

„Na rozdíl od některých typů OZE jde v případě kogeneračních jednotek o říditelné zdroje,“

řekl v rámci rozhovoru pro časopis All for Power Ing. Josef Jeleček, předseda rady sdružení COGEN Czech a generální ředitel a předseda představenstva Tedom, a.s.



Pane řediteli, na úvod prosím o zhodnocení konference organizované sdružením Cogen.

Z konference Dny kogenerace 2011 máme ve sdružení dobrý pocit. Z ohlasů účastníků víme, že velmi zajímavá byla panelová diskuse na téma budoucnosti teplárenství a vazeb na kogeneraci. Mnoho diskutovaných problémů teplárenství se týká i provozovatelů menších plynových kogeneračních jednotek, instalovaných většinou v menších systémech Centrálního zásobování teplem (CZT). Jde o znevýhodnění ekologickou daní, rostoucí ceny paliva a podobně. Na druhé straně provozovatelé teplárenských systémů na zemní plyn zažili vyšší ceny zemního plynu, než jsou nyní, a aby přežili, byli nuceni investovat do účinností a úspor. Jsou tedy lépe připraveni. Velké teplárny na uhlí děsí cena paliva 80 Kč/GJ, plynárenské systémy žijí běžně s cenou paliva 250,- Kč/GJ a ceny u konečných spotřebitelů se zase až tak nelíší.

Co je podle Vás potřeba udělat pro zvýšení celkové účinnosti velkých teplárenských soustav v ČR?

Podle mého názoru by se mělo každé teplo v rozumném množství vyrobit v kogeneraci, a to platí i pro velké CZT. Jedna z odpovědí je v nasazení kogenerace. Ale to není všechno. Je třeba zaměřit se na účinnost celého systému, čili kotel, turbína a zejména rozvody tepla. Proto bych doporučil rozlišovat mezi teplárnou s kogenerací, která slouží pouze k dodávkám tepla, a kondenzační

Josef Jeleček (nar. 24. ledna 1961 v Třebíči)

V roce 1984 získal inženýrský titul na VUT Brno, Fakultě strojní, katedře tepelných a jaderných strojů a zařízení. V letech 1989 až 1991 absolvoval postgraduální školení v délce 53 týdnů pro vedoucí pracovníky JE s reaktorem typu VVER 440. V letech 1985 až 1989 pracoval v První brněnské strojírně jako vývojový pracovník v konstrukci spalovacích turbín. V období 1989 až 1992 působil ve Výzkumném ústavu jadrových elektrárn Trnava (pracoviště Dukovany) ve funkci Kontrolní fyzik. Od roku 1991 byl oprávněn k výkonu funkce kontrolního fyzika na Jaderné elektrárně Dukovany, od roku 1993 získal oprávnění k výkonu funkce operátora sekundárního okruhu na jaderné elektrárně Dukovany. V letech 1992 až 1993 pracoval pro ČEZ a.s., jako operátor sekundárního okruhu JE Dukovany. Současně s tím byl již od roku 1991 ředitelem firmy Tedom s.r.o., kterou založil. Následně se stal generálním ředitelem akciové společnosti Tedom a od ledna 2010 je i jejím předsedou představenstva. Josef Jeleček se stal v roce 1999 jedním ze zakladatelů sdružení COGEN Czech pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. Od roku 2002 dosud je předsedou rady sdružení COGEN Czech.

elektrárnou, která pouze dodává odpadní teplo do systému CZT.

Které největší problémy a překážky v případě přechodu systémů CZT na plyn (resp. na KVET) očekáváte nebo se s nimi již nyní setkáváte?

Střední a malé systémy na plyn již z velké většiny pracují, a pokud v nich ještě kogenerace není, jsou ideálním místem pro nasazení vysoce účinné kogenerace právě na plyn. Tvoří podstatnou část potenciálu pro využití vysoce účinné kogenerace.

Existuje představa, kolik plynu by musela ČR začít dovážet navíc, kdyby čistě hypoteticky všechny, i velké systémy CZT, přešly na plyn? Bylo by vůbec plynu dostatek?

Nerad se vyjadřuji k tématu přechodu velkých CZT z uhlí na plyn, neboť tuto problematiku rozhodně nelze zobecňovat. Mezi uhelnými teplárnami je celá řada těch, které fungují efektivně, mají vysokou účinnost a rozhodně by neměly být předělávány na plyn. Převodem neúčinných systémů CZT na zemní plyn rozhodně nestoupne spotřeba plynu na závratnou úroveň.

Jakým směrem by se podle Vás měla vydávat část akumulace, ať již tepla nebo elektrické energie, v systémech KVET?

