

PROJEKCIJA RAZVOJA ENERGETSKOG SEKTORA U SVIJETU I HRVATSKOJ DO 2020. GODINE

Vedran U r a n, Rijeka

UDK 620.91.001
PREGLEDNI ČLANAK

Cilj je ovog članka bio prikazati projekciju razvoja energetskeg sektora u svijetu do 2020. godine temeljenu na referentnom scenariju kojeg je izradila svjetska organizacija IEA (*International Energy Agency*). Moguće promijene u tom razvoju objašnjene su kroz alternativne opcije, također izrađene po istoimenoj organizaciji. Usporedo s prikazanim svjetskim energetskeim tokovima, analiziran je te opisan mogući razvitak energetskeg sustava u Hrvatskoj i Primorsko-goranskoj županiji do 2020. godine.

Ključne riječi: razvoj energetskeg sektora, referentni scenarij, alternativne opcije, razvitak energetskeg sustava.

1. UVOD

Prognoziranje budućeg razvoja energetike predstavlja najsloženiji oblik predviđanja o budućoj potrebi, opskrbi i trošenju primarne energije.

Opskrba dovoljnim količinama energije jedan je od ključnih uvjeta za opstanak i razvoj naše civilizacije, stoga nije neobično da se u prognozama gospodarskog razvoja bilo koje zemlje problemima opskrbe energijom poklanja najveća pažnja.

Današnji početni uvjeti za uspješnu analizu razvoja energetike polaze sa stajališta energetske efikasnosti, ekonomske opravdanosti realiziranih projekata u energetskeg sektoru i ispunjavanja ekoloških zahtjeva. Nužno je također na temelju iskustva iz prethodnog razdoblja uočiti izvjesne trendove i zakonitosti koji daju podlogu i opravdanje za buduću prognozu.

2. REFERENTNI SCENARIJ [1]

Organizacija IEA (*International Energy Agency*) izradila je svjetsko predviđanje u energetici po tzv. referentnom scenariju koji uključuje politiku stakleničnih plinova i strože ekološke mjere. Taj je scenarij postao aktualan nakon konferencije održane 1997. g. u Kyotu organizirane od UNFCCC (Okvirne konvencije UN o klimatskim promjenama) čije su potpisnice *Annex B* zemlje (Australija, Austrija, Belgija, Bugarska, Češka, Danska, Estonija, Finska, Francuska, Grčka, Hrvatska, Island, Irska, Italija, Japan, Kanada, Latvija, Litvanija, Luksemburg, Mađarska, Nizozemska, Novi Zeland,

Norveška, Njemačka, Poljska, Portugal, Rumunjska, Rusija, SAD, Slovačka, Slovenija, Španjolska, Švedska, Švicarska, Ukrajina i Velika Britanija). Te su se zemlje obvezale da će smanjiti emisije za prosječno 5,2% manje od emisija ostvarenih 1990. g.

Prema referentnom scenariju se nadalje predviđa globalni ekonomski rast više od 3% godišnje u periodu od 1997.–2020. g., dok će stopa rasta populacije iznositi 0,3% godišnje u istom razdoblju.

Emisija stakleničnih plinova će imati godišnji prirast od 2,1% u razmatranom periodu, što iznosi 13,7 milijuna tona ispuštenog ugljičnog dioksida (CO₂). Da bi se zadovoljio dogovor iz *Kyoto Protokola*, potrebno je predvidjeti porast od 8,7 milijuna tona ispuštenog CO₂.

Razlog zbog čega se vjerojatno neće moći ispuniti zahtjevi iz *Kyoto Protokola* do 2010. g. je taj što će mnoge zemlje u razvoju poput Indije i Kine, koje čine trećinu ukupne svjetske populacije, temeljiti svoj tehnološki i transportni razvoj na fosilnim gorivima (osobito nafte i ugljena) kao najjeftinijim i najraspoloživijim energentima. 90% svih primarnih energenta u svijetu do 2020. obuhvaćat će fosilna goriva, bez obzira na porast korištenja obnovljivih izvora energije za 2,8% godišnje.

U mnogim se razvijenim zemljama postupno razvija slobodna trgovina naftnim derivatima, prirodnim plinom i električnom energijom. Već danas SAD ima u potpunosti liberalizirano i deregulirano tržište navedenih izvora energije, dok su skandinavske zemlje između sebe razvile regionalno tržište *Nord Pool*.

3. USPOREDNA ANALIZA POTROŠNJE I ZASTUPLJENOSTI PRIMARNE ENERGIJE PO TIPU GORIVA NA LOKALNOJ I GLOBALNOJ SVJETSKOJ RAZINI

3.1. Usporedna analiza primarnih energenta na lokalnoj razini

Tablica 1. Zastupljenost pojedinih energenta u ukupnoj potrošnji energije u gradu Rijeci i Primorsko-goranskoj županiji (anketna analiza) [2]

Ukupno (%)	Drvo	Električna energija	EL lož ulje	UNP	Mrežni plin	Gradske toplane
Ukupna raspodjela energenta u PG županiji (%)	44	32	16	4,5	0,75	2,5
U Rijeci	36	39	8	3	3	10

Ogrjevna moć pojedinih energenta

Drvo za loženje : 14,830 MJ/kg
 EL loživo ulje : 41,200 MJ/kg
 Električna energija : 3,601 MJ/kWh
 UNP (ukapljeni naftni plin) : 48,443 MJ/kg
 Gradske toplane → miješani plin (UNP) ili lako loživo ulje

3.2. Usporedna analiza primarnih energenta na globalnoj razini

Tablica 3. Potrošnja primarne energije u Hrvatskoj i njenim susjednim zemljama 1998. godine [4]

Zemlja	Broj stan. (milijuna)	Potrošnja energije, TJ	Električna energija po stanovniku, kWh/stan	Nafta %	Plin %	Ugljen %	Vodeni resursi %	Nuklearna energija %	Biomasa %	Ostalo %
Hrvatska	4,5	341.000	2.649	59,4	27,5	3,2	6,0	/	3,9	/
Slovenija	2,0	280.000	5.580	43,1	10,8	18,6	4,4	19,3	3,9	/
BiH	3,8	82.000	584	52,2	12,3	19,7	6,9	/	8,8	/
SRJ	10,6	672.000	3.450	20,3	13,1	58,7	6,6	/	1,3	/
Mađarska	10,1	1.060.000	3.264	28,9	38,8	16,5	0,1	14,4	1,3	/
Italija	57,0	7.040.000	4.949	56,9	31,1	7,2	2,2	/	4,3	/

Napomena. *BiH* – Bosna i Hercegovina; *SRJ* – Savezna Republika Jugoslavija

Pod *Ostalo* podrazumijeva se energija sunca, vjetra, geotermalna energija, energija plime i oseke, a pod *Biomasa* ogrjevno drvo za kućanstva i drveni otpaci za industriju (za Italiju i komunalni otpad).

Tablica 4. Potrošnja primarne energije u najvećim zemljama po broju stanovnika 1998. godine [4]

Zemlja	Broj stan. (milijuna)	Potrošnja energije, PJ	Električna energija po stanovniku, kWh/stan	Nafta %	Plin %	Ugljen %	Vodeni resursi %	Nuklearna energija %	Biomasa %	Ostalo %
Kina	1.240	44.000	872	18,8	1,9	56,9	1,7	0,4	20,3	/
Indija	980	20.000	416	19,0	4,1	33,7	1,5	0,6	40,1	/
SAD	270	92.000	13.390	38,9	22,8	23,6	1,2	8,5	3,5	0,6
Brazil	166	7.330	1.860	50,8	2,8	7,3	14,6	0,5	24,1	/
Rusija	150	25.000	4.873	21,3	53,3	16,3	2,3	4,7	2,0	/
Japan	127	21.400	8.008	51,1	11,7	16,6	1,6	17,0	1,4	0,6

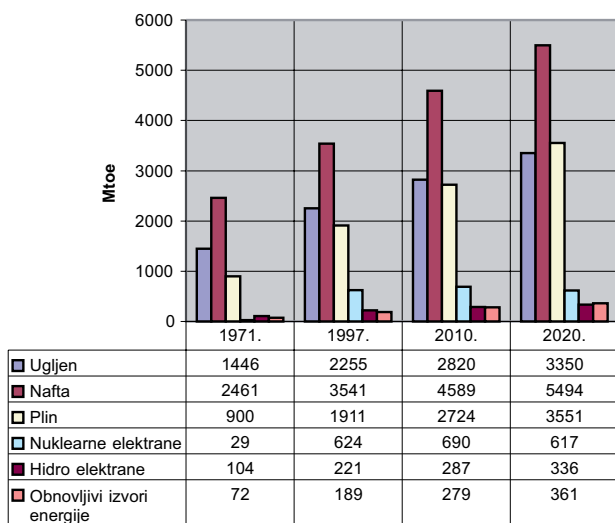
Napomena. Pod *Ostalo* podrazumijeva se energija sunca, vjetra, geotermalna energija, energija plime i oseke, a pod *Biomasa* svi oblici bioenergije plus komunalni otpad (za Kinu, Indiju i Brazil ogrjevno drvo u ruralnim područjima).

Tablica 2. Ukupna potrošnja energije u Primorsko-goranskoj županiji i Republici Hrvatskoj za godinu 1998. [3]

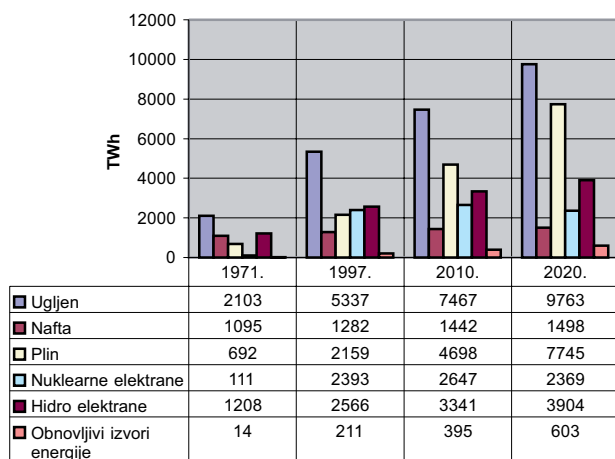
Ukupna potrošnja energije u 1998. god.	Primorsko-goranska ž.		RH TJ
	TJ	%	
Ogrjevno drvo, m ³	2779.2	6.2	12 630
Ugljen, t	0.6	0.0	9 872
Električna energija, MWh	- 983.1	-2.2	12 080
Industrijski otpaci, TJ	529.5	1.2	3 000
Tekuća goriva, t	40 231.4	89.3	171 170
Vodne snage, TJ	2476.2	5.5	52 900
Prirodni plin, tis m ³	/	/	92 290
Ukupno	45 033.8		353 942

Napomena. 84.7% elek. energije je proizvedeno i potrošeno dok je ostatak isporučen u druga distributivna područja.

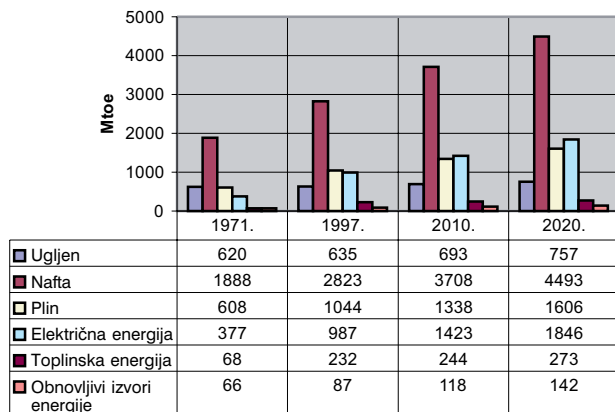
4. GRAFIČKI PRIKAZ SVJETSKIH ENERGETSKIH TOKOVA PO TIPU GORIVA ZA GODINE 1971., 1997., 2010. i 2020.



Dijagram 1. Svjetska opskrba primarnom energijom po tipu goriva u razdoblju od 1971. – 2020. godine [1]



Dijagram 2. Svjetska proizvodnja električnom energijom u razdoblju 1971. – 2020. godine [1]



Dijagram 3. Ukupna finalna potrošnja energije u svijetu u razdoblju od 1971. – 2020. godine [1]

5. GLAVNE NEIZVJESNOSTI I ALTERNATIVNE OPCIJE U ENERGETSKOM SEKTORU RADI SMANJENJA UDJELA CO₂

Glavne neizvjesnosti u energetskom planiranju i ostvarivanju predstavljaju makroekonomski uvjeti te promjena u opskrbi fosilnih goriva ovisno o njihovoj raspoloživosti i rezervama. Na primjer, prognoze IEA i Ministarstva energije SAD-a se razlikuju utoliko što ova potonja američka institucija predviđa do 2020. g. veći udio prirodnog plina čak i od nafte u ukupnoj energetskoj opskrbi [5]. Neizvjesnosti predstavljaju još promjene u energetskoj i ekološkoj politici, uključivši liberalizaciju tržišta primarnih energenta i električne energije te intenzitet klimatskih promjena, ulogu nuklearnog lobija kao i brzinu tehnološkog razvoja u energetici itd.

Energetske potrebe ovise o ekonomskim aktivnostima pojedine zemlje te o bilateralnim i diplomatskim odnosima među zemljama susjedama i drugim zemljama, pa je i to jedan od važnijih neizvjesnih pokazatelja.

Alternativne opcije koje mogu rezultirati smanjenje ispuštenog ugljičnog dioksida su:

A) Trgovanje emisijom CO₂ između *Annex B* zemalja

Ovakvo trgovanje zasniava se na penaliziranju onih koji zagađuju okoliš prilikom čega se podrazumijeva bilateralni sporazum sa zemljama kreditorima o pretvaranju dijela duga neke zemlje u sredstva namijenjena zaštiti okoliša, povećanju energetske efikasnosti, sredstva za obnovljive izvore energije, ali pod određenim uvjetima. U skladu s dozvoljenim granicama, *Kyoto Protokol* je odredio cijenu koja bi iznosila 32USD po toni CO₂ (ili 118USD po toni čistog ugljika).

Annex B trgovanje ugljičnim dioksidom moglo bi smanjiti troškove izlazeći u susret sa zahtijevanim granicama emisije za OECD regiju, s rasponom smanjenja od 29 do 63%, ovisno o tome koliko je moguće ispuniti obveze i troškove domaćeg popuštanja.

B) Transport u razvijenim zemljama

U ovom sektoru moguće je sniziti količinu ispuštenog CO₂ na sljedeći način:

- proizvodnjom štedljivijih i efikasnijih vozila,
- postupnim prelaskom na alternativna goriva (vodik, metanol/etanol, biodizel),
- rasterećenjem prometa uvođenjem efikasnijeg javnog prijevoza (koja mogu koristiti alternativna goriva u većoj mjeri),
- ili jednostavno uvesti posebni porez na gorivo vezan za vrijednost ugljika koji bi bio preuzet iz slučaja „slobodnog trgovanja“ ugljičnim dioksidom.

Veliki udio u proizvodnji CO₂ ima i mlazno gorivo.

C) Energetska postrojenja u razvijenim zemljama

Promjene u OECD energetskoj politici, tehnološkom razvoju i relativnim cijenama goriva mogle bi u slje-

deća dva desetljeća biti glavne okosnice za sektor proizvodnje električne energije i ispuštenog ugljičnog dioksida.

Kroz razvoj energetskih postrojenja može se poklopiti ovaj referentni scenarij za smanjenjem CO₂, i to u četiri razmatrane opcije:

1. korištenje prirodnog plina, i kao primarnog energenta, i kao pogonskog goriva za nova ili revitalizirana termoenergetska postrojenja čime bi se mogao smanjiti utjecaj emisije CO₂ za 10% do 2020. g.;
2. držeći i dalje u pogonu nuklearne reaktore, ne gaseći ih, moguće je postići 7% manju vrijednost ispuštenog CO₂ nego što to prognozira referentni scenarij;
3. učestalijim korištenjem obnovljivih izvora energije, CO₂ bi se mogao smanjiti za 6% do 2020. g.;
4. veći broj novih malih kogeneracija tzv. *Combined Heat & Power* postrojenja (CHP) mogao bi reducirati ukupni ispušteni CO₂ za 2% do 2020. g.

Svaka od ovih opcija može prouzrokovati neuravnoteženost u energetskom sektoru: ukoliko bi se sve više koristila postrojenja na plin i CHP, to bi rezultiralo većom potražnjom plina; ukoliko bi nuklearna postrojenja i dalje ostala u pogonu, kao i sve veći udio korištenja obnovljivih izvora energije, onda bi to imalo utjecaj na manju potrebu za fosilnim gorivima općenito te veću diversifikaciju unutar opskrbljivanja električnom energijom.

