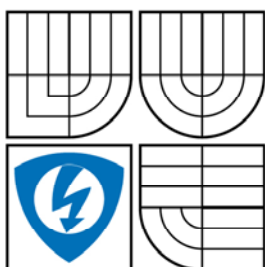


VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ
BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY



FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH
TECHNOLOGIÍ
ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION
DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

EKONOMICKÉ ZHODNOCENÍ VYVEDENÍ VÝKONU Z KOGENERAČNÍCH JEDNOTEK DO RŮZNÝCH NAPĚŤOVÝCH HLADIN

ECONOMICAL APPRAISING OF RUN THE POWER FROM COGENERATION UNITS TO
DIFFERENT VOLTAGE LEVEL

DIPLOMOVÁ PRÁCE
MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE
AUTHOR

Bc. VÁCLAV DOLEŽAL

VEDOUČÍ PRÁCE
SUPERVISOR

Ing. PETR BAXANT, Ph.D.



VYSOKÉ UČENÍ
TECHNICKÉ V BRNĚ

Fakulta elektrotechniky
a komunikačních technologií

Ústav elektroenergetiky

Diplomová práce

magisterský navazující studijní obor
Elektroenergetika

Student: Doležal Václav, Bc.

Ročník: 2

ID: 88971

Akademický rok: 2007/08

NÁZEV TÉMATU:

**Ekonomické zhodnocení vyvedení výkonu z kogeneračních jednotek
do různých napěťových hladin**

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

- Popis technologie kogenerace a ekonomické posouzení efektivity produkce
- Modelování ukázkové sítě nn, vn a výpočty ustáleného chodu
- Optimalizace vyvedení výkonu z KJ do jednotlivých hladin napětí
- Obecná doporučení pro nasazování malých jednotek v distribučních a průmyslových sítích

DOPORUČENÁ LITERATURA:

Dle pokynů vedoucího

Termín zadání: 17.12.2007

Termín odevzdání: 28.5.2008

Vedoucí projektu: Ing. Petr Baxant, Ph.D.

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.

předseda oborové rady



UPOZORNĚNÍ:

Autor diplomové práce nesmí při vytváření diplomové práce porušit autorská práva třetích osob, zejména nesmí zasahovat nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a musí si být plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení § 152 trestního zákona č. 140/1961 Sb.

LICENČNÍ SMLOUVA POSKYTOVANÁ K VÝKONU PRÁVA UŽÍT ŠKOLNÍ DÍLO

uzavřená mezi smluvními stranami:

1. Pan/paní

Jméno a příjmení: Bc. Václav Doležal
Bytem: Cvrčovice 91
Narozen/a (datum a místo): 4.2.1983, Hustopeče

(dále jen „autor“)

a

2. Vysoké učení technické v Brně

Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií

se sídlem Údolní 244/53, 602 00, Brno 2

jejímž jménem jedná na základě písemného pověření děkanem fakulty:

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.

(dále jen „nabyvatel“)

Čl. 1

Specifikace školního díla

1. Předmětem této smlouvy je vysokoškolská kvalifikační práce (VŠKP):

- disertační práce
 - diplomová práce
 - bakalářská práce
 - jiná práce, jejíž druh je specifikován jako
- (dále jen VŠKP nebo dílo)

Název VŠKP: Ekonomické zhodnocení vyvedení výkonu z kogeneračních jednotek do různých napěťových hladin

Vedoucí/ školitel VŠKP: Ing. Petr Baxant, Ph.D.

Ústav: Ústav elektroenergetiky

Datum obhajoby VŠKP: 9.6.2008

VŠKP odevzdal autor nabyvateli v*:

- tištěné formě – počet exemplářů 1
- elektronické formě – počet exemplářů 1

* hodící se zaškrtněte

2. Autor prohlašuje, že vytvořil samostatnou vlastní tvůrčí činností dílo shora popsané a specifikované. Autor dále prohlašuje, že při zpracovávání díla se sám nedostal do rozporu s autorským zákonem a předpisy souvisejícími a že je dílo dílem původním.
3. Dílo je chráněno jako dílo dle autorského zákona v platném znění.
4. Autor potvrzuje, že listinná a elektronická verze díla je identická.

Článek 2

Udělení licenčního oprávnění

1. Autor touto smlouvou poskytuje nabyvateli oprávnění (licenci) k výkonu práva uvedené dílo nevýdělečně užít, archivovat a zpřístupnit ke studijním, výukovým a výzkumným účelům včetně pořizování výpisů, opisů a rozmnoženin.
2. Licence je poskytována celosvětově, pro celou dobu trvání autorských a majetkových práv k dílu.
3. Autor souhlasí se zveřejněním díla v databázi přístupné v mezinárodní síti
 - ihned po uzavření této smlouvy
 - 1 rok po uzavření této smlouvy
 - 3 roky po uzavření této smlouvy
 - 5 let po uzavření této smlouvy
 - 10 let po uzavření této smlouvy(z důvodu utajení v něm obsažených informací)
4. Nevýdělečné zveřejňování díla nabyvatelem v souladu s ustanovením § 47b zákona č. 111/1998 Sb., v platném znění, nevyžaduje licenci a nabyvatel je k němu povinen a oprávněn ze zákona.

Článek 3

Závěrečná ustanovení

1. Smlouva je sepsána ve třech vyhotoveních s platností originálu, přičemž po jednom vyhotovení obdrží autor a nabyvatel, další vyhotovení je vloženo do VŠKP.
2. Vztahy mezi smluvními stranami vzniklé a neupravené touto smlouvou se řídí autorským zákonem, občanským zákoníkem, vysokoškolským zákonem, zákonem o archivnictví, v platném znění a popř. dalšími právními předpisy.
3. Licenční smlouva byla uzavřena na základě svobodné a pravé vůle smluvních stran, s plným porozuměním jejímu textu i důsledkům, nikoliv v tísní a za nápadně nevýhodných podmínek.
4. Licenční smlouva nabývá platnosti a účinnosti dnem jejího podpisu oběma smluvními stranami.

V Brně dne:

.....
Nabyvatel

.....
Autor

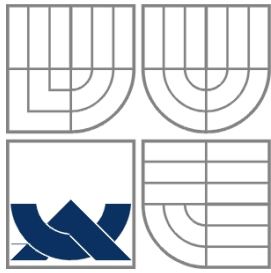
Bibliografická citace práce:

DOLEŽAL, V. *Ekonomické zhodnocení vyvedení výkonu z kogeneračních jednotek do různých napěťových hladin*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2008. 66 s. Vedoucí diplomové práce Ing. Petr Baxant, Ph.D.

Prohlašuji, že jsem svou **diplomovou práci** vypracoval samostatně a použil jsem pouze podklady (literaturu, projekty, SW atd.) uvedené v přiloženém seznamu.

Zároveň bych na tomto místě chtěl poděkovat vedoucímu diplomové práce Ing. Petru Baxantovi, Ph.D. za cenné rady a připomínky k mé práci, poskytnutou literaturu, panu Ing. Alfredu Bodorovi za pomoc s používaným softwarem a svým rodičům za podporu během celé doby mého studia.

.....



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ



Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií
Ústav elektroenergetiky

Diplomová práce

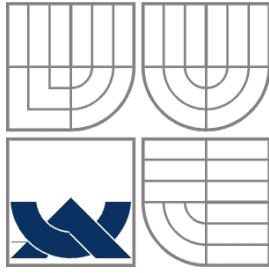
Ekonomické zhodnocení vyvedení výkonu z kogeneračních jednotek do různých napět'ových hladin

Václav Doležal

vedoucí: Ing. Petr Baxant, Ph.D.

Ústav elektroenergetiky, FEKT VUT v Brně, 2008

Brno



BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY



Faculty of Electrical Engineering and Communication

Department of Electrical Power Engineering

Master's Thesis

Economical appraising of run the power from cogeneration units to different voltage level

by

Václav Doležal

Supervisor: Ing. Petr Baxant, Ph.D.

Brno University of Technology, 2008

Brno

ABSTRAKT

Tato práce se zabývá teorií kogeneračních jednotek a jejich zapojení do různých napěťových hladin. Seznamujeme se s typy kogeneračních jednotek, které jsou v praxi nejvíce rozšířené a jejich technologickým popisem. Další část zahrnuje ekonomické hodnocení kogeneračních jednotek, výhody a nevýhody jejich použití. Poslední část se skládá z variantních výpočtů. Hledáme optimální vyvedení výkonu z kogenerační jednotky z hlediska nejmenších ztrát. V závěru práce jsou obecná doporučení pro nasazování kogeneračních jednotek v distribučních a průmyslových sítích.

KLÍČOVÁ SLOVA: kogenerační jednotka; kogenerace; elektrické ztráty; elektrická síť; ekonomika; náklady; výnosy; variantní výpočet

ABSTRACT

This diploma thesis deals with theories cogeneration units and their involvement in different voltage levels. This diploma acquaints with main types of cogeneration units, which are the most widespread and with technological description. Another part involves an economic assessment of cogeneration units, the advantages and disadvantages of their use. The last part consists of alternative calculations. We are looking for the optimal line side cubicle of the cogeneration units in viewpoint of the smallest losses. There are general recommendations for the using of cogeneration units in the distribution and industrial networks at the end of the work.

KEY WORDS: cogeneration units; cogeneration; electrical losses; electrical network; economy; costs; revenues; variant calculation;

OBSAH

OBSAH	10
SEZNAM OBRÁZKŮ	12
SEZNAM TABULEK	13
SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK	14
1 ÚVOD	17
2 ZDROJE ENERGIE V ČR	18
2.1 UHLÍ.....	18
2.2 ROPA.....	18
2.3 ZEMNÍ PLYN.....	18
2.4 VÝSTAVBA NOVÝCH VÝROBNÍCH KAPACIT	19
3 ENERGETICKÁ BILANCE ČR	20
4 ENERGETICKÝ PŘÍNOS KOGENERACE	24
4.1 POJEM KOGENERACE.....	24
4.2 KOGENERACE JAKO ÚSPORA PRIMÁRNÍCH ENERGETICKÝCH ZDROJŮ	24
5 TYPY A TECHNOLOGIE KOGENERAČNÍCH JEDNOTEK	27
5.1 KOGENERAČNÍ JEDNOTKY S PLYNOVÝMI SPALOVACÍMI MOTORY	27
5.2 KOGENERAČNÍ JEDNOTKY SE SPALOVACÍMI TURBÍNAMI.....	30
5.3 KOGENERAČNÍ JEDNOTKY S MALÝMI PARNÍMI TURBÍNAMI.....	31
6 ZTRÁTY V ELEKTRICKÝCH SÍTÍCH	34
6.1 ZTRÁTY ELEKTRICKÉ ENERGIE A JEJICH VZNIK	34
7 EKONOMICKÉ POSOUZENÍ EFEKTIVNOSTI PRODUKCE	38
7.1 ÚČEL EKONOMICKÉHO HODNOCENÍ.....	38
7.2 NÁKLADY A VÝNOSY	38
7.2.1 ROČNÍ VÝROBNÍ NÁKLADY	38
7.2.2 VÝNOSY	42
7.3 CENOVÉ ROZHODNUTÍ PODLE ENERGETICKÉHO REGULAČNÍHO ÚŘADU	43
7.3.1 CENOVÉ ROZHODNUTÍ ERÚ Č. 9/2007, KTERÝM SE STANOVUJÍ CENY ELEKTRINY A SOUVISEJÍCÍCH SLUŽEB.....	43
7.3.2 CENOVÉ ROZHODNUTÍ ERÚ Č. 7/2007, KTERÝM SE STANOVUJE PODPORA PRO VÝROBU ELEKTRINY Z KOMBINOVANÉ VÝROBY ELEKTRINY A TEPLA	44
8 MODELOVÁNÍ SÍTĚ VN/NN	46
8.1 VÝPOČET USTÁLENÉHO CHODU SÍTĚ.....	47
9 KRITERIÁLNÍ FUNKCE PRO VÝPOČET EKONOMICKÉ BILANCE	52
10 OPTIMALIZACE VYVEDENÍ VÝKONU Z KJ	53
10.1 VARIANTNÍ VÝPOČET CHODU SÍTĚ BEZ ZAPOJENÍ KJ.....	53
10.2 VARIANTNÍ VÝPOČTY CHODU SÍTĚ S KJ CENTO T180SP.....	54

10.3 VARIANTNÍ VÝPOČTY CHODU SÍTĚ S KJ QUANTO D580SP	58
10.4 NASAZOVÁNÍ KJ DO PROVOZU Z ČASOVÉHO HLEDISKA	60
10.5 OCEŇOVÁNÍ ZTRÁT	63
10.6 SNÍŽENÍ ZTRÁT V SÍTI	63
11 OBECNÁ DOPORUČENÍ PRO NASAZOVÁNÍ MALÝCH JEDNOTEK	64
12 ZÁVĚR.....	65
POUŽITÁ LITERATURA	66

SEZNAM OBRÁZKŮ

<i>Obr. 3-1</i>	<i>Struktura zdrojů a spotřeby v ES ČR [2]</i>	<i>21</i>
<i>Obr. 3-2</i>	<i>Plynové, paroplynové a plynové a spalovací elektrárny ES ČR [2]</i>	<i>22</i>
<i>Obr. 3-3</i>	<i>Jaderné, větrné a solární elektrárny ES ČR [2]</i>	<i>22</i>
<i>Obr. 3-4</i>	<i>Vodní elektrárny ES ČR [2]</i>	<i>23</i>
<i>Obr. 4-1</i>	<i>Význam kogenerace pro snížení spotřeby tepla z PEZ [6]</i>	<i>24</i>
<i>Obr. 5-1</i>	<i>Toky energií u kogenerační jednotky se spalovacím motorem [5]</i>	<i>27</i>
<i>Obr. 5-2</i>	<i>Kogenerační jednotka s plynovým spalovacím motorem s turbodmychadlem [5]</i>	<i>28</i>
<i>Obr. 5-3</i>	<i>Kogenerační jednotka se spalovací turbínou [5]</i>	<i>30</i>
<i>Obr. 5-4</i>	<i>Zařazení parní turbíny paralelně k redukční stanici [1]</i>	<i>32</i>
<i>Obr. 7-1</i>	<i>Závislost nákladů na roční době využití zařízení [5]</i>	<i>39</i>
<i>Obr. 8-1</i>	<i>Síť vn/nn a možnost zařazení kogenerační jednotky do sítě (ukázka)</i>	<i>46</i>
<i>Obr. 10-1</i>	<i>Schéma sítě bez připojení KJ</i>	<i>54</i>
<i>Obr. 10-2</i>	<i>Schéma sítě s KJ</i>	<i>55</i>
<i>Obr. 10-3</i>	<i>Ztráty sítě v závislosti na zapojení KJ</i>	<i>56</i>
<i>Obr. 10-4</i>	<i>Ztráty sítě v závislosti na zapojení KJ</i>	<i>58</i>
<i>Obr. 10-5</i>	<i>Ztráty sítě v závislosti na zapojení KJ 580kW</i>	<i>60</i>
<i>Obr. 10-6</i>	<i>Ztráty sítě v závislosti na čase odběru</i>	<i>62</i>

SEZNAM TABULEK

<i>Tab. 3-1 Instalovaný výkon v ES ČR [2]</i>	20
<i>Tab. 4-1 Velikost modulu teplotné výroby elektřiny v různých kogeneračních zařízeních [6].</i>	26
<i>Tab. 10-1 Velikosti jednotlivých vedení modelované sítě</i>	53
<i>Tab. 10-2 Parametry vedení</i>	53
<i>Tab. 10-3 Parametry transformátorů</i>	53
<i>Tab. 10-4 Varianta bez připojení KJ</i>	54
<i>Tab. 10-5 Odběry v jednotlivých uzlech - KJ o velikosti 175kW</i>	55
<i>Tab. 10-6 Variantní výpočty pro KJ o velikosti 175kW</i>	55
<i>Tab. 10-7 Změněné odběry v jednotlivých uzlech - KJ o velikosti 175kW</i>	57
<i>Tab. 10-8 Variantní výpočty pro KJ o velikosti 175kW se změněnými odběry</i>	57
<i>Tab. 10-9 Odběry v jednotlivých uzlech - KJ o velikosti 580kW</i>	58
<i>Tab. 10-10 Změněné odběry v jednotlivých uzlech - KJ o velikosti 580kW</i>	59
<i>Tab. 10-11 Variantní výpočty pro KJ o velikosti 580kW pro původní a změněné odběry</i>	59
<i>Tab. 10-12 Odběry v hodinových intervalech</i>	61
<i>Tab. 10-13 Variantní výpočty pro hodinové odběry</i>	61

SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK

Značka	vysvětlivka	Značka jednotky
A	anuitní splátka	Kč · r ⁻¹
a _T	poměrná anuita	r ⁻¹
cos φ	účinník	-
c _{pal}	měrná cena paliva	Kč · kg ⁻¹
d	diskontní sazba	-
e	teplárenský modul	-
E _{tep}	množství dodané elektřiny	GJ
I	efektivní hodnota proudu	A
I _ε	činná složka proudu	A
I _j	jalová složka proudu	A
k	činitel rozložení zatížení podél vedení	-
k _m	mzdový koeficient	r ⁻¹
K _r	gradient elektrického pole	kV · cm ⁻¹
k _r	režijní koeficient	r ⁻¹
k _{uo}	koeficient údržby a oprav	r ⁻¹
l	délka vedení	km
N _a	náklady na amortizaci	Kč · r ⁻¹
N _e	náklady na elektrickou energii	Kč · r ⁻¹
N _h	náklady na provozně důležité hmoty	Kč · r ⁻¹
N _i	investiční náklady	Kč
N _{ip}	přepočet investičních nákladů	Kč
N _{it}	investiční náklady v t-ém roce	Kč · r ⁻¹
N _m	náklady na mzdy	Kč · r ⁻¹
N _o	prostý odpis (splátka)	Kč · r ⁻¹
N _p	proměnné náklady	Kč · r ⁻¹
N _{pal}	náklady na palivo	Kč · r ⁻¹
N _{pr}	roční provozní náklady	Kč · r ⁻¹
N _r	režijní náklady	Kč · r ⁻¹
N _s	stálé náklady	Kč · r ⁻¹
N _{uo}	náklady na údržbu a opravy	Kč · r ⁻¹

Značka	vysvětlivka	Značka jednotky
N_v	celkové náklady	Kč · r ⁻¹
N_{vo}	náklady na vodu	Kč · r ⁻¹
P	činný výkon	W
p	koeficient stálé složky ročních nákladů	r ⁻¹
p_o	poměrný prostý odpis	r ⁻¹
Q_{el}	spotřeba tepla v kondenzační elektrárně	GJ
Q_{pal}	roční spotřeba tepla v palivu	GJ · r ⁻¹
Q_s	množství dodaného tepla	GJ
Q_{sc}	teplo chlazení oleje, válců atd.	GJ
Q_{sv}	teplo výfukových spalin	GJ
Q_{tep}	celkové množství tepla	GJ
Q_u	spodní výhřevnost paliva	GJ · kg ⁻¹
Q_{usp}	úspora tepla	GJ
$Q_{výt}$	spotřeba tepla ve výtopně	GJ
R	elektrický odpor	Ω
r	poloměr vodiče	m
S	průřez vodiče	mm ²
T_Δ	doba plných ztrát	hod
T_z	doba životnosti zařízení	r
U	efektivní hodnota napětí	V
u	úroková míra	r ⁻¹
U_a	anuitní úrok	Kč · r ⁻¹
u_a	anuitní úroková míra	r ⁻¹
V	roční výnosy	Kč · r ⁻¹
Z_v	vlnová impedance	Ω
ΔQ	ztráty jalového výkonu	kVA _r
ΔP	ztráty činného výkonu	kW
ΔW	ztráty energie	kWh · r ⁻¹
η_{el}	účinnost kondenzační elektrárny	%
η_{re}	účinnost rozvodu elektřiny	%
η_t	energetická účinnost přeměny	%
η_{tep}	tepelná účinnost	%
$\eta_{výt}$	účinnost výtopny	%

Značka	vysvětlivka	Značka jednotky
ρ	měrný odpor materiálu	$\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot \text{km}^{-1}$
τ_r	roční doba využití zařízení	$\text{h} \cdot \text{r}^{-1}$
AE	jiná alternativní elektrárna	
JE	jaderná elektrárna	
KJ	kogenerační jednotka	
PE	parní elektrárna	
PPE	paroplynová elektrárna	
PSE	plynová, spalovací elektrárna	
PVE	přečerpávací vodní elektrárna	
VE	vodní elektrárna	

1 ÚVOD

Výroba elektrické energie v České republice byla v minulosti soustředěna do míst s velkou koncentrací energetických zdrojů. Uskutečňovala se především ve velkých uhelných elektrárnách, doplněných později čtyřmi bloky jaderné elektrárny Dukovany. Také teplárenské bloky využívané nejen v průmyslu, ale i komunální sféře, byly stavěny jen při dostatečně velkých spotřebách tepelné energie, centralizovaně a s rozsáhlými tepelnými sítěmi. Proces přeměny byl založen na použití protitlakových nebo odběrových kondenzačních turbín. Tato skladba jmenovaných zdrojů se negativně projevovala v nízké účinnosti výroby elektřiny, malém podílu kogenerační výroby elektřiny, velkých přenosových ztrátách a vzniku velkého množství emisních látek.

