

Plynová mikroturbína v praxi

Gas micro-turbine in practice

Ing. Zdeněk LERL

Cílem příspěvku je vyhodnotit hranice ekonomického využívání kogeneračního zařízení, které tvoří plynová mikroturbína s generátorem k výrobě elektrické energie a spalínovým kotlem k výrobě tepla. Jde o ověření výpočtových postupů používaných pro získání podkladů k posouzení výhodnosti vložené investice do technicky dokonalého, ale investičně nákladného zařízení.

Klíčová slova: spalovací turbína, kogenerační zařízení, účinnost využití paliva, návratnost investice

Recenzent

doc. Ing. Karel Brož, CSc.

The aim of the contribution is to evaluate the limits of economical utilisation of co-generation equipment consisting of gas micro-turbine with generator for electric energy generation and of combustion products boiler for heat generation. It concerns the verification of calculation procedures used for data acquisition needed for advantageousness evaluation of investment put into the technically perfect however high-priced equipment from the point of investment view.

Key words: gas turbine, co-generation equipment, efficiency of fuel utilisation, return of investment

V tepelném hospodářství se začala uplatňovat technologická zařízení převzatá z leteckého průmyslu. Konkrétně jde o spalovací turbíny kompletované s kompresorem spalovacího vzduchu a generátorem elektrické energie, které slouží v letadlech jako zdroj elektrické energie. V běžném použití u tepelného hospodářství je nahrazeno letecké palivo kerosin zemním plynem nebo extra lehkým topným olejem. Zařízení je dodáváno a využíváno pod obecným názvem spalovací mikroturbína a slouží jako kogenerační zařízení kromě výroby elektrické energie i jako zdroj tepla pro tepelnou techniku.

TECHNICKÝ POPIS

Kogeneraci je označována společná výroba tepla a el. energie, čehož se dosahuje užitím jednoho ze čtyř druhů zařízení. Tato zařízení se liší způsobem i stupněm přeměny primárního paliva na elektrickou energii a teplo. Jde o kogeneraci parní, plynovou, paroplynovou a kogeneraci pomocí palivových článků.

Zásadním faktorem určujícím kvalitativní stupeň přeměny primárního paliva v kogeneračním zařízení na elektrickou a tepelnou energii je elektrická resp. tepelná účinnost definovaná jako poměr elektrického resp. tepelného výkonu dodávaného zařízením k příkonu přiváděnému v palivu. U plynových kogeneračních zařízení je energie paliva převáděna na elektrickou a tepelnou energii v soustrojí spalovací motor a generátor nebo spalovací turbína a generátor. V palivových člancích je energie obsažená v palivu převáděna na elektrickou energii a teplo přímo. U parní kogenerace je pro výrobu elektrické energie využita vodní pára, vytvořená v parním kotli. U paroplynových kogeneračních zařízení je využita energie spalin ve spalovací turbíně nebo ve spalovacím motoru a také i energie vodní páry vytvořené ve spalínovém kotli – výměníku spalinami vystupujícími z plynové turbíny.

Celková účinnost kogeneračního zařízení je dána součtem účinnosti elektrické a tepelné, i když jde o obtížně srovnatelné druhy energie.

Účinnost produkce elektrické energie	$\eta_e = P_e / P_p$
Účinnost produkce tepla	$\eta_t = P_t / P_p$
Účinnost využití paliva celková	$\eta_c = \eta_e + \eta_t$

Volba určitého kogeneračního zařízení je ovlivněna kromě účinností využití paliva i jeho investičními a provozními náklady a cenovými poměry na trhu s energiemi.

Plynová kogenerace

Plynová kogenerace je označení pro společnou výrobu el. energie a tepla přímým spalováním plynu ve spalovací turbíně (otevřený Braytonův cyklus) nebo ve spalovacím motoru (otevřený Ottův cyklus), které pohánějí generátor při současném využití odpadního tepla spalin a tepla z chlazení. Stupeň využití energie obsažené v primárním palivu na el. energii je cca 24 až 42 %, účinnost výroby tepla je cca 35 až 57 %, celková účinnost využití energie v palivu činí cca 72 až 90 %.

Podmínkou je však požadavek používat ušlechtilá plyná (nebo kapalná) paliva. Zařízení lze provozovat i s jinými méně kvalitními palivy než je zemní plyn tj. i s odpadními hořlavými plyny jako např. s bioplynem, dřevoplynem a skládkovým plynem. Nižší výhřevnost těchto plynů se však projeví v nižší účinnosti výroby elektrické energie.

