

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

DIPLOMSKI RAD

Mentor

Prof. dr.sc. Željko Bogdan

Marko Lipošćak

Zagreb, 2002.

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno, primjenom znanja stečenih na Fakultetu Strojarnstva i Brodogradnje, te uz korištenje navedene literature.

Zahvaljujem se mentoru prof. dr. sc. Željku Bogdanu. Posebno se zahvaljujem dr. sc. Nevenu Duiću i dr. sc. Draženu Lončaru na nesebičnoj i vrlo korisnoj pomoći pri izradi ovog diplomskog rada. Zahvaljujem se i gospodinu Hrvoju Petriću iz Energetskog instituta Hrvoje Požar na informacijama i podacima koje mi je dao na uvid i korištenje.

Marko Lipošćak

SAŽETAK

Ovaj rad pokušat će odgovoriti na eventualnu mogućnost primjene malih kogeneracijskih postrojenja u Republici Hrvatskoj. U tom smislu bit će iznesena iskustva u primjeni malih kogeneracijskih postrojenja u nekim evropskim zemljama, te provedena analiza stanja i potencijala za područje grada Zagreba. Veći dio rada posvećen je analizi izvedivosti primjene mikrokogeneracijskog postrojenja s motorom na unutrašnje izgaranje. Kao primjer primjene uzeta je stambena zgrada sa 20 stanova na području grada Zagreba. Mikrokogeneracijsko postrojenje obskrbljivalo bi zgradu s električnom energijom i toplinom za grijanje i zagrijavanje potrošne tople vode.

Unutar rada provedena je definicija modela rada mikrokogeneracijskog postrojenja koja sadrži određivanje energetske potrebe objekta tokom godine pomoću satnih godišnjih vrijednosti potrebne topline i električne energije. Na osnovu toga dimenzionirano je kogeneracijsko postrojenje i definirani njegovi sastavni dijelovi.

Ekonomskom analizom obuhvaćen je izračun dodatnih troškova zbog primjene mikrokogeneracijskog postrojenja te izračun ušteda zbog primjene istog. Na osnovu toga dobiveni su ekonomski pokazatelji isplativosti investiranja u mikrokogeneracijsko postrojenje.

Analizom osjetljivosti na kraju, dan je prikaz osjetljivosti investiranja u mikrokogeneracijsko postrojenje sa stajališta ekonomske isplativosti. Pritom su varirane cijene električne energije i plina te omjer otkupne i prodajne cijene električne energije.

ABSTRACT

This thesis will try to give some answers to eventual possibilities on use of small cogeneration systems in Republic of Croatia. In that sense, experiences of use of small cogeneration systems in European countries will be given. Also, state of the art and potential for use of small cogeneration systems in Croatia will be carried out. Main part of the thesis is dedicated to feasibility study of microcogeneration plant with internal combustion engine. For the purposes of thesis, building with 20 apartments is taken as an example for application. In that case, microcogeneration plant would supply the building with electricity and thermal energy for heating and hot water consumption.

The definition of model of microcogeneration plant, which contains determination of object's hourly energy consumption through period of one year, is carried out by means of hourly temperature data and electricity consumption data. According to that information, dimensions and main elements of the plant have been defined.

Within economic analysis cost benefit analysis has been carried out and some economic parameters were calculated.

Sensitivity analysis at the end shows economic sensitivity of investment in microcogeneration plant. At that point the prices of electricity and fuel and their ratio have been varied and related economic parameters were calculated.

SADRŽAJ:

POPIS SLIKA	8
POPIS TABLICA	10
POPIS OZNAKA	11
1. UVOD	15
2. STANJE I PERSPEKTIVE MALIH KOGENERACIJSKIH POSTROJENJA U EVROPI	18
2.1. ZEMLJE EU S RELATIVNO RAZVIJENOM KOGENERACIJOM.....	19
2.2. ZEMLJE EU S SLABO RAZVIJENOM KOGENERACIJOM.....	20
2.3. ZEMLJE CENTRALNE I ISTOČNE EVROPE.....	20
2.4. ANALIZA POTENCIJALA ZA RAST I RAZVOJ MALIH KOGENERACIJSKIH POSTROJENJA U ZEMLJAMA EU.....	21
3. ANALIZA STANJA I PERSPEKTIVE ZA MALA KOGENERACIJSKA POSTROJENJA U ZAGREBU	23
3.1. NACIONALNI ENERGETSKI SUSTAV.....	23
3.1.1. <i>Elektroenergetski sustav</i>	23
3.1.2. <i>Plinski sustav</i>	24
3.1.3. <i>Naftni sustav</i>	25
3.2. ZAKONODAVNI OKVIR.....	25
3.3. POSTOJEĆA KOGENERACIJSKA POSTROJENJA U ZAGREBU.....	26
3.4. ANALIZA STANJA U INDUSTRIJI U ZAGREBU.....	28
3.4.1. <i>Potrošnja energije u industriji 1998. godine</i>	28
3.4.2. <i>Procjena energetske potrošnje u industriji do 2005. godine</i>	29
3.5. ANALIZA STANJA U KUĆANSTVIMA.....	31
3.5.1. <i>Potrošnja energije u kućanstvima 1998. godine</i>	31
3.5.2. <i>Procjena energetske potrošnje u kućanstvima do 2005. godine</i>	33
3.6. ANALIZA STANJA U USLUŽNOM SEKTORU GRADA ZAGREBA.....	34
3.6.1. <i>Potrošnja energije u uslužnom sektoru 1998. godine</i>	34
3.6.2. <i>Procjena energetske potrošnje u uslužnom sektoru do 2005. godine</i>	35

3.7. PROCJENA POTENCIJALA ZA IZGRADNJU MALIH KOGENERACIJSKIH POSTROJENJA U ZAGREBU.....	37
4. MODEL MIKROKOGENERACIJSKOG POSTROJENJA	40
4.1. FORMULACIJA MODELA	40
4.1.1. Strategije vođenja kogeneracijskog postrojenja.....	40
4.1.2. Objekt i njegove dimenzije.....	41
4.2. TOPLINSKO OPTEREĆENJE OBJEKTA	42
4.2.1. Potrebna toplina za grijanje.....	42
4.2.2. Potrebna toplina za zagrijavanje tople vode.....	43
4.2.3. Satno toplinsko opterećenje objekta.....	44
4.3. MIKROKOGENERACIJSKO POSTROJENJE	50
4.3.1. Krivulja trajanja opterećenja i dimenzioniranje postrojenja.....	50
4.3.2. Funkcionalna shema i način rada postrojenja.....	51
4.3.3. Režim rada postrojenja.....	53
4.4. PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE NA KOGENERACIJSKOM POSTROJENJU	54
4.4.1. Potrošnja električne energije	56
4.4.2. Izračun viška odnosno manjka električne energije kroz godinu	57
4.5. POTROŠNJA GORIVA.....	59
4.5.1. Potrošnja goriva u kogeneracijskom postrojenju.....	59
4.5.2. Potrošnja goriva u slučaju odvojene opskrbe električne i toplinske energije.....	60
4.5.3. Razlika u potrošnji goriva zbog primjene kogeneracije.....	61
5. EKONOMSKA ANALIZA.....	62
5.1. ANALIZA TROŠKOVA	62
5.1.1. Cijene i tarife za energiju	62
5.1.2. Troškovi investicije u kogeneracijsko postrojenje.....	63
5.1.3. Troškovi investicije u odvojenu proizvodnju energije.....	65
5.1.6. Razlika u investicijskim troškovima zbog primjene mikrokogeneracijskog postrojenja.....	66
5.1.4. Troškovi za održavanje kogeneracijskog postrojenja	67
5.1.5. Troškovi zbog povećanja potrošnje goriva.....	67
5.2. ANALIZA UŠTEDA ZBOG PRIMJENE MIKROKOGENERACIJSKOG POSTROJENJA	68
5.2.1. Uštede zbog vlastite proizvodnje električne energije	68

5.2.2. Uštede zbog smanjenja emisije CO ₂	70
5.3. ANALIZA ISPLATIVOSTI ULAGANJA U MIKROKOGENERACIJSKO POSTROJENJE.....	75
5.3.1. Životni vijek sistema i diskontna stopa.....	75
5.3.2. Interna stopa povrata investicije (IRR).....	76
5.3.3. Vrijeme povrata investicije (SPBP).....	76
5.3.4. Diskontirano vrijeme povrata investicije (DPB).....	77
5.3.4. Optimalna veličina postrojenja s obzirom na ekonomske pokazatelje.....	80
5.4. ANALIZA OSJETLJIVOSTI.....	80
6. ZAKLJUČNA RAZMATRANJA.....	85
7. LITERATURA:.....	87

POPIS SLIKA

- Slika 1. Usporedba kogeneracijske i odvojene proizvodnje energije
- Slika 2. Instalirani kapaciteti [MWe] malih kogeneracijskih postrojenja
- Slika 3. Udjeli malih kogeneracijskih postrojenja u budućnosti
- Slika 4. Udjeli kapaciteta pojedinih postrojenja
- Slika 5. Procjena potrošnje toplinske energije
- Slika 6. Procjena potrošnje električne energije
- Slika 7. Udjeli pojedinih izvora energije
- Slika 8. Udjeli u godišnjoj potrošnji energije po namjeni u kućanstvima Grada Zagreba
- Slika 9. Prognoza potrošnje električne energije
- Slika 10. Udio pojedine kategorije u ukupnoj potrošnji
- Slika 11. Prognoze toplinske potrošnje
- Slika 12. Prognoze potrošnje električne energije
- Slika 13. Procjene razvoja malih kogeneracijskih postrojenja
- Slika 15. Satne temperature za srpanj 1999.
- Slika 16. Satne temperature za listopad 1999.
- Slika 17. Satne temperature za siječanj 2000.
- Slika 18. Satne temperature za travanj 2000.
- Slika 19. Satne temperature 15.7.1999
- Slika 20. Satne temperature 15.1.2000
- Slika 21. Dijagram dnevne potrošnje tople vode objekta-radni dan
- Slika 22. Dijagram dnevne potrošnje tople vode objekta-neradni dan
- Slika 23. Dijagram ukupnog toplinskog opterećenja tijekom perioda od godine dana
- Slika 24. Krivulja trajanja opterećenja – LDC krivulja
- Slika 25. Funkcionalna shema postrojenja
- Slika 26. Shema priključenja kogeneratora na niskonaponsku mrežu
- Slika 27. Satni profil potrošnje električne energije tijekom tjedna
- Slika 28. Raspodjela investicijskih troškova za pojedine dijelove kogeneracijskog postrojenja
- Slika 29. Ovisnost investicijskih troškova kogeneracijskog postrojenja o električnoj snazi
- Slika 30. Ovisnost *IRR*-a o snazi postrojenja-postrojenje na prirodni plin
- Slika 31. Ovisnost perioda povrata investicije o kretanju cijena energenata u konstantan omjer cijene plina i električne energije.
- Slika 32. Ovisnost interne stope povrata o kretanju cijena energenata u konstantan omjer cijene plina i električne energije.
- Slika 33. Ovisnost diskontiranog vremena povrata o kretanju cijena energenata u konstantan omjer cijene plina i električne energije.
- Slika 34. Ovisnost perioda povrata investicije o omjeru prodajna/otkupna cijena električne energije
- Slika 35. Ovisnost interne stope povrata o omjeru prodajna/otkupna cijena električne energije
- Slika 36. Ovisnost diskontiranog vremena povrata o omjeru prodajna/otkupna cijena električne energije

Slika 37. Konstantna cijena plina, varira se cijena električne energije uz konstantni omjer prodajne i otkupne cijene električne energije (0.7) (SPBP)

Slika 38. Konstantna cijena plina, varira se cijena električne energije uz konstantni omjer prodajne i otkupne cijene električne energije (0.7) (IRR)

Slika 39. Konstantna cijena plina, varira se cijena električne energije uz konstantni omjer prodajne i otkupne cijene električne energije (0.7) (DPB)

POPIS TABLICA

- Tablica 1. Postojeći kogeneracijski kapaciteti u Zagrebu
- Tablica 2.: Potrošnja energije u industriji u Gradu Zagrebu po sektorima 1998. godine
- Tablica 3. Procjena potrošnje toplinske energije po sektorima
- Tablica 4. Procjena potrošnje električne energije po sektorima
- Tablica 5. Potrošnja energije za toplinske namjene u kućanstvima 1998. godine u Gradu Zagrebu
- Tablica 6. Potrošnja energije u kućanstvima Grada Zagreba u 1998. godini
- Tablica 7. Prognoza potrošnje energije za toplinske namjene
- Tablica 8. Potrošnja električne energije u uslužnom sektoru Grada Zagreba 1998. godine
- Tablica 9. Toplinska potrošnja u uslužnom sektoru Grada Zagreba 1998.
- Tablica 10. Prognoza toplinske potrošnje
- Tablica 11. Prognoze potrošnje električne energije
- Tablica 12. Procjene o broju malih kogeneracijskih postrojenja
- Tablica 13. Procjene o tehnologiji malih kogeneracijskih postrojenja
- Tablica 14. Cijene električne energije
- Tablica 15. Cijene naftnih derivata
- Tablica 16. Cijene plina
- Tablica 17. Investicijski troškovi za postrojenje snage 24.5 kWe
- Tablica 18. Troškovi kotlovnice 135 kW
- Tablica 19. Izračun troškova zbog povećane potrošnje goriva
- Tablica 20. Izračun ušteda zbog vlastite proizvodnje energije
- Tablica 21. Izračun ušteda zbog smanjenja emisije CO₂ u slučaju korištenja EL lož ulja
- Tablica 22. Izračun ušteda zbog smanjenja emisije CO₂ u slučaju korištenja prirodnog plina
- Tablica 23. Izračun pokazatelja isplativosti u slučaju korištenja EL lož ulja
- Tablica 24. Izračun pokazatelja isplativosti u slučaju korištenja prirodnog plina

POPIS OZNAKA

Oznaka	Mjerna jedinica	Fizikalna veličina
A	m^3	Površina građevinskih elemenata
a		Faktor propustljivosti
b		Faktor dodatka zbog mrtvog prostora ispod grijane površine spremnika vode
C	kWh	Kapacitet (akumulirana količina topline) spremnika vode
CEF_{EL}	tC/TJ	Faktor emisije ugljika prema IPCC-u (Carbon Emission Factor) za ekstra lako lož ulje
CEF_{pl}	tC/TJ	Faktor emisije ugljika prema IPCC-u (Carbon Emission Factor) za prirodni plin
C_{EL}	kn/kg	Cijena ekstra lakog lož ulja (INA)
C_{pl}	kn/m ³	Cijena prirodnog plina (GPZ)
c_w	kJ/kgK	Specifična toplina vode
DPB	god	Diskontirano vrijeme povrata investicije
E_{HEP}	gr/kWh	Specifična emisija CO ₂ iz svih elektrana HEP-a
H		Karakteristika kuće koja uzima u obzir položaj zgrade
$H_{d,EL}$	kJ/kg	Donja ogrjevna vrijednost ekstra lakog lož ulja
$H_{d,pl}$	kJ/kg	Donja ogrjevna vrijednost prirodnog plina
i	%	Diskontna stopa
IRR	%	Interna stopa povrata
k	W/m ² K	Koeficijent prolaza topline
l	m	Dužina fuga i procijepa
m	m ³ /s	Protok potrošne tople vode tokom promatranog sata
$m_{C,EL,kog}$	tC/god	Količina C emitiranog u atmosferu zbog izgaranja ekstra lakog lož ulja u kogeneraciji
$m_{C,EL,kot}$	tC/god	Količina C emitiranog u atmosferu pri korištenju odvojene opskrbe enegijom uz ekstra lako lož ulje kao gorivo
$m_{C,pl,kog}$	tC/god	Količina C emitiranog u atmosferu zbog izgaranja prirodnog plina u kogeneraciji
$m_{C,pl,kot}$	tC/god	Količina C emitiranog u atmosferu pri korištenju odvojene opskrbe enegijom uz prirodni plin kao gorivo
$m_{CO_2,EL,kog}$	tCO ₂ /god	Količina CO ₂ emitiranog u atmosferu od strane mikrokogeneracije uz ekstra lako lož ulje kao gorivo
$m_{CO_2,EL,kog,ukupno}$	tCO ₂ /god	Ukupna godišnja emisija CO ₂ mikrokogeneracijskog postrojenja uz ekstra lako lož ulje kao gorivo
$m_{CO_2,EL,kot}$	tCO ₂ /god	Količina CO ₂ emitiranog u atmosferu pri korištenju odvojene opskrbe enegijom uz ekstra lako lož ulje kao gorivo
$m_{CO_2,EL,kot,ukupno}$	tCO ₂ /god	Ukupna godišnja emisija CO ₂ pri korištenju odvojene opskrbe enegijom uz ekstra lako lož ulje kao gorivo

$m_{CO_2.EL.smanjenje}$	tCO ₂ /god	Smanjenje emisije CO ₂ u atmosferu zbog korištenja mikrokogeneracije uz ekstra lako lož ulje kao gorivo
$m_{CO_2.HEP.kog}$	tCO ₂ /god	Emisija CO ₂ od strane HEP-a u slučaju kogeneracije
$m_{CO_2.HEP.kot}$	tCO ₂ /god	Emisija CO ₂ od strane HEP-a u slučaju odvojene opskrbe energije
$m_{CO_2.pl.kog}$	tCO ₂ /god	Količina CO ₂ emitiranog u atmosferu od strane mikrokogeneracije uz prirodni plin kao gorivo
$m_{CO_2.pl.kog.ukupno}$	tCO ₂ /god	Ukupna godišnja emisija CO ₂ mikrokogeneracijskog postrojenja uz prirodni plin kao gorivo
$m_{CO_2.pl.kot}$	tCO ₂ /god	Količina CO ₂ emitiranog u atmosferu pri korištenju odvojene opskrbe enegijom uz prirodni plin kao gorivo
$m_{CO_2.pl.kot.ukupno}$	tCO ₂ /god	Ukupna godišnja emisija CO ₂ pri korištenju odvojene opskrbe enegijom uz prirodni plin kao gorivo
$m_{CO_2.pl.smanjenje}$	tCO ₂ /god	Smanjenje emisije CO ₂ u atmosferu zbog korištenja mikrokogeneracije uz prirodni plin kao gorivo
n		Broj stanova
N		Odnos toplinske i električne snage kogeneratora
NP	kn/god	Godišnji netto primitak (cash flow)
NPV	kn	Sadašnja vrijednost investicije
P_1	kW	Vršna električna proračunska snaga jednog kućanstva
P_1	kW	Obračunska električna snaga kućanstva u slučaju odvojene opskrbe energijom
P_2	kW	Obračunska električna snaga kućanstva u slučaju primjene mikrokogeneracije
P_e	kW	Električna nazivna snaga kogeneratora
$P_{e.potrošeno}$	kW	Snaga pri kojoj je objekt trošio električnu energiju tokom jednog sata
P_n	kW	Vršna proračunska električna snaga objekta
P_t	kW	Toplinska nazivna snaga postrojenja
P_t	kW	Snaga kojom postrojenje radi tijekom pojedinog sata
$Q_{e.potrošeno}$	kWh	Potrošnje električne energije objekta jednom satu.
$Q_{e.manjak}$	kWh	Manjak električne energije koji treba kupiti iz mreže u jednom satu
$Q_{e.proizvedeno}$	kWh	Električna energija koju postrojenje proizvede tokom jednog
$Q_{e.uk.manjak}$	kWh	Ukupni manjak električne energije kroz period od godine dana
$Q_{e.uk.potrošeno}$	kWh	Ukupna potrošnja električne energije kroz period od godine dana
$Q_{e.uk.proizvedeno}$	kWh	Ukupno proizvedena električne energije u periodu od godine dana
$Q_{e.uk.stan1}$	kWh	Godišnja potrošnja električne energije po kućanstvu u slučaju odvojene opskrbe energijom
$Q_{e.uk.stan2}$	kWh	Godišnja potrošnja električne energije po kućanstvu u slučaju primjene mikrokogeneracije
$Q_{e.uk.višak}$	kWh	Ukupni višak električne energije kroz period od godine dana
$Q_{e.višak}$	kWh	Višak električne energije koji će se isporučiti u mrežu u jednom satu
Q_{potr}	W	Standardna potrebna toplina
Q_T	W	Transmisijski gubici topline
Q_t	kWh	Količina isporučene toplinske energije tokom jednog sata

Q_{th}	kWh	Ukupna godišnja potrebna toplina
$Q_{th.uk}$	kWh	Ukupna toplinska energija koju daje kogenerator tijekom godine
$Q_{th.vršno}$	kWh	Godišnji iznos topline koju daje vršni kotao
Q_{TV}	W	Toplina potrebna za zagrijavanje tople vode
Q_V	W	Ventilacijski gubici topline
r		Karakteristična veličina prostorije
t_0	°C	Srednja najviša temperatura vode u spremniku
T_{en1}	kn/god	Troškovi za energiju u slučaju odvojene opskrbe energijom
T_{en2}	kn/god	Troškovi za energiju u slučaju primjene mikrokogeneracije
$T_{gor.EL}$	kn/god	Troškovi zbog povećanja potrošnje ekstra lakog lož ulja
$T_{gor.pl}$	kn/god	Troškovi zbog povećanja potrošnje prirodnog plina
T_{inv}	kn	Razlika u investicijskim troškovima zbog primjene kogeneracije
$T_{inv.EL}$	kn	Razlika u investicijskim troškovima zbog primjene kogeneracije uz ekstra lako lož ulje kao gorivo
$T_{inv.kog}$	kn	Investicijski troškovi kogeneracijskog postrojenja
$T_{inv.kot}$	kn	Investicijski troškovi postrojenja s klasičnim kotlom na centralno grijanje
$T_{inv.pl}$	kn	Razlika u investicijskim troškovima zbog primjene kogeneracije uz prirodni plin kao gorivo
$T_{održ}$	kn/god	Godišnji troškovi za održavanje mikrokogeneracijskog postrojenja
T_{smn1}	kn/god	Troškovi stalne mjesečne naknade slučaju odvojene opskrbe energijom
T_{smn2}	kn/god	Troškovi stalne mjesečne naknade u slučaju primjene mikrokogeneracije
t_u	°C	Dozvoljena najniža temperatura vode u spremniku
$T_{uk.1}$	kn/god	Ukupni troškovi za kupnju električne energije u slučaju odvojene opskrbe energijom
$T_{uk.2}$	kn/god	Ukupni troškovi za kupnju električne energije u slučaju primjene mikrokogeneracije
$U_{el.en}$	kn/god	Uštede zbog vlastite proizvodnje električne energije korištenjem mikrokogeneracije
$U_{uk.EL}$	kn/god	Ukupne uštede zbog korištenja mikrokogeneracije uz ekstra lako lož ulje kao gorivo
$U_{uk.pl}$	kn/god	Ukupne uštede zbog korištenja mikrokogeneracije uz prirodni plin kao gorivo
$U_{višak}$	kn/god	Iznos koji se dobije od prodaje viška električne energije u slučaju primjene mikrokogeneracije
V_{EL}	kg/god	Godišnja potrošnja lož ulja od strane kogeneratora
$V_{EL.razlika}$	kg/god	Razlika u potrošnji ekstra lakog lož ulja zbog primjene kogeneracije
$V_{EL.kot}$	kg/god	Godišnja potrošnja ekstra lakog lož ulja u slučaju odvojene opskrbe energijom
$V_{EL.vršno}$	kg/god	Godišnja potrošnja lož ulja od strane vršnog kotla
V_{pl}	m ³ /god	Godišnja potrošnja prirodnog plina od strane kogeneratora
$V_{pl.vršno}$	m ³ /god	Godišnja potrošnja prirodnog plina od strane vršnog kotla

$V_{pl.kot}$	m^3/god	Godišnja potrošnja prirodnog plina u slučaju odvojene opskrbe energijom
$V_{pl.razlika}$	m^3/god	Razlika u potrošnji prirodnog plina zbog primjene kogeneracije
V_s	l	Volumen spremnika vode
ΔT	K	Razlika temperature na ulazu u spremnik tople vode i izlazu iz njega
ε_{GA}		Korekcionni faktor visine
ϑ_1	$^{\circ}C$	Unutrašnja temperatura objekta
ϑ_2	$^{\circ}C$	Vanjska temperatura objekta
η_{kog}		Ukupni stupanj iskoristivosti kogeneracijskog postrojenja
η_{kot}		Stupanja iskoristivosti vršnog kotla
ρ	kg/m^3	Gustoća vode
φ		Faktor istovremenosti

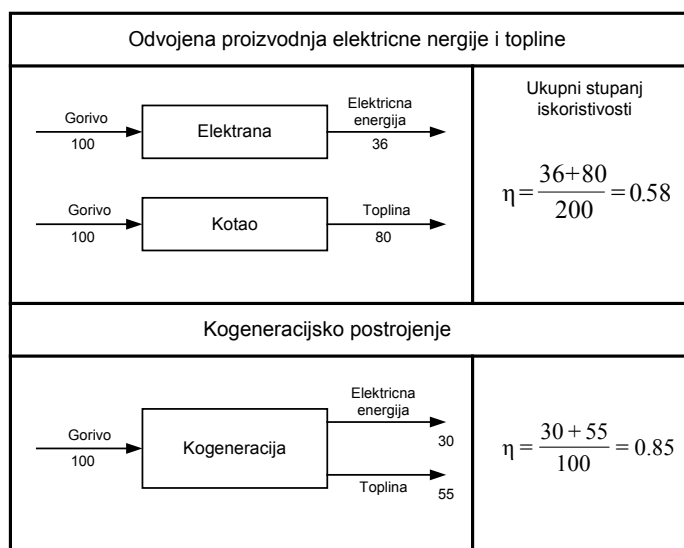
1. UVOD

Energija je nužan resurs za tehnički i ekonomski razvoj suvremenog svijeta te je uključena u sve aspekte društvenog života. Upravo zbog toga, racionalno gospodarenje energijom jedna je od ključnih pretpostavki održivog razvoja [1]. Racionalno gospodarenje energijom uključuje prije svega maksimalno iskorištenje primarne energije u svim energetske procesima.

Kogeneracijska postrojenja nameću se kao jedan od načina maksimalnog iskorištenja primarne energije. Njihova prednost je prije svega u visokom stupnju iskoristivosti te samim time ekološkoj i ekonomskoj prihvatljivosti njihove upotrebe.

Kogeneracija se definira kao kombinirana proizvodnja električne (ili mehaničke), te iskoristive toplinske energije [2]. Pritom se toplinska energija može koristiti u tehnološkim procesima, procesima grijanja pa čak i u procesima hlađenja, tada se to zove trigeneracija.

Prednosti kogeneracijskih sustava, pred klasičnim sustavima s odvojenom opskrbom električnom i toplinskom energijom, vidljive su ako se međusobno usporede gubici koji nastaju pri proizvodnji energije u oba promatrana sustava. Takva usporedba kogeneracijske i odvojene proizvodnje energije sa stajališta stupnja iskoristivosti dana je na slici 1. Pritom treba istaknuti da je ovakav stupanj iskoristivosti kogeneracijskog postrojenja svojstven režimu rada pri kojem se utroši sva toplinska energija proizvedena u sustavu [2].



Slika 1. Usporedba kogeneracijske i odvojene proizvodnje energije

Prva primjena malih kogeneracija pojavljuje se već kasnih osamdesetih godina devetnaestog stoljeća u Evropi i Sjedinjenim američkim državama [3]. Za vrijeme prvih godina dvadesetog stoljeća većina industrije proizvodila je svoju vlastitu električnu energiju koristeći parno turbinsko postrojenje loženo ugljenom. Mnoge od tih industrija koristile su paru za svoje

tehnološke procese. Tako neke procjene pokazuju da je 58% ukupno proizvedene energije iz industrijskih energana u Sjedinjenim Državama potjecalo iz kogeneracije [2]. Izgradnjom i povećanjem pouzdanosti električne mreže, sve značajnijom regulacijom tržišta i sniženjem troškova energije te napretkom u tehnologiji proizvodnje električne energije, kogeneracija polovicom dvadesetog stoljeća gubi svoj značaj.

Trend se međutim obrnuo nakon dramatičnog porasta cijene nafte 1973. godine, a posebna na kraju stoljeća, devedesetih godina. Naime sustavi sa visokim stupnjem iskoristivosti i mogućnošću iskorištenja otpadne topline postali su sve značajniji u svijetlu rasta cijena energije, nesigurne isporuke goriva a posebno zbog sve većih ekoloških zahtjeva.

Kontrola nad energetske resursima i trgovina energijom desetljećima je smatrana previše važnom djelatnošću da bi se prepustila zakonitostima slobodnog tržišta [4]. Prema takvoj energetske politici i uz dosadašnje stanje tehnologije, veliki energetske sustavi i velike elektrane na fosilna goriva bile su u prednosti po efikasnosti i ekonomskim pokazateljima. Ipak, velik pritisak za uvođenjem trgovanja energijom koji zahtjeva gospodarstvo, doveo je do nekih novih pravaca razvoja tehnologija koje su se donedavno smatrale ekonomski i tehnički neopravdanim [5].

Liberalizacija tržišta te deregulacija cijena električne energije posljednjih godina i u budućnosti otvaraju velike mogućnosti za široku primjenu distribuirane proizvodnje energije [3]. Distribuirana proizvodnja odnosi se na male uređaje za proizvodnju energije koji bi se nalazili u neposrednoj blizini potrošača za razliku od dislocirani električnih centrala. Unutar takvog energetske koncepta mikrokogeneracijske sustavi nameću se kao povoljan način zadovoljavanja potreba potrošača za električnom i toplinskom energijom. Najnovija tehnička rješenja malih kogeneracijskih postrojenja svojom kompaktnošću, jednostavnom izvedbom i održavanjem otvaraju širok krug potencijalnih korisnika u zgradarstvu, bolnicama, grijanju bazena, staklenicima i slično.