Ovo su u biti glavni izazovi za moguću realizaciju, ali svaka od ovih opcija ima ograničenja:

1. korištenje nuklearnih goriva nailazi na javni otpor bez obzira na usavršene reaktorske tipove kao što su poboljšani lakovodni, poboljšani teškovodni reaktori, visokotemperaturni plinom hlađeni reaktori te brzi oplodni i fuzijski nuklearni reaktori;
2. korištenje obnovljivih izvora energije (sunce, vjetar, biomasa, geotermalni izvori, plima/oseka) i u prosjeku je još uvijek preskupo u odnosu na korištenje fosilnih goriva jer im cijene padaju istim brzinama;
3. male kogeneracije pokazuju se skupom investicijom u odnosu na kombi-kogeneracijska postrojenja na plin i često su subvencionirana, mada optimalna za zadovoljavanje toplinskih i električnih potreba u industriji.

Kao najbliže optimalnom ostaje opcija korištenja prirodnog plina kao primarnog energenta, ili kao pogonskog goriva za nova, ili ona postojeća termoenergetska postrojenja koja su zrela za rekonstrukciju, a za pogon su dosad koristila tekuća goriva.

Danas popularizirana postrojenja na plin su tzv. CCGT postrojenja (CCGT – *Combined-Cycle Gas Turbine*) koja rade na principu kombiniranog plinsko-parnog procesa. Toplina plinova izgaranja iz plinske turbine koristi se za proizvodnju električne energije i za zagrijavanje pare preko kotla ulizatora. Zagrijana para koristi se za pokretanje parnoturbinskog postrojenja iz kojeg se opet proizvodi električna energija.

Razlozi popularnosti takvih postrojenja su:

- najmanja ulaganja (400-500 USD/kW),
- relativno visoka efikasnost (do 57 %)
- kratko vrijeme potrebno za izgradnju (do 3 godine) te
- ekološki prihvatljivi (300 grama ispuštenog ugljičnog dioksida po kWh) [1, 6].

Za razliku od ovog tipa, postrojenja ložena ugljenom prašinom imaju manju efikasnost (39%), veća su ulaganja (1.000 – 1.200 USD/kWh), te je potrebno više vremena za izgradnju (oko 5 godina)

Najveće zalihe utvrđene su kod ugljena s ukupnom energetskom vrijednošću od 41.994 EJ. Na sljedećem mjestu su tekuća goriva s 6.113 EJ te plinovita s 5.903 EJ [7]. No, danas je ugljen najviše zastupljen u elektroenergetskom sektoru. U svjetskoj potražnji stagnirat će barem do 2010. g. kada se očekuje usavršavanje tzv. IGCC postrojenja (IGCC – *Integral Gasification Combined-Cycle*) čija se tehnologija temelji na rasplinjavanju ugljena (ali i naftnih ostataka iz industrije) i kombiniranom plinsko-parnom procesu (kao i kod CCGT postrojenja). Predviđa se i postupni rast cijene plina do 2010. pa je i to razlog ponovnog korištenja većih količina ugljena u elektroenergetskom sustavu.

6. MOGUĆI RAZVITAK ENERGETSKOG SUSTAVA U HRVATSKOJ I PRIMORSKO-GORANSKOJ ŽUPANIJI DO 2020. GODINE

6.1. Mogući razvitak energetskog sustava u Hrvatskoj do 2020. g.

Programom provedbe Strategije energetskog razvitka Republike Hrvatske utvrđene su mjere energetske politike koje obuhvaćaju: istraživanje i razvitak, financijsku pomoć pri uvođenju novih tehnologija, ali u vidu poreznih i drugih olakšica, pristojbi i poreza vezanih na primjer za zaštitu okoliša, poticanju energetskih efikasnosti, te obnovljivih izvora energije. Mjere zatim uključuju informiranje, savjete i obuku potrošača, te međunarodnu suradnju.

Republika Hrvatska ima monopolizirani elektroenergetski i plinski sustav. Sve većim približavanjem Europskoj uniji, Hrvatska će prema Direktivama EU-a započeti s postupnim otvaranjem tržišta tih dvaju sustava.

Otvoreno tržište podrazumijeva razdvajanje pojedinih sustava na proizvodnju, prijenos i distribuciju. Postojat će mogućnost da proizvođač slobodno može plasirati električnu energiju ili plin trećem subjektu. Za posredovanje između proizvođača i potrošača energenta bit će potreban samo jedan tržišni operator (*pool*) i jedan mrežni operator.

Uzevši u obzir udio energenta u Hrvatskoj za 1998. g. i alternativne opcije koje mogu utjecati na smanjenje ugljičnog dioksida u svjetskim razmjerima, može se

konstatirati da će struktura energenta prema ukupnoj potrebnoj energiji u sljedećih 20 godina izgledati ovako:

Tablica 5. Struktura energenta u ukupno potrebnoj energiji 2005. i 2020. godine, PJ [8]

Tip goriva	2005.	2020.
Tekuća goriva	189	218
Prirodni plin	155	186
Obnovljivi izvori ¹	89	129
Ugljen	29	80
Električna energija ²	7,9	0,0
Ukupno	479,9	613

¹ – odnosi se na velike HE, ogrjevno drvo i ostalu biomasu, energiju sunca, geotermalnu energiju, male HE, energiju vjetra

² – odnosi se na uvezenu električnu energiju.

Najbrži porast potrošnje u ukupno potrebnoj energiji imaće ugljen jer mu je današnja potrošnja vrlo niska, a i u budućnosti je predviđena izgradnja termoelektrana na ugljen. Znatnu stopu porasta potrošnje trebao bi imati i prirodni plin ukoliko se nastavi s daljnjom plinifikacijom Hrvatske, revitalizacijom postojećih postrojenja (elektrana-toplana i termoelektrana-toplana) na tekuće gorivo. Isto tako je efikasno i etažno grijanje prirodnim plinom pa se i tu vidi njegovo sve učestalije trošenje. Tekuće gorivo imaće utoliko veći porast potrošnje jer se očekuje povećanje mobilnosti stanovništva do 13 000 km po stanovniku godišnje, i to osobnih automobila u međugradskom prometu, osobito nakon 2010. g. kada se očekuje završetak izgradnje osnovne mreže autocesta u Hrvatskoj.

U budućnosti će se udio vlastite proizvodnje smanjivati, tj. udio će uvoza rasti. Zbog toga bi buduće energetske smjernice trebale biti usmjerene k obnovljivim izvorima energije gdje god je to moguće. Najznačajnije mjesto tu imaju vodne snage koje u ukupnoj energiji obnovljivih izvora sudjeluju s oko 50 posto, zatim ogrjevno drvo i ostala biomasa s 21 posto [8]. Ostali oblici obnovljivih izvora energije poput energije Sunca, geotermalne energije i energije vjetra imaju perspektivu samo u sustavima s konvencionalnim oblicima energije. No, sve opet na kraju ovisi o tome jesu li takvi sustavi za investitora i korisnika povoljni, odnosno isplativi.

Republika Hrvatska potpisala je, ratificirala i primjenjuje sve važnije međunarodne sporazume o zaštiti okoliša, pa tako i UNFCC-ovu (ratificirana 17. siječnja 1996.), dok je *Kyoto Protokol* u postupku ratifikacije. Ratificirajući UNFCC, kao zemlja u tranziciji Republika Hrvatska je preuzela obvezu stabiliziranja emisija stakleničnih plinova na razini ostvarenoj 1990. g. (5,1 Mg/stanovniku). Potpisivanjem pak protokola iz *Kyota*, Hrvatska se obvezala reducirati emisije stakleničnih plinova za 5% u odnosu na 1990. g.

6.2. Mogući razvitak energetskog sustava u Primorsko-goranskoj županiji do 2020. g.

Primorsko-goranska županija je specifična jer obuhvaća veće i manje urbane dijelove, priobalne dijelove, otoke i gorske dijelove. Svaki od tih dijelova mogao bi biti poseban za kombinirane utroške konvencionalnih oblika energije i iskorištavanje obnovljivih izvora, ali u međusobno optimalnim omjerima, u skladu s ekonomskom opravdanošću, efikasnošću i ekološkom ispunjavanju normi unutar energetskog sustava Republike Hrvatske.

Prema [9] procjenjuje se da će ukupna potrošnja energije u 2020. g. u kućanstvima, industriji i uslužnom sektoru porasti oko dva puta (u kućanstvima 1,7 puta, u industriji 3,5, u uslugama 2,1 puta), dok će se potrošnja energije za netoplinske svrhe za isti period povećati za skoro tri puta (u kućanstvima 1,4 puta, u industriji 3,7, u uslugama 4 puta).

U Rijeci se trenutno stari cjevovodi gradskog plina zamjenjuju novim plinovodima ukapljenog naftnog plina (UNP) kao prethodnicom za opskrbljivanje prirodnim plinom. Ukupna investicija u razvoj mreže magistralnog i županijskog plinovoda iznosi oko 250 milijuna USD uključujući i plinske stanice [10]. Taj plinovod predstavlja dio *GEA* projekta. Plinifikacijom PG županije mnoga bi kućanstva mogla prijeći na etažni sustav grijanja koje je mnogo ekonomičnije za razliku od dosadašnjeg centralnog grijanja na UNP ili lož-ulje u javnim toplanama.

U gradu Rijeci potrebno je najviše obratiti pozornost na povećanje energetske efikasnosti dvaju najvećih toplinskih potrošača u Hrvatskoj, INA-e Urinj i INA-e Mlaka zadužene za rafinaciju sirove nafte i naftnih destilata. No, o tom povećanju ovisi uspješnost privatizacije i modernizacije spomenutih naftnih industrija. Termoelektrana Rijeka pogonjena naftom također bi trebala biti rekonstruirana, a tip novog pogonskog goriva ovisit će o tome je li za novog vlasnika više isplativ ugljen ili plin.

Bankrotirana Tvornica papira u Rijeci mogla bi isto tako biti interesantna za budućeg investitora jer bi se unutar nje mogli revitalizirati ili izgraditi novi kombinirani sustavi na plin i biomasu¹. Isto vrijedi i za drvene industrije u Klani, Lokvama i Vrbovskom. Ti bi se sustavi potom uključili u elektroenergetsku mrežu prodajući višak električne energije glavnom distributeru ili trećem neovisnom subjektu.

Male plinske kogeneracije i/ili trigeneracije trebale bi biti interesantne za uslužne i javne djelatnosti, osobito hotele i bolnice, a nije isključena ni kombinacija sunčevih kolektora i trigeneracije.

U PG županiji također su prisutne hidroelektrane (HE Rijeka i HE Vinodol) koje bi trebalo s vremenom revitalizirati te privatizirati kao i male hidroelektrane kojih ovdje ima u vrlo malom broju iz ekološko-turističkih

¹ Ova mogućnost vrijedi samo ako Tvornica papira u Rijeci ne bude prodavana parcijalno.

razloga (ukupno ih je četiri, od kojih su dvije u vlasništvu drvne industrije Finvest Corp. iz Čabra za pokrivanje vlastitih potreba električne energije).

Postupnom plinifikacijom, razvijanjem svijesti o energetske učinkovitosti i sve većem korištenju obnovljivih izvora energije uz dokazivanje energetske uštede na vlastitom primjeru i odgovarajuće energetske edukacije, Primorsko-goranska županija mogla bi izaći iz energetske kolapsa u kakvom se sada nalazi. To sve među ostalim ovisi i o lokalnoj upravi i samoupravi te o lokalnim akcijama i programima na području energije i energetike unutar Primorsko-goranske županije.

7. ZAKLJUČAK

Svaka zemlja je specifična u smislu udjela zastupljenih primarnih energenta. U energetskom sektoru na svjetskoj razini poželjno je držati se granice između industrijski razvijenih zemalja i zemalja u razvoju (osobito Kine, Indije i Brazila).

Industrijski razvijene zemlje imaju ekonomsku moć razvijanja energetske efikasne sustava i energetske mreže te istraživanja, usavršavanja i promoviranja «čiste» tehnologije na bazi obnovljivih izvora energije i vodika kroz svjetske organizacije i programe.

Zemlje u razvoju atraktivne su upravo zbog jeftine radne snage i jeftino proizvedene energije po jedinici kWh. U razmatranom periodu zemlje će u razvoju dostići onakav životni standard kakvog su imale razvijene zemlje sredinom 20. stoljeća.

Zemlje u tranziciji, među koje spada i Hrvatska, mogu svoju budućnost planirati ovisno o političkoj volji i brzini ulaska u OECD (OECD – *Organisation of Economic Co-operation and Development*) te ostalim asocijacijama primjerenih razvijenim zemljama. U suprotnom takve zemlje postaju „kolonije“ industrijski razvijenih zemalja.

LITERATURA

- [1] World Energy Outlook 2000, OECD/IEA, 2000.
- [2] D. PEŠUT, B. FRANKOVIĆ: „Studija i idejni projekt opskrbe plinom Primorsko-goranske županije, Faza I – polazna platforma“, Energetski institut «Hrvoje Požar» Zagreb, Tehnički fakultet Sveučilišta u Rijeci, Zagreb, studeni 1999.
- [3] Baza podataka Državnog zavoda za statistiku Republike Hrvatske
- [4] <http://www.iea.org/stats/files/selstats/keyindic/keyindic.htm>
- [5] G.T. MILLER: „Living in the environment: principles, Connections and Solutions – part V Energy Resources“, Wadsworth Publishing Company, California, SAD, 1996.
- [6] M. ŠUNIĆ: „Energetiku 21. stoljeća obilježit će plin i električna energija/21st century will be marked by gas and electricity“, Prigodno predavanje, XV.

Međunarodni znanstveno-stručni susret stručnjaka za plin, Opatija 2000.

- [7] Et. al. D. FERETIĆ: „Elektrane i okoliš“, Sveučilište u Zagrebu, 2000.
- [8] Energetski institut „Hrvoje Požar“: „Nacionalni energetske programi“, Zagreb, travanj 1998.
- [9] D. PEŠUT, B. FRANKOVIĆ: „Studija i idejni projekt opskrbe plinom Primorsko-goranske županije, Faza II – predviđanje energetske potrebe do 2020. godine“, Energetski institut «Hrvoje Požar» Zagreb, Tehnički fakultet Sveučilišta u Rijeci, svibanj 2000.
- [10] M. ČRNJAR, M. SARŠON, M. ŠVERKO: „Possibilities of introducing natural gas into Primorsko-Goranska District, R. Croatia“, NAFTA 51 (2) str. 73-78 (2000)

ENERGY SECTOR DEVELOPMENT SCENARIOS FOR THE WORLD AND CROATIA UNTIL THE YEAR 2020

The aim of this work is to show the forecast of energy sector development for the world until 2020 based on the reference scenario done by the world organisation IEA - International Energy Agency. Possible changes in that development are explained through alternative options also made by the same organisation. Parallel to the world energy perspectives, possible energy system development for Croatia and Primorsko-goranska County until the year 2020 is also given.

VORAUPLANUNG DER ENTWICKLUNG IM ENERGETISCHEN SACHBEREICH IN DER WELT UND IN KROATIEN BIS ZUM JAHRE 2020

Ziel dieser Arbeit war, auf Grund des von der IEA (International Energy Agency = Internationale Energie-Behörde) entworfenen Verlaufs, die Entwicklung des energetischen Sachbereichs in der Welt und in Kroatien bis zum Jahre 2020 anzuzeigen. Durch anderwertige ebenfalls von der obengenannten Behörde entworfene Verläufe, sind mögliche Änderungen in dieser Entwicklung erklärt worden. Parallel mit den dargestellten Weltenergetischen Flüssen, ist die mögliche Entwicklung des energetischen Sachbereichs in Kroatien und in der Gespanschaft "Primorsko-Goranska" dieses Landes bis zum Jahre 2020 bewertet und beschrieben.

Naslov pisca:

**Vedran Uran, dipl. ing.
Tehnički fakultet
Sveučilišta u Rijeci
51000 Rijeka, Hrvatska**

Uredništvo primilo rukopis:
2001-10-01.