Akumulace tepla je už dnes nezbytnou součástí moderního CZT s kogenerací. Umožňuje provozovat kogeneraci v době, kdy je elektřina potřeba a je i za vyšší cenu, což snižuje nároky na příspěvek. Nejrozšířenější technologií akumulace tepla je dnes vodní. Objevují se ale i akumulátory tepla založené na změně skupenství tepla nositele, což by mohlo významně zmenšit rozměry akumulační nádrže. Obecně lze s jistotou prohlásit, že akumulace bude mít v energetice stále větší význam i z důvodu řízení spotřeby i výroby v čase

(dnes hojně zmiňované Smart Grids) zejména vzhledem k rozvoji obtížně predikovatelných obnovitelných zdrojů, jako je zejména slunce a vítr.

Nevyšší se rozvojem kogenerace závislost Česka na plynu, na stále dražším plynu? Nebylo by přece jenom lepší využít stávajících zdrojů uhlí pro výrobu tepla a modernizovat do vyšší účinnosti a modernizace tepláren? Považujete těžbu a distribuci plynu na tisíce kilometrů za něco, co je „ekologické“?

Já ano. Myslím, že i přes dopravu plynu na velké vzdálenosti je zemní plyn jako palivo z pohledu celkové stopy CO₂ o polovinu lepší než je tomu u uhlí. Zvážíme-li ještě kogeneraci, je to ještě lepší.

Ztráty metanu při těžbě a distribuci, který je ještě větším škůdcem než CO₂, jsou údajně v řádech procent... To je můj problém, o kterém se moc nemluví...

Nemyslím si. O tomto problému se mluví. Všeobecně se ví, že je metan asi 20 × horší než CO₂. Ale s úniky metanu při dopravě plynu to asi nebude tak hrozné. Je třeba si uvědomit, že i při těžbě uhlí a nafty vzniká metan. I po započtení úniků metanu při dopravě má plyn asi 2 × menší „stopu“ skleníkových plynů než uhlí.

Za jakých podmínek a zda vůbec by šlo třeba do plynárenských soustav dodávat i plyn například z bioplynových stanic?

Technicky je to možné, je to však celkem finančně náročné. To je důvod, proč dodávka vyčištěného bioplynu tzv. biometanu do plynárenské sítě je obecně dotována. Avšak probíhá diskuse o adekvátní výši dotací. Na druhé straně vtlačení biometanu do sítě umožní jeho vyšší energetické využití – například ve vysoce účinné kogenerační

jednotce v CZT. Na bioplynových stanicích je totiž obecně problém využít veškeré teplo z kogenerační jednotky, protože k ohřevu technologie je využita maximálně třetina tepla a zbytek je bez užitku vyvětrán.

Vaše sdružení má v programu, citují: „Zaměření na decentralizovanou kogeneraci na zemní plyn (lokální výtopny, průmysl, servis,...) a na výrobu tepla.“ Jaké výhody pro člověka by měl podle Vás přechod z CZT na uvedené lokální výtopny?

Naše sdružení rozhodně není propagátorem přechodu CZT na zemní plyn. Ano, propagujeme decentralní kogeneraci, ale zejména podporujeme maximální využití paliva při výrobě elektřiny bez ohledu na to, zda se jedná o velké či malé CZT. Decentralní kogenerace, pokud je správně dimenzována, většinou dosahuje vyšší celkové účinnosti, než velké systémy CZT, ale pokud i tyto jsou rozumně účinné, rozhodně by neměly být nahrazovány decentralní kogenerací.

Jaký máte názor na vyjádření některých stran, že cena za teplo z CZT je nižší než z lokální výtopny?

Souhlasil bych s tím. Jednak velká „teplárna“ určitě koupí zemní plyn levněji než malá kotelná v panelovém domě... Mělo by tomu tak být a navíc větší teplárna má možnost použít efektivně kogeneraci. Zastánci domovních kotelen si velmi často neuvědomují, že i oni musejí zaplatit technologii (kotelnu), i když to není vždy v ceně tepla, musejí hradit náklady na servis, údržbu a také musejí po čase technologii obnovit.

Je podle Vás spravedlivé, že se na lokální výtopny nevztahují poplatky za emise, ekologické daně... ?

To rozhodně spravedlivé není, mělo by být všem měřeno stejným metrem, ať se jedná o domovní, lokální nebo velké CZT.

Neobáváte se, že s masivním rozvojem kogenerace či mikrokogenerace by mohlo dojít k problémům v elektrizačních soustavách? Šlo by vlastně o stovky nebo tisíce zdrojů po celé zemi.

Bylo by pak možné predikovat výrobu elektrické energie ...