Paroplynová kogenerace

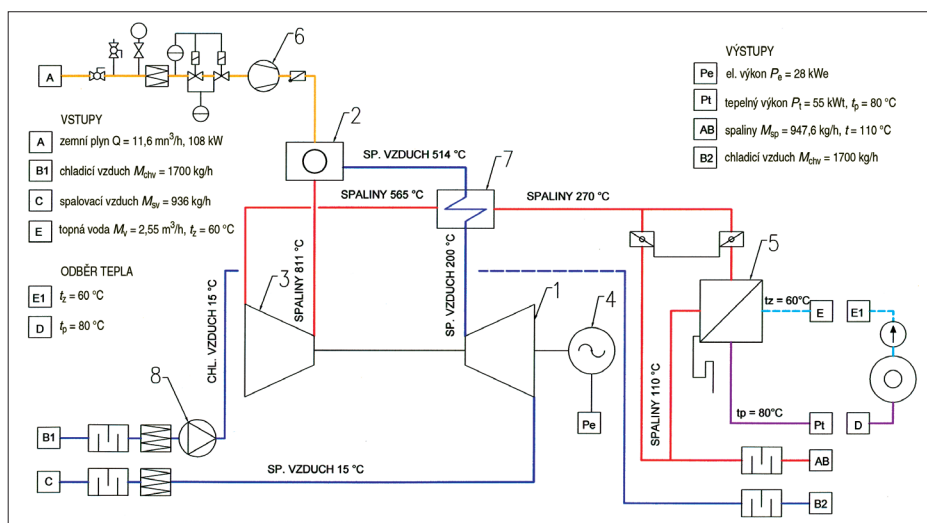
Paroplynová kogenerace je označení pro společnou výrobu el. energie a tepla, kde se kombinuje zařízení na plynovou a parní kogeneraci. Odpadním teplem ze spalin spalovací turbíny nebo spalovacího motoru je vyráběna pára, která pohání soustrojí s parní turbínou, nebo je část takto vyrobené páry vstříkována do spalovací komory spalovací turbíny (tzv. Chengův cyklus).

Elektrická účinnost paroplynového zařízení závisí na provozních parametrech spalovací turbíny, spalovacího motoru a parní turbíny, obvykle se pohybuje v rozmezí 38 až 46 %, tepelná účinnost se pohybuje obvykle v rozmezí 25 až 40 %.

Palivové články

Palivové články jsou technologií, ve která probíhá v současné době velmi bouřlivý vývoj. Jde o inverzní proces k elektrolyze vody elektrickým proudem, kde se po připojení stejnosměrného elektrického proudu k elektrodám ponořeným do elektrolytu na anodě vyvíjí kyslík O₂ a na katodě vodík H₂. U palivového článku je kyslík (vzduch) přiváděn k anodě a palivo vodík přiváděn ke katodě a na odporu vloženém do propojení anody a katody vzniká elektrické napětí a proud. Při ději vzniká teplo, které je odváděno ve výměnících tepla například chladicí vodou. Jde o technologii budoucnosti, avšak současné investiční náklady vylučují její použití v běžné topenářské praxi.

Probíhající výzkumné práce ve vyspělých průmyslových zemích však poskytují optimistický předpoklad neustálého poklesu měrných nákladů na tato zařízení a tudíž i růst jejich uplatnění.



Obr. 1 Schéma zařízení

1 – kompresor spalovacího vzduchu, 2 – spalovací komora, 3 – spalovací turbína, 4 – generátor, 5 – spalínový kotel – výměník, 6 – kompresor zemního plynu, 7 – rekuperační výměník spaliny – spalovací vzduch

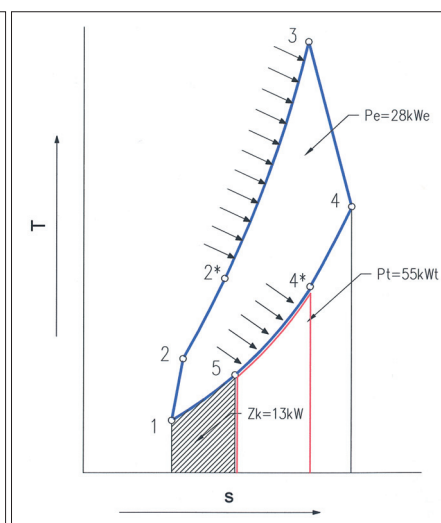
PLYNOVÁ MIKROTURBÍNA

Plynová mikroturbína – soustrojí s kompresorem, plynovou turbínou a generátorem elektrické energie o výkonu do 100 kW je v současné době na tuzemském trhu k dispozici od jednoho tuzemského výrobce a od několika zahraničních dovozců. Tato zařízení s kompresorem, turbínou i generátorem na společném hřídeli s ohledem na výkon a geometrické rozměry musí pracovat ve vysokých otáčkách 70 000 až 100 000 1/min. Výstup z vysokofrekvenčního generátoru (např. 500 V, 1 600 až 2 333 Hz) je výkonovými tyristory transformován na požadované parametry sítě 400 V, 50 Hz. V České republice je zatím instalováno jen několik těchto zařízení. Provozní zkušenosti jsou převážně velmi dobré.