Tijekom posljednja dva desetljeća postalo je jasno da su ljudske aktivnosti uzrokovale gotovo udvostručenje koncentracije CO₂ u atmosferi mjereno od devetnaestog stoljeća [6]. Također, postoje jake indicije da bi povećanje koncentracije CO₂ u atmosferi moglo kroz efekt staklenika utjecati na fenomen globalnog zatopljenja u budućnosti. Povećanje emisije CO₂, nastalog uglavnom spaljivanjem fosilnih goriva raste eksponencijalnim trendom [7].

Imajući u vidu sve navedeno, Ujedinjeni Narodi započeli su proces ublažavanja klimatskih promjena potpisujući UNFCCC konvenciju (United Nations Framework Convention on

Climate Change) na skupu u Rio de Janeiru 1992. [8]. Proces je kasnije nastavljen kroz godišnje skupove počevši od 1995. a do sada najznačajniji dokument nazvan po gradu domaćinu «Kyoto Protokol»[9], potpisan je na trećem skupu 1997. UNFCC konvenciju potpisalo je i ratificiralo 186 zemalja [11], dok je Kyoto Protokol do sada potpisalo 84 zemalje a ratificiralo 74 [11] prije svega zbog još uvijek otvorenih pregovora o mehanizmima ublažavanja klimatskih promjena [9][12].

Republika Hrvatska potpisala je i ratificirala UNFCC konvenciju te potpisala Kyoto Protokol. Do stupanja na snagu i njegove ratifikacije u parlamentu, Hrvatska je preuzela obvezu da smanji svoju emisiju stakleničkih plinova za 5% u odnosu na baznu godinu, kroz period od 2008. do 2012 [13].

U rujnu 1997. godine Evropska komisija proglasila je nužnost poticanja mjera za što bolje iskorištavanje fosilnih goriva kao jedan od osnovnih načina za suzbijanje efekta staklenika. Kao osnovnu pretpostavku za to evropska je vlada istaknula upravo primjenu kogeneracije. Prema zaključcima Evropske komisije udio kogeneracije u evropskoj proizvodnji električne energije trebao bi se udvostručiti sa sadašnjih 9% na 18% do 2010. godine [14]. Kogeneracijska proizvodnja energije pruža prednosti u vidu nižih troškova i gubitaka transporta energije, višeg nivoa pouzdanosti opskrbe te i do 50% redukcije emisije CO₂ u slučaju korištenja malih kogeneracijskih postrojenja.

Naravno pored dobrih strana i poticajnih faktora za upotrebu malih kogeneracijskih postrojenja i distribuirane proizvodnje energije postoje i određene prepreke i ograničenja. Ona se prvenstveno odnose na neodgovarajuću energetska politiku prema malim kogeneracijskim postrojenjima u smislu da se ona tretiraju kao i velika te da još nije dovoljno zakonski regulirano pitanje otkupa viška energije i priključenja na mrežu. Također, usprkos trendu liberalizacije, tržište u većini zemalja nije još uvijek dovoljno razvijeno, pa tako ima i slučajeva da je liberalizacija tržišta negativno utjecala na razvoj primjene malih kogeneracijskih postrojenja [15]. Na kraju treba istaći da još uvijek najveće ograničenje primjene malih kogeneracija predstavljaju visoki investicijski troškovi. Sve ove prepreke i ograničenja posebno su naglašeni u Hrvatskoj.

2. STANJE I PERSPEKTIVE MALIH KOGENERACIJSKIH POSTROJENJA U EVROPI

Tijekom posljednjeg desetljeća prošlog stoljeća Evropska Unija je definirala tri glavna cilja svoje energetske politike [16]. To su:

- sigurnost opskrbe
- industrijska konkurentnost
- zaštita okoliša

Kogeneracija i posebno mala kogeneracijska postrojenja savršeno se uklapaju u te ciljeve. Štoviše kogeneracija je jedna od rijetkih tehnologija koje odgovaraju svim trima ciljevima. Zbog toga nije niti čudno što je većina zemalja evropske unije odlučila poticati razvoj kogeneracije. Prosječan udio električne energije proizveden u kogeneracijskim postrojenjima u Evropi danas iznosi oko 10% i ima trend rasta. Prema [17] puni potencijal kogeneracije u Evropi iznosi čak oko 40%. Međutim mora se reći da postoje velike razlike u primjeni i poticanju kogeneracije između pojedinih evropskih zemalja. Kao primjer istaknut ćemo Dansku i Francusku. Tako se u Danskoj danas 40% električne energije proizvede u kogeneracijskim postrojenjima. Francuska je suprotan primjer s samo 2% ukupne proizvedene električne energije iz kogeneracijskih postrojenja. Uzroci ovakve raznolikosti su razni, a prije svega ih treba tražiti među političkim i zakonodavnim čimbenicima.

Također, neke analize pokazuju da situacija na tržištu malih kogeneracijskih postrojenja u Evropskoj Uniji i nije baš povoljna [18]. Te analize čak pokazuju da će tržište a samim time i razvoj malih kogeneracijskih postrojenja stagnirati. Razloga za takva predviđanja ima nekoliko. Prije svega navodi se brza i potpuna deregulacija i liberalizacija energetskog tržišta koja uz svoje dobre efekte kao što su u pravilu niže cijene električne energije ima i negativne efekte vezane uz smanjenje isplativosti izgradnje malih kogeneracijskih postrojenja. U svjetlu povišenja cijena nafte i plina ti efekti su još snažniji.

Kao glavne prepreke većem učešću malih kogeneracijskih postrojenja u ukupnoj proizvodnji električne i toplinske energije u evropskim zemljama navode se sljedeće:

- Neadekvatne tarife ili potpuni nedostatak obaveze otkupa viškova električne energije iz malih kogeneracijskih postrojenja u javni elektroenergetski sektor;

- Dugotrajne i birokratizirane procedure za dobivanje potrebnih dozvola i ovlaštenja
- Nedostatak informacija o dobrim stranama malih kogeneracijskih postrojenja kao i nepoznavanje tehnologije
- Sve veći udio decentraliziranih sustava grijanja (tzv. etažno grijanje) u stambenom sektoru
- Visoke cijene pristupa mreži te ograničavanje pristupa mreži
- Dug period povrata uloženi sredstava zbog uglavnom niskih cijena električne energije kao posljedice liberalizacije tržišta te drugih zakonodavnih okolnosti koje ne uzimaju u obzir ekološke efekte koji proizlaze iz veće efikasnosti malih kogeneracijskih postrojenja.

Ovi utjecajni faktori te ograničenja nisu prisutni u svakoj zemlji. Iz toga se može zaključiti da kao što je već prije rečeno ne postoji ujednačen odnos prema malim kogeneracijskim postrojenjima u zemljama Evrope.

2.1. Zemlje EU s relativno razvijenom kogeneracijom

Zemlje s najvećim udjelom kogeneracijskih postrojenja u energetske sektoru su Danska, Finska, Nizozemska i Austrija. Tako je udio kogeneracijske proizvodnje električne energije i Danskoj 40%, Finskoj 32%, Austriji 23% te u Nizozemskoj 38%. Razlog ovako visokom udjelu leži prije svega u strateškim odlukama ovih zemalja u prošlosti da potiču kogeneraciju. Danas je situacija ipak malo drukčija i kogeneracija se potiče prvenstveno zbog ekoloških efekata. Procjenjuje se da najveći potencijal za razvoj kogeneracije u ovim zemljama leži u malim kogeneracijskim postrojenjima koja bi se koristila za grijanje kućanstava. To posebno vrijedi za Dansku i Nizozemsku.

Najzastupljenije gorivo kojim se koriste kogeneracijska postrojenja u navedenim zemljama jest prirodni plin. Razvijena plinska infrastruktura također je pogodovala rastu udjela kogeneracijskih postrojenja.

U svim ovim zemljama do sada je već izvršena liberalizacija tržišta električnom energijom i to je imalo raznolik utjecaj na kogeneracijska postrojenja. Ipak kogeneracija je kod njih duboko ukorijenjena i sve procijene ukazuju na daljnji rast instaliranih kogeneracijskih postrojenja u budućnosti.

2.2. Zemlje EU s slabo razvijenom kogeneracijom

Među zemlje Evropske unije s slabo razvijenom kogeneracijom najčešće se ubrajaju Francuska, Grčka, Velika Britanija, Irska te Švedska.

Francuska ima vrlo zastupljenu nuklearnu energiju te monopolistički položaj državne elektroprivredne kompanije EDF na tržištu. Također ne postoji politika države koja bi poticala kogeneraciju. Ovi faktori su utjecali na činjenicu da se danas samo 2% električne energije dobiva iz kogeneracije.

Grčka i Irska međusobno su poprilično sličan slučaj. Obe zemlje imaju vrlo malen udio kogeneracijski proizvedene energije iako postoji relativno velik potencijal za razvoj kogeneracije. Također je karakteristično da se liberalizacija tržišta električnom energijom odvija dosta sporo. U obe zemlje predviđa se najveći rast udjela kogeneracije velikih snaga u industrijskom sektoru.

Iako se u Velikoj Britaniji bilježi relativno velik rast ukupnog instaliranog kapaciteta kogeneracijskih postrojenja, u njima se proizvodi još uvijek vrlo mali udio (oko 5%) [14] električne energije. Najveći dio instaliranih kapaciteta je u industrijskom sektoru i to su uglavnom kombi postrojenja s plinskom turbinom. Ne postoji definirana državna strategija za poticanje kogeneracije a, odnos cijena energenata je vrlo nepovoljan za upotrebu kogeneracije. Procjene pokazuju da najveći potencijal za rast udjela imaju mala kogeneracijska postrojenja.

2.3. Zemlje centralne i istočne Evrope

U zemljama srednje i istočne Evrope kogeneracija ima značajan udio u proizvodnji električne energije. Međutim, najveći dio postrojenja relativno je star i nedovoljno efikasan. Većim dijelom su to postrojenja ložena ugljenom koja se pored proizvodnje električne energije koriste za sustave područnog grijanja. Osim ugljena kao gorivo se najčešće koristi mazut i teško lož ulje. Liberalizacija energetskeg sektora tek je u začetku u zemljama ove regije. Najveće značenje za poticanje kogeneracije u zemljama centralne i istočne Evrope mogla bi imati želja ovih zemalja da se priključe Evropskoj uniji, a samim tim i želja za redukcijom stakleničkih plinova i usvajanje zapadnih trendova u energetici. U usporedbi s Evropskom unijom ove zemlje nemaju neki značajniji potencijal za razvoj malih kogeneracijskih postrojenja uglavnom zbog nedostatka novca, poticajnog zakonodavstva te niskih cijena električne energije.

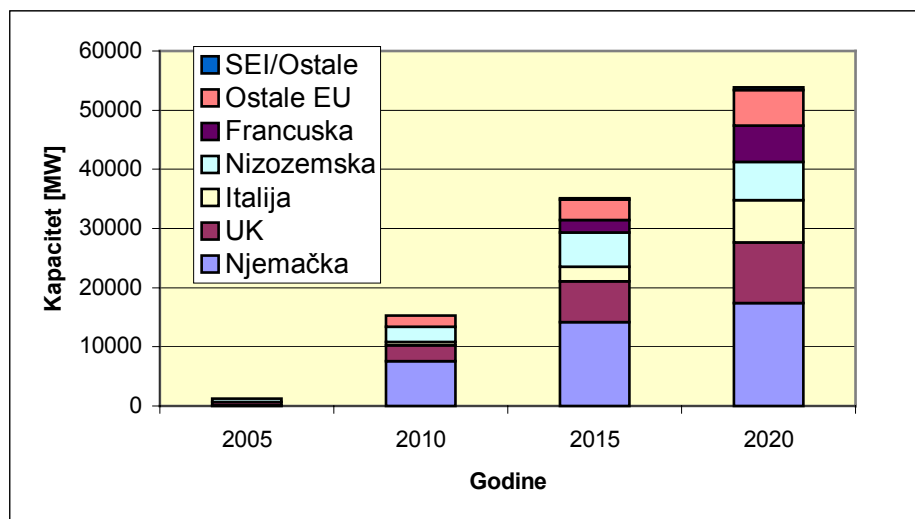
2.4. Analiza potencijala za rast i razvoj malih kogeneracijskih postrojenja u zemljama EU

Da bi se moglo predvidjeti kretanje neke pojave u budućnosti potrebno je odrediti glavne faktore koji na nju mogu utjecati. Te je faktore zatim potrebno grupirati po principu sličnosti i iz njih izraditi moguće scenarije događanja. Takva jedna analiza koja se tiče razvoja kogeneracije u Evropi do 2020. godine napravljena je u sklopu [14]. Ova analiza bazira se na definiranju utjecajnih faktora na razvoj kogeneracije te izvođenju različitih scenarija koji se tiču razvoja kogeneracije u Evropi. Scenariji su:

- Nastavak dosadašnje energetske politike
- Scenarij povišene ekološke svijesti
- Deregulirana liberalizacija
- Post Kyoto scenarij

U okviru post Kyoto scenarija jedino potpuno novo i kogeneraciji otvoreno tržište jest ono u sektoru kućanstava odnosno primjene malih kogeneracijskih postrojenja. Procijenjeno je da potencijal za ovo tržište iznosi preko 50 GWe instaliranih kapaciteta do 2020. Pritom će dominantan udio imati Njemačka, Velika Britanija, Nizozemska i Francuska.

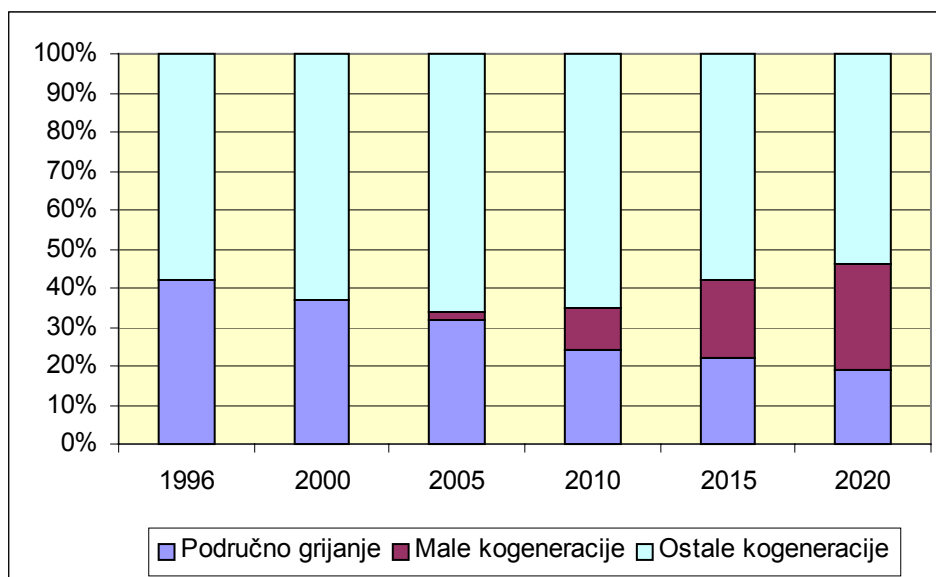
Rezultati analize što se tiče povećanja udjela malih kogeneracijskih postrojenja prikazani su dijagramom na slici 2.



Slika 2. Instalirani kapaciteti [MWe] malih kogeneracijskih postrojenja

Udio malih kogeneracijskih postrojenja u budućnosti dan je slikom 3. Procjenjuje se da će do 2020. godine mala kogeneracijska postrojenja zauzimati više od četvrtine ukupnog kapaciteta

kogeneracijskih postrojenja u EU. Kako je taj udio u sadašnjosti gotovo nikakav, analiza pokazuje iznimnu dinamičnost tržišta u slijedećih dvadeset godina što potvrđuje bitnu ulogu malih kogeneracijskih postrojenja u evropskoj budućnosti opskrbe energijom.



Slika 3. Udjeli malih kogeneracijskih postrojenja u budućnosti

3. ANALIZA STANJA I PERSPEKTIVE ZA MALA KOGENERACIJSKA POSTROJENJA U ZAGREBU

Hrvatska ima slabo razvijeno tržište energijom. To se posebno odnosi na električnu energiju. Malih kogeneracijskih postrojenja ima vrlo malo i osim industrijskih kogeneracija, kojih istina ima jedan određeni broj, većina instalirane snage kogeneracijskih postrojenja čine velike kogeneracije poput TETO i ELTO u Zagrebu. Zbog toga je procjena potencijala za izgradnju malih kogeneracijskih postrojenja u Zagrebu vrlo teška zadaća. S jedne strane moglo bi se zaključiti da je potencijal za izgradnju velik i neiskorišten. S druge strane možda je uzrok rijetke upotrebe malih kogeneracijskih postrojenja nepostojanje povoljnih uvjeta.

Mala kogeneracijska postrojenja relativno su nova i još uvijek neuobičajena tehnologija a stanje tržišta energijom nije poticajno za njihovu upotrebu i izgradnju. Ipak, uključivanje Hrvatske u svjetske energetske trendove i sve veća potrošnja energije potiču nas na zaključak da se trenutna situacija mijenja te da u budućnosti postoji potencijal za izgradnju određenog broja malih kogeneracijskih postrojenja u Zagrebu.

Instaliranje malih kogeneracija ima smisla jedino ako je ekonomično. Da bi bilo ekonomično mora postojati potrošnja proizvedene topline. Stoga, uputno je analizu potencijala svih pa tako i malih kogeneracijskih postrojenja vezivati uz načine primjene i iskorištavanja odvedene topline. Zbog toga se analiza potencijala za izgradnju malih kogeneracijskih postrojenja svodi na tri različita područja primjene. To su industrija, kućanstva i uslužni sektor.

Zahtjev za ekonomičnošću nameće usporedbu malih kogeneracijskih postrojenja s konvencionalnom proizvodnjom energije, npr. proizvodnjom topline u kotlovskom postrojenju i uzimanjem električne energije iz mreže. Ujedno, kod dimenzioniranja kogeneracijskog postrojenja treba paziti da se s minimalnom instaliranom snagom postrojenja postigne maksimum koristi. To zapažanje također je uzeto u obzir kod analize potencijala koja slijedi.

3.1. Nacionalni energetska sustav

3.1.1. Elektroenergetski sustav

Za Hrvatsku je karakteristično da visok udio u proizvodnji električne energije imaju hidroelektrane. Udio kapaciteta u hidroelektranama je 46% svih raspoloživih kapaciteta.

Računajući male i pribranske elektrane ekološkog minimuma, u Hrvatskoj ima 30 hidroelektrana ukupnog kapaciteta 2076 MW [19].

Termoelektrane u Hrvatskoj imaju udio od 47% u ukupnim proizvodnim kapacitetima. Instalirana snaga u 2000. godini u klasičnim termoelektranama na ugljen, plinskim i diesel agregatima iznosila je 2175 MW [19].

Nuklearna elektrana Krško u zajedničkom je vlasništvu Republike Hrvatske i Slovenije s jednakim udjelima od 50 %. Instalirana snaga u elektrani za hrvatski elektroenergetski sustav iznosi 332 MW, što čini udio od oko 7% u ukupnim instaliranim kapacitetima [19].

Kogeneracija u proizvodnji električne energije u Hrvatskoj sudjeluje sa 10.8% (podaci iz 1995.) [20]. Od toga, udio javnih kogeneracija bio je 9,7 dok je na ostale industrijske elektrane otpadalo tek 1,1% ukupne proizvodnje električne energije u Hrvatskoj.

Prijenos električne energije ostvaruje se na 400, 220 i 110 kV naponskim razinama, vodovima ukupne dužine od oko 7000 km. U mrežu je uključeno 5 trafostanica 400/220(110) kV, 15 trafostanica 220/110 kV, te 140 trafostanica 110/35 (10,20) kV. Distribucijsku mrežu čine trafostanice 110/35 (20) kV, 35/10 i 10/0.4 kV i vodovi (nadzemni i kabeli) naponskih razna 110 kV i niže [19].

3.1.2. Plinski sustav

Prirodni plin se u Hrvatskoj proizvodi na 17 plinskih polja čime se podmiruje oko 60% potreba. Najveći dio plina dolazi iz ležišta Molve, Kalinovac i Stari Gradec u sklopu kojih su izrađena postrojenja za preradu i pripremu plina za transport.

Transport prirodnog plina osnovna je djelatnost društva PLINACRO d.o.o. u sastavu INA-Grupe. Sustav za transport plina obuhvaća 2178 km visokotlačnog plinovoda čiji se promjeri kreću od DN 80 do DN 700. Cijeli sustav projektiran je na tlak od 50 bara. Transport kroz sustav u vršnoj potrošnji iznosi 540 000 m³/h [19].

U Hrvatskoj postoji 38 poduzeća koja se bave distribucijom prirodnog plina, a ukupna duljina distributivne plinske mreže iznosi 14027 km [19]. Treba istaknuti da je plinska mreža razvijena samo u sjevernom i istočnom dijelu zemlje. Uz upotrebu prirodnog plina organizirana su i tri distributivna poduzeća za gradski i miješani plin.

3.1.3. Naftni sustav

Sirova nafta i kondenzat se u Hrvatskoj proizvode iz trideset i jednom naftnom polju što pokriva oko 40% ukupnih domaćih potreba. Prerada nafte odvija se u rafinerijama Rijeka-Mlaka, Rijeka-Urinj, Rafineriji nafte Sisak te u Rafineriji Zagreb.

Transport sirove nafte izvodi se Jadranskim naftovodom. JANAF se sastoji od terminala u Omišlju, Sisku, Virju, Bosanskom Brodu (BiH), Novom Sadu (Srbija) te 759 km dužine naftovoda. Projektirani kapacitet JANAF-a je 34, a instalirani 20 milijuna tona transporta nafte godišnje iz luke u Omišlju [19].

U Hrvatskoj je 2000. godine bilo 625 benzinskih postaja, od čega 402 u vlasništvu INA d.d. Zagreb [19].

3.2. Zakonodavni okvir

Za razliku od većine evropskih zemalja hrvatski energetske sektor tek se nalazi pred reformom i tranzicijom. Država je naime još uvijek sto postotni vlasnik cijelog elektroenergetskog sustava i daleko najvećeg dijela naftnog i plinskog energetskog sustava.

Ipak, proces tranzicije nepovratno je započeo i u tom pogledu već se vide neki konkretni pomaci. Strateška orijentacija ka reformi energetskog sektora u Hrvatskoj započela je još sredinom devedesetih godina. U tom smislu pojavili su se 1998. godine i neki strateški te provedbeni dokumenti koji su definirali prioritete i pravce reforme pojedinih energetskih sektora kao i zakonodavnog i institucionalnog okvira.

U ljeto 2001. kroz parlamentarnu proceduru prošao je cijeli paket energetskih zakona: Zakon o energiji [21], zakoni o tržištu električne energije [22], prirodnog plina [23], nafte i naftnih derivata [24] te Zakon o regulaciji energetskih djelatnosti [25]. Ovi zakoni predstavljaju prvi temeljni korak u približavanju hrvatskog tržišta energijom evropskim normama i preduvjet su restrukturiranju čitavog energetskog sektora [26].

Između ostalog treba istaknuti nekoliko bitnih odrednica na kojima se ova nova zakonska regulativa zasniva. Prije svega to je razdvajanje opskrbe od distribucije električnom energijom, što omogućava liberalizaciju tržišta električnom energijom. Zatim odabran je tzv. regulirani pristup treće strane (TPA) te definirana kategorija povlaštenih kupaca s više od 40 GWh godišnje potrošnje električne energije. Regulirani pristup treće strane pojednostavljeno znači da uz nacionalnog šampiona pristup tržištu ima svatko tko od Vijeća za regulaciju dobije dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti, te poštuje pravila koje diktira vijeće.

Zakon je također definirao i kategoriju povlaštenih proizvođača koji obuhvaća proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora, kogeneracije i otpada. Također, predviđa se mogućnost propisivanja obaveznog udjela takve električne energije koju opskrbljivač mora ponuditi. Za gradnju novih kapaciteta za proizvodnju električne energije odabrana je tenderska, odnosno natječajna procedura.

Zakon o tržištu prirodnog plina predviđa pregovorni pristup treće strane (TPA) u skladu s evropskom regulativom. Povlašteni kupci definirani su potrošnjom većom od 100 milijuna m³ prirodnog plina. Oni mogu izgraditi svoj vlastiti plinovod, ali samo uz prethodno odobrenje Vijeća za regulaciju [26].

Vezano uz dijelove zakonske regulative koji se odnose konkretno na kogeneraciju već je spomenuto kako je kogeneracija svrstana među takozvane povlaštene oblike proizvodnje električne energije. Uz to treba reći da za snage do 5MW zakon ne propisuje nužnost dobivanja dozvole za energetska djelatnost. Uz navedeno treba spomenuti i članak 24 tarifnog sustava koji glasi: «Potrošač koji ima vlastitu elektranu može s isporučiteljom ugovoriti mjesečnu isporuku, uvjete isporuke i cijenu električne energije iz te elektrane u mrežu isporučitelja.» [27]

Regulativi vezanoj uz mala kogeneracijska postrojenja može se pridodati i odluka Upravnog odbora HEP-a od 28. siječnja 1994. godine o otkupnim cijenama iz malih elektrana. U njoj je načelno izražena volja HEP-a da otkupi svu električnu energiju iz malih elektrana, snage do 5MW s tim da vlasnik elektrane može koristiti proizvedenu energiju za svoje potrebe na lokaciji a priključak se može koristiti za dopunsko i rezervno napajanje potrošnje. Otkupna cijena za električnu energiju određena je kao 70% prosječne prodajne cijene za male energane na fosilna goriva, biomasu i diesel elektrane, te 90% prodajne cijene za vjetroelektrane, elektrane na geotermalnu energiju i druge izvore energije s malim utjecajem na okoliš.

3.3. Postojeća kogeneracijska postrojenja u Zagrebu

Kao što je već do sada rečeno, kogeneracija u Hrvatskoj koristi se dugi niz godina. Prvenstveno se to odnosi na sisteme područnog grijanja ali i na industrijske energane. Relativno nepoznata i neuobičajena je tehnologija malih kogeneracijskih postrojenja koja u Hrvatskoj, pa tako niti u Zagrebu još nije naišla na praktičnu primjenu. Jedino poznato malo kogeneracijsko postrojenje izgrađeno u Zagrebu jest ono u zgradi Energetskog instituta Hrvoje Požar. Nažalost zbog administrativnih problema i nemogućnosti dogovora sa HEP-om o spajanju postrojenja na mrežu, ono nije u funkciji. Također postoje naznake da bi se u bližoj

budućnosti moglo izgraditi malo kogeneracijsko postrojenje za potrebe Koncertne dvorane Vatroslav Lisinski.

Tablica 1. daje pregled postojećih kogeneracijskih postrojenja u Zagrebu. Podaci su uglavnom uzeti iz [20].

Tablica 1. Postojeći kogeneracijski kapaciteti u Zagrebu

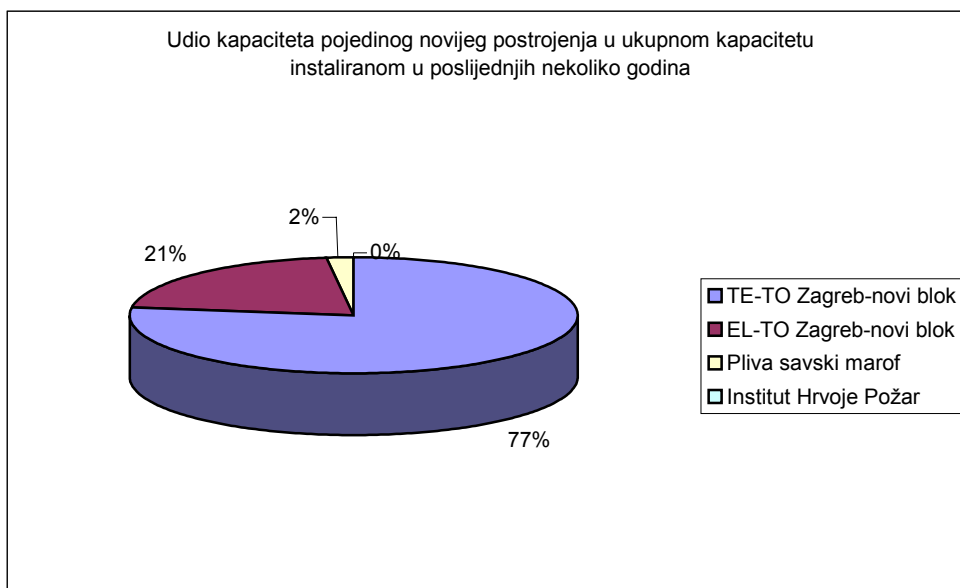
POSTROJENJE	Tip agregata	Broj agregata	Godina ulaska u pogon	Gorivo	Instalirana snaga [MWe]	Proizvodnja el. energije u 1995. [MWh]	Plasiranje el. energije u mrežu [MWh]
TE-TO Zagreb						449352,00	400308
Blok 1	parna	1	1962	mazut/zem. plin	32,00		
Blok 2	parna	1	1979	mazut/zem. plin	120,00		
Novi blok	kombi	1	2000	zem.plin/lož ulje	190,00		
EL-TO Zagreb						170042,00	151154
Blok 1	parna	1	1970	mazut/zem. plin	12,50		
Blok 2	parna	1	1979	mazut/zem. plin	30,00		
PTE	plinska	2	1998	zem.plin/lož ulje	2×25,6		
Pliva Savski marof	kombi	1	1999	zemni plin	4,86	-	
Institut Hrvoje Požar	motor s u. izgaranjem	1	-	zemni plin	0,075	-	
UKUPNO		6			389,36	619394,00	551462

Iz tablice je vidljivo da je ukupna instalirana snaga kogeneracijskih postrojenja 389,36 MWe. Uočljiv je podatak da je 99% instalirane snage kogeneracijskih postrojenja u Zagrebu bilo u sistemima područnog grijanja dok industrijskih energana uopće nema. Razlog tome jest taj što industrija u Zagrebu svoje potrebe za toplinskom energijom, pored upotrebe konvencionalnih kotlovnica, zadovoljava s parom i toplinom proizvedenim u velikim kogeneracijskim postrojenjima koja su dio sistema područnog grijanja.