TEMELJNI ODNOSI I POSTAVKE ZA TARIFNI SUSTAV PRIRODNOG PLINA

Dr. sc. Mićo K l e p o, Zagreb

UDK 620.9:338.52
PREGLEDNI ČLANAK

U radu se izlažu rezultati analiza današnje razine i strukture cijena prirodnog plina u Republici Hrvatskoj, te navode preliminarnu ocjenu elementa i podloga za izradu tarifnog sustava prirodnog plina. Problemu strukture cijena i tarifa, odnosno tarifnog sustava za prodaju prirodnog plina u ovom radu prilazi se po načelima koja vrijede za sustave tzv. umreženih energenata. Kod postavljanja tarifne strukture razlikuju se djelatnosti proizvodnje i nabave plina od njegova transporta i skladištenja, odnosno distribucije i maloprodaje. U ovom se radu izlažu i preispituju one postavke i načela strukture i odnosa tarifnog sustava prirodnog plina koji su vezani za gospodarsku poziciju korištenja transportne plinske mreže, odnosno distributivnih kapaciteta s maloprodajom plina za glavne sektore i kategorije potrošnje plina.

Ključne riječi: cijena prirodnog plina, tarifni sustav za prodaju prirodnog plina, tarife transporta i skladištenja plina, sektori i kategorije potrošnje plina, tarifni odnosi, tarifna struktura.

1. UVOD

Jedan od ključnih elemenata koji definira gospodarsku poziciju prirodnog plina, pri čemu se misli i na njegovu poziciju važnog energenta današnjice, ali i industrijska aktivnost koja uključuje proizvodnju, transport, skladištenje, distribuciju, prodaju i nabavu plina, te izgradnju uređaja i postrojenja za transformacije prirodnog plina jesu tarife i tarifni sustav za prirodni plin. Elementi moguće buduće tarifne strukture i tarifnog sustava za prirodni plin u pogledu njegova izbora, načina korištenja transportne mreže i skladišnih kapaciteta iskazuju se u dugoročnoj perspektivi razvoja (strategiji) ključnih gospodarskih sektora potrošnje. Sektori potrošnje su veliki, u gospodarskom smislu odjeliti tipovi ili grupacije potrošnji koji prirodni plin kupuju od proizvođača ili veletrgovca i preuzimaju na granicama transportne mreže. U ovom slučaju to su distributivna poduzeća, veliki industrijski pogoni, pogoni za proizvodnju električne i toplinske energije (termoelektrane, elektrane toplane, toplane, kotlovnice, ...), te petrokemijska industrija.

Kao ključne podloge za procjene srednjoročnog i dugoročnog razvitka potrošnje prirodnog plina u Republici Hrvatskoj uzeti su rezultati i pokazatelji iz "Strategije energetskog razvitka Republike Hrvatske – nacrt" [5] i "Plincro - Program plinifikacije Hrvatske - prethodni rezultati i buduće aktivnosti" [6].

Na distributivnoj razini razrada se veže za kategorije potrošnje: kućanstva, usluge i servisi, mali industrijski i ostali proizvodni pogoni, poljoprivreda i sl. Na toj ra-

zini kao podloge za razvoj tarifnih odnosa i tarifne strukture, ali i za definiranje politike pristupa potrošačima i razvoja distributivne mreže uzimaju se način korištenja kapaciteta i stabilnost karakteristika potrošnje glavnih kategorija potrošača. Kada je takva razrada nije dovoljno detaljna, ide se na još detaljniju podjelu, tj. na grupe potrošača sličnih po namjenama, količinama ili karakteristikama potrošnje plina.

Kao primjer za razradu tarifne strukture i proračuna tarifnih odnosa na distributivnoj razini uzeto je distribucijsko poduzeće "Termoplina" Varaždin, odnosno raspoložive gospodarske, tj. energetske i ekonomske podloge i pokazatelji za to poduzeće u 1997. i 1998. godini. Zbog preciznosti nužno je istaći da je dio ulaznih podataka, pogotovo profili i karakteristike potrošnje plina po kategorijama i grupama potrošnje, dobiven posebnim analizama i procjenama, tako da bi se za slučaj da se rezultati koji se navode željeli primijeniti na spomenuto distributivno poduzeće, dio analiza morao ponoviti s realnim podacima i podlogama. Unatoč tome, u svakom slučaju radi se o nalazima koji su korisni za utvrđivanje odnosa prema kategorijama potrošnje prirodnog plina na distributivnoj razini.

Za potrebe analiza u okviru ovoga rada razvijane su i korištena dva metodološka pristupa. Prvi je razrađeni i dograđeni metodološki pristup koji je korišten i prije nekoliko godina u Institutu za elektroprivredu i energetiku Zagreb [1], a drugi novi metodološki pristup tarifiranja umreženih energenata (*eng. grid bound energies*) koji je razvijen u Energetskom institutu "Hrvoje

Požar” Zagreb [7], i to u varijanti pristupa tarifiranju po troškovnom principu i varijanti tarifiranja po tzv. kratkoročnom marginalnom principu. U ovom radu ne izlažu se elementi, strukture i procedure niti jednog od metodoloških pristupa, ali se prema dobivenim rezultatima procjenjuje njihova primjenjivost, efikasnost i kvaliteta. Posebno su predmet pažnje i ocjene rezultati i pokazatelji dobiveni po tom novom metodološkom pristupu.

2. O DOSTIGNUTOJ RAZINI I ODNOSU CIJENA PRIRODNOG PLINA ZA RAZLIČITE KATEGORIJE POTROŠNJE

Prodajni uvjeti za prirodni plin distributivnim poduzećima, tzv. velikim potrošačima, Hrvatskoj elektroprivredi i Petrokemiji Kutina utvrđuju se Općim uvjetima za prodaju prirodnog plina i ugovorima o prodaji prema svakom od navedenih potrošača. Na veleprodajnoj strani odnosi kupaca i isporučitelja, dakle prodaja i kupnja prirodnog plina nisu uređeni odgovarajućim tarifnim sustavom. To znači da u segmentu proizvodnje, velenabave i veleprodaje prirodnog plina odnosi nisu uređeni odgovarajućim tarifnim sustavom. Veleprodajna cijena plina za distribucijska poduzeća na dan 1. ožujka 2001. godine iznosila je 0.84 kn/m^3 , a za izravne industrijske potrošače 0.79 kn/m^3 . Od 1. ožujka 2001. godine na te cijene dodaju se i troškovi korištenja transportne mreže koji iznose 0.0884 kn/m^3 . Troškovi korištenja transportne mreže plaćaju se novosnovanom poduzeću za transport plina Plinacro.

Uvjeti isporuke i cijene plina za proizvodnju električne i toplinske energije u velikim termoelektričkim postrojenjima, tj. za Hrvatski elektroprivredni uređeni su odgovarajućim dugoročnim ugovorom između INE i Hrvatske elektroprivrede. Tijekom 1999. godine prodajne cijene prirodnog plina za Hrvatsku elektroprivrednu za tzv. velika termoelektrična (kogeneracijska) postrojenjima (TE-TO, EL-TO) bile su oko 30% niže od naveden nabavne cijene od 0.84 kn/m^3 . Istodobno su cijene za kotlovnice i toplane uključene u sustav Posebnih toplana, također u okviru Hrvatske elektroprivrede, bile na razini cijena za industriju koja se opskrbljuje iz distributivne mreže, dakle gotovo trostruko veća. Međutim, tijekom 2000. godine i početkom 2001. godine poštujući odredbe spomenutog ugovora došlo je do znatnog porasta cijene plina za tzv. velika termoelektrična (kogeneracijska) postrojenja (TE-TO, EL-TO) Hrvatske elektroprivrede. Na dan 1. ožujka 2001. godine ta cijena bila je viša ne samo od cijena za sve ostale sektore potrošnje, dakle i od cijena za distributivna poduzeća, nego i od cijena za široku potrošnju i kućanstva. Očito je da se u tom slučaju radi o potpuno neutemeljenim gospodarskim odnosima, koji se isključivo mogu riješiti samo dobro razrađenim, efikasnim i razvidnim tarifnim sustavom za veleprodaju plina. Samo tako razrađeni tarifni sustav može dati granice prihvatljivog ponašanja i isporučitelja plina i potrošača, što se konačno kao jamstvo ili zbog

dodatnih pogodnosti može utvrditi i odgovarajućim odrednicama ugovora.

Distributivna poduzeća prirodnim plinom opskrbljuju različite kategorije potrošača (kućanstva, industrija, uslužni sektor, komunalne ustanove, ustanove socijalne skrbi i obrazovanja, poljoprivreda, itd.), i to tako da se prodajne cijene utvrđuju na temelju prosječne nabavne cijene prirodnog plina iz transportne mreže, na koju se dodaju distributivni troškovi (marža), porezi i ostala fiksna davanja (tablica 1). Troškove i uvjete priključka potrošača određuju sama distributivna poduzeća.

Iz podataka navedenih u tablici 1 vidljivo je da su cijene plina za industrijske pogone i malu privredu, tj. poduzeća koja pružaju različite vrste usluga jednake ili čak veće od cijena za kućanstva, što je gospodarski (tehnoški, energetski i ekonomski) neopravdano. Naime, ne radi se samo o tome da se plin u industriji, uslužnim djelatnostima i sl. troši na način i sa svrhom koje stvaraju nove i veće vrijednosti u materijalnom, gospodarskom, društvenom i socijalnom smislu, nego se radi o potrošnji koja je znatno povoljnija i u energetskom i u ekološkom smislu. Veliki i stabilni potrošači najčešće plin preuzimaju u količinama i po dinamici koja omogućuje stabilan i efikasan rad sustava uz niže ukupne troškove, plin koriste s manjim gubicima i efikasnije nego mali potrošači. Tako je npr. ukupna efikasnost proizvodnje iste količine korisne energije u većem broju malih ložišta u pravilu niža nego efikasnost jednog velikog ložišta istog ukupnog toplinskog kapaciteta.

U većini zapadnoeuropskih zemalja cijene plina za industriju i ostale velike potrošače koji troše velike količine plina i imaju stabilne karakteristike potrošnje, zbog čega su dobrodošli svakom isporučitelju plina, znatno su niže nego za kućanstva. Odnosi cijena u europskim zemljama tijekom 1999. godine navedeni su u tablici 2.

Cijene prirodnog plina u Hrvatskoj za industriju su na razini najviših cijena u Europi, a cijene za kućanstva znatno ispod razine cijena plina u Europi. Štoviše, može se reći da su među najnižima u Europi. Prethodno ukazuje na osnovno obilježje cijena prirodnog plina u distribuciji u Republici Hrvatskoj, a to je njihov socijalni karakter i strukturni nesrazmjer.

Nadalje, cijene plina veće su za industriju, malu privredu i ostale nego za kućanstva, što je gospodarski neopravdano. U većini zapadnoeuropskih zemalja cijene plina za industriju znatno su niže nego za kućanstva. Cijene prirodnog plina u Hrvatskoj za industriju su na razini najviših cijena u Europi, a cijene za kućanstva u skupini nižih cijena u Europi.

3. KATEGORIZACIJA POTROŠAČA PRIRODNOG PLINA

Pri kategorizaciji potrošača i potrošnje najdjelotvorniji pristup je da se razradi jedinstven, dovoljno općenit i razvidan sustav sektora i kategorija potrošnje, a zatim i

Tablica 1. Maloprodajne cijene plina u Republici Hrvatskoj (na dan 1. ožujka 2001.)

Županija	Naziv distributera	Mjesto	Široka potrošnja	Industrija
			kn/m ³ PDV uključen	
Brodsko-posavska	JP Toplina	Slavonski Brod	1,23	1,23
Bjelovarsko-bilogorska	Metalprodukt	Šandrovac	1,40	1,28
Osječko-baranjska	Dvorac KJP	Valpovo	1,32	1,32
Virovitičko-podravaska	KP Papuk	Orahovica	1,33	1,33
Vukovarsko-srijemska	Plinara istočne Slavonije	Vinkovci	1,37	1,34
Osječko-baranjska	Plinodom	Đurđenovac	1,34	1,34
Virovitičko-podravaska	Virkom	Virovitica	1,34	1,34
Zagrebačka	Zelinkse komunalije	Sv. Ivan Zelina	1,36	1,36
Koprivničko-križevačka	KOMING	Koprivnica	1,37	1,37
Krapinsko-zagorska	Zagorski metalac	Zabok	1,43	1,38
Osječko-baranjska	Elektroslavonija	Osijek	1,38	1,38
Varaždinska	Ivkom	Ivanec	1,38	1,38
Osječko-baranjska	Đakovački vodovod	Đakovo	1,39	1,39
Bjelovarsko-bilogorska	Elektrometal	Bjelovar	1,40	1,40
Koprivničko-križevačka	Komunalije, Đurđevac	Đurđevac	1,40	1,40
Varaždinska	Termoplin	Varaždin	1,40	1,40
Virovitičko-podravaska	JKP Pitomača	Pitomača	1,40	1,40
Krapinsko-zagorska	Humkom	Hum na Sutli	1,41	1,41
Bjelovarsko-bilogorska	Darkom	Daruvar	1,42	1,42
Međimurska	Međimurje plin JKP	Čakovec	1,43	1,43
Varaždinska	Komunalac, Novi Marof	Novi Marof	1,40	1,43
Krapinsko-zagorska	Komunalac, Konjščina	Konjščina	1,44	1,44
Požeško-slavonska	KP Pakrac	Pakrac	1,44	1,44
Zagrebačka	KP Vrbovec	Vrbovec	1,52	1,45
Bjelovarsko-bilogorska	JKP Komunalac-Garešnica	Garešnica	1,45	1,45
Krapinsko-zagorska	Komus	Donja Stubica	1,45	1,45
Krapinsko-zagorska	Zelenjak	Klanjec	1,45	1,45
Krapinsko-zagorska	Krakom	Krapina	1,46	1,46
Zagrebačka	Montcogim-plinara	Sveta Nedjelja	1,49	1,49
Bjelovarsko-bilogorska	Komunalije, Čazma	Čazma	1,52	1,52
Koprivničko-križevačka	Radnik	Križevci	1,55	1,55
Sisačko-moslavačka	Moslavina	Kutina	1,62	1,62
Grad Zagreb	Gradska plinara Zagreb	Zagreb	1,56	1,62
Sisačko-moslavačka	JKP-Novska	Novska	1,55	1,75
Zagrebačka	Dukom KP	Dugo Selo	1,64	1,82
Zagrebačka	Ivakop KP	Ivanić Grad	1,56	1,83
Sisačko-moslavačka	ZUC	Sisak	2,65	2,65

Tablica 2. Odnosi cijena plina u nekim europskim zemljama tijekom 1999. godine

	Industrija	Proizvodnja el. energije	Kućanstva
	kn/m ³	kn/m ³	kn/m ³
Austrija	1.3		3.5
Češka Republika	1.3	1.3	1.5
Danska			5.4
Finska	1.2	1.0	1.4
Mađarska	1.0	0.9	1.4
Irska	1.4	0.9	3.5
Nizozemska	1.0	1.0	3.0
Poljska	1.1		2.1
Španjolska	1.2	1.1	4.5
Švicarska	2.0		3.7
Turska	1.5	1.4	2.0
Velika Britanija	0.9	1.1	2.8
SAD	1.0	0.8	2.2
Prosjek	1.26	1.05	2.90

Izvor: Energy Prices & Taxes, International Energy Agency, 1999.

grupa potrošača unutar kategorija potrošnje. Kako je ranije već navedeno, prva podjela provodi se već na pragu veleprodaje, tj. na pragu transportnog sustava. Njen cilj je identificirati glavne sektore potrošnje. U pravilu to su: distributivna poduzeća, proizvodnja električne i toplinske energije, velika kemijska industrija i prerada, te ostali veliki potrošači. Na distributivnoj razini provodi se kategorizacija potrošača ili potrošnje, i to u sljedeće osnovne kategorije: domaćinstva, različiti industrijski i proizvodni pogoni, usluge i servisi, te poljoprivreda. Grupe potrošača zapravo su zasebne skupine ili tipovi potrošača određene razine mjesečne ili godišnje potrošnje, ili pak namjene, načina i karakteristika potrošnje prirodnog plina (tablica 3). Dobrim odabirom kategorija i grupa ostvaruju se polazne pretpostavke za primjenu načela raspodjele troškova po principu mjesta i načina, tj. izvora i strukture njihova nastanka, te njihove alokacije svakoj kategoriji i grupi potrošnje kako su i izazvani.