Budováním evropské sítě dálkových plynovodů se i u nás vytvořily nové možnosti pro výraznou strukturální změnu v energetice. Ta byla založena zejména na výrazně vyšším podílu spotřeby zemního plynu a použití nových a modernějších technologií energetických přeměn. Výraznější používání spalovacích turbín, spalovacích motorů a tepelných čerpadel vedlo k decentralizaci energetických zdrojů. Takovéto strukturální změny v energetice probíhaly ve vyspělých zemích nepřetržitě od padesátých let. Hlavní zaměření bylo na úsporu primárních energetických zdrojů.

Průmyslová i komunální energetika v České republice v této modernizaci za zeměmi západního světa výrazně zaostávala. Rychlý rozvoj plynofikace v posledních letech však umožňuje použití decentralizovaných tepelných centrál, stavěných bezprostředně v místě spotřeby tepla a elektrické energie. To přispělo k výraznému snížení přenosových ztrát energií. V tomto směru vzniká prostor pro rozvoj kogeneračních centrál používajících nejmodernější technologie energetických přeměn.

V současné době, kdy komunální i průmyslová sféra nemá dostatek finančních zdrojů pro stavbu investičně náročných energetických celků velkého výkonu, se jeví zvláště vhodná realizace projektů kogeneračních jednotek malého výkonu. V této oblasti je možné využít sdružování investičních prostředků, částečného úvěrování dodavateli, financování z úspor a podobných metod. Malá kogenerační zařízení jsou u nás poměrně nová a mezi technickou veřejností méně známá.

2 ZDROJE ENERGIE V ČR

2.1 Uhlí

ČR je na primární energetické zdroje poměrně chudá. V uplynulých desetiletích byl díky energetickému hospodářství podstatný podíl uhlí vyčerpán. Přesto jsme v zásobách uhlí dosud soběstační. Statistika na přelomu tisíciletí hovoří o zásobě téměř 3700 milionů tun hnědého a více než 2300 milionů tun černého uhlí. Hlavní oblasti těžby uhlí leží na Ostravsku a v Podkrušnohoří.

Po roce 1989 nastal v důsledku poklesu poptávky útlum těžby uhlí. Podíl na tom má i ekologizace našich elektráren, v nichž byly trvale odstaveny některé zastaralé neodsířené bloky. Současná úroveň těžby se v ČR pohybuje okolo 60 milionů tun uhlí ročně.

Uhelné elektrárny představují asi 70% instalovaného výkonu české elektroenergetiky. Většina z nich je situována do bezprostřední blízkosti hnědouhelných dolů v severních a v severozápadních Čechách. Největší výrobce elektrické energie v ČR, energetická společnost ČEZ, v současné době provozuje 13 uhelných elektráren o celkovém instalovaném výkonu více než 6 500MW.

2.2 Ropa

Větší část spotřeby ropy a kapalných paliv v ČR je zajišťována dovozem, především dálkovými ropovody. Vlastní těžba zajišťuje pouze okolo 4% spotřeby. V současné době představuje tuzemská spotřeba ropy asi 8 milionů tun. Využití kapalných paliv je v energetice minimální.

2.3 Zemní plyn

V přírodních nalezištích doprovází zemní plyn zpravidla ropu. Většina zemního plynu využívaná v ČR je z dovozu, vlastní těžba tvoří pouze asi 1% tuzemské spotřeby. Celková roční spotřeba zemního plynu se v ČR pohybuje na úrovni okolo 10mld. m³

Zemní plyn se na přední místo ve světové energetické bilanci dostal až ve druhé polovině našeho století. V některých zemích se dnes využívá dokonce více než ropa. V současné době stoupá každoročně těžba zemního plynu až o 8%.

2.4 Výstavba nových výrobních kapacit

Stále živý a aktuální je záměr obnovit současné výrobní kapacity využívající fosilní paliva i vystavět kapacity nové. Nové zdroje by přispěly k vyrovnanější obchodní bilanci v ČR.

Podle aktuálních scénářů dalšího rozvoje energetiky v ČR začne obnova elektráren po roce 2010. Do roku 2030 pak má dojít k úplné výměně výrobních kapacit hnědouhelných elektráren i elektráren spalujících černé uhlí, zdrojů na zemní plyn, o přírůstku výkonu o 1200MW uvažuje i jaderná energetika. Předpokládaný celkový nový instalovaný výkon v uhelných elektrárnách by měl dosáhnout minimálně zhruba 1000MW. Obnova zdrojů bude kombinací výměny zastaralé technologie za moderní, výstavby nových tepelných hnědouhelných elektráren, ale také ukončení provozu některých technicky zastaralých bloků.

3 ENERGETICKÁ BILANCE ČR

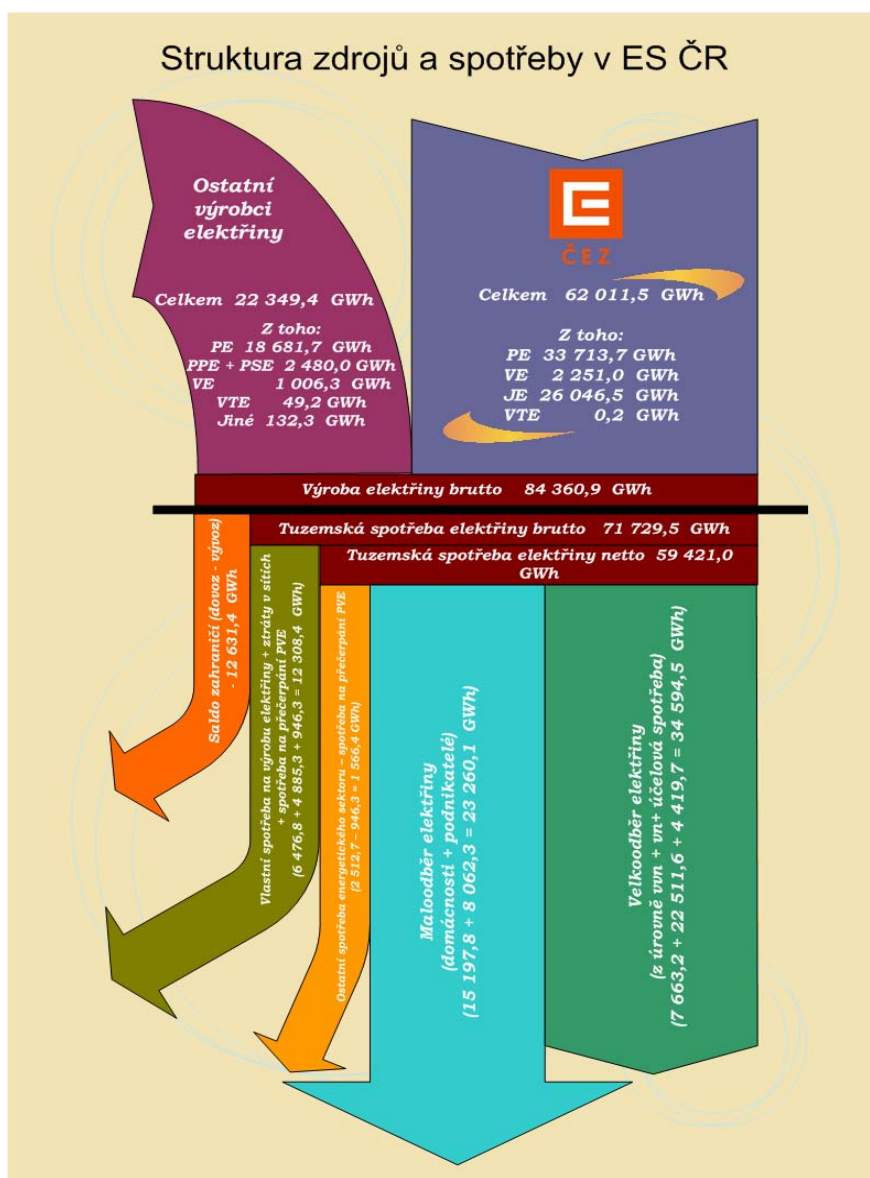
Výrobu elektřiny v ČR zajišťuje především akciová společnost ČEZ (asi 70%). Při důkladnějším zhodnocení bilance výroby, přenosu a distribuce elektrické energie dojdeme k závěru, že v energetickém průmyslu se angažují tisíce subjektů, které v energetice podnikají. Jedná se cca o 1268 výrobců elektřiny se součtovým instalovaným výkonem menším, než 0,5MWe, 201 výrobců elektřiny se součtovým instalovaným výkonem rovným nebo větším než 0,5MWe, 281 distributorů s elektřinou, 292 obchodníků s elektřinou, 1 subjekt s licenci na přenos elektřiny a 1 subjekt s licenci vydanou na činnost operátora.

Kromě tepelných elektráren na fosilní paliva pracují na území ČR JE Temelín, JE Dukovany, vodní elektrárny, větrné elektrárny, solární elektrárny i elektrárny spalující biomasu. Celková roční výroba v ČR přesahuje 80TWh elektrické energie. [2]

Jak už bylo nastíněno, provozuje se u nás velké množství různých typů elektráren, které jsou rovnoměrně rozmístěny po celé republice. Zásadou velkého počtu zdrojů vzniká nadbytek energie, kterou se úspěšně daří vyvážet do zahraničí, zejména do sousedních států Rakouska a Německa. Se stále narůstající spotřebou roste i počet elektráren. V *Tab. 3-1* je přehled všech zdrojů elektrické energie na našem území a jejich celkový instalovaný výkon. Na *Obr. 3-1* je schématicky znázorněno porovnání energetické soustavy z hlediska zdrojů a spotřeby elektrické energie ČR.

Tab. 3-1 Instalovaný výkon v ES ČR [2]

Energetické zdroje v České republice	Instalovaný výkon [MWe]
PE	10690,97
PPE	569,72
PSE	234,34
VE	1028,48
PVE	1146,50
JE	3760,00
AE	77,60
Celkem	17507,59

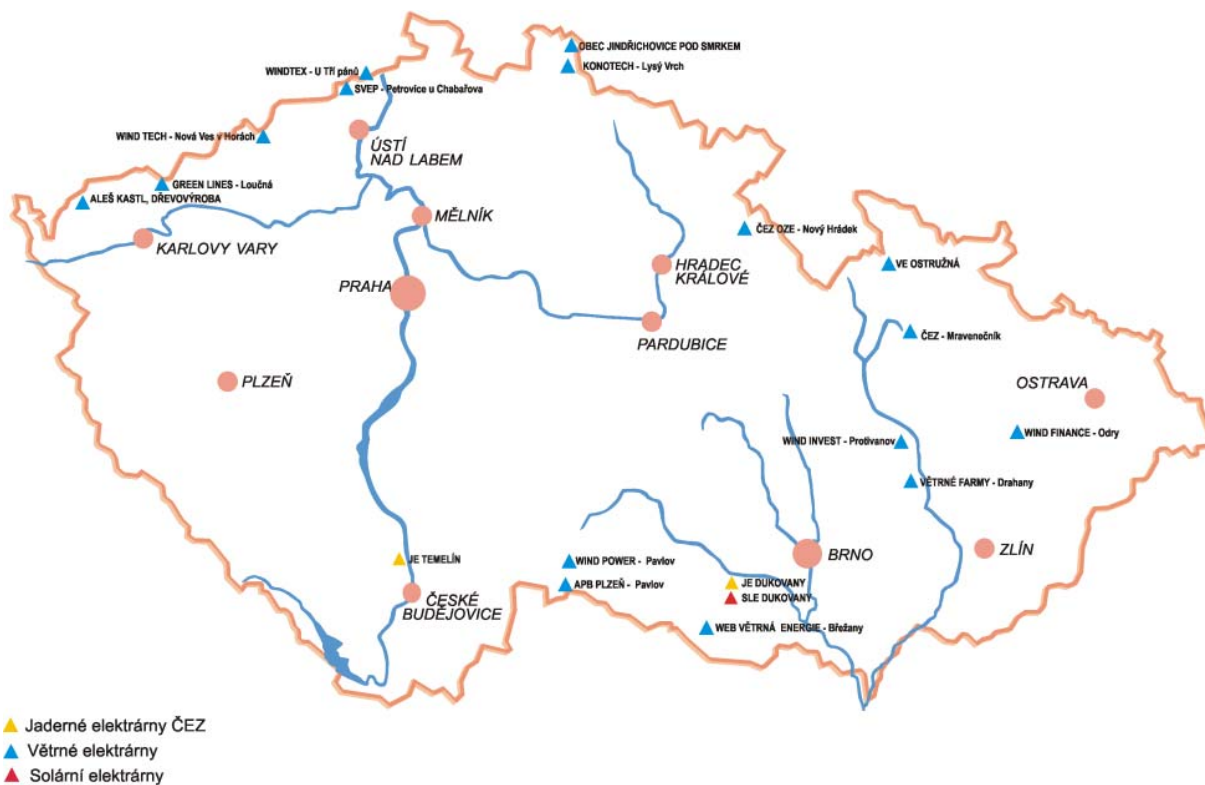


Obr. 3-1 Struktura zdrojů a spotřeby v ES ČR [2]

Je zcela zřejmé, je-li v dané oblasti elektrárna o velkém instalovaném výkonu, bude tato lokalita napájena přednostně z této elektrárny. Proto se při návrhu výstavby dalších elektráren, ať už to budou velké společnosti nebo soukromá osoba, musí počítat se všemi aspekty, jestli danou elektrárnu vůbec realizovat. Takový počátečním vodítkem, kde by bylo možné začít s výstavbou nových zdrojů elektrické energie, by mohly být mapy energetických zdrojů. Mapa ČR s vyznačenými plynovými, paroplynovými a plynovými a spalovacími elektrárnami, dále mapa ČR s větrnými a jadernými elektrárnami a mapa s vodními elektrárnami o velikosti nad 1MWe součtového instalovaného výkonu jsou znázorněny na Obr. 3-2 resp. Obr. 3-3 a Obr. 3-4



Obr. 3-2 Plynové, paroplynové a plynové a spalovací elektrárny ES ČR [2]



Obr. 3-3 Jaderné, větrné a solární elektrárny ES ČR [2]



Obr. 3-4 Vodní elektrárny ES ČR [2]

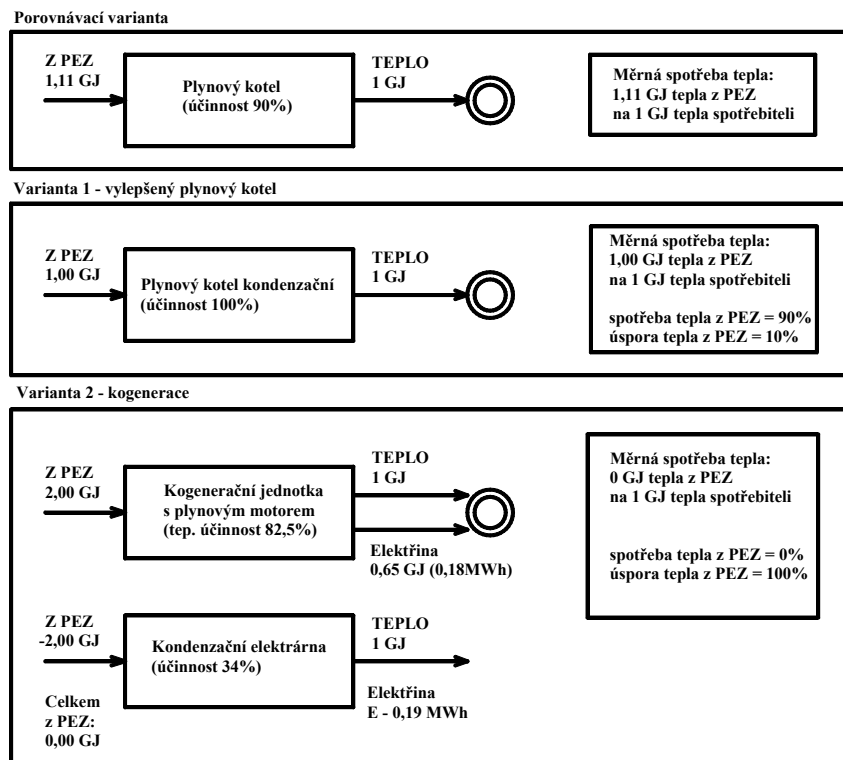
4 ENERGETICKÝ PŘÍNOS KOGENERACE

4.1 Pojem kogenerace

Zásobování teplem, jež vyžaduje podstatnou část primárních energetických zdrojů lze nejjednodušeji provést spálením vhodného paliva a transportem uvolněné tepelné energie ke spotřebiteli. Účinnost této transformace bývá vysoká ($80\% \div 100\%$), avšak ztrácí se při ní exergie paliva (což je schopnost vykonat práci pomocí uvolněného tepla). Energeticky vhodnějším způsobem, jak lze dodávku tepla uskutečnit, je použití tzv. kogenerace, která představuje současnou výrobu elektrické energie a tepla. U nás se výraz kogenerace používá stále častěji a je ekvivalentní pojmu teplárenská výroba elektrické energie a tepla. Přesto, že jde o převzaté cizí slovo, zdá se, že jednoznačně vyjadřuje podstatu procesu, zatímco výraz teplárenství často vede k nedorozuměním. [6]

4.2 Kogenerace jako úspora primárních energetických zdrojů

Smysl kogenerace z pohledu snížení spotřeby primárních energetických zdrojů (PEZ) je jednoduchým způsobem vyjádřen na *Obr. 4-1*. Na tomto obrázku je patrná změna spotřeby tepla z PEZ oproti variantě s obyčejným plynovým kotlem, jestliže se tento kotel buď vylepší, nebo se použije kogenerační jednotka s plynovým spalovacím motorem. Je patrné, že v případě použití kogenerační jednotky je dodávka tepla z energetického pohledu zcela „zadarmo“, tedy s úsporou 100% tepla, které by bylo spotřebováno při dodávce tepla z jednoduché výtopy.