Tuto obavu rozhodně nemám. Již dnes jsou v ČR v provozu tisíce malých kogeneračních jednotek. Na rozdíl od některých typů OZE se jedná o říditelné zdroje, téměř výhradně provozované pouze ve špičkách a čím dál více je jich nově dispečersky řízeno ve spolupráci s obchodníkem s elektřinou podle aktuální situace trhu s elektřinou. Naopak, jejich význam nadále poroste zejména v tzv. „chytrých sítích“, kdy jejich provoz bude řízen v souladu s lokální spotřebou elektřiny a s ohledem k momentální nabídce elektřiny například z fotovoltaiky nebo větru.

Flexibilní a účinná kogenerace by mohla být důležitou částí smart grids... Proto je ale myslím potřeba, aby majitelé KVET byli nějak propojeni do jednotného systému nějaké „virtuální elektrárny“. Čili měli by být propojeni i různí majitelé zařízení pro KVET. Chápu to tak dobře?

Dnešní technika umožňuje propojení kogenerace a její dálkové řízení, což jsme si ještě před dvaceti lety jen stěžili představit. Aby byla kogenerace pružně říditelná, musí mít alespoň následující vlastnosti: musí být schopna najet, je-li v klidu, alespoň na pár hodin, je-li potřeba dodávat elektřinu, rychle odstavit v době, kdy je naopak přebytek elektřiny, být regulovatelná v době, kdy je v provozu. Proto je nezbytnou součástí instalace kogenerační jednotky tepelná akumulace a náhradní zdroj tepla, většinou plynový kotel.

Kdo a podle jakého klíče by měl připojovat nebo odpojovat konkrétní KVET do elektrizační soustavy? Nepřinese to rozepře mezi majiteli zařízení KVET na téma přednostního připojování a podobně?

Myslím si, že systém dispečerského řízení kogeneračních jednotek (virtuální elektrárny) se bude vyvíjet a těžko říct, kam se vyvine. Já osobně vidím dispečerské řízení virtuální elektrárny

provozovatelem podle ceny elektřiny na trhu s tím, že by provozovatel mohl nabídnout část svého výkonu provozovateli sítě pro potřeby řízení služeb sítě – záložního výkonu, regulace frekvence a podobně.

Má kogenerace nějakou překážku rozvoje v České republice?

Nemyslím si, že by měla kogenerace v ČR nějaké větší překážky. V minulosti byly problémy s povolením připojení k síti kvůli zablokování zájemci o výstavbu fotovoltaických elektráren. Většina projektů se už nezrealizuje a proto dochází k postupnému odblokování kapacity. Jako problém vidím nejasný princip podpory zejména malé kogenerace, a to bez jakékoliv jistoty na dobu delší než jeden rok.

Předpokládám, že rozvoji kogenerace resp. mikrokogenerace by prospěly dotace státu. Pro jaký model byste byl, aby se nestalo to, co v rámci FVE, čili nekontrolovatelnému a mnohdy spekulativnímu jednání?

Můj názor je v tomto případě stejný již dvacet let a nemám proč jej měnit.

A) Odstranit všechna přirozená znevýhodnění decentralních zdrojů daná uspořádáním trhu s elektřinou a systémem regulovaných činností (tyto spravedlivě a tržně ocenit), čili dodávat elektřinu do sítě blízko místa její spotřeby, docílit úspory nákladů na přenos a distribuci, transformaci, úsporu ztrát v síti a podobně.

B) Spravedlivě ocenit ekologický přínos vysoce účinné kogenerace a reálnou úsporu emisí skleníkových plynů

C) Podporu kogenerace realizovat pouze omezeným počtem hodin ročně – optimálně 2 000 až 3 000 hodin a nechat na provozovateli, kdy elektřinu prodá, a umožnit mu, aby prodal elektřinu v době, kdy je její cena nejvyšší a kdy elektřina na trhu chybí.

(čes)



V systémech zabezpečeného napájení JSME JEDNIČKA!

- Realizujeme nouzové a ostrovní zdroje elektřiny a tepla
- Používáme výhradně elektrocentrály a motory Caterpillar, Perkins a MWM
- Máme vlastní systém analýzy provozní spolehlivosti
- Generátory Phoenix-Zeppelin mohou používat různé druhy paliv, včetně směsí kapalina-plyn
- Zlaté medaile MSV Brno – produkty vlastního vývoje Phoenix-Zeppelin
- Spolupracujeme s předními technickými univerzitami

NZ²

ENERGENCY

BOOMEL

PHOENIX
ZEPPELIN

CAT

Phoenix-Zeppelin, spol. s r.o. • Lipová 72 • 251 70 Modletice • www.p-z.cz