Općenito se za Hrvatsku može reći da industrijska postrojenja rade isključivo za zadovoljavanje vlastitih potreba, odnosno plasiranje viškova električne energije gotovo da se i ne koristi. Iako nema točnih podataka to vjerojatno vrijedi i za kombi postrojenje Plive u Savskom Marofu koje je uzeto u analizi iako nije u samom Zagrebu već na širem području grada.

Uočljivo je da se u zadnjih nekoliko godina u Zagrebu izgradilo relativno puno kogeneracijskih kapaciteta (250.92 MWe). Ta postrojenja međutim spadaju u velike sisteme područnog grijanja. To su kombi postrojenje u TE-TO Zagreb na Žitnjaku snage 190 MW i

plinsko turbinsko postrojenje u EL-TO Zagreb snage $2 \times 25,6$ MW na Trešnjevci. Takvo stanje odražava i slika 4.



Slika 4. Udjeli kapaciteta pojedinih postrojenja

3.4 Analiza stanja u industriji u Zagrebu

3.4.1. Potrošnja energije u industriji 1998. godine

Industrijske energane sigurno su najpogodnija mjesta moguće ugradnje kogeneracijskih postrojenja. Prije svega to se odnosi na postrojenja srednje veličine kao što je npr. ono Plivino u Savskom Marofu snage 4.86 MWe. To međutim ne znači da mala kogeneracijska postrojenja snaga do 250 kWe, koja zauzimaju središnje mjesto u ovom radu, nemaju potencijala za primjenu u industriji.

Po podacima iz [20], u 1995. godini industrijska potrošnja energije iznosila je 28,4% ukupne netto potrošnje u Hrvatskoj. U isto vrijeme potrošnja toplinske energije iznosila je oko 78% ukupne netto potrošnje. Slično vrijedi i za Zagreb pa tako potrošnja električne energije u industriji iznosi 21.12% ukupne potrošnje dok potrošnja topline iznosi 78.88% ukupne potrošnje energije u industriji.

Zbog razlika u udjelu u neposrednoj potrošnji energije i intenzivnosti, sve industrijske grane svrstane su u pet grupa:

- Industrija papira
- Kemijska industrija
- Prehrambena industrija

- Industrija stakla
- Ostala industrija

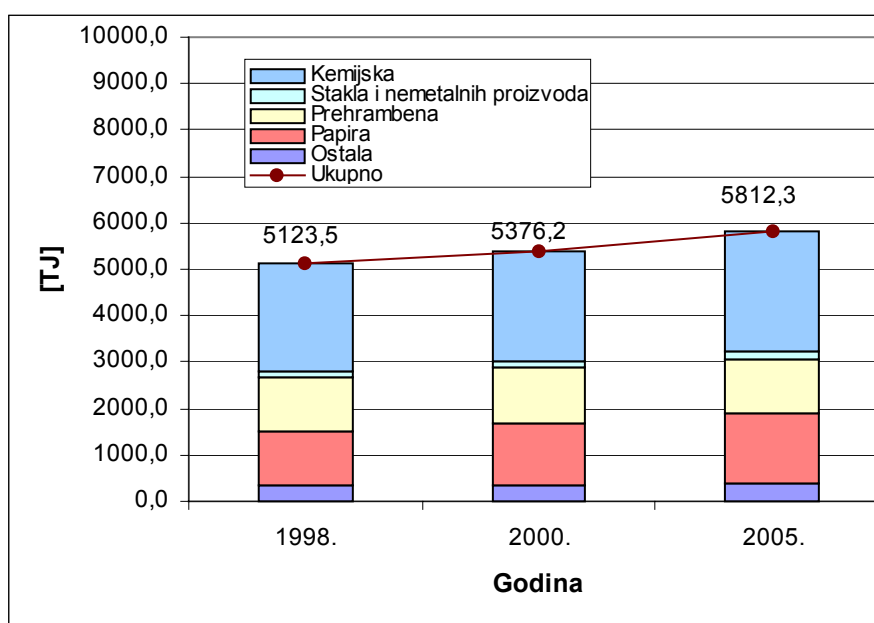
Tablica 2.: Potrošnja energije u industriji u Gradu Zagrebu po sektorima 1998. godine

Podskupina djelatnosti	El. ener. [TJ]	Udio [%]	Topl. en. [TJ]	Udio [%]	Ukupno [TJ]	Udio u uk. potr.
Kemijska industrija	425,8	15,44	2331,6	84,56	2757,4	42,45
Industrija stakla i nemet. min. proizvoda	16,4	12,01	120,1	87,99	136,5	2,10
Prehrambena industrija	298,8	20,49	1159,7	79,51	1458,5	22,46
Industrija papira	174,9	13,06	1164,6	86,94	1339,5	20,62
Ostala industrija	455,6	56,72	347,7	43,28	803,3	12,37
Ukupno	1371,5	21,12	5123,7	78,88	6495,2	100,00

Prema analizi neposredne potrošnje energije najviše se energije potroši u kemijskoj industriji, a zatim slijede industrija papira i prehrambena industrija. Također treba navesti da se 37.13% od ukupne potrošnje toplinske energije u Gradu Zagrebu dobiva direktnim izgaranjem fosilnih goriva, dok se 62.86% posto toplinskih potreba zadovoljava izgaranjem goriva u industrijskim kotlovnica. Električna energija sudjeluje u zadovoljavanju toplinskih potreba s 2.9% i taj dio predstavlja 9.67% ukupne utrošene energije u industriji. Ostalih 90.32% koristi se za dobivanje mehaničke energije.

3.4.2. Procjena energetske potrošnje u industriji do 2005. godine.

Rezultati procjene porasta potrošnje u toplinske energije u TJ u Gradu Zagrebu do 2005. godine dani su na slici 5. Procjena potrošnje toplinske energije po sektorima dana je tablicom 3. Procjena se bazira na baznoj 1998. godini [28].



Slika 5. Procjena potrošnje toplinske energije

Tablica 3. Procjena potrošnje toplinske energije po sektorima

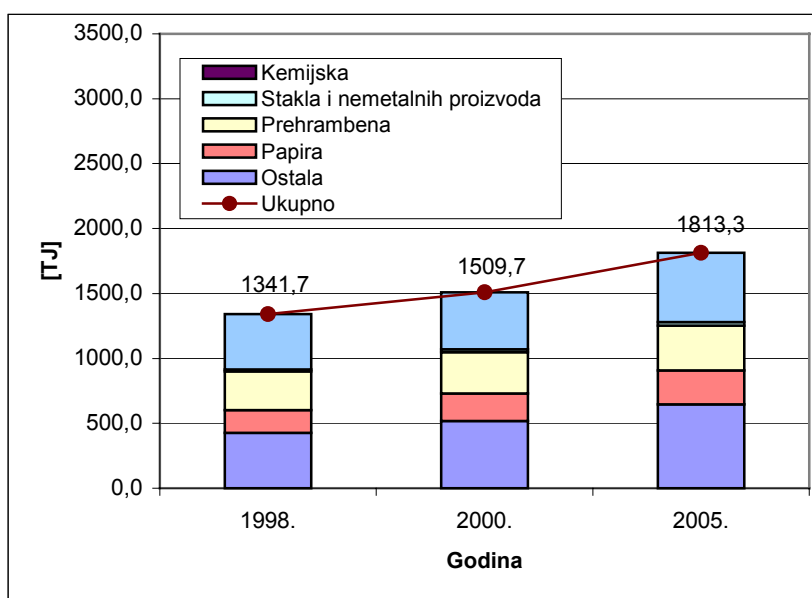
	1998	2000	2005
	TJ		
Kemijska	2331,6	2356,9	2597,5
Stakla i nemetalnih min. proizvoda	120,1	147,1	170,8
Prehrambena	1159,7	1170,5	1167,4
Papira	1164,6	1342,6	1482,7
Ostala	347,7	359,1	393,9
Ukupno	5123,7	5376,2	5812,3

Iz ovih podataka je vidljivo da se očekuje porast toplinske potrošnje za 13,5% do 2005. godine. Procijene su dobivene na osnovu procjene porasta BDP-a u industriji Grada Zagreba i energetske intenzivnosti u MJ/kn po sektorima u industriji. One pokazuju da će porast potrošnje električne energije za netoplinske namjene biti 32,1%. Pritom najveći rast potrošnje prognozira se u industriji papira i ostaloj industriji.

Procjene potrošnje električne energije u TJ za netoplinske namjene prikazane su tablicom 4. te slikom 6.

Tablica 4. Procjena potrošnje električne energije po sektorima

	1998	2000	2005
	TJ		
Kemijska	425,8	440,3	533,8
Stakla i nemetalnih min. proizvoda	16,4	20,5	25,9
Prehrambena	298,8	317,7	347,1
Papira	174,9	213,1	259,5
Ostala	455,6	518,1	647
Ukupno	1371,5	1509,7	1813,3



Slika 6. Procjena potrošnje električne energije

3.5. Analiza stanja u kućanstvima

3.5.1. Potrošnja energije u kućanstvima 1998. godine

Kućanstva odnosno stambene zgrade i obiteljske kuće značajni su potrošači toplinske i električne energije. Na osnovu toga predstavljaju velik potencijal za primjenu malih kogeneracijskih postrojenja. To se posebno odnosi za stambene zgrade u naseljima.

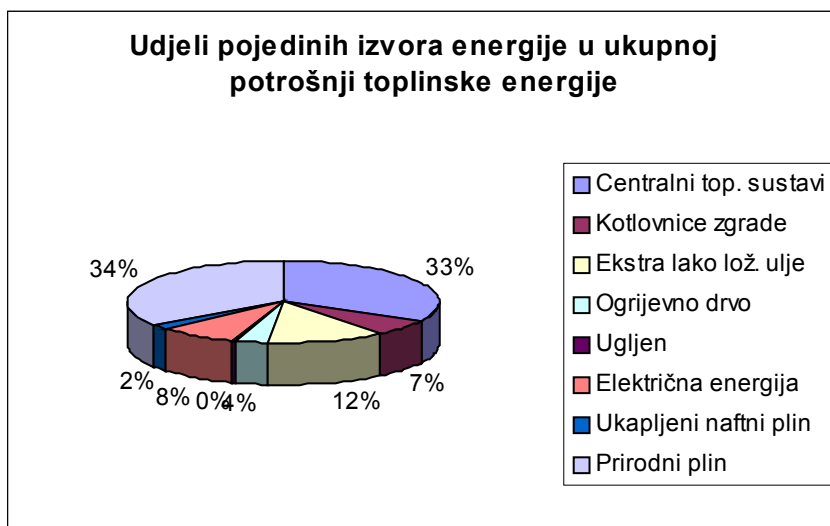
Podaci za promatranu godinu pokazuju da su u strukturi obitavališta u Gradu Zagrebu, obiteljske kuće bile zastupljene s 37%, a stanovi u zgradama s 63%. Centralno grijanje u obiteljskim kućama u odnosu na ukupan broj obitavališta bilo je zastupljeno s 29%, dok je centralno grijanje u stanovima u zgradama bilo zastupljeno s 55%. Sobno grijanje bilo je zastupljeno s približno jednakim udjelom u obiteljskim kućama i to oko 7% i u stanovima u zgradama oko 8%.

Toplinske potrebe kućanstava općenito se mogu podijeliti na potrebe za grijanjem, potrebe za toplom vodom te potrebe za kuhanjem. Potrošnja toplinske energije po vrsti namjene te po izvorima topline dana je u tablici 5.

Tablica 5. Potrošnja korisne energije za toplinske namjene u kućanstvima 1998. godine u Gradu Zagrebu

Toplinska energija	Centralni top. sustavi [TJ]	Kotlovnice zgrade [TJ]	Ekstra lako lož. ulje [TJ]	Ogrjevno drvo [TJ]	Ugljen [TJ]	Električna energija [TJ]	Ukapljeni naftni plin [TJ]	Prirodni plin [TJ]
Grijanje	3129,5	635,7	1223,2	329,9	26,4	180,9	42,5	2847,5
Topla voda	387,7	72,3	82,7	12,6	1,7	343,4	0	551,8
Kuhanje	0	0	0	33,9	2,1	372,2	168,8	281,1
Ukupno toplinska	3517,2	708	1305,9	376,4	30,2	896,5	211,3	3680,4
Udio pojedinog izvora energije [%]	32,79	6,60	12,18	3,51	0,28	8,36	1,97	34,31

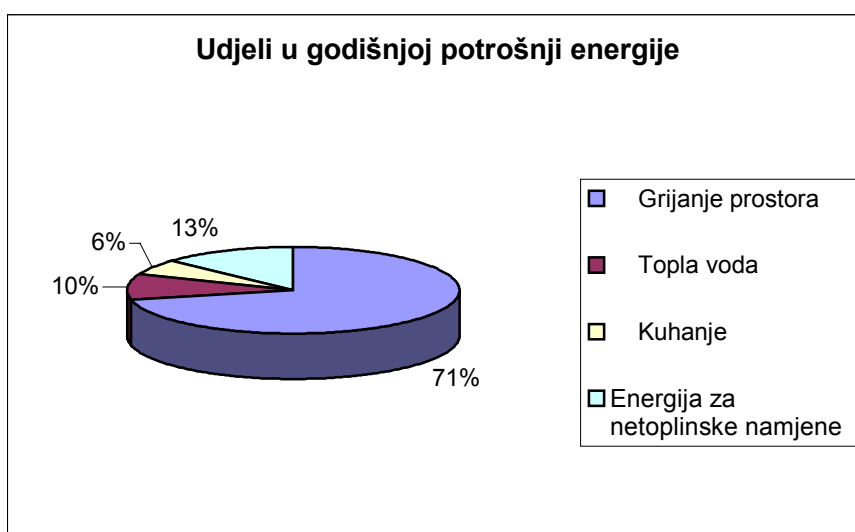
Također na slici 7. dani su udjeli pojedinih izvora energije u ukupnoj potrošnji toplinske energije u Gradu Zagrebu.



Slika 7. Udjeli pojedinih izvora energije

Iz tablice 5. i slike 6. vidljivo je da se veliki dio toplinske energije za grijanje u Zagrebu dobiva iz centraliziranih toplinskih sustava koji su vrlo povoljni za preinake u mala kogeneracijska postrojenja. Također se kao dominantno gorivo nameće prirodni plin koji je također vrlo povoljan kao gorivo u malim kogeneracijskim postrojenjima.

Električna energija se u podacima iz [28] često klasificira kao energija za netoplinke namjene. Energija za netoplinke namjene najčešće se troši u kućanstvima za pogon raznih kućanskih aparata, elektroničkih aparata te ponekad i za klimatizaciju. Udjeli pojedine namjene u godišnjoj potrošnji energije u Gradu Zagrebu prikazani su na slici 8. i tablici 6. Iz njih se vidi da potrošnja električne energije, odnosno energije za netoplinke namjene, čini 12.95% ukupne potrošnje energije u kućanstvima Grada Zagreba.



Slika 8. Udjeli u godišnjoj potrošnji energije po namjeni u kućanstvima Grada Zagreba

Tablica 6. Potrošnja energije u kućanstvima Grada Zagreba u 1998. godini

[TJ]	Godišnja potrošnja energije u kućanstvima	Udio u godišnjoj potrošnji
Toplinska energija	12822,3	87,05
Grijanje prostora	10512,2	71,37
Topla voda	1452,2	9,86
Kuhanje	858	5,83
Energija za netoplinske namjene	1906,9	12,95
Ukupna energija	14729,2	100,00

3.5.2. Procjena energetske potrošnje u kućanstvima do 2005. godine.

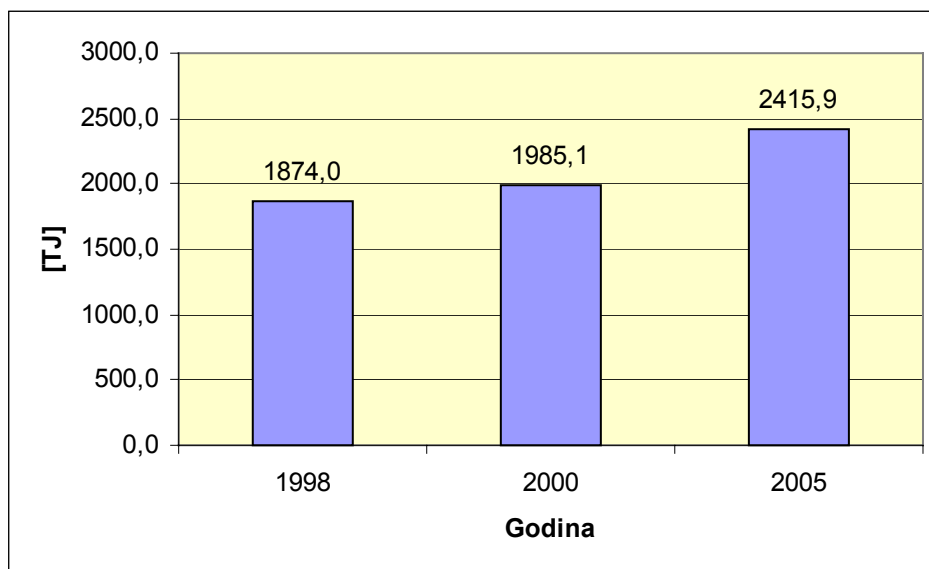
Procjena kretanja potrošnje toplinske energije u kućanstvima Grada Zagreba prema analizi iz [28] izvedena je u tri scenarija: niži (nema poboljšanja toplinske izolacije), referentni (u kategoriji obiteljskih kuća poboljšanje toplinske izolacije 20%, a u kategoriji stanova 10%) i viši scenarij (u kategoriji obiteljskih kuća poboljšanje toplinske izolacije 30%, a u kategoriji stanova 20%). Prognoza potrošnje energije za toplinske namjene po tim scenarijima dana je tablicom 7.

Tablica 7. Prognoza potrošnje energije za toplinske namjene

TJ	1998.	2000.	2005.
	Niži scenarij		
grijanje prostora	10512,2	10563,5	10372,5
topla voda	1452,2	1563,5	1724,2
kuhanje	858	848,9	851,3
Ukupno toplinska	12822,4	12975,9	12948,1
	Referentni scenarij		
grijanje prostora	10512,2	10563,5	10266,1
topla voda	1452,2	1563,5	1724,2
kuhanje	858	848,9	851,3
Ukupno toplinska	12822,4	12975,9	12841,4
	Viši scenarij		
grijanje prostora	10512,2	10477,6	10190,1
topla voda	1452,2	1563,5	1724,2
kuhanje	858	848,9	851,3
ukupno toplinska	12822,4	12890,0	12765,7

Kao što je vidljivo procjene pokazuju zadržavanje nivoa potrošnje do 2005. za sva tri scenarija. Ipak niži scenarij pokazuje trendove porasta potrošnje dok druga dva scenarija pokazuju trend smanjenja potrošnje u budućnosti zbog primjene boljih izolacionih materijala.

Prognoza potrošnje električne energije u Gradu Zagrebu dobivena je iz podataka o pretpostavljenoj godišnjoj potrošnji i postotnoj zastupljenosti pojedinih trošila u kućanstvima, kao i promjeni ukupnog broja kućanstava. Ova prognoza prikazana je na slici 9.



Slika 9. Prognoza potrošnje električne energije

3.6. Analiza stanja u uslužnom sektoru grada Zagreba

3.6.1. Potrošnja energije u uslužnom sektoru 1998. godine

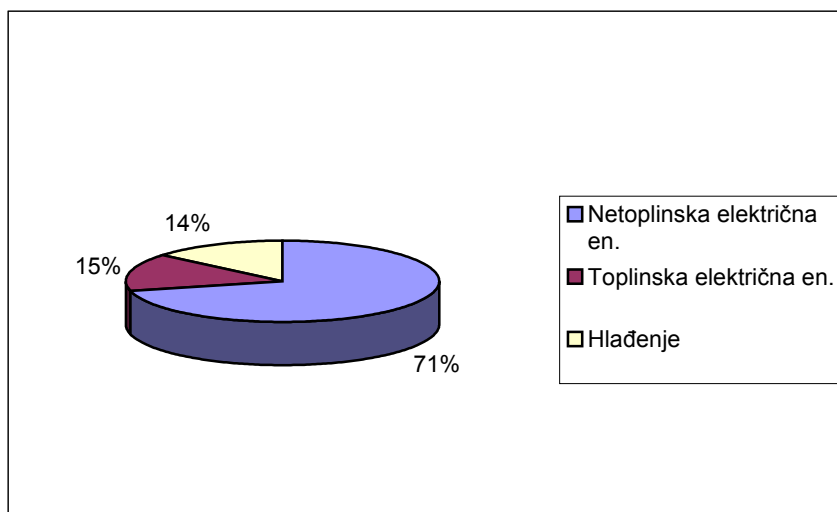
Analiza potrošnje energije u Zagrebu prikazana je po sektorima. To su ugostiteljstvo i turizam, trgovina, zdravstvo, obrazovanje i uprava. Potrošnja električne energije prikazana je tablicom 8. dok su udjeli pojedinih kategorija potrošnje prikazani slikom 10.

Tablica 8. Potrošnja električne energije u uslužnom sektoru Grada Zagreba 1998. godine

	Površina 000 m ²	Netoplinaska električna en.		Toplinska električna en.		Hlađenje			Ukupno GWh
		kWh/m ²	Ukupno GWh	Ukupno GWh	%	Ukupno GWh	kWh _{top} /m ²	% površine	
Ugostiteljstvo i turizam	419,0	90,0	37,7	7,3	8	3,8	60,0	30,0	48,8
Trgovina	519,0	110,0	57,1	13,3	14,5	18,2	140,0	50,0	88,5
Zdravstvo	709,0	80,0	56,7	10,5	11,5	2,8	80,0	10,0	70,1
Obrazovanje	1166,0	50,0	58,3	11,0	12	4,1	70,0	10,0	73,4
Uprava	3235,0	69,0	222,9	49,3	54	56,6	100,0	35,0	328,8
Ukupno	6048,0		432,7	91,4		85,5			609,6
Udjel [%]			71,0	15,0		14,0			100,0
Specifična potr. kWh/m ²			71,5	15,1		14,1			100,8

Iz tablice 8. je vidljivo da više od pola potrošnje električne energije u uslužnom sektoru Grada Zagreba otpada na upravu. To je i razumljivo s obzirom na status Zagreba kao glavnog grada države (vjerojatno je taj udio kod drugih gradova u Hrvatskoj manji). Ostatak uslužnog sektora rasporedio je podjednako svoje udjele u ukupnoj potrošnji električne energije pa tako

na turizam i ugostiteljstvo otpada 8% potrošnje, trgovinu 14.5%, zdravstvo 11.5% te na obrazovanje 12%.



Slika 10. Udio pojedine kategorije u ukupnoj potrošnji

Vrlo slično stanje je i u potrošnji toplinske energije kojoj je dodana potrošnja električne energije za toplinske namjene. Najveći dio toplinske energije ponovo troši upravni sektor i to 47.6%, zatim slijedi zdravstvo sa 23.1%, obrazovanje sa 15.9%, trgovina sa 7.8% i na kraju ugostiteljstvo i turizam sa 5.6% udjela u ukupnoj potrošnji toplinske energije.

Uzimajući u obzir ukupnu potrošnju energije po pojedinom sektoru dolazimo do podatka da je udio potrošnje toplinske energije u upravnom sektoru 83 %, obrazovanju 87.9%, zdravstvu 91.3%, trgovini 74.9%, te ugostiteljstvu i turizmu 79.4%. Potrošnja toplinske energije u uslužnom sektoru Grada Zagreb dana je tablicom 9.

Tablica 9. Toplinska potrošnja u uslužnom sektoru Grada Zagreba 1998.

Kategorija	Površina	Korisna toplina		Električna en.	Korisna topl.
	000 m ²	MJ/m ²	Ukupno, TJ	TJ	iz fosilnih g., TJ
Ugostiteljstvo i turizam	419	450	188,6	26,4	162,2
Trgovina	519	510	264,7	47,8	216,9
Zdravstvo	709	1100	779,9	37,8	742,1
Obrazovanje	1166	460	536,4	39,6	496,7
Uprava	3235	495	1604,3	177,6	1423,8
Ukupno	6048	557,3	3370,8	329,2	3041,6

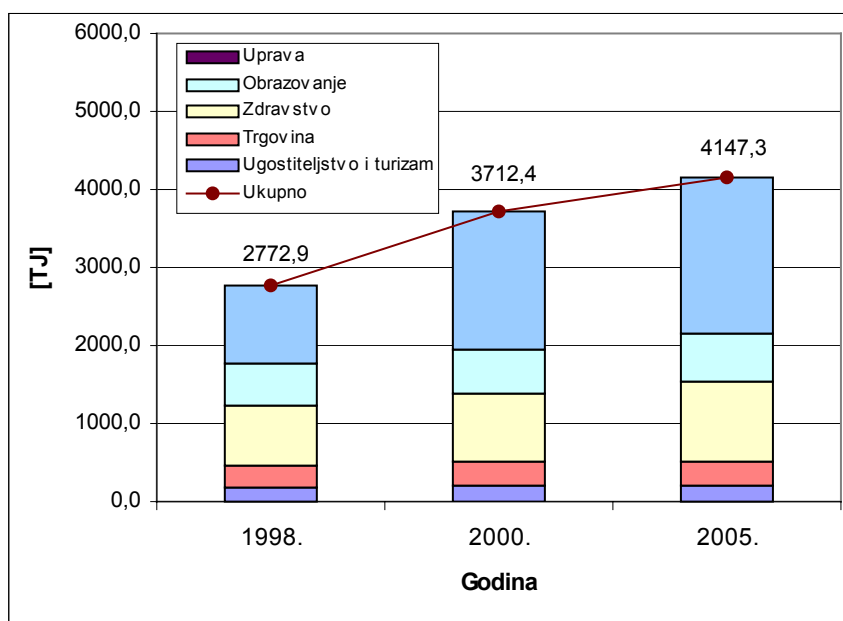
3.6.2. Procjena energetske potrošnje u uslužnom sektoru do 2005. godine.

Za prognozu porasta toplinske potrošnje u uslužnom sektoru utječu promjena ukupne površine pojedinih sektora i promjena specifične toplinske potrošnje. Po podacima iz 1998.

godine najveću specifičnu potrošnju imao je sektor zdravstva dok je najmanju imao sektor ugostiteljstva i turizma. Tablica 10 i slika 11. prikazuju prognozu toplinske potrošnje do 2005. godine.

Tablica 10. Prognoza toplinske potrošnje

	1998			2000			2005		
	Površina 000 km ²	MJ/m ²	Ukupno TJ	Površina 000 km ²	MJ/m ²	Ukupno TJ	Površina 000 km ²	MJ/m ²	Ukupno TJ
Ugostiteljstvo i turizam	419,0	450,0	188,6	493,5	450,0	197,3	489,7	450,0	211,4
Trgovina	519,0	510,0	264,7	602,9	510,0	307,5	602,9	510,0	307,5
Zdravstvo	709,0	1100,0	779,9	796,8	1100,0	876,5	938,2	1100,0	1029,8
Obrazovanje	1166,0	460,0	538,4	1211,8	460,0	557,4	1296,0	460,0	596,0
Uprava	3235,0	495,0	1001,3	3583,3	495,0	1773,7	4045,5	495,0	2002,6
Ukupno	6048,0		2772,9	6688,3		3712,4	7372,3		4147,3

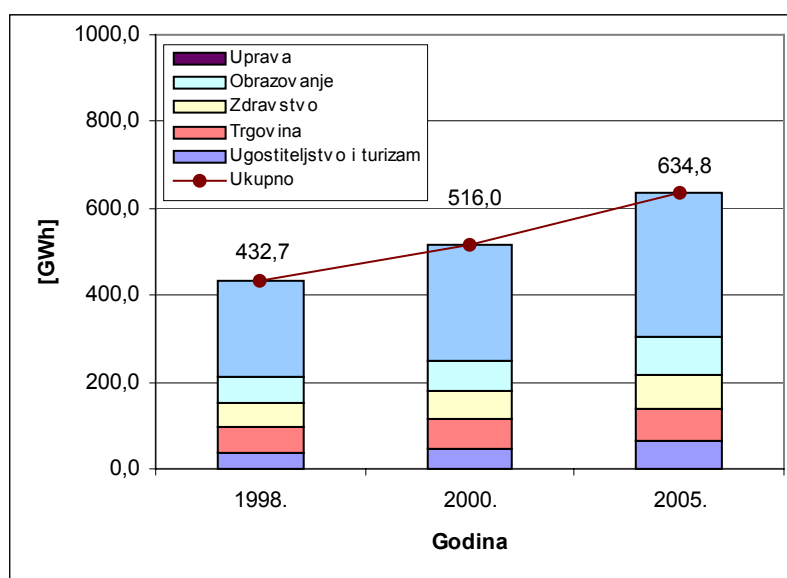


Slika 11. Prognoze toplinske potrošnje

Glavni čimbenici za prognoziranje potrošnje električne energije za netoplinske namjene su kao i kod toplinske energije njena specifična potrošnja i površina objekata u pojedinim sektorima. Prognoza potrošnje električne energije zasnovana je na pretpostavci da će se povećati površine objekata u svim sektorima te da će se povećati specifična potrošnja energije. Ova prognoza dana je tablici 11 i slici 12. Procijene prikazuju da će ukupna potrošnja u svim sektorima narasti za čak 46,7% do 2005. godine. Pritom najveći rast bilježi sektor uprave sa 49,3% dok se najmanji rast od 32% procjenjuje u sektoru trgovine.