Granične potrošnje grupa u modelu su potrošnje istih prosječnih cijena za obje susjedne grupe, neovisno o strukturi jediničnih fiksnih i varijabilnih troškova po grupama. Dakle, radi se o linearnom prijelazu. Daljnji razvoj modela ovisi o tome da li se omjeri fiksnog i varijabilnog dijela troška za svaku grupu određuju unaprijed (kako je to urađeno u prvom metodološkom pristupu) ili se uzima iz stvarnog omjera troškova po vrsti (izvorima) (kako je to uređeno u novom metodološkom pristupu za tarifiranje umreženih energetskih sustava). U prvom slučaju, tj. s unaprijed zadanim omjerom fiksnog i varijabilnog dijela odmah u prvom

Tablica 3. Kategorije i grupe potrošnje prirodnog plina

Kategorija potrošnje plina	Udio u potrošnji	Grupa	Granice potrošnje	Prosječna potrošnja	Svrha, namjena potrošnje, Obilježja
			m ³	m ³	
Domaćinstva	35-50	I	od 0 do 300	118	– kuhanje, priprema tople vode
		II	od 301 do 1500	680	– pojedinačno grijanje, kuhanje, priprema vode
		III	od 1501 do 10000	4470	– etažno grijanje
		IV	preko 10000	53000	– veliki potrošači
Industrija	20-35	I	od 0 do 1000	380	– mali potrošači
		II	od 1001 do 10000	3930	– mali pogoni
		III	od 10001 do 100000	31540	– industrija
		IV	preko 100000	960000	– veliki potrošači
Usluge	15-25	I	od 0 do 20000		
		II	od 20001 do 50000		
		III	preko 50000		
Poljoprivreda	do 5%	I			

koraku dolazi se do poželjne ili unaprijed zadane tarifne strukture. Time se uz dobro poznavanje strukture i odnosa troškova u sustavu može relativno lako i brzo postići i dobro pokriće troškova u sustavu. Međutim, unaprijed zadani omjeri fiksnih i varijabilnih troškova u tarifnoj strukturi mogu voditi i do nepoželjnih i neefikasnih uprosječenja, pri čemu se kao izvori i kriteriji tarifne strukture i odnosa gube iznosi i raspored potrošnje, namjene i svrhe potrošnje, te efikasnost korištenja plina kod svake zasebne grupe potrošača. Osim toga, s unaprijed zadanim odnosima znatno se smanjuju upravljačka obilježja i potencijal tarifa.

Ukupni prihod kategorije potrošnje jednak je su sumi prihoda po pojedinim grupama. Dakle ukupni prihod iznosi:

$$P_{k1} = c_1 * C_1 + k_1 * K_1 + c_2 * C_2 + k_2 * K_2 + c_3 * C_3 + k_3 * K_3 + c_4 * C_4 + k_4 * K_4 + \dots \quad (1)$$

gdje je

$c_1, c_2, c_3, c_4, \dots$ - tarifni stav (jedinična cijena) kapaciteta ($kn/m^{**3}/sat$);

$C_1, C_2, C_3, C_4, \dots$ - maksimalni kapacitet plina (m^{**3}/sat);

$k_1, k_2, k_3, k_4, \dots$ - tarifni stav (jedinična cijena) količine plina (kn/m^{**3});

$K_1, K_2, K_3, K_4, \dots$ - količina plina (m^{**3}).

Tako dobiveni prihod treba odgovarati ukupno ostvarenim troškovima kategorije potrošnje. Ukupni prihodi na razini distributivnog sustava, tj. poduzeća jednaki su sumi prihoda po kategorijama potrošnje:

$$P_{s1} = P_{k1} + P_{k2} + P_{k3} + P_{k4} + \dots \quad (2)$$

gdje je

$P_{k1}, P_{k2}, P_{k3}, P_{k4}, \dots$ - prihodi po kategorijama potrošnji (kn).

I na razini distributivnog sustava suma dobivenih prihoda treba odgovarati sumi svih ostvarenih troškova. Sve prethodno navedene elemente povezuju odgovarajuće energetske veličine kapaciteta i količine plina koje preuzimaju grupe i kategorije potrošnje, a koje su u svaki umreženi energetski sustav u posebnoj i jakoj međusobnoj ovisnosti.

Kako ovdje nije namjera izlagati detalje modela, bitno je uočiti čvrstu ovisnost i uvjetovanost odnosa troškova i cijena između grupa unutar svake kategorije potrošnje, odnosno kategorija potrošača i potrošnji na razini distributivnog sustava. Drugim riječima, sustav je na toj razini isporuke nužno promatrati integralno, sa svim energetskim i troškovnim međuzavisnostima grupa kategorija potrošnje. To u krajnjem znači da se promjenom tarifne strukture i odnosa kod jedne kategorije potrošnje mijenjaju strukture i odnosi kod svih ostalih kategorija.

Isti pristup moguće je primijeniti i na veleprodajnoj razini. U tom slučaju ukupni prihodi jednaki su sumi prihoda po sektorima potrošnje. Dakle, oni iznose

$$P = P_{s1} + P_{s2} + P_{s3} + P_{s4} + \dots \quad (3)$$

gdje je

$P_{s1}, P_{s2}, P_{s3}, P_{s4}, \dots$ - troškovi po sektorima potrošnji (kn).

Tako dobiveni ukupni prihodi moraju odgovarati sumi svih izazvanih troškova proizvodnje i nabave, skladištenja, transporta, te ostalim troškovima isporuke plina na toj razini. Kao i ranije, to znači integraciju, samo sada vertikalne integracije uključujući i veleprodajnu razinu. U metodološkom i sadržajnom smislu vertikalna integracija najčešće nije prihvatljiva budući da se dobiva tarifna struktura i odnosi koji su znatno manje razvidni i efikasni. I što je još važnije, upravljački potencijal takve tarifne strukture i odnosa vrlo je nizak. Zbog toga se na veleprodajnoj razini sektorima potrošnji pridaje znatno niži stupanj međusobnog utjecaja ili ovisnosti. U metodološkom smislu radi se o vezanju troškova i cijena samo za energetske veličine kapaciteta i troškove vezane za te kapacitete. Dakle, kapaciteti i odgovarajući troškovi sektora potrošnje dovode se u međusobnu vezu, a zatim vezu s troškovima i kapacitetima proizvodnih sustava isporučitelja (izvori), dobavnih pravaca, transportnog sustava i/ili skladišta plina. U slučajevima kada nema ograničenja u svezi sa spomenutim kapacitetima, ili u slučajevima kada sektori potrošnje međusobno ne stvaraju ograničenja, sektori potrošnje mogu se promatrati i potpuno neovisno u troškovno, odnosno cjenovnom smislu. U tom slučaju i tarifna struktura ima obilježja neovisnosti.

4. TRANSPORT PRIRODNOG PLINA – PERSPEKTIVA DUGOROČNOG RAZVOJA TARIFNIH ODNOSA

Kao podloge za analizu mogućih i gospodarski opravdanih tarifnih odnosa i cijena korištenja transportne mreže u Republici Hrvatskoj, te procjenu mogućeg srednjoročnog i dugoročnog razvoja tarifnih odnosa uzeti su:

- Današnje (postojeće) stanje transportne plinske mreže u Republici Hrvatskoj.
- Plan razvitka plinskog sustava za pokriće plinskog konzuma prema scenariju razvitka iz "Strategije energetske razvitke Republike Hrvatske", po kojem bi u razdoblju od 2000. do 2030. godine domaći proizvod rastao po prosječnoj godišnjoj stopi od oko 5 posto, a ukupne potrebe za energijom po prosječnoj stopi od 4.4 posto. Po tom scenariju prirodni plin trebao bi preuzeti poziciju glavnog energenta, pri čemu bi njegov udio u ukupnim potrebama za energijom na kraju promatranog razdoblja porastao na oko 36.4 posto. Rast potrošnje plina očekuje se u svim sektorima i kategorijama potrošnje, najbrži u svim potrošnjom prirodnog plina za proizvodnju električne energije iz javne mreže. Sveukupne potrebe za plinom u Republici Hrvatskoj 2010. godine iznosile

bi 4688.7 mlrd m³, 2020. godine 6370.1 mlrd m³, i 2030. godine 7874.4 mlrd m³. Ovakva razina potrošnje plina je vrlo zahtjevna i u pogledu osiguranja dovoljnih količina plina, i u pogledu razvoja plinske infrastrukture, prvenstveno dovoljnih transportnih kapaciteta u Republici Hrvatskoj.

- Investicije za izgradnju transportne plinske mreže zasnivaju se na aktualnim internacionaliziranim cijenama nabave i polaganja plinovoda i ostale opreme.

Izrazita je osjetljivost dugoročne perspektive i razvoja potrošnje i transportnog sustava o mogućem razvoju tarifne strukture i tarifnih odnosa, i obrnuto. Pokazuje se da je već i danas nužna rekonstrukcija, bolje rečeno znatno podešavanje strukture tarifnog sustava za transport plina sektorima i kategorijama potrošnje, vodeći računa o njihovoj gospodarskoj poziciji i veličini, karakteristikama potrošnje i stabilnosti korištenja kapaciteta, te očekivanom dugoročnom razvitku. Očekivane promjene u udjelima kategorija potrošnje i očekivani razvoj strukture i karakteristika potrošnje u budućnosti će izazvati još dinamičnije promjene.

Predmetnim analizama obuhvaćeno je razdoblje od 1998. do 2013. godine. Iz ranije navedenih podloga najprije načinjene su preciznije procjene:

- i) razvoja ukupne potrošnje i strukture potrošnje plina po glavnim sektorima potrošnje (tablica 4),
- ii) strukture i dinamike ukupnih ulaganja (investicija) u plinovode, mjerno-redukcijske stanice, podzemna skladišta plina, te ostala ulaganja uzimajući u obzir godinu početka ulaganja i godinu za koju se veže početna razina cijena, razdoblje trajanja ulaganja i odabranu diskontnu stopu,
- iii) struktura troškova transportnog plinskog sustava u Republici Hrvatskoj po godinama odabranog dugoročnog razdoblja, i to:
 - a) prema prirodnim vrstama:
 - troškovi nabave plina,
 - troškovi rada,
 - troškovi održavanja i pogona,
 - troškovi kapitala (ulaganja + kamate),
 - b) prema stupnju iskorištenja kapaciteta, sa i bez troškova nabave plina:
 - fiksni troškovi,
 - varijabilni troškovi.

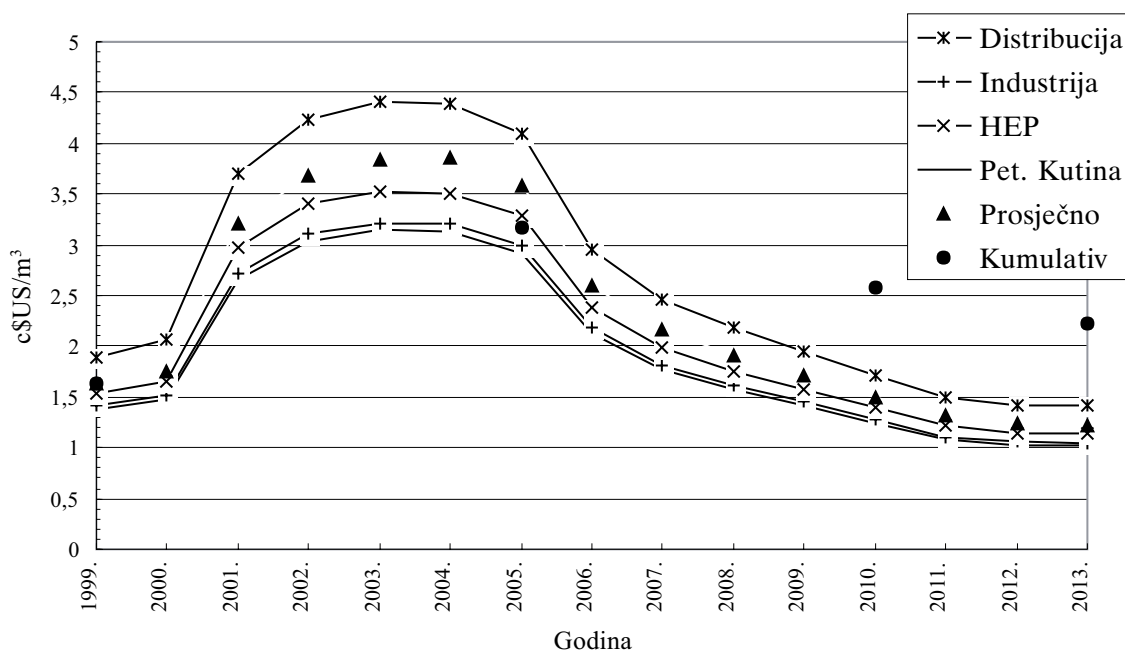
Rezultati proračuna dugoročnog razvoja razine (dinamike) i strukture cijena, odnosno tarifa transporta plina po sektorima potrošnje, prosječno i kumulativno do 2013. godine prikazani su u tablici 5 i na slici 1.

Tablica 4. Dugoročna predviđanja razvoja i strukture potrošnje plina po sektorima potrošnje

Godina	Ukupna potrošnja (10 ⁶ m ³)	Udio distribucije	Udio industrije	Udio HEP-a	Udio Pet. Kutina
1995.	2.010,26	43%	16%	11%	31%
1996.	2.351,54	42%	16%	17%	25%
1997.	2.459,36	41%	16%	17%	26%
1998.	2.377,13	43%	17%	19%	21%
1999.	2.543,92	42%	17%	20%	21%
2000.	2.710,70	41%	17%	21%	21%
2001.	2.873,34	44%	17%	22%	17%
2002.	3.045,74	46%	18%	23%	13%
2003.	3.228,49	47%	19%	24%	10%
2004.	3.422,20	48%	19%	25%	8%
2005.	3.505,40	47%	19%	27%	7%
2006.	3.680,67	47%	20%	29%	5%
2007.	3.857,34	46%	20%	30%	4%
2008.	4.042,49	45%	20%	32%	3%
2009.	4.236,53	43%	20%	34%	3%
2010.	4.386,90	41%	21%	36%	2%
2011.	4.542,60	41%	21%	36%	2%
2012.	4.703,83	40%	22%	36%	1%
2013.	4.870,78	40%	22%	37%	1%

Tablica 5. Dugoročna struktura i odnosi tarifa transporta plina po sektorima potrošnje

Godina	Sektor				Prosječno	Kumulativ
	Distribucija	Industrija	HEP	Pet. Kutina		
	c\$US/m ³	c\$US/m ³	c\$US/m ³	c\$US/m ³	c\$US/m ³	c\$US/m ³
1999.	1,89	1,41	1,54	1,37	1,63	1,63
2000.	2,06	1,52	1,66	1,48	1,76	
2001.	3,71	2,72	2,98	2,65	3,20	
2002.	4,24	3,11	3,40	3,03	3,69	
2003.	4,40	3,21	3,52	3,14	3,84	
2004.	4,39	3,21	3,51	3,13	3,85	
2005.	4,09	3,00	3,28	2,92	3,58	3,16
2006.	2,96	2,18	2,38	2,12	2,60	
2007.	2,46	1,81	1,98	1,77	2,16	
2008.	2,18	1,61	1,76	1,57	1,91	
2009.	1,95	1,45	1,58	1,41	1,71	
2010.	1,71	1,27	1,39	1,24	1,49	2,57
2011.	1,49	1,11	1,22	1,09	1,31	
2012.	1,41	1,06	1,15	1,03	1,24	
2013.	1,41	1,05	1,15	1,03	1,23	2,22



Slika 1. Dugoročna struktura i odnosi tarifa transporta plina po sektorima potrošnje

Prema analizama, odnos fiksnih i varijabilnih troškova transportnog plinskog sustava danas iznosi 81% : 19%. Međutim, tijekom razdoblja intenzivnog razvoja i izgradnje transportne plinske mreže od 2001. do 2005. godine očekuje se promjena navedenog odnosa u korist udjela fiksnih troškova, koji bi dosegli gornju granicu od 92.3 %. U razdoblju iza 2005. godine taj

udio smanjio bi se na razinu od oko 76 %. U svakom slučaju, struktura troškova ukazuje da bi odgovarajuća tarifna struktura trebala biti dominantnog fiksnog obilježja, odnosno da bi udio komponente koja je u direktnoj svezi s udjelom u maksimalnom korištenom kapacitetu transportnog sustava u ukupnim troškovima trebala biti dominantna. Iz navedene strukture troš-

kova može se izvući i zaključak o izuzetnoj važnosti dobrog planiranja potrošnje i kapaciteta, koji su u krajnjem vezani za procjene i predviđanja gospodarskog položaja i optimiranja razvoja svakog od ključnih sektora potrošnji prirodnog plina.