Principiální schéma a plynový pracovní cyklus jsou uvedeny na obr. 1 a obr. 2. Spalovací vzduch je stlačován kompresorem (1) (na stejném hřídeli s turbínou), a veden do spalovací komory (2), kam je též přiváděn zemní plyn odpovídající tlaku. Není-li vstupní tlak plynu dostatečný, je stlačován kompresorem (6), který je součástí vybavení plynové trasy. Spaliny ze spalovací komory jsou přiváděny na lopatky spalovací turbíny (3) pohánějící generátor elektrické energie (4) a kompresor (1). Parametry zemního plynu a spalovacího vzduchu jsou uvedeny na obr. 1 a 2. a v níže uvedeném příkladu. Z turbíny vystupují spaliny ochlazené, ale stále ještě s vysokou teplotou. Tepelná energie spalin vystupujících z turbíny je využívána jednak k ohřevu spalovacího vzduchu v rekuperačním výměníku (7) a jednak ve spalínovém kotli – výměníku (5), který je zdrojem tepla pro ohřev topné vody používané v soustavě ústředního vytápění nebo k ohřevu teplé užitkové vody. Vychlazené spaliny se odvádějí komínem do okolního prostředí. Spalínový kotel má instalovaný obtok spalin, kterým je možno vypouštět spaliny do ovzduší bez využití jejich citelného tepla. Tohoto obtoku se obvykle užívá při najíždění turbíny nebo při přechodném nižším odběru tepla. Soustrojí u těchto malých zařízení bývá chlazeno vynuceným průtokem vzduchu ventilátorem (8). Chladící vzduch je paralelně přiváděn se spalovacím vzduchem do jednotky. Teplo získané chlazením soustrojí se využívá pouze k temperování stroje nebo je návazným vzduchotechnickým zařízením odváděno mimo objekt stroje.

VLIVY NA ELEKTRICKOU ÚČINNOST MIKROTURBÍNY

Na elektrickou účinnost jednotky má největší vliv teplota spalin za spalovací komorou na vstupu do turbíny. Teplota spalin je omezená, protože nemůže být



Obr. 2 Průběh cyklu

1 – spalovací vzduch, $t_1 = 15^\circ\text{C}$; 1-2 – komprese spalovacího vzduchu, $t_2 = 200^\circ\text{C}$; 2-2* – rekuperační ohřev, $t_2^* = 514^\circ\text{C}$; 2*-3 – spalování zemního plynu a vzduchu, $t_3 = 811^\circ\text{C}$; 3-4 – expanze spalin v turbíně, $t_4 = 565^\circ\text{C}$; 4-4* – rekuperační ochlazení, $t_4^* = 270^\circ\text{C}$; 4*-5 – ochlazení spalin ve výměníku spalina-voda, $t_5 = 110^\circ\text{C}$

překročena teplotní odolnost použitého materiálu lopatek. Palivo ve spalovací komoře je spalováno při vysokém přebytku vzduchu. Spaliny, které odcházejí ze spalovacích turbín větších než 0,5 MW mají proto obsah kyslíku cca 12 až 15 %, čemuž odpovídá přebytek vzduchu $\lambda = V_{\text{vs}}/V_{\text{vsmin}} = 2,5$ až 3,5 a teplota spalin přiváděných na lopatky turbíny 1 000 až 1 400 °C. U mikroturbíny, u které se pracuje s teplotami spalin na vstupu do turbíny nižšími tj. kolem 800 °C jsou přebytky vzduchu ještě vyšší $\lambda = 4,5$ až 7,5.

Elektrická účinnost se též zvyšuje s velikostí kompresního poměru tlaků turbíny. Velikost kompresního poměru ovlivňuje hodnota tlaku zemního plynu a tlaku spalovacího vzduchu.

Elektrická účinnost spalovací turbíny je určena pro její nominální výkon a při snižování výkonu se elektrická účinnost snižuje a při zvyšování výkonu účinnost roste.

Nominální výkon spalovací turbíny se určuje pro následující podmínky:

- tlak vzduchu $p_v = 101\,300 \text{ Pa}$,
- teplota přiváděného vzduchu $t_p = +15^\circ\text{C}$. Při snižující se teplotě přiváděného vzduchu se elektrický výkon zařízení zvyšuje a naopak. Při teplotě nasávaného vzduchu $t_p = -20^\circ\text{C}$ vzroste výkon zařízení na cca 120 % nominálního a při teplotě $t_p = +30^\circ\text{C}$ poklesne výkon na cca 85 % nominálního.

Výkon i účinnost zařízení ovlivňuje i technické řešení jeho napojení na přívod vzduchu a odvod spalin. Např. při zvýšení tlakové ztráty v sání spalovacího vzduchu o 3 kPa dochází k poklesu výkonu o cca 8 % a účinnosti o cca 5 %. Při zvýšení o stejnou ztrátu na výtlačku spalin dochází k poklesu výkonu o cca 6 % a účinnosti o 4 %.

VAZBA NA ŽIVOTNÍ PROSTŘEDÍ

Pro provoz spalovacích turbín z hlediska ochrany životního prostředí platí v ČR zákon o ochraně ovzduší č. 86/2002 Sb. Dále platí NV č. 352/2002 Sb. ze dne 3. července 2002, kterým se stanoví emisní limity a další podmínky provozování spalovacích stacionárních zdrojů znečišťování ovzduší, příloha č. 4, podskupina 1.1.8, Plynové turbíny:

Objemový tok spalin [m ³ /h]	Emisní limit [mg/m ³], vztaženo na normální stavové podmínky a suchý plyn				Referenční obsah O ₂
	TZL	SO ₂	NO _x	CO	
< 60 000	100*	1 700	350	100	15
> 60 000	50**	1 700	300	100	15

TZL – tuhé znečišťující látky,

* při spalování uhelných suspensí a energetických plynů z neveřejných distribučních sítí, nesmí být překročen stupeň tmavosti dýmu podle Bacharachovy stupnice,

** při spalování uhelných suspensí a energetických plynů z neveřejných distribučních sítí, nesmí být překročen stupeň tmavosti dýmu podle Bacharachovy stupnice.

Oba případy uvedené pod poznámkami * a** nepřípadají u mikroturbín v úvahu.