Tablica 11. Prognoze potrošnje električne energije

	1998			2000			2005		
	Površina 000 m ²	Netoplnska el. Energija		Površina 000 m ²	Netoplnska el. Energija		Površina 000 m ²	Netoplnska el. Energija	
		kWh/m ²	Ukupno GWh		kWh/m ²	Ukupno GWh		kWh/m ²	Ukupno GWh
Ugostiteljstvo i turizam	419,0	90,0	37,7	439,5	107,0	47,1	469,7	133,0	62,6
Trgovina	519,0	110,0	57,1	602,9	116,0	70,0	602,9	125,0	75,4
Zdravstvo	709,0	80,0	56,7	796,8	80,0	64,1	936,2	86,0	80,6
Obrazovanje	1166,0	50,0	58,3	1211,8	56,0	68,1	1295,6	64,0	83,3
Uprava	3235,0	69,0	222,9	3583,3	74,0	266,7	4045,5	82,0	332,9
Ukupno	6048,0		432,7	6634,3		516,0	7349,9		634,8



Slika 12. Prognoze potrošnje električne energije

3.7. Procjena potencijala za izgradnju malih kogeneracijskih postrojenja u Zagrebu

Procjena potencijala za izgradnju malih kogeneracijskih postrojenja napravljena je na osnovu metodologije i saznanja dobivenih iz literature [14]. Na tim osnovama napravljena je procjena potencijala zasnovana na četiri moguća scenarija. To su:

- Scenarij nastavka dosadašnje energetske politike sa završetkom liberalizacije tržišta do 2010. godine
- Scenarij povišene ekološke svijesti - baziran na dosadašnjoj politici uz dodatne beneficije i poticaje zelenim tehnologijama.

- Deregulirana liberalizacija - nastavak liberalizacije bez inicijative za poticanje i podršku malim decentraliziranim proizvodnim kapacitetima. Ovo je najgori mogući scenarij
- Post Kyoto scenarij – dobici od kogeneracije potpuno su integrirani u troškove tehnologije. Mala kogeneracijska postrojenja postaju ekonomski isplativa. Javljuju se novi i povoljni oblici financiranja. Ovo je najbolji mogući scenarij.

Svaki od navedenih scenarija kreiran je na osnovi različitog utjecaja pojedinih faktora. Utjecajni faktori pri tome mogu biti godišnji broj sati kad je postrojenje u pogonu, kretanje cijena električne energije i goriva, cijena kapitala, kretanje cijene opreme te stupanj tehnološkog razvoja opreme. Osim ovih faktora vrlo značajnu ulogu i ključnu ulogu i utjecaj na razvoj primjene malih kogeneracijskih postrojenja ima i energetska politika te zakonodavni okvir države.

Tablica 12 daje nam procjenu o tome kakva bi mogla biti budućnost primjene malih kogeneracijskih postrojenja u Zagrebu za pojedine scenarije. Mogući korisnici podijeljeni su na one s toplinskom potražnjom do 200 kW kao što bi bili npr. hotel ili zgrada od nekoliko stanova, te na one malo veće s toplinskom potražnjom do 1 MW kao što bi bila npr. bolnica, trgovački centar ili manji industrijski pogon.

Tablica 12. Procjene o broju malih kogeneracijskih postrojenja

Scenarij Vrsta potrošača	Nastavak dosadašnje politike	Povećana ekološka svijet	Post Kyoto	Liberalizacija i deregularizacija
Potrošači s potrebom toplinske snage do 200 kW	Niti jedno postrojenje izgrađeno do 2005.	Nekoliko postrojenja izgrađeno do 2005.	Veći broj postrojenja izgrađen do 2005.	Niti jedno postrojenje izgrađeno do 2005.
Potrošači s potrebom toplinske snage do 1 MW	Nekoliko postrojenja izgrađeno do 2005.	Nekoliko postrojenja izgrađeno do 2005.	Veći broj postrojenja izgrađen do 2005.	Niti jedno postrojenje izgrađeno do 2005.

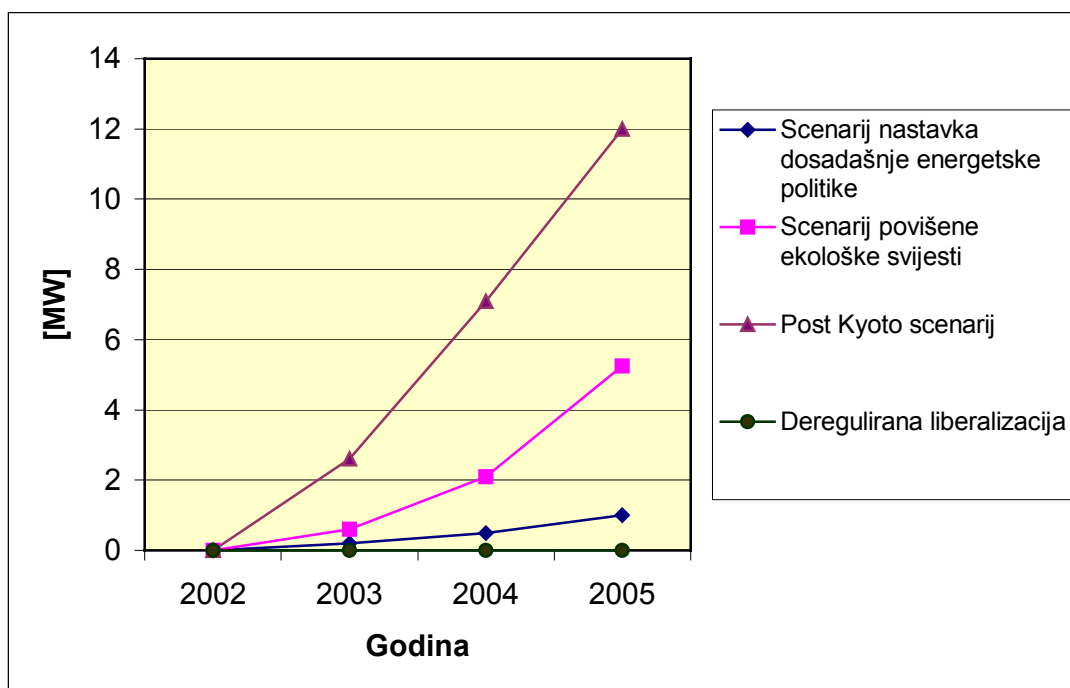
Procjenjuje se da po scenarijima nastavka dosadašnje politike te liberalizacije i deregulacije tržišta ne bi bilo gotovi nikakvog razvoja upotrebe malih kogeneracijskih postrojenja do 2005 u Zagrebu. U ostala dva slučaja procijene ipak pokazuju određeni napredak, osobito kod Post Kyoto scenarija.

Tablica 13. prikazuje procjenu korištenja pojedine tehnologije i goriva. Tako se iz tablice vidi da se kao najčešća alternativa nameće motor s unutrašnjim izgaranjem kao tehnologija te plin kao gorivo. Samo u slučaju vrlo povoljnog scenarija i napretka tehnologije procjenjuje se određeni razvoj upotrebe malih plinskih turbina.

Tablica 13. Procjene o tehnologiji malih kogeneracijskih postrojenja

Scenarij Vrsta potrošača	Nastavak dosadašnje politike	Povećana ekološka svijet	Post Kyoto	Liberalizacija i deregularizacija
Potrošači s potrebom toplinske snage do 200 kW		Motor s unutrašnjim izgaranjem na prirodni plin	Motor s unutrašnjim izgaranjem na prirodni plin	
Potrošači s potrebom toplinske snage do 1 MW	Motor s unutrašnjim izgaranjem na prirodni plin	Motor s unutrašnjim izgaranjem na prirodni plin; plinska turbina	Motor s unutrašnjim izgaranjem na prirodni plin; plinska turbina	

Procjena potencijala za izgradnju novih malih kogeneracijskih postrojenja napravljena je na osnovu vrijednosti koje su procijenjene za srednju i istočnu Evropu [14] te procjene za Hrvatsku [20]. Slika 13. dijagramski pokazuje moguće scenarije razvoja malih kogeneracijskih postrojenja i to u mogućim novoizgrađenim kapacitetima. Iz dijagrama je vidljivo ono što se i pretpostavljalo da su najpovoljniji post Kyoto i scenarij povišene ekološke svijesti. Presudan utjecaj u tome imaju povoljne tarife otkupa električne energije koje uzimaju u obzir ekološke dobitke od malih kogeneracijskih postrojenja.



Slika 13. Procjene razvoja malih kogeneracijskih postrojenja

4. Model mikrokogeneracijskog postrojenja

4.1. Formulacija modela

4.1.1. Strategije vođenja kogeneracijskog postrojenja

Kogeneracijsko postrojenje može biti vođeno na nekoliko načina. Da bi se dobili optimalni rezultati upotrebe kogeneracijskog postrojenja, drugim riječima da bi se maksimalizirale uštede energije i novca, potrebno je razmotriti i usporediti osnovne strategije vođenja kogeneracijskog postrojenja. Opisat ćemo ukratko četiri osnovne strategije [2]:

- a) Pokrivanje toplinskog opterećenja. U ovom slučaju instalirano kogeneracijsko postrojenje daje upravo onoliko topline koliko je potrebno za zadovoljavanje ukupne toplinske potrošnje objekta. Na neki način kogeneracijska jedinica «prati» toplinsko opterećenje. Pritom se eventualni višak proizvedene električne energije isporučuje (prodaje) u mrežu, dok se eventualni manjak električne energije uzima (kupuje) iz mreže.
- b) Pokrivanje potrošnje električne energije. Proizvedena električna energija u ovom slučaju u svakom trenutku odgovara odnosno «prati» potrošnju električne energije objekta kojem kogeneracijsko postrojenje služi kao izvor energije. Ukoliko je toplina proizvedena u kogeneraciji manja od toplinskog opterećenja, manjak topline se nadoknađuje klasičnim kotlom, dok se u slučaju viška proizvedene topline ona ispušta u okoliš.
- c) Mješovito pokrivanje opterećenja. Kod mješovitog pokrivanja postrojenje jedan period vremena pokriva toplinsko opterećenje, dok neki drugi period vremena pokriva električnu potrošnju objekta. Da li će postrojenje raditi na jedan ili drugi način ovisi prije svega o ekonomičnosti rada postrojenja na pojedini način.
- d) Otočni pogon. U svakom trenutku vremena kogeneracijsko postrojenje pokriva i ukupno toplinsko opterećenje i ukupnu potrošnju električne energije objekta. Ovaj način rada zahtijeva dimenzioniranje postrojenja na način da u svakom trenutku postoji dovoljno rezerve električnog i toplinskog kapaciteta za slučaj vršnog opterećenja.

Općenito, strategija pokrivanja toplinskog opterećenja daje najbolji omjer troškova i ušteda energije te na osnovu toga i najbolje financijske performanse [2]. To se posebno odnosi na

stambeni sektor, dok u industrijskom sektoru režim rada kogeneracijskog postrojenja ovisi i o mogućnosti isporuke električne energije iz mreže te sporazumu između vlasnika kogeneracije i lokalnog isporučioaca električne energije (u našem slučaju HEP). Treba reći i da se ponekad optimalni režimi rada kogeneracijskog postrojenja međusobno preklapaju [29].

Na osnovu navedenog, za slučaj stambenog objekta uzetog u obzir u ovom radu, odabrana je strategija pokrivanja ukupnog toplinskog opterećenja. To znači da će postrojenje biti tako dimenzionirano da se sva proizvedena toplina iskoristi, te da ono pokriva najveći dio toplinskih potreba zgrade. U slučaju vršnog toplinskog opterećenja, kada bi potreba za toplinom bila veća od kapaciteta postrojenja uključivao bi se vršni kotao klasičnog tipa koji bi onda zadovoljavao vršne potrebe za toplinskom, energijom pretežno u zimskim mjesecima.

Sumirajući dosadašnje zaključke navest ćemo osnovne karakteristike rada mikrokogeneracijskog postrojenja razmatranog u ovom radu:

- Kogeneracijska jedinica pokrivat će satnu toplinsku potrošnju zgrade tijekom godine
- Postrojenje će biti paralelno spojeno na električnu mrežu te isporučivati odnosno uzimati električnu energiju u slučaju viška, odnosno manjka električne energije.
- Razmatrat će se postrojenje s Diesel, odnosno plinskim motorom s unutrašnjim izgaranjem pa će u skladu s tim kao gorivo trošiti lož ulje, odnosno prirodni plin.

4.1.2. Objekt i njegove dimenzije

Kao objekt razmatranja upotrebe malog kogeneracijskog postrojenja izabrana je stambena zgrada na području Zagreba. Zgrada ima 20 stanova i to po četiri stana po svakoj etaži što čini sveukupno pet etaža. Površine stanova su 65 m² odnosno 85 m² po deset stanova jedne odnosno druge površine. Objekt je pravokutnog tlocrta, dimenzija 17,5×20m, dok je visina objekta 15m.

4.2. Toplinsko opterećenje objekta

4.2.1. Potrebna toplina za grijanje

Postupak proračuna potrebne topline odnosno toplinskih gubitaka u prostoriji normiran je standardom DIN 4701-1983 koji važi i u Republici Hrvatskoj. Po navedenom standardu ukupna potrebna toplina Q_{potr} (standardna potrebna toplina) sastoji se iz dva dijela:

- 1) Transmisijskih gubitaka Q_T – gubici topline kroz obuhvatne površine zidova, prozora odnosno vrata
- 2) Dodatka za infiltraciju zraka Q_V – takozvani ventilacijski gubici

Proračun počinje određivanjem transmisijskih gubitaka prema jednadžbi [30]:

$$Q_T = k \cdot A(\vartheta_1 - \vartheta_2) \quad (1)$$

Gdje je:

A – površina građevinskih elemenata

k – koeficijent prolaza topline

ϑ_1 – Unutrašnja temperatura

ϑ_2 – Vanjska temperatura

Jedan dio zraka iz okoline prodire u prostorije u zgradi iz okoline kroz fuge i procijepa na prozorima, vratima i slično. Zbog različitog utjecaja vjetra i termičkih kretanja kod visokih zgrada, razlikuju se u proračunu toplinskih gubitaka dva osnovna tipa zgrada a to su tzv. šahtni tip i tip zgrade sa katovima. Pošto je naš slučaj tip zgrade sa katovima potrebna toplina za pokrivanje tih ventilacijskih gubitaka računa se prema [30]:

$$Q_V = \varepsilon_{GA} \cdot \sum (a \cdot l) \cdot H \cdot r(\vartheta_1 - \vartheta_2) \quad (2)$$

Gdje je:

ε_{GA} – korekcionni faktor visine

a – faktor propustljivosti (0.6-0.1)

l – dužina fuga i procijepa

H – karakteristika kuće koja uzima u obzir položaj zgrade

r – karakteristična veličina prostorije

Prema [30] ukupno potrebna proračunska toplina za grijanje jedne zgrade dobiva se zbrajanjem vrijednosti transmisijskih i gubitaka svih prostorija dok se vrijednosti ventilacijskih gubitaka zbrajaju samo djelomično pošto sve fasade nisu istodobno izložene vjetru.

Svrha ovog rada nije precizno i potpuno određivanje potrebne topline objekta proračunom već vrijednost potrebne topline zgrade služi kao orijentacijski kriterij za određivanje učina odnosno snage malog kogeneracijskog postrojenja. Zbog toga je potrebna toplina razmatrane zgrade određena orijentaciono i to na način da se cijeli objekt promatrao kao jedna prostorija. Pri tome su u svakom ipak poštovani izrazi iz standarda dok su vrijednosti za koeficijente i karakteristike izvađene iz [30].

Na osnovu takvog orijentacionog proračuna dobiveni su rezultati koji slijede. Potpuni proračun i postupak dan je u dodatku na CD-u.

- Transmisijski gubici: $Q_T=74630$ W
- Ukupni gubici ventilacije: $Q_V=20000$ W
- Ukupna potrebna toplina: $Q_{potr}=Q_T + Q_V =94630$ W

4.2.2. Potrebna toplina za zagrijavanje tople vode

Pri proračunu potrebne topline korištena je metoda po Sanderu koja uzima u obzir faktor istovremenosti φ . Faktor istovremenosti ovisi o broju stanova u zgradi i određuje se na osnovu iskustva. U praksi, on se uzima iz tablice u [30].

Maksimalna potreba za toplinom dobiva se prema Sanderu sljedećim izrazom:

$$Q_{TV} = 10 \cdot \varphi \cdot n \quad (3)$$

Gdje je:

$\varphi=0,4$ – faktor istovremenosti

$n=20$ – broj stanova

Dakle u našoj zgradi potrebna proračunska odnosno maksimalna toplina za zagrijavanje tople vode iznosi:

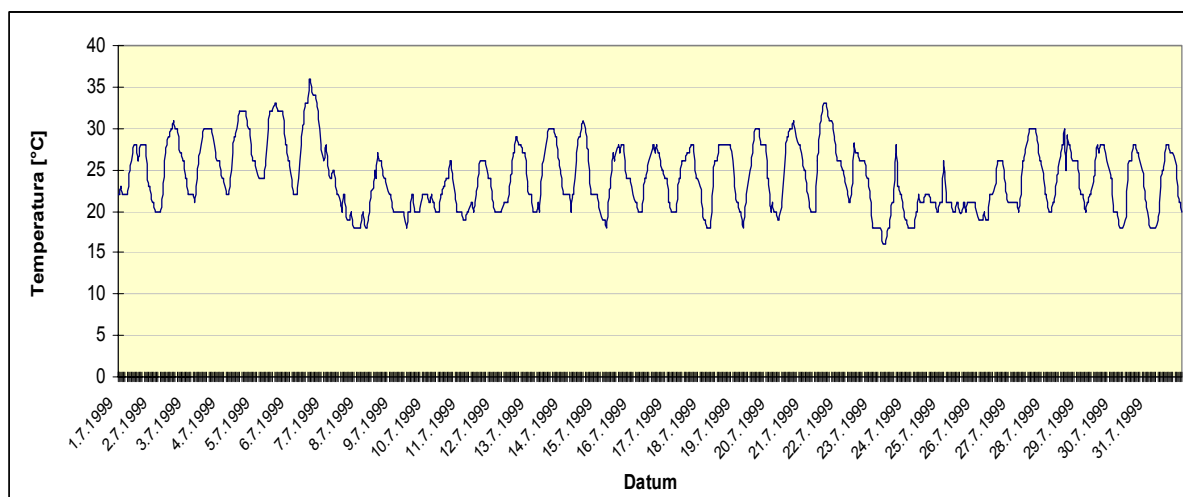
$$Q_{TV}=80 \text{ kW}$$

4.2.3. Satno toplinsko opterećenje objekta

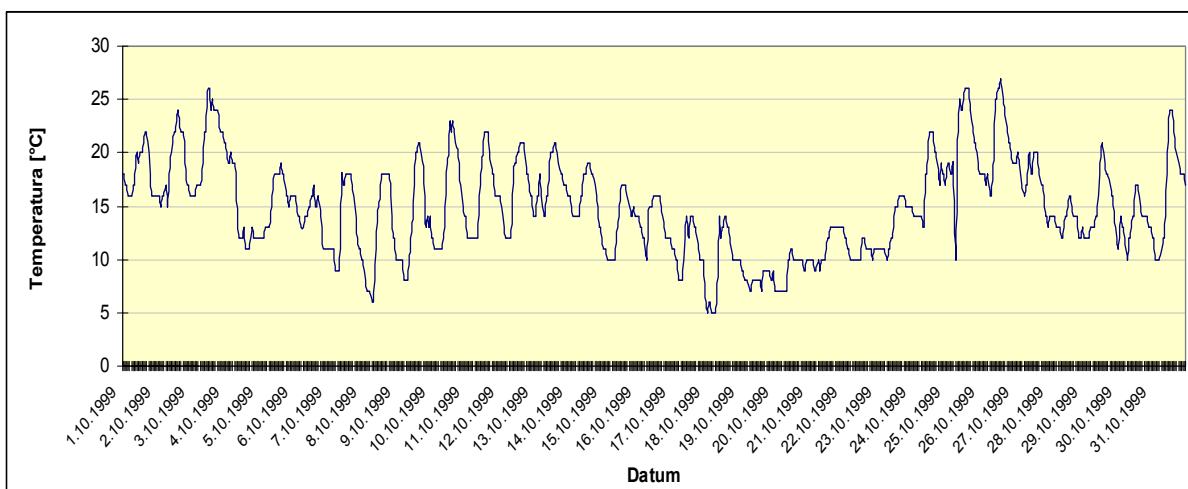
Toplinsko i električno opterećenje objekta funkcije su vremena. Svaki oblik energetske potrošnje, bio on potrošnja energije za grijanje, zagrijavanje sanitarne tople vode ili električne energije, ima svoj dnevni, mjesečni i godišnji satni profil. Zbog stohastičkog karaktera toplinskog opterećenja, odabiranje i dimenzioniranje sistema na osnovu nekih srednjih mjesečnih ili godišnjih opterećenja moglo bi dovesti do grubih pogrešaka i slabe godišnje ukupne iskoristivosti te niskih ušteda energije i novca. U svrhu pravilnog odabira veličine kogeneracijskog postrojenja kao i pravilnog određivanja ekonomskih i tehničkih pokazatelja potrebno je prije svega odrediti krivulju toplinskog opterećenja objekta tokom godine. Da bi se što preciznije odredio dijagram toplinskog opterećenja objekta potrebno je prije toga imati iznose satnih godišnjih temperatura okoline. Pod temperaturama okoline smatraju se temperature izmjerene negdje na području grada Zagreba. To su dakle temperature za svaki sat tokom svih dana u periodu od godine dana, ukupno 8760 vrijednosti. Satne godišnje temperature za razdoblje od 1.6.1999. godine do 1.6.2000. godine izmjerene na području ELTO Zagreb uzete su iz [31].

Iz tih temperatura dobiven je dijagram temperature okoline tijekom perioda od godine dana. Zbog velikog broja podataka koje bi trebalo nanesti na svaku od osi dijagrama nije prikladno dijagram prikazivati u cijelosti. Iz tog razloga bit će prikazani i opisani samo neki karakteristični podaci.

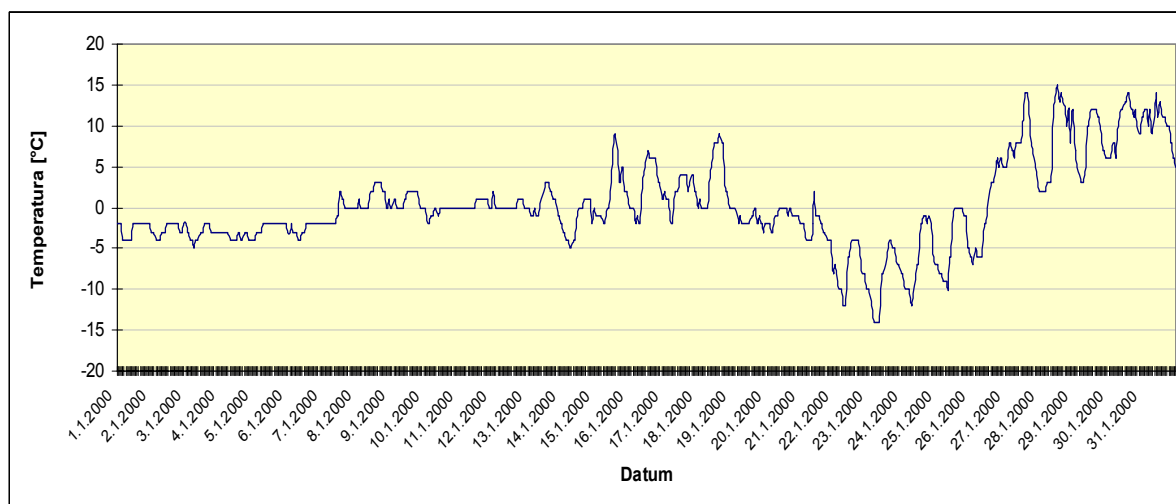
Na slici 15. do 18. prikazani su dijagrami satnih temperatura za srpanj 1999, listopad 1999, siječanj 2000 i travanj 2000. Pošto se svaki od prikazanih mjeseci nalazi u različitom godišnjem dobu, dijagram za svaki od njih dat će nam sliku kako se kreću temperature u Zagrebu tijekom pojedinog godišnjeg doba.



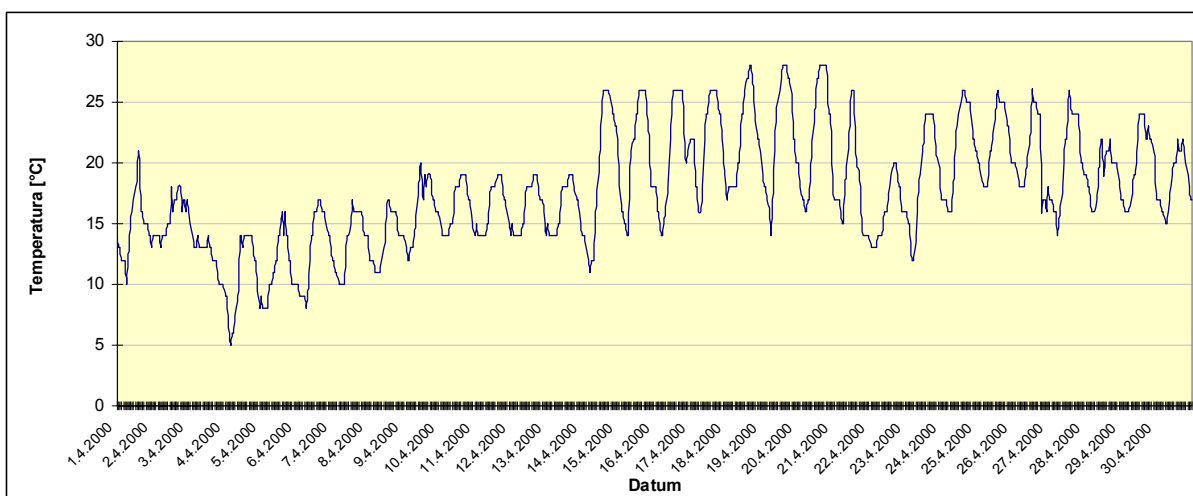
Slika 15. Satne temperature za srpanj 1999.



Slika 16. Satne temperature za listopad 1999.

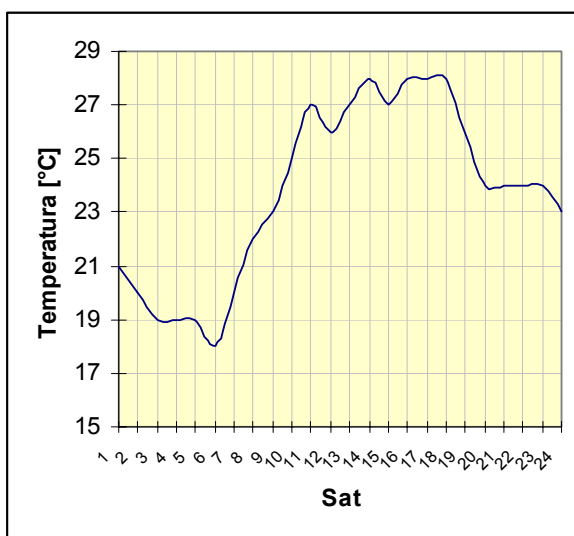


Slika 17. Satne temperature za siječanj 2000.

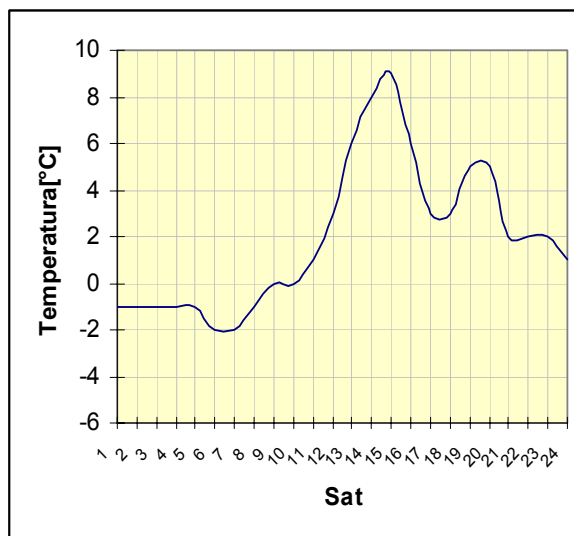


Slika 18. Satne temperature za travanj 2000.

Iz dijagrama je vidljivo da su temperature u Zagrebu poprilično različite s obzirom na godišnja doba. Tako se temperature u srpnju najčešće kreću oko 25°C, u listopadu oko 15°C, u siječnju oko 0°C te u travnju oko 17°C. Pored toga, zamjećuje se da temperature dosta variraju tijekom dana. Tako su temperature noću značajno niže od dnevnih temperatura. Jutarnje temperature pritom redovito dosežu dnevni minimum, dok podnevne ili one malo poslije toga čine dnevni maksimum. Ova pojava posebno je izražena ljeti i u proljeće, dok je manje upadljiva tokom zime i jeseni. Tipične varijacije temperatura za jedan zimski i ljetni dan prikazane su na slikama 19. i 20.