U razdoblju do 2005. godine, tj. tijekom razdoblja izgradnje kada nema značajnog porasta potrošnje, prosječna cijena i cijene transporta po sektorima potrošnje rastu. Prosječna cijena u 2004. godini doseže gornju vrijednost od 3.85 c\$US/m³. Analize su učinjene uz pretpostavku da će do 2005. godine doći do promjena u udjelima sektora u ukupnoj potrošnji, i to: značajnijeg porasta udjela u sektorima distribucije i proizvodnje električne energije u velikim termoenergetskim postrojenjima (HEP), laganog porasta u sektoru industrije, te značajnog pada u sektoru neenergetske potrošnje (Petrokemija Kutina). Kako je to razdoblje ujedno i razdoblje intenzivnog ulaganja u plinovode, mjerno-redukcijske stanice i podzemna skladišta, nužno je ukazati na jaku ovisnost razine prosječne cijene i strukture i odnosa cijena po sektorima potrošnje o dinamici porasta i strukturi potrošnje prirodnog plina po sektorima do 2005. godine. Kako se radi o razdoblju za koje već danas mora biti utvrđena relevantna srednjoročna razvojna platforma, koja ujedno treba određivati i niz kratkoročnih akcija (npr. pripremu i početak izgradnje, izgradnju i uvođenje efikasnog tarifnog sustava), nije teško zaključiti da bi daljnja odgađanja u definiranju i provedbi razvojne strategije u segmentu transporta prirodnog plina mogla imati niz negativnih posljedica. Prva je neizvjesnost razvoja (porasta) potrošnje i postizanje njene optimalne strukture, čime se nova izgradnja jedino i može opravdati, a druga značajan porast troškova izgradnje i cijena (tarifa) za korištenje nove transportne mreže.

Iza 2005. godine prosječne cijene transporta plina zbog porasta potrošnje iz godine u godinu padaju, da bi se na kraju promatranog razdoblja (2013. godina) ustalile na razini od oko 1.23 c\$US/m³. U strukturi, tarifni odnosi se malo mijenjaju. Najznačajnije promjene dešavaju se u svezi s distributivnim poduzećima, kojima bi tarifni stav, tj. jedinična cijena transporta trebala biti za 22% veće od prosječne cijene. Međutim, kako ne bi bilo opravdano, a niti moguće, tarifni sustav mijenjati i uvoditi iz godine u godinu, navedene odnose treba shvatiti kao podloge za kumulativna podešavanja, ili pak ilustraciju dinamike i razine i strukture tarifa za eventualno uvođenja metodološkog pristupa tarifiranju po principu marginalnih troškova.

Nužno je uočiti da je za efikasno strukturiranje tarifnog sustava tijekom promatranog razdoblja, uzimajući u obzir kumulativne odnose iz godine u godinu, opet nužno dobro poznavati ili procjenjivati gospodarske veličine i parametre za svaki pojedini sektor. Efikasnim podešavanjem tarifne strukture i odnosa po kumulativnim pokazateljima mogu se izbjeći česte promjene tarifnog sustava. Istodobno mogu se ostvarivati i uvjeti za stabilno financiranje razvoja transport-

nog sustava, te izbjegavati nesigurnosti u pogledu planiranja kapaciteta transportne mreže. Međutim, problem je što se na taj način mogu dijelom prigušiti objektivno jaki signali u pogledu razvoja potrošnje plina i korištenja transportne mreže i sl. U svakom slučaju zaključak je da razdoblje kumulativnog podešavanja ne smije biti ni previše dugo.

U smislu kumulativnog podešavanja tarifne strukture i odnosa promatrano je razdoblje do 2010. godine i dalje. Kumulativno, do 2010. godine prosječna cijena transporta plina iznosila bi 2.57 c\$US/m³. Za tu razinu prosječne cijene odnosi tarifnih stavova po sektorima trebali bi biti sljedeći:

	<u>Distribucija</u>	<u>Industrija</u>	<u>HEP</u>	<u>Pet.</u>	<u>Kutina</u>
c\$US/m ³	3.08	2.26	2.08	2.21	

Ako se razdoblje proširi za još tri godine, dakle do 2013. godine, opet promatrano kumulativno, prosječna cijena transporta plina iznosila bi 2.22 c\$US/m³. Za tu razinu prosječne cijene odnosi tarifnih stavova po sektorima trebali bi biti sljedeći:

	<u>Distribucija</u>	<u>Industrija</u>	<u>HEP</u>	<u>Pet.</u>	<u>Kutina</u>
c\$US/m ³	2.62	1.93	1.89	1.89	

Procjena daljnjeg razvoja tarifnih odnosa i tarifa u svezi s razinom i strukturom potrošnje pokazuje da bi dugoročno procjena cijena transporta plina trebala pasti do razine oko 2.00 c\$US/m³. Odnosi tarifnih stavova po sektorima potrošnje za tu prosječnu cijenu trebali bi biti sljedeći:

	<u>Distribucija</u>	<u>Industrija</u>	<u>HEP</u>	<u>Pet.</u>	<u>Kutina</u>
c\$US/m ³	2.37	1.75	1.70	1.70	

Što je i za očekivati, ukupna prosječna cijena pada. Jednako tako padaju i prosječne cijene za sve sektore potrošnje. Međutim, gledajući relativne odnose po sektorima, najsporiji pad prosječne cijene vezan je za sektor korištenja plina za proizvodnju električne energije (HEP), kojem je cijena najniža i u apsolutnom iznosu. Drugi riječima, gledano dugoročno ostali sektori potrošnje razvijaju se tako da u energetskom smislu sve bolje koriste raspoložive ili zakupljene kapacitete na veleprodajnoj razini.

U svakom slučaju zaključak je da razvoj i ulaganja (investicija) u plinovode, mjerno-redukcijske stanice, podzemna skladišta plina, te ostala ulaganja treba pažljivo planirati i promišljati vezano za stanje i očekivani gospodarski položaj svakog sektora potrošnje. I obrnuto, nužno je odnose na veleprodajnoj razini urediti tarifnim sustavom koji bi na optimalan način usmjeravao i poticao razvitak svakog sektora potrošnje.

5. TARIFNI ODNOSI ZA DISTRIBUCIJU I MALOPRODAJU PRIRODNOG PLINA

Distribucija plina u Republici Hrvatskoj je djelatnost koja je uređena Zakonom o komunalnom gospodarstvu. Distributivna poduzeća uglavnom su u vlasništvu

jedinica lokalne uprave i samouprave, a u slučajevima kada to nije tako, poduzeća djelatnost isporuke i malo-prodaje plina obavljaju po osnovi dobivenih koncesija. Spomenutim zakonom uređuju se i pitanja cijena, odnosno postupak njihova utvrđivanja i promjene. U svakom slučaju može se utvrditi, a to uostalom potvrđuje i prethodna analiza cijena plina u distribuciji, da se formiranje cijena plina do sada nije ravnalo po gospodarski utemeljenim principima i kriterijima. Štoviše, jedinice lokalne uprave i samouprave, odnosno poglavarstva i upravna tijela općina i gradova kroz cijenu komunalne usluge isporuke plina provodila su i provode socijalnu politiku. A taj princip se mora mijenjati ukoliko se želi održanje same djelatnosti ili njen barem minimalni razvoj. Upravo zbog toga ovaj rad se ne bavi metodološkim principima izgradnje tarifnog sustava na razini distributivnog poduzeća, nego nastoji ukazati na strukturu i odnose tarifa koji bi bili gospodarski utemeljeni. Dakle, cilj je postaviti preliminarna načela i elemente kao podloge za izradu tarifnog sustava prirodnog plina koji bi bio utemeljen na odgovarajućim tehnološkim, energetske, ekonomskim i financijskim veličinama i poticaj za efikasniji rad sustava uz niže troškove, smanjenje gubitaka i negativnih utjecaja na okoliš. Svi ti elementi činili bi osnovu za razvoj same djelatnosti i sustava ukoliko bi na strani potrošača bili poticajni u smislu izbora prirodnog plina kao energenta i njegovog efikasnog korištenja.

Kao što je to u uvodu istaknuto, kao primjer za razradu tarifne strukture i proračuna tarifnih odnosa na distributivnoj razini uzeto je distribucijsko poduzeće "Termoplina" Varaždin. Cjelovit prijedlog načina rekonstrukcije cjenovnih odnosa i oblika tarifnih sustava za pojedinačna distributivna poduzeća i organizacije bit će moguće utvrditi nakon sustavne analize i valorizacije energetske i gospodarske podloga i pokazatelja svakog zasebnog poduzeća i organizacije.

Predmetna analiza tarifne strukture i odnosa učinjena je na raspoloživim gospodarskim, tj. energetske i ekonomskim podlogama i pokazateljima poduzeća za 1997. i 1998. godinu. U prvom koraku provedena je objektivizacija svih troškova koji se pojavljuju u sustavu, a iz odgovarajućih energetske podloga načinjene su procjene profila i ostale karakteristike potrošnje plina po kategorijama i grupama potrošnji. U jednom dijelu oni su i aproksimirani zbog nedostatka dijela realnih podataka i podloga.

Zbog potpunog nedostatka odgovarajućih energetske i ekonomskih pokazatelja, analizama nije obuhvaćen i obrađen problem utvrđivanja cijene i načina rješavanja financiranja izgradnje plinske distributivne mreže, odnosno financiranja izgradnje i pokrivanja troškova komunalnog priključka potrošača na distributivnu mrežu, niti mogući utjecaj tih cijena i troškova na tarifne stavove za prirodni plin. Zbog toga iz rezultata koji se dalje izlažu nije opravdano preispitivati opravdanost iznosa marže za taj dio. Međutim, iz dobivene tarifne strukture i odnosa potpuno je opravdano preispitivati

odnose i nastojati ih učiniti efikasnijim u pogledu izgradnje i funkcioniranja distributivnog sustava, te preispitivati elemente gospodarske politike pristupa pojedinim kategorijama i grupama potrošača.

Distributivni troškovi, tj. marža za odabrano distributivno poduzeće tijekom 1997. i 1998. godine iznosila je 0.28 kn/m³.

Osnovna kategorizacija provedena je po sektorima potrošnje, i to: domaćinstva, industrija, usluge i poljoprivreda. Unutar tih glavnih kategorija, odnosno sektora potrošnje provedena je podjela po grupama potrošnje, temeljno prema iznosima godišnje potrošnje i načinu korištenja raspoloživih kapaciteta, ali i prema osnovnim namjenama i svrsi potrošnje prirodnog plina, odnosno gospodarskoj poziciji potrošača. U ovom radu izlaganje rezultata ograničeno je samo na glavne kategorije potrošača.

Tarifni sustav razvijen je na temelju energetske i poslovnih (ekonomskih i financijske) podataka i pokazatelja za 1997. i 1998. godinu. U pravilu, za razradu tarifnih odnosa bilo bi nužno obraditi duži niz godina, bilo s ciljem da se nađu prosječni odnosi, bilo da se pokušaju odrediti odgovarajući razvojni trendovi.

5.1. Tarifni sustav – podloga, pokazatelji iz 1997. godine

U 1997. godini u "Termoplina" Varaždin su ostvareni sljedeći iznosi fiksnih i varijabilnih, odnosno ukupnih troškova:

Fiksni troškovi	13,967,000 kn
Varijabilni troškovi	13,226,000 kn
Ukupni troškovi	27,193,000 kn

a) Pristup po troškovnom principu

Za optimalno pokrivanje ostvarenih troškova u 1997. godini, tarifni sustav bi po principu stacionarnog troškovnog tarifiranja trebalo podesiti kako je to prikazano u tablici 6.

Dakle, prema dobivenim rezultatima prosječna prodajna cijena prirodnog plina trebala bi iznositi 0.3072 kn/m³. Istodobno, tarifni stav prirodnog plina za domaćinstva bio bi 13.25% viši, za industriju 36.52% niži, za usluge 14.81% viši, te za poljoprivredu čak 103.19% viši od navedene prosječne prodajne cijene prirodnog plina. U toj strukturi zanimljiv je i odnos tarifnog stava za industriju prema tarifnom stavu za domaćinstva. U tom slučaju tarifni stav za industriju iznosi 56.11% tarifnog stava za domaćinstva. Odnosi fiksne i varijabilne komponente u ukupnoj cijeni prirodno plina odgovara strukturi troškova. Značajne su, međutim, varijacije odnosa prema sektorima potrošnje. Karakteristični su krajnji odnosi za industriju i poljoprivredu. Oni zapravo ukazuju na mogućnost, kada bi se obračun za potrošnju prirodnog plina provodio prema količini plina i odgovarajućem tarifnom stavu za količinu, od-

Tablica 6. Tarifni sustav po troškovnom principu - podloge 1997. godina

	Tarifni stavovi			Odnos prema prosječnoj cijeni	Udio u tarifnom stavu	
	Fiksni dio	Varijabilni dio	Ukupno		Fiksnog dijela	Varijabilnog dijela
	kn/m**3	kn/m**3	kn/m**3			
Domaćinstva	0.1868	0.1611	0.3479	113.25%	53.69%	46.31%
Industrija	0.0744	0.1206	0.195	63.48%	38.15%	61.85%
Usluge	0.1909	0.1618	0.3527	114.81%	54.13%	45.87%
Poljoprivreda	0.4396	0.1846	0.6242	203.19%	70.43%	29.57%
Ukupno	0.1578	0.1494	0.3072	100.00%	51.37%	48.63%

nosno angažiranom kapacitetu sustava (protoku) i odgovarajućem tarifnom stavu protoka, da bi se kod industrije odnosi tih tarifnih stavova mogli podesiti da se što veći dio prihoda tijekom godine ostvaruje vezano za isporučene količine plina. Naravno, razlog su stabilno ponašanje u potrošnji plina. Kod poljoprivrede je situacija obrnuta, što upućuje na potrebu da se što veći dio prihoda ostvari iz dijela vezanog za korištenje kapaciteta.

Ovdje u svezi s podacima koji se navode nužno istaći sljedeće. U svim slučajevima tarifni stavovi za kapacitet (fiksna komponenta) svedeni su i iskazani u odnosu na količinu, dakle na jedinice kn/m³. Zbog tog oni vrijede i u navedenom obliku mogu se uspoređivati, što je i cilj ovoga rada, samo za određene iznose godišnjih količina plina. S promjenom količina ti odnosi morali bi se preispitati.

Po modelu u kojem se odnosi fiksne i varijabilne komponente tarife zadaju unaprijed [1], za iste ulazne po-

datke dobiveni su odnosi koji znatno manje variraju u odnosu na prosječne vrijednosti (tablica 7).

Naime, za taj model jedna od ulaznih pretpostavki je unaprijed zadani odnos fiksnog i varijabilnog dijela cijene, tj. tarifnog stava za kapacitet (fiksni dio) i tarifnog stava za količinu plina (varijabilni dio). Posljedica toga pristupa je da se odstupanja cijena kod sektora kod kojih odnosi fiksnih i varijabilnih troškova znatno odstupaju od zadanog odnosa mogu znatno ublažiti. Na određeni način to vodi svojevrsnom uprosječenju tarifnih odnosa. U konkretnom slučaju, tarifni stavovi za kućanstva i uslužni sektor gotovo su izjednačeni, a tarifni stavovi za industriju i poljoprivredu približeni prosjeku. Tarifni stav za plin za industriju u tom slučaju iznosi 75.63% tarifnog stava za kućanstvo.

b) *Pristup po tzv. kratkoročnom marginalnom principu*

Rezultati dobiveni po principu tzv. kratkoročnog marginalnog tarifiranja prikazani su u tablici 8.