Pro technické a nákladové nároky se s kombinací oběhu spalovací a parní turbíny, tzv. paroplynovým cyklem, u mikroturbín neuvažuje. Ve výjimečném případě stálého odběru páry pro využití tepla ze spalínového kotle by bylo možno u takto malých zařízení řešit paroplynovou variantu Chengovým cyklem. Pára z parního spalínového kotle – výměníku je částečně přiváděna do spalovací komory spalovací turbíny a tím se zvyšuje hmotnostní tok plynů na lopatky turbíny.

Přiváděná pára zvyšuje nejen výkon spalovací turbíny, která v tomto režimu pracuje částečně jako parní turbína, ale zvyšuje i účinnost turbíny a snižuje obsah škodlivin (NO_x) ve spalinách. Vstříkovaná pára do spalovací komory nemusí být přehřátá. Nevýhodou tohoto řešení jsou vyšší provozní náklady o stálou dodávku upravené přídavné vody odpovídající množství vstříkované páry. Toto množství vody se totiž jako pára po průchodu turbínou a spalínovým kotlem odvádí spolu se spalinami do atmosféry.

Pozn. recenzenta: Při určitém podílu páry ve spalinách by bylo možné dosáhnout kondenzačního provozu výměníku (5). Tím by se zpětně využila značná část entalpie páry a snížila by se i spotřeba vody.

Poměr množství vstříkované páry k průtoku spalin se u dosud provozovaných mnohonásobně větších zařízení pohybuje v rozmezí cca 5 až 20 %. Užitím Chengova cyklu lze dosáhnout zvýšení elektrického výkonu turbíny maximálně o 40 % a zvýšení její účinnosti nejvýše o 8 %.

POSOUZENÍ KONKURENCESCHOPNOSTI PRODUKTŮ MIKROTURBÍNY

Posouzení konkurenceschopnosti je realizovaného zdroje elektrické energie a tepla je založeno na porovnání ekonomických ukazatelů u mikroturbíny a u teplovodního kotle se stejným příkonem zemního plynu.

Vstupní údaje

Mikroturbína je kogenerační zdroj s malými výkony do 100 kWe. Jako příklad jsou uvedeny provozní podmínky mikroturbíny schematicky znázorněné na obr.1.

Zemní plyn

- příkon $Q = 11,6 \text{ m}_n^3/\text{h}$ tj. 108 kW při výhřevnosti zemního plynu $33,5 \text{ MJ}/\text{m}_n^3$,
- minimální vstupní absolutní tlak zemního plynu do zařízení je $p_{\text{min}} = 170 \text{ kPa}$. Tento tlak se před vstupem do spalovací komory zvýší na absolutní tlak $p_{\text{sp}} = 500 \text{ kPa}$. Zvýšení tlaku plynu zajistí kompresor zabudovaný do plynové trasy.

Spalovací vzduch

- průtok spalovacího vzduchu je nastaven na $M_{\text{sv}} = 0,26 \text{ kg/s}$. Spalovací vzduch je spolu s chladicím vzduchem přiváděn ze společného tlumiče

zvuku a filtru. Potřebný tlak spalovacího vzduchu zajišťuje kompresor osazený na společné hřídeli s turbínou a generátorem;

- výpočtová teplota nasávaného vzduchu $t_{v1} = 15 \text{ °C}$, (při vyšší teplotě přiváděného vzduchu klesá elektrický výkon a účinnost zařízení);
- teplota spalovacího vzduchu na vstupu do spalovací komory po stlačení v kompresoru a ohřátí v rekuperačním výměníku spalin – vzduch dosáhne $t_{v2} = 514 \text{ °C}$.

Chladicí vzduch

- průtok paralelně přiváděného chladicího vzduchu je předpokládán $M_{\text{chw}} = 0,472 \text{ kg/s}$;
- výpočtová teplota $t_c = 15 \text{ °C}$, (minimální -20 °C , maximální 50 °C), ohřátý chladicí vzduch je odváděn do prostoru mimo jednotku.

Spaliny

- průtok odváděných spalin $M_{\text{sp}} = 0,2622 \text{ kg/s}$;
- teplota spalin na vstupu do mikroturbíny $t_{\text{sp1}} = 811 \text{ °C}$;
- teplota vychlazených spalin $t_{\text{sp2}} = 110 \text{ °C}$.

Výstupy

- Elektrický výkon na výstupu z jednotky se předpokládá $P_e = 28 \text{ kW}$, při parametrech 400 V, 50 Hz. Účinnost produkce elektrické energie $\eta_e = 28/108 = 0,26$ (26 %). Výstup z generátoru je vyšší o vnitřní spotřebu jednotky na zvýšení tlaku plynu, ventilátor chladicího vzduchu, transformaci elektrického proudu a řídicí procesy.
- Tepelný výkon na výstupu z jednotky se předpokládá $P_t = 55 \text{ kW}$, při parametrech topné vody 80/60 °C a průtoku 2,35 m³/h. Účinnost produkce tepla $\eta_t = 55/108 = 0,51$ (51 %).
- Kominová ztráta odvodem vychlazených spalin na 110 °C a při průtoku 0,2622 kg/s činí při číní $P_k = 13 \text{ kW}$. Tato ztráta vztažená k energií obsažené v přiváděném palivu – zemním plynu činí $z_k = 12 \%$.
- Odvod tepla chladicím vzduchem činí $P_{\text{ch}} = 10 \text{ kW}$. Tato ztráta vztažená k energií obsažené v přiváděném palivu – zemnímu plynu $z_{\text{ch}} = 9,2 \%$.
- Zbývající 2 kW (ztráta 1,8 %) je vlastní spotřeba elektrické energie zařízení.