Slika 19. Satne temperature 15.7.1999



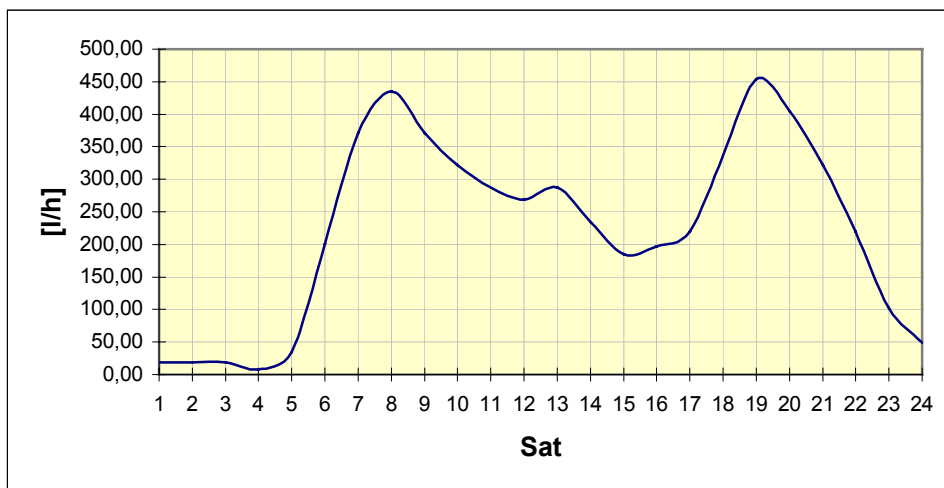
Slika 20. Satne temperature 15.1.2000

Velike se varijacije temperatura i analogno tome varijacije toplinskog opterećenja bilo kroz godinu, bilo tijekom dana, nepovoljno odražavaju na optimalan rad kogeneracijskog postrojenja. Najpovoljniji slučaj režima rada kogeneracijskog postrojenja bio bi naime ujednačen režim rada s malim oscilacijama opterećenja.

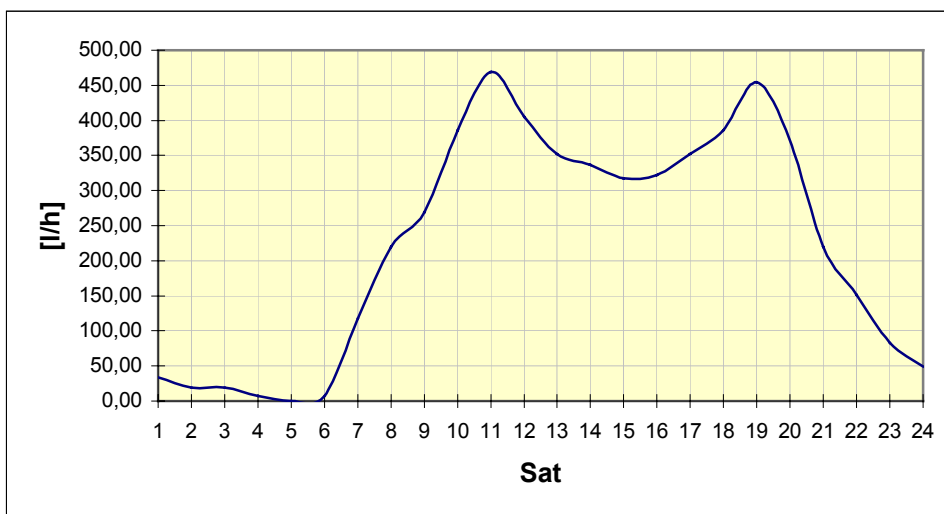
Uz poznavanje satnih temperatura okoline tijekom perioda od godine dana proračunom prema DIN 4701 dobivena je satna krivulja toplinskog opterećenja za grijanje. Pritom je za temperaturu unutar zgrade uzeto 22°C dok su koeficijenti prolaza topline za zidove uzeti po važećim hrvatskim propisima [32]. Proračun i iznosi temperatura dani su u dodatku. Pošto prema izrazima (1) i (2) toplinsko opterećenje raste ili pada proporcionalno razlici temperatura, oblik dijagrama toplinskog opterećenja za grijanje bit će identičan obliku dijagrama satnih temperatura.

Kako je već rečeno, osim potrebne topline za grijanje promatrani objekt ima i potrebu za sanitarnom toplom vodom. To znači da se toplina potrebna za zagrijavanje sanitarne tople vode mora pribrojiti toplini potrebnoj za grijanje zgrade da bi se dobilo ukupno satno

toplinsko opterećenje. Pretpostavljeni satni dijagram potrošnje tople vode ne razlikuje se po mjesecima niti po godišnjim dobima. Jedinu razliku od dana do dana treba uvažiti pri određivanju satne potrošnje tijekom dana u tjednu i dana tijekom vikenda. Vikendom je potrošnja tople vode nešto veća i intenzivnija. Dijagrami potrošnje tople vode tokom dana u tjednu i vikendom dani su na slikama 21. i 22 [33].



Slika 21. Dijagram dnevne potrošnje tople vode objekta-radni dan



Slika 22. Dijagram dnevne potrošnje tople vode objekta-neradni dan

Iz dijagrama je vidljivo da tijekom noći gotovo da i nema potrošnje tople vode. Potrošnja naglo raste između 6h i 11h i uzrokovana je aktivnostima vezanim uz osobnu higijenu. Nakon toga za radnog dana bitno opada dok je vikendom taj pad potrošnje znatno blaži. Uzrok tome treba tražiti u činjenici da stanari zgrade za vikenda ne odlaze na posao i u školu već se duže zadržavaju kod kuće. Potrošnja ponovo raste nakon 16h sve do 19h kada naglo pada. Uzroci povećane potrošnje tople vode navečer gotovo su istovjetni onima ujutro.

Satno toplinsko opterećenje za zagrijavanje potrošne tople vode moguće je dobiti iz izraza:

$$Q_{TV} = m \cdot c_w \cdot \rho \cdot \Delta T \quad (4)$$

Gdje je: m – protok potrošne tople vode tijekom promatranog sata

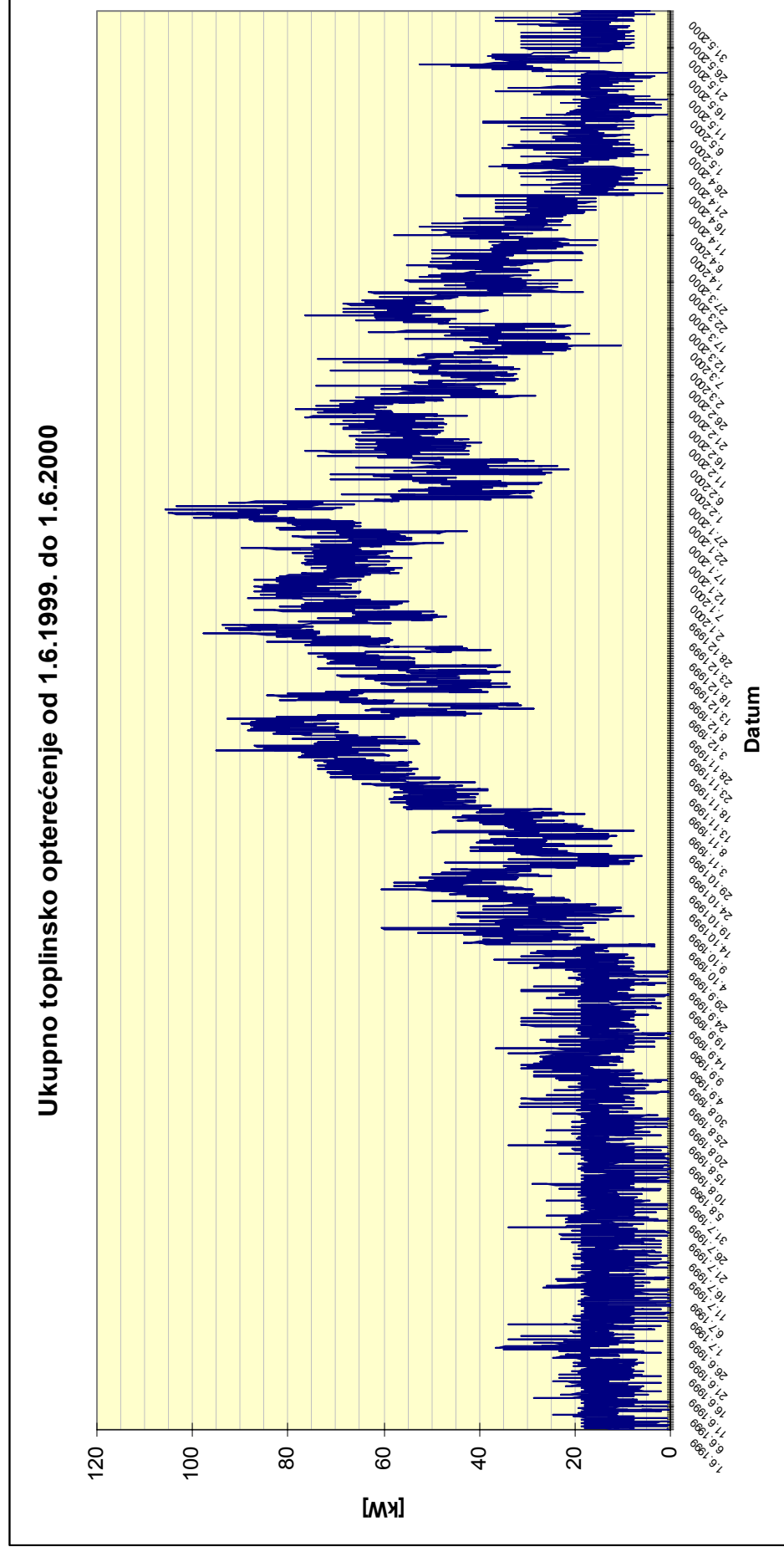
c_w – specifična toplina vode

ρ – gustoća vode

ΔT – razlika temperature na ulazu u spremnik tople vode i izlazu iz njega

Ukupno satno toplinsko opterećenje objekta dobije se zbrajanjem dijagrama satnog toplinskog opterećenja za grijanje i potrošnu toplu vodu. Dobivene vrijednosti za svaki sat tijekom perioda od godine dana prikazane su dijagramom na slici 23.

Iz slike je vidljivo da su srednje vrijednosti toplinskog opterećenja relativno ujednačene tijekom ljetnih mjeseci (krajnja lijeva i desna strana dijagrama). To odražava činjenicu da se potreba za toplinom zgrade odnosi u najvećem dijelu na potrebu za toplom vodom. Tijekom hladnijih mjeseci u godini potreba za toplinom za grijanje višestruko nadmašuje potrebu za toplinom za zagrijavanje potrošne vode. U tim mjesecima je dakle i toplinsko opterećenje najveće te bi kogeneracije većinu zimskih sati trebala raditi punim opterećenjem. Najviša, takozvana vršna opterećenja u ovom primjeru reda su veličine 95-105 kW i pojavljuju se tijekom siječnja.

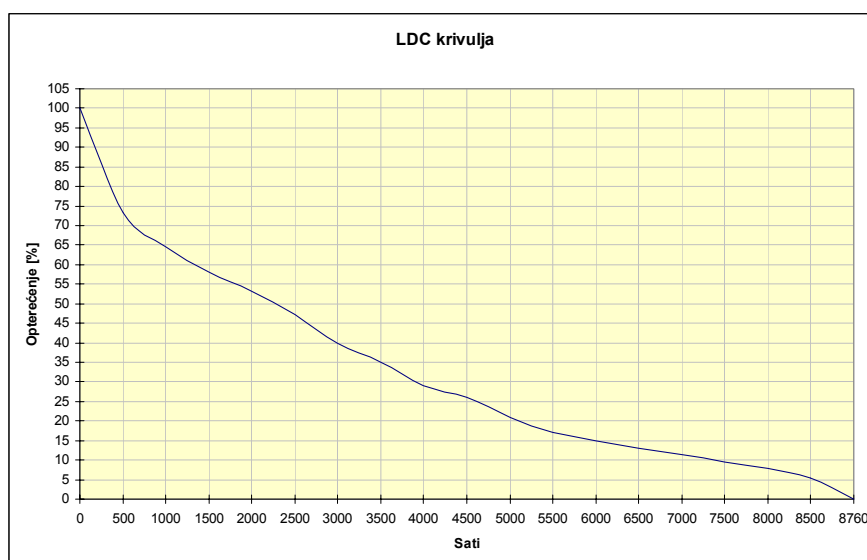


Slika 23. Dijagram ukupnog toplinskog opterećenja tijekom perioda od godine dana

4.3. Mikrokogeneracijsko postrojenje

4.3.1 Krivulja trajanja opterećenja i dimenzioniranje postrojenja

U svrhu određivanja veličine odnosno učina kogeneracijskog postrojenja uputno je izraditi krivulju trajanja opterećenja, takozvanu LDC krivulju (Load Duration Curve). LDC krivulja zapravo prikazuje broj sati tijekom promatranog perioda pri kojima toplinsko opterećenje nadmašuje određeni nivo. Pri konstrukciji LDC krivulje na X-os se nanosi broj sati, dok se na Y-os nanose iznos opterećenja za pojedini broj sati u postocima od maksimalnog toplinskog opterećenja. Krivulja trajanja opterećenja za promatrani objekt od dvadeset stanova u Zagrebu prikazana je na slici 24.



Slika 24. Krivulja trajanja opterećenja – LDC krivulja

Krivulja trajanja opterećenja na prikladan način daje informaciju o baznim toplinskim opterećenjima kao i o trajanju vršnih opterećenja. Iz slike se vidi da je opterećenje od 50% maksimalnog prisutno u nešto više od 2200 sati. Dakle više od 50% toplinskog opterećenja pojavljuje se u samo oko 25% sati tijekom godine. Sa stanovišta dimenzioniranja kogeneracijskog postrojenja to znači da će njegova maksimalna snaga biti bitno manja od maksimalnog opterećenja bilo toplinskog ili električnog. Naime da bi se zadovoljili tehnički i ekonomski kriteriji upotrebe kogeneracijskog postrojenja potrebno je da ono radi maksimalnom snagom više od 2000 sati godišnje [34].

Iz dobivene krivulje trajanja opterećenja preliminarno se može odrediti snaga odnosno učin mikrokogeneracijskog postrojenja. Pošto je ranije navedeno da će režim rada postrojenja u ovom slučaju biti pokrivanje toplinske potrošnje zgrade odabrana snaga postrojenja iznosi:

- toplinska nazivna snaga postrojenja:

$$P_t=35 \quad \text{kW}$$

- odnos toplinske i električne snage za ovakav tip i veličinu kogeneratora:

$$N=0.7$$

- električna nazivna snaga postrojenja:

$$P_e = P_t \cdot N \quad (5)$$

$$P_e=24,5 \quad \text{kW}$$

Prema LDC krivulji ovo postrojenje radit će oko 3500 sati godišnje punom snagom. Za pokrivanje opterećenja manjeg od 35 kWt postrojenje će morati raditi u režimu rada djelomičnog opterećenja.

4.3.2. Funkcionalna shema i način rada postrojenja

Pošto je odabrana nazivna snaga kogeneracijskog postrojenja od 35 kWt puno manja od maksimalnog toplinskog opterećenja koje se pojavilo kroz promatrani period, da bi se pokrila vršna toplinska opterećenja potrebno je ugraditi vršni kotao koji će ih pokrivati. Sveukupni učin postrojenja sada je jednak zbroju nazivne snage kogeneracijskog postrojenja i nazivne snage vršnog kotla. Iz slike 21. i 22. se vidi da je maksimalno toplinsko opterećenje tijekom promatranog perioda dosegalo iznos od 105 kW. Iz izraza (1) dobiveno je da je maksimalno proračunsko toplinsko opterećenje za grijanje zgrade nekih 95 kW dok je iz izraza (4) dobiveno maksimalno toplinsko opterećenje za zagrijavanje sanitarne tople vode od 80kW. Teoretski, moguć je slučaj istovremenog maksimalnog toplinskog opterećenja i za grijanje i za toplu vodu. To bi značilo da bi ukupno toplinsko opterećenje u tom trenutku bilo $95+80=175$ kWt. Takav se slučaj, međutim nije desio u promatranom vremenskom periodu.

Zadataća projektanta kogeneracijskog postrojenje je da s jedne strane zadovolji toplinske potrebe objekta, a s druge strane da dimenzionira i optimizira sve dijelove postrojenja da bi ono radilo u prihvatljivom tehničkom i ekonomskom režimu. Sa stanovišta povoljnog režima rada postrojenja već je spomenuto da nije povoljno kada ono radi u režimu čestog variranja snage ili prečestog uključivanja i isključivanja. S obzirom da je toplinsko opterećenje promatranog objekta izrazito promjenljivo, pribjeglo se ugradnji spremnika tople vode za grijanje i sanitarnu toplu vodu koji bi na neki način izravnavao krivulju režima rada postrojenja. Višak toplinske energije u određenom trenutku spremao bi se u spremnik, dok bi

se u slučaju manjka topline sistem opskrbljivao pohranjenom energijom u spremniku. Ugradnja spremnika doprinosila bi i smanjenju investicijskih troškova jer pravilnim dimenzioniranjem spremnika ne bi bilo potrebe za prevelikom učinkom vršnog kotla. Za ovaj slučaj izabran je kapacitet spremnika od 80 kWh. Ovaj iznos je izabran na temelju zahtjeva da njegov kapacitet može podnesti sat vremena punog toplinskog opterećenja[30]. Volumen spremnika možemo dobiti iz izraza [30]:

$$V_s = \frac{C}{c \cdot (t_0 - t_u)} \cdot b \quad (6)$$

$$V_s = 2300 \text{ l}$$

gdje je:

$C = 80 \text{ kWh} = 288000 \text{ kJ}$ – kapacitet (akumulirana količina topline) spremnika

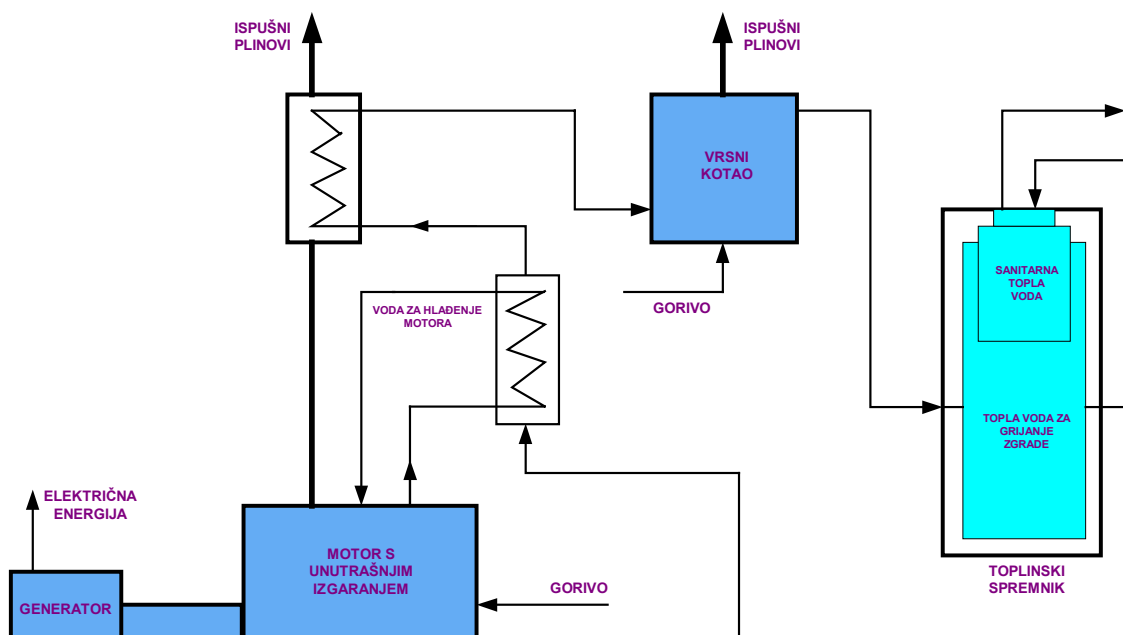
$c_w = 4.2 \text{ kJ/kgK}$ – specifična toplota vode

$t_0 = 60^\circ\text{C}$ – srednja najviša temperatura vode u spremniku

$t_u = 25^\circ\text{C}$ – dozvoljena najniža temperatura u spremniku

$b = 1.1 \dots 1.2$ – faktor dodatka zbog mrtvog prostora ispod grijane površine spremnika

Spremnik se zapravo sastoji od dva manja spremnika, onog za vodu potrebnu za grijanje i onog za sanitarnu toplu vodu. Tako sada imamo sistem koji se sastoji od tri glavne komponente, kogeneratorske jedinice nazivne snage 35 kWt odnosno 24,5 kWe, vršnog kotla učina 90 kWt i spremnika tople vode kapaciteta 80 kWh. Funkcionalna shema ovakvog postrojenja dana je na slici 25.



Slika 25. Funkcionalna shema postrojenja

Motor s unutrašnjim izgaranjem pogoni generator električne energije pri čemu je električna iskoristivost sistema 35%. Jedna trećina toplinske energije dobivene iz goriva kod motora je sadržana u dimnim plinovima temperature oko 540 °C. Osjetna toplina dimnih plinova prelazi na vodu u izmjenjivaču topline ili kako se još kaže kotlu na dimne plinove. Drugi dio od oko 85-90% iskoristive energije kod ovakvih kogeneracijskih sistema prenosi se rashladnim sustavom motora preko izmjenjivača topline, na vodu koja cirkulira u sistemu grijanja objekta.

Neki veći kogeneracijski sistemi s motorom na unutrašnje izgaranje koriste i toplinu ulja za podmazivanje. Taj način iskorištenja topline se koristi rijetko a za ovako malene snage kogeneracijskih postrojenja gotovo nikada.

4.3.3. Režim rada postrojenja

Na osnovu odabrane nazivne snage kogeneracijskog postrojenja iz LDC krivulje toplinskog opterećenja očitano je da će postrojenje raditi oko 3500 sati pod punim opterećenjem, dok će se manja opterećenja pokrivati variranjem snage tj. djelomičnim opterećenjem. Ugradnja spremnika topline rezultirat će ravnomjernijim radom kogeneratora, međutim niti ona nije u stanju potpuno eliminirati potrebu da postrojenje relativno često mora mijenjati intenzitet rada odnosno snagu u danom trenutku. Optimalizacija režima rada u takvim uvjetima vrlo je

komplikirana i zahtjevna zadaća i njena detaljna razrada uvelike nadilazi okvire i mogućnosti ovog rada. Iz tog razloga pri određivanju režima rada postrojenja pokušalo se na relativno jednostavan način definirati kojom bi toplinskom snagom postrojenje trebalo raditi u pojedinom satu, da bi uspješno pokrilo satno toplinsko opterećenje objekta tijekom godine.

Da bi se što preciznije definirao režim rada kogeneracijskog postrojenja polazi se s nekoliko pretpostavki:

- Kogenerator, odnosno motor s unutrašnjim izgaranjem iz tehničkih razloga može raditi s 50% i više nazivne snage.
- Omjer električne i toplinske snage kogeneratora uzima se za sve razine snage isti i to 0.7
- Koeficijent iskoristivosti ili efikasnost spremanja odnosno uzimanja toplinske energije iz toplinskog spremnika konstantna je i iznosi 0.9

Uzimanjem u obzir ovih pretpostavki definirane su razine snage kojima će postrojenje raditi. To bi značilo da će kogeneracijsko postrojenje, uz eventualno spremanje ili oduzimanje energije iz toplinskog spremnika, pokrivati cjelokupni raspon toplinskog opterećenja od 0 kWt do 35 kWt i to u razinama snage od 19 kWt, 23 kWt, 28 kWt i 35 kWt ovisno o razini toplinskog opterećenja i napunjenosti toplinskog spremnika u konkretnom satu rada. U slučajevima kada bi opterećenje nadmašivalo 35 kWt a akumulirana energija bila ispod 60% kapaciteta spremnika, uključivao bi se vršni kotao i na taj način zadovoljavao toplinske potrebe objekta u pojedinom satu. U dodatku na CD-Romu može se pogledati MS Excel datoteka pod nazivom MicroCOGEN u kojoj je ovakav model napravljen.

4.4. Proizvodnja električne energije na kogeneracijskom postrojenju

U kogeneracijskoj tehnici za proizvodnju električne energije koriste se dva tipa generatora i to:

- sinkroni generator
- asinkroni generator

Ti uređaji mogu raditi:

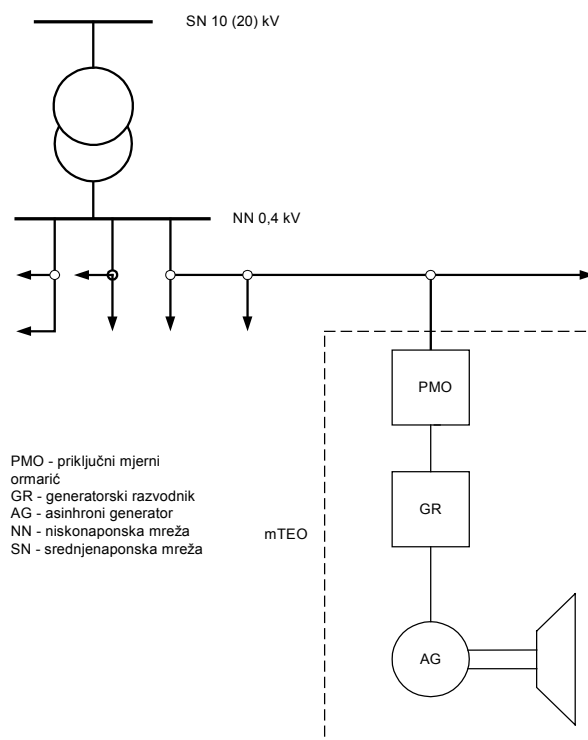
- paralelno s elektroenergetskim sustavom
- izdvojeno (otočni pogon)

- izdvojeno ili paralelno s elektroenergetskim sustavom

Prema elektroenergetskoj snazi kogeneratora, te uz uvažavanje karakteristika elektroenergetske mreže određuje se i način priključenja kogeneracijskog postrojenja na mrežu. Na osnovu toga postrojenja možemo podijeliti na [35]:

- jedinice do 100 kVa
- jedinice od 100 kVa do 5000 kVA

Kogeneracijsko postrojenje razmatrano u ovom radu spada u prvu od ovih skupina i u pravilu se priključuje na niskonaponsku mrežu i to izravno na niskonaponski vod. Treba još reći da se za kogeneracijska postrojenja snaga manjih od 100 kVA u pravilu koriste asinkroni generatori.



Slika 26. Shema priključenja kogeneratora na niskonaponsku mrežu

Već je prije definirano da će kogeneracijsko opterećenje u ovom slučaju raditi paralelno s mrežom i isporučivati odnosno uzimati električnu energiju iz mreže. Kod paralelnog rada s elektroenergetskim sustavom niti u jednom trenutku ne smije biti ugrožena opskrba objekta električnom energijom kao ni djelovanje bilo kojeg uređaja u sustavu. Da bi se to osiguralo potrebno je imati sustav automatske regulacije i vođenja postrojenja.

4.4.1. Potrošnja električne energije

Kao i toplinsko opterećenje, električna potrošnja zgrade je funkcija vremena. Satni profil potrošnje električne energije tijekom perioda od godine dana lakše je odrediti u usporedbi s određivanjem toplinskog opterećenja. Potrošnja električne energije je naime tijekom godine uglavnom uniformna jer ne ovisi o temperaturnim oscilacijama. To naravno vrijedi u slučaju da objekt ne troši električnu energiju za grijanje već samo za rasvjetu i pogon raznih kućanskih aparata. Takva pretpostavka svakako vrijedi u ovom slučaju. Razlike u satnom profilu potrošnje električne energije zgrade svode se zapravo na razlike u dnevnim profilima između dana u tjednu i vikenda. Također, postoje određene varijacije u profilu potrošnje između godišnjih doba, međutim one su dovoljno male da bi se mogle zanemariti u ovom slučaju.

Na osnovu do sada navedenih pretpostavki formiran je godišnji satni profil odnosno dijagram potrošnje električne energije za zgradu od dvadeset stanova. Da bi to bilo moguće, prije svega trebalo je na neki način odrediti satnu potrošnju električne energije tijekom tjedna. Nakon toga je takav profil uzet za cijeli period od godine dana, dakle za 52 uzastopna tjedna. Satni profil potrošnje električne energije kućanstava kroz tjedan dobiven je iz [36]. Profil potrošnje je univerzalan jer sadrži jedinične vrijednosti, odnosno omjer trenutne satne snage i vršne snage koju objekt potražuje tijekom svakog sata u tjednu. Pritom se za proračun vršne proračunske snage objekta sa n stanova koristi izraz [36]:

$$P_n = P_1 \cdot (0,17 \cdot n + 0,83 \cdot \sqrt{n}) \quad (7)$$

Gdje je:

$n=20$ – broj stanova u objektu

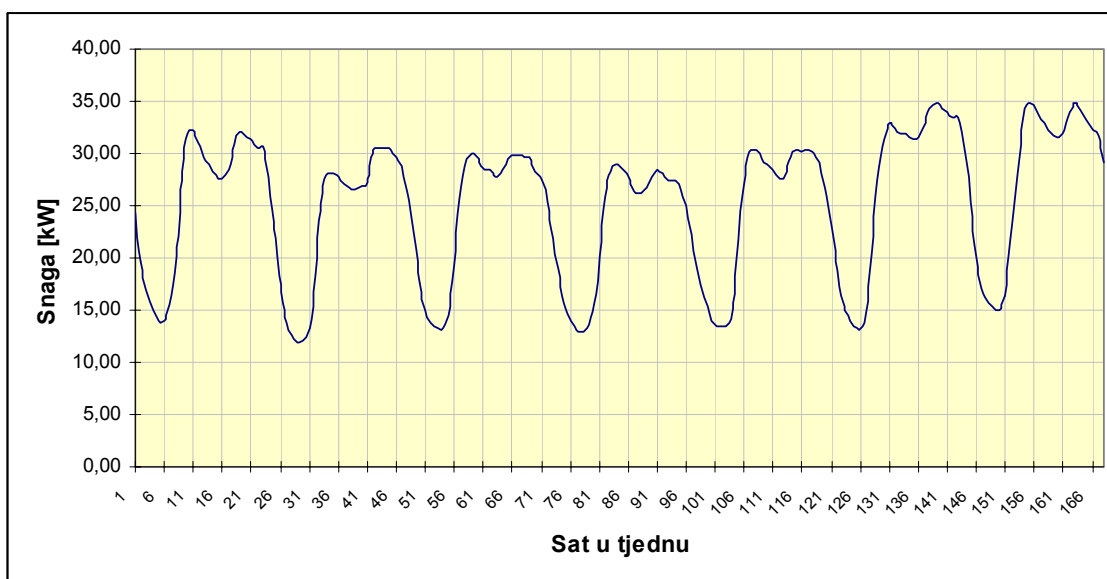
$P_1=1,5 \text{ kW}_e$ –vršna proračunska snaga jednog kućanstva ili stana

Iz navedenog slijedi:

$$P_n=10,67 \quad \text{kW}$$

Ovdje treba reći da vršna proračunska snaga kućanstva P_1 nije i maksimalna odnosno vršna snaga koju kućanstvo teoretski može postići. Zbog toga, njena vrijednost nije dobivena na način da se odredi maksimalna snaga trošila u jednom kućanstvu već je procijenjena tako da ukupna godišnja potrošnja električne energije u po kućanstvu objekta bude približno jednaka prosječnoj potrošnji električne energije u kućanstvima Grada Zagreba [28].

Satni profil potrošnje električne energije za naš objekt prikazan je na slici 27.



Slika 27. Satni profil potrošnje električne energije tijekom tjedna

Vršna snaga koju zahtjeva potrošnja električne energije zgrade kako se vidi veća je od nazivne snage kogeneratora koja iznosi 24,5 kWe. To znači da će zgrada određenim satima morati kupovati električnu energiju. To potvrđuje i odabrana strategija vođenja postrojenja prema toplinskom opterećenju. S druge strane pokrivanje toplinskog opterećenja uzrokovat će zasigurno i određen višak električne energije i to osobito u zimskim mjesecima kada postrojenje uglavnom radi maksimalnom snagom.

4.4.2. Izračun viška odnosno manjka električne energije kroz godinu

Determiniranjem dijagrama satnog toplinskog opterećenja objekta tijekom perioda od godine dana i dimenzioniranjem kogeneracijskog postrojenja omogućeno je određivanje režima rada kogeneracijskog postrojenja. Na taj način pokušalo se što realnije simulirati rubne varijable pogona postrojenja. Iz režima rada postrojenja to jest iz informacije o toplinskoj snazi koju postrojenje postiže tijekom pojedinog sata može se na jednostavan način odrediti količina isporučene toplinske energije tokom dotičnog sata:

$$Q_t = \int_t^{t+1} P_t dt \quad (8)$$

gdje je P_t snaga kojom postrojenje radi tijekom pojedinog sata dok je t period od sat vremena.

Uz već prethodno definirani omjer toplinske i elektroenergetske snage, te kombinacijom izraza (5) i (8) dobiva se električna energija koju postrojenje proizvede tokom promatranog sata:

$$Q_{e.proizvedeno} = Q_t \cdot 0,7 \quad (9)$$

Zbrajanjem proizvodnje električne energije u svakom satu kroz period od godine dana dobivamo iznos ukupno proizvedene električne energije u navedenom periodu:

$$Q_{e.uk.proizvedeno} = \sum Q_{e.proizvedeno} \quad (10)$$

Da bi se odredio višak odnosno manjak električne energije u pojedinom satu potrebno je dakako poznavati i satnu potrošnju. Iz definiranog profila potrošnje električne energije, modificiranjem izraza (8) dobija se potrošnje električne energije objekta u kWh u pojedinom satu.

$$Q_{e.potrošeno} = \int_t^{t+1} P_{e.potrošeno} dt \quad (11)$$

Ukoliko je u pojedinom satu proizvedeno više energije nego što je potrošeno, višak energije koji će se isporučiti u mrežu iznosi:

$$Q_{e.višak} = Q_{e.proizvedeno} - Q_{e.potrošeno} \quad (12)$$

Ukoliko je pak u pojedinom satu proizvedeno manje energije nego što je potrošeno, manjak energije koji će se uzeti iz mreže iznosi:

$$Q_{e.manjak} = Q_{e.potrošeno} - Q_{e.proizvedeno} \quad (13)$$

Ukupna potrošnja električne energije kroz period od godine dana iznosi:

$$Q_{e.uk.potrošeno} = \sum Q_{e.potrošeno} \quad (14)$$

Dok ukupni višak, odnosno manjak električne energije kroz period od godine dana iznosi:

$$Q_{e.uk.višak} = \sum Q_{e.višak} \quad (15)$$

$$Q_{e.uk.manjak} = \sum Q_{e.manjak} \quad (16)$$

Brojčani iznosi ovih kategorija dobiveni su zbrajanjem satnih podataka u μ COGEN:

$$Q_{e.uk.potrošeno} = 61421,01 \quad \text{kWh}$$

$$Q_{e.uk.proizvedeno} = 144493,3 \quad \text{kWh}$$

$$Q_{e.uk.višak} = 91336,36 \quad \text{kWh}$$

$$Q_{e.uk.manjak} = 8264,07 \quad \text{kWh}$$

Unutar ovog konteksta vrijedi i jednadžba:

$$Q_{e.uk.potrošeno} = Q_{e.uk.proizvedeno} + Q_{e.uk.manjak} - Q_{e.uk.višak} \quad (17)$$

Iz nje međutim nije bilo moguće odrediti iznos ukupnog viška odnosno manjka električne energije bez prethodnog izračuna viška odnosno manjka za svaki pojedini sat te njihovog naknadnog zbrajanja kroz period od godine dana.

4.5. Potrošnja goriva

4.5.1. Potrošnja goriva u kogeneracijskom postrojenju

Naslov ovog rada jest “Mikrokogeneracijsko postrojenje s Diesellovim motorom”. Iz toga slijedi da je gorivo korišteno u ovom kogeneracijskom postrojenju Diesel gorivo ili ekstra lako loživo ulje. Kako je pak prirodni plin češće zastupljen kao gorivo za ovakvu vrstu postrojenja a uz to je i lako dostupan na području Grada Zagreba, i on će biti razmatran kao moguća alternativa.

Da bi se mogla odrediti količina goriva koju postrojenje troši potrebno je uz poznavanja donje ogrjevne vrijednosti goriva poznavati i koliki dio goriva se u kogeneracijskom postrojenju korisno utroši. Drugim riječima potrebno je poznavati stupanj efikasnosti postrojenja. Prema većini izvora danas se smatra da je električni stupanja iskoristivosti kogeneracijskog postrojenja ovog tipa oko 35%, dok je toplinski stupanj iskoristivosti oko 55%. Zbrajanjem te dvije vrijednosti dobivamo ukupni stupanj iskoristivosti kogeneracijskog postrojenja od:

$$\eta_{kog}=0,9 \text{ ili } 90\%$$

Dakle devedeset posto energije unesene gorivom u kogeneracijsko postrojenje bit će korisno utrošeno. Ostalih deset posto čini gubitke. Na njih otpadaju gubici u generatoru, mehanički i toplinski gubici postrojenja te gubici osjetne topline dimnih plinova.

Godišnja potrošnja goriva kogeneratora računa se po izrazima:

$$\text{za ekstra lako lož ulje} \quad V_{EL} = \frac{Q_{e.uk.proizvedeno} + Q_{th.uk}}{H_{d.EL} \cdot \eta_{kog}} \cdot 3600 \quad (18)$$

$$V_{EL}=31634,4 \quad \text{kg/god}$$

$$\text{za plin} \quad V_{pl} = \frac{Q_{e.uk.proizvedeno} + Q_{th.uk}}{H_{d.pl} \cdot \eta_{kog}} \cdot 3600 \quad (19)$$

$$V_{pl} = 38603,03 \quad \text{m}^3/\text{god}$$

gdje je:

$Q_{th.uk}$ - ukupna toplinska energija koju daje kogenerator tijekom godine

$H_{d.EL}=42710$ kJ/kg – donja ogrjevna vrijednost ekstra lakog lož ulja

$H_{d.pl}=35000$ kJ/kg – donja ogrjevna vrijednost prirodnog plina

Pošto se u ovom slučaju pokrivanje vršnih opterećenja obavlja pogonom vršnog kotla, njegova potrošnja iznosi:

$$\text{za ekstra lako lož ulje} \quad V_{EL.vršno} = \frac{Q_{th.vršno}}{H_{d.EL} \cdot \eta_{kot}} \cdot 3600 \quad (20)$$

$$V_{EL.vršno}=9065,2 \quad \text{kg/god}$$

$$\text{za plin} \quad V_{pl.vršno} = \frac{Q_{th.vršno}}{H_{d.pl} \cdot \eta_{kot}} \cdot 3600 \quad (21)$$

$$V_{pl.vršno}=11062,9 \quad \text{m}^3/\text{god}$$

gdje je:

$Q_{th.vršno}=96800$ kWh – godišnji iznos topline koju daje vršni kotao

$\eta_{kot}=0,9$ – efikasnost vršnog kotla

4.5.2. Potrošnja goriva u slučaju odvojene opskrbe električne i toplinske energije

U slučaju odvojene opskrbe električne i toplinske energije, za grijanje objekta koristio bi se klasični kotao za centralno grijanje a električna energija bi se kupovala iz mreže. Tada se potrošnja goriva svodi na potrošnju kotla za centralno grijanje.

Godišnja potrošnja goriva u tom slučaju biva:

$$\text{za ekstra lako lož ulje} \quad V_{EL.kot} = \frac{Q_{th}}{H_{d.EL} \cdot \eta_{kot}} \cdot 3600 \quad (22)$$

$$V_{EL.kot}=26870,33 \quad \text{kg/god}$$

$$\text{za plin} \quad V_{pl.kot} = \frac{Q_{th}}{H_{d.pl} \cdot \eta_{kot}} \cdot 3600 \quad (23)$$

$$V_{pl.kot}=32718,48 \quad \text{m}^3/\text{god}$$

gdje je:

Q_{th} – ukupna godišnja potrebna toplina

4.5.3. Razlika u potrošnji goriva zbog primjene kogeneracije

Ukupna potrošnja goriva u slučaju primjene kogeneracijskog postrojenja jednaka je zbroju potrošnje kogeneratora i vršnog kotla.

Tako za ekstra lako lož ulje vrijedi:

$$V_{EL} + V_{EL.vršno} = 40700,21 \quad \text{kg/god}$$

Dok za prirodni plin vrijedi:

$$V_{pl} + V_{pl.vršno} = 49665,89 \quad \text{m}^3/\text{god}$$

Razlika u potrošnji goriva između slučaja primjene kogeneracije i slučaja odvojene opskrbe energije iznosi:

$$\text{za ekstra lako lož ulje} \quad V_{EL.razlika} = (V_{EL} + V_{EL.vršno}) - V_{EL.kot} = 13829,9 \quad \text{kg/god}$$

$$\text{za prirodni plin} \quad V_{pl.razlika} = (V_{pl} + V_{pl.vršno}) - V_{pl.kot} = 16876,4 \quad \text{m}^3/\text{god}$$

Primjena kogeneracijskog postrojenja dakle rezultira povećanjem potrošnje goriva od gotovo pedeset posto. Proporcionalno tome rastu i troškovi kupovine goriva. Na ovom mjestu se postavlja pitanje da li vrijednost proizvedene električne energije u kogeneratoru nadmašuje vrijednost dodatno utrošenog goriva. Načelan odgovor je pozitivan. U kojem obimu i koliko je ta vrijednost veća jedno je od ključnih pitanja na koje ovaj rad želi odgovoriti. Odgovor na to i slična pitanja pokušat će se dati u sljedećem poglavlju.

5. Ekonomska analiza

5.1. Analiza troškova

5.1.1. Cijene i tarife za energiju

Da bi se definirao godišnji iznos ušteda zbog vlastite proizvodnje električne energije treba prije svega definirati cijenu električne energije koja se kupuje iz mreže te cijenu po kojoj bi se eventualni višak proizvedene električne energije isporučivao u mrežu.

Cijena električne energije određena je na temelju Tarifnog sustava koji predlaže HEP, a donosi Vlada Republike Hrvatske. Tarifni sustav odnosno cijene električne energije po kategorijama potrošnje za krajnje potrošače dane su u tablici 14. Ovo su cijene po kojima HEP prodaje električnu energiju [27].

Tablica 14. Cijene električne energije

Tarifni stavovi za kupce na niskom naponu – kategorija Kućanstva						
Obračunski element	TARIFNE STAVKE		NISKI NAPON			
	Jedinica mjere	Dnevni	Kućanstva			
			Plavi	Bijeli	Narančasti	Crni
Snaga	kn/kW		-	-	-	-
Radna energija	kn/kWh	VT	0,60 (0,73)	0,64 (0,78)	0,81 (0,99)	0,28 (0,34)
		NT	-	0,32 (0,39)	-	0,28 (0,34)
Jalova energija	kn/kvarh		-	-	-	-
Stalna mjesečna naknada	kn/mj		15,00 (18,30)	15,00 (18,30)	-	5,00 (6,10)

NAPOMENE:
 1. Raspored dnevnih tarifa:
 zimsko računanje vremena: VT od 06-22 sata, NT od 22-06 sati;
 ljetno računanje vremena: VT od 07-23 sata, NT od 23-07 sati
 2. Iznosi u zagradama izraženi su sa PDV-om, zaokruženi na dvije decimale

Za ovaj slučaj uzet će se najjednostavniji, jednotarifni, plavi model obračuna godišnjeg troška objekta za električnu energiju, dok će se objekt kao kategorija potrošnje pri obračunu uzimati pod “kućanstva”. Po tom modelu cijena električne energije koja se kupuje iz elektroenergetske mreže iznosi 0,60 kn/kWh, dok stalna mjesečna naknada iznosi 15kn po kućanstvu. Cijena otkupa električne energije u mrežu od strane HEP-a definirana je odlukom upravnog odbora HEP-a od 28. siječnja 1994. godine za male energane na fosilna goriva, biomasu i diesel elektrane kao 70% prosječne prodajne cijene. Prosječna prodajna cijena električne energije krajnjim korisnicima prema [37] iznosila je do do rujna 2002, odnosno do donosenja novog tarifnog sustava 0.4794 kn/kWh. Kako je u vrijeme pisanja ovog rada prošlo premalo vremena od donosenja novog tarifnog sustava, informacija o novoj prosječnoj

prodajnoj cijeni nije bila dostupna. Zbog toga se kao osnova za racunanje otkupne cijene elektricne energije iz mikrokogeneracijskog postrojenja uzela cijena od 0,60 kn/kW definirana u vazecim tarifnim sustavom. U budućnosti je za očekivati podizanje ovih otkupnih cijena za 10-15 posto [37].

Kretanje INA-inih cijena naftnih derivata dane su u tablici 15. Tablica daje kretanje cijena tijekom 2002. godine i njihov prosjek tokom istog perioda. Za ovaj projekt mikrokogeneracijskog postrojenja relevantan je podatak o cijeni ekstra lakog lož ulja za grijanje.

Tablica 15. Cijene naftnih derivata

Datum	MB-98	BMB-91	BMB-95	BMB-98	DG	DG-PLAVI	DG-EURO	LUEL
01.01.02.	6,45	5,7	5,83	6,26	4,81	2,49	5,1	2,61
16.01.02.	6,68	5,92	6,06	6,39	5,01	2,56	5,22	2,69
01.03.02.	6,68	5,92	6,06	6,39	5,01	2,56	5,22	2,62
16.03.02.	7,02	6,24	6,4	6,75	5,19	2,56	5,34	2,75
Prosjek	6,71	5,95	6,09	6,45	5,01	2,54	5,22	2,67

Kretanje cijena plina u dana su tablicom 16. Posebno su navedene veleprodajne cijene INE, te prodajne cijene Gradske plinare Zagreb. Do 1998. godine kao porez se obračunavalo 15% poreza na promet te za industriju dodatnih 10% posto poreza na razliku u cijeni (RUC). Od 1.01.1998. na cijene plina obračunava se 22% PDV-a.

Tablica 16. Cijene plina

Datum	Veleprodajne cijene-INA		Prodajne cijene Gradske plinare Zagreb				
	Distributivna poduzeća	Izravni industrijski potrošači	Široka potrošnja		Industrija		
			Cijene bez poreza	Cijene s porezom	Cijene bez poreza	Cijene s porezom	
kn/m ³							
1996	01.01.	0,68	0,64	0,76	0,96	0,78	0,78
1997	01.01.	0,75	0,7	1,01	1,17	1,02	1,04
1998	01.01.	0,84	0,79	1,28	1,56	1,36	1,66
1999	01.01.	0,84	0,79	1,05	1,56	1,12	1,61
2000	01.01.	0,84	0,79	1,31	1,56	1,36	1,61

Od datuma 11.9.2002. cijena plina za široku potrošnju Gradske Plinare Zagreb iznosi 2.05 kn/m³. Ta cijena upotrebljena je pri proračunu troškova goriva u ovom radu.

5.1.2. Troškovi investicije u kogeneracijsko postrojenje

Da bi ekonomska analiza opravdanosti ulaganja u mikrokogeneracijsko postrojenje bila valjana, potrebno je na što precizniji način utvrditi troškove investicije u postrojenje. Ovi troškovi uz troškove goriva i troškove održavanja postrojenja čine skup najznačajnijih čimbenika koji određuju ekonomsku prihvatljivost postrojenja. Investicijski troškovi ovise

prije svega o vrsti i veličini kogeneracijskog postrojenja, vrsti korištenog goriva te tehničkim i ekološkim zahtjevima koji se postavljaju kao preduvjet izgradnje.

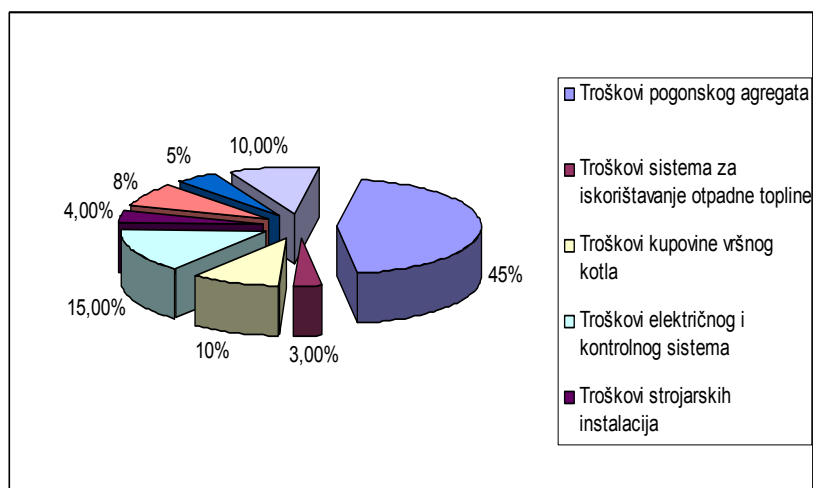
Investicijski troškovi sastoje se od troškova za kupnju opreme te troškova za inženjering, upravljanje i vođenje projekta. Troškovi opreme se pri tome najčešće razlažu na [2]:

- Troškova pogonskog agregata – u ovom slučaju motora s unutrašnjim izgaranjem, generatora i njihovih pomoćnih uređaja; 40-50%
- Troškova sistema za iskorištavanje otpadne topline – u ovom slučaju to je kotao na ispušne plinove; 2-3 %
- Troškova kupovine vršnog kotla; 5-10 %
- Troškova električnog i kontrolnog sistema – regulacija, upravljanje, zaštita; 8-15 %
- Troškova strojarskih instalacija – armatura, ventili, pumpe, izolacija idr.; 2-4 %

Troškovi za inženjering, upravljanje i izvođenje projekta sastoje se od:

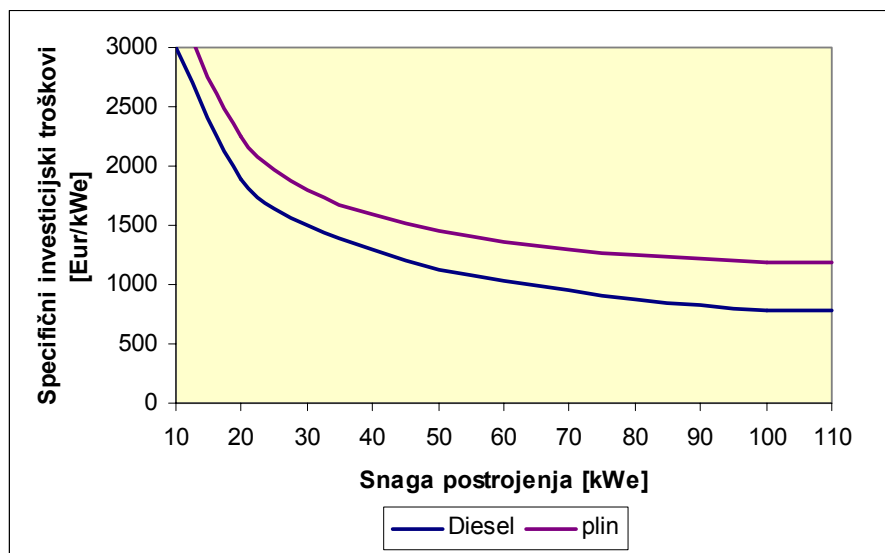
- Troškova za inženjering i vođenje projekta; 4-8%
- Troškova dozvola i ostalih davanja; 1-5%
- Ostalih troškova; 3-7%

Udio pojedinih troškova kao što vidimo varira. To ovisi prije svega o veličini postrojenja. Općenito se može reći da udio troškova pogonskog agregata u pravilu raste s porastom veličine, odnosno snage postrojenja dok sa smanjenjem veličine postrojenja raste udio troškova električnih i kontrolnih sistema, strojarskih instalacija a posebno rastu troškovi inženjeringa i vođenja projekta.



Slika 28. Raspodjela investicijskih troškova za pojedine dijelove kogeneracijskog postrojenja

U pravilu, iznos investicijskih ulaganja uvijek se svodi na električnu snagu kogeneracijskog postrojenja. Samo po sebi se razumije da su jedinični investicijski troškovi veći za postrojenja manje snage od onih za veće snage. Zbog toga je od iznimne važnosti znati kako se mijenja cijena kogeneracijskog postrojenja s promjenom električne snage, što je prikazano na slici 29. [35].



Slika 29. Ovisnost investicijskih troškova kogeneracijskog postrojenja o električnoj snazi

Iz slike je vidljivo da su kogeneracijske jedinice s plinskim motorom skuplje od postrojenja s Diesel motorom. Također, iz slike su očitane vrijednosti specifičnih investicijskih troškova za odabrano postrojenje od 24.5 kWe. Za postrojenje s Diesel motorom oni iznose 1750 €/kWe, dok za postrojenje s plinskim motorom iznose 2100 €/kWe. Investicijski troškovi po stavkama za oba slučaja prikazani su u tablici 17.

Tablica 17. Investicijski troškovi za postrojenje snage 24.5 kWe

Vrsta troška	Trošak-Diesel motor [kn]	Trošak-plinski motor [kn]
Motor s unutrašnjim izgranjem	133500	165000
Troškovi električnog i kontrolnog sistema	45000	55500
Kotao na ispušne plinove	12000	12000
Vršni kotao	50000	50000
Mehaničke instalacije	12000	15000
Dozvole i davanja	12000	20000
Inženjering i vođenje projekta	36000	36000
Ostali troškovi	15000	21500
Ukupni investicijski troškovi	315500	375000

5.1.3. Troškovi investicije u odvojenu proizvodnju energije

Pošto je razmatrani objekt novogradnja, moguće su dvije varijante njegove opskrbe energijom, kogeneracijsko postrojenje ili odvojena opskrba energijom. Troškovi investicije

pri odvojenoj opskrbi energije svode se na troškove ugradnje sustava za centralno grijanje pošto se električna energija u ovom slučaju kupuje iz mreže.

Ovi troškovi sastoje se od:

- Troškova kupnje kotla za centralno grijanje
- Troškova sistema automatske regulacije
- Troškova spremnika goriva
- Troškova inženjeringa, nadzora i izvođenja projekta
- Ostalih troškova

Prema jednom uobičajenom troškovniku za sisteme centralnog grijanja napravljena je tablica 18. koja sadrži specifikaciju investicijskih troškova u kotlovnici za centralno grijanje od 135 kWt.

Tablica 18. Troškovi kotlovnice 135 kW

Vrsta	Trošak [kn]
Kotao za centralno grijanje	60000
Sistem automatske regulacije	7000
Spremnik goriva	6000
Inženjering, nadzor i izvođenje projekta	30000
Ostalo	14000
Ukupni investicijski troškovi	117000

5.1.6. Razlika u investicijskim troškovima zbog primjene mikrokogeneracijskog postrojenja

Investicijski troškovi pojavljuju se samo na početku, dakle neposredno nakon donošenja odluke o investiranju. Troškovi održavanja i troškovi zbog povećanja potrošnje goriva se međutim pojavljuju na godišnjoj razini tijekom životnog vijeka sistema. Troškovi investiranja u mikrokogeneracijsko postrojenje obrađeni su već u poglavlju 2.1.2. Pošto je u ovom slučaju riječ o novom objektu, za pretpostaviti je da bi u slučaju bez primjene kogeneracije trebalo investirati u sistem centralnog grijanja. Stoga, da bi se dobila stvarna suma novaca koju je potrebno dodatno investirati ako se za pokrivanje energetske potrebe objekta odabere mikrokogeneracija, potrebno je od troškova investicije u mikrokogeneraciju oduzeti eventualne troškove investicije u sistem centralnog grijanja:

$$T_{inv} = T_{inv.kog} - T_{inv.kot} \quad (27)$$

Tako sada vrijedi:

za ekstra lako lož ulje	$T_{inv.EL} = 198500$	kn
za prirodni plin	$T_{inv.pl} = 258000$	kn

5.1.4. Troškovi za održavanje kogeneracijskog postrojenja

Troškovi održavanja kogeneracijskog postrojenja relativno su visoki u odnosu na troškove održavanja sistema centralnog grijanja. Oni ovise o vrsti kogeneracijske jedinice, njenoj snazi i uvjetima rada. Veliki motori s unutrašnjim izgaranjem zahtijevaju pritom manje održavanja od malih jedinica kao u ovom slučaju. Godišnji trošak za održavanje ovisi i o vrsti ugovora koji je sklopljen između stanara zgrade i onoga koji se brine o održavanju postrojenja. Za ovaj slučaj uzeti su specifični troškovi za održavanje postrojenja pogonjenih Caterpillar agregatima koji iznose 0,00721 \$/kWh što bi bilo oko 0.06 kn/kWh proizvedene električne energije. Ukupni godišnji troškovi za održavanje mikrokogeneracijskog postrojenja tada iznose:

$$T_{održ} = Q_{e.uk.proizvedeno} \cdot 0,06 \quad (24)$$

$$T_{održ.pl}=10100 \text{ kn/god}$$

Troškovi održavanja Diesel motora u pravilu su manji i pretpostavilo se da oni iznose:

$$T_{održ.EL}=8000 \text{ kn/god}$$

5.1.5. Troškovi zbog povećanja potrošnje goriva

U poglavlju 1.5 pokazano je da primjena mikrokogeneracijskog postrojenja na promatranom objektu od 20 stanova uzrokuje znatno povećanje potrošnje goriva u odnosu na primjenu odvojene proizvodnje energije odnosno sistema za centralno grijanje. Povećana potrošnja goriva rezultira i povećanjem troškova za gorivo. Ovi troškovi zbog toga imaju značajan udio u ukupnim godišnjim troškovima zbog ulaganja u mikrokogeneracijsko postrojenje.

Troškove zbog povećanja goriva moguće je dobiti množenjem cijene goriva i iznosa godišnje razlike u potrošnji goriva dobivenog u poglavlju 1.5.3.

$$\text{za ekstra lako lož ulje} \quad T_{gor.EL} = C_{EL} \cdot V_{EL.razlika} \quad (25)$$

$$\text{za prirodni plin} \quad T_{gor.pl} = C_{pl} \cdot V_{pl.razlika} \quad (26)$$

gdje je:

$$C_{EL}=2,61 \text{ kn/l}$$

$$C_{EL} = 3,09 \text{ kn/kg} \quad - \text{ cijena ekstra lakog lož ulja (INA)}$$

$$C_{pl}=2,00 \text{ kn/m}^3 \quad - \text{ cijena prirodnog plina (GPZ)}$$

Iz (21) i (22) dobijamo iznose troškova zbog povećanja potrošnje goriva:

$$T_{\text{gor.EL}}=42706,39 \text{ kn/god} \quad T_{\text{gor.pl}}= 33752,82 \text{ kn/god}$$

Tablica 19. Izračun troškova zbog povećane potrošnje goriva

Efikasnost klasičnog kotla		0.90	
Električna efikasnost kogeneratora		0.35	
Toplinska efikasnost kogeneratora		0.55	
Ukupna efikasnost kogeneratora		0.90	
Donja ogrijevna vrijednost prirodnog plina		35000.00	kJ/m ³
Donja ogrijevna vrijednost EL lož ulja		42710.00	kJ/kg
Cijena plina Gradske plinare Zagreb		2.00	kn/m ³
Cijena ekstralakovog lož ulja (INA)		3.09	kn/kg
DIESEL	Ukupno potrošeno goriva s klasičnim kotlom	26870.33	kg
	Potrošnja vršnog kotla	9065.79	kg
	Ukupno potrošeno goriva s kogeneratorom	40700.21	kg
	Trošak goriva s klasičnim kotlom	82975.58	kn
	Trošak goriva s kogeneracijom	125682.26	kn
	Dodatni trošak goriva s kogeneracijom	42706.69	kn
PLIN	Ukupno potrošeno plina s klasičnim kotlom	32789.48	m ³
	Potrošnja vršnog kotla	11062.86	m ³
	Ukupno potrošeno plina s kogeneratorom	49665.89	m ³
	Trošak plina s klasičnim kotlom	65578.96	kn
	Trošak plina s kogeneracijom	99331.78	kn
	Dodatni trošak plina s kogeneracijom	33752.82	kn

5.2. Analiza ušteda zbog primjene mikrokogeneracijskog postrojenja

5.2.1. Uštede zbog vlastite proizvodnje električne energije

Glavna korist od investiranja u kogeneracijsko postrojenje predstavljaju uštede koje se javljaju kao posljedica veće efikasnosti kogeneracijske proizvodnje u odnosu na odvojenu proizvodnju energije. Da bi se dobile godišnje uštede zbog vlastite proizvodnje električne energije potrebno je uzeti u obzir dva slučaja. Prvi slučaj je onaj sa odvojenom proizvodnjom električne energije kada je svu potrošenu električnu energiju potrebno kupiti. Drugi slučaj je upotreba kogeneracije kada je zbog vlastite proizvodnje potrebno kupiti samo dio potrošene električne energije, dok se jedan određen iznos i isporuči odnosno proda u elektroenergetski sustav.

Obračun troškova za električnu energiju sastoji se od određivanja troškova za energiju i stalnu mjesečnu naknadu. Slijedi obračun troškova za električnu energiju po tarifnom sustavu HEP-a za prvi slučaj kada se kupuje sva potrošena energija.

Godišnja potrošnja objekta:	$Q_{e.uk.potrošeno}=61421,01 \text{ kWh}$
Godišnja potrošnja po stanu:	$Q_{e.uk.stan1} = \frac{Q_{e.uk.potrošeno}}{20} = 3071,05 \text{ kWh}$
Troškovi za energiju:	$T_{en1} = Q_{e.uk.potrošeno} \cdot 0.60$
	$T_{en1} = 36852,60 \text{ kn/god}$
Troškovi stalne mjesečne naknade od 15 kn/mj po kucanstvu:	
	$T_{snn1} = 3600 \text{ kn/god}$
Ukupni godišnji troškovi:	$T_{uk.1} = T_{en.1} + T_{snn1} \quad (29)$
	$T_{uk.1} = 40452,60 \text{ kn/god}$
Uključivo PDV:	$T_{uk.1} = 49352,18 \text{ kn/god}$

Postupak obračuna troškova za električnu energiju za drugi slučaj identičan je prethodnom obračunu. Mala razlika postoji samo kod proračuna obračunske snage zbog manje godišnje potrošnje energije.

Godišnji iznos koji treba kupiti:	$Q_{e.uk.manjak}=8264,07 \text{ kWh}$
Godišnja potrošnja po stanu:	$Q_{e.uk.stan2} = \frac{Q_{e.uk.manjak}}{20} = 413,20 \text{ kWh}$
Troškovi za energiju:	$T_{en2} = Q_{e.uk.manjak} \cdot 0.60$
	$T_{en2} = 4958,44 \text{ kn/god}$
Troškovi stalne mjesečne naknade od 15 kn/mj po kucanstvu:	
	$T_{snn2} = 3600 \text{ kn/god}$
Ukupni godišnji troškovi:	$T_{uk.2} = T_{en.2} + T_{snage2} \quad (31)$
	$T_{uk.2} = 8558,44 \text{ kn/god}$
Uključivo PDV:	$T_{uk.2} = 10441,30 \text{ kn/god}$

Izračun iznosa koji se dobije prodajom viška električne energije u elektroenergetski sustav dobije se mnogo jednostavnije:

Godišnji višak električne energije: $Q_{e.uk.visak}=91336,36$ kWh

Iznos od prodaje viška: $U_{visak} = Q_{e.uk.visak} \cdot 0.60 \cdot 0.7$

$U_{visak}=38361,27$ kn/god

Godišnje uštede zbog vlastite proizvodnje jednake su razlici troškova za električnu energiju odvojene proizvodnje i kogeneracije a još joj treba pridodati i iznos dobiven od prodaje električne energije:

$$U_{el.en} = T_{uk.2} - T_{uk.2} + U_{visak} \quad (32)$$

$U_{el.en}=77272,151$ kn/god

U tablici 20 dan je tablični prikaz proračuna troškova zbog vlastite proizvodnje energije.

Tablica 20. Izračun ušteda zbog vlastite proizvodnje energije

Prodajna cijena električne energije:		0.60	kn/kWh
Cijena otkupa električne energije		0.42	kn/kWh
Slučaj da se sva električna energija kupuje (klasični kotao):			
Godišnja potrošnja zgrade		61421.01	kWh
Godišnja potrošnja po stanu		3071.05	kWh
Trošak energije		36852.60	kn/god
Stalna mjesečna naknada		3600.00	kn/god
Ukupni trošak za električnu energiju		40452.60	kn/god
Uračunat PDV		49352.18	kn/god
Slučaj s kogeneracijom:			
Višak za prodaju		91336.36	kWh
Godišnja potrošnja zgrade		8264.07	kWh
Godišnja potrošnja po stanu		413.20	kWh
Trošak energije		4958.44	kn/god
Stalna mjesečna naknada		3600.00	kn/god
Ukupni trošak za električnu energiju		8558.44	kn/god
Uračunat PDV		10441.30	kn/god
Prihod od prodaje viška		38361.27	kn/god
Ušteda zbog korištenja kogeneracije:		77272.15	kn/god

5.2.2. Uštede zbog smanjenja emisije CO₂

Fenomen globalnog zatopljenja jedan je od najvećih izazova današnje energetike. Zbog toga je važno utvrditi kakav utjecaj na njega ima kogeneracijska tehnologija. Pretpostavlja se naime, da zbog veće efikasnosti proizvodnje energije u kogeneraciji, njena primjena rezultira smanjenjem emisije CO₂ u atmosferu.

Prema [38] u slučaju neograničene trgovine emisijama CO₂, prosječna cijena smanjenja emisije trebala bi iznositi 25 \$/tCO₂. To je maksimalna cijena po kojoj se predviđa da će se trgovati [39]. Općenito se predviđa da ona bude između 5 i 15 \$/tCO₂ [39]. Za potrebe ovog rada, uštede zbog smanjenja emisije CO₂ u atmosferu računat se množenjem smanjenja emisije s cijenom od 15 \$/tCO₂ upotrebjenom i u [39].

Emisija CO₂ u atmosferu ovisi prije svega u vrsti, kvaliteti i kvantiteti goriva koje se koristi. Da bi se pojednostavio postupak izračuna, uvest će se pretpostavka da se u ovom slučaju radi o potpunom izgaranju, što i nije daleko od realnosti ako izgaranje teče pri optimalnom pretičku zraka.

Pošto se i u slučaju primjene kogeneracije i u slučaju primjene odvojene proizvodnje energije određena količina električne energije kupuje, potrebno je izračunati i količinu CO₂ koju elektrane HEP-a emitiraju da bi proizvele tu električnu energiju.

Emisija CO₂ od strane HEP-a u slučaju kogeneracije:

$$m_{CO_2.HEP.kog} = E_{HEP} \cdot Q_{e.uk.manjak} = 3,074 \quad tCO_2/god$$

Emisija CO₂ od strane HEP-a u slučaju odvojene opskrbe energije:

$$m_{CO_2.HEP.kot} = E_{HEP} \cdot Q_{e.uk.potrošeno} = 22,849 \quad tCO_2/god$$

gdje je:

$$E_{HEP} = 0,372 \quad gr/kWh - \text{specifična emisija CO}_2 \text{ iz svih elektrana HEP-a [40][19].}$$

Prema IPCC metodi [41], količina C emitiranog u atmosferu zbog izgaranja goriva u kogeneraciji računa se prema:

$$\text{za ekstra lako lož ulje} \quad m_{C.EL.kog} = \frac{(V_{EL.} + V_{EL.vršno}) \cdot H_{d.EL} \cdot CEF_{EL}}{10^9} \quad (33)$$

$$m_{C.EL.kog} = 34,766 \quad tC/god$$

$$\text{za plin} \quad m_{C.pl.kog} = \frac{(V_{pl.} + V_{pl.vršno}) \cdot H_{d.pl} \cdot CEF_{pl}}{10^9} \quad (34)$$

$$m_{C.pl.kog} = 26,596 \quad tC/god$$

gdje je:

$$CEF_{EL} = 20 \quad tC/TJ - \text{faktor emisije ugljika prema IPCC-u (Carbon Emission Factor)}$$

za ekstra lako lož ulje

$CEF_{pl}=15.3$ tC/TJ - faktor emisije ugljika prema IPCC-u (Carbon Emission Factor) za prirodni plin

Da bi se dobila količina CO₂ emitiranog u atmosferu potrebno je pomnožiti $m_{C,EL.kog}$ odnosno $m_{C,pl.kog}$ sa 44/12 kgCO₂/kggoriva:

za ekstra lako lož ulje

$$m_{CO_2,EL.kog} = m_{C,EL.kog} \cdot \frac{44}{12}$$

$$m_{CO_2,EL.kog}=127,496 \quad tCO_2/god$$

za plin

$$m_{CO_2,pl.kog} = m_{C,pl.kog} \cdot \frac{44}{12}$$

$$m_{CO_2,pl.kog}=97,519 \quad tCO_2/god$$

Ukupna godišnja emisija CO₂ mikrokogeneracijskog postrojenja sada iznosi:

za ekstra lako lož ulje

$$m_{CO_2,EL.kog.ukupno} = m_{CO_2,HEP.kog} + m_{CO_2,EL.kog} \quad (35)$$

$$m_{CO_2,EL.kog.ukupno} = 130,550 \quad tCO_2/god$$

za plin

$$m_{CO_2,pl.kog.ukupno} = m_{CO_2,HEP.kog} + m_{CO_2,pl.kog} \quad (36)$$

$$m_{CO_2,pl.kog.ukupno} = 100,593 \quad tCO_2/god$$

Godišnja količina C emitiranog u atmosferu zbog pri korištenju odvojene opskrbe energijom računa se prema:

za ekstra lako lož ulje

$$m_{C,EL.kog} = \frac{V_{EL.kog} \cdot H_{d,EL} \cdot CEF_{EL}}{10^9} \quad (37)$$

$$m_{C,EL.kog}=22,953 \quad tC/god$$

za plin

$$m_{C,pl.kog} = \frac{V_{pl.kog} \cdot H_{d,pl} \cdot CEF_{pl}}{10^9} \quad (38)$$

$$m_{C,pl.kog}=17,550 \quad tC/god$$

Množenjem sa 44/12 kgCO₂/kg dobivamo:

za ekstra lako lož ulje

$$m_{CO_2,EL.kog} = m_{C,EL.kog} \cdot \frac{44}{12}$$

$$m_{CO_2,EL.kog}=84,160 \quad tCO_2/god$$

$$\text{za plin} \quad m_{\text{CO}_2, \text{pl. kot}} = m_{\text{C, pl. kog}} \cdot \frac{44}{12}$$

$$m_{\text{CO}_2, \text{pl. kot}} = 64,382 \quad \text{tCO}_2/\text{god}$$

Ukupna godišnja emisija CO₂ pri odvojenoj opskrbi energijom sada iznosi:

$$\text{za ekstra lako lož ulje} \quad m_{\text{CO}_2, \text{EL. kot. ukupno}} = m_{\text{CO}_2, \text{HEP. kot}} + m_{\text{CO}_2, \text{EL. kot}} \quad (39)$$

$$m_{\text{CO}_2, \text{EL. kot. ukupno}} = 107,008 \quad \text{tCO}_2/\text{god}$$

$$\text{za plin} \quad m_{\text{CO}_2, \text{pl. kot. ukupno}} = m_{\text{CO}_2, \text{HEP. kot}} + m_{\text{CO}_2, \text{EL. kot}} \quad (40)$$

$$m_{\text{CO}_2, \text{pl. kot. ukupno}} = 87,231 \text{ tCO}_2/\text{god}$$

Smanjenje emisije CO₂ u atmosferu zbog korištenja mikrokogeneracije iznosi:

$$\text{za ekstra lako lož ulje} \quad m_{\text{CO}_2, \text{EL. smanjenje}} = m_{\text{CO}_2, \text{EL. kot. ukupno}} - m_{\text{CO}_2, \text{EL. kog. ukupno}} \quad (41)$$

$$m_{\text{CO}_2, \text{EL. smanjenje}} = -23,542 \quad \text{tCO}_2/\text{god}$$

$$\text{za plin} \quad m_{\text{CO}_2, \text{pl. smanjenje}} = m_{\text{CO}_2, \text{pl. kot. ukupno}} - m_{\text{CO}_2, \text{pl. kog. ukupno}} \quad (42)$$

$$m_{\text{CO}_2, \text{pl. smanjenje}} = -13,362 \quad \text{tCO}_2/\text{god}$$

Kao što se vidi, u ovom konkretnom slučaju primjena kogeneracije ne donosi nikakvo smanjenje emisije CO₂ u atmosferu, štoviše emisija CO₂ se povećava. Razlog tomu treba prije svega tražiti u niskoj specifičnoj emisiji CO₂ od strane elektrana HEP-a. Naime, u ovom se slučaju desilo to da je niska specifična emisija elektrana HEP-a toliko malena da u potpunosti kompenzira iznos smanjenja emisija zbog kogeneracijske proizvodnje električne energije. Uzrok relativno niskoj specifičnoj emisiji CO₂, u odnosu na specifične emisije u drugim, poglavito razvijenim zemljama, treba tražiti u velikom udjelu električne energije proizvedene u hidroelektranama čiji rad ne uzrokuje emisiju CO₂ u atmosferu. Moglo bi se reći da je proizvodnja električne energije u elektranama u republici Hrvatskoj, usprkos manjem stupnju korisnosti od kogeneracije, čistija od proizvodnje u mikrokogeneracijskom postrojenju razmatranom u ovom radu.

Na osnovu svega do sada navedenog nemože biti govora o bilo kakvoj mogućoj financijskoj koristi od ekoloških aspekata kogeneracijske proizvodnje energije.

Tablica 21. Izračun ušteda zbog smanjenja emisije CO₂ u slučaju korištenja EL lož ulja

Donja ogrijevna vrijednost goriva	42710.000	kJ/kg
Ukupno potrošeno goriva u slučaju kogeneracije	40700.215	kg/god
Ukupno potrošeno goriva u slučaju klasičnog kotla	26870.330	kg/god
Energija dobivena spaljivanjem goriva u slučaju kogeneracije	1738306181.818	kJ/god
Energija dobivena spaljivanjem goriva u slučaju klasičnog kotla	1147631787.500	kJ/god
Carbon Emission Factor (CEF) prema IPCC-u	20.000	tC/TJ
Specifina emisija CO ₂ iz elektrana HEP-a 1999. godine	372.000	g/kWh
Količina električne energije koju bi kućanstva zgrade kupila u slučaju kogeneracije	8264.066	kWh
Količina električne energije koju bi kućanstva zgrade kupila u slučaju klasičnog kotla	61421.005	kWh
Količina C dobivena izgaranjem u kogeneraciji	34.766	tC/god
Količina C dobivena izgaranjem u klasičnom kotlu	22.953	tC/god
Količina CO ₂ dobivena izgaranjem u kogeneraciji	127.476	tCO ₂ /god
Količina CO ₂ dobivena izgaranjem u klasičnom kotlu	84.160	tCO ₂ /god
Količina CO ₂ nastala zbog emisija HEP-a pri proizvodnji el. energije u slučaju kogeneracije	3.074	tCO ₂ /god
Količina CO ₂ nastala zbog emisija HEP-a pri proizvodnji el. energije u slučaju klasičnog kotla	22.849	tCO ₂ /god
Ukupna emisija CO ₂ u slučaju kogeneracije	130.550	tCO ₂ /god
Ukupna emisija CO ₂ u slučaju klasičnog kotla	107.008	tCO ₂ /god
Ušteda na emisiji CO ₂ u slučaju kogeneracije	-23.542	tCO ₂ /god
Ušteda na emisiji u slučaju cijene 15\$/tCO ₂	-2736.727	kn/god

Tablica 22. Izračun ušteda zbog smanjenja emisije CO₂ u slučaju korištenja prirodnog plina

Donja ogrijevna vrijednost goriva	35000.000	kJ/m ³
Ukupno potrošeno plina u slučaju kogeneracije	49665.891	m ³ /god
Ukupno potrošeno plina u slučaju klasičnog kotla	32789.480	m ³ /god
Energija dobivena spaljivanjem plina u slučaju kogeneracije	1738306181.818	kJ/god
Energija dobivena spaljivanjem plina u slučaju klasičnog kotla	1147631787.500	kJ/god
Carbon Emission Factor (CEF) prema IPCC-u	15.300	tC/TJ
Specifina emisija CO ₂ iz elektrana HEP-a 1999. godine	372.000	g/kWh
Količina električne energije koju bi kućanstva zgrade kupila u slučaju kogeneracije	8264.066	kWh
Količina električne energije koju bi kućanstva zgrade kupila u slučaju klasičnog kotla	61421.005	kWh
Količina C dobivena izgaranjem u kogeneraciji	26.596	tC/god
Količina C dobivena izgaranjem u klasičnom kotlu	17.559	tC/god
Količina CO ₂ dobivena izgaranjem u kogeneraciji	97.519	tCO ₂ /god
Količina CO ₂ dobivena izgaranjem u klasičnom kotlu	64.382	tCO ₂ /god
Količina CO ₂ nastala zbog emisija HEP-a pri proizvodnji el. energije u slučaju kogeneracije	3.074	tCO ₂ /god
Količina CO ₂ nastala zbog emisija HEP-a pri proizvodnji el. energije u slučaju klasičnog kotla	22.849	tCO ₂ /god
Ukupna emisija CO ₂ u slučaju kogeneracije	100.593	tCO ₂ /god
Ukupna emisija CO ₂ u slučaju klasičnog kotla	87.231	tCO ₂ /god
Ušteda na emisiji CO ₂ u slučaju kogeneracije	-13.362	tCO ₂ /god
Ušteda na emisiji u slučaju cijene 15\$/tCO ₂	-1553.385	kn/god

5.3. Analiza isplativosti ulaganja u mikrokogeneracijsko postrojenje

Nakon utvrđivanja je li izgled kogeneracijskog postrojenja sa stajališta tehničkih čimbenika povoljan, počinje procjena ekonomske opravdanosti. Analize uvijek počinju usporedbom ekonomičnosti proizvodnje toplinske i električne energije u kogeneracijskom postrojenju s odvojenom proizvodnjom toplinske energije u vlastitoj kotlovnici i kupnjom električne energije iz elektroenergetskog sustava.

Metode proračuna isplativosti investiranja temelje se na principu prirasta financijskih sredstava u vremenu. One uzimaju u obzir vrijednost novca u vremenu koja bitno utječe na očekivane rezultate. Polazeći od dugoročnosti investicije u kogeneracijsko postrojenje u obzir se uzimaju svi troškovi i prihodi tijekom životnog vijeka postrojenja. Bitno je da u proračunu nisu važne samo sume troškova i prihoda nego i vrijeme njihova pojavljivanja. Novčani iznosi, koji se pojavljuju u isto vrijeme, mogu se usporediti samo ako se diskontiraju na isti vremenski interval. U pravilu je svejedno na koji ćemo način vremenski trenutak svesti u proračun, bitno je samo da se svode na isti interval. Praksa je pokazala da je najbolje troškove i prihode svesti na samo vrijeme prije investiranja, tj. vrijeme kada je donesena odluka o investiciji [35]. Metode koje će se u ovom slučaju koristiti za ocjenu isplativosti investiranja u mikrokogeneracijsko postrojenje najčešće se koriste kao kriterij za procjenu isplativosti. To su

- Metoda interne stope povrata (IRR) investicije
- Metoda diskontiranog vremena povrata investicije (DBP)
- Metoda vremena povrata investicije (SPBP)

5.3.1. Životni vijek sistema i diskontna stopa

Pri ocjeni isplativosti investiranja životni vijek postrojenja se uzima jednak ili kraći od tehničkog životnog vijeka postrojenja. To se osobito odnosi na slučaj kada troškovi investicije u opremu čine velik udio u ukupnim investicijskim troškovima [2].

Za mikrokogeneracijsko postrojenje u ovom radu procijenjen je životni vijek postrojenja od 20 godina.

Diskontna stopa zadana je u zadatku ovog diplomskog rada i iznosi 10%

5.3.2. Interna stopa povrata investicije (IRR)

Interna stopa povrata investicije relativni je pokazatelj profitabilnosti i pokazuje profitnu stopu u ekonomskom vijeku projekta. Definirana je kao potreban iznos diskontne stope koji izjednačava sadašnju vrijednost troškova sa sadašnjom vrijednošću ušteta. Drugim riječima to je diskontna stopa koja bi rezultirala nulnim iznosom neto sadašnje vrijednosti investicije [35].

$$NPV = \sum \frac{NP}{(1 + IRR)^n} = 0 \quad (43)$$

gdje je:

NPV – sadašnja vrijednost troškova investicije

NP – godišnji neto primitak (cash flow)

IRR – interna stopa povrata (diskontna stopa koja je rezultat ove jednadžbe)

Proračun interne stope povrata investiranja u mikrokogeneracijsko postrojenje napravljen je u dodatku na CD-ROM-u. Iznosi za različite varijante primjene goriva te uzimanje odnosno neuzimanja u obzir ušteta zbog smanjenja emisija CO₂ dani su u nastavku:

Iznosi za slučaj primjene ekstra lakog lož ulja:

$$IRR=11,98 \%$$

Iznosi za slučaj primjene prirodnog plina:

$$IRR=11,48 \%$$

5.3.3. Vrijeme povrata investicije (SPBP)

Vrijeme povrata investicije jedan je od najjednostavnijih kriterija za određivanje isplativosti investiranja. Ono se dobije dijeljenjem investicijskih troškova sa godišnjim neto primitkom (cash flow).

$$SPBP = \frac{T_{inv}}{NP} \quad (44)$$

Za ovaj slučaj dobivene su slijedeće vrijednosti vremena povrata investicije:

Slučaj primjene ekstra lakog lož ulja: $SPBP=7,48$ god

Slučaj primjene prirodnog plina: $SPBP=7,72$ god

Za razliku od interne stope povrata, vrijeme povrata investicije ne uzima u obzir vremensku vrijednost novca, odnosno diskontnu stopu. Zbog toga je ovaj pokazatelj indikativan, ali ne i posve ekonomski realan.

5.3.4. Diskontirano vrijeme povrata investicije (DPB)

Diskontirano vrijeme povrata investicije definirano je kao vrijeme potrebno da se iz netto prihoda povrate investicijski troškovi uz definiranu diskontnu stopu [35].

$$DPB = \frac{\sum \frac{T_{inv} : n}{(1+i)^n}}{\sum \frac{U_{uk}}{(1+i)^n}} \quad \text{god} \quad (44)$$

gdje je:

n – ekonomski vijek trajanja postrojenja

i – diskontna stopa

Proracunom su dobivene slijedece vrijednosti DPB-a:

Slučaj primjene ekstra lakog lož ulja: $DPB=14,46$ god

Slučaj primjene prirodnog plina: $SPBP=15,51$ god

Uz zadanu visinu diskontne stope diskontirano vrijeme povrata investicije relativno je dugacko. Danasnje vrijednosti diskontne stope krecu se medjutim znatno ispod 10% i u tom je slucaju ovaj pokazatelj puno povoljniji. Informacija o diskontiranom vremenu povrata investicije biti ce posebno korisna pri analizi osjetljivosti i to u slucaju povišenja cijene energenata za koje se pretpostavlja da će utjecati na poboljšanje isplativosti investiranja.

Tablica 23. Izračun pokazatelja isplativosti u slučaju korištenja EL lož ulja

GODINA		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
TROŠKOVI																				
TROŠKOVI																				
Troškovi investicije		198500.00																		
Održavanje			8000.00	8000.00	8000.00	8000.00	8000.00	8000.00	8000.00	8000.00	8000.00	8000.00	8000.00	8000.00	8000.00	8000.00	8000.00	8000.00	8000.00	8000.00
Povećanje potrošnje goriva			42734.35	42734.35	42734.35	42734.35	42734.35	42734.35	42734.35	42734.35	42734.35	42734.35	42734.35	42734.35	42734.35	42734.35	42734.35	42734.35	42734.35	42734.35
UKUPNI		198500.00	50734.35	50734.35	50734.35	50734.35	50734.35	50734.35	50734.35	50734.35	50734.35	50734.35	50734.35	50734.35	50734.35	50734.35	50734.35	50734.35	50734.35	50734.35
UŠTEDE																				
UŠTEDE																				
Vlastita proizvodnja el. energije			77272.15	56371.04	56371.04	56371.04	56371.04	56371.04	56371.04	56371.04	56371.04	56371.04	56371.04	56371.04	56371.04	56371.04	56371.04	56371.04	56371.04	56371.04
Uštede zbog prodaje emisije CO ₂																				
Ukupne uštede			77273.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15
CASH FLOW																				
GODINA		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
CASH FLOW		-198500.00	26537.81	26537.81	26537.81	26537.81	26537.81	26537.81	26537.81	26537.81	26537.81	26537.81	26537.81	26537.81	26537.81	26537.81	26537.81	26537.81	26537.81	26537.81
UNUTRASNJA STOPA POVRATA (IRR):		11.98%																		
VRJEME POVRATA INVESTICIJE:		7.48 god																		

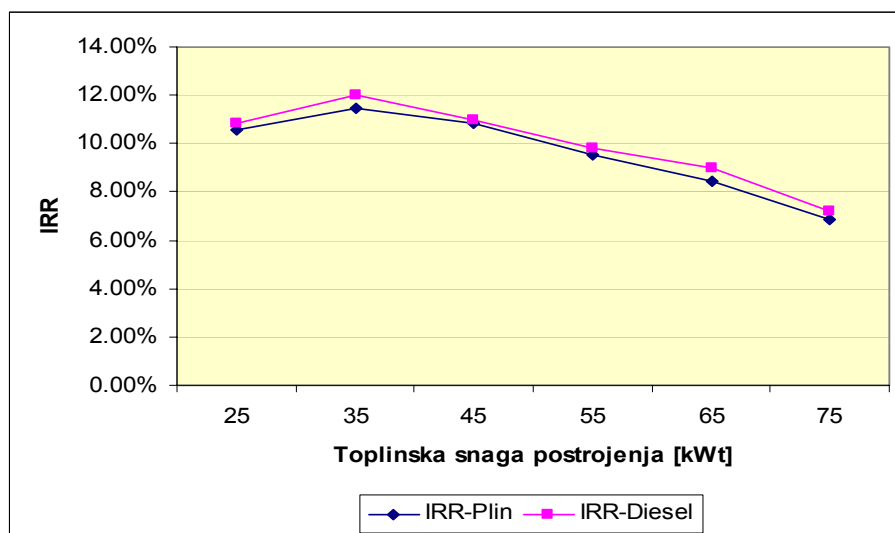
Tablica 24. Izračun pokazatelja isplativosti u slučaju korištenja prirodnog plina

		TROŠKOVI																
GODINA		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
TROŠKOVI																		
Troškovi investicije		258000.00																
Održavanje			10100.00	10100.00	10100.00	10100.00	10100.00	10100.00	10100.00	10100.00	10100.00	10100.00	10100.00	10100.00	10100.00	10100.00	10100.00	10100.00
Povećanje potrošnje plina			33752.82	33752.82	33752.82	33752.82	33752.82	33752.82	33752.82	33752.82	33752.82	33752.82	33752.82	33752.82	33752.82	33752.82	33752.82	33752.82
UKUPNI		258000.00	43852.82	43852.82	43852.82	43852.82	43852.82	43852.82	43852.82	43852.82	43852.82	43852.82	43852.82	43852.82	43852.82	43852.82	43852.82	43852.82
GODINA		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
UŠTEDE																		
Vlastita proizvodnja el. energije			77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15
Uštede zbog prodaje emisije CO ₂																		
Ukupne uštede		0.00	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15	77272.15
GODINA		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
CASH FLOW		-258000.00	33419.33	33419.33	33419.33	33419.33	33419.33	33419.33	33419.33	33419.33	33419.33	33419.33	33419.33	33419.33	33419.33	33419.33	33419.33	33419.33
UNUTRASNJA STOPA POVRATA (IRR):			11.48%															
VRIJEME POVRATA INVESTICIJE:			7.7201 god															

5.3.4. Optimalna veličina postrojenja s obzirom na ekonomske pokazatelje

Veličina odnosno snaga mikrokogeneracijskog postrojenja određena je u poglavlju 4.3.1. Kriteriji pri odabiru veličine postrojenja bili su pritom broj radnih sati postrojenja očitani iz krivulje trajanja opterećenja, nastojanje za dobivanjem što povoljnijeg režima rada te smjernice iz dostupne literature.

S druge strane, najzanimljiviji i sa ekonomskog stajališta najprihvatljiviji kriterij za odabir veličine postrojenja ovisnost je ekonomske isplativosti o veličini postrojenja. Dijagram ovisnosti ekonomske isplativosti o veličini postrojenja moguće je dobiti ako se cijeli prethodno opisani postupak ponovi za različite snage postrojenja.



Slika 30. Ovisnost *IRR*-a o snazi postrojenja-postrojenje na prirodni plin

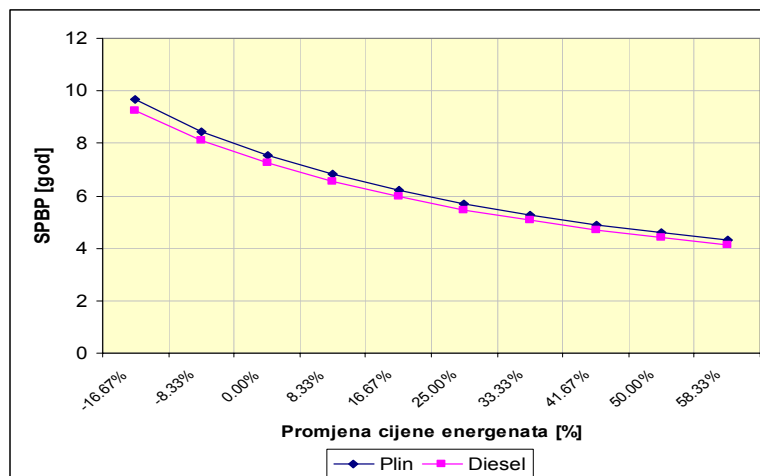
Iz slike je vidljivo da je odabir snage postrojenja na početku bio pravilan. Manje postrojenje imalo bi nizu ekonomsku isplativost zbog visokih specifičnih investicijskih troškova, dok u slučaju primjene većeg postrojenja dolazi nedovoljan broj radnih sati. Pored toga, primjena manjih postrojenja danas je još uvijek vrlo rijetka.

5.4. Analiza osjetljivosti

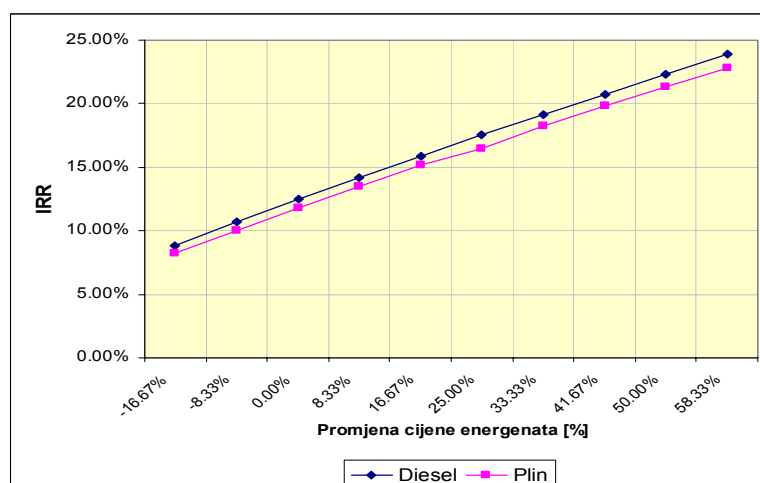
U analizi ekonomičnosti uvijek se uzimaju u obzir troškovi i cijene. Troškovi kao što su troškovi investicije i održavanja relativno su konstantni i malo se mijenjaju s vremenom. Troškovi goriva s druge strane ovise o cijeni goriva koja je podložna vrlo čestim promjenama. Također i cijene električne energije, a time i cijena otkupa električne energije u mrežu podložne su čestim promjenama. Razumno bi stoga bilo razmotriti utjecaj tih promjenjivih parametara na ukupnu ekonomsku isplativost investiranja u kogeneraciju. Takva jedna analiza

tada ne služi samo dobivanju uvida u optimalne iznose cijena koje povećavaju isplativost postrojenja, već je ona i dobar pokazatelj mogućeg trenda u razvoju primjene mikrokogeneracijskih sustava. Tako je uz pretpostavljeni trend kretanja cijena goriva odnosno električne energije moguće zaključiti hoće li u budućnosti investicija u mikrokogeneracijsko postrojenje biti isplativa ili to neće biti slučaj. Također, rezultati analize osjetljivosti mogu doprinijeti boljoj formulaciji cijena i tarifa za gorivo i električnu energiju kod primjene kogeneracijskih postrojenja

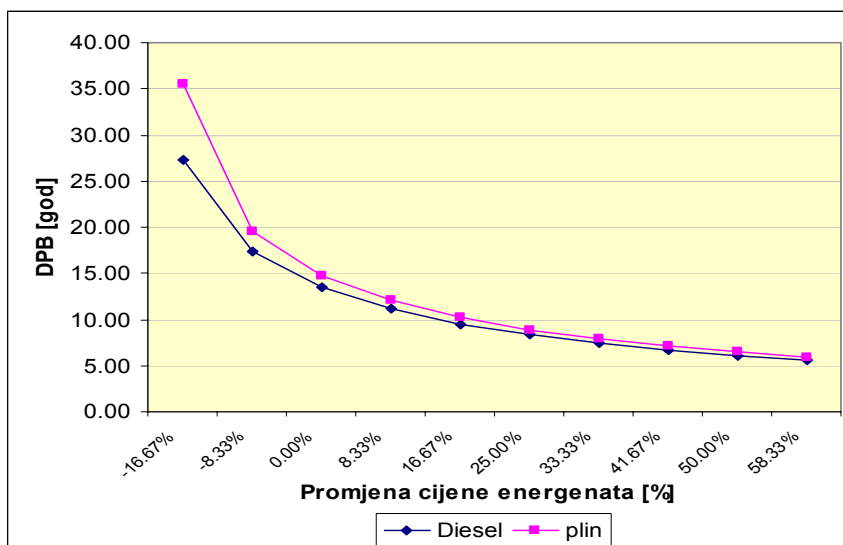
U nastavku su dani dijagrami ovisnosti interne stope povrata i diskontiranog vremena povrata investicije o kretanjima cijena električne energije i plina. Na početku će biti prikazana ovisnost promjene *IRR*-a, *SPBP*-a i *DBP* o promjeni cijena plina i električne energije s tim da omjer cijena električne energije i plina ostaje konstantan. Za iznos ovog omjera uzeta je trenutna vrijednost istog.



Slika 31. Ovisnost perioda povrata investicije o kretanju cijena energenata u konstantan omjer cijene plina i električne energije.

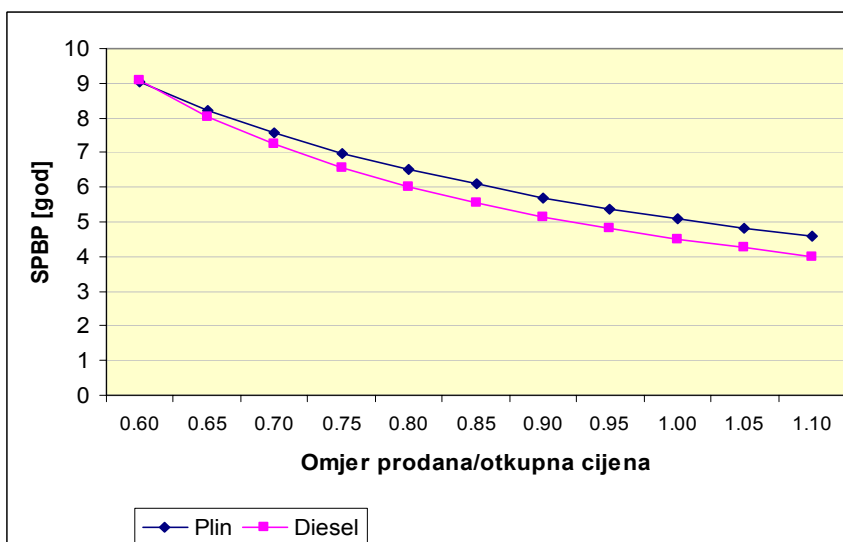


Slika 32. Ovisnost interne stope povrata o kretanju cijena energenata u konstantan omjer cijene plina i električne energije.

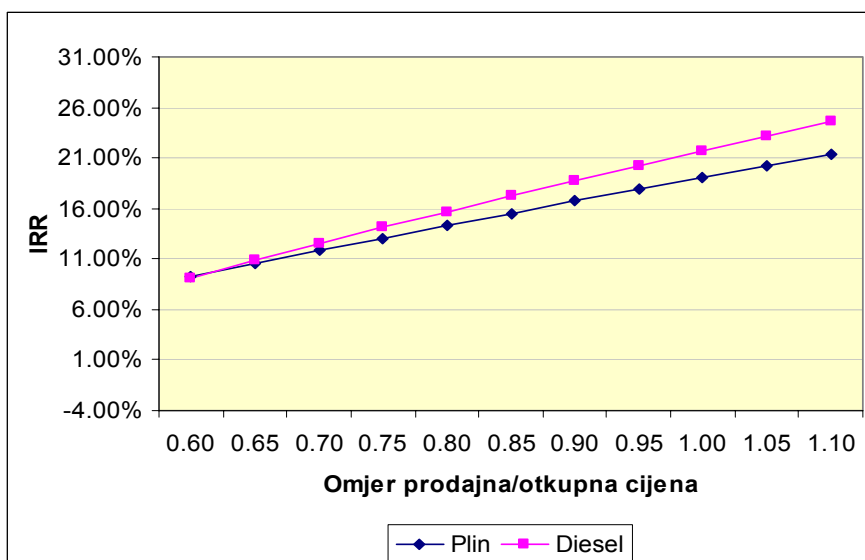


Slika 33. Ovisnost diskontiranog vremena povrata o kretanju cijena energenata u konstantan omjer cijene plina i električne energije.

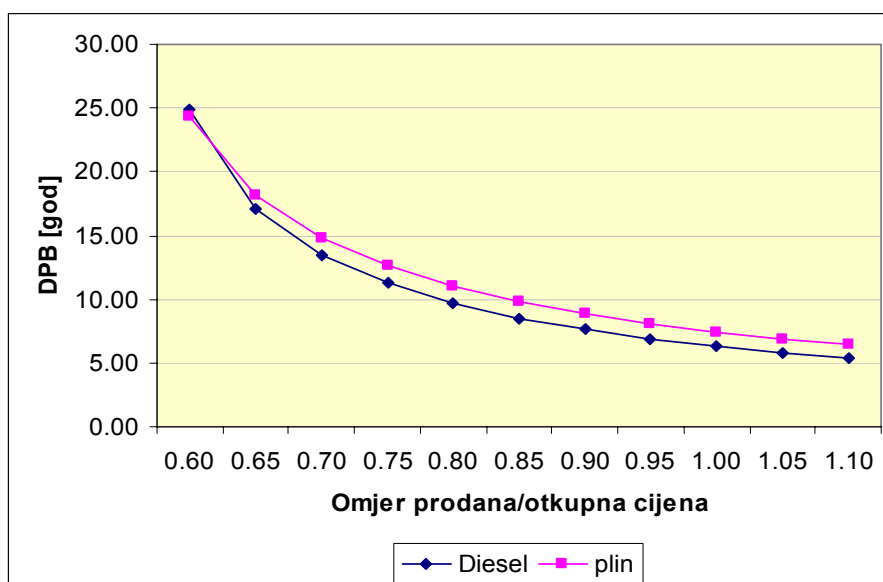
Ovisnost ekonomskih pokazatelja o omjeru prodajna/otkupna cijena električne energije prikazan je na slici 32. Podsjetimo trenutno je iznos tog omjera 0.7.



Slika 34. Ovisnost perioda povrata investicije o omjeru prodajna/otkupna cijena električne energije

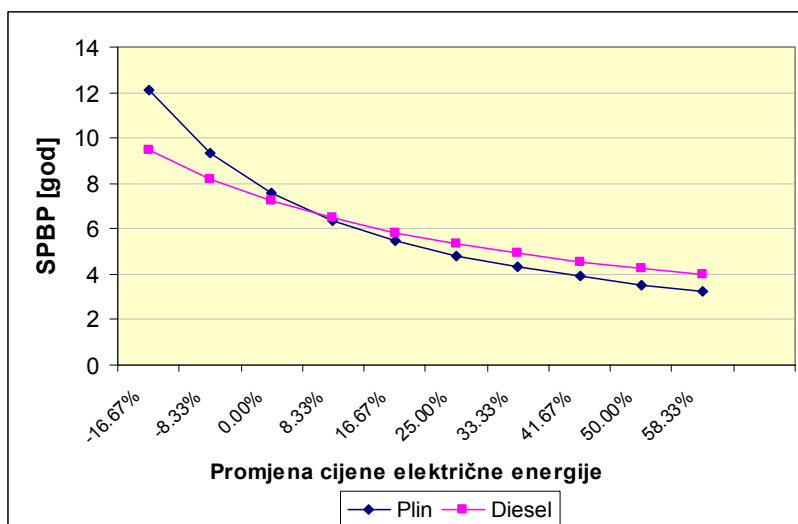


Slika 35. Ovisnost interne stope povrata o omjeru prodajna/otkupna cijena električne energije

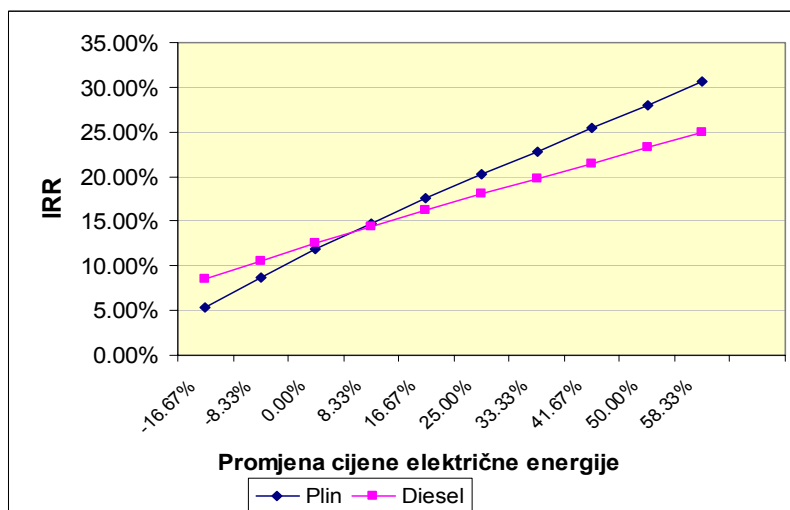


Slika 36. Ovisnost diskontiranog vremena povrata o omjeru prodajna/otkupna cijena električne energije

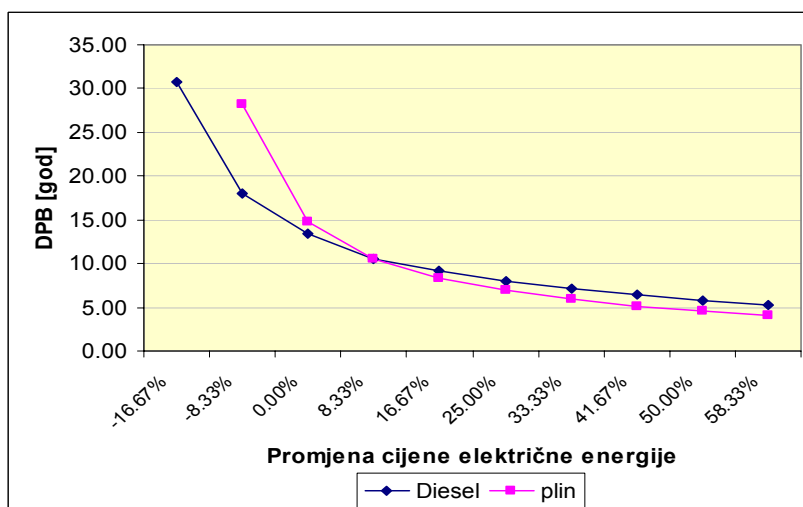
U slučaju da se omjer prodajna/otkupna cijena električne energije drži konstantnim, a da se varira cijena električne energije uz konstantnu cijenu plina na današnjoj razini pokazatelji isplativosti kretat će se kako je prikazano na slici 33.



Slika 37. Konstantna cijena plina, varira se cijena električne energije uz konstantni omjer prodajne i otkupne cijene električne energije (0.7) (SPBP)



Slika 38. Konstantna cijena plina, varira se cijena električne energije uz konstantni omjer prodajne i otkupne cijene električne energije (0.7) (IRR)



Slika 39. Konstantna cijena plina, varira se cijena električne energije uz konstantni omjer prodajne i otkupne cijene električne energije (0.7) (DPB)

6. ZAKLJUČNA RAZMATRANJA

Mala kogeneracijska postrojenja u Evropi polako postaju sve češći način zadovoljenja energetske potrebe bilo u kućanstvima bilo u uslužnom i industrijskom sektoru. Taj trend je istina nešto usporen koncem devedesetih godina što se poklapa s liberalizacijom i deregulacijom tržišta električne energije. Ipak, stručne procjene pokazuju da će u budućnosti mala kogeneracijska postrojenja doživjeti uzlet. Kao razlog za tako optimistične najave u prvi plan se stavlja sve ekološki osjetljivija energetska politika Evropske unije. Navode se uz to i sve veća efikasnost malih kogeneracija, njihova kompaktnost, te sigurna i pouzdana opskrba električnom energijom.

Danas u Hrvatskoj gotovo da i nema primjene ovakvih postrojenja. Postoje samo neki usamljeni primjeri. S obzirom na situaciju u drugim zemljama srednje i istočne Evrope, Hrvatska nije izuzetak. Naš nacionalni energetske sustav tek je pred reformom i tranzicijom pa pravila i procedure za primjenu malih kogeneracijskih postrojenja ili su nepovoljna ili nisu dovoljno definirana. Treba ipak reći da Hrvatska ima relativno razvijenu kogeneracijsku proizvodnju energije iz velikih postrojenja u urbanim područjima.

Na osnovu studije izvedivosti mikrokogeneracijskog postrojenja provedene u ovom radu može se izvući nekoliko zaključaka. Definiranje toplinskog i električnog opterećenja za promatrani stambeni objekt pokazalo se relativno jednostavnim sa stajališta proračuna. Problemi bi međutim mogli nastati pri prikupljanju pouzdanih i točnih podataka o satnim temperaturama kroz godinu te pri određivanju satnog godišnjeg profila potrošnje tople vode i električne energije. Nedostatak odgovarajućih publikacija i nepouzdanost izvora podataka pritom predstavljaju najveću prepreku.

Optimizacija režima rada postrojenja pokazala se kao važan utjecajni faktor na konačnu ekonomsku i tehničku izvedivost investiranja u mikrokogeneraciju. Ona je u ovom radu samo dotaknuta, a ozbiljniji pristup ovom problemu mogao bi biti tema nekog budućeg diplomskog rada vezanog uz ovo područje.

Usporedbom tehničkih i ekonomskih pokazatelja mikrokogeneracijskog postrojenja s klasičnim postrojenjem s kotlom za centralno grijanje došlo se do podatka da mikrokogeneracija troši za istu proizvedenu toplinu gotovo pedeset posto više goriva. Viša potrošnja goriva uzrokuje i proporcionalno povećane troškove za gorivo. Osim povećanih troškova za gorivo uz primjenu mikrokogeneracije vežu se i puno veći troškovi početne investicije u postrojenje. Tako oni za postrojenja s Diesel motorom dosežu dvostruki, dok za

postrojenje s plinskim motorom čak trostruki iznos potreban za investiciju u klasični sistem s kotlom za centralno grijanje. S druge strane, bitna prednost primjene mikrokogeneracijskog postrojenja je vlastita proizvodnja električne energije koju tada ne treba kupovati iz mreže, a u ovom konkretnom slučaju, jedan velik dio proizvedene električne energije isporučen je odnosno prodan u elektroenergetski sustav. U pravilu, uštede zbog primjene kogeneracijskog postrojenja zbog veće efikasnosti kogeneracijske proizvodnje energije nadmašuju dodatne troškove zbog investiranja i povećane potrošnje goriva. Ove uštede osim što ovise o tehničkim karakteristikama konkretnog postrojenja, najviše ovise o cijenama energenata. Tako se analizom isplativosti investiranja, uz sadašnje cijene pogonskog goriva i električne energije došlo do rezultata da se investiranje u mikrokogeneraciju umjereno isplati. Iz analize osjetljivosti moguće je iščitati da se isplativost bitno poboljšava sa porastom cijena energenata što je za očekivati u budućnosti. Također, odgovarajućom poticajnom politikom određivanja otkupne cijene električne energije iz malih kogeneracijskih postrojenja bitno bi se poboljšali ekonomski pokazatelji. Kao najutjecajniji faktor na isplativost pokazao pak se omjer cijene pogonskog goriva i cijene električne energije. Na kraju treba reći i da je postrojenje s Diesel motorom po ekonomskim pokazateljima za mrvicu nadmašilo postrojenje s plinskim motorom. Razlog za to treba tražiti u nizim investicijskim troškovima usprkos povoljnijoj cijeni plina.

Izračunom smanjenja emisije CO₂ u atmosferu došlo se do potpuno neočekivanog rezultata. Upotreba mikrokogeneracijskog postrojenja u ovom slučaju rezultirala je povećanjem emisije CO₂ u odnosu na primjenu odvojene opskrbe energijom. Razlog tome je malena specifična emisija CO₂ iz elektrana HEP-a. U razvijenim zemljama ta je specifična emisija u pravilu puno viša, što bi uzrokovalo definitivno manjenje emisije zbog primjene mikrokogeneracije. Uz realiziranje politike propisane Kyoto protokolom to bi značilo da bi mikrokogeneracija donosila ne samo ekološku već i ekonomsku dobit.

Na kraju, zaključujem da su mala kogeneracijska postrojenja tehnologija budućnosti. Ona će svakako naći svoju primjenu ako Hrvatska odluči pratiti svjetske energetske trendove. Stvaranje povoljnih uvjeta za ostvarenje ovih predviđanja značilo bi učiniti nekoliko stvari. Prije svega to je uređenje zakonodavnog okvira koji će biti poticajan za tehnologije prihvatljive za okoliš pa stoga i kogeneraciju. Poželjni su također razni novi oblici financiranja, a u cijene otkupa električne energije trebale bi biti uključene razvojna i ekološka komponenta. U slučaju integriranja Hrvatske u Evropsku Uniju takav scenarij postaje realan

7. LITERATURA:

- [1] Donjerković P, Petrić H, Kogeneracija i trigeneracija u sustavima grijanja, klimatizacije i ventilacije, Zageb, Interklima 2001
- [2] EDUCOGEN - An educational tool for cogeneration, second edition (2001), published on: <http://www.cogen.org/projects/educogen.htm>
- [3] Dunn S, Micropower: The Next Electrical Era, WorldWatch Institute, July 2000.
- [4] The Economist, Here and now, February 8, 2001
- [5] Novak P., Od divova do patuljaka i obrnuto – ili što nas čeka u energetici?, EGE 3/01, http://www.ege.hr/casopis/pdf/ege0301_67-69.pdf
- [6] N. Duić, L.M. Alves, M.G. Carvalho: Potential of Kyoto Protocol Clean Development Mechanism in Transfer of Energy Technologies to Developing Countries, *18th World Energy Congress, Buenos Aires*, 16pp. (2001)
- [7] Delalić N., Gafić A., Sadović T., Opravdanost primjene malih sistema kogeneracije u BiH, Budućnost energetike Bosne i Hercegovine – Mđunarodni workshop, Sarajevo, 15. i 16. juni 2000
- [8] Duić N., Alves L.M., Carvalho M.G.: [Potential of Kyoto Protocol in Transfer of Energy Technologies to Insular Countries](#), *Transactions of FAMENA XXV-2*, 27-38 (2001)
- [9] United nations framework convention on climate change, objavljeno na: <http://unfccc.int/>
- [10] United Nations Framework Convention on Climate Change Status of Ratification, UN, <http://unfccc.int/resource/conv/ratlist.pdf>, prosinac 2001.
- [11] Kyoto Protocol Status of Ratification, UN, <http://unfccc.int/resource/kpstats.pdf>, lipanj 2002.
- [12] Joy Hyvarinen, In defence of the Kyoto Protocol, IEEP, London, 2000
- [13] The First National Communication of the Republic of Croatia to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), Ministry of Environmental Protection and Physical Planning, Republic of Croatia, 2001, <http://unfccc.int/resource/docs/natc/cronc1.pdf>

- [14] The Future of CHP in the European Market - The European Cogeneration Study, published on: http://tecs.energyprojects.net/links/final_publishable_report.pdf
- [15] Cogeneration's European Future-Cogeneration in a post-Kyoto World, Cogeneration and On-Site Power Production, Volume 2, Issue 4, July—August 2001, http://www.jxj.com/magsandj/cosp/2001_04/cogenerations_european_future.html
- [16] PROSMACO – Promotion of small scale cogeneration in rural areas, Interim report: December 2000, published on: <http://www.cogen.org/projects/prosmaco.htm>
- [17] Liberalizacija tržišta električne energije potiče razvoj kogeneracije, EGE 3/99, <http://www.ege.hr>, Izvornik: Power engineering International, March 1999
- [18] Risks and chances for small scale combined heat and power in the liberalized market, final project report, May 2001, published on: <http://www.cogen.org>
- [19] Energija u Hrvatskoj, godišnji energetske pregled 1996-2000, Republika Hrvatska, Ministarstvo gospodarstva, Zagreb 2001.
- [20] KOGEN, program kogeneracije, prethodni rezultati i buduće aktivnosti; Energetski institut «Hrvoje Požar», Zagreb 1998
- [21] Zakon o energiji, Narodne novine **68/01**, Zagreb, (2001)
- [22] Zakon o tržištu električne energije, Narodne novine **68/01**, Zagreb, (2001)
- [23] Zakon o tržištu plina, Narodne novine **68/01**, Zagreb, (2001)
- [24] Zakon o tržištu nafte i naftnih derivata, Narodne novine **68/01**, Zagreb, (2001)
- [25] Zakon o regulaciji energetske djelatnosti, Narodne novine **68/01**, Zagreb, (2001)
- [26] Neven Duić, Tomislav Jureković, Maria da Graca Silva Carvalho; Efekti liberalizacije tržišta energenata u Portugalu, Zagreb 2002, objavljeno na: <http://powerlab.fsb.hr/neven/papers/forum2001.pdf>
- [27] Tarifni sustav cijena električne energije, objavljeno na: <http://www.hep.hr>
- [28] Program aktivnosti u stvaranju i implementaciji energetske politike Grada Zagreba, Energetski institut «Hrvoje Požar», Zagreb 2001

- [29] Acle Jones S.C., Microcogeneration optimal design for service hot water thermal loads, Georgia Institute of Technology, June 1999., published on:
<http://www.me.gatech.edu/energy/sophia/>
- [30] RECKNAGEL-SPRENGER-HENMAN, Grejanje i klimatizacija, IRO "GRAĐEVINSKA KNJIGA", Beograd, 1987.
- [31] Bogdan Ž, i dr., Mogućnost optimiranja pogona EL-TO Zagreb, CTT Zagreb, travanj 2001.
- [32] KUEN Zgrada: program energetske efikasnosti u zgradarstvu: prethodni rezultati i buduće aktivnosti, Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, 1988
- [33] Trzesniewski J., Mitchell J.W., Klein S. A, Beckman W. A., Impact of a solar domestic hot water demand-side management program on a electric utility and its customers, The american solar energy society annual conference, Asheville, North Carolina, April 13-18 1996, published on:
<http://www.eren.doe.gov/solarbuildings/pdfs/1065.pdf>
- [34] Small-scale cogeneration Why? In which case?; European commission, Directorate General for Energy DGXVII, July 1999, published on:
<http://www.iwallon.be/cogensud/acrobat/cogguiuk.pdf>
- [35] Šunjić M, Efikasnost kogeneracijskih postrojenja, Energetika marketing, Zagreb 1996.
- [36] Izvještaj o mjerenjima naponskih prilika i potrošnje u srednjenaponskoj mreži napajanoj iz TS 110/35/10 kV Sućidar, HEP - DP Elektrodalmacija Odjel za održavanje, Split, siječanj 2002.
- [37] Hrvoje Petrić, Analiza tržišne cijene električne energije, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb 2001
- [38] OECD study "Meeting the Kyoto targets", COM/ENV/EPOC/CPE(99)76, 1999
- [39] N. Duić, F. Juretić, M. Zeljko, Ž. Bogdan: [Kyoto Protocol Objectives in Croatia Energy Planning: Nuclear Scenario](#), *Proc. of the 4th International Conference Nuclear Option in Countries with Small and Medium Electricity Grids*, Dubrovnik, 10 pp. (2002)
- [40] Hrvatska Elektroprivreda, GODIŠNJE IZVJEŠĆE ZA 2001, objavljeno na:
<http://www.hep.hr/cro/index.html>

- [41] Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories:
Workbook, published on: [http://www.ipcc-
nggip.iges.or.jp/public/gl/guidelin/ch1wb1.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/guidelin/ch1wb1.pdf)