Tablica 7. Tarifni sustav uz unaprijed zadani odnos fiksne i varijabilne komponente

	Tarifni stavovi			Udio u tarifnom stavu	
	Fiksni dio	Varijabilni dio	Ukupno	Fiksnog dijela	Varijabilnog dijela
	kn/m**3	kn/m**3	kn/m**3		
Domaćinstva	0.1802	0.1477	0.3279	54.95%	45.05%
Industrija	0.1363	0.1117	0.2480	54.95%	45.05%
Usluge	0.1801	0.1476	0.3277	54.95%	45.05%
Poljoprivreda	0.2086	0.1710	0.3796	54.95%	45.05%
				54.95%	45.05%

Tablica 8. Tarifni sustav po tzv. kratkoročnom marginalnom principu - podloge 1997. godina

	Tarifni stavovi			Odnos prema prosječnoj cijeni	Udio u tarifnom stavu	
	Fiksni dio	Varijabilni dio	Ukupno		Fiksnog dijela	Varijabilnog dijela
	kn/m**3	kn/m**3	kn/m**3			
Domaćinstva	0.1751	0.1611	0.3362	109.44%	52.08%	47.92%
Industrija	0.1080	0.1206	0.2286	74.41%	47.24%	52.76%
Usluge	0.1776	0.1618	0.3394	110.48%	52.33%	47.67%
Poljoprivreda	0.3261	0.1846	0.5107	166.24%	63.85%	36.15%
Ukupno	0.1578	0.1494	0.3072	100.00%	51.37%	48.63%

Po principu tzv. kratkoročnog marginalnog tarifiranja dobivena struktura i tarifni odnosi zapravo daju snažnije signale o pristupu i načinu odnosa isporučitelja plina prema potrošačima, a potrošačima signale o načinu ponašanja. U odnosu na troškovni princip može ih se shvatiti kao sankciju ili beneficiju za način korištenja raspoloživih kapaciteta, te količine i raspored preuzimanja plina. Tako npr., distributivni isporučitelj isporuku prirodnog plina s većim industrijskim potrošačem prirodni plin može ugovoriti prema tarifnim stavovima iz tablice 6. U slučaju nepridržavanja odredbi ugovora, tj. za način ponašanja koji je znatno nepovoljniji nego što to vrijedi za kategoriju kojemu potrošač pripada, isporučitelj treba potrošaču odrediti novu cijenu, koja sada odgovara tarifnom stavu za industriju iz tablice 8. Odnos tarifnog stava za industriju prema tarifnom stavu za domaćinstva sad je na razini 68%. Odnosi fiksne i varijabilne komponente u ukupnoj cijeni prirodnog plina odgovaraju strukturi troškova. Međutim, varijacije tih odnosa prema kategorijama potrošnje su umanjene. Naravno, svi ostali pokazatelji imaju značenje kao oni iz tablice 6.

5.2. Tarifni sustav – podloga, pokazatelji iz 1998. godine

U 1998. godini u distributivnom poduzeću ostvareni su sljedeći iznosi fiksnih i varijabilnih, odnosno ukupnih troškova:

Fiksni troškovi	16,619,000 kn
Varijabilni troškovi	13,420,000 kn
Ukupni troškovi	30,039,000 kn

a) Pristup po troškovnom principu

Za optimalno pokrivanje ostvarenih troškova u 1998. godini, tarifne stavove za korištenje distributivne mreže i usluge opskrbe prirodnim plinom po principu troškovnog tarifiranja [7] trebalo bi podesiti kako je to prikazano u tablici 9.

Dakle, prema dobivenim rezultatima prosječni trošak korištenja distributivne mreže i isporuke prirodnog

plina trebao bi iznositi 0.3351 kn/m³. Po kategorijama potrošnje ili potrošača tarifni stav prirodnog plina za domaćinstva bio bi 13.28% viši, za industriju 37.99% niži, za usluge 15.01% viši, te za poljoprivredu čak 108.59% viši od navedenog prosječnog troška. Vidljivo je da tarifni stav za industriju iznosi 54.47% tarifnog stava za domaćinstva.

Odnosi fiksne i varijabilne komponente cijene odgovaraju strukturi fiksnih i varijabilnih troškova distributivnog sustava i njegova pogona, a ostali zaključci su kao i za 1997. godinu.

Kao i za 1997. godinu, u svezi s podacima koji se navode nužno istaći i sljedeće. U svim slučajevima tarifni stavovi za kapacitet (fiksna komponenta) svedeni su i iskazani u odnosu na količinu, dakle na jedinice kn/m³. To je opet učinjeno s ciljem da se mogu uspoređivati, a navedeni iznosi vrijede samo za točno određene iznose godišnjih potrošnji plina u 1998. godini, te bi ih za druge slučajeve i iznose godišnjih potrošnji trebalo preispitati.

Primjenom drugog modela [1] za iste ulazne podatke raspored i odnosi ukupnih tarifnih stavova po kategorijama su i u ovom slučaju vrlo slični. Razlika je opet u udjelu fiksne i varijabilne komponente u ukupnom tarifnom stavu. Budući da se taj udio unaprijed zadaje, raspored fiksne i varijabilne komponente cijene ne mora odgovarati rasporedu odgovarajućih troškova. Kao konačni zaključak može se navesti da se s unaprijed zadanim odnosom fiksne i varijabilne komponente i tarifi, i to jednakim za sve kategorije potrošnje, znatno narušava efikasnost tarifne strukture i tarifnog sustava u segmentu distribucije. Razlog je u tome što struktura tarifnih stavova ne odgovara strukturi fiksnih i varijabilnih troškova distributivnog sustava. Uprosječenje tarifnih stavova znatno otežava definiranje realnih gospodarskih pozicija različitih kategorija i grupa potrošača.

b) Pristup po tzv. kratkoročnom marginalnom principu

Rezultati dobiveni po principu tzv. kratkoročnog marginalnog tarifiranja za 1998. godinu prikazani su u tablici 10.

Tablica 9. Tarifni sustav po troškovnom principu - podloge 1998. godina

	Tarifni stavovi			Odnos prema prosječnoj cijeni	Udio u tarifnom stavu	
	Fiksni dio	Varijabilni dio	Ukupno		Fiksnog dijela	Varijabilnog dijela
	kn/m**3	kn/m**3	kn/m**3			
Domaćinstva	0.2185	0.1611	0.3796	113.28%	57.56%	42.44%
Industrija	0.0871	0.1207	0.2078	62.01%	41.92%	58.08%
Usluge	0.2235	0.1619	0.3854	115.01%	57.99%	42.01%
Poljoprivreda	0.5143	0.1847	0.699	208.59%	73.58%	26.42%
Ukupno	0.1854	0.1497	0.3351	100.00%	55.33%	44.67%

Tablica 10. Tarifni sustav po tzv. kratkoročnom marginalnom principu - podloge 1998. godina

	Tarifni stavovi			Odnos prema prosječnoj cijeni	Udio u tarifnom stavu	
	Fiksni dio	Varijabilni dio	Ukupno		Fiksnog dijela	Varijabilnog dijela
	kn/m**3	kn/m**3	kn/m**3			
Domaćinstva	0.2052	0.1611	0.3663	109.31%	56.02%	43.98%
Industrija	0.1266	0.1207	0.2473	73.80%	51.19%	48.81%
Usluge	0.2082	0.1619	0.3701	110.44%	56.26%	43.74%
Poljoprivreda	0.3821	0.1847	0.5668	169.14%	67.41%	32.59%
Ukupno	0.1854	0.1497	0.3351	100.00%	55.33%	44.67%

I za ovaj slučaj radi ilustracije ističe se odnos tarifnog stava za industriju prema tarifnom stavu za domaćinstva, koji sada iznosi 67.5%. I kod ovoga pristupa, iako izmijenjeni po kategorijama potrošnje i s manjim međusobnim varijacijama, odnosi fiksne i varijabilne komponente u ukupnoj cijeni prirodnog plina odgovaraju strukturi troškova. Naravno, svi ostali pokazatelji imaju značenje kao ranije.

6. TARIFNA STRUKTURA I UPRAVLJAČKI POTENCIJAL TARIFA

U pogledu načina i troškova korištenja transportnog sustava današnja struktura i raspored korištenja kapaciteta su nepovoljni. Različiti sektori potrošnje tome doprinose s različitim udjelom, što je nužno i opravdano valorizirati i odgovarajućom strukturom veleprodajnih tarifa. Tako npr., uzimajući u obzir količine plina koje preuzimaju i način korištenja raspoloživih kapaciteta transportnog sustava za tzv. velike sektore potrošnje, tj. velike industrijske potrošače i proizvodnju toplinske i električne energije u termoenergetskim postrojenjima, u odnosu na distributivna poduzeća, odgovarajuća tarifna struktura i tarifni odnosi bili bi oni po kojima bi sveukupni troškovi nabave plina i troškovi (naknade) korištenja transportnog sustava za distributivna poduzeća bili oko 35% veći nego za te velike sektore potrošnje. Nadalje, i kroz dugoročno razdoblje od petnaestak godina oba navedena velika sektora potrošnje na veleprodajnoj razini transportnog sustava pokazuju stalan rast potrošnje uz visoki stupanj stabilnosti strukture i karakteristika korištenja raspoloživih transportnih kapaciteta. Iz toga se može izvući zaključak da bi u tarifni sustav i tarifne odnose bilo nužno ugraditi i dodatne poticajne mehanizme za poboljšanje strukture i rasporeda potrošnje plina za distributivna poduzeća. Bez tih poticajnih mehanizama bilo bi nerealno očekivati poboljšanja strukture i rasporeda potrošnje.

Na razini distribucije i maloprodaje plina odnosi po kategorijama i grupama potrošnje ili potrošača pokazuju još veću dinamičnost. Za distributivnu razinu karakterističan je odnos potrošača iz domene industrije i ostalih proizvodnih pogona prema potrošačima kućanstava i uslužnog sektora, odnosno širokoj po-

trošnji. Primjereni tarifni odnosi, dakle tarifni odnosi koji bi se zasnivali na izazvanim troškovima za te dvije karakteristične kategorije potrošnje bili bi oni po kojima bi sveukupni troškovi za plin za tzv. široku potrošnju bili oko 80% viši nego za industrijske pogone koji plin preuzimaju iz distributivne mreže. U navedenom postotku dominantan udio čine razlike u varijabilnim troškovima. Varijacija fiksnih troškova znatno je manja. Sve su to očekivani odnosi budući da najveće razlike među kategorijama potrošnje nastaju u dinamici, tj. rasporedu potrošnje tijekom godine. Naime, u predmetnim analizama vremenski horizont promatranja bila je godina dana, tj. nisu se promatrali niti sezonski raspored potrošnje niti način korištenja raspoloživih kapaciteta, a niti su oni sankcionirali odgovarajućim rasporedom tarifa. Naravno, tarifna struktura i tarifni odnosi bez uvažavanja i tih utjecaja i odnosa bili bi nepotpuni i neefikasni.

Zanimljiv je i indikativan rezultat analize prostora tzv. upravljačkog potencijala tarifa na distributivnoj i maloprodajnoj razini. Naime, postavlja se pitanje što se može i što bi bilo opravdano učiniti kako bi tarifna struktura postala poticajna za potrošače kategorije kućanstava i glavnine potrošača iz kategorije uslužnog sektora da oni učine napor da postignu stabilan raspored potrošnje i korištenja raspoloživih distributivnih kapaciteta. Odgovor je da im se može ponuditi ugovorni odnos u kojem oni uz znatni popust na tarifne stavove poboljšavaju karakteristike potrošnje i korištenje kapaciteta distributivne mreže. Po preliminarnim analizama u prvom koraku taj popust mogao bi biti takav da se prije navedena razlika od 80% viših troškova široke potrošnje prema industriji i malim industrijskim pogonima smanji na 50%. Naravno, nepridržavanje ugovora značilo bi povratak na početnu razinu od 80%.

Već iz navedenih primjera očito je da je uz tarifni sustav vezan snažan upravljački potencijal i na veleprodajnoj razini i na distribucijskoj razini s maloprodajom. Sezonski raspored potrošnje dominantno utječe na odnos fiksne i varijabilne komponente troškova, dakle konačno i na odnos tarifa za obračun. Tarifni odnosi strukturiraju se od dominantnog naglaska na količini (za stabilnu potrošnju) do dominantnog naglaska na kapacitetu, tj. protoku (za potrošnju koja jako varira).

Za industriju odnosi tarifnih stavova mogu se podesiti tako da se što veći dio prihoda tijekom godine ostvaruje vezano za isporučene količine plina. Naravno, razlog su stabilno ponašanje u potrošnji plina. Kod domaćinstva, uslužnog sektora i poljoprivrede situacija je obrnuta, što upućuje na potrebu da se što veći dio prihoda ostvari iz dijela vezanog za korištenje kapaciteta.

Konačno, bez obzira kako bio zamišljen, tarifni sustav u pravilu predstavlja samo vrlo globalnu sliku i odraz zbivanja u sustavu, tako da često ne obuhvaća cjelovitost svih mogućih slučajeva i procesa. Tako npr. pojedini potrošači iz uslužnog sektora pokazuju izrazito ujednačen raspored potrošnje plina i stabilne karakteristike korištenja kapaciteta tijekom godine. Tarifni odnosi utvrđeni u obje prethodno navedene varijante za takve potrošače bili bi neprimjereni. Time prethodna kategorizacija ili grupiranje postaju ili neprimjereni ili nedovoljno detaljni. Rješenje je ili ići u još detaljniju obradu, dakle na veći broj grupa potrošnje ili čak na pojedinačne potrošače, ili proceduru formiranja tarifne strukture već od samog početka usmjeriti u potpuno drugom smjeru. A taj drugi smjer bio bi obradu započeti već od pojedinačnih potrošača, bolje rečeno od karakterističnih tipova i modela (profila) ponašanja u potrošnji prirodnog plina i karakteristikama korištenja raspoloživih kapaciteta plinskog sustava.

7. ZAKLJUČAK

Iz svih prethodnih razmatranja nužno je uočiti životnu važnost ustanovljavanja i provođenja odgovarajuće cjenovne i tarifne politike, iskazane kroz odgovarajući tarifni sustav i odnos cijena prema drugim umreženim i neumreženim energentima, za uređenje odnosa i funkcioniranje svakog segmenta energetskog sustava prirodnog plina, od njegove proizvodnje, nabave, transporta i skladištenja, do distribucije, isporuke i korištenja. To stanje nije posljedica samo neodgovarajućeg odnosa okruženja prema energetskom sustavu prirodnog plina, nego neodgovarajućih odnosa i nedovoljnih nastojanja unutar samog sustava. Sigurno je da će se to stanje s jačanjem tržišta i u uvjetima očekivanog ubrzanja procesa restrukturiranja energetskog sektora bez dvojbe morati vrlo brzo mijenjati. Zbog toga je rad na razvoju i uvođenju tarifnih sustava kojima bi se uredili odnosi u plinskom sustavu nužno započeti odmah. Time bi se izbjegle poteškoće i opasnosti rada u uvjetima nedostatka vremena i svih ostalih oblika pritiska.

Iako se u članku izlažu elementi iz kojih se jasno očitava tarifna struktura i tarifni odnosi koji mogu biti osnova za definiranje pozicija djelatnosti, bolje rečeno mogućih i opravdanih cjenovnih odnosa i tarifne strukture za glavne sektore potrošnje koje prirodni plin preuzimaju iz transportnog sustav, odnosno kategorija i grupa potrošnje koje plin preuzimaju iz distribucijske mreže, ipak treba imati na umu da se radi o rezultatima

analiza koje su učinjene na autorima dostupnim podlogama. Za potpuniju sliku, dakle i temeljitije i sadržajnije analize nužne su puno preciznije i detaljnije podloge i podaci, te sudjelovanje stručnjaka iz svake od djelatnosti u svezi s prirodnim plinom.

Budući da je razvoj i uvođenje tržišnih odnosa u područje sektora energije osnovno gospodarsko opredjeljenje i nužnost u Republici Hrvatskoj, za očekivati da će se i problemu tarifnog sustava i tarifnih odnosa za prirodni plin posvećivati sve veća pažnja. Odgovoran odnos i pristup u svezi s problemom tarifnog sustava za prirodni plin i cjenovnih odnosa prirodnog plina prema ostalim energentima bio bi nastavak rada i rješenje problema prije nego se dođe do momenta kada će gospodarska pozicija prirodnog plina i kao energenta i kao gospodarskog sektora biti narušena. Efikasni tarifni sustavi za prirodni plin preduvjet su razvoju svake od djelatnosti u svezi s prirodnim plinom, a time i prateće industrije.

Odgovarajućom tarifnom politikom iskazanom i odgovarajućim tarifnim sustavom najlakše se postigne pravilna orijentacija potrošača, a zatim i energetska i opći društveni optimum u korištenju resursa u plinskom sektoru. Pravilna orijentacija potrošača uključuje i izbor energenta i raspored potrošnje i korištenje kapaciteta koji odgovaraju raspoloživim transportnim i distributivnim kapacitetima, ekonomičnom i racionalnom radu sustava uz što niže sveukupne troškove sustava, smanjenje gubitaka plina i zaštite okoliša. Istodobno ekonomskom razinom cijena i njihovom stabilnošću stvaraju se uvjeti za poduzetničke aktivnosti (ulaganja) u razvoj distributivnog sustava za prirodni plin. Konačno, razinom i strukturom tarifa postigne se ravnoteža prihoda i rashoda u radu i razvoju distributivne mreže i sustava sveukupno. Sve su to i zadaci i ciljevi tarifne politike i tarifnog sustava.