Účinnost využití paliva celková

$$\eta_c = \eta_e + \eta_t = 26 + 51 = 77 \%$$

Výnosy:

Elektrická energie

Pro zjednodušení je zvolena sazba se započtením měsíční sazby za sjednané maximum a s předpokladem, že nedojde k překročení sjednaného hodinového měsíčního maxima, pak průměrná cena elektrické energie podle cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu z 27. listopadu 2002 vychází $C_e = \text{cca } 1,50 \text{ Kč}/\text{kWh}_e$. Pro daný příklad jsou výnosy využití vyrobené elektrické energie $V_e = 28 \times 1,50 = 42,00 \text{ Kč}/\text{h}$.

Teplu

Současná průměrná cena tepla je stanovena na $C_t = 320 \text{ Kč}/\text{GJ}$ (1,152 Kč/kWh).

Pro daný příklad je hodinový výnos z využití tepla $V_t = 55 \times 1,152 = 63,36 \text{ Kč}/\text{h}$.

Náklady lze rozdělit na:

Investiční, kde $N_i = 1\,500\,000$, – Kč, z čehož náklad na vlastní mikroturbínu činí 1 100 000, – Kč;

– ostatní náklady (stavební část, vzduchotechnika, odvody spalin a napojení na síť) 400 000, – Kč.

Provozní

– náklady za palivo stanovené podle Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu z 21. února 2003 o cenách zemního plynu vychází cena plynu složená z měsíčního platu a předpokládané spotřeby cena zemního plynu $C_{zp} = 0,70 \text{ Kč}/\text{kWh}$.

Hodinový náklad na palivo činí $11,6 \times 10,15 \times 0,70 = 85,34$ Kč/h (cena 0,70 Kč/kWh je plynárenskými podniky vztažená na spalné teplo zemního plynu $37,8 \text{ MJ}/m_N^3 = 10,51 \text{ kWh}/m_N^3$).

- provozní režie obsahující:
 - náklady za vodu a ostatní energie, opravy a údržbu, mzdy a odvody z mezd. V daném případě 8 % z investičních nákladů na vlastní turbínu a 1,5 % ostatních investičních nákladů. $N_{pr} = 1\,100\,000 \times 0,08 + 400\,000 \times 0,015 = 88\,000 + 6\,000 = 94\,000$ Kč/r;
 - správní režie 40 000 Kč/r;
 - odpisy investice při životnosti 15 let činí $N_{od} = 1\,500\,000/15 = 100\,000$ Kč/r;
 - finanční náklady tvoří splácení úvěru s 6 % úrokem;
 - roční inflace se předpokládá 2 %.

Kotel na zemní plyn je zařízení na výrobu tepla se zaručenou účinností $\eta_t = 0,93$. Při stejném příkonu zemního plynu $11,6 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (108 kW) s předešlým případem je tepelný výkon kotle $P_t = 108 \times 0,93 = 100 \text{ kW}$.

Výnosy:

Při shodné průměrné ceně tepla je výnos z jeho prodeje $C_t = 320$ Kč/GJ (1,152 Kč/kWh).

Pro daný příklad je hodinový výnos z využití tepla $V_t = 100 \times 1,152 = 115,20$ Kč/h.

Náklady lze rozdělit na:

Investiční, kde celkové náklady $N_i = 500\,000$ Kč.

Provozní:

- náklady za palivo stanovené podle Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu z 21. února 2003 o cenách zemního plynu vychází cena plynu složená z měsíčního platu a předpokládané spotřeby cena zemního plynu $C_{zp} = 0,70$ Kč/kWh.

Hodinový náklad na palivo činí $11,6 \times 10,51 \times 0,70 = 85,34$ Kč/h.
- provozní režie obsahující:
 - náklady za vodu a ostatní energie, opravy a údržbu, mzdy a odvody z mezd. V daném případě 1,5 % z investičních nákladů $N_{pr} = 500\,000 \times 0,015 = 7\,500$ Kč/r;

- správní režie 40 000 Kč/r;
- odpisy investice při životnosti 15 let činí $N_{od} = 500\,000/15 = 33\,333$ Kč/r;
- finanční náklady tvoří splácení úvěru s 6 % úrokem;
- roční inflace se předpokládá 2 %.

Metodika ekonomického hodnocení

Založit ekonomiku provozu na využití tepla bez výrazného ekonomického přínosu z výroby elektrické energie nelze, protože běžně dosažitelná účinnost výroby tepla u plynového kotle je 93 % takže celková ztráta (komínová ztráta a ztráta tepla do okolí) činí 7 %.

Naproti tomu u mikroturbíny je celková ztráta (komínová ztráta a ztráta tepla v chladicím vzduchu soustrojí) činí 20 až 28 % ve výše uvedeném příkladu 21,2 %.

Při současných cenách zemního plynu a výkupních cenách elektrické energie je předpoklad dodávky elektrické energie do distribuční sítě nereálný. Ekonomicky realizovatelná je pouze náhrada nákupu elektrické energie vlastní výrobou, tedy stavět ekonomickou rozvahu na rozdílu dosažených nákladů a nákupních cen při ostrovním využívání vyrobené elektrické energie.

Pro uvedený příklad je zvoleno porovnání výše popsaného kogeneračního zařízení s klasickou kotelnou s plynovými kotli na stejný příkon zemního plynu a odpočitatelné položky).

Během provozu určitého technologického zařízení jsou již investiční náklady zařízení pevně stanoveny, je pevně stanoveno jejich případné splácení a splácení dalších finančních položek (úroků, atd.). Předpokládáme, že tržby z provozu zařízení jsou rovněž smluvně pevně zajištěny.

Zvolený postup je analýza v běžné měně, která respektuje inflaci, tj. mění se hodnotu měnové jednotky. Tento přístup umožňuje posoudit příští vývoj s ohledem na očekávané ceny a náklady. Nevýhodou tohoto přístupu je nejistota v odhadu průběhu inflace v příštích letech.

Tab. D1 platí pro teplovodní kotel na zemní plyn s návratností investice cca 5 let.

Varianta - Diskont 8,0 % , dotace 0 %		Analýza toku hotovosti u kotelny na zemní plyn														
Cena zemního plynu 0,7 Kč/kWh, el. energie 1,5 Kč/kWh, tepla 320 Kč/GJ, 6 000 h/rok plného provozu																
Kotelna na zemní plyn 11,6 m ³ /h, příkon zemního plynu 108 kW																
Název																
Investiční náklady N_i	500															
Investiční náklady s odečtením dotace	500	tis. Kč	500													
Dotace na investice 0 %	0	0,00%														
Životnost	15	let														
Diskontní sazba	6,0%															
Složený nárůst cen	2%															
Výnos z prodeje tepla při účinnosti 90 %		691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2
Výnosy z prodeje elektrické energie																
Celkové výnosy (v cenách nultého roku)		691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2	691,2
Náklady na palivo		512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0
Odpisy		33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3
Náklady na provoz, údržbu a režii		47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5
Celkové náklady na provoz (ceny nultého roku)		592,8	592,8	592,8	592,8	592,8	592,8	592,8	592,8	592,8	592,8	592,8	592,8	592,8	592,8	592,8
Hrubé úspory v cenách nultého roku	0,0	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4
Finanční výdaje																
Rok		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Provozní úspory	-500	100	102	104	107	109	111	113	115	118	120	122	125	127	130	132
Diskontní faktor	1,00	0,94	0,89	0,84	0,79	0,75	0,70	0,67	0,63	0,59	0,56	0,53	0,50	0,47	0,44	0,42
Čisté úspory	-500	95	91	88	84	81	78	75	72	70	67	64	62	60	57	55
Čistá současná hodnota úspor (NPV)	600	tis. Kč														
Vnitřní výnosová míra projektu (IRR)	20,4%															
Ukazatel ziskovosti (PI)	120%															
Prostá doba návratnosti	5,1	let														
Reálná doba návratnosti	5,2	let														
Diskontovaný finanční tok (cash flow)	-500	-405	-314	-227	-142	-61	17	92	165	234	301	366	428	487	545	600

PROVOZ

Tab. D2 platí pro kogeneraci s mikroturbínou bez dosažení reálné návratnosti.

Varianta - Diskont 8,0 % , dotace 0 %		Analýza toku hotovosti u mikroturbíny na zemní plyn														
Cena zemního plynu 0,7 Kč/kWh, el. energie 1,5 Kč/kWh, tepla 320 Kč/GJ, 6 000 h/rok plného provozu																
Kombinovaný zdroj na zemní plyn 11,6 m ³ /h, příkon zemního plynu 108 kW, výkony 28 kWe / 55 kWt																
Název																
Investiční náklady Ni	1 500															
Investiční náklady s odečtením dotace	1 500	tis. Kč	1 500													
Dotace na investice 0 %	0	0%														
Životnost	15	let														
Diskontní sazba	6,0%															
Složený nárůst cen	2%															
Výnos z prodeje tepla		380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2
Výnosy z prodeje elektrické energie		252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0
Celkové výnosy (v cenách nultého roku)		632,2	632,2	632,2	632,2	632,2	632,2	632,2	632,2	632,2	632,2	632,2	632,2	632,2	632,2	632,2
Náklady na palivo		512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0
Odpisy		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Náklady na provoz, údržbu a režijní náklady		134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Celkové náklady na provoz (ceny nultého roku)		746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0
Hrubé úspory v cenách nultého roku	0,0	-113,8	-113,8	-113,8	-113,8	-113,8	-113,8	-113,8	-113,8	-113,8	-113,8	-113,8	-113,8	-113,8	-113,8	-113,8
Rok		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Provozní úspory	-1 500	-116	-118	-121	-123	-126	-128	-131	-133	-136	-139	-141	-144	-147	-150	-153
Diskontní faktor	1,00	0,94	0,89	0,84	0,79	0,75	0,70	0,67	0,63	0,59	0,56	0,53	0,50	0,47	0,44	0,42
Čisté úspory	-1 500	-110	-105	-101	-98	-94	-90	-87	-84	-80	-77	-75	-72	-69	-66	-64
Čistá současná hodnota úspor (NPV)	-2 772	tis. Kč														
Vnitřní výnosová míra projektu (IRR)	#DIV/0!															
Ukazatel ziskovosti (PI)	-185%															
Prostá doba návratnosti	-13,2	let														
Reálná doba návratnosti	není	let														
Diskontovaný finanční tok (cash flow)	-1 500	-1 610	-1 715	-1 816	-1 914	-2 008	-2 098	-2 185	-2 269	-2 349	-2 427	-2 501	-2 573	-2 642	-2 708	-2 772

Tab. D3 platí pro kogeneraci s mikroturbínou s návratností dosaženou nereálnou cenou za elektrickou energii.

Varianta - Diskont 8,0 % , dotace 0 %		Analýza toku hotovosti u mikroturbíny na zemní plyn														
Cena zemního plynu 0,7 Kč/kWh, el. energie 3,5 Kč/kWh, tepla 320 Kč/GJ, 6 000 h/rok plného provozu																
Kombinovaný zdroj na zemní plyn 11,6 m ³ /h, příkon zemního plynu 108 kW, výkony 28 kWe / 55 kWt																
Název																
Investiční náklady Ni	1 500															
Investiční náklady s odečtením dotace	1 500	tis. Kč	1 500													
dotace na investice 0 %	0	0%														
Životnost	15	let														
Diskontní sazba	6,0%															
Složený nárůst cen	2%															
Výnos z prodeje tepla		380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2
Výnosy z prodeje elektrické energie		588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0
Celkové výnosy (v cenách nultého roku)		968,2	968,2	968,2	968,2	968,2	968,2	968,2	968,2	968,2	968,2	968,2	968,2	968,2	968,2	968,2
Náklady na palivo		512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0	512,0
Odpisy		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Náklady na provoz, údržbu a režijní náklady		134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Celkové náklady na provoz (ceny nultého roku)		746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0	746,0
Hrubé úspory v cenách nultého roku	0,0	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2	222,2
Rok		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Provozní úspory	-1 500	227	231	236	241	245	250	255	260	266	271	276	282	287	293	299
Diskontní faktor	1,00	0,94	0,89	0,84	0,79	0,75	0,70	0,67	0,63	0,59	0,56	0,53	0,50	0,47	0,44	0,42
Čisté úspory	-1 500	214	206	198	191	183	176	170	163	157	151	146	140	135	130	125
Čistá současná hodnota úspor (NPV)	984	tis. Kč														
Vnitřní výnosová míra projektu (IRR)	14,4%															
Ukazatel ziskovosti (PI)	66%															
Prostá doba návratnosti	6,8	let														
Reálná doba návratnosti	7,0	let														
Diskontovaný finanční tok (cash flow)	-1 500	-1 286	-1 080	-882	-692	-509	-332	-162	1	158	309	455	595	730	859	984

Ekonomika provozu těchto energetických výrobních systémů je hodnocena pro období patnácti let běžně stanovené životnosti.

$$NPV = \sum_{t=0}^{Tp} CF_t x (1+r)^{-t} \quad (\text{Kč})$$

kde CF_t je tok hotovosti (Cash Flow),

r je reálný diskont,

Tp je doba posuzování a současně životnosti zařízení 15 let.

DEFINICE ZÁKLADNÍCH POJMŮ EKONOMICKÉHO HODNOCENÍ

Kritérium aktualizovaného zisku (Net Present Value – NPV) je definováno vztahem

Kritérium vnitřní úrokové míry (vnitřní výnosnost, Internal Rate of Return, IRR).

Vnitřní úroková míra je definována jako taková úroková míra, při níž posuzovaná varianta není ani zisková, ani ztrátová a stanoví se z výrazu

$$\sum_{t=0}^{T_p} CF_t x (1 + IRR)^{-t} = 0$$

Čistá doba návratnosti T_d , je doba za kterou je kumulovaný diskontovaný tok hotovosti roven nule.

$$\sum_{t=0}^{T_d} CF_t x (1 + IRR)^{-t} = 0$$

Na příložených tabulkách D1, D2 a D3 jsou uvedeny propočty hodnotících kritérií.

ZÁVĚR

Z předložených údajů a jejich zpracování vyplývá, že současné ceny zemního plynu a elektrické energie znemožňují bez výrazných dotací realizaci kogeneračních zdrojů o nízkých výkonech.

Použitý zdroj:

[1] ČEA: Příručka pro regionální využití kogeneračních zdrojů (2000). ■

* Také elektřina ze země není zadarmo

Přes 25 mil. Euro má být do podzimu roku 2004 vynaloženo v Offenbachu, Jižní Falc, na výstavbu velké geotermální elektrárny. Bude vrtáno do hloubky až 2,5 km a z těchto vrstev čerpáno asi 200 litrů vody za sekundu o teplotě 150 °C. Tato voda bude pak využívána ve výměnících tepla k odpařování pentanu, který nato bude pohánět turbínu k výrobě elektrické energie. Protože voda po opuštění výměníku bude mít ještě teplotu 70 °C, bude využívána k technickým a provozním účelům a pak vrácena zpět do země. Očekává se, že při téměř celoročním využití procesu (8000 h), bude k dispozici při elektrickém výkonu 6,5 MW asi 52 000 MWh za rok, což postačí k zásobování energií asi 20 000 domácností. Předpokládá se životnost elektrárny 25 let.

CCI 2/2003

(Ku)

* Budoucnost patří EC-technice

Oborníci na motory a ventilátory dávají přednost motorům šetřícím energií jako alternativu k běžným pohonům v klimatizaci a chlazení. Budoucnost, jak se ukazuje, patří elektronicky komutačním stejnosměrným motorům (EC-motorům). Jejich přednosti jsou:

- vysoká účinnost,
- lze je plynule řídit přes analogové i digitální vstupy,
- možnost integrace cenově příznivého jednoduchého řízení jako komplexní regulace,
- bezproblémová realizace síťově propojených zařízení se sběrníkovým systémem,
- možnost volby regulace v závislosti na teplotě a objemovém průtoku,
- monitorování otáček, příp. objemového průtoku,
- vysoká provozní životnost (robustnost srovnatelná s asynchronními motory),
- integrované ochranné funkce,
- jednoduché připojení k střídací síti,
- charakteristiky o konstantním objemovém průtoku nebo tlaku.

Především u větších ventilátorů se vícenásobky na elektronické řízení v důsledku nízké energetické potřeby amortizují již za několik málo měsíců. Používáním EC-techniky, která je již v řadě zemí rozšířena, se mj. urychlí trend ke kontrolovanému větrání bytů.

CCI 2/2003

(Ku)

* „Zelená“ elektřina ze živočišných odpadů v jatkách ve Švýcarsku

V Münchwillenu byla zahájena výstavba největší švýcarské bioplynové stanice. Toto zařízení průmyslového charakteru je navrženo ke zpracování 20 milionů kg organického odpadu za rok, což zaručuje rovnoměrnou denní výrobu bioplynu 14 000 m³. V prvním roce provozu (zahájení provozu se předpokládá v létě 2005) by se mělo z kogeneračních zařízení získat 13,3 GWh elektřiny, což je téměř stejné množství „zelené“ elektřiny, které bylo vyrobeno v r. 2001 v celém Švýcarsku (13,8 GWh – bez využití bioplynu z čistíren odpad-

ních vod). Stavbu realizuje firma HFR (Hunziker Food Recycling AG). Vyrobené množství elektřiny postačí celoročně zásobovat 3000 rodinných domů.

Ve Švýcarsku existuje značný potenciál – více než 1 milion tun ročně – odpadů biomasy živočišného původu, ze kterých by bylo možno vyrobit elektřinu pro 50 000 domů a palivo pro vozidla na ujetí 1 miliardy kilometrů. Z tohoto množství produkují pouze jatky 220 000 tun ročně. Z celkového potenciálu je v současné době využíváno pouze 12 %.

EEP Newsletter, červen 2003

(Br)

* Demoliční odpad a recyklované stavby v Belgii

Stavební a demoliční práce jsou jedním z největších zdrojů odpadů. Jenom ve Flandrech se odhaduje množství stavebního odpadu na 5 milionů tun za rok a v celé Belgii okolo 8,5 milionu tun za rok. Stavební odpad tvoří 40 až 45 % betonové sutě, 40 % cementové sutě, cca 12 % asfaltu a zbytek do celku dřevo a plasty. Stavební průmysl v Belgii je údajně schopný recyklovat 85 % tohoto odpadu díky programu OVAM, jehož minimální cíl na rok 2000, znovu využít 75 % stavebního odpadu, byl snadno dosažen. V Belgii lze stavební suť prý nejsnáze recyklovat na beton.

Kontakt: www.recyhouse.be

EEP Newsletter, červen 2003

(Br)

* Plastové trubky předtvarované na míru

Specialitou výrobce plastových trubek Uponor Rohrsysteme, jenž patří k největším dodavatelům průmyslových instalačních plastových trubek, jsou trubky na míru pro různé typy spojení včetně těsnění a ohýbané trubky s 2D a 3D ohyby, vícevrstvé nebo kompozitní trubky s hliníkem a vyztužujícími plasty.

Materiály trubek jsou polyetyleny PE-LD a PE-HD, síťovaný polyetylen (PE-X), polypropylen (PP), polyamid (PA), ethylen-vinylalkohol kopolymer (E/VAL), polyvinylidenfluorid (PVDF) pro vyšší chemické nároky a pružné termoplastické elastomery (TPE). Vyrábějí se trubky jako hladké či korugované s vnějšími průměry od 4,5 do 250 mm a různých délkách na míru se spojováním na příruby s různými typy převlečných matic a patentovanými konektory Quick&Easy. Novinkou jsou jedno- a vícenásobné 2D a 3D ohyby od poloměru 0,9krát vnější průměr, užívané i jako kompenzátory vibrací, tepelných dilatací a prnutí, často opatřené s předtvarovanými vnějšími a vnitřními závitů (do PN 5 bar), do nichž se zařezávají mosazné fitinky. Pro vyšší tlaky se závitů vyrábí vstříkovaním.

Používání rozsáhlého sortimentu trubek na míru Uponor zmenšuje pracnost montáže a umožňuje vytvářet spolehlivá demontovatelná spojení pro nejrůznější látky: vzduch, voda, chladiva a pneumatickou dopravu prášků a granulátů.

Uponor Rohrsysteme GmbH, Hassfurt, 2002

(AB)