

## **Projekt energobloku na biomasu s elektrickým výkonem 9,6 MW pro výtopnu Nové Vráto společnosti Teplárna České Budějovice je pro město nevhodný.**

Zpracoval: ing. Pavel Bláha, technický pracovník v energetice.

e-mail. [blaha48@seznam.cz](mailto:blaha48@seznam.cz)

Praha, 25. 3. 2011

**Obecná poznámka na úvod:** V posledních několika letech bylo v České republice postaveno několik energetických zařízení na společnou výrobu elektřiny a tepla se spalováním biomasy, které by se nejspíše v odborné terminologii daly nazvat malými kondenzačními elektrárnami s odběrem tepla. Jedná se například o zařízení v areálu bývalé společnosti Jitka Jindřichův Hradec, které nyní vlastní a provozuje ČEZ (převážně vlastněný státem), nebo o blok na biomasu v Plzeňské teplárenské (100% vlastníkem Plzeňské teplárenské je město Plzeň), atd. Všechna tato zařízení mohla být postavena jen proto, že v ČR zatím platí i pro taková nevhodná zařízení nesmyslně vysoké výkupní ceny elektřiny z biomasy a z odpadů, které například v roce 2010 jsou u elektřiny z lesní štěpky, kterou plánuje používat Energoblok Nové Vráto, 3530 Kč/MWh (zatímco např. v Německu, které je pro nás vítaným vyzkoušeným vzorem, je výkupní cena silové elektřiny z biomasy v roce 2010 pro zdroj o výkonu větším než 5 MW elektrických zvýhodněna na nejvýše 2570 Kč/MWh jedině tehdy, pokud je vyráběna teplárensky, společně s užitečně využitým teplem. Elektřina vyráběná z biomasy ze zdroje o výkonu nad 5 MW v kondenzačním cyklu není v SRN cenově zvýhodněna vůbec). Takové vysoké ceny elektřiny z biomasy, jaké stanovil ERÚ, byly v ČR z mnoha stran kritizovány, ale bez úspěchu. Vysoké výkupní ceny elektřiny z biomasy umožnily ještě mimo vzniku výše uvedených nových zařízení i spalování a spoluspalování biomasy ve starších velkých elektrárnách a teplárnách, nově přizpůsobených na spalování biomasy. Biomasa se v takových elektrárnách spaluje s nízkou účinností, dováží se do nich i z velkých vzdáleností, využívá se neefektivně. Důsledkem je dnes vysoká cena a nedostatek biomasy pro rozumné využití, a ještě zbytečné zdražování elektřiny příplatkem na „zelenou elektřinu“. A tento stav se ještě bude po dostavbě rozpracovaných projektů zhoršovat.

V souvislosti s nedávným obdobným problémem s fotovoltaikou se konečně na politické scéně dostalo slyšení i problému biomasy. V příloženém novinovém článku z deníku Dnes ze dne 2.11.2010 „Stát už ví, jak na biomasu“ je popsána situace ze začátku listopadu 2010. Ze slov vedoucího oddělení podpory obnovitelných zdrojů na Ministerstvu průmyslu a obchodu, Pavla Gebauera, se zdá, že podobně jako u fotovoltaiky, zase nedokážeme prostě opsat to naše řešení od úspěšných sousedů v Německu. Fotovoltaika sice bude v budoucnosti naprosto nejvýznamnější technologií získávání elektřiny, biomasa bude ale velmi důležitá jako zdroj pro výrobu tepla a pro čistou teplárenskou výrobu elektřiny v době její vysoké spotřeby. A biomasa je také ze své podstaty jiný problém, než fotovoltaika. Obecně z toho důvodu, že biomasa každoročně vzniká jen omezené množství, zatímco energie ze Slunce dopadá na Zemi o několik řádů více, než jaká je veškerá spotřeba energie lidské civilizace, a stačí nám tedy zařízení pro využití energie dopadajícího slunečního záření postupně zdokonalit a zlevnit. A v ČR je rozumné využívání biomasy motivováno ještě navíc tím, že by měla být v ČR biomasa maximálně využita ve prospěch náhrady uhlí ve výtopnách a v teplárnách. Je tedy obtížné náš budoucí vývoj příslušných cen v oboru odhadnout., Patrně nejvhodnější bude na tomto místě pro účely úvah o efektivní rekonstrukci zdrojů tepla v teplárně České Budějovice jako české budoucí předpisy kopírovat pravidla německá. Proto v dalším textu využívám jako očekávané správné ceny takové výkupní ceny elektřiny z biomasy, jaké jsou platné v SRN.