Obr. 4-1 Význam kogenerace pro snížení spotřeby tepla z PEZ [6]

Vztah vyjadřující snížení spotřeby tepla z primárních energetických zdrojů při kombinované výrobě elektrické energie a tepla oproti rozdělené výrobě elektřiny v kondenzační elektrárně a tepla ve výtopně lze odvodit jednoduše. Jeli z teplárny spotřebiteli dodáno množství tepla Q_s (GJ) a elektřiny E_{tep} (GJ), pak z primárního energetického zdroje je nutno odebrat množství tepla

$$Q_{\text{tep}} = \frac{Q_s + E_{\text{tep}}}{\eta_{\text{tep}}} \quad [\text{GJ}; \text{GJ}, \text{GJ}, -] \quad (4.1)$$

Na dodávku stejných energií se spotřebuje ve výtopně teplo

$$Q_{\text{výt}} = \frac{Q_s}{\eta_{\text{výt}}} \quad [\text{GJ}; \text{GJ}, -] \quad (4.2)$$

a v kondenzační elektrárně

$$Q_{\text{el}} = \frac{E_{\text{tep}}}{\eta_{\text{el}} \cdot \eta_{\text{re}}} \quad [\text{GJ}; \text{GJ}, -, -] \quad (4.3)$$

Úspora tepla z primárních energetických zdrojů je tedy

$$Q_{\text{usp}} = Q_{\text{výt}} + Q_{\text{el}} - Q_{\text{tep}} = Q_s \cdot \left(\frac{1}{\eta_{\text{výt}}} - \frac{1}{\eta_{\text{tep}}} \right) + E_{\text{tep}} \cdot \left(\frac{1}{\eta_{\text{el}} \cdot \eta_{\text{re}}} - \frac{1}{\eta_{\text{tep}}} \right) \quad (4.4)$$

Označíme-li poměr

$$e = \frac{E_{\text{tep}}}{Q_s} \quad [-; \text{GJ}, \text{GJ}] \quad (4.5)$$

vyjádříme úsporu tepla vztahem

$$Q_{\text{usp}} = Q_s \cdot \left[\left(\frac{1}{\eta_{\text{výt}}} - \frac{1}{\eta_{\text{tep}}} \right) + e \cdot \left(\frac{1}{\eta_{\text{el}} \cdot \eta_{\text{re}}} - \frac{1}{\eta_{\text{tep}}} \right) \right] \quad (4.6)$$

Veličina e , poměr velikosti vyrobené elektřiny a tepla dodaného spotřebiteli, se nazývá *modul teplárenské výroby elektřiny*. Tato veličina má zásadní vliv na všechny parametry kogenerace.

Účinnost teplárny η_{tep} vyjadřuje poměr využití energie (tj. součtu vyrobeného tepla a elektřiny) a tepla přivedeného palivem.

Účinnosti $\eta_{\text{výt}}, \eta_{\text{el}}$ jsou účinnosti výtopny a kondenzační elektrárny, η_{re} je účinnost rozvodu elektřiny z místa elektrárny do místa spotřeby.

První člen v závorce na pravé straně rovnice (4.6) vyjadřuje úsporu nebo zvětšení spotřeby energie vzniklé v případě, že teplárna má jinou účinnost než výtopna.

Druhý člen vyjadřuje změnu v kvalitě technologie přeměny energií v teplárenském zařízení vzhledem k zařízení průměrné elektrárny.

Tato obecná úvaha platí pro všechny typy teplárenských zařízení. Kogenerační technologie, nejčastěji používané v současné době, a obvyklý rozsah jejich modulu teplárenské výroby jsou na uvedeny v následující tabulce. [6]

Tab. 4-1 Velikost modulu teplárenské výroby elektřiny v různých kogeneračních zařízeních [6]

	modul teplárenské výroby elektřiny
teplárny s parními turbínami	0,1 až 0,4
teplárny se spalovacími turbínami	0,3 až 0,6
teplárny se spalovacími motory	0,65 až 0,75
paroplynové teplárny	0,7 až 1,2

5 TYPY A TECHNOLOGIE KOGENERAČNÍCH JEDNOTEK

5.1 Kogenerační jednotky s plynovými spalovacími motory

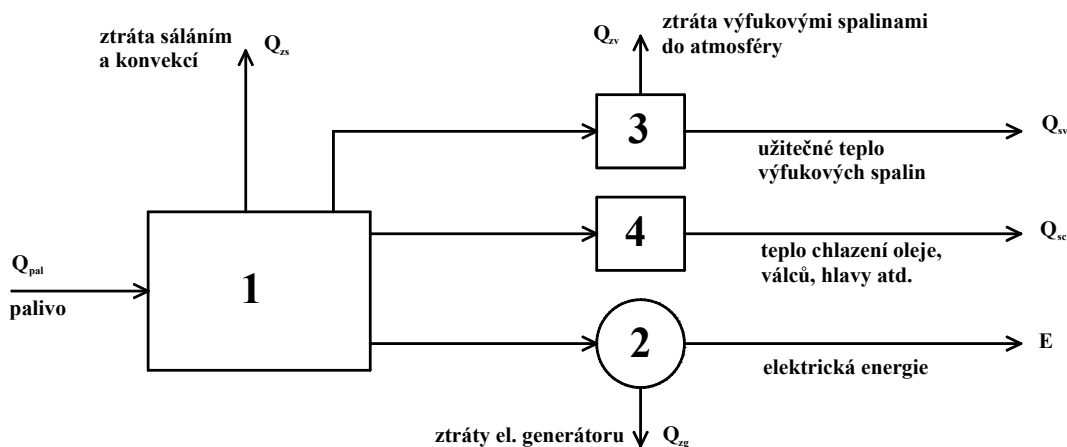
Spalovací motor je základním technologickým prvkem. V závislosti na typu motoru a velikosti jeho jmenovitého výkonu se tepelná účinnost vztažená na spojku motoru pohybuje v rozmezí 25% až 42%. Motory lze využít při pohonu elektrického generátoru. Současně je možné využít větší část odpadního tepla a uplatnit tak kogenerační princip výroby elektrické energie a tepla.

Dodavatelé kogeneračních jednotek se spalovacími motory obvykle ve svých firemních materiálech definují následující účinnosti:

elektrickou účinnost
$$\eta_e = \frac{E}{Q_{\text{pal}}} \quad (5.1)$$

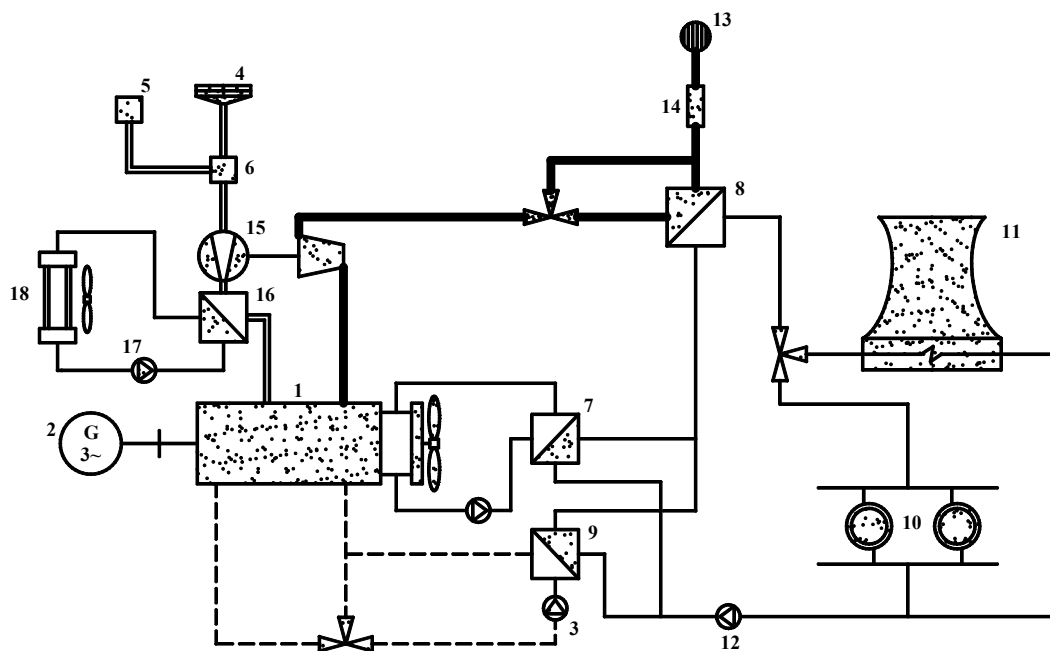
tepelnou účinnost
$$\eta_t = \frac{Q_{\text{sc}} + Q_{\text{sv}}}{Q_{\text{pal}}} \quad (5.2)$$

celkovou tepelnou účinnost
$$\eta_{\text{tc}} = \frac{E + Q_{\text{sc}} + Q_{\text{sv}}}{Q_{\text{pal}}} \quad (5.3)$$



1 plynový spalovací motor; 2 elektrický generátor; 3 výměník tepla spaliny-topná voda;
4 výměník tepla primární chladící voda-topná voda

Obr. 5-1 Toky energií u kogenerační jednotky se spalovacím motorem [5]



1 plynový spalovací motor; 2 elektrický generátor; 3 olejové čerpadlo; 4 sací filtr a tlumič hluku; 5 regulační stanice plynu; 6 směšovač; 7 chladič motoru; 8 výměník tepla spaliny-voda; 9 chladič oleje; 10 spotřebiče tepla; 11 venkovní chladič; 12 oběhové čerpadlo; 13 výfukový trakt; 14 katalyzátor; 15 turbodmychadlo; 16 chladič směsi; 17 čerpadlo; 18 venkovní chladič směsi

Obr. 5-2 Kogenerační jednotka s plynovým spalovacím motorem s turbodmychadlem [5]

Motory nejmenšího výkonu (do několika desítek kW) jsou zpravidla upravené zážehové automobilové motory. Úprava je dána především výměnou karburátoru za směšovací zařízení, v němž se vytváří předepsaná směs vzduchu a zemního plynu. Spojková účinnost těchto motorů je obvykle pod 30%. Motory včetně všech výměníků tepla a elektrického generátoru jsou zabudovány do kompaktní skříně s protihlukovým provedením. U provozovatele se ustaví na betonovou podlahu a přes plynovou trať, obsahující normou předepsané uzavírací, regulační a ochranné prvky, se připojí k přívodnímu plynovému potrubí. Výfukové potrubí se vhodným způsobem vyvede do atmosféry, přičemž je přípustné zaústění více výfuků do jednoho komínového sopouchu. K topnému systému je motor připojen pomocí přívodního a vratného potrubí topné vody, vybaveného dle potřeby přídavným oběhovým čerpadlem. Řídicí panel s ovládacími prvky je obvykle zabudován přímo do skříně kogenerační jednotky. Kogenerační jednotka se tak vzhledově výrazněji neodlišuje od moderního plynového kotle, vyžaduje jen větší půdorysnou plochu.

Motory středních výkonů (do stovek kW) jsou upravené mobilní nebo stacionární vznětové motory. Úprava těchto motorů je poněkud větší, neboť motory jsou v plynové verzi provozovány jako zážehové. Řídicí skříně jsou obvykle postaveny samostatně v blízkosti kogenerační jednotky. Výměníky tepla mohou být umístěny pod vlastním motorgenerátorem nebo samostatně vedle jednotky. Elektrické generátory jsou silovým kabelem propojeny s elektrickou rozvodnou. Obvyklé je umístění kogenerační jednotky do protihlukové skříně. Spojková účinnost těchto motorů je v rozmezí 32% až 35%.

Motory velkého výkonu (stovky až tisíce kW) představují již složitá soustrojí s většími nároky na vybavení prostoru pro instalaci i na obsluhu a údržbu. Konstrukce motorů je rovněž odvozena od úspěšně a dlouhodobě provozovaných lodních, trakčních, popř. stacionárních motorů na kapalná paliva.

U vlastních motorů se v současné době setkáme se dvěma koncepcemi:

- klasické motory se spalováním s nízkým přebytkem vzduchu
- motory se spalováním v oblasti chudé směsi

U motorů pracujících s technologií spalování chudé směsi se setkáváme se dvěma způsoby provedení:

- směs plynu a vzduchu se tvoří před turbodmychadlem
- přívod plynu je proveden samostatně pro každý válec

Motory prvního typu představují spolehlivá zařízení s tepelnou účinností výroby elektřiny v rozmezí 35% až 39%. Tím, že přívod plynu je proveden před turbodmychadlo, dosahuje se velmi homogenní směsi vedené do válců motoru. Spalovací proces je řízen v optimální oblasti přebytku vzduchu, což dává nízké emise oxidů dusíku v celém rozsahu výkonů.

Motory druhého typu uplatňují elektronické řízení spalování samostatně v každém válci motoru. Přívod plynu je rozdělen do hlavního proudu, vedeného před vstup vzduchu do válce, a vedlejšího proudu, vedeného do předkomory se zapalovací svíčkou. Oba proudy jsou řízeny elektronicky speciálními ventily. Tepelná účinnost na spojce se u těchto motorů pohybuje v rozmezí 39% až 43% při jmenovitém provozním režimu.

Kogenerační agregáty zpravidla pracují paralelně s nadřazenou elektrizační soustavou. Nižší výkony se předávají pomocí silového kabelu do nejbližšího rozváděče nn. U vyšších výkonů je provedeno připojení k transformační stanici a elektrická energie je dodávána do sítě vysokého napětí.

Kogenerační jednotky jsou vybaveny asynchronním nebo synchronním elektrickým generátorem. Asynchronní generátory nevyžadují synchronizační zařízení, jsou jednodušší a levnější. Používají se však převážně u jednotek menších výkonů (obvykle do asi 100kW). Synchronní generátory mají vyšší účinnost a používají se u výkonů větších než 400kW téměř výhradně. Připojují se k síti pomocí automatických synchronizačních zařízení. Jednotky s tímto vybavením mohou být použity i pro ostrovní, nouzový nebo náhradní provoz.

Elektrická energie vyrobená v kogenerační jednotce může být použita pro:

- snížení spotřeby elektřiny odebírané pro vlastní spotřebu provozovatelem z veřejné rozvodné sítě;
- dodávku celé výroby podniku provozujícímu elektrické sítě;
- snižování vlastní spotřeby elektřiny a prodej přebytků výroby.

Podílí-li se kogenerační jednotky výraznějším způsobem na dodávce elektřiny do sítě při pokrývání špičkových zatížení elektrizačního systému dané lokality, je prioritou řízení jejich

výkonu dle požadavku dispečinku rozvodné soustavy. Průběh dodávky tepla z jednotek je pak vynucený a potřeby tepelné sítě musí být pokrývány provozem ostatních zařízení teplárny, kterými by v daném případě měly být nejprve teplovodní či horkovodní akumulátory a následně plynové kotle. Provoz menších jednotek může být naprogramován pomocí časových spínačů na intervaly špičkového tarifu elektřiny. I v tomto případě je výhodná instalace akumulátorů tepla.

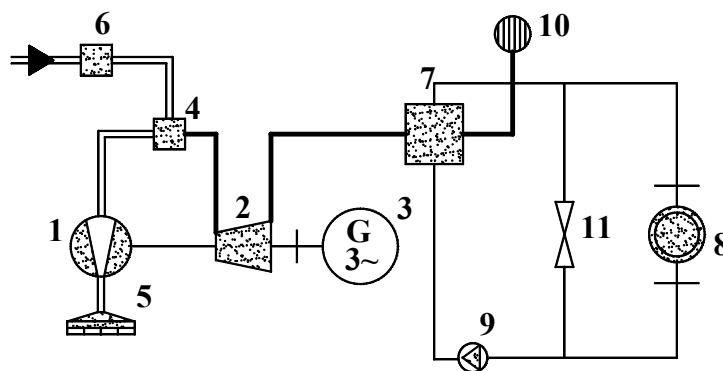
Kogenerační jednotky jsou dodávány vesměs v provedení pro automatický provoz bez trvalé obsluhy. Každá jednotka je vybavena samočinnou dílčí regulací provozu, jejíž funkce a rozsah jsou úměrné velikosti jmenovitého výkonu motoru. U malých zařízení se jedná o automatický start a odstavení. Velká zařízení mají rozsáhlý monitorovací systém, pracují se složitou najížděcí a odstavovací sekvencí a dovolují plynulé řízení provozu podle potřeb odběratele. Jejich provoz může být řízen jak potřebami tepla, tak elektrické energie.

Mezi hlavní oblasti použití kogeneračních jednotek se spalovacími motory patří penzióny, hotely, nemocnice, administrativní budovy, plovárny, obchodní domy, průmyslové podniky a další. [5]

5.2 Kogenerační jednotky se spalovacími turbínami

Kogenerační jednotky se spalovacími turbínami používají zpravidla malé spalovací turbíny o výkonu stovek až jednotek tisíců kW. Tepelné schéma je velmi podobné paroplynovému. Místo parní turbíny zásobuje spalínový kotel teplem přímo tepelné spotřebiče. Spalínový kotel může dodávat tepelnou energii ve formě horké vody nebo páry. I zde je limitujícím faktorem spotřeba tepla. Optimální tepelný výkon dodávaný spotřebiteli závisí především na ročním diagramu trvání spotřeby tepla.

Spalovací turbíny malých výkonů jsou zpravidla jednohřídelové stroje pohánějící elektrický generátor přes planetovou převodovku. Kompresory u nejmenších výkonových typů se provádějí s radiálními stupni. Spolu s kompresorem tvoří spalovací turbíny kompaktní celek. Výsledná účinnost teplárny s kogenerační jednotkou s malou spalovací turbínou se pohybuje podle velikosti jednotky a podle parametrů dodávaného tepla mezi 85% a 88%. [5]



1 vzduchový kompresor; 2 plynová turbína; 3 elektrický generátor; 4 spalovací komora; 5 sací filtr a tlumič hluku;
6 regulační stanice plynu; 7 horkovodní kotel na odpadní teplo; 8 spotřebitelé tepla; 9 oběhové čerpadlo;
10 výfukový trakt spalín; 11 recirkulační armatura

Obr. 5-3 Kogenerační jednotka se spalovací turbínou [5]

Vzhledem k tomu, že měrné investiční náklady malých spalovacích turbín velmi rychle rostou při zmenšování jmenovitého výkonu a současně se výrazně snižují jejich termodynamické parametry, volí se u malých teplárenských zdrojů obvykle možnost doplnění tepelného zdroje dvěma až třemi klasickými kotelnými jednotkami na zemní plyn. Základními technologickými bloky takové teplárny jsou:

- vlastní turbosoustrojí na základovém rámu včetně elektrického generátoru a budiče;
- blok pomocných zařízení (olejové hospodářství, čerpadla);
- blok chlazení (chlazení oleje popř. generátoru) a to nejčastěji v provedení se vzduchovým chladičem;
- blok sacího traktu obsahující žaluzie, filtry, tlumiče hluku;
- blok výstupního traktu (výstupní spalínové potrubí, by-pass spalín přímo do atmosféry, uzavírací klapky, tlumič hluku);
- blok základního silnoproudého zařízení (vývod elektrického výkonu, tyristorová regulace, spouštěcí zařízení);
- kotel na odpadní teplo včetně komína;
- vnitřní potrubní systémy včetně čerpadel, odplyňovače, redukčních stanic, vodních a parních kolektorů;
- plynové kotle včetně hořáků a komínů;
- zařízení úpravy napájecí a doplňovací vody;
- systém řízení a regulace včetně dozorny s centrálním počítačem;
- plynová regulační stanice;
- vnější elektrotechnické zařízení (transformátor, napojení na rozvodnou síť). [5]

5.3 Kogenerační jednotky s malými parními turbínami

Parametry kogeneračních jednotek s parními turbínami jsou méně výhodné, než v případě jiných kogeneračních zařízení. Přesto i v současné době nachází parní turbíny malého výkonu své uplatnění. Jsou používány tyto druhy turbín:

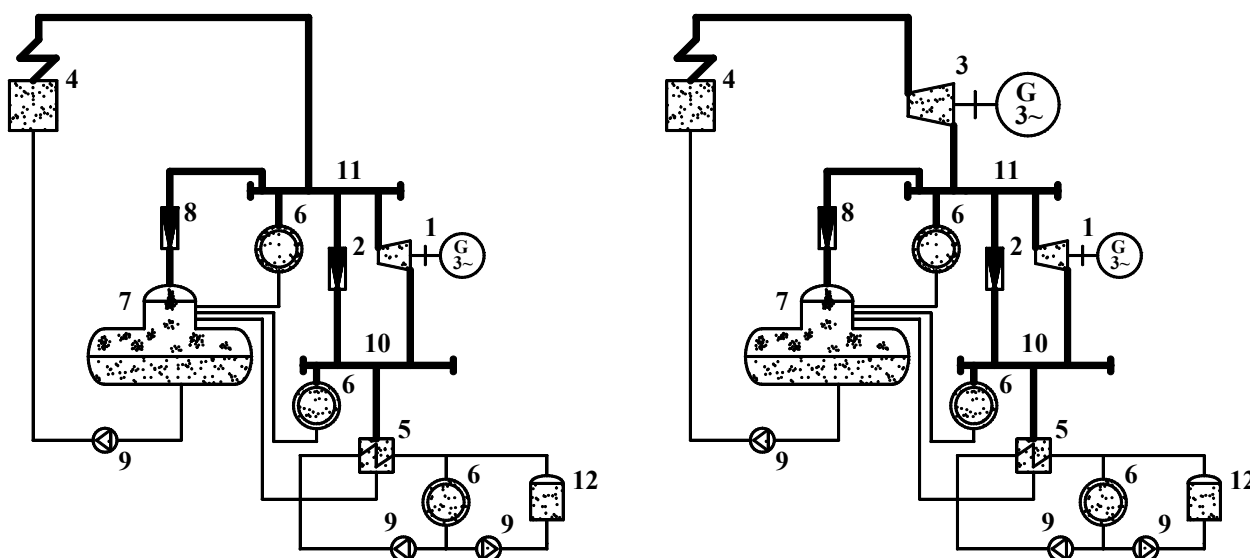
- protitlakové
- protitlakové s jedním regulovaným odběrem páry
- kondenzační s jedním regulovaným odběrem páry

Turbíny malého výkonu (do asi 10MW) jsou konstruovány na vstupní páru s tlakem do 6MPa a teplotu do 480°C. Protitlak a tlak odběrové páry jsou dány spotřebami tepla u provozovatele a pohybují se obvykle v rozmezí 0,05MPa až 1,2MPa.

Jako novou aplikaci parních turbín malého výkonu lze považovat instalaci parních turbín paralelně k redukčním stanicím. Jelikož všechny spotřebiče nevyžadují tlak páry odpovídající výstupnímu tlaku z kotle, je před ně zařazována škrťací armatura, která sníží tlak páry na úroveň požadovanou tepelným spotřebičem. Funkci škrťacího orgánu může však nahradit parní protitlaková turbína, pohánějící elektrický alternátor, která nejen sníží tlak páry na požadovanou hodnotu, ale navíc termodynamicky vysoce vyrobí elektrickou energii. Vlastní redukční stanice v takovém případě slouží jako záskokové zařízení pro případ výpadku turbíny nebo jako zařízení pokrývající tu část diagramu trvání potřeby tepla, která převyšuje maximální průtok páry turbínou.

Uvedené protitlakové turbíny se v současné době vyrábí od jmenovitého výkonu 40kW. Na našem trhu jsou k dispozici turbíny jak tradiční koncepce, tak i koncepce nové.

K tradičnímu koncepčnímu řešení v rozsahu výkonů 2MW až 10MW patří víceúrovňové jednotělové turbíny. Tyto turbíny jsou navrhovány v provedení s rovnotlakými i přetlakovými stupni.



1 turbína (náhrada za redukční armaturu); 2 špičková redukční stanice; 3 VT parní turbína; 4 parní kotel; 5 výměník tepla; 6 spotřebitel; 7 napájecí nádrž s odplyňovačem; 8 redukční armatura; 9 čerpadlo; 10 NT parní síť; 11 VT parní síť; 12 horkovodní akumulátor

Obr. 5-4 Zařazení parní turbíny paralelně k redukční stanici [1]

Klasické protitlakové turbíny v rozsahu stovek kilowatt až 3MW jsou jednostupňové tvořené rovnotlakovým stupněm nebo dvouúrovňovým Curtisovým stupněm. Hřídel má mimo radiální kluzná ložiska ještě kluzné axiální ložisko pro zachycení osových sil vznikajících v lopatkování. Jedná se o stroje konstruované pro mechanické pohony a pohony elektrických generátorů. Modernizované provedení těchto turbín má integrovanou převodovku. U těchto turbín odpadá mezičlánek se spojkou a ložiskovou skříní, čímž se zlepšil podíl výkonu turbíny vztažený na jednotku obestavěného prostoru.

Novou koncepcí protitlakových turbín jsou dvoustupňové radiální turbíny s integrovanou převodovkou. Turbína je složena ze dvou radiálních stupňů. Konstrukční řešení obou stupňů je podobné, liší se však rozměrově a pevnostně, vzhledem k rozdílným parametrům páry na výstupu. Základ tvoří převodová skříň se dvěma rychloběžnými pastorky. Hřídel pomaluběžného kola, které se otáčí synchronními otáčkami s generátorem, spojuje zubová spojka. Každý z pastorků je uložen ve dvou kluzných radiálních ložiscích, které mají naklápěcí segmenty. Hlavní olejové čerpadlo je poháněno přes ozubený převod pomaluběžným hřídelem. Regulace výkonu turbíny se uskutečňuje pomocí regulačního ventilu. Uvedený typ turbíny je vyráběn v rozsahu výkonů 1MW až 4MW.

Jedním z nejmodernějších koncepcí parních turbín jsou vysokootáčkové turbíny s frekvenčním měničem proudu. Soustrojí je tvořeno vysokootáčkovou turbínou, která je přímo spojena s vysokootáčkovým elektrickým alternátorem. Tím, že je u tohoto typu vyloučena převodovka, může turbína pracovat s vysokými otáčkami a tomu odpovídajícími obvodovými rychlostmi.

Rotor turbosoustrojí je tvořen homopolárním rotorem generátoru, na jehož prodlouženém konci je letmo nasazeno oběžné kolo radiální turbíny. Rotor je uložen ve dvou radiálních a jednom axiálním ložisku. Stator stroje sestává ze střední skříně, na níž je napojena skříň turbíny a stator generátoru. Pára je přiváděna do skříně tečně umístěným hrdlem a po průchodu lopatkováním vstupuje do výstupního difuzoru a dále do výfukového potrubí.

Mechanická energie získaná expanzí páry v turbíně je přenášena na rotor elektrického alternátoru. Vysokofrekvenční elektrická energie je ze statoru alternátoru odváděna do měniče frekvence, kde je nejdříve usměrněna a potom ve střídači upravena na standardní elektrickou energii s frekvencí 50Hz a napětím 3x400V. Protože je střídač řízen frekvencí sítě, odpadá fázování alternátoru k síti. Otáčky rotoru jsou řízeny pouze proto, aby turbína pracovala s maximální účinností v celém rozsahu provozních stavů.

Tyto turbíny jsou vyráběny ve dvou provedeních a to o výkonu 150 a 300kW a velmi dobře se umísťují i do stávajících provozů, což usnadňuje jejich použití místo redukčních stanic. [5]

6 ZTRÁTY V ELEKTRICKÝCH SÍTÍCH

Je pochopitelné, že při výrobě elektřiny, při tolikeré transformaci v přenosu vznikají v generátorech, transformátorech, motorech a vedeních dosti značné ztráty. Ztrátou elektrické energie je ta část energie, kterou nemůžeme nebo nedovedeme pro určité účely zužítkovat. také je můžeme charakterizovat jako rozdíl mezi energií vynaloženou a zužitkovanou. Například při transformaci a přenosu energie část elektrické energie unikne nedokonalou izolací, část se vyžárí, část se ztratí na magnetizaci železa transformátorů a hlavně, část se přemění v teplo. Podle rozlehlosti a dokonalosti zařízení tyto ztráty dosahují 10 až 20%.

6.1 Ztráty elektrické energie a jejich vznik

V dřívějších dobách se více věnovalo zjištění ztrát z rozdílu energie vyrobené a prodané, kdežto metodám zmenšování a rozboru ztrát již méně. Dnes se tématu snížení ztrát věnuje podstatně více času, hlavně z ekonomického hlediska. Můžeme říct, že podstatné zmenšení ztrát je hlavně díky přechodu na vyšší napětí a důslednou a cílevědomou kompenzací účinníku.

Vliv činného odporu (materiálu vodičů) na ztráty –

Ztráty energie vzrůstají lineárně s činným odporem R a odpor vedení je přímo úměrný měrnému odporu, délce a nepřímo úměrný průřezu vodiče

$$R = \rho \frac{l}{S} \quad [\Omega; \Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot \text{km}^{-1}, \text{km}, \text{mm}^2] \quad (6.1)$$

kde ρ je měrný odpor materiálu $\left(\text{měrná vodivost } \gamma = \frac{1}{\rho} \right)$

l délka vedení (jedné fáze)

S průřez vodiče.

Užívané vodiče pro venkovní vedení i kabelové vedení jsou normalizovány. Pro venkovní vedení se nejvíce užívá mědi, hliníku nebo hliníku s ocelovou duší (AlFe). Pro zemní kabely mědi nebo hliníku. Průřezy vodičů, jakost materiálu a činné odpory jsou rovněž v normách. Činnými odpory se rozumějí maximální hodnoty při 20°C.

Měrné odpory jsou:

měď	17,84 $\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot \text{km}^{-1}$
hliník	28,74 $\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot \text{km}^{-1}$

Tím, že vodiče jsou stočeny do šroubovic, se zvětší jejich délka asi o 2%.

Pro praxi při výpočtu ztrát stačí uvažovat měrné vodivosti:

pro měď	$\gamma_{\text{Cu}} = 55 \text{ Sm} \cdot \text{mm}^{-2}$
pro hliník	$\gamma_{\text{Al}} = 34 \text{ Sm} \cdot \text{mm}^{-2}$

Změna odporu s teplotou se při výpočtu ztrát elektrické energie zanedbává.

U ocelových vodičů jsou poměry méně příznivé. Činný odpor je tu 7krát až 12krát větší než u mědi a kromě toho se dost mění se změnou měrného zatížení σ [$A \cdot mm^{-2}$]. Například měrná vodivost oceli je asi $7,4 S \cdot m \cdot mm^{-2}$. Lana jsou stočena z pozinkovaných drátů jejichž vlastnosti stanoví norma.

Uvedené měrné vodivosti platí pro stejnosměrný proud. U střídavého proudu působí vnitřní magnetické pole ve vodiči na rozložení proudu tak, že reaktance vodiče je uvnitř větší než reaktance jeho povrchu. Proud se tedy uvnitř vodiče zeslabí a u povrchu zesílí, čili hustota proudu bude od vnitřku vodiče k povrchu přibývat, nastává zhuštění proudu na povrchu - povrchový jev (skinefekt). Projevuje se tím, že vodič má při střídavém proudu větší odpor než při stejnosměrném. Povrchový jev závisí na průřezu, permeabilitě, základním měrném odporu a kmitočtu.

Průřez vedení by měl být teoreticky co největší, aby byl odpor malý, avšak v praxi je volba průřezu určena: dovoleným úbytkem napětí, dovoleným zatížením, zkratovými proudy a hospodárným zatěžováním vodičů. Přitom se přihlíží k tomu, aby náklady byly co nejmenší. [8]

Závislost ztrát na proudu –

Samozřejmou podmínkou přenosu elektrické energie je zaručit požadovaný výkon odběrateli. Tedy

$$P = \sqrt{3}UI \cos \varphi \cdot 10^{-3} \quad [\text{kW}; V, A] \quad (6.2)$$

má být konstantní. Má-li se tato podmínka dodržet, musí být proud při daném napětí konstantní. Ovšem, jak je známo, lze stejný výkon přenést na větší vzdálenost při normalizovaném napětí 22kV, 220kV i 400kV, přičemž proudy se vzrůstajícím napětím se budou zmenšovat ve stejném poměru. Ztráty podle Jouleova zákona rostou s kvadrátem proudu. Tato zjednodušená úvaha by tedy vedla k tomu přenášet energii vyšším napětím. Ve skutečnosti se tato otázka řeší ekonomickými propočty, totiž aby celkové roční náklady v zařízení s vyšším napětím byli menší nebo aspoň rovny stejně požadovaným nákladům v zařízení s nižším napětím.

Další možností zmenšení proudu a tím i zmenšení ztrát je přiblížit přenos střídavého proudu k proudu stejnosměrnému. To znamená přenášet pokud možno jen činnou složku proudu I_c nebo jinými slovy co nejlépe zlepšit účinník. [8]

Vliv vedení na ztráty –

V krátkém vedení uvažujeme činný odpor R a indukční reaktanci X_L . Necht' spotřebič potřebuje složku činnou I_c i složku jalovou I_j .

Ztráty v trojfázovém vedení jsou

$$\Delta P = kRI_{\xi}^2 + kRI_j^2 \quad [\text{kW}; \Omega, \text{A}] \quad (6.3)$$

tedy

$$\Delta P = \Delta P_{\xi} + \Delta P_j \quad (6.4)$$

kde k je činitel rozložení zatížení podél vedení.

Celkové ztráty se tedy skládají ze ztrát způsobených činnou složkou proudu a ze ztrát způsobených jalovou složkou proudu. Tyto ztráty výkonu způsobují i ztráty energie

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{\Delta} \quad (6.5)$$

Proud I prochází ovšem vedením, jež má i indukční reaktanci X_L a ta vyžaduje magnetizační příkon. Jinými slovy je to jalová spotřeba vedení, nebo jak v praxi často říkáme jalové ztráty vedení, které označíme ΔQ . Lze tedy pro jednu fázi napsat

$$\Delta Q = U_L I \cdot 10^{-3} \quad (6.6)$$

a protože

$$U_L = X_L I \quad (6.7)$$

pak jalový příkon indukčnosti pro tři fáze, při rozložení na složky proudu I_{ξ} , I_j

$$\Delta Q = kX_L I_{\xi}^2 + kX_L I_j^2 \quad [\text{kVAr}; \Omega, \text{A}] \quad (6.8)$$

nebo

$$\Delta Q = \Delta Q_{\xi} + \Delta Q_j \quad (6.9)$$

Celkové jalové ztráty se skládají ze ztrát způsobených činnou složkou proudu a ze ztrát způsobených jalovou složkou proudu.

Rovněž platí pro jalovou energii

$$\Delta W_Q = \Delta Q \cdot T_{\Delta} \quad (6.10)$$

Kde T_{Δ} je doba plných ztrát. Je to doba, za kterou způsobí největší odebíraný proud stejné ztráty energie jako časově proměnný proud ve sledovaném období.

Při dlouhých vedeních způsobuje indukčnost značný úbytek napětí $X_L I$, a větší posun δ mezi napětím na začátku U_1 a napětím na konci vedení U_2 . Je tedy zřejmé, že indukčnost v sérii nezměňuje činné ztráty ΔP , a naopak indukčnost paralelně řazená do vedení, jako transformátory, motory apod., ztráty zvětšuje.

U krátkých venkovních vedení převládá indukční reaktance a proto se kapacita zanedbává.

U dlouhých vedení a pro vvn je vzdálenost vodičů větší než u vedení vn nebo nn a tudíž indukčnost reaktance je rovněž větší. U vedení vvn, a vedení kabelových, nelze již kapacitu zanedbat.

U kabelů přistupuje vliv kapacity, jenž je tím větší, čím je průřez žil větší. Kapacita rozsáhlejší městské kabelové sítě pomáhá značně zlepšovat celkový účinník sítě.

Jelikož je kapacita rozložena po celém vedení, je na konci vedení proud nulový a ztráty podél vodiče nejsou stejné. Průměrná měrná kapacitní reaktance kabelů je $X_C \doteq 0,1\Omega \cdot \text{km}^{-1}$. [8]

Ztráty korunou a svodem –

a) Ztráty korunou

Korona na vedeních vvn je tichý výboj ve vzduchu. Vede k ionizaci vzduchu kolem vodiče, když intenzita pole v tomto místě překročí určitou kritickou hodnotu. Vznikají nosiče nábojů, vzduch se stává vodivým. To má za následek elektrické ztráty. Jelikož výboje nejsou neustálé, nýbrž mají charakter impulsů, šíří se kolem vodiče v magnetické pole, které může nepříjemně rušit v přijímače.

Aby ztráty korunou nebyly při normálním provozu příliš velké, má gradient elektrického pole K_r na povrchu vodiče odpovídat rovnici

$$K_r = 35 \frac{U}{r \cdot Z_v} \quad [\text{kV} \cdot \text{cm}^{-1}; \text{kV}, \text{cm}, \Omega] \quad (6.11)$$

a má být menší než elektrická pevnost vzduchu. U je napětí vedení, r poloměr vodiče, Z_v vlnová impedance. Jako horní mez se osvědčil gradient $K_r = 15 \text{kV} \cdot \text{cm}^{-1}$. Při dodržení tohoto gradientu lze obyčejné ztráty korunou zanedbat.

b) Ztráty svodem

Je nutno si uvědomit obtížnost měření ztrát svodem, neboť měříme-li ztráty vedení naprázdno, je nabíjecí proud mnohem větší než proud korony a svodu.

Měří se vedení naprázdno, činná složka proudu, tj. korona i svod dohromady. Když se napětí sníží natolik, že již korona nepřichází v úvahu, lze mít za to, že úbytek jsou ztráty svodem. Předpokládá se ovšem, že ztráty svodem mají lineární charakteristiku. [8]

7 EKONOMICKÉ POSOUZENÍ EFEKTIVNOSTI PRODUKCE

7.1 Účel ekonomického hodnocení

Mnohé dobré návrhy na investování do úspor energie nebyly schváleny, protože podpůrné argumenty neobsahovaly informace, které rozhodovací (odpovědné) orgány potřebovaly. Projektanti a inženýři, kteří jsou schopni vytvořit složitý technicky realizovatelný projekt, považují mnohdy ekonomické hodnocení návrhu za méně důležité a příliš složité. V prostředí složité finanční kontroly je vysoký standard investičního návrhu nejdůležitější částí projektu.

Ekonomické hodnocení představuje racionální metodu výběru z celé řady možností investic do úspor energií pomocí měřitelné hodnoty finančního výnosu a je současně pro organizaci indikátorem každého projektu.

Cílem ekonomického hodnocení projektu mimo jiné je:

- rozhodnout, která varianta investice nejlepším způsobem využije peníze organizace;
- určení rizik a nejistot v každém projektu;
- definování očekávaných nákladů a výnosů. [5]

7.2 Náklady a výnosy

Jakékoliv ekonomické hodnocení závisí na plánovaných nákladech a výnosech projektu a proto je důležité mít o těchto údajích pokud možno přesné informace. [5]

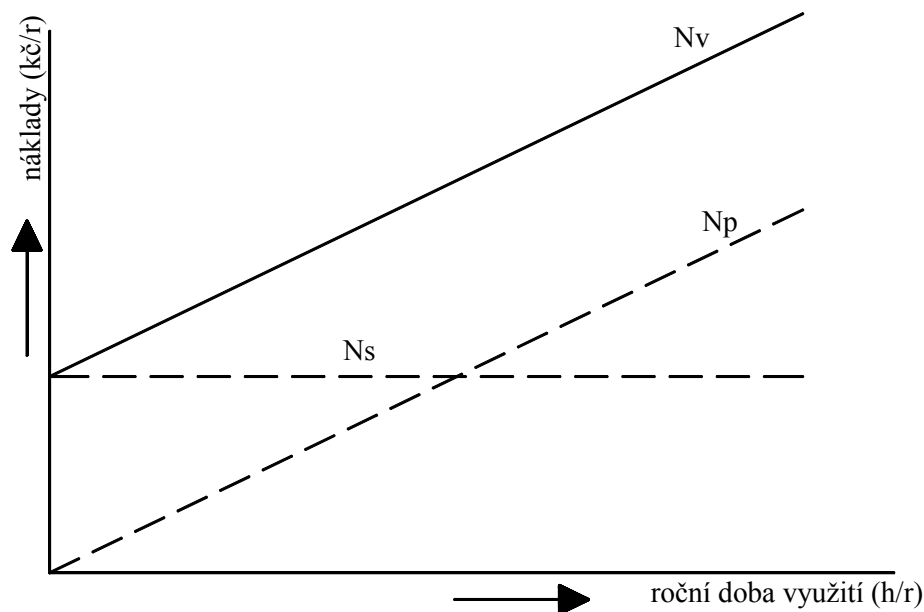
7.2.1 Roční výrobní náklady

V každém podniku se roční náklady rozdělují na náklady stálé (N_s) a náklady proměnné (N_p). Náklady stálé jsou nezávislé na době provozu, náklady proměnné se mění podle roční provozní doby.

Podle předchozího dělení lze tedy celkové roční výrobní náklady vyjádřit rovnicí

$$N_v = N_s + N_p \quad [\text{Kč} \cdot \text{r}^{-1}; \text{Kč} \cdot \text{r}^{-1}, \text{Kč} \cdot \text{r}^{-1}] \quad (7.1)$$

Grafické znázornění rovnice (7.1) je na *Obr. 6-1*.



Obr. 7-1 Závislost nákladů na roční době využití zařízení [5]

Stálá složka ročních výrobních nákladů je součtem nákladů na amortizaci zařízení (N_a), mzdy pracovníků (N_m), údržbu a opravy zařízení (N_{uo}) a nákladů na režii a ostatní (N_r), jak plyne z rovnice

$$N_s = N_a + N_m + N_{uo} + N_r \quad [\text{Kč} \cdot \text{r}^{-1}; \text{Kč} \cdot \text{r}^{-1}, \text{Kč} \cdot \text{r}^{-1}, \text{Kč} \cdot \text{r}^{-1}, \text{Kč} \cdot \text{r}^{-1}] \quad (7.2)$$

Nejdůležitější z nich je složka amortizační, jejím cílem je reprodukce zařízení, které zastaralo. Při realizaci výstavby nové energetické výrobní vkládá investor do stavby finanční prostředky tzv. **investiční náklady** (N_i). Aby mu nevznikla ztráta, musí tyto náklady dostat nazpět v tržbách za vyrobenou energii nejpozději do konce životnosti daného zařízení. Musí tedy do výrobních nákladů každoročně po celou dobu životnosti zařízení zahrnovat takový příslušný díl investičních nákladů, aby jejich součet po jejich zpětném získání z tržeb na konci životnosti představoval investovanou částku (N_i). Tato částka zahrnovaná do ročních výrobních nákladů se nazývá **prostý odpis** a vypočteme ho ze vztahu

$$N_o = \frac{N_i}{T_z} = p_o \cdot N_i \quad [\text{Kč} \cdot \text{r}^{-1}; \text{Kč}, \text{r}^{-1}] \quad (7.3)$$

kde N_i (Kč) investiční náklady na pořízení zařízení

T_z (r) doba životnosti zařízení

p_o (r^{-1}) poměrný prostý odpis

Z předcházejícího vztahu vyplývá, že používání zařízení je teoreticky omezeno dobou jeho životnosti. Doba životnosti má různý význam pro různé představitele v rámci organizace a je proto nutno rozlišovat životnosti:

- ekonomická životnost
- fyzická životnost
- technologická životnost
- tržní životnost
- optimální životnost.

Pojem životnosti je důležitý při odpisování. Odpisy vytvářejí zdroj financování reprodukce zařízení.

Skutečnost, že prostý odpis, kterým se po době životnosti získá nazpět původně investovaná částka nerespektuje cenu peněz, nelze při libovolném podnikání pominout. Investor proto musí každoročně do ročních výrobních nákladů započíst další finanční částku, jejíž součet na konci životnosti zařízení rozdíl v ceně peněz vyrovná. Uvedená problematika amortizace zařízení se nejčastěji řeší **metodou anuit**. Ta vychází z představy, že investice N_i včetně úroků bude po celou dobu ekonomické životnosti zařízení splácena stejně velkými ročními splátkami A ($Kč \cdot r^{-1}$). Velikost roční anuitní splátky se vypočte z rovnice

$$A = N_i \cdot \frac{(1 + u_a)^{T_z}}{(1 + u_a)^{T_z} - 1} \cdot u_a \quad [Kč \cdot r^{-1}; Kč, r^{-1}] \quad (7.4)$$

Jak plyne z předchozího odstavce, je anuita tvořena **prostou splátkou** (N_o) a **anuitním úrokem** (U_a). Tuto skutečnost vyjadřuje rovnice

$$N_a = A = N_o + U_a \quad [Kč \cdot r^{-1}; Kč \cdot r^{-1}, Kč \cdot r^{-1}] \quad (7.5)$$

Absolutní hodnota roční anuitní splátky, která závisí na absolutní hodnotě investičních nákladů a na velikosti diskontní sazby, nedává jasnou informaci o investici samotné. Vhodnějším parametrem je **poměrná anuita**, což je hodnota roční splátky vztažená na jednotku investované částky. Poměrná anuita se vypočte podle vztahu

$$a_T = \frac{A}{N_i} = \frac{(1 + u_a)^{T_z}}{(1 + u_a)^{T_z} - 1} \cdot u_a \quad [r^{-1}; Kč \cdot r^{-1}, Kč] \quad (7.6)$$

Poměrnou anuitu lze také psát ve tvaru

$$a_T = p_o + u_a \quad [r^{-1}; r^{-1}, r^{-1}] \quad (7.7)$$

kde p_o (r^{-1}) poměrný odpis

u_a (r^{-1}) anuitní úroková míra

Ostatní částky stálé složky ročních výrobních nákladů se pro účely projektových studií a zjednodušené ekonomické analýzy stanovují procentním dílem investičních nákladů podle rovnic:

Mzdové náklady

$$N_m = k_m \cdot N_i = (0,005 - 0,015) N_i \quad [\text{Kč} \cdot r^{-1}; r^{-1}, \text{Kč}] \quad (7.8)$$

Náklady na opravu a údržbu

$$N_{uo} = k_{uo} \cdot N_i = (0,005 - 0,02) N_i \quad [\text{Kč} \cdot r^{-1}; r^{-1}, \text{Kč}] \quad (7.9)$$

Náklady na režii a ostatní

$$N_r = k_r \cdot N_i = (0,005 - 0,015) N_i \quad [\text{Kč} \cdot r^{-1}; r^{-1}, \text{Kč}] \quad (7.10)$$

Použijeme-li výše uvedené výpočtové vztahy a dosadíme do základní rovnice pro stálou složku ročních výrobních nákladů, dostaneme po úpravě vztah

$$N_s = (a_r + k_m + k_{uo} + k_r) \cdot N_i = p \cdot N_i \quad [\text{Kč} \cdot r^{-1}; r^{-1}, \text{Kč}] \quad (7.11)$$

kde p (r^{-1}) tzv. **koeficient stálé složky** ročních výrobních nákladů

Proměnná složka ročních výrobních nákladů sestává z finančních položek na palivo (N_{pal}), vodu (N_{vo}), elektrickou energii (N_e) a jiné provozně důležité hmoty (N_h). Vypočte se z rovnice

$$N_p = N_{pal} + N_{vo} + N_e + N_h \quad [\text{Kč} \cdot r^{-1}; \text{Kč} \cdot r^{-1}, \text{Kč} \cdot r^{-1}, \text{Kč} \cdot r^{-1}, \text{Kč} \cdot r^{-1}] \quad (7.12)$$

Palivová složka nákladů se vypočte ze vztahu

$$N_{pal} = \frac{Q_{pal}}{Q_u} \cdot c_{pal} \quad [\text{Kč} \cdot r^{-1}; \text{GJ} \cdot r^{-1}, \text{GJ} \cdot \text{kg}^{-1}, \text{Kč} \cdot \text{kg}^{-1}] \quad (7.13)$$

kde Q_{pal} ($\text{GJ} \cdot r^{-1}$) roční spotřeba tepla v palivu

Q_u ($\text{GJ} \cdot \text{kg}^{-1}$) spodní výhřevnost paliva

c_{pal} ($\text{Kč} \cdot \text{kg}^{-1}$) měrná cena paliva

Spotřeba tepla v palivu se vypočte z následující rovnice

$$Q_{pal} = \frac{P_t \cdot \tau_r}{\eta_t} \cdot 3,6 \quad (7.14)$$

kde P_t (MW_t) tepelný výkon zařízení

τ_r ($\text{h} \cdot r^{-1}$) roční doba využití zařízení

η_t (-) energetická účinnost přeměny

Obdobným způsobem lze stanovit ostatní složky proměnných ročních výrobních nákladů. V konkrétních případech je výpočet proměnné složky ročních výrobních nákladů modifikován podle toho, které z výše uvedených složek výroba používá.

Z praktických důvodů se někdy roční výrobní náklady dělí na:

- **Roční provozní náklady** (N_{pr}), se stávají z finančních položek na palivo (N_{pal}), vodu (N_{vo}), elektrickou energii (N_e), provozně důležité hmoty (N_h), mzdy pracovníků (N_m), údržbu a opravy zařízení (N_{uo}) a na režii a ostatní (N_r).
- **Investiční část ročních výrobních nákladů** (N_{it}), obsahující prosté odpisy zařízení (N_o) a úroky (U_a).

V předcházejících úvahách jsme předpokládali, že investiční prostředky (N_i) se vynaloží jednorázově např. v průběhu jednoho roku. U energetických zařízení malého výkonu a malých kogeneračních jednotek je tento předpoklad v převážném počtu případů splněn. V případech, kdy tato podmínka není splněna, je třeba investiční náklady vynakládané v jednotlivých letech výstavby aktualizovat, nejčastěji k termínu uvedení zařízení do provozu. Při výstavbě energetických děl sestávajících z několika jednotek se může stát, že některá zařízení jsou již v provozu, zatím co jiná se ještě staví. Pro přepočet (aktualizaci) ročně vynakládaných částek investic k termínu zahájení provozu se používá rovnice

$$N_{ip} = \sum_{t=1}^{T_v} N_{it} \cdot r^{(T_v - t - \delta)} \quad [\text{Kč}] \quad (7.15)$$

kde N_{it} ($\text{Kč} \cdot r^{-1}$) investiční náklady vynaložené v t-ém roce.

δ (r) přesah vzájemné doby výstavby a životnosti investice [5]

7.2.2 Výnosy

U tepelných zdrojů vybavených kogeneračními jednotkami je většina požadavků na dodávku tepla pokrývána z odpadního tepla motorů, zbylé požadavky na teplo jsou doplňovány špičkovými kotli. Výroba tepla se řídí výlučně požadavky odběratele. Současně produkovaná elektrická energie se používá pro:

- částečné krytí vlastní spotřeby, zbytek se odebírá z veřejné rozvodné sítě
- výroba elektřiny převyšuje vlastní spotřebu, přebytek se dodává do veřejné rozvodné sítě
- veškerá vyrobená elektřina se dodává do veřejné rozvodné sítě
- krytí vlastní spotřeby bez připojení k rozvodné síti – ostrovní provoz.

V případech užívání elektřiny pro vlastní spotřebu je výnosem úspora finančních prostředků vyplývající z rozdílu měrných cen elektřiny nakupované z rozvodné sítě a vyrobené kogeneračními jednotkami. Na velikost těchto úspor má podstatný vliv to, zda je zdroj připojen

na vysokonapěťovou nebo nízkonapěťovou elektrickou rozvodnou síť. Zatím co platba za odebranou elektřinu z nízkonapěťové sítě je jednodušší (platíme za distribuci, silovou elektřinu a ostatní regulované položky), při odběru elektřiny z vysokého napětí je stejná platba složená z části za odebranou elektrickou energii (stejně položky jako při odběru z nn) rozdělené podle tarifních pásem (špičkový, vysoký a nízký tarif) a části za rezervovaný elektrický výkon. Připojení na vn síť vyžaduje instalaci záložních jednotek, které vlivem menší doby využití snižují poměrně značně dosažené úspory. Nezanedbatelný vliv na úspory má způsob zjišťování čtvrt hodinových maximální potřeby (měřené nebo smluvené).

Při dodávce elektrické energie do rozvodné sítě je výnosem tržba za dodanou produkci elektřiny. Velikost dosažené tržby závisí na způsobu provozu zdroje. V případě dodávky veškeré vyrobené elektrické energie je v současné době měrná cena ($\text{Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$) rozvodnými podniky vykupované elektřiny přibližně o 60% vyšší než v případě dodávky přebytků elektřiny do rozvodné sítě. Nejvyšší ceny za dodanou elektrickou energii se dosahuje při její dodávce ve špičkách.

Výnosy za dodané případně neodebrané teplo z cizího zdroje spočívají v rozdílu jednotkové ceny ($\text{Kč} \cdot \text{GJ}^{-1}$) nakupovaného tepla a ceny tepla z vlastního zdroje. [5]

7.3 Cenové rozhodnutí podle energetického regulačního úřadu

Ceny, ať už pro odběratele či dodavatele, elektrické energie určuje od roku 2001 energetický regulační úřad. ERÚ stanovuje ceny přenosu, distribuce elektřiny a souvisejících služeb, stanovuje a upravuje pravidla, kterými se řídí trh s elektřinou a určuje podmínky přístupu k sítím pro konečné zákazníky a výrobce. Zabývá se podporou výroby elektřiny z obnovitelných a dalších ekologických zdrojů. Mezi činnosti patří také zpracování statistiky v elektroenergetice.

7.3.1 Cenové rozhodnutí ERÚ č. 9/2007, kterým se stanovují ceny elektřiny a souvisejících služeb

Pevná cena pro decentrální výrobu a určené podmínky –

- 1) Výrobce elektřiny, jehož zařízení je připojeno do napěťové hladiny **vn** distribuční soustavy, účtuje územně příslušnému provozovateli distribuční soustavy cenu **27,00 Kč/MWh** za každou MWh skutečně dodané elektřiny do distribuční soustavy naměřené v předávacím místě výrobce elektřiny.
- 2) Výrobce elektřiny, jehož zařízení je připojeno do napěťové hladiny **nn** distribuční soustavy, účtuje územně příslušnému provozovateli distribuční soustavy cenu **64,00 Kč/MWh** za každou MWh skutečně dodané elektřiny do distribuční soustavy naměřené v předávacím místě výrobce elektřiny.

V případě přetoku elektřiny z lokální distribuční soustavy do regionální nebo do jiné lokální distribuční soustavy účtuje na základě smlouvy provozovatel lokální distribuční soustavy provozovateli regionální nebo jiné lokální distribuční soustavy za každou MWh skutečně dodané

elektřiny do distribuční soustavy naměřené v předávacím místě mezi soustavami na příslušné napěťové hladině cenu za decentralní výrobu podle předešlých odstavců.

Ceny uvedené v bodech 1) a 2) neobsahují daň z elektřiny a daň z přidané hodnoty. [2]

7.3.2 Cenové rozhodnutí ERÚ č. 7/2007, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z kombinované výroby elektřiny a tepla

Pro elektřinu vyrobenou z kombinované výroby elektřiny a tepla stanovil ERÚ tyto cenové kategorie.

1) Výrobní s instalovaným výkonem do 1MW_e včetně, s výjimkou výrobní využívající obnovitelné zdroje energie nebo spalující degazační plyn -

1.1) Výrobce elektřiny s celkovým instalovaným výkonem za jednotlivé výrobní do 1MW_e včetně účtuje provozovateli regionální distribuční soustavy nebo přenosové soustavy příspěvek k ceně elektřiny **330 Kč/MWh** za každou vykázanou MWh vyrobené elektřiny.

1.2) Je-li elektřina dodávána výrobcem elektřiny obchodníkovi s elektřinou, oprávněnému zákazníkovi nebo je-li spotřebována přímo výrobcem elektřiny v době platnosti vysokého tarifu, a to v celkové délce 8 hodin denně, účtuje výrobce provozovateli soustavy za každou vykázanou MWh v době platnosti vysokého tarifu příspěvek k ceně elektřiny **1420 Kč/MW**. V případě uplatnění příspěvku v pásmu vysokého tarifu nevzniká nárok na příspěvek podle bodu 1.1) a 1.3).

1.3) Je-li elektřina dodávána výrobcem elektřiny obchodníkovi s elektřinou, oprávněnému zákazníkovi nebo je-li spotřebována přímo výrobcem elektřiny v době platnosti vysokého tarifu, a to v celkové délce 12 hodin denně, účtuje výrobce provozovateli soustavy za každou vykázanou MWh v době platnosti vysokého tarifu příspěvek k ceně elektřiny **940 Kč/MW**.

V případě uplatnění příspěvku v pásmu vysokého tarifu nevzniká nárok na příspěvek podle bodu 1.1) a 1.2).

Pásmo vysokého tarifu stanoví obchodník s elektřinou, oprávněný zákazník nebo přímo výrobce elektřiny. Výrobce elektřiny stanoví pásmo pouze v případě, že všechnu vyrobenou elektřinu sám také spotřebovává. [2]

2) Výrobní s instalovaným výkonem od 1MW_e do 5MW_e včetně, s výjimkou výrobní využívající obnovitelné zdroje energie nebo spalující degazační plyn -

2.1) Výrobce elektřiny s celkovým instalovaným výkonem za jednotlivé výrobní do 1MW_e do 5MW_e včetně účtuje provozovateli regionální distribuční soustavy nebo přenosové soustavy příspěvek k ceně elektřiny **240 Kč/MWh** za každou vykázanou MWh vyrobené elektřiny.

2.2) Je-li elektřina dodávána výrobcem elektřiny obchodníkovi s elektřinou, oprávněnému zákazníkovi nebo je-li spotřebována přímo výrobcem elektřiny v době platnosti vysokého tarifu, a to v celkové délce 8 hodin denně, účtuje výrobce provozovateli soustavy za každou vykázanou

MWh v době platnosti vysokého tarifu příspěvek k ceně elektřiny **1060 Kč/MWh**. V případě uplatnění příspěvku v pásmu vysokého tarifu nevzniká nárok na příspěvek podle bodu 2.1) a 2.3).

2.3) Je-li elektřina dodávána výrobcem elektřiny obchodníkovi s elektřinou, oprávněnému zákazníkovi nebo je-li spotřebována přímo výrobcem elektřiny v době platnosti vysokého tarifu, a to v celkové délce 12 hodin denně, účtuje výrobce provozovateli soustavy za každou vykázanou MWh v době platnosti vysokého tarifu příspěvek k ceně elektřiny **680 Kč/MWh**. V případě uplatnění příspěvku v pásmu vysokého tarifu nevzniká nárok na příspěvek podle bodu 2.1) a 2.2).

Pásmo vysokého tarifu stanoví obchodník s elektřinou, oprávněný zákazník nebo přímo výrobce elektřiny. Výrobce elektřiny stanoví pásmo pouze v případě, že všechnu vyrobenou elektřinu sám také spotřebovává. [2]

3) Výrobní s instalovaným výkonem nad 5MW_e –

3.1) Výrobce elektřiny s celkovým instalovaným výkonem nad 5MW_e účtuje provozovateli regionální distribuční soustavy nebo přenosové soustavy příspěvek k ceně elektřiny **45 Kč/MWh** za každou vykázanou MWh vyrobené elektřiny. [2]

4) Výrobní využívající obnovitelných zdrojů energie nebo spalování degazačního plynu –

4.1) Výrobce elektřiny bez rozlišení instalovaného výkonu účtuje provozovateli regionální distribuční soustavy nebo přenosové soustavy příspěvek k ceně elektřiny **45 Kč/MWh** za každou vykázanou MWh vyrobené elektřiny.

V tomto případě se nevztahuje na výrobce podpora podle bodů 1) až 3). [2]

5) Elektřina vyrobená spalováním druhotných energetických zdrojů –

5.1) Výrobce elektřiny při spalování druhotných energetických zdrojů s výjimkou spalování degazačního plynu účtuje provozovateli regionální distribuční soustavy nebo přenosové soustavy příspěvek k ceně elektřiny **45 Kč/MWh** za každou vykázanou MWh vyrobené elektřiny.

V tomto případě může výrobce současně uplatnit podporu podle bodu 1), 2) nebo 3).

5.2) Výrobce elektřiny při spalování degazačního plynu (důlního plynu s otevřených dolů) účtuje provozovateli regionální distribuční soustavy nebo přenosové soustavy příspěvek k ceně elektřiny **760 Kč/MWh** za každou vykázanou MWh vyrobené elektřiny.

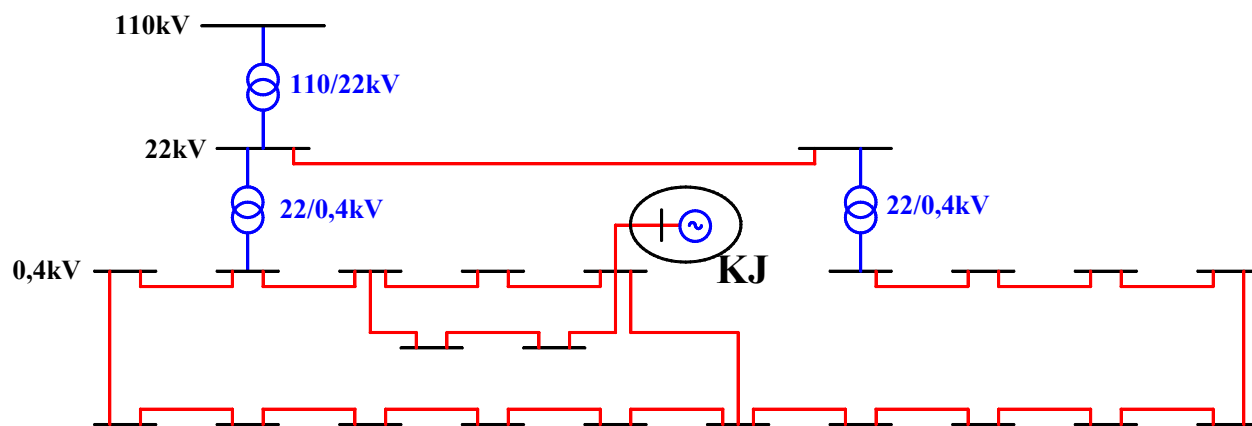
V tomto případě se nevztahuje na výrobce podpora podle bodů 1) až 3). [2]

8 MODELOVÁNÍ SÍTĚ VN/NN

Na začátku každého projektu pro výstavbu kogenerační jednotky je asi nedůležitější výběr vhodného místa a to nejen geograficky, ale i z pohledu energetiky. Z pravidla je výhodnější umístit a zapojit kogenerační jednotku do rozvodné sítě tam, kde se vyrobený výkon a teplo z kogenerační jednotky co nejdříve a nejefektivněji spotřebovává. Jaký smysl by mělo postavit tento zdroj tepelné a elektrické energie v místech, kde se to geograficky hodí, když by vyrobený výkon musel být rozváděn energetickými sítěmi do vzdálenějších míst a tím pádem vzniknou větší ztráty na vedení i menší výnosy za vyvedenou energii? V projektech musí být zahrnuto mnoho důležitých informací, které jsou základem pro efektivní využití kogenerační jednotky.

Máme-li mapu rozvodné sítě, kde chceme energetický zdroj realizovat, z pohledu elektrické energie musíme brát na vědomí, jaké komponenty se mohou v síti objevit. Je nutné si uvědomit, že v rozvodné síti musíme počítat s uzly nebo elektrickými stanicemi, ať už to jsou transformovny, spínací stanice, měřírny či kompenzovny. Tyto prostředky ovlivňují rozvod elektrické energie a jsou nezbytnou součástí energetických sítí.

Na *Obr. 8-1* je ukázka sítě vn/nn 110/22kV a 22/0,4kV a možnost, kde napojit kogenerační jednotku. Záměrně je vybáno místo, kde výkon z kogenerační jednotky vytéká přímo do uzlu, který spojuje více větví energetické sítě. Výkon z tohoto uzlu je rychleji a efektivněji rozveden, protože v okolí kogenerační jednotky je hustší síť spotřebičů, tudíž nedochází k větším ztrátám, které by byly způsobeny větší přenosovou vzdáleností.



Obr. 8-1 Síť vn/nn a možnost zařazení kogenerační jednotky do sítě (ukázka)

8.1 Výpočet ustáleného chodu sítě

Znalost činných a jalových výkonů, ztrát a napěťových poměrů v jednotlivých prvcích (větvích) a uzlech ES je nutná jak pro řízení provozu, tak i pro navrhování dalšího rozvoje ES. Vypočítané hodnoty při ustáleném chodu bývají dále také používány jako výchozí údaje při řešení přechodných dějů (zkratky, statická a dynamická stabilita) a řady optimalizačních úloh jako je hospodárné rozdělování výroby činných a jalových výkonů, optimální regulace napětí, hodnocení spolehlivosti ES aj. Výpočet se zpravidla provádí pro maximální a minimální zatížení sítě. V praxi jsou odběry a dodávky zadávány činnými a jalovými výkony. To má za následek, že chod sítě nemůžeme popsat soustavou lineárních rovnic. Matematická formulace výpočtu vede k soustavě nelineárních rovnic, pro jejichž řešení musíme použít některé z iteračních metod.

Pro i -tý uzel platí

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{U}_i \cdot \bar{I}_i^* \quad (8.1)$$

kde \bar{I}_i^* je komplexně sdružený proud k proudu \bar{I}_i .

$$\bar{S} = P + jQ = \bar{U} \cdot \bar{I}^* = U |\underline{\delta} \cdot I| \underline{-\alpha} = U \cdot I |\underline{\varphi} = S(\cos \varphi + j \sin \varphi) \quad (8.2)$$

kde fázový posun napětí a proudu $\varphi = \delta - \alpha$. Odtud vyplývá, že je-li induktivní posun proudu vůči napětí (proud je zpožděn za napětím) je pak $\varphi > 0$ a $P > 0$ i $I > 0$.

Pro odběrový uzel uvažujeme proud záporně. To má za následek změnu znaménka u činného a jalového výkonu oproti uzlu s dodávkou.

Vyjádříme-li z rovnice (8.1) proud

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{S}_i^*}{\bar{U}_i} = \frac{P_i - jQ_i}{\bar{U}_i} \quad (8.3)$$

dostaneme

$$\bar{I}_i = \frac{P_i - jQ_i}{\bar{U}_i} = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{U}_j \quad i = 2, 3, \dots, n \quad (8.4)$$

Byla provedena eliminace bilančního uzlu a tudíž volba napětí U_1 . Bilanční uzel v našem případě, kdy jsou zadány uzlové výkony, hradí rozdíl mezi dodávkami a odběry a navíc ztráty činného a jalového výkonu v síti. [4]

Ustálený chod střídavé sítě se řeší kombinací metod :

- Gauss-Seidel
- Newton-Rhapson

Gauss – Seidlova iterační metoda –

Řešíme soustavu nelineárních rovnic

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= y_1 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= y_2 \\ &\vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= y_n \end{aligned} \quad (8.5)$$

Vhodně zvolenou úpravou ji přepíšeme do tvaru

$$\begin{aligned} x_1 &= y_1 + \Phi_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ x_2 &= y_2 + \Phi_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ &\vdots \\ x_n &= y_n + \Phi_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{aligned} \quad (8.6)$$

Pak iterační postup výpočtu kořenů můžeme zapsat

$$\begin{aligned} x_1^{(k+1)} &= y_1 + \Phi_1(x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_n^{(k)}) \\ x_2^{(k+1)} &= y_2 + \Phi_2(x_1^{(k+1)}, x_2^{(k)}, \dots, x_n^{(k)}) \\ &\vdots \\ x_n^{(k+1)} &= y_n + \Phi_n(x_1^{(k+1)}, x_2^{(k+1)}, \dots, x_{n-1}^{(k+1)}, x_n^{(k)}) \end{aligned} \quad (8.7)$$

kde horní index (k+1) označuje 1, 2, ... iteraci

Výpočet končí, až je rozdíl

$$\left| x_i^{(k+1)} - x_i^{(k)} \right| \leq \varepsilon \quad \text{pro všechna } i = 1, 2, \dots, n \quad (8.8)$$

kde ε je zadaná přesnost výpočtu. Předpokládáme, že podmínky konvergence řešení soustavy rovnic (8.3) jsou splněny.

Aplikujme nyní tuto iterační metodu na řešení soustavy nelineárních rovnic (8.4), kterou upravíme do tvaru podle (8.6) následujícím způsobem. Výraz $\sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{U}_j$ na pravé straně rovnice (8.4) rozepíšeme na tři části, čímž dostaneme

$$\frac{P_i - jQ_i}{\bar{U}_i^*} = \sum_{j=1}^{i-1} \bar{Y}_{ij} \bar{U}_j + \bar{Y}_{ii} \bar{U}_i + \sum_{j=i+1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{U}_j \quad (8.9)$$

odkud vypočteme napětí U_i . Dostaneme pak tvar rovnic vhodný pro iterační výpočet

$$\bar{U}_i = \frac{1}{\bar{Y}_{ii}} \cdot \left(\frac{P_i - jQ_i}{\bar{U}_i^*} - \sum_{j=1}^{i-1} \bar{Y}_{ij} \bar{U}_j - \sum_{j=i+1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{U}_j \right) \quad (8.10)$$

pro $i = 1, 2, \dots, n$

Převedením (8.10) do iteračního tvaru podle (8.7) je pak

$$\bar{U}_i^{(k+1)} = \frac{1}{\bar{Y}_{ii}} \cdot \left[\frac{P_i - jQ_i}{(\bar{U}_i^{(k)})^*} - \sum_{j=1}^{i-1} \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{U}_j^{(k+1)} - \sum_{j=i+1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{U}_j^{(k)} \right] \quad (8.11)$$

kde $i = 2, 3, \dots, n$. Výpočet je ukončen je-li pro všechna i splněna podmínka

$$\left| \bar{U}_i^{(k+1)} - \bar{U}_i^{(k)} \right| \leq \varepsilon \quad (8.12)$$

kde ε je zadaná přesnost výpočtu.

Gauss-Seidlova metoda se vyznačuje jednoduchým algoritmem výpočtu a potřebuje oproti jiným iteračním metodám poměrně krátkou dobu výpočtu na jeden iterační krok. Nevýhodou je však její relativně pomalá konvergence (zvláště u málo zauzlených sítí). Dále je potřeba volit vysokou přesnost výpočtu (velmi malé ε) jinak se může stát, že nepřesně vypočítaná napětí způsobují značnou chybu v tocích výkonů a uzlových bilancích výkonů. Tyto nevýhody odstraňuje do jisté míry Newtonova (někdy zvaná Newton-Rhapsonova) iterační metoda. [4]

Newton-Rhapsonova iterační metoda –

Máme řešit soustavu nelineárních rovnic (8.5). Nejdříve provedeme odhad kořenů v nulté iteraci $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$. Odhady kořenů se liší od jejich přesné hodnoty o $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$. Přesná hodnota kořenů je tedy $x_1 = x_1^{(0)} + \Delta x_1$, $x_2 = x_2^{(0)} + \Delta x_2, \dots, x_n = x_n^{(0)} + \Delta x_n$.

Původní soustavu rovnic (8.5) můžeme tedy přepsat do tvaru

$$\begin{aligned} f_1(x_1^{(0)} + \Delta x_1, x_2^{(0)} + \Delta x_2, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n) &= y_1 \\ f_2(x_1^{(0)} + \Delta x_1, x_2^{(0)} + \Delta x_2, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n) &= y_2 \\ &\vdots \\ f_n(x_1^{(0)} + \Delta x_1, x_2^{(0)} + \Delta x_2, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n) &= y_n \end{aligned} \quad (8.13)$$

Každou rovnici soustavy můžeme rozepsat v Taylorovu řadu funkce více proměnných v bodě $x_i^{(0)}$. Např. 1. rovnici

$$f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \Big|_0 \Delta x_1 + \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \Big|_0 \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \Big|_0 \Delta x_n + \Phi_1 = y_1 \quad (8.14)$$

kde $\frac{\partial f_1}{\partial x_1} \Big|_0$ je hodnota parciální derivace v bodě $x_1^{(0)}$ atd. a Φ_1 zahrnuje členy s vyššími mocninami $\Delta x_1, \dots, \Delta x_n$ a druhá a vyšší derivace funkce f_1 .

Jsou-li odhady kořenů blízké přesné hodnotě, jsou pak diference Δx_i malé a všechny členy s vyššími mocninami Δx_i můžeme zanedbat, neboť $\Phi_1 \rightarrow 0$.

Označíme-li výraz $f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) = y_1^{(0)}$, pak rovnici (8.14) můžeme upravit na tvar

$$\left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_0 \cdot \Delta x_1 + \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right|_0 \cdot \Delta x_2 + \dots + \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right|_0 \cdot \Delta x_n = y_1 - y_1^{(0)} = \Delta y_1^{(0)} \quad (8.15)$$

kde $\Delta y_1^{(0)}$ je rozdíl zadané hodnoty pravé strany y_1 a hodnoty $y_1^{(0)}$ určené dosazením odhadu kořenů do rovnice (8.14).

Analogickým postupem můžeme upravit takto i zbývající rovnice soustavy (8.13), čímž obdržíme soustavu lineárních rovnic pro výpočet neznámých diferencí $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$. Soustavu můžeme napsat v maticovém tvaru následovně.

$$\begin{bmatrix} \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_0 & \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right|_0 & \dots & \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right|_0 \\ \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right|_0 & \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right|_0 & \dots & \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \right|_0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \right|_0 & \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_2} \right|_0 & \dots & \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \right|_0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta y_1^{(0)} \\ \Delta y_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta y_n^{(0)} \end{bmatrix} \quad (8.16)$$

Nebo též zkráceně

$$[J] \cdot [\Delta x] = [\Delta y] \quad (8.17)$$

kde matice $[J]$ parciálních derivací je tzv. Jakobián. Ze soustavy rovnic (8.16) či (8.17) vypočítáme vektor hledaných diferencí $[\Delta x]$ a určíme nové, opravené odhady kořenů

$$x_i^{(1)} = x_i^{(0)} + \Delta x_i; \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (8.18)$$

kteří použijeme pro výpočet v další iteraci. Je nutno si uvědomit, že vypočítané hodnoty diferencí Δx_i nejsou zcela přesné, neboť jsme v Taylorově rozvoji uvažovali pouze první derivace.

Iterační proces postupného zpřesňování kořenů soustavy rovnic (8.5) můžeme zapsat úpravou rovnic (8.17) a (8.18) do iteračního tvaru

$$[\Delta x^{(k)}] = [J^{(k)}]^{-1} \cdot [\Delta y^{(k)}] \quad (8.19)$$

potom

$$x_i^{(k+1)} = x_i^{(k)} + \Delta x_i^{(k)} \quad (8.20)$$

kde horní index k určuje k -tou iteraci.

Aplikujeme nyní tuto iterační metodu na rovnice (8.4) popisující ustálený chod sítě. Rovnice přepíšeme do tvaru podle (8.5)

$$P_i - jQ_i = \bar{U}_i^* \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{U}_j, \quad i = 2, 3, \dots, n. \quad (8.21)$$

Pravou stranu rovnice (8.21) rozepíšeme na reálnou a imaginární část. Zvolme polární tvar, pak

$$\bar{U}_i = U_i \underline{\delta}_i; \quad \bar{U}_i^* = U_i \underline{-\delta}_i; \quad \bar{Y}_{ij} = Y_{ij} \underline{\alpha}_{ij}$$

Dosazením polárního tvaru napětí a admitance do (8.21) dostáváme po úpravě a uvážení, že $\cos(-x) = \cos(x)$ a $\sin(-x) = -\sin(x)$

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n U_i U_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) \\ Q_i &= \sum_{j=1}^n U_i U_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) \end{aligned} \right\} \quad i = 2, 3, \dots, n \quad (8.22)$$

Předpokládejme, že ve všech uzlech jsou předepsány dodávané či odebírané činné a jalové výkony kromě bilančního uzlu 1, kde je zadáno napětí U_1 a jeho úhel δ_1 (obvykle se volí $\delta_1 = 0$). Pro iterační výpočet diferencí ΔU_i a $\Delta \delta_i$ podle schématu (8.16) s použitím rovnic (8.22) dostáváme soustavu rovnic, kterou můžeme přepsat do tvaru

$$\begin{bmatrix} [\Delta P] \\ [\Delta Q] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left[\frac{\partial P}{\partial U} \right] & \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right] \\ \left[\frac{\partial Q}{\partial U} \right] & \left[\frac{\partial Q}{\partial \delta} \right] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [\Delta U] \\ [\Delta \delta] \end{bmatrix} \quad (8.23)$$

Newtonova iterační metoda velmi rychle konverguje a obvykle potřebný počet iterací závisí při zadané přesnosti ε málo na velikosti řešené sítě. Nevýhodou je poměrně značný nárok na paměť počítače při výpočtu diferencí kořenů. Současně řešení soustavy značně prodlužuje výpočtový čas potřebný na jednu iteraci. [4]

9 KRITERIÁLNÍ FUNKCE PRO VÝPOČET EKONOMICKÉ BILANCE

Kriterií, které jsou součástí ekonomické bilance je mnoho. Záleží jen na investorovi, které kritérium patří mezi ty důležitější a které mezi méně důležité. Mezi kriteria, která se při návrhu projektu kogenerační jednotky mohou uvažovat může patřit:

- cena za energii;
- spolehlivost zařízení;
- náklady na údržbu;
- kvalita dodávky;
- investiční náklady;
- ztráty a jiné.

Hodnotí-li kogenerační zařízení investor, nezajímá ho příliš úspora primárních energetických zdrojů a nákladů v rámci národního hospodářství. Pro něj je důležitý finanční efekt jeho vložených investičních prostředků. Hodnocení je možno provést např. tak, že se porovnají náklady na energie (teplo a elektřina), které musí provozovatel vynaložit při instalaci a provozu zdroje s kogeneračním zařízením a náklady alternativního zdroje s plynovými kotli. Pomocí vhodných ekonomických kriterií lze také zhodnotit efektivnost větších investic vložených do kogeneračního zařízení oproti zdroji s levnějšími plynovými kotli. Při ekonomickém posouzení investice se používá celá řada kriterií, z nichž za hlavní lze považovat kritérium maximálního zisku nebo maximálního diskontovaného toku hotovosti (cash flow), velikost vnitřního výnosového procenta (IRR) a dobu splatnosti vložené investice.

Kritérium diskontovaného Cash – Flow -

$$DCF = \sum_{t=0}^{T_z} (V - N_{pr} - N_{it}) \cdot (1 + d)^{-t} \quad (9.1)$$

kde	V	$(K\check{c} \cdot r^{-1})$	roční výnosy (tržby, úspory)
	N_{pr}	$(k\check{c} \cdot r^{-1})$	roční provozní náklady
	N_{it}	$(K\check{c} \cdot r^{-1})$	investiční náklady vynaložené v uvažovaném roce
	d	$(-)$	diskontní sazba.

Kritérium vnitřního výnosového procenta -

$$DCF = \sum_{t=0}^{T_z} (V - N_{pr} - N_{it}) \cdot (1 + u)^{-t} \quad (9.2)$$

kde	u	(r^{-1})	úroková míra [5]
-----	-----	------------	------------------

10 OPTIMALIZACE VYVEDENÍ VÝKONU Z KJ

Mějme síť složenou z napěťových hladin vn a nn, konkrétně 22kV a 0,4kV. Modelovaná síť, na Obr. 10-1, o reálných parametrech, je složena z bilančního uzlu, PQ odběrů a transformátorů. Parametry sítě jsou shrnuty do Tab. 10-1, Tab. 10-2 a Tab. 10-3. Jednotlivé odběry jsou předmětem jednotlivých variantních výpočtů.

Ve variantních výpočtech hledáme uzel, do kterého je nejekonomičtější, z hlediska ztrát, zapojit kogenerační jednotku. Vzhledem k tomu, že ztráty jsou vedle nákladů na samotnou kogenerační jednotku a palivo důležitým ekonomickým parametrem, je nutné udělat tolik výpočtových variant, aby bylo zřejmé, do kterého místa v síti je vhodné kogenerační jednotku zapojit.

Tab. 10-1 Velikosti jednotlivých vedení modelované sítě

Vedení	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	V9	V10	V11	V12
l[m]	500	40	50	45	80	25	30	35	70	75	30	60
Vedení	V13	V4	V15	V16	V17	V18	V19	V20	V21	V22	V23	V24
l[m]	40	30	60	40	500	45	40	30	40	30	25	35

Tab. 10-2 Parametry vedení

Vedení vn		Vedení nn	
$R_k[\Omega \cdot \text{km}^{-1}]$	0,32	$R_k[\Omega \cdot \text{km}^{-1}]$	0,619
$L_k[\text{mH} \cdot \text{km}^{-1}]$	1,45	$L_k[\text{mH} \cdot \text{km}^{-1}]$	0,65
$C_k[\text{nF} \cdot \text{km}^{-1}]$	245,1	$C_k[\text{nF} \cdot \text{km}^{-1}]$	3,18
$S[\text{mm}^2]$	50	$S[\text{mm}^2]$	25

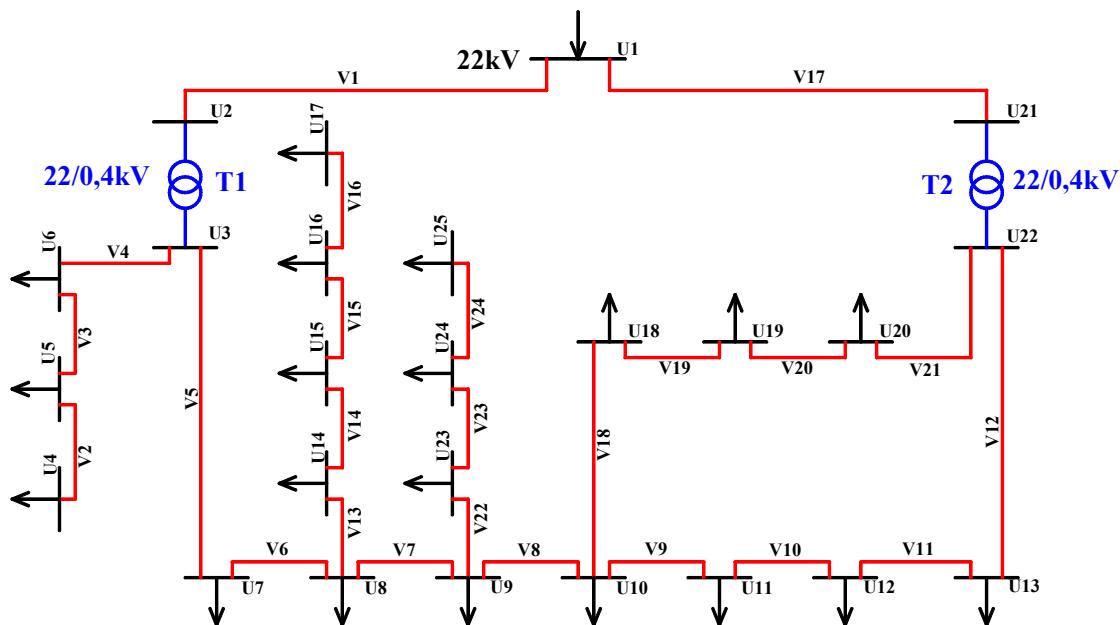
Tab. 10-3 Parametry transformátorů

T1		T2	
$U_{n1}[\text{kV}]$	22	$U_{n1}[\text{kV}]$	22
$U_{n2}[\text{kV}]$	0,4	$U_{n2}[\text{kV}]$	0,4
$S_n[\text{kVA}]$	630	$S_n[\text{kVA}]$	630
$u_k[\%]$	6	$u_k[\%]$	6
$\Delta P_k[\text{kW}]$	10,5	$\Delta P_k[\text{kW}]$	10,5

10.1 Variantní výpočet chodu sítě bez zapojení KJ

Chceme-li porovnávat výhodnost zapojení kogenerační jednotky do sítě, musíme si nejprve zjistit, jaký je stav sítě před napojením KJ.

Pro výpočty ustáleného chodu sítě je použit program *NetCalc*, který byl speciálně upraven pro požadavky této diplomové práce. Při výpočtech ustáleného chodu je použita Newton – Rhapsodova iterační metoda. Tato metoda je upřednostňována z důvodů její rychlé konvergence.



Obr. 10-1 Schéma sítě bez připojení KJ

Tab. 10-4 Varianta bez připojení KJ

Odběry v jednotlivých uzlech [kW]																				Ztráty
U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11	U12	U13	U14	U15	U16	U17	U18	U19	U20	U23	U24	U25	P _z [kW]
15	10	20	30	15	10	20	20	15	10	15	22	30	18	14	12	20	20	15	17	17,358

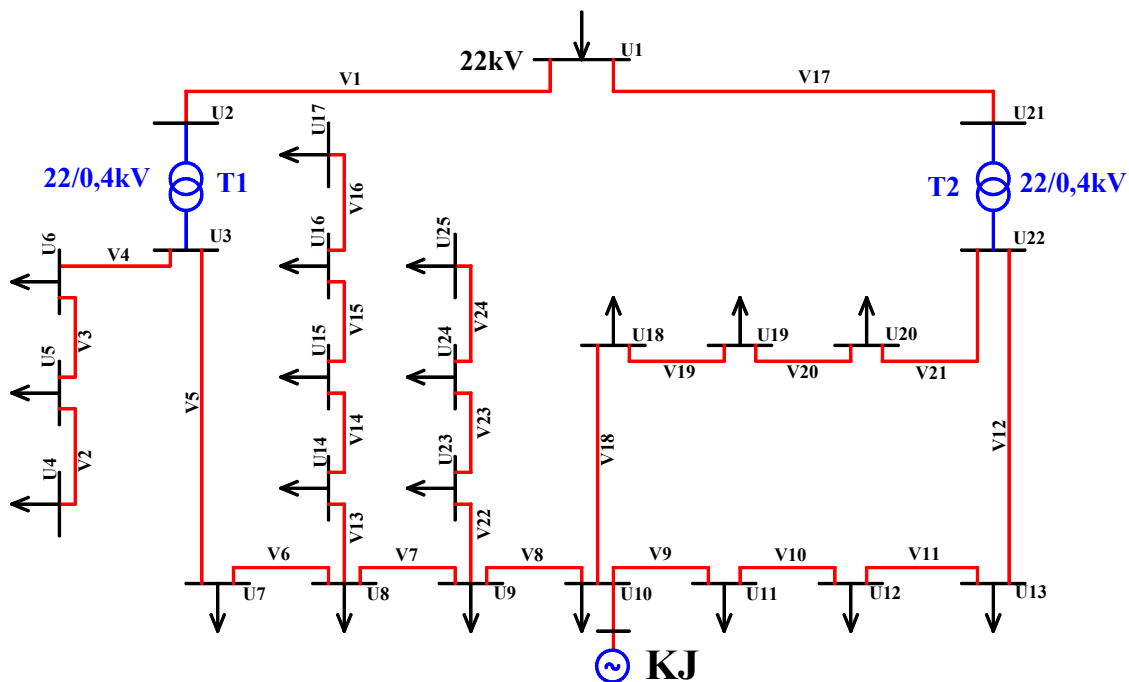
V dané síti jsou zjištěny ztráty 17,358kW a budeme zjišťovat, kam a jak velkou kogenerační jednotku je vhodné do této sítě umístit.

10.2 Variantní výpočty chodu sítě s KJ CENTO T180SP

Jak už bylo řečeno, z hlediska úspor nás nejvíce zajímají ztráty v síti. Ty jsou hlavním vodítkem pro návrh a realizaci připojení kogenerační jednotky do sítě.

Jako zdroj je vybrána kogenerační jednotka od firmy TEDOM, typ CENTO T180SP. Tento typ KJ má elektrický výkon 175kW, tepelný výkon 226kW a spotřeba zemního plynu, který se používá jako palivo, se pohybuje okolo 48,9m³/h.

Variantní výpočty spočívají v tom, že kogenerační jednotku budeme postupně zapojovat do jednotlivých uzlů sítě kromě uzlu bilančního a pro každé zapojení spočteme ztráty v síti.



Obr. 10-2 Schéma sítě s KJ

Tab. 10-5 Odběry v jednotlivých uzlech - KJ o velikosti 175kW

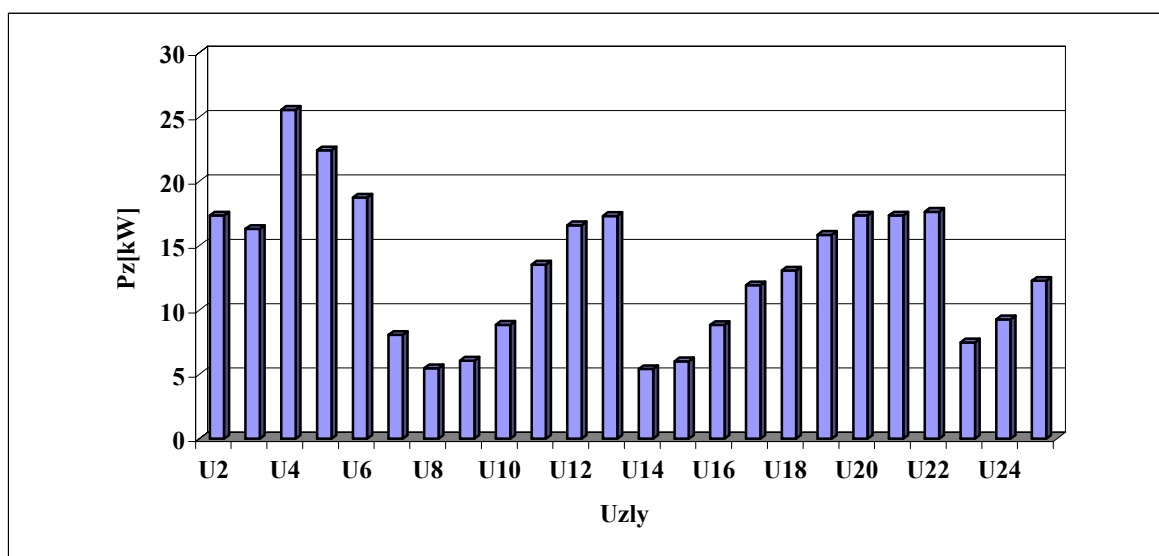
Odběry v jednotlivých uzlech [kW]																				
U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11	U12	U13	U14	U15	U16	U17	U18	U19	U20	U23	U24	U25	
15	10	20	30	15	10	20	20	15	10	15	22	30	18	14	12	20	20	15	17	

Tab. 10-6 Variantní výpočty pro KJ o velikosti 175kW

Varianty	Uzel	P _z [kW]
1	U2	17,350
2	U3	16,300
3	U4	25,560
4	U5	22,420
5	U6	18,740
6	U7	8,083
7	U8	5,484
8	U9	6,073
9	U10	8,855
10	U11	13,540
11	U12	16,590
12	U13	17,310
13	U14	5,417
14	U15	6,030
15	U16	8,849
16	U17	11,930
17	U18	13,070
18	U19	15,840

Varianty	Uzel	P_z [kW]
19	U20	17,350
20	U21	17,350
21	U22	17,630
22	U23	7,496
23	U24	9,281
24	U25	12,280

Z vypočtených variant je patrné, že nejmenší ztráty vznikají, je-li KJ zapojena v uzlu U14. To plyne i z následujícího grafu, na kterém je znázorněno, která z variant zapojení KJ je co do velikosti ztrát výhodná.



Obr. 10-3 Ztráty sítě v závislosti na zapojení KJ

Z grafu jsou patrné i značné rozdíly velikostí ztrát v síti při napojení KJ do jednotlivých uzlů. Je zajímavé, že rozdíl mezi uzlem s nejvyššími a nejnižšími ztrátami je značně velký. Připojení KJ do uzlu U4 není vhodné. S porovnáním varianty, kdy do sítě není napojena kogenerační jednotka, plyne, že ztráty v síti ještě narostou o hodnotu 8,202kW. Na druhé straně zcela vhodný uzel pro zapojení nového zdroje je uzel U14, kde úspora ztrát činí 11,941kW. Ještě větší rozdíly získáme porovnáním samotných uzlů s vhodným a nevhodným zapojením KJ. Na tomto rozdílu, který činí 20,143kW, je patrná důležitost hledání optimálního řešení.

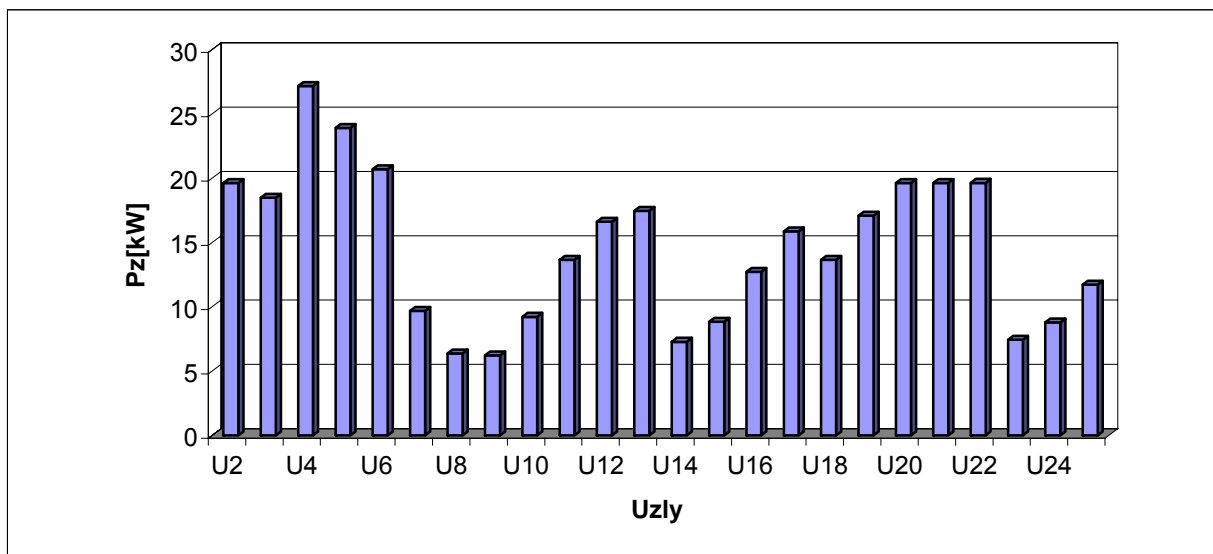
Za vhodné uzly pro připojení KJ můžeme považovat dle *Tab. 10-6* také uzly U8, U9 a U15, jejichž hodnoty ztrát se od minima výrazně neliší. Pro lepší porovnání můžeme změnit odběry jednotlivých uzlů. Prvky sítě i jejich parametry necháme v nezměněné podobě. Opět pro lepší přehlednost vyneseme grafickou závislost ztrát sítě na jednotlivých zapojeních kogenerační jednotky.

Tab. 10-7 Změněné odběry v jednotlivých uzlech - KJ o velikosti 175kW

Odběry v jednotlivých uzlech [kW]																			
U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11	U12	U13	U14	U15	U16	U17	U18	U19	U20	U23	U24	U25
13	20	16	15	35	25	15	22	19	30	22	14	17	16	23	24	16	10	27	20

Tab. 10-8 Variantní výpočty pro KJ o velikosti 175kW se změněnými odběry

Varianty	Uzel	P _z [kW]
25	U2	19,630
26	U3	18,480
27	U4	27,160
28	U5	23,910
29	U6	20,690
30	U7	9,677
31	U8	6,362
32	U9	6,216
33	U10	9,215
34	U11	13,660
35	U12	16,620
36	U13	17,460
37	U14	7,275
38	U15	8,823
39	U16	12,720
40	U17	15,860
41	U18	13,650
42	U19	17,100
43	U20	19,620
44	U21	19,620
45	U22	19,640
46	U23	7,447
47	U24	8,776
48	U25	11,720



Obr. 10-4 Ztráty sítě v závislosti na zapojení KJ

Jak jsme se mohli přesvědčit, i při změně odběrů v jednotlivých uzlech, je patrné, že ztráty v síti se razantně nezmění. Při dalších variantních výpočtech vznikly nejmenší ztráty v devátém uzlu, ale pohledem na schéma sítě zjistíme, že nejmenší ztráty jsou v okolí uzlů U8, U9, U14 a U23. Dalo by se říct, že nejlepší možností jak ekonomicky z hlediska ztrátovosti výkonu napojit kogenerační jednotku do sítě, je napojit ji do jednoho ze zmíněných uzlů.

10.3 Variantní výpočty chodu sítě s KJ QUANTO D580SP

V předešlých variantních výpočtech jsme nasazovali KJ, jejíž výkon nepřevyšoval spotřebu dané sítě, tudíž se netlačil přes transformátory do napěťové hladiny 22kV.

Nyní zvolíme KJ o výkonu vyšším než odebrá síť v hladině 0,4kV. Do stejné sítě zařadíme KJ typu QUANTO D580SP. Tento typ KJ má elektrický výkon 580kW, tepelný výkon 674kW a spotřeba zemního plynu se pohybuje okolo 150,6m³/h. Budeme opět zkoumat, jak se budou chovat ztráty v síti při jednotlivých zapojeních KJ.

Tab. 10-9 Odběry v jednotlivých uzlech - KJ o velikosti 580kW

Odběry v jednotlivých uzlech [kW]																			
U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11	U12	U13	U14	U15	U16	U17	U18	U19	U20	U23	U24	U25
15	10	20	30	15	10	20	20	15	10	15	22	30	18	14	12	20	20	15	17

Zároveň můžeme porovnat stejné zapojení s jinými odběry jako v předešlých variantách s KJ CENTO T180SP.

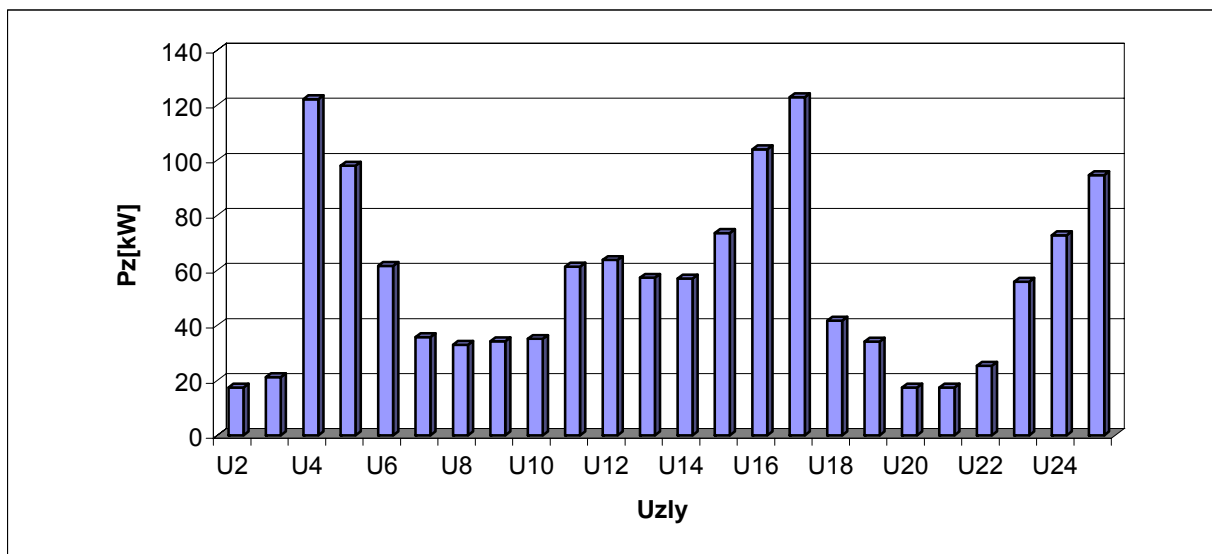
Tab. 10-10 Změněné odběry v jednotlivých uzlech - KJ o velikosti 580kW

Odběry v jednotlivých uzlech [kW]																			
U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11	U12	U13	U14	U15	U16	U17	U18	U19	U20	U23	U24	U25
13	20	16	15	35	25	15	22	19	30	22	14	17	16	23	24	16	10	27	20

Tab. 10-11 Variantní výpočty pro KJ o velikosti 580kW pro původní a změněné odběry

Varianty	Uzel	P _z [kW]	Varianty	Uzel	P _z [kW]
49	U2	17,400	73	U2	19,670
50	U3	21,190	74	U3	23,160
51	U4	122,100	75	U4	122,800
52	U5	97,950	76	U5	98,350
53	U6	61,500	77	U6	62,860
54	U7	35,750	78	U7	36,020
55	U8	32,890	79	U8	31,400
56	U9	34,150	80	U9	30,850
57	U10	35,060	81	U10	32,090
58	U11	61,360	82	U11	57,940
59	U12	63,720	83	U12	60,010
60	U13	57,260	84	U13	53,720
61	U14	56,960	85	U14	57,770
62	U15	73,490	86	U15	76,170
63	U16	103,900	87	U16	108,500
64	U17	122,800	88	U17	127,500
65	U18	41,660	89	U18	39,190
66	U19	34,090	90	U19	33,320
67	U20	17,410	91	U20	19,670
68	U21	17,400	92	U21	19,660
69	U22	25,260	93	U22	26,690
70	U23	55,750	94	U23	52,320
71	U24	72,710	95	U24	68,560
72	U25	94,590	96	U25	90,580

Z výsledků je patrné, že KJ, jejíž výkon je vyšší než požadovaný výkon v napěťové hladině nn, lze nejspíše zapojit do hladiny vn, konkrétně do uzlu U21, kde jsou ztráty nejmenší a to v obou různých možnostech odběrů. Grafické znázornění pro variantu z odběry z Tab. 10-9 je na Obr. 10-5.



Obr. 10-5 Ztráty sítě v závislosti na zapojení KJ 580kW

Pohledem na výsledky variantních výpočtů v Tab. 10-11 zjistíme, že výsledné hodnoty ztrát jsou velice podobné. Z toho plyne, že hlavní podíl na velikosti ztrát má topologie sítě a napěťová hladina, na kterou KJ připojujeme.

Z Obr. 10-5 jsou patrné řádově vyšší ztráty oproti variantě s menší KJ. Opět můžeme srovnáním hodnot získat maximální rozdíl ztrát v síti, jež činí 105,4kW. Tak velké ztráty nejsou zanedbatelné. Tím je dána filozofie nasazování velkých KJ do sítí s malou spotřebou elektrické energie.

10.4 Nasazování KJ do provozu z časového hlediska

Vezměme v úvahu, že jsme našli optimální místo z hlediska ztrát a nyní nás čeká otázka, kdy a na jak dlouho je vhodné KJ provozovat. V následujících variantních výpočtech si ukážeme závislost ztrát v elektrické síti na zatížení v jednotlivých hodinových úsecích v průběhu dne.

Máme síť (Obr. 10-2), ve které jsme variantními výpočty dosáhli výsledku, který nám říká, že optimální místo pro připojení KJ je v uzlu U9. Z naměřených hodinových odběrů v Tab. 10-12 spočteme ztráty v síti v hodinových intervalech a pokusíme se určit optimální využití KJ v síti.

Tab. 10-12 Odběry v hodinových intervalech

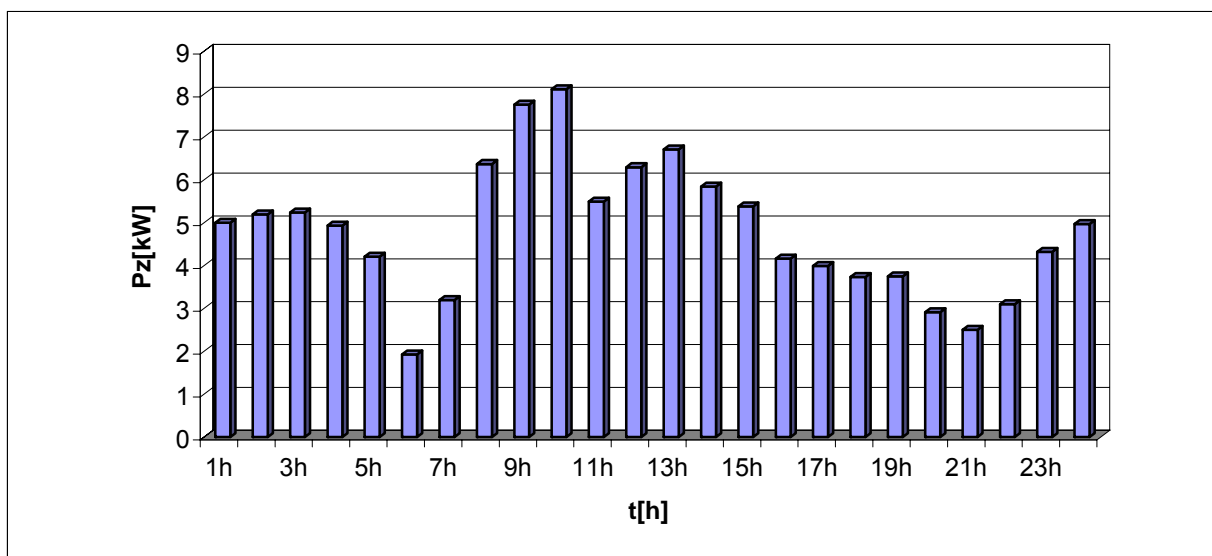
Var.	Odběry v jednotlivých uzlech [kW]																			
	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11	U12	U13	U14	U15	U16	U17	U18	U19	U20	U23	U24	U25
1h	2	1,5	4	5,4	1	1,2	4,5	3,6	2	1,4	5,1	2,3	1,1	2	1,6	1,2	5,1	3,2	2,1	1,8
2h	1,5	1,3	3	4,9	1	1	3,4	2,7	1,5	1,2	4,7	2,2	1,1	1,8	1,4	1,2	3,8	2,4	2	1,8
3h	1,7	1,2	2,8	4,7	1	1	3,1	2,5	1,5	1,2	4,5	2,2	1,1	1,7	1,4	1,3	3,6	2,4	2	1,8
4h	1,7	1,7	4	5,9	1,6	1,6	4,5	3,6	1,6	1,9	5,6	2,2	1,1	1,8	1,4	1,2	5,1	2,6	2,1	1,9
5h	2,5	1,9	6	6,7	5,6	2,4	6,7	5,3	1,5	2,9	6,4	5	2,6	1,9	1,5	2,4	7,7	2,4	2,1	2
6h	6	5,5	11	21	13	5	12,3	9,8	7	6,0	19,6	12	8,2	5	4,0	6	14,0	11,3	5,9	6
7h	10	8	18	29	19	7	20,2	16,0	15	8,4	27,5	20	16	8	6,4	14	23,0	24,2	11	12
8h	15	11	22	34	18	13	24,6	19,5	16	15,6	32,3	24	17	17	13,4	14	28,1	25,8	16	18
9h	16	12	25	39	19	14	27,4	21,8	16	17,0	37,1	24	17	19	15,2	14	31,3	25,8	16	19
10h	17	12	25	37	19	14	27,4	21,8	17	16,8	35,2	24	17	19	15,3	14	31,3	26,6	16	24
11h	14	10	20	30	17	14	22,4	17,8	13	16,7	28,5	18	15	19	15,5	11	25,5	20,8	15	24
12h	15	12	22	33	18	14	24,2	19,2	14	16,6	30,9	19	15	20	15,8	14	27,6	22,5	15	24
13h	18	11	25	32	18	12	27,4	21,8	15	14,4	30,8	23	18	18	14,6	14	31,3	23,5	15	21
14h	18	11	22	30	17	12	24,1	19,1	15	14,4	28,3	22	14	14	11,4	14	27,5	24,2	11	25
15h	15	9	21	30	16	12	24,0	19,0	12	14,2	28,3	22	15	16	12,8	13	27,3	19,5	15	21
16h	14	8	20	29	14	8	22,7	18,0	13	9,6	27,2	14	14	16	12,8	13	25,9	20,9	15	21
17h	11	6	18	28	11	9,9	20,0	15,9	12	11,9	26,1	13	12	18	14,4	13	22,9	20,0	15	24
18h	12	7	15	26	17	10	16,6	13,1	14	12,1	24,7	18	12	15	12,0	13	18,9	22,5	12	23
19h	15	9	15	25	15	10	16,8	13,3	15	12,0	23,8	18	14	12	9,6	13	19,2	24,2	15	20
20h	11	7	18	19	10	8,9	20,2	16,0	11	10,7	17,7	16	12	11	8,8	15	23,0	17,7	15	15
21h	9	5,5	10	11	7	8,8	11,2	8,9	8	10,6	10,6	7	8	9,4	7,5	14	12,8	12,9	11	10
22h	5	3	8	8	2	5,5	9,0	7,1	7	6,6	7,6	4	4	8,2	6,6	8	10,2	11,3	7,6	9,5
23h	2	2	4,6	6,3	1,1	2	5,2	4,1	4	2,4	6,0	2,5	1,9	3,5	2,8	3,6	5,9	6,4	4,8	3,1
24h	2	1,5	4,2	5	1,1	1,2	4,7	3,7	2,1	1,4	4,8	2,3	1,2	2,2	1,8	1,5	5,4	3,4	2,3	2,1

Při výpočtech se postupuje opět stejným způsobem za použití Newton-Rhapsonovy iterační metody. Do sítě zapojujeme kogenerační jednotku o velikosti 175kW. Výsledky jsou shrnuty v Tab. 10-13.

Tab. 10-13 Variantní výpočty pro hodinové odběry

	odběr v síti	Ztráty
Varianty	[kW]	P_z [kW]
1h	270,36	5,002
2h	256,22	5,194
3h	254,11	5,237
4h	271,19	4,934
5h	307,48	4,207
6h	496,37	1,927
7h	718,66	3,197
8h	869,70	6,370
9h	921,51	7,757
10h	929,46	8,116

	odběr v síti	Ztráty
Varianty	[kW]	P_z [kW]
11h	824,72	5,494
12h	864,03	6,295
13h	882,45	6,707
14h	830,03	5,843
15h	811,47	5,383
16h	766,62	4,162
17h	750,92	3,990
18h	730,68	3,734
19h	728,29	3,747
20h	677,78	2,909
21h	521,90	2,502
22h	428,31	3,096
23h	311,59	4,318
24h	273,82	4,967



Obr. 10-6 Ztráty sítě v závislosti na čase odběru

Podíváme-li se na jednotlivé odběry v celé síti v hodinových intervalech zjistíme, že vznikající ztráty v síti téměř nezávisí na poměru výkonu instalované kogenerační jednotky a celkovém odběru sítě. Z grafu, který je na Obr. 10-6, je průběh ztrát v závislosti na čase podobný dennímu diagramu zatížení. Z toho můžeme usoudit, že velikost ztrát se změní hlavně nasazením kogenerační jednotky ovlivňující tok výkonů v síti.

Jako příklad dalších variantních výpočtů bychom mohli vzít zapojení dvou menších kogeneračních jednotek. Avšak výsledek by byl stejný jako v případě nasazení jedné větší jednotky o stejném výkonu. Zde by hrála spíše roli cena každé jednotky a samozřejmě spotřeba paliva. Z dalších můžeme jmenovat například variantu, kdy kritériem je konstantní odběr. Variace výkonů jednotlivých odběrů by byla provedena tak, aby celkový výkon odebíraný v síti byl stále konstantní. Další variantou může být stejný odběr v každém uzlu (např. 100kW) a vyhodnocení ztrát v síti při zapojení KJ do jednotlivých uzlů.

Variant, které je možno použít pro hledání optimálního zapojení KJ, může být tisíce. Záleží na situaci, pro kterou dané varianty počítáme. Existují určité předpoklady, které si vypočty chceme ověřit. Proto již při několika málo vypočtených variantách můžeme vyslovit závěry o pravdivosti naší hypotézy.

10.5 Oceňování ztrát

Nelze jednoznačně říct, jak efektivně by se dalo ztráty ekonomicky ohodnotit. V ideálním případě lze ocenit ztráty jako rozdíl mezi nákupem a prodejem elektrické energie. Avšak faktorů, podle kterých by oceňování probíhalo, je určitě více. Vezměme si, že neprodáváme všem zákazníkům za stejné ceny, nenakupujeme elektrickou energii od stejné společnosti, ale lze ji nakupovat od více společností. Navíc v dnešní době, kdy je liberalizovaný trh, mohou zákazníci elektřinu nakupovat přímo od výrobce a zaplatí distributorovi jen za její přenos. Dalším problémem je, že bychom museli mít data o průtoku energie jednotlivými větvemi a tím pádem i data o ztrátách na jednotlivých větvích. To jsou aspekty, které se při oceňování ztrát určitě hodnotí a se kterými se musí počítat.

10.6 Snížení ztrát v síti

Je otázka, jak a jestli se dají efektivně snížit ztráty v síti. Říká se, že se ztráty z celkového objemu výroby pohybují kolem 6%, což pravděpodobně plyne z bilance výroby. Toto procento je nezanedbatelné.

Teoreticky by bylo vhodné vyrábět elektrickou energii v místech (uzlech) tak, aby se co nejefektivněji spotřebovala. Tím by se zmenšila oblast pro rozvod a spotřebu elektrické energie z jednotlivých zdrojů a snížily by se ztráty. Vybudování takových zdrojů je však investičně nákladné, nehledě na to, jestli by bylo reálné zdroje ve vybraných vhodných místech vybudovat. Proto se hledá kompromis mezi rozmístěním a zapojením zdrojů do energetické soustavy a samotným rozvodem elektrické energie ke spotřebiteli.

Vezměme si případ, kdy nehledíme na rozmístění a velikosti elektrických zdrojů. Chaotickým zapojením se změni napěťové poměry v síti, mohou vzniknout přepětové nebo podpětové stavy, které vzniknou nesprávně vyváženou sítí. Při vyšším napětí spotřebič spotřebuje také více energie a zároveň se zvýší i ztráty. Existují však pravidla a zákony, které nám udávají, v jakých tolerancích se musí jednotlivé prvky v síti pohybovat, jinak hrozí ze strany příslušných úřadů penále. Výroba elektrické energie není tedy jen otázkou výkonu, ale důležitým faktorem pro optimální chod sítě je také regulace napětí.

11 OBECNÁ DOPORUČENÍ PRO NASAZOVÁNÍ MALÝCH JEDNOTEK

Nasazování kogeneračních jednotek závisí nejen na topologii sítě, ale musíme brát v úvahu i spotřebu tepelné energie, takže kromě diagramu elektrické spotřeby musí mít investor k dispozici i diagram tepelné spotřeby v okolí uvažované výstavby KJ a rozmístění tepelných spotřebičů. Rozhodnutí o instalaci kogenerační jednotky musí předcházet pečlivý ekonomický rozbor jejího provozu - jednotku je třeba provozovat tak, aby kromě vyrobené elektřiny bylo maximálně využito i vyrobené teplo. Pro splnění uvedených podmínek je tedy nutno výkon kogenerační jednotky vhodně dimenzovat ve vztahu k průběhu denního i ročního diagramu odběru elektřiny a tepla, a k ceně, za kterou lze vyrobenou elektřinu a teplo zhodnotit.

Musíme brát na vědomí, že odebíraný výkon v síti není konstantní, ale že se v čase mění. Je však nutné počítat i s tím, že do místa, které je nejvýhodnější k zapojení kogenerační jednotky, nemusí být dovedený vhodný zdroj paliva. Pak se nabízí otázka, jestli je lepší dovést rozvod paliva ke kogenerační jednotce nebo postavit kogenerační jednotku v místě dodávky paliva a vedením vyvést elektrickou energii do sítě. Dále musí být brán zřetel na samotné vodiče, jestli by při zařazení nového zdroje do sítě nebyly přetížené, to samé platí i o ochranách, které se budou muset automaticky nastavit na jiné parametry.

Ze všech vypočtených variant nasazení kogenerační jednotky můžeme vyvodit určité závěry, proč tuto jednotku nasadit a proč ne.

Obecně lze říct, že v síti nízkého napětí nn je výhodnější nasadit kogenerační jednotku o výkonu, který je menší než celkový odběr sítě nebo přibližně stejný. Co se týče počtu nasazovaných jednotek, je úplně jedno, jestli do uzlu napojíme dvě menší jednotky nebo jednu větší, ztrátový efekt bude stejný. Navíc je jasné, že náklady na dvě menší kogenerační jednotky výrazně překročí náklady na jednu větší kogenerační jednotku. Chceme-li nasadit kogenerační jednotku o větším výkonu, který přesahuje spotřebu sítě, je výhodné ji nasadit na straně vn, která je dimenzovaná na zdroj o větším výkonu a poměry v síti vn jsou lepší než poměry v síti nn.

V předešlé kapitole byly počítány varianty, ve kterém čase je optimální kogenerační jednotku zapojit do sítě. Je jasné, že se zvyšujícím se odebíraným výkonem porostou ztráty. Proto vyvedení výkonu není závislé na čase tolik jako odvod a spotřeba tepelné energie. Je tedy výhodnější nasadit kogenerační jednotku v takovou dobu, kdy bude zaručená optimální spotřeba tepelné energie. To nám zaručí plynulou výrobu elektrické i tepelné energie a nemusíme zasahovat do výrobního procesu.

12 ZÁVĚR

Tato práce se zabývá problematikou kogeneračních jednotek a vyvedení jejich výkonu do energetické sítě. Teoretická část obsahuje seznámení s typy kogeneračních jednotek, jejich popis a technologii. V ekonomické části se zaměřuje na náklady a výnosy, což jsou dva hlavní ukazatele, které jsou hlavním zájmem investora či provozovatele. Teoreticky je nastíněn postup výpočtu ustáleného chodu sítě s nejpoužívanějšími metodami iteračních výpočtů, tedy metodami Newton-Raphsonovou a Gauss-Seidelovou.

Hlavní částí diplomové práce je optimalizace vyvedení výkonu z kogenerační jednotky. Byla aplikována metoda vícekritériální analýzy, pomocí které se zkoumaly jednotlivé varianty, variantní výpočty.

Kritériem této analýzy je minimalizace ztrát v síti. V práci je použito přes sto variantních výpočtů. Ty jsou rozděleny do tří modelů - zapojení malé KJ, jejíž výkon nepřesahuje odběr v síti nn, dále zapojení KJ o výkonu převyšujícím spotřebu v nn a zapojení KJ v závislosti na časovém průběhu spotřeby v síti. První dvě varianty jsou zaměřeny na výhodné zapojení kogeneračních jednotek v síti. Z výsledků plyne, že do sítě nn je výhodnější připojit kogenerační jednotku, která zásobuje čistě nízkonapěťovou oblast. Naopak do hladiny vn je výhodné napojit kogenerační jednotku většího výkonu. Hlavní podíl na ztrátách v síti má elektrický proud. Ve vyšší napěťové hladině je odpor vedení menší a tím pádem průchodem proudu vzniknou i menší ztráty. Je to dáno právě vyšším napětím. Podle předpokladu optimální připojení kogenerační jednotky do sítě značně závisí na topologii sítě. Tedy již pouhým okem můžeme s velkou přesností určit vhodné místo pro napojení nového zdroje elektrické energie. Třetí model demonstruje závislost ztrát v časovém pásmu 24 hodin. Na tomto modelu je ověřeno, že ztráty vzrůstají nebo se snižují s velikostí odběru, ale jsou značně ovlivněny typem kogenerační jednotky a její velikostí, která se do energetické sítě připojí. Opět má značný vliv na ztráty topologie sítě.

Přínos této práce vidím v ověření hypotéz. Matematicky byla dokázána závislost napojení kogenerační jednotky do sítě na velikosti ztrát a jejich velikost.

Existují různá kritéria, která lze považovat za podstatu řešení, např. minimalizace ztrát v síti, minimalizace harmonických napětí, minimalizace odchylek napětí nebo kritérium stabilizace sítě, kdyby při výpadku energetické sítě kogenerační jednotka zásobovala energií určitou oblast.

Jak plyne z předchozího textu, kogenerační jednotky nám vyrábí dva druhy energie, elektrickou a tepelnou. Použitím těchto zařízení získáme úsporu jak energetickou, tak i finanční. V období finančních nedostatků investorů lze doporučit nasazení menších kogeneračních jednotek, např. s plynovými spalovacími motory či s parními turbínami malého výkonu. Současně je třeba hledat možnosti pro realizaci kogeneračních zařízení s vyšší úrovní technologie a větších jednotkových výkonů jak na zemní plyn, tak s využitím obnovitelných zdrojů energie.

POUŽITÁ LITERATURA

- [1] Chmela, M. *Ekonomika a řízení*. VUT Brno, 2004
- [2] Energetický regulační úřad, webové stránky energetické společnosti, <http://www.eru.cz>.
- [3] E-on energie, webové stránky energetické společnosti, <http://www.eon.cz>.
- [4] Haluzík, E. *Řízení provozu elektrizačních soustav*. SNTL, Praha , 1984, 126 stran
- [5] Krbek, J., Polesný, B. *Kogenerační jednotky malého výkonu v komunálních a průmyslových tepelných zdrojích*. PC-DIR, spol. s r.o. – Nakladatelství Brno, 1997, ISBN 80-214-0889-8.
- [6] Krbek, J., Polesný, B. *Malé kogenerační jednotky v komunální a průmyslové energetice*. PC-DIR Real, s.r.o., Brno, 1999, ISBN 80-85895-23-4.
- [7] Krbek, J. , Ochrana, L. , Polesný, B. : *Zásobování teplem a kogenerace*. PC-DIR Real, s.r.o., Brno, 1999, ISBN 80-214-1347-6.
- [8] Pavlovský, B. *Ztráty v přenosu a rozvodu elektrické energie*. 1. vydání, Praha: SNTL, 1959, 280 stran
- [9] Skupina ČEZ, webové stránky společnosti, <http://www.cez.cz>.
- [10] TEDOM s.r.o., firemní webové stránky, <http://www.tedom.cz>