivé kategorie (PpS) tak, že vyplní elektronický formulář obchodního portálu a odešlou jej nejpozději do času uzávěrky pro příjem nabídek dle Pravidel obchodního portálu. Stanovil-li ČEPS cenový limit, nesmí nabízená cena za výkon tento limit přesáhnout. Není-li cenový limit stanoven, nesmí nabízená cena přesáhnout počet platných míst ve formuláři zadání nabídky.

Po uzávěrce DT (PpS) jsou všem nabízejícím poskytovatelům jednotlivě zpřístupněny v obchodním portálu výsledky vyhodnocení nabídek na DT (PpS) potvrzující pro každou hodinu akceptovaný objem poskytované služby a marginální cenu. Zpřístupněním těchto výsledků akceptovaných hodnot nabídky je sjednán obchodní případ nákupu (PpS) mezi ČEPS a smluvním poskytovatelem v rozsahu a s cenami stanovenými ve výsledcích.

ČEPS je oprávněna zrušit denní nákup všech (PpS), zrušit nákup pouze konkrétní (PpS) nebo zrušit nákup konkrétní (PpS) v určitém čase. Důvodem pro toto zrušení obchodování je, že ceny (PpS) přesahují ceny

obvyklé. ČEPS je oprávněna zrušit denní obchodování též v případech technických poruch obchodního portálu s nebo selhání komunikačních tras. Zrušení obchodování vyhlásí ČEPS zprávou v obchodním portálu nebo faxem kontaktním osobám nabízejících poskytovatelů dle Dohody (PpS). Rozhodujícím výběrovým kritériem je jednotková cena nabízené služby.

Sjednaná cena v Kč je hrazena za každou MW.h skutečně poskytnuté regulační zálohy (PpS), na základě odsouhlaseného vyhodnocení (dle Dohody PpS) až do výše sjednané pro danou hodinu podle všech jednotlivých Smluv. Úhrada je prováděna za každou hodinu pouze za skutečně poskytnutou regulační zálohu (PpS) až do celkové sjednané výše.

Při poskytování (PpS) dochází v důsledku řízení bloku v jeho regulačním rozsahu k dodávce energie, která může být odlišná od dodávky odpovídající diagramovému bodu bloku a vycházející ze sjednaných hodnot dodávek elektřiny. Tento rozdíl, pokud byl vyvolán požadavky Dispečinku ČEPS (a v jejich rozsahu) a je v příčinné souvislosti s poskytováním (PpS), je označen jako regulační energie. Regulační energie může být kladná, je-li skutečná dodávka bloku vyšší než plánovaná (odpovídající diagramovému bodu bloku) nebo záporná, je-li nižší.

ČEPS není odpovědná za úhradu dodávky/nedodávky regulační energie dodané nad/pod rámec hodnoty plánované v PP v důsledku využití výkonu bloků pro (PpS) a jejich regulace ve sjednaném pásmu (PpS). Tato odpovědnost přísluší OTE.

V případě poskytování (PpS), kdy může vzniknout regulační energie je poskytovatel povinen uzavřít smlouvu s OTE o poskytování (PpS). Tato smlouva musí být uzavřena minimálně 3 dny před začátkem poskytování (PpS) pro ČEPS.

3.2.11 Závěry k poskytování podpůrných služeb

Po diskusi se zástupci ČEPS, a.s., jsme dospěli k závěru, že poskytování podpůrných služeb ze strany rozptýlených BPS nebude reálné. Praktickému využití brání zejména tyto požadavky ČEPS:

- reálné nevyrobení elektřiny (nikoliv rozložení nevyužité kapacity BPS do ostatních časových pásem, kdy bude možno elektřinu vyrábět)
- minimální velikost jednotlivého zdroje 10 MW
- v případě více zdrojů vlastnictví jedním subjektem
- jednoznačná odpovědnost jednoho subjektu za řízení regulační kapacity (tyto požadavky brání např. sdružení více BPS do jednoho „virtuálního bloku“)

Další otázkou je ekonomická výhodnost podpůrných služeb poskytnutých ze strany BPS. V případě, že by provozovatel PS musel platit celý rezervovaný výkon BPS pro TR-, nebylo by to v porovnání s jinými typy zdrojů, které jsou schopné reálně poskytovat tyto služby v některých situacích i za symbolickou cenu 1 Kč za MWh, zajímavé.

Z tohoto důvodu doporučuje ČEPS nabídnout případné regulační kapacity vytvořené v rámci skupiny BPS přímo nebo prostřednictvím specializovaného subjektu na vyrovnávacím trhu organizovaném operátorem trhu nebo neřízeným zdrojům či v rámci Smart Grids. Přesto při změně situace není teoretická diskuse o otevření trhu podpůrných služeb (a úpravě stávajících pravidel) pro BPS zcela vyloučena.

3.3 Elektřina – vyrovnávací trh

3.3.1 Možnosti zapojení BPS do vyrovnávacího trhu OTE

Provozovatel bioplynové stanice je povinen se dle § 23, odst. 2, písm. n energetického zákona zaregistrovat jako účastník trhu. Každý registrovaný účastník trhu má pak možnost stát se účastníkem vyrovnávacího trhu a nabídnout svou regulační kapacitu v rámci tohoto krátkodobého obchodování s elektřinou.

Obchody na vyrovnávacím trhu jsou uzavírány mezi výrobcí a provozovatelem přenosové soustavy (PPS), který poptává většinou cca 30 minut před započítáním následujícího hodinového intervalu pokrytí odchylek, které jsou pro uvedený interval předpovídány. Větší poptávka je po záporné regulační energii, tedy v segmentu, který je vhodný pro BPS.

Při obchodování na vyrovnávacím trhu není podstatná celková kapacita, kterou nabízející disponuje. Mohou tam tedy vystupovat jednotlivé BPS. Ovšem z hlediska řízení provozu BPS a maximalizace výnosů by bylo žádoucí sdružení nabízejících BPS do větší skupiny.

Výnosy z těchto obchodů jsou zajímavé, přesto nedosahují takové výše, aby plně pokryly vícenáklady na regulaci BPS. Ceny za zápornou regulační energii se podle poptávaného objemu a okolností na trhu pohybují většinou mezi 100 – 500 Kč pro výrobce za nevyrobenou (či navíc odebranou) MWh, ale jsou případy, kdy se ceny dostanou přes 1000 Kč za MWh, nebo naopak kdy i za vypnutí výroby elektřiny výrobce ještě musí doplatit. Jedná se však spíše o výjimečné situace.

3.3.2 Obchodní podmínky pro vyrovnávací trh

Obchodní podmínky pro vyrovnávací trh s regulační energií (VT) jsou zveřejněny na stránkách OTE, a.s. v rámci širšího dokumentu obchodních podmínek pro elektroenergetiku. Zároveň se uvádějí jako příloha smlouvy o přístupu na vyrovnávací trh s regulační energií.

Podávání nabídek / poptávek na VT a jejich modifikace

Vyrovnávací trh s regulační energií (RE) je uskutečňován po uzavírce vnitrodenního trhu. Nabídky / poptávky je možno podávat nejpozději 30 minut před začátkem obchodní hodiny, kdy má být dodávka / odběr regulační energie provozovatelem PS využita ke krytí systémové odchylky.

Operátor trhu umožní účastníkovi VT i PPS do uzavírky VT pro danou otevřenou hodinu dne:

- podávat nabídky / poptávky,
- přistupovat k existujícímu přehledu jeho nabídek / poptávek,
- měnit a anulovat jeho zaregistrované nabídky / poptávky ze seznamu nabídek / poptávek, pokud nebyla daná nabídka / poptávka již akceptována,
- provádět dotazy nad přehledem jeho nabídek/poptávek za účelem kontroly.

Zadávání a prohlížení nabídek / poptávek na VT probíhá

a) v prostředí webové stránky centrální informační systém OTE (CS OTE) přes uživatelské rozhraní

- přes formulář na obrazovce vytvořený k tomuto účelu, který pokrývá celou nabídku / poptávku pro všechny otevřené hodiny obchodního dne, pro které ještě neproběhla uzavírka obchodní hodiny nebo
- prostřednictvím souboru pro zadávání nabídek / poptávek, který může obsahovat více než 1 celou nabídku / poptávku, a to pouze pro otevřené hodiny, s výjimkou časově nedělitelné nabídky na VT, kde lze zadávat i hodnoty mimo otevřené hodiny, ve formátech definovaných v Příloze obchodních podmínek, nebo

b) prostřednictvím automatické komunikace.

Účastník VT může podávat neomezený počet nabídek/poptávek pro jednotlivé obchodní hodiny daného obchodního dne (včetně nabídek/poptávek neakceptovaných na VDT) do okamžiku, kdy mu je v daný obchodní den a obchodní hodinu akceptováno 20 nabídek/poptávek. V takovém případě jsou jeho zbylé neakceptované nabídky z VT odstraněny, a pokud zadá další nabídky/poptávky, nebudou zpřístupněny k akceptaci. Každé podané nabídce/poptávce je přidělen kód.

Účastník VT má možnost za účelem dalšího zpracování mimo CS OTE stahovat si ve formě souborů své nabídky/poptávky, a nabídky/poptávky ostatních účastníků VT ve formě anonymních nabídek/poptávek.

Každá z nabídek/poptávek je určena v jednotlivých obchodních hodinách množstvím RE za určitou cenu. Cena nezahrnuje daň z elektřiny a daň z přidané hodnoty. Cena vyjadřuje cenu, kterou je kupující ochoten za RE zaplatit, nebo cenu, kterou je prodávající ochoten za RE přijmout.

Cena RE se zadává v celých CZK/MWh, přičemž minimální cena činí -99 999 CZK/MWh a maximální cena činí 99 999 CZK/MWh. Nepřipouští se nulová cena (0 CZK/MWh). Záporná cena znamená buď ochotu nabízejícího zaplatit danou cenu, pokud bude daná nabídka akceptována, nebo požadavek poptávajícího nechat si zaplatit danou cenu, pokud bude daná poptávka akceptována.

Množství RE se zadává v MWh s přesností na jedno desetinné místo. Minimální množství činí 1 MWh a maximální množství činí 99 999 MWh.

Nabídky / poptávky na VT lze podávat do uzavírky VT. CS OTE neumožní zaregistrovat žádnou později zadanou nabídku / poptávku, přičemž rozhodující čas je systémový čas CS OTE.

Kontrola nabídek / poptávek na VT

Při registraci nabídky / poptávky účastníkem VT je spuštěna automatická kontrola, na základě které je nabídka / poptávka klasifikována jako platná nebo neplatná. Kontroluje se

- a) správnost formátů dat a platnost dat v jednotlivých polích, a to zejména
- správnost specifikace podmíněné nabídky, pokud byla součástí zaregistrovaných nabídek, a
 - vyplnění polí formuláře, a dále
- b) správnost registrace účastníka VT a vložených dat v porovnání s ostatními hodnotami v databázi CS OTE, a to zejména
- správnost registrace účastníka VT; musí se jednat o registrovaného účastníka VT, který má uzavřenou smlouvu o přístupu na VT a který není uzamčen,
 - zůstatek disponibilního finančního zajištění (DFZ),
 - přijetí registrace nabídky / poptávky v termínu,
 - minimální a maximální a nenulové ceny pro nabídku / poptávku,
 - minimální a maximální nabízené / poptávané množství RE pro každou obchodní hodinu,
 - nabízené / poptávané množství v MWh, s přesností na jedno desetinné místo,
 - cena v celých CZK/MWh.

Nabídky / poptávky na VT, jež jsou platné, nenahrazené, nebyly anulovány, nebyly zobchodovány v plném rozsahu, jsou zadány na otevřené hodiny (s výjimkou časově nedělitelné nabídky, kde lze zadávat i hodnoty mimo otevřené hodiny) a současně časová platnost je vyšší než aktuální čas, jsou v uživatelském rozhraní označeny jako aktivní.

Jak platné, tak i neplatné nabídky / poptávky na VT budou uloženy minimálně po dobu 6 měsíců v CS OTE společně s daným příznakem platnosti a v případě neplatné nabídky / poptávky i s uvedeným důvodem zamítnutí.

Úspěšnou kontrolu nabídky / poptávky si bude moci účastník VT a PPS ověřit prohlédnutím svých zaregistrovaných platných a neplatných nabídek/poptávek prostřednictvím uživatelského rozhraní. Seznam všech neplatných nabídek / poptávek účastníka VT a PPS je mu oznámen prostřednictvím uživatelského rozhraní.

Akceptace nabídek / poptávek na VT

Operátor trhu umožní PPS i účastníku VT akceptovat platné nabídky / poptávky na VT, pokud již nebylo uzavřeno podávání nabídek / poptávek pro danou obchodní hodinu. Počet akceptací je omezen pro daný obchodní den, obchodní hodinu a daného účastníka VT nebo PPS na 20. Operátor trhu má možnost počet možných akceptací změnit, a to oznámením na webu OTE.

Akceptování nabídek / poptávek probíhá

a) v prostředí webové stránky CS OTE přes uživatelské rozhraní

- přes formulář na obrazovce vytvořený k tomuto účelu, nebo
- prostřednictvím souboru pro zadávání nabídek / poptávek ve formátech definovaných v Příloze obchodních podmínek, nebo

b) prostřednictvím automatické komunikace,

přičemž vždy právě jednou stranou akceptace musí být PPS.

V případě, že nabídka / poptávka je dělitelná, lze akceptovat i menší množství než je celkově nabízené / poptávané množství. V případě, že dojde k akceptaci části nabídky / poptávky, automaticky se generuje zbytková nabídka / poptávka, s kterou se pracuje identicky jako s novou nabídkou / poptávkou.

Kontrola akceptace na VT

Při registraci akceptace nabídky / poptávky provozovatelem PS je spuštěna automatická kontrola, na základě které je akceptace nabídky / poptávky klasifikována jako platná nebo neplatná. Kontroluje se zejména

- neporušení požadavku zadavatele nabídky týkající se podmíněných nabídek,
- přijetí registrace akceptace nabídky / poptávky v termínu,
- zůstatek DFZ,
- minimální a maximální akceptovatelné nabízené / poptávané množství RE pro každou obchodní hodinu,
- nabízené / poptávané množství v MWh s přesností na jedno desetinné místo,
- zda akceptace proběhla v souladu s předchozí kapitolou.

Jak platné, tak i neplatné akceptace budou uloženy minimálně po dobu 6 měsíců v CS OTE společně s daným příznakem platnosti a v případě neplatné akceptace i s uvedeným důvodem zamítnutí.

Úspěšnou kontrolu akceptace si bude moci účastník VT okamžitě ověřit prohlédnutím svých zaregistrovaných platných a neplatných akceptací prostřednictvím svého uživatelského rozhraní.

3.3.3 Smlouva o přístupu na vyrovnávací trh

Pro přístup do vyrovnávacího trhu OTE musí registrovaný účastník trhu uzavřít smlouvu o přístupu na vyrovnávací trh s regulační energií. Tato smlouva obsahuje následující základní ustanovení a pravidla.

Ceny

Ceny za dodanou regulační energii na základě výsledků VT pro dané obchodní hodiny jsou stanoveny dle Pravidel trhu.

Smlouvou se zavazuje Operátor trhu umožnit Účastníkovi VT bezplatný přístup na VT a finančně zúčtovat zde uskutečněné obchody v souladu s § 24 odst. 5 písm. a) a písm. b) Pravidel trhu. Nedílnou součástí Smlouvy jsou Obchodní podmínky schválené ERÚ, které jsou Přílohou č. 1 této Smlouvy a které jsou zveřejněny v elektronické podobě na webových stránkách www.ote-cr.cz.

Přístup na VT zahrnuje provádění následujících činností Operátora trhu pro Účastníka VT:

- i.) přijetí nabídky na dodávku/odběr regulační energie Účastníka VT,
- ii.) potvrzení přijetí nabídky na dodávku/odběr regulační energie Účastníka VT,
- iii.) přijetí akceptace nabídky,
- iv.) potvrzení přijetí akceptace nabídky, případně potvrzení nepřijetí, včetně zdůvodnění nepřijetí,
- v.) průběžné zveřejňování výsledků obchodování pro každého konkrétního Účastníka VT - jím zobchodované objemy a ceny obchodů s indikací, zda je obchodování pro danou hodinu ukončeno či nikoliv,
- vi.) zveřejňování konečných výsledků obchodování Účastníka VT na VT ve formě součtu zobchodované regulační energie a celkové platby po jednotlivých hodinách,
- vii.) přijetí a řešení případné reklamace,
- viii.) zahrnutí obchodů uzavřených na VT do systému vyhodnocení a zúčtování odchylek,
- ix.) finanční vypořádání obchodů Účastníka VT na VT,

x.) vystavení daňových dokladů jménem Účastníka VT.

Práva a povinnosti Smluvních stran:

- Operátor trhu je povinen umožnit Účastníkovi VT zabezpečený přístup do CS OTE v souladu s ustanoveními Obchodních podmínek.
- Operátor trhu je povinen poskytnout Účastníkovi VT podporu při používání CS OTE formou Help desku, který je provozován v pracovních hodinách zveřejněných na webových stránkách Operátora trhu.
- Operátor trhu je povinen informovat Účastníka VT o změnách v CS OTE ve lhůtách odpovídajících významu změn.
- Účastník VT je povinen při účasti na VT respektovat Dispečerský řád a Pravidla provozování přenosové soustavy a Pravidla provozování distribučních soustav.
- Operátor trhu je povinen v souladu s Pravidly trhu a Obchodními podmínkami zajistit finanční zúčtování obchodů Účastníka VT uskutečněných na VT.
- Účastník VT je povinen informovat Operátora trhu o všech insolvenčních návrzích, které byly vůči němu podány.

Platební podmínky a fakturace

a) Účastník VT je povinen zřídit nejpozději do 10 dnů od uzavření této Smlouvy inkasní právo ke svému účtu u banky nebo její pobočky na území ČR ve prospěch Operátora trhu a předat doklad o zřízení tohoto práva Operátorovi trhu. Operátor trhu má právo k inkasu z tohoto účtu s cílem zajistit od Účastníka VT úhradu plateb sdělených Operátorovi provozovatelem přenosové soustavy podle Pravidel trhu.

b) Formu plateb podléhajících zúčtování má v souladu s Obchodními podmínkami denní vypořádání VT.

c) Platby za regulační energii mezi Operátorem trhu a Účastníkem VT dle této Smlouvy jsou prováděny bezhotovostně převodem na bankovní účet Smluvní strany, která má platbu obdržet. Platby na vrub Účastníka VT jsou provedeny formou inkasa z jeho účtu ve prospěch účtu Operátora trhu.

d) Zúčtování plateb za regulační energii dodanou Účastníkem VT na základě výsledků VT Operátor trhu jednou měsíčně vyúčtuje vystavením daňového dokladu.

e) Operátor trhu nebo Účastník VT není v prodlení se zaplacením daňového dokladu, pokud je v poslední den splatnosti připsána předmětná částka na účet druhé Smluvní strany.

f) V případě, že Operátor trhu nebo Účastník VT nebude moci splatnou platbu uhradit v termínu nebo sjednané výši, musí oznámit tuto skutečnost neprodleně druhé Smluvní straně. V takovém případě nezaniká právo na smluvní úrok z prodlení.

Daňové doklady

a) Operátor trhu bude vystavovat daňové doklady (dále „doklady“) jménem Účastníka VT v souvislosti s plněními uskutečňovanými Účastníkem VT na základě této Smlouvy.

b) Předmětem této Smlouvy nejsou žádná jiná plnění, která s vystavením dokladů mohou být přímo nebo nepřímo spojována, jako například povinnost podat příslušné daňové přiznání, přiznat nebo zaplatit příslušnou daň, vést evidenci vystavených dokladů nebo zachovat a archivovat vystavené doklady.

Reklamace

a) Reklamovat lze hodnoty a postupy uplatněné v souvislosti s organizováním VT Operátorem trhu podle této Smlouvy.

b) Pokud Účastník VT nesouhlasí s množstvím a cenou regulační energie, uplatňuje svoji reklamaci vůči provozovateli přenosové soustavy. Operátor trhu poskytne v případě reklamace součinnost spočívající v poskytnutí dat vztahujících se k reklamaci Účastníka VT.

Předcházení škodám a náhrada škody

a) Náhrada škody se řídí ustanoveními § 373 až § 386 Obchodního zákoníku a následujícími ujednáními Smluvních stran.

b) Smluvní strany se zavazují navzájem informovat o všech skutečnostech, o kterých jsou si vědomy, že by mohly vést ke škodám a usilovat o odvrácení hrozících škod.

c) Operátor trhu i Účastník VT jsou oprávněni požadovat náhradu škody jim způsobenou porušením povinnosti druhou Smluvní stranou i v případě, že se jedná o porušení povinnosti, jejíž splnění je zajištěno smluvní pokutou. Oprávněná Smluvní strana může vymáhat náhradu škody ve výši přesahující smluvní pokutu.

Smlouva se uzavírá na dobu neurčitou. Účinnost této Smlouvy je podmíněna nabytím účinnosti Smlouvy o zúčtování odchylek mezi Účastníkem VT a Operátorem trhu nebo předáním souhlasu Účastníka VT prostřednictvím formuláře pro registraci údajů o přenesení odpovědnosti za odchylku na Subjekt zúčtování a zřízením inkasního práva ve prospěch Operátora trhu ve smyslu této Smlouvy.

Každá ze Smluvních stran může tuto smlouvu vypovědět, přičemž Operátor trhu je povinen uvést důvod výpovědi. Výpovědní lhůta činí 1 měsíc a její běh počíná od prvního dne měsíce následujícího po doručení písemné výpovědi druhé Smluvní straně.

3.3.4 Perspektivy BPS na vyrovnávacím trhu

Objemy regulačních energií na vyrovnávacím trhu postupně stoupají a podle všech indicií se počínaje rokem 2011 s provozem nových FVE a VTE znásobí, zejména v oblasti záporné regulační energie (RE-). Přesto zatím nejsou takové, aby se zde mohl uplatnit výkon všech provozovaných BPS, natož pak jejich plánovaný instalovaný výkon.

V současnosti má smysl uplatnit na vyrovnávacím trhu kapacitu maximálně v objemu cca 10 – 25 MW při průměrném využití 3 hodiny denně, tedy provozně disponovanou na 4 hodiny poskytování této služby za den. Ze statistiky roku 2010 (do 30.11.) vyplývá, že pouze v 37 % dnů bylo třeba poskytnout RE- v množství více než 15 MW a zároveň na 3 a více hodin. Celkové hodnoty pro vyrovnávací trh za období jedenácti měsíců roku 2010 jsou uvedeny v následující tabulce.

Tabulka 8 Hodnoty pro vyrovnávací trh za období 11-ti měs. r. 2010

Rok	Vážený průměr výsledných cen RE- (Kč/MWh)	Množství (MWh)	Průměrné hodinové množství (MWh)
2010	-354,62	-42 864,9	-5,347

3.4 Plyn

Využití DS zemního plynu je vhodná metoda distribuce primární energie bioplynu. Zásadní význam této metody spočívá v delokalizované spotřebě bioplynu v místě spotřeby energie. Lokální spotřeba může být zaměřena pouze na výrobu tepla, kombinovanou výrobu elektřiny a tepla a v neposlední řadě na automobilová paliva.

Význam distribuce primární energie bioplynu v DS zemního plynu z pohledu distributora elektřiny je především v decentralizované výrobě elektřiny v relativně malých zdrojích kombinované výroby elektřiny a tepla v místě spotřeby tepla. Vzhledem k tomu, že výroba elektřiny probíhá v tzv. teplárenském režimu, nejsou uvedené zdroje regulovatelné (z pohledu výroby elektřiny). Zásadním významem je zde rozmělnění vyšších výkonů bioplynových stanic mezi velký počet relativně malých, delokalizovaných zdrojů. Takto delokalizovaná elektřina je z velké části spotřebována v místě výroby (plavecké bazény, nemocnice, lázeňské komplexy).

Alternativní možností je spotřeba primární energie bioplynu dodaného do DS zemního plynu v paroplynových elektrárnách, v plynových elektrárnách pro špičkový provoz, nebo v plynových zdrojích určených výhradně pro podpůrné služby. Tyto zdroje elektřiny jsou primárně orientovány pro pokrývání potřeby elektrické DS. Velká část primární energie paliva je v těchto zdrojích nevyužita v analogické situaci, ke které dochází na bioplynových stanicích s lokální kogenerací. Primárním zájmem využití DS zemního plynu při distribuci primární energie bioplynu je využití v decentralizovaných kogeneračních jednotkách pracujících v teplárenském režimu a teprve při saturaci těchto zdrojů orientace na centrální zdroje elektřiny.

Význam využití DS zemního plynu k distribuci primární energie bioplynu spočívá na dvou pilířích:

- 1) DS zemního plynu lze chápat jako virtuální zásobník energie, kdy je celkové dodané množství primární energie bioplynu ve formě biometanu

bilancováno s celkovou spotřebou v ročním souhrnu. V praxi lze této nesymetrické bilance využít k zásobování relativně velkého množství odběratelů v topné sezóně, nebo vyrovnávat diskontinuální provoz špičkových a/nebo regulačních zdrojů elektřiny.

2) DS zemního plynu umožňuje transport primární energie bioplynu do místa spotřeby (resp. neoptimálnějšího využití) pomocí existující technicko-inženýrské infrastruktury.

Vhodná místa k připojení zdrojů biometanu jsou vždy na těch místech DS zemního plynu, kde je nejnižší provozní tlak. Tímto způsobem může být zajištěna energetická efektivita vtláčení biometanu do DS zemního plynu. V případě středotlakých sítí, kde spotřeba nedosahuje nominální kapacity vtláčení, je nutné zajistit kompresy plynu na vyšší tlakovou hladinu. V takovém případě je nejvhodnějším místem vtláčení biometanu redukční stanice VTL/STL. V tomto případě je biometan využíván plně pro potřeby okruhu STL, a pouze v případě nízké spotřeby je převáděn na vyšší tlakovou hladinu.

4. Ekonomika BPS jako regulovatelných/regulačních zdrojů

4.1 Náklady a výnosy regulace BPS

Ve výše uvedených kapitolách byly diskutovány dvě možné alternativy regulace bioplynových stanic s kogenerační jednotkou v místě výroby bioplynu.

1) Bioplynová stanice s možností částečné regulace: jedná se o koncept, kdy je provoz bioplynové stanice regulován ve výkonové hladině 50 % - 125 % (18ti hodinový plný provoz). Kompletní odstávka (tj. vypnutí KGJ) není doporučena z důvodu mechanického namáhání (teplotní a tlakové) které výrazně snižuje životnost KGJ a tzv. „horkých“ částí technologie.

2) Bioplynová stanice pro 12ti hodinový provoz: tento koncept využívá velké akumulární kapacity bioplynu a KGJ dimenzovaných pro provoz ve 12ti hodinovém režimu (4 380 hodin v roce).

Následující tabulka uvádí srovnání investičních a provozních nákladů:

Tabulka 9 Srovnání investičních a provozních vícenákladů

(tis. Kč/rok, nominální produkce 8,76 GWh/rok)				
Vícenáklady úpravy BPS	18-ti hodinový provoz		12-ti hodinový provoz	
	Investiční	Provozní	Investiční	Provozní
Skladování bioplynu	1 500	90	4 200	160
Výroba elektřiny	5 000	500	20 000	1 250
Ostatní	1 000	50	8 000	100

Výnosy za poskytnutí záporné regulační energie lze pro variantu 18-ti hodinového provozu reálně kalkulovat takto:

Tabulka 10 Výnosy za poskytnutí záporné regulační energie, 18h provoz

Počet hodin	Dnů	MW	Cena za MWh (Kč)	Celkem (tis. Kč)
4	360	0,6	324	280

Z porovnání nákladů a výnosů vyplývá, že poskytování regulačních služeb na základě tržních principů je pro bioplynovou stanici nereálné. Výnosy totiž nepokryjí ani provozní vícenáklady. Řešením by mohlo být zvýšení příspěvku na kWh vyrobenou v regulovatelné BPS nejméně o 0,14 Kč, což by přineslo dodatečné výnosy pro provozovatele ve výši 1,2 mil. Kč, po odečtení provozních nákladů a započítání potenciálních tržních výnosů ve výsledku roční zisk 600 tis. Kč, a zajistilo potřebnou minimální návratnost dodatečných investic.

4.2 Technicko-ekonomický model energetického využití biometanu

Tento model (dle podkladů Vlastimila Dvořáka, RWE Plynoprojekt) předpokládá využití čištění a úpravy surového bioplynu na kvalitu zemního plynu, následné vtláčení biometanu do DS zemního plynu, distribuci a využití biometanu v místě lokální spotřeby tepla jako špičkového energetického zdroje s provozem 12 hodin/den.

Technicko ekonomická analýza byla provedena pro následující členění investičních celků:

1. Výroba surového bioplynu
2. Úprava chemického složení na kvalitu plynu odpovídajícího požadavkům TPG 902 02 (především odstranění CO₂)
3. Vtláčecí uzel (komprese, sušení, měření kvality a množství, M+R, těžební plynovod)
4. Kogenerační jednotka (12-ti hodinový provoz)

Sledovány byly pouze určité velikosti technologie výroby bioplynu. Důvodem nastavení horní hranice velikosti zařízení je především nutnost zajištění podmínek trvale udržitelného rozvoje a správné zemědělské praxe. Při nárůstu velikosti zařízení nad uvedené meze dochází ke geometrickému nárůstu dopravy (tunokilometrů) potřebné k zajištění provozu modelových projektů. Nárůst velikosti výroby bioplynu nad uvedené meze je současně v rozporu s požadavky na bezproblémové začlenění těchto výrob do velkého počtu regionů z hlediska ochrany životního prostředí a kulturní krajiny.

Tabulka 11 Sledované výkonové velikosti bioplynových stanic

Výroba surového bioplynu v objemu:	m ³ /hod	250	500	1 000	1 500	2 000
Elektrický výkon	kWe	500	1 000	2 000	3 000	4 000
Dodávka biometanu	m ³ /hod	140	280	560	840	1 120
Max. denní kapacita	m ³ /hod	3 360	6 720	13 440	20 160	26 880
Výroba elektřiny	MWh/rok	11 070	22 140	44 290	66 430	88 570

Technicko-ekonomický výpočet využívá řadu počátečních a okrajových podmínek a parametrů. Doba provozu bioplynové stanice je nepřetržitá, s využitím nominální produkce bioplynu na úrovni 91%. Tato hodnota je obvyklou hodnotou uvažovanou pro projekty bioplynových stanic a plně pokrývá odchylky způsobené nerovnoměrnou produkcí bioplynu. Ceny zemědělských komodit jsou průměrnými tržními cenami roku 2009 a 2010. Charakteristika kogeneračních jednotek pro decentralizované využití bioplynu je kalkulována pro 12ti hodinový provoz.

Vstupní parametry

Bioplynová stanice

– doba provozu	8 000 hod/rok
– obsah metanu v BP	53 % obj. CH ₄
– obsah metanu v BM	97 % obj. CH ₄
– cena siláže	750 CZK/t
– nákupní cena el. energie	3 200 CZK/MWh
– cena tepla	400 CZK/GJ

Kogenerační jednotka – provoz 12 hod/den

– velikost	min: 700 kWe; max: 6 500 kWe
– doba provozu	5 300 hod/rok
– prodejní cena el. energie	1 300 CZK/MWh
– prodejní cena tepla	300 CZK/GJ
– alternativně prodejní cena tepla	400 CZK/GJ

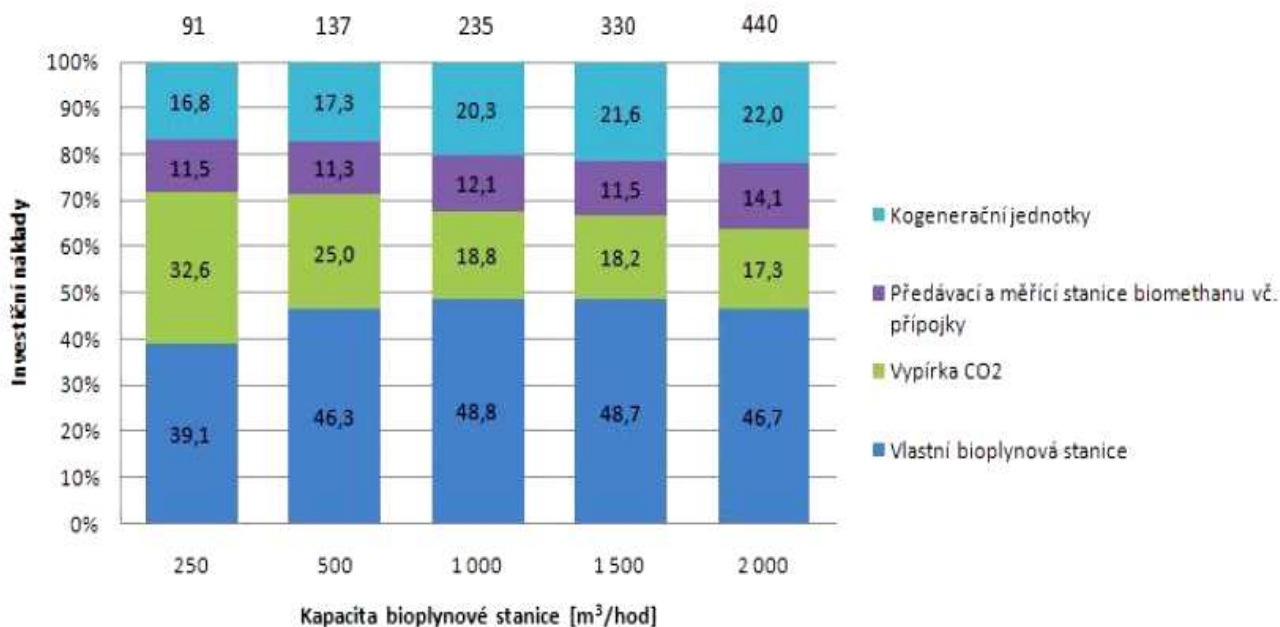
Investiční náklady na výstavbu výroby bioplynu, úpravu na biometan a kogenerační jednotku byly získány poptávkou konkrétních technologických celků a jsou tedy reálně dosažitelnou cenou na trhu. Investiční náklady jsou členěny dle jednotlivých technologických částí a jejich přehled je uveden v následující tabulce.

Tabulka 12 Investiční náklady v mil. CZK, 12h provoz kogenerační jednotky

Kapacita BPS [m ³ /h]	250	500	1000	1500	2000
Kogenerační jednotky	15	24	48	71	97
Předávací a měřicí stanice BM vč. přípojky	10	15	28	38	62
Vypírka CO ₂	30	34	44	60	76
Vlastní BPS	36	63	115	161	205
Celkem	91	137	235	330	440

Analýzou investičních nákladů je možné prokázat výrazné zvyšování měrných investičních nákladů pro kapacitně malá zařízení. Největší podíl na rostoucích měrných nákladech mají náklady spojené s čištěním a úpravou surového bioplynu na biometan. Důležitým závěrem je rovněž skutečnost, že vlastní poměrná cena výroby surového bioplynu se mění jen velmi málo, s maximem u středního výkonového pásma uvažovaných technologií. Kompletní analýzu investičních nákladů představuje následující graf.

Graf 8 Struktura investičních nákladů v mil. CZK, 12h provoz KJ



Současně byla provedena analýza provozních nákladů uvažovaných technologických celků výroby a využití biometanu. Provozní náklady byly kalkulovány na 12ti hodinový provoz kogeneračních jednotek. Přehled provozních nákladů je zobrazen v následující tabulce.

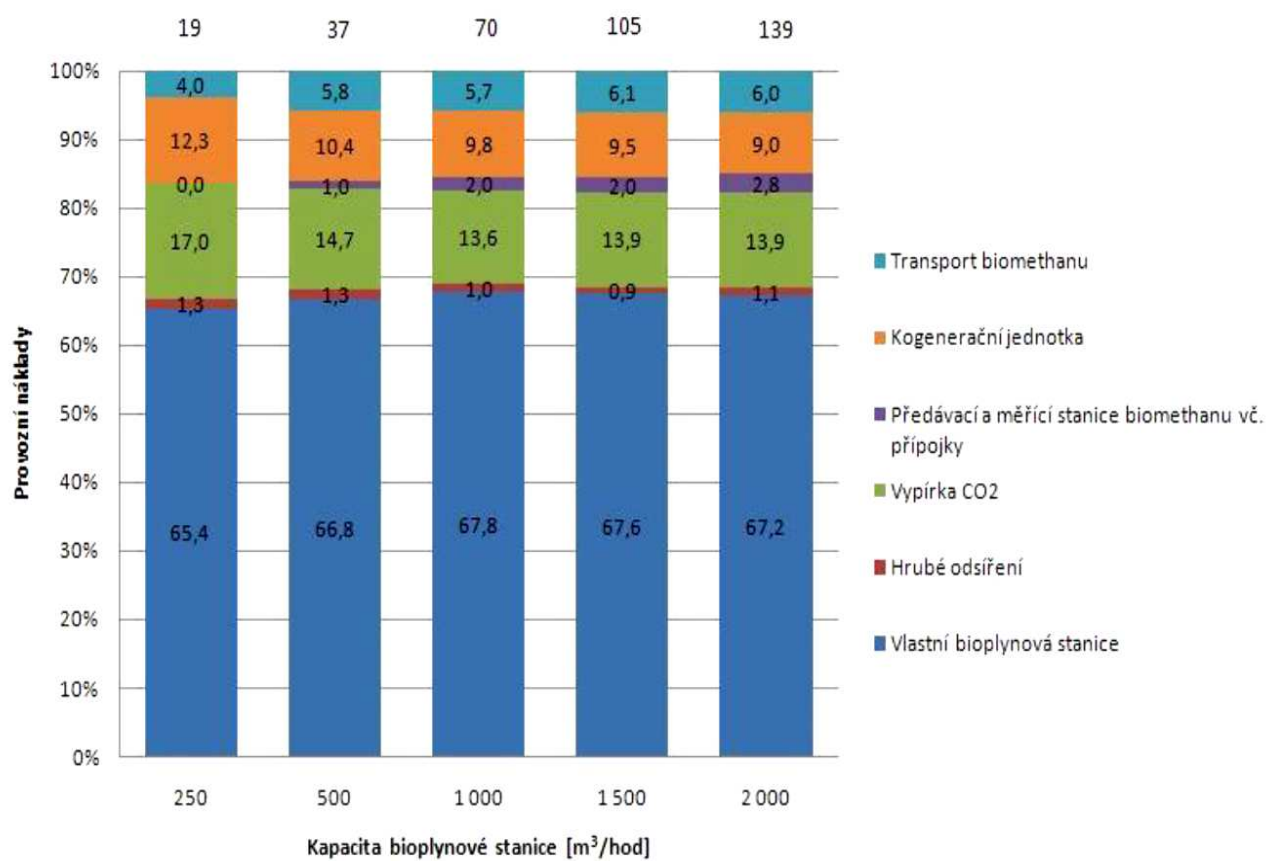
Tabulka 13 Provozní náklady v mil. CZK, 12h provoz KJ

Kapacita BPS [m³/h]	250	500	1000	1500	2000
Transport biometanu	0,8	2,1	4	6,4	8,3
Kogenerační jednotky	2,3	3,8	6,9	10,0	12,5
Předávací a měřicí stanice BM vč. přípojky	0	0,4	1,4	2,1	3,9
Vypírka CO ₂	3,2	5,4	9,5	14,6	19,3
Hrubé odsíření	0,2	0,5	0,7	0,9	1,5
Vlastní BPS	12,4	24,7	47,3	71,0	93,4
Celkem	19	37	70	105	139

Analýza provozních nákladů jasně ukazuje vysoký podíl nákladů na výrobu surového bioplynu v celkové sumě provozních nákladů. Tento výsledek je plně v souladu s předpoklady a s výsledky studií jiných organizací. Tento výsledek rovněž potvrzují kalkulace výroby bioplynu v klasických bioplynových stanicích.

Z nákladů specifických pro výroby a využití biometanu je potřeba zdůraznit vývoj provozních nákladů spojených s provozem úpravy bioplynu (výrobou biometanu) a s provozem kogeneračních jednotek. Provozní náklady obou těchto sledovaných skupin narůstají se snižující se produkční kapacitou biometanu. Kompletní analýzu provozních nákladů představuje následující graf.

Graf 9 Struktura provozních nákladů v mil. CZK, 12h provoz KJ



Investiční náklady na výrobu biometanu 250 mil. m³/rok (dle předpokladů CzBA) a jeho konverzi prostřednictvím vysokoúčinné kogenerace na elektřinu ve VT a ŠT a energii tepelnou

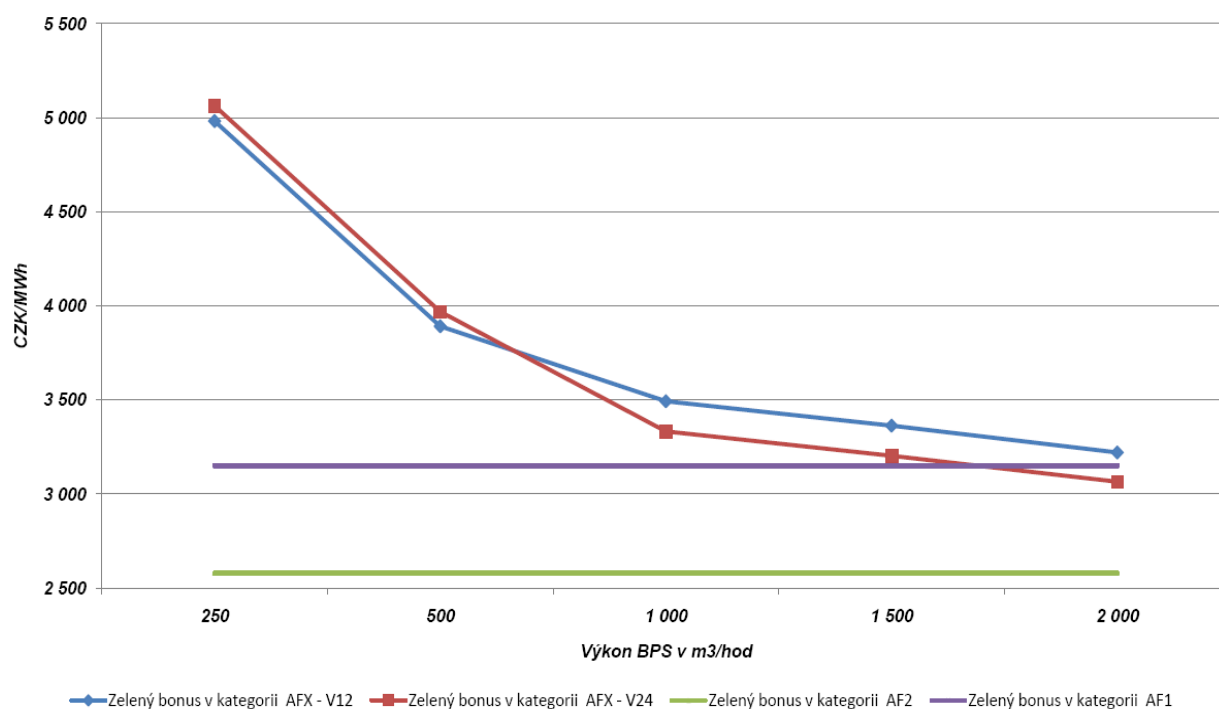
Bude potřeba vybudovat 56 BPS o výkonu 1 000 m³/hod BP vybavených:

- čištěním surového bioplynu na kvalitu zemního plynu,
- kompresory pro jeho stlačení,
- zařízením pro měření množství a kvality a
- připojovací plynovody k plynovodní soustavě.

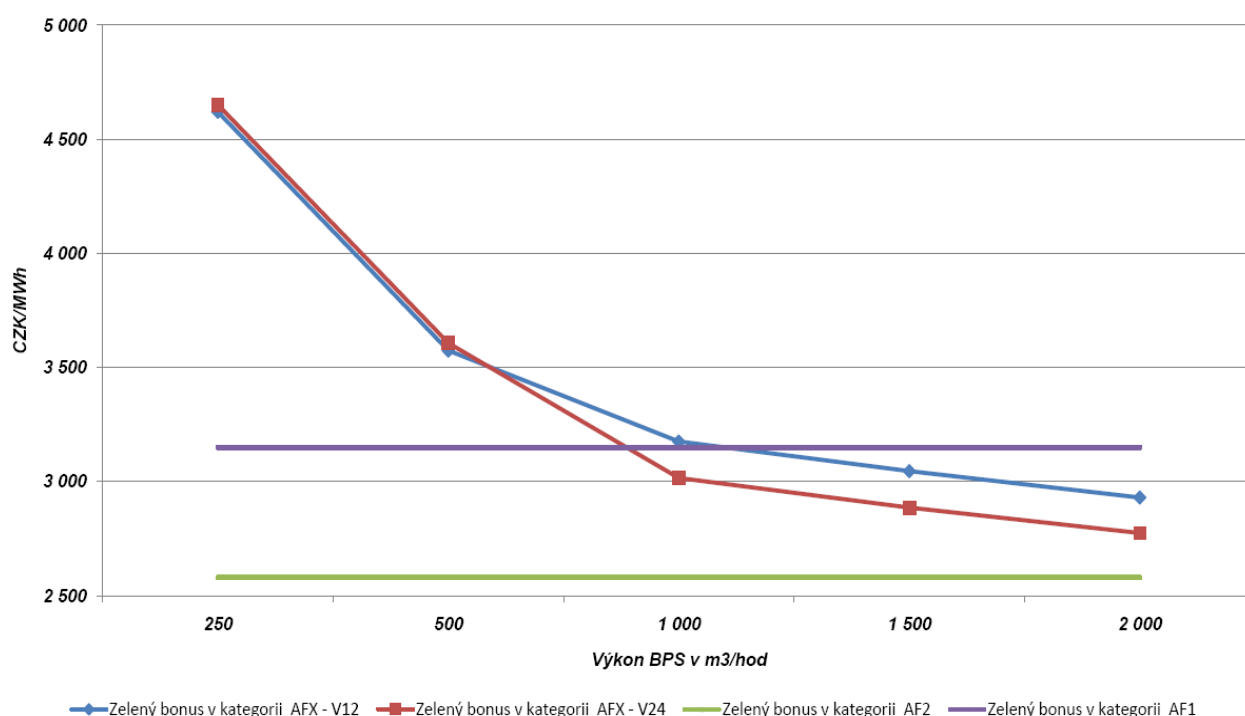
Bude nutné instalovat kogenerační potenciál o celkovém elektrickém výkonu 173 MWe vybavený akumulací tepla, s ročním časovým využitím 5 300 hod/rok a s roční výrobou 917 GWh elektrické energie.

Odhad celkových investičních nákladů činí cca 12 mld. CZK.

Graf 10 Minimální „zelený bonus“ pro ekonomicky udržitelný provoz (při prodejní ceně tepla 300 CZK/GJ)



Graf 11 Minimální „zelený bonus“ pro ekonomicky udržitelný provoz (při ceně tepla 400 CZK/GJ)



Z uvedených grafů je zřejmé, že regulace bioplynových stanic formou využití biometanu není rentabilní za stávajících podmínek pro žádný reálný případ. Pokud by se měla využít tato cesta, je nutné zvýšit zelený bonus, a to i AF1, na cca 3,50 za kWh. Sumární čísla při plném využití předpokládaného potenciálu BPS s úpravou na biometan s řízenou regulací výroby elektřiny přináší následující přehled:

Náklady na bonifikaci

Celková roční výroba elektřiny v KJ:	917 GWh/rok
Nutný bonus pro efektivní provoz:	3 493 CZK/MWh
Stávající bonus pro kategorii AF2:	2 850 CZK/MWh
Stávající bonus pro kategorii AF1:	3 150 CZK/MWh
Náklady na bonifikaci:	3,198 mld. CZK/rok
Spotřeba el. energie v ČR:	60 000 GWh/rok
Navíc oproti stávající bonifikaci AF2:	836 mil.CZK/rok
Navíc oproti oprávněné bonifikaci AF1:	314 mil.CZK/rok
Zelený bonus v ceně elektřiny:	0,053 CZK/MWh

5. Návrhy a závěry

Možnost optimalizace a regulace obnovitelných zdrojů energie, tedy především bioplynových stanic, je podmíněna dokončením legislativy a vytvořením reálných podmínek pro uskutečnění technických opatření jak při výstavbě nových BPS, tak případně u stávajících BPS.

5.1 Úprava dotačních podmínek podle regulovatelnosti BPS

Stávající systém podpory výroby elektřiny z bioplynu je stanoven na základě zákona č. 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů (zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů) cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu. Aktuálně je v platnosti pro rok 2011 Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 4/2009 ze dne 3. listopadu 2009, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů (Energetický regulační věstník, částka 9, ze dne 6. listopadu 2009).

Tabulka 14 Výkupní ceny a zelené bonusy pro spalování bioplynu

Druh obnovitelného zdroje	Výkupní ceny elektřiny dodané do sítě v Kč/MWh	Zelené bonusy v Kč/MWh
Spalování bioplynu v bioplynových stanicích kategorie AF1	4120	3150
Spalování bioplynu v bioplynových stanicích kategorie AF2	3550	2580

Investoři by měli být motivováni k výstavbě regulovatelných bioplynových stanic. Z toho důvodu bychom navrhovali **změnu dotační politiky** tak, aby byla výstavba a provoz takových BPS rentabilní.

Tabulka 15 Výkupní ceny a zelené bonusy pro spalování bioplynu s důrazem na regulovatelnost zdrojů

Druh obnovitelného zdroje	Výkupní ceny dodané do sítě v Kč/MWh elektřiny	Zelené bonusy v Kč/MWh
Spalování bioplynu v regulovatelných BPS kategorie AF1	x	3390
Spalování bioplynu v regulovatelných BPS kategorie AF2	x	2820
Spalování bioplynu v neregulovatelných BPS kategorie AF1	3970	3000
Spalování bioplynu v neregulovatelných BPS kategorie AF2	3535	2565

Navýšení je navrženo v hodnotě 240 Kč / MWh. Jedná se pouze o zelený bonus a nepočítá s nejistými výnosy na vyrovnávacím trhu OTE. Navýšení je v rozpočtu kompenzováno částečně snížením příspěvku o 150 Kč pro neregulovatelné BPS. Tím by mělo dojít k jednoznačné motivaci investorů budovat regulační kapacity.

5.2 Úprava dotačních podmínek pro biometan

V současnosti je možné na základě ustanovení bodu 1.6.2 Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 2/2010 ze dne 8. listopadu 2010, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů:

Pro uplatnění podpory výroby elektřiny vyrobené v zařízení pro vysokoúčinnou kombinovanou výrobu elektřiny a tepla, pro jejíž výrobu odebírá výrobce elektřiny plyn z plynárenské distribuční nebo přepravní soustavy v roční bilanci bioplynu dodaného výrobcem bioplynu do plynárenské distribuční nebo přepravní soustavy, platí tyto věcné podmínky:

- a) účinnost vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla je minimálně 75 %,
- b) výrobce elektřiny při uplatnění nároku na podporu doloží provozovateli elektrizační distribuční soustavy pořízení bioplynu dodaného do plynárenské distribuční nebo přepravní soustavy,
- c) vykazovacím obdobím je jeden měsíc, přičemž plyn odebraný z plynárenské distribuční nebo přepravní soustavy se považuje za bioplyn do okamžiku, kdy se v rámci jednoho kalendářního roku množství tepelného ekvivalentu odebraného plynu rovná množství tepelného ekvivalentu bioplynu, který byl na jiném místě do plynárenské distribuční nebo přepravní soustavy vtlačen,
- d) kvalita bioplynu dodávaného do plynárenské distribuční nebo přepravní soustavy nesmí ohrožovat spolehlivý a bezpečný provoz plynárenské distribuční nebo přepravní soustavy; pokud kvalita bioplynu dodávaného do plynárenské distribuční nebo přepravní soustavy odpovídá technické normě nebo technickému pravidlu, má se zato, že bioplyn dodávaný do plynárenské distribuční nebo přepravní soustavy neohrožuje spolehlivý a bezpečný provoz plynárenské distribuční nebo přepravní soustavy,
- e) dodávka bioplynu do plynárenské distribuční nebo přepravní soustavy a odběr bioplynu z plynárenské distribuční nebo přepravní soustavy musí být měřena průběhovým měřením typu A.

Při splnění výše uvedených podmínek se považuje výroba elektřiny v zařízeních pro vysokoúčinnou kombinovanou výrobu elektřiny a tepla, pro jejíž výrobu odebírá výrobce plyn z plynárenské distribuční nebo přepravní soustavy v roční bilanci bioplynu dodaného výrobcem bioplynu do plynárenské distribuční nebo přepravní soustavy, za výrobu elektřiny v bioplynové stanice kategorie AF2.

Naprostá většina BPS se staví jako zemědělské BPS (tedy kategorie AF1). Pro tuto skupinu je takto postavená podpora (na úrovni AF2) nevyhovující a nelze tak dosáhnout reálné návratnosti projektu. **Pro využití připojení BPS k DSO zemního plynu je zapotřebí zachovat kategorie AF1 a AF2, a to případně v budoucnu na úrovni podpory regulovatelného zdroje** (dle předchozí kapitoly).

5.3 Dořešení rozdělení pořizovacích a provozních nákladů u čištění a vtláčování biometanu

V souvislosti s přípravou novely energetického zákona (zákon č. 458/2000 Sb., ve znění pozdějších změn) a podřízených právních předpisů (vyhláška č. 251/2001 Sb.) navrhnul SEVEEn, Středisko pro efektivní využívání energie, o.p.s. otázku úhrady oprávněných nákladů na připojení výroben plynu k plynárenské soustavě, které ponese žadatel o připojení, řešit následovně.

Vlastník resp. žadatel o připojení hradí:

- v plné výši náklady na výstavbu propojovacího plynovodu do předávacího místa
- stavební část předávacího místa
- náklady na vybavení technologickým zařízením s výjimkou měření množství a kvality plynu², odorizace a zařízení na úpravu spalného tepla plynu nad hodnoty předepsané Řádem provozovatele distribuční případně přepravní soustavy jako minimální.

Provozatel distribuční či přepravní soustavy (dále také „DSO“ a „TSO“) hradí:

- náklady na měření množství a kvality plynu², případnou odorizaci či úpravu spalného tepla plynu nad hodnoty předepsané Řádem provozovatele distribuční či přepravní soustavy jako minimální, a veškeré ostatní náklady spojené s provozem předávacího místa.

Zdůvodnění:

Předávací místo v případě výroben biometanu zpravidla zahrnuje:

- Měření množství a kvality plynu (pro určení množství energie dodané do sítě)
- Úpravu tlaku plynu na požadovaný předávací tlak
- Odorizační stanici (je-li plyn dodáván do nižších tlakových hladin)
- Zařízení na úpravu spalného tepla plynu
- Stavební část
- ICT vybavení pro dálkový monitoring a řízení předávacího místa

²) Jak definuje §1 odst. 4, vyhlášky 251/2001 Sb., v platném znění

- další monitorovací zařízení pro sledování některých parametrů plynu (např. vlhkosti) a pro jeho finální úpravu na požadované parametry (např. odvlhčovací zařízení)

Náklady na výstavbu a provoz předávacího místa bylo navrženo členit dle výše uvedeného z následujících důvodů:

Proč nese náklady na měření množství a kvality plynu (pro určení množství energie dodané do sítě) DSO případně TSO:

Zdůvodnění: Již stávající ustanovení Energetického zákona v §71 odst. 10 předpokládá, že „provozovatel přepravní soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy na náklad výrobce plynu, zákazníka nebo provozovatele podzemního zásobníku plynu zajišťuje instalaci vlastního měřícího zařízení, na svůj náklad jej udržuje a pravidelně ověřuje správnost měření.“

Co představuje měření, blíže konkretizuje vyhláška 251/2001 Sb. Předávacím místem (§ 1 odst. 1 vyhlášky) se rozumí "místo, umožňující měření množství a případně tlaku přepravovaného a dodávaného plynu, regulaci průtoku plynu, měření kvality plynu pro potřeby výpočtu jeho dodávky v kWh nebo MWh (dále jen "energetické jednotky") a přenos dat do dispečinků."

Předávací místo je přitom mj. zřizováno mezi přepravní či distribuční soustavou a výrobnou plynu a musí se u něj měřit vždy množství i kvalita plynu (§1, odst. 4).

Z toho lze dovodit, že v předávacím místě mezi výrobnou plynu a PS či DS musí být měřeno množství i kvalita plynu. Tím se rozumí měření pro výpočet jeho dodávky v energetických jednotkách. Vlastníkem a provozovatelem tohoto měřícího zařízení je provozovatel přepravní soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy.

Proč odpovědnost za odorizaci a úpravu spalného tepla plynu nad minimální hodnoty definované Řádem provozovatele distribuční či přepravní soustavy nese DSO/TSO:

Zdůvodnění: Vychází se zde z principu nediskriminačního přístupu, jak jej vyžadují příslušné předpisy EU³. Pro vtláčení a přenos plynu veřejně přístupnou plynárenskou soustavou by měly být stejné podmínky, ať už se jedná o zemní plyn nebo biometan. A tak splní-li výrobce biometanu (či obecně plynu) minimální hodnotu spalného tepla plynu, jak ji předepisuje Řád provozovatele DSO či TSO, případné jeho další zvyšování až na hodnotu, jakou má dnes zemní plyn, by mělo být již právem či povinností DSO či TSO. Stejný princip lze uplatnit i pro odorizaci; je-li dnes zemní plyn jako uznatelný náklad DSO či TSO odorizován, stejný přístup by měl být i v případě biometanu.

Proč náklady na provoz předávacího místa nese DSO či TSO:

Zdůvodnění: Předávací místo bude úzce propojeno s vlastním provozem místní plynárenské soustavy a fakticky jej bude řídit DSO či TSO. Je tedy racionálně zdůvodnitelné, aby nesl i náklady s tím spojené. Navrhujeme přitom, aby jím byly i náklady spojené s finální úpravou tlaku plynu, tj. včetně komprese či redukce tlaku plynu na předávací tlak.

Důvodem k tomu je snaha racionalizovat provozní náklady předávacího místa tím, že bude-li předávací místo v blízkosti regulační stanice plynu, může DSO či TSO variabilně dodávat plyn na nižší (NTL, STL) či vyšší (VTL, VVTL) tlakovou úroveň v závislosti na aktuálním odběrovém diagramu na nízkotlaké úrovni místní sítě, samozřejmě za podmínky, že dodávka biometanu neohrozí provozní spolehlivost plynových spotřebičů k ní připojených. Případná lokalizace předávacího místa do potrubního vedení o neměnné tlakové úrovni by znamenala trvalou potřebu úpravy tlaku plynu na potřebnou úroveň.

Tento návrh byl ze strany Energetického regulačního úřadu zcela zamítnut, což však nekoresponduje s Technickými podmínkami vtláčení biometanu do DS a připojování bioplynových stanic vydanými skupinou RWE DSO. Proto je nutné **podmínky vlastnictví, pořizovacích a provozních nákladů opětovně projednat a pevně definovat.**

³) Směrnice č. 2009/73/ES ze dne 13. července 2009 o společných pravidlech pro vnitřní trh s plynem a o zrušení Směrnice č. 2003/55/ES (ze dne 26. června 2003).

5.4 Úprava dotačních podmínek v rámci Programu rozvoje venkova a OP Podnikání a inovace (EKO ENERGIE)

Současné podmínky dotačních programů, z nichž je podporována výstavba BPS nezahrnují **faktor regulovatelnosti** těchto zdrojů. Doporučujeme pro další výzvu u obou uvedených programů zahrnout tento faktor do podmínek, do hodnocení nebo do míry podpory.

Možnosti jsou následující:

- a) Umožnit podporu pouze regulovatelných BPS (binární výběrové kritérium ano/ne).
- b) Zvýhodnit projekty BPS, které obsahují regulační kapacity (bodové hodnotící kritérium).
- c) Zvýhodnit projekty regulovatelných BPS formou podpory ve výši 35 %, na rozdíl od neregulovatelných zdrojů, které by získaly jen 25 %.

Změny v dotačních podmínkách by měly být formulovány v kontextu dalších úvah o podpoře OZE. Jedná se zejména o možnou variantu „automatické“ investiční dotace všem BPS po splnění stanovených podmínek ve výši, která bude pevně dána. Zároveň se tato skutečnost promítne v provozní podpoře (za vykoupenou elektřinu), pokud se podaří zajistit garanci investiční dotace pro všechny vhodné žadatele.

5.5 Zahrnutí faktoru regulovatelnosti do procesu připojování k elektrizační soustavě

Dalším nástrojem pro motivaci k výstavbě BPS jako regulovatelných zdrojů, nebo přímo pro stanovení této podmínky jako základní při připojování těchto zdrojů, je **úprava vyhlášky č. 51/2006 Sb.**, o podmínkách připojení k elektrizační soustavě.

Před úpravou tohoto právního předpisu je však nutné provést analýzu **minimální míry regulovatelnosti** a stanovit exaktně limitní požadavek tak, aby pomohl při řízení elektrizační soustavy (např. schopnost snížení výkonu o 50 % na 4 hodiny denně). Při předpokládané výstavbě BPS stanic dle NAP bude pak takováto regulační kapacita představovat celkem cca 150 MW, což může být významné zejména v kritických časech.

Úprava zmíněné vyhlášky by neměla předbíhat úpravu ekonomických podmínek (tedy cenového rozhodnutí), neboť, jak jsme uvedli, je zřízení regulačních kapacit, a jejich provozování pouze na tržním principu, pro provozovatele BPS ztrátové.

5.6 Soutěž o volné kapacity

Otázkou zůstává, jakým způsobem zajistit, aby připojování nových zdrojů při limitovaných možnostech přenosové a distribučních soustav elektřiny bylo spravedlivé a nepoškodilo zájemce o připojení ani stávající uživatele sítí. Nabízí se řešení, které by však vyžadovalo změnu zákona o obnovitelných zdrojích (bylo by možné zahrnout do stávající novely).

Jedná se o **aukční řešení** tohoto úzkého místa. Průběh by mohl být následovný:

- a) ČEPS, a.s. ve spolupráci s ERÚ vyhlásí volné kapacity na přespříští rok v jednotlivých regionech, požadovanou strukturu zdrojů podle NAP a termín aukce.
- b) Investoři – zájemci o připojení předloží v daném termínu výši výkupních cen, za něž jsou schopni v daném sektoru dodávat elektřinu z OZE. Horní limit bude daný cenovým rozhodnutím ERÚ a zájemci se zúčastní elektronické aukce holandského typu (tedy s postupným snižováním ceny).
- c) Nejlevnější získají připojení a zároveň i smluvně danou výkupní cenu dle jejich nabídky na 20 let (s inflačním navyšováním).

Přestože má tento model svoje nedostatky, odstraňuje nejistotu investorů způsobenou pevně danými limity NAP a šetří prostředky pro podporu OZE. Zároveň odstraňuje korupční tlaky.

5.7 Souhrn - výhledy

Obecně lze konstatovat, že k elektrizační soustavě ČR by se měly připojovat přednostně regulovatelné zdroje. K tomu by měly směřovat výše uvedené návrhy. Důležité je také vypořádat se s požadavkem možnosti odpojení zdrojů, pokud to bude třeba.

Z hlediska dalšího vývoje by bylo vhodné zahájit diskusi o úpravách předpisů ČEPS a distributorů tak, aby bylo možné maximálně využívat regulačních schopností decentralizovaných zdrojů, a to i s menšími instalovanými výkony.

Pro částečné převedení instalovaných výkonů vznikajících BPS do sítě zemního plynu je nutné upravit cenové rozhodnutí v oblasti typu a výše výkupních cen tak, aby projekty dosáhly alespoň patnáctileté návratnosti. V tomto oboru nehrozí nekontrolovatelný vývoj jako u FVE – investiční náklady BPS nelze reálně snížit, jedná se o velké množství stavebních a konstrukčních materiálů. Podobně se nedá předpokládat dlouhodobé snižování cen potravin (resp. zemědělské biomasy).

Správným řešením by bylo navržení obdoby pevných výkupních cen či zelených bonusů jako přímé podpory vtláčování vyčištěného bioplynu do rozvodné sítě zemního plynu (tedy na MWh vtláčeného biometanu). To naráží na mnohem menší rozpočítávací základnu odběratelů zemního plynu a zatěžuje toto médium dodatečným nákladem. Doporučujeme proto navrhnout zcela nový model podpory OZE, jehož principem bude výhradně vyrobená MWh z OZE a jiný typ základny pro rozpočítávání těchto nákladů. Tak by se umožnilo převedení některých plánovaných instalovaných kapacit např. do oblasti syngasu nebo využití biometanu pro pohon vozidel.

Rovněž podpora rozvoje inteligentních sítí (Smart Grids) povede k zapojení většího počtu decentralizovaných regulovatelných obnovitelných zdrojů energie. I na evropské úrovni by ČR měla jednoznačně podpořit vznik rámce pro zavádění inteligentních sítí (zejména vytvoření technických standardů).

Smart grids řeší celý komplex témat - měření elektrické energie, domácí automatizace, regulace spotřeby, distribuovaná výroba, virtuální elektrárny (uskupení různorodých zdrojů, které se chová navenek jako jedna elektrárna), elektromobily, mikroregiony/mikrosítě, zásobníky „elektrické“ energie (přímé i nepřímé), dálkové přenosy elektrické energie, stabilizace parametrů v elektrických sítích (kompenzace, regulace napětí), řízení toků v sítích, stabilita distribučních i přenosových systémů, podpůrné a systémové služby, specifické funkce monitorování, řízení a automatizace.

Jako součást Smart Grids a řízení OZE je důležité stanovit strategii pro rozvoj elektromobility jako emisně výhodné alternativy zejména individuální a hromadné dopravy ve městech. Baterie elektromobilů by pak sloužily také regulaci elektroenergetické sítě. Rozvoj elektromobility by však neměl vést k navýšení instalovaného výkonu konvenčních zdrojů elektřiny.

Závěry studie by měly být dále diskutovány se zhotoviteli a dalšími zúčastněnými subjekty na úrovni Ministerstva průmyslu a obchodu a Energetického regulačního úřadu.

6. Přílohy

- 6.1. Technické podmínky vtláčení biometanu do DS a připojování bioplynových stanic (RWE)

6.2. Řád provozovatele distribuční soustavy E.ON Distribuce, a.s.