### **Speciální poznámka na úvod k investičním záměrům společnosti Teplárna České Budějovice:**

Investiční náklady na projekt budou hrazeny minimálně z 80% z veřejných prostředků, protože ze 100% akcií společnosti Teplárna České Budějovice drží 80% město České Budějovice, 17,9% společnost Forum Energy, s.r.o. (ta patrně patří E.ON), zbytek - 2,1 % mají drobní akcionáři. A pokud by v ČR nadále platily nesmyslně vysoké výkupní ceny elektřiny z biomasy, byly by tyto investice nakonec uhrazeny z peněz všech spotřebitelů elektřiny v ČR. Pokud dojde k razantnímu snížení

výkupních cen elektřiny, vyrobené z biomasy s malou účinností, vložená investice nebude návratná, a bude muset být zaplácena z jiných zdrojů. Tedy z prostředků vlastníků Teplárny České Budějovice.

A ještě poznámka k podstatě teplárenství. Teplárenská výroba elektřiny je založena na faktu, že při termodynamické přeměně tepelné energie na mechanickou energii (která pak je použita k pohonu elektrických generátorů), není možné přeměnit na mechanickou energii veškeré teplo, a vždy se musí velká část tepla – u velkých parních elektráren cca 60%, u malých až 80% - odvést z celého procesu pryč. A tak namísto obyčejných kotlů na ohřev teplotnosné látky pro vytápění - vody, páry, vzduchu, atd., se instaluje do místa spotřeby toho tepla teplárenské zařízení, které se od toho čistě elektrárenského liší hlavně tím, že část toho vynuceně odváděného tepla z výroby elektřiny se neodvede například chladícími věžemi do vzduchu, ale odvede se přes výměníky tepla do nějakých systémů pro vytápění. Protože je pro to vytápění obvykle potřeba vyšší teplota, než při jaké se teplo odvádí z elektrárenského zařízení, tak se to teplárenské zařízení musí upravit ve prospěch té vyšší teploty odváděného tepla. To má za následek zmenšení výroby elektřiny oproti stejnému velkému zařízení elektrárenskému. Ale skutečná účinnost výroby elektřiny (počítaná jako poměr vyrobené elektřiny ku energii v palivu potřebnému pro výrobu té elektřiny) je vždy oproti elektrárenské výrobě větší. Největší účinnost výroby elektřiny je dosažena vždy tehdy, když už není z teplárenského zařízení odváděno žádné teplo bez využití do okolního prostředí. V takovém případě ale současně celá výroba elektřiny je úplně závislá na okamžitém odběru tepla do topného systému; bez odběru tepla není možné vyrábět elektřinu, a okamžitý elektrický výkon zařízení je dán okamžitým odběrem tepla. Tedy tam, kde je dlouhou dobu v roce nutné vyrábět teplo, je vhodné ho vyrábět teplárenským způsobem, a vyrobit přitom určité množství elektřiny s účinností, která je v elektrárně nedosažitelná. Například v Českých Budějovicích byla ve své době instalace teplárenské výroby elektřiny pomocí čistě protitlakových turbín z energetického hlediska v teplárně Novohradská plně oprávněná. Z hlediska podmínek místního životního prostředí byla ale i tehdy nevhodná (zvýšený hluk a prašnost z dopravy a z manipulace s větším množstvím uhlí a popílku, větší množství škodlivin ze spalování uhlí, z manipulace a z dopravy uhlí v samotném středu města). Z hlediska výhodnosti pro českou ekonomiku a energetiku se protitlakovou výrobou elektřiny z uhlí v centru Českých Budějovic patrně nikdo nezabýval, a patrně se mělo za to, že se daleká doprava toho poměrně malého množství uhlí navíc, pro výrobu elektřiny teplárenským způsobem s vysokou účinností, vyplatí, když už se do Budějovic stejně musí vozit velké množství uhlí kvůli té výrobě tepla. Tedy instalace čistě protitlakových turbín – budiž. Ale instalace kondenzačních turbosoustrojí a nebo kondenzačních s odběrem tepla do středu města, to je zřetelný nesmysl. Takto malá turbosoustrojí mají elektrickou účinnost podstatně menší, než turbosoustrojí ve velkých elektrárnách.

### **1. Propočítání reálné energetické efektivity stávajícího projektu Nové Vráto.**

*(V textu jsou podtrženy parametry, získané z podkladů EIA a z dalších podkladů zpracovaných oficiálními aktéry případu. Nepodtržené parametry jsou výsledkem mých propočtů nebo odhadů).*  
Energoblok má mít turbosoustrojí s elektrickým výkonem 9,6 MW, turbínu s jedním regulovaným odběrem páry na úrovni 0,6 MPa, 210°C. Celoroční dodávka tepla z Energobloku má být 300 000 GJ za rok, dodávka elektřiny 52 000 MWh za rok, příkon kotle v energii biomasy 31,3 MW tepelných, výkon kotle v páře 28,2 MW tepelných při výstupních parametrech páry 495°C a 6,7 MPa. Celoroční spotřeba paliva má být 70000 tun dřevní štěpky a 14250 tun pelet EKOVER. To je při výhřevnosti štěpky cca 10MJ/kg a výhřevnosti pelet 15 MJ/kg celoroční spotřeba energie cca 914000 GJ za rok. Při teplárenském provozu má mít blok v zimě výkon 7,2 MW elektrických, v létě 8,3 MW elektrických. Při čistě kondenzačním provozu má být elektrický výkon turbosoustrojí 9,6MW. Podle mých předběžných přepočtů vychází ale při čistě kondenzačním provozu elektrický výkon jen 8,5 MW, a při tepelném výkonu bloku 10 MW v létě elektrický výkon 7 MW. Vlastní spotřeba elektřiny bude podle technických zpráv z EIA 1,2 MW při nejmenším příkonu ventilátorů kondenzátoru a 1,45 MW při jejich největším výkonu. Užitečná výroba elektřiny tedy bude při čistě kondenzačním režimu 7 MW elektrických a 5,6 MW při odběru tepla 10 MW. Při provozu po dobu 8100 hodin za rok, se kterým podle dokumentace EIA počítá Teplárna, nemůže být vyrobeno za rok současně 300 000GJ tepla a dodáno 52000 MWh elektřiny, ale té elektřiny může být cca 46000 MWh. To je podle mého názoru jedna z chyb v technických zprávách EIA, která ale bude s konečnou platností potvrzena až při

provozu Energobloku. Při odběru tepla 10 MW tepelných bude podle mých výpočtů 34% elektřiny vyrobeno v teplotěnském cyklu (kogenerací elektřiny a tepla) a 66% elektřiny v cyklu kondenzačním. Pokud by byly správné údaje v dokumentaci EIA, bude skutečná elektrická účinnost Energobloku, vztažená na palivo, které je spáleno pro výrobu elektřiny následující: Plánované množství tepla pro hypotetický jiný zdroj (s obyčejným horkovodním kotlem) který by z biomasy vyráběl pouze potřebné teplo v množství 300000GJ za rok, by při účinnosti takového zdroje cca 88% (projekt Energobloku předpokládá u vysokotlakého parního kotle účinnost ještě vyšší - 90%) bylo 341000GJ. Z celé roční spotřeby paliva 914000 GJ by tedy, po odečtení energie nutné pro výrobu tepla, zbývalo pro účely výroby elektřiny cca  $914000 - 341000 = 573000$  GJ za rok, to je cca 159000 MWh v energii výhřevnosti biomasy. Skutečná účinnost výroby elektřiny bude tedy  $573000 : 159000 = 34,8\%$ . A nebo, pokud budou správné hodnoty z mého výpočtu, bude skutečná průměrná účinnost výroby elektřiny z biomasy  $46000 : 159000 = 28,9\%$ . To je v obou případech účinnost menší, než jaká by byla dosažena při spalování biomasy spolu s uhlím v elektrárněnských kotlích. Není tedy důvod, takto vyrobenou elektřinu – v teplotně s kondenzační turbínou s odběrem tepla - finančně dotovat. Tedy pokud by namísto Energobloku byl instalován jen kotel na biomasu, byla by spotřeba biomasy pro pouhou výrobu tepla jenom cca 34000 tun štěpky za rok. Dalších 36000 tun štěpky a 14250 tun pelet za rok se bude spalovat jen kvůli výrobě elektřiny z biomasy s účinností 30 až nejvýše 35%. A ve srovnání s čistě teplotěnskou výrobou elektřiny se více než  $\frac{1}{2}$  z tepelné energie z této dodatečně spálené biomasy odvede přes suchý kondenzátor bez užitku do vzduchu, a ještě se na pohon ventilátorů kondenzátoru spotřebuje část z vyrobené elektřiny.

## 2. Informativní propoččet reálné ekonomické efektivity projektu Nové Vráto.

a) Podle stávajících pravidel pro výkup elektřiny z biomasy v ČR v roce 2010 je možné elektřinu z biomasy typu lesní štěpky (kterou má spalovat Energoblok Nové Vráto) prodávat buďto za pevnou cenu 3530 Kč/MWh dodané elektřiny, a nebo za tržní výkupní cenu silové elektřiny (v roce 2010 cca 1000 Kč/MWh pro elektřinu dodávanou trvale, bez možnosti regulace dodávky), plus zelený bonus 2560 Kč/MWh za veškerou vyrobenou elektřinu, po odečtení technologické vlastní spotřeby výroby. V tomto případě je technologická vlastní spotřeba přibližně rovna celé vlastní spotřebě energobloku, tedy zelený bonus se také bude uplatňovat pouze na dodanou elektřinu. Její výkupní cena bude tedy i při uplatňování zeleného bonusu cca  $1000 + 2560 = 3560$  Kč/MWh, tedy prakticky stejná jako pevná výkupní cena 3530 Kč/MWh. V dalším textu se proto počítá s pevnou výkupní cenou 3530 Kč/MWh. Za předpokladu trvale platných současných cen elektřiny, stanovených z rozhodnutí ERÚ, byly by příjmy za prodanou elektřinu v množství cca 52000 MWh za rok  $52000 \times 3530 = 183,5$  milionu Kč za rok, příjmy za prodané teplo v ceně 420 Kč/GJ bez DPH u odběratelů, ale po odečtení tepelných ztrát ve výši odhadem  $\frac{1}{3}$  vyrobeného množství tepla, by byly cca  $300000 \times 0,66 \times 420 = 83$  milionů Kč za rok, celkové roční příjmy cca  $183,5 + 83 = 267$  milionů Kč za rok.

Výdaje energobloku budou složené především z nákladů za palivo, nákladů na obsluhu a z nákladů na servis, opravy a provozní hmoty energobloku. 70000 tun štěpky za cenu cca 1000 Kč/tunu bez DPH, 14250 tun pelet za cenu 1500 Kč/tunu bez DPH, bude ročně znamenat náklady  $70+21,4 = 91,4$  milionu Kč. Náklady na personál by byly cca 5 až 10 milionů Kč/rok a náklady na servis, opravy a pomocné provozní hmoty cca 200 Kč/MWhe, tedy cca 10 milionů Kč/rok. Celkové roční výdaje energobloku by tedy byly cca  $91 + 10 + 10 = 111$  milionu Kč/rok. Rozdíl příjmů a výdajů by činil cca  $267 - 111 = 156$  milionů Kč/rok, a prostá návratnost projektu  $750/156 =$  cca 4,8 roku. Tedy velmi vysoké výkupní ceny, stanovené ze strany ERÚ za elektřinu z biomasy, vyrobenou s malou účinností, neefektivně, s velkými ztrátami biomasy, deformuje ekonomické hodnocení projektů natolik, že projekt se zdá ekonomicky efektivní.

b) Za předpokladu výkupních cen elektřiny z biomasy, které podle německých předpisů budou platné v SRN v roce 2013, kdy má být Energoblok Nové Vráto uveden do provozu, 2490 Kč/MWh, pro bloky o výkonu od 5 do 20 MW elektrických, jen pro elektřinu, vyrobenou teplotěnským způsobem (kogenerací), a výkupních cen nijak neregulovaných pro elektřinu vyrobenou z biomasy v kondenzačním turbosoustrojí, s malou účinností, cca 1000 Kč/MWh (můj odhad), a současně za předpokladu, že elektřiny vyrobené v teplotěnském cyklu bude za rok z celkově 52000MWh asi 34% (viz výše v odstavci 1), a zbytek bude vyroben v kondenzačním cyklu s malou účinností, pak tržba za tuto elektřinu bude  $52 \times 0,34 \times 2,49 = 44$  milionů Kč plus  $52 \times 0,66 \times 1 = 34$  milionů Kč, celkem tedy 78 milionů Kč. Celková celoroční tržba za elektřinu a teplo by byla cca  $78 + 83 = 161$  milionů Kč za rok.

Po odečtení výše odhadnutých výdajů by rozdíl příjmů a výdajů byl  $161 - 111 = 50$  milionů Kč za rok, a při investičních nákladech 750 milionů Kč by prostá návratnost projektu byla  $750/50=15$  let.

Jestli bude množství prodávané elektřiny menší, například výše uvedených 46000 MWh za rok, pak tržby za elektřinu při předpokládané platnosti budoucích „německých“ cen by byly 69 milionů Kč za rok, rozdíl příjmů a výdajů cca 41 milionů Kč za rok, a doba prosté návratnosti investice  $750/41=18$  let.

c) A pokud by v ČR došlo k úplnému zrušení zvýhodněné výkupní ceny elektřiny z biomasy z takto velkých kondenzačních bloků s odběrem tepla (obdoba toho, jak dopadla fotovoltaika), a vyrobená silová elektřina by byla prodávána za tržní cenu, tak protože jde o vynucenou výrobu elektřiny, jen s malou možností regulace elektrického výkonu, byla by prodávána přibližně za 1000 Kč/MWh, tržba za elektřinu by byla přibližně  $52 \times 1 = 52$  milionů Kč za rok. Celková tržba za elektřinu a teplo by byla pak  $52 + 83 = 125$  milionů Kč za rok, rozdíl příjmů a výdajů  $135 - 111 = 24$  milionů Kč za rok, prostá návratnost investičních nákladů projektu by byla  $750/24=31$  let.

### **3. Některé možnosti vhodnějších změn technologie v Teplárně České Budějovice.**

a) Současný stav soustavy centrálního zásobování teplem v Českých Budějovicích je daný historickým vývojem. Proto je primární rozvod tepla dosud většinou parní a má vysoké roční ztráty tepla. Proto je hlavní zdroj tepla, Teplárna Novohradská, umístěn v samém středu města, a hlavním palivem je tam hnědé uhlí. Stav SCZT v Českých Budějovicích je nevyhovující.

Záměr na instalaci kondenzační parní turbíny do Teplárny Novohradská a záměr na instalaci Energobloku na spalování biomasy s kondenzačním turbosoustrojím s odběrem tepla do Výtopny Nové Vráto je patrně výsledkem marketingového působení dodavatelů těchto zařízení v Českých Budějovicích, povzbuzených již realizovanými podobnými projekty např. v Jindřichově Hradci nebo v Plzni.

Oba záměry není možné rozumně zdůvodnit technicky nebo ekonomicky, a musely mít silnou politickou podporu.

Oba projekty budou pro investora pravděpodobně celkově velmi ztrátové, při svém provozu budou přinášet provozovateli ztrátu, a budou zhoršovat špatnou situaci v ČR na trhu s biomasou a s hnědým uhlím.

Pravděpodobně dojde během několika příštích let k přehodnocení těchto projektů, zařízení budou odstavena a zlikvidována (v případě Teplárny Novohradská, která se nachází v centru města) a nebo zrekonstruována na jinou technologii (v případě Výtopny Nové Vráto, která je na severovýchodním okraji města).

b) V Českých Budějovicích je několik možných způsobů, jak do budoucna zajistit jiným vhodnějším způsobem vytápění a ohřev TUV v hustě zastavěné části města, než prodlužováním životnosti a vylepšováním stávající uhelné a plynové parní teplárny Novohradská a uhelné parní výtopny Nové Vráto plus udržováním parních primárních rozvodů tepla a výměňkových stanic a sekundárních horkovodních rozvodů v domech a ve skupinách domů.

V rozptýlenější nízkopodlažní zástavbě, a především tam, kde je zaveden zemní plyn alespoň pro vaření, by mohlo být dálkové vytápění nahrazeno plně jako investice majitelů bytů především individuálním plynovým vytápěním bytů a ohřevem TUV plynem. Současně a nebo následně by silami majitelů bytů mělo být prováděno zlepšování tepelně technických charakteristik objektů, a měly by být využity možnosti pro využití fototermických a fotovoltaických zařízení. Potřebné posílení a zavedení rozvodů zemního plynu na dotčeném území by provedl dodavatel plynu.

V mnohopodlažní husté zástavbě (ve čtvrtích s bloky mnohopodlažních domů, na sídlišťích včetně objektů typu škol, zdravotnických zařízení, obchodních center, kancelářských prostor) a zvláště tam, kde jsou nově zrekonstruované teplovodní rozvody, bude vhodné předpokládat zachování centrálního vytápění a ohřev TUV případným odpadním teplem z případných blízkých zdrojů odpadního tepla a z nových blízkých tepláren a výtopen na okraji města na pokud možno obnovitelné palivo z blízkosti Českých Budějovic, a na zemní plyn. Zde jsou myšleny především teplárny s pístovými plynovými motory na zemní plyn a zčásti i na bioplyn nebo skládkový plyn, a výtopny na biomasu. Rekonstrukce rozvodů SCZT by měly být připraveny a prováděny s maximálním ohledem na budoucí zlepšení tepelně technických parametrů objektů a budoucí využití obnovitelných zdrojů energie typu fototermických a fotovoltaických zdrojů a případné využití odpadního tepla v objektech. Postupovat

při rekonstrukcích by se mělo pokud možno tak, aby se postupně od jedné strany každé oblasti nahrazovaly dodávky tepla ze starých zdrojů dodávkami z postupně budovaných nových zdrojů. Elektrický výkon nových teplárenských kapacit zapojovat do městské elektrizační sítě, která by měla být postupně vytvořena, pokud na území města budou vznikat další městské zdroje elektřiny. Možnou alternativou několika soustav vytopen nebo tepláren středního výkonu na okrajích města je jedna velká teplárna na zemní plyn a biomasu ve vhodném místě, plus několik dalších připojených menších zdrojů tepla z odpadních a dalších vhodných zdrojů. Jedním ze zdrojů odpadního tepla a elektřiny by měla být bioplynová stanice na zpracování tříděného biologicky rozložitelného komunálního odpadu (BRKO) a kalu z městské čističky odpadních vod (ČOV). Dalším zdrojem tepla by měla být městská spalovna spalitelného tříděného odpadu.

#### **4. Závěr.**

**a)** Projekt výstavby parního energobloku na biomasu ve výtopně Nové Vráto je pro Teplárnu České Budějovice nevýhodný, bude ekonomicky ztrátový. V dokumentech, přiložených v dokumentaci EIA tohoto projektu jsou zřejmé chyby, patrně úmyslné. V hodnotících odborných zprávách MŽP jsou tendenční nepravdivé závěry ve prospěch projektu.

**b)** Soustava dálkového vytápění v Českých Budějovicích je technickou úrovní zdrojů tepla (Teplárna Novohradská, Výtopna Nové Vráto) a primárních rozvodů tepla (většinou parní rozvody – cca 130 km!) na špatné úrovni, má vysoké ztráty tepla v rozvodech, a měla by být předmětem úplné modernizace. Pokud bude Teplárna České Budějovice při modernizaci důsledně dbát na zájmy města České Budějovice (a to jak města, jako největšího vlastníka Teplárny, tak občanů jako odběratelů tepla a obyvatel v životním prostředí města, ovlivněném existencí a provozem zdrojů tepla ve městě), bude správně navržená a provedená rekonstrukce pro město všestranným přínosem, především ekonomickým. Pokračování provozu v současném stavu, a nebo dokonce výstavba nového parního bloku na biomasu s kondenzační turbínou a s malým využitím tepla jsou pro město nevýhodné.