Na kraju treba istaći problem raspoloživosti, dostupnosti i valjanosti odgovarajućih tehničkih, energetskih i ekonomskih podloga, podataka i informacija u svezi s radom plinskog sustava i svakog njegovog segmenta. Kao i više puta do sada nužno je istaći izuzetnu važnost i potrebu sustavnog prikupljanja i obrade odgovarajućih podataka i podloga, bez kojih nisu moguće odgovarajuće analize, a onda niti razvoj i uspostavljanje primjerene i efikasne tarifne strukture. Rad na tom prvom preduvjetu i prvom koraku doista je nužno i bitno započeti odmah. Započeti tek u trenutku otvaranja tržišta i pod prisilom uvođenja procedure regulacije plinskog tržišta značilo bi sigurno zakasniti.

LITERATURA

- [1] J. TOPIĆ, S. JURIŠIĆ, D. TOMAŠIĆ: " Tarifni sustav za prodaju prirodnog plina u distribuciji s principima formiranja cijena plina za direktne industrijske potrošače, proizvodnju električne energije i sirovinSKU potrošnju", Institut za elektroprivredu i energetiku, Zagreb, 1993.

- [2] M. KLEPO: "A Long-term Gas Demand Forecasting", Symposium on the Use of Computers for Gas Transmission and Distribution Systems, Budapest, October 1990.
- [3] M. KLEPO, N. JANDRILOVIĆ, D. PEŠUT, Z. KOMERIČKI, Đ. DRAŠKOVIĆ, Lj. KRIVAK: "Tarifni sustav u toplinarstvu - Zagreb", I i II dio, "Tarifni sustav u toplinarstvu - Osijek", I i II dio Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, 1996/97.
- [4] UN – Economic Commission for Europe: Issues in Market-Based Natural Gas Pricing in Economies in Transition, 1997
- [5] G. GRANIĆ, ...: "Strategija energetskog razvitka Republike Hrvatske – nacrt", Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, 1998.
- [6] D. PEŠUT, S. MAVROVIĆ, ...: "Plincro - Program plinifikacije Hrvatske - prethodni rezultati i buduće aktivnosti", Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, 1998.
- [7] M. KLEPO, L. STANIČIĆ, T. RUKAVINA i ostali: "Tarifni odnosi i tarifni sustav za prirodni plin", Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, 1999.
- [8] K. E. TRAIN: The Economic Theory of Natural Monopoly, The MIT Press Cambridge, Massachusetts, London
- [9] Energy Prices & Taxes, International Energy Agency, 1999
- [10] M. KLEPO, L. STANIČIĆ: "Tarifni odnosi i tarifni sustav za prirodni plin", XV. Međunarodni znanstveno-stručni susret stručnjaka za plin, Opatija, 2000.
- [11] M. KLEPO: "Tarifni odnosi i tarifni sustav distribucije i maloprodaje plina", XVI. Međunarodni znanstveno-stručni susret stručnjaka za plin, Opatija, 2001.

BASIC RELATIONS AND ASSUMPTIONS FOR NATURAL GAS TARIFF SYSTEM

The work analyses results of today's natural gas level and price structure in the Republic of Croatia, including a preliminary evaluation of elements and bases for the elaboration of the natural gas tariff system. The problem of price and tariff structure, i.e. tariff system for natural gas sale is

approached following the principles applied for so-called network energy supply. Structure definition makes a distinction among the activities of gas production and procurement, transport and storage, and distribution and sale. This work examines those assumptions and principles of the natural gas tariff system structure and relations, which are connected to the economic position and development of transport gas network usage, i.e. distribution capacities and sale to main gas sectors and categories of gas consumption.

GRUNDVERHÄLTNISSE UND GRUNDSÄTZE FÜR DIE PREISSATZORDNUNG DES ERDGASES

Es werden Ergebnisse der Bewertung der Höhe und Gliederung von vorliegenden Preisen für Erdgas in der Republik Kroatien dargestellt, sowie Einschätzungen von Grundbegriffen und Unterlagen für die Erstellung der Preissatzordnung des Erdgases angegeben. Der zu lösenden Aufgabe der Beschaffenheit von Preisen und Preisstufen, sowie des Preissatzes wird nach den für das sogenannte System vernetzter Energieträger geltenden Grundsätzen herangetreten. Bei der Erstellung der Preissatzordnung unterscheidet man die Tätigkeiten von der Erzeugung und Anschaffung des Gases und seiner Beförderung und Lagerung bis zur Verteilung und dem Kleinhandel. Hier werden jene Ausgangspunkte und Grundsätze der Beschaffenheit und der Verhältnisse der Preissatzordnung dargestellt und überprüft, welche an die wirtschaftliche Stellung und Nutzung des Gasbeförderungsnetzes, bzw. Verteilungsmöglichkeiten sammt Kleinverkauf für Hauptgebiete und Gruppen des Gasverbrauches gebunden sind.

Naslov pisca:

**Dr. sc. Mićo Klepo, dipl. ing.
Voditelj Odjela za gospodarenje
i organizaciju u energetici
Energetski institut "Hrvoje Požar"
Savska cesta 163, Zagreb, Hrvatska**

Uredništvo primilo rukopis:
2001-09-20.

ANALIZA ENERGETSKOG SEKTORA SA STAJALIŠTA EMISIJE STAKLENIČKIH PLINOVA

Željko Jurić – mr. sc. Goran Slipac, Zagreb

UDK 621.31.001
PREGLEDNI ČLANAK

U članku se daje pregled emisija stakleničkih plinova iz energetike, doprinos tih emisija ukupnim emisijama na području Republike Hrvatske te usporedba s odgovarajućim emisijama drugih europskih zemalja.

Analiziran je razvoj energetskog sektora sa stajališta emisije stakleničkih plinova. Polazište za analizu je *business-as-usual* scenarij razvoja energetike, određen Nacrtom strategije energetskog razvitka Republike Hrvatske. U radu su razmatrane mogućnosti smanjenja emisije stakleničkih plinova u odnosu na *business-as-usual* scenarij. Analizirane su mjere u sektorima energetske potrošnje (industrija, promet, kućanstva i usluge) i elektroenergetici, pri čemu su određeni potencijali smanjenja emisije i marginalni troškovi promatranih mjera.

Na kraju su prikazane i očekivane projekcije emisija stakleničkih plinova iz energetskog sektora, koje ukazuju na velike teškoće pri ispunjavanju obveze iz Kyoto protokola.

Ključne riječi: emisija, staklenički plin, energetika, mjere za smanjenje emisije.

1. UVOD

U travnju 2001. godine je završena radna verzija Prvog nacionalnog izvješća Konvenciji o promjeni klime [1] u okviru kojeg je određena emisija stakleničkih plinova, analizirane moguće mjere za smanjenje emisija te procijenjen očekivani utjecaj i mogućnost prilagodbe ekosustava na klimatske promjene. Izrada Izvješća je obveza Republike Hrvatske prema Okvirnoj konvenciji Ujedinjenih naroda o promjeni klime (UNFCCC). Republika Hrvatska je ratificirala Okvirnu konvenciju Ujedinjenih naroda o promjeni klime (UNFCCC) i time se obvezala zadržati emisiju stakleničkih plinova ispod razine emisije iz 1990. godine, dok se za sada neratificiranim Kyoto protokolom za Hrvatsku predviđa 5 postotno smanjenje emisije stakleničkih plinova. Kyoto obveza se odnosi na prosjek emisije stakleničkih plinova za godine 2008. do 2012. i godine nakon 2012., u odnosu na baznu 1990. godinu.

U ovom radu je analizirana emisija stakleničkih plinova, potencijal i troškovi mjera za smanjenje emisije te očekivane projekcije emisija iz energetskog sektora, određeni u okviru Prvog nacionalnog izvješća.

Prikazane su emisije stakleničkih plinova za razdoblje od 1990. do 1995. godine, istaknut je udio u ukupnim emisijama na području Republike Hrvatske te je emisija uspoređena s odgovarajućom emisijom drugih zemalja Aneksa I¹.

¹ Aneks I zemlje su zemlje potpisnice Kyoto protokola i za njih je određen postotak smanjenja/povećanja emisije stakleničkih plinova u odnosu na baznu godinu

Analiziran je mogući razvoj energetskog sektora sa stajališta emisije stakleničkih plinova. Polazište za analizu je *business-as-usual* scenarij razvoja energetike, određen Nacrtom strategije razvoja energetike Republike Hrvatske. Razmatrane su moguće mjere za smanjenje emisije stakleničkih plinova u odnosu na emisiju prema *business-as-usual* scenarij razvoja energetike. Analizirane su mjere u sektorima energetske potrošnje (industrija, promet, usluge i kućanstva) i elektroenergetici, a zasnivaju se na većoj uporabi obnovljivih izvora energije i efikasnijem korištenju energije fosilnih goriva.

U cilju ispunjavanja preuzetih i očekivanih međunarodnih obveza, određene su i projekcije emisija, za *business-as-usual* scenarij, ali i za scenarij s primjenom analiziranih mjera. Projekcije ukazuju na teškoće u ispunjavanju potencijalnih Kyoto obveza, posebice ukoliko se u kvotu bazne 1990. godine ne zbroje emisije iz termoelektrana u Bosni i Hercegovini te Srbiji, koje su u 1990. godini radile za potrebe hrvatskog elektroenergetskog sustava.

2. EMISIJE STAKLENIČKIH PLINOVA

Emisija stakleničkih plinova iz energetike je određena u skladu s IPCC metodologijom propisanom od strane Konvencije (UNFCCC), pri čemu se pod energetikom podrazumijeva izgaranje goriva u stacionarnim i mobilnim izvorima te fugalna emisija iz goriva [2].

Emisija najvažnijeg stakleničkih plinova CO₂ je uglavnom posljedica izgaranja fosilnih goriva, te je IPCC

metodologijom predviđen detaljniji proračun. Metodologijom su razrađena dva pristupa: Referentni i Sektorski. Referentni pristup je temeljen na podacima o proizvodnji, uvozu i izvozu fosilnih goriva te podacima o saldu skladišta i gorivu potrebnom za međunarodni zračni i vodeni promet. Sektorski pristup, znatno detaljniji, se temelji na potrošnji fosilnih goriva u različitim sektorima energetske potrošnje (industrija, promet, kućanstva, usluge i dr.), termoenergetskim objektima (termoelektrane i toplane) i postrojenjima za pretvorbu energije (npr. rafinerije). Podaci o količinama utrošenog goriva preuzeti su iz nacionalne energetske bilance [3]. Provjerom podudaranja rezultata oba pristupa ujedno je ostvarena i kontrola proračuna.

Do emisije CO₂ dolazi i izgaranjem biomase i drugog biogoriva. Međutim, po preporukama IPCC metodologije proračuna, ta emisija ne ulazi u ukupnu nacionalnu emisiju jer se radi o obnovljivom izvoru energije.

Doprinos ostalih stakleničkih plinova (CH₄ i N₂O) ukupnoj emisiji stakleničkih plinova uslijed izgaranja goriva je gotovo zanemariv (oko 1 posto), te je za njih primijenjena jednostavnija metoda proračuna. Osnova proračuna je potrošeno gorivo u različitim energetskim sektorima, grupirana prema agregatnom stanju na osnovna fosilna goriva: ugljen, prirodni plin i loživo ulje, te biogorivo.

Osim emisije uslijed izgaranja fosilnih goriva u energetskom sektoru se izračunava i fugitivna emisija goriva, odnosno emisija koja nastaje pri proizvodnji, transportu, preradi, skladištenju i distribuciji fosilnih goriva. Pri takvim aktivnostima dolazi do emisije prvenstveno CH₄, a u manjim iznosima i emisija NMVOC, CO, NO_x i SO₂. Fugitivna emisija metana iz ugljena te nafte i plina određena je, uz konsultacije sa stručnjacima iz INE, uporabom prosječnih faktora emisije predloženih u "Revised 1996 IPCC Guidelines for National GHG Inventories" [4]. Podaci o iskupu ugljena, odnosno proizvodnji, pretovaru, transportu, preradi, skladištenju i potrošnji nafte i plina su preuzeti iz nacionalne energetske bilance.

Ukupne emisije stakleničkih plinova iz energetike, svedena na ekvivalentnu emisiju CO₂, za razdoblje od 1990. do 1995. godine su prikazane u tablici 1.

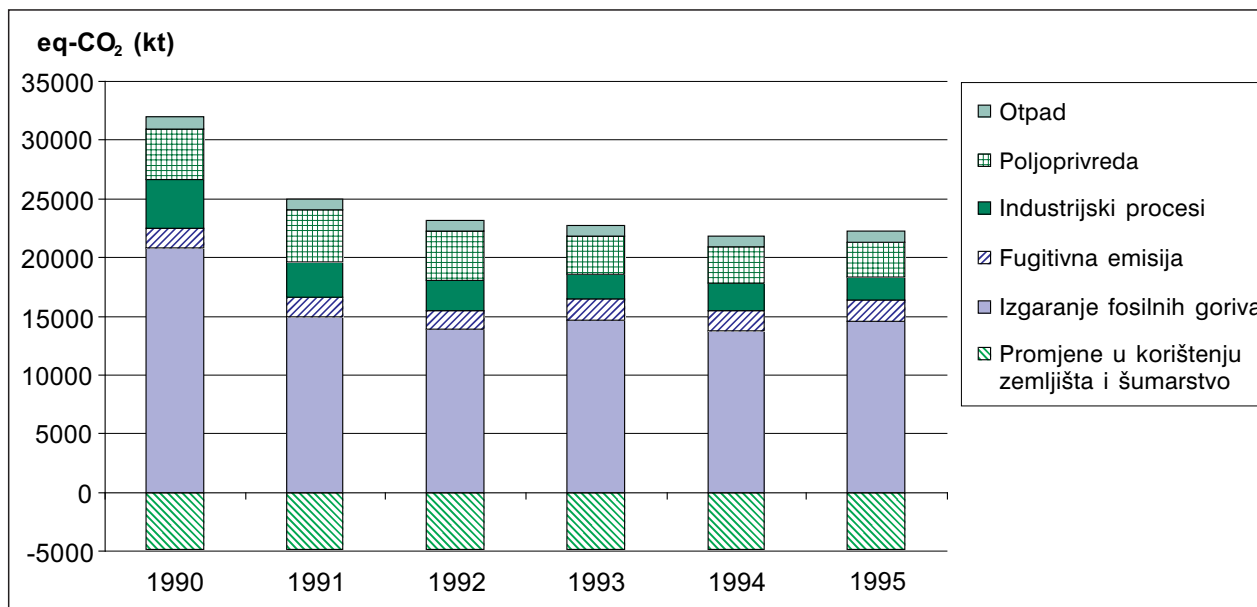
Emisija koja je nastala kao posljedica izgaranja goriva za potrebe međunarodnog zračnog i vodenog prijevoza se prikazuje izdvojeno i nije uključena u ukupnu nacionalnu emisiju.

Energetika je glavni uzročnik antropogene emisije stakleničkih plinova s doprinosom od oko 70 posto (slika 1), a od toga se oko 90 posto odnosi na emisiju uslijed izgaranja fosilnih goriva. Promatrajući samo udjel u ukupnoj emisiji CO₂, energetika sudjeluje s oko 90 posto.

Ukoliko se usporede emisije CO₂ uslijed izgaranja fosilnih goriva po stanovniku u Hrvatskoj u 1990. i 1995.

Tablica 1. Emisije stakleničkih plinova iz energetike, godine 1990. – 1995.

eq-CO ₂ (kt)		1990.	1991.	1992.	1993.	1994.	1995.
Izgaranje u termoenergetskim objektima i postrojenjima za pretvorbu energije		5914	3859	4528	5199	3935	4473
Izgaranje u industriji		6577	4756	3748	3676	3832	3634
Promet	Domaći zračni	298	82	32	65	65	89
	Cestovni	3505	2600	2503	2679	2897	3064
	Željeznički	138	147	97	101	95	107
	Domaći vodeni	134	108	167	122	88	99
Ostali sektori	Usluge	791	549	395	491	555	604
	Kućanstva	2178	1855	1559	1444	1463	1689
	Poljoprivreda / šumarstvo / ribolov	Stacionarni	99	125	111	78	55
Mobilni		744	606	529	562	591	525
Ostali izvori (neraspoređeno)		439	246	189	194	199	193
Fugitivna emisija	Ugljen	49	102	34	32	29	23
	Tekuće gorivo i prirodni plin	1602	1540	1574	1881	1692	1795
Ukupno		22468	16575	15468	16526	15494	16353
Memo: Međunarodni vodeni promet		109	72	81	115	139	102
Memo: Međunarodni zračni promet		204	17	47	132	201	177



Slika 1. Udio energetike u ukupnim emisijama stakleničkih plinova, godine 1990. – 1995.

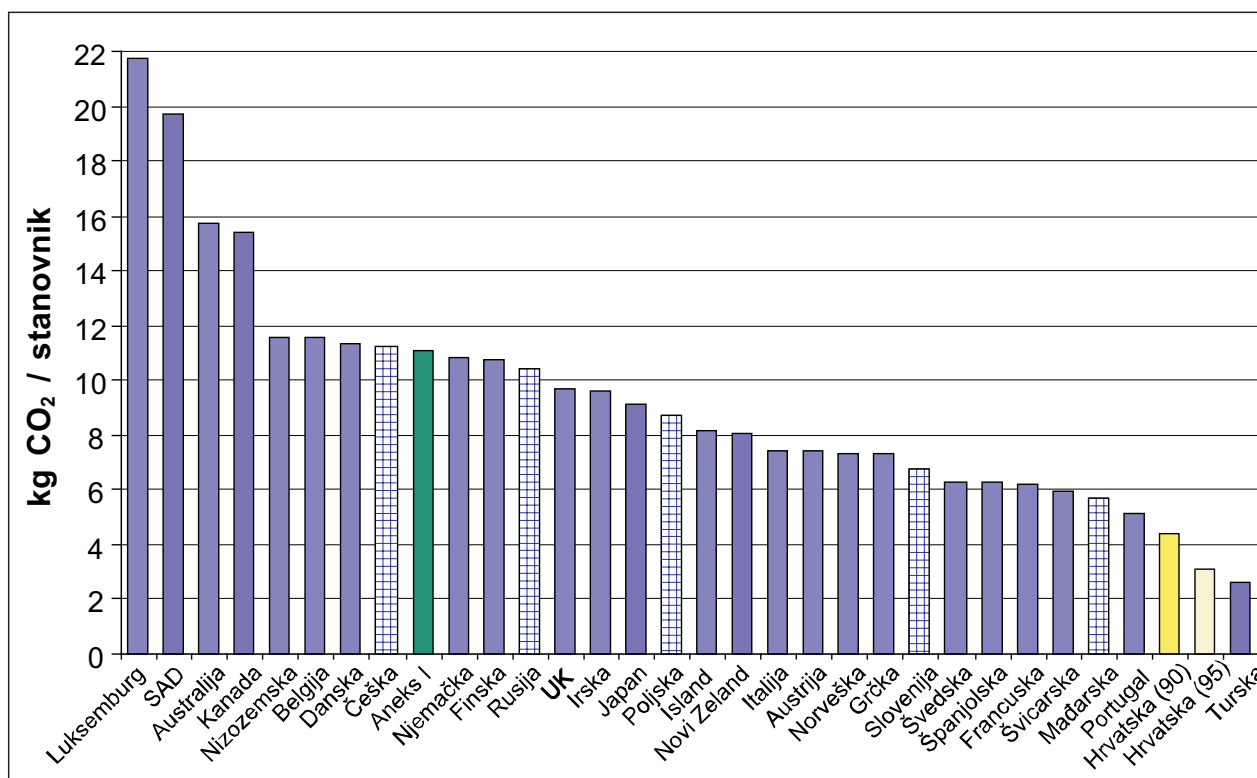
godini s odgovarajućim emisijama zemalja Aneksa I u 1995. godini [5], jasno je vidljivo da su “naše” emisije izuzetno male (slika 2).

Nekoliko je bitnih razloga za relativno male emisije iz energetskeg sektora, a to su:

- veliki udjel proizvodnje električne energije bez direktne emisije stakleničkih plinova (hidroelektrane i NE Krško),

- znatan uvoz električne energije,
- veliki udjel prirodnog plina, a mali ugljena u energetskeg potrošnji,
- mali broj energetskeg intenzivnih industrijskeg objekata i
- mala energetskeg potrošnje po stanovniku.

Zbog svega toga, potencijal smanjenja emisije stakleničkeg plinova nije tako velik.



Slika 2. Usporedba specifične emisije CO₂ uslijed izgaranja fosilnih goriva po stanovniku

3. MJERE ZA SMANJENJE EMISIJE

U okviru Prvog nacionalnog izvješća prema Konvenciji o promjeni klime analiziran je veliki broj mjera u sektorima energetske potrošnje (industrija, promet, usluge i kućanstva) te mjere u elektroenergetici.

Da bi se mogao vrednovati doprinos pojedine mjere smanjenju emisije stakleničkih plinova, bilo je potrebno analizirati razvoj energetskeg sektora Republike Hrvatske, određen u okviru "Nacrta strategije energetskeg razvitka Republike Hrvatske" [6]. Analizirana su dva scenarija razvoja, jedan klasični scenarij bez aktivnih mjera države s uobičajenom dinamikom promjena odnosa i tehnologija u energetskeg sektoru ("business-as-usual"), a drugi je scenarij izrazito ekološki ("mitigation"), s izrazito aktivnim mjerama države.

Temeljne značajke promatranih scenarija su:

- "business-as-usual" scenarij se temelji na pretpostavci usporenog uključivanja novih tehnologija u energetske sustav te nedostatnoj aktivnosti države u reformi i restrukturiranju energetskeg sektora. To znači manju skrb države za institucionalnu i organizacijsku reformu, izostanak potpore energetskeg efikasnosti i obnovljivim izvorima energije i zaštiti okoliša.
- "mitigation" scenarij polazi od pretpostavke da će globalni problem antropogene emisije stakleničkih plinova i koncept održivog razvitka na svjetskoj razini, već do 2020. godine, osjetno djelovati na preusmjeravanje sveukupne svjetske industrije i cijelog gospodarstva. Doći će do veće primjene izrazito energetskeg efikasne tehnologije i obnovljivih izvora energije. Naravno, to bi značilo i znatno smanjenje potrošnje fosilnih goriva. Takav razvoj događaja bi nedvojbeno imao utjecaj na hrvatsko gospodarstvo i energetskeg sektor. Procjena je da bi se značajniji efekti mogli očekivati nakon 2015. godine.

Podloga za oba scenarija je referentni scenarij gospodarskeg rasta i bitnih odrednica potrošnje energije u svim sektorima potrošnje energije.

Razlika između potrošnje i strukture potrošnje energije u opisanim scenarijima, može se pripisati mjerama za smanjenje emisije stakleničkih plinova. Na taj način su definirane mjere u sektorima energetskeg potrošnje, koje su temeljene na efikasnijem korištenju energije i uporabi obnovljivih izvora energije [7].

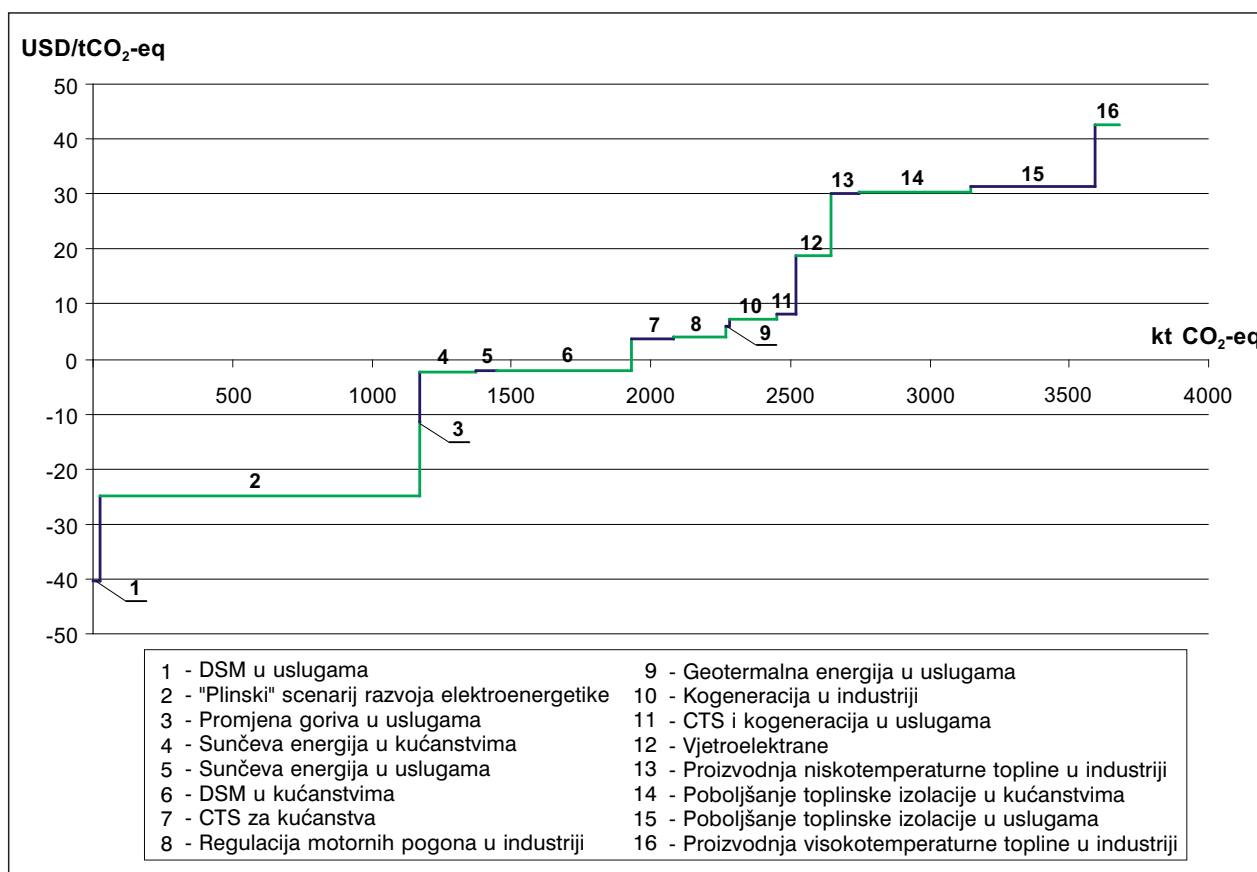
Međutim, u okviru Nacrta strategije razvoja energetike razmatran je samo jedan scenarij razvoja elektroenergetskeg sektora. Taj scenarij se temelji na potrebi diverzifikacije fosilnih goriva za proizvodnju električne energije i forsiranoj izgradnji hidroelektrana. Odnosno, predviđa se ulazak u pogon i dvije termoelektrane na ugljen do 2020. godine, ukupne snage oko 1000 MW. Budući da scenarij nije tako povoljan sa stajališta emisije stakleničkih plinova, analizirano je i nekoliko dodatnih mjera u elektroenergetici [8] – alter-

nativni "plinski" scenarij, moguće uštede u prijenosu i distribuciji električne energije, te potencijali vjetroelektrana, malih hidroelektrana te korištenje biomase za kogeneracijsku proizvodnju električne i toplinske energije.

Potencijali mjera u sektorima energetske potrošnje i elektroenergetici, u 2010. i 2020. godini, prikazani su u tablici 2.

Tablica 2. Mjere za smanjenje emisije stakleničkih plinova u energetici, godine 2010. i 2020.

Mjere u energetici	eq-CO ₂ (kt)	
	2010	2020
Elektroenergetika		
Plinski scenarij	1145,5	2689,6
Uštede u prijenosu i distribuciji električne energije	47,6	56,5
Vjetro-elektrane	127,1	219,9
Male hidroelektrane	117,9	102,0
Korištenje biomase u kogeneraciji (proizvodnja električne energije)	252,8	433,1
Industrija		
Regulacija motornih pogona	187,2	310,7
Doprinos kogeneracijskih postrojenja	164,0	551,5
Efikasnija proizvodnja nisko-temp. topline	98,3	81,9
Efikasnija proizvodnja visoko-temp. topline	87,9	76,4
Promet		
Mjere u međugradskom putničkom prometu	39,7	118,2
Mjere u gradskom putničkom prometu	0,0	97,1
Mjere u robnom prometu	0,0	573,5
Povećanje korištenja biodizela i vodika	99,6	327,5
Usluge		
Ušteda električne energije za ne-toplinske namjene (DSM)	25,2	43,1
Promjena goriva (prirodni plin – tekuće gorivo)	2,4	0,0
Povećanje korištenja sunčeve energije	79,4	138,2
Povećanje korištenja geotermalne energije	17,2	28,3
Povećanje korištenja CTS-a i kogeneracija	70,6	148,1
Poboljšanje toplinske izolacije	443,5	639,7
Kućanstva		
Povećanje korištenja sunčeve energije	197,1	529,4
Ušteda električne energije za netoplinske namjene (DSM)	484,0	0,0
Povećanje korištenja CTS-a	147,2	334,3
Poboljšanje toplinske izolacije	403,4	806,0
Korištenje biomase za dobivanje toplinske energije (kogen. + kotlovnice)	701,2	1358,7
Ukupni potencijal	4938,8	9663,7



Slika 3. Krivulja graničnih troškova mjera za smanjenje emisije u energetici

Najveća je nesigurnost vezana za potencijal korištenja biomase. S obzirom da se radi o znatnom potencijalu, prioritetno je utvrditi stvarne mogućnosti korištenja biomase, u sektoru proizvodnje električne energije i svim sektorima neposredne potrošnje energije.

Krivulja marginalnih troškova mjera za smanjenje emisije u energetici prikazana je na slici 3. Marginalni troškovi izračunavaju se kao razlika ekvivalentnih godišnjih troškova referentnog rješenja (ili scenarija) u odnosu na mitigation rješenje (ili scenarij). Primjerice, marginalni trošak primjene vjetro-elektrana predstavlja razliku između godišnjih troškova proizvodnje električne energije iz vjetroelektrana i proizvodnje električne energije iz parka termoelektrana u referentnom scenariju. U proračunima je korištena diskontna stopa od 8 posto, a proračun je temeljen na metodologiji iz literature "Economics of Greenhouse Gas Limitations" [9].

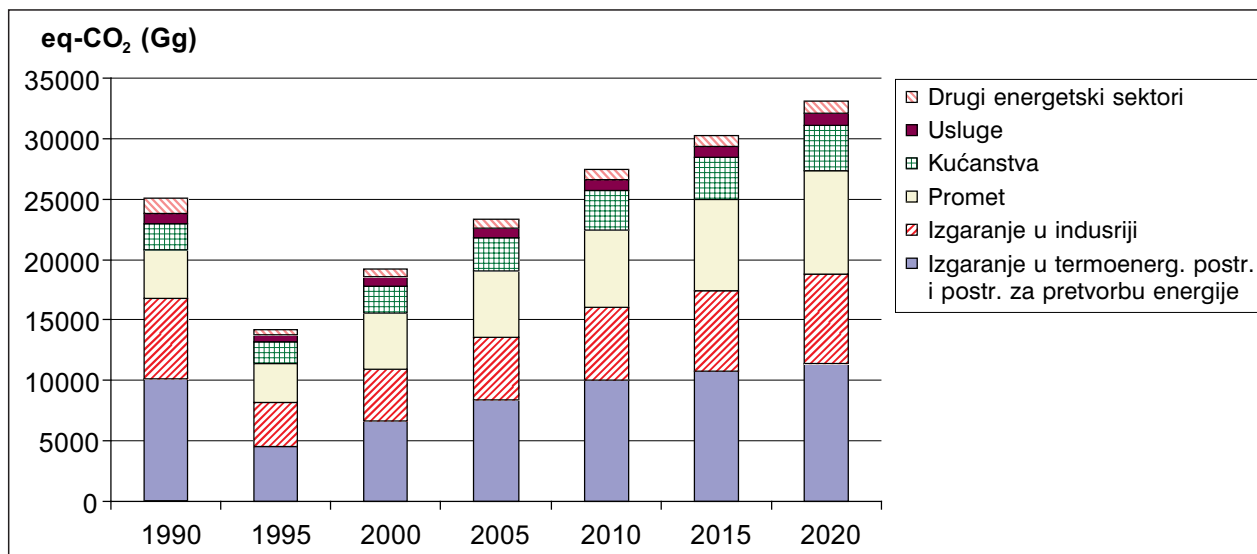
Za analiziranu 2010. godinu, najekonomičnijim se pokazala primjena štednih žarulja u uslužnom sektoru (-42,2 USD/t), ali je potencijal smanjenja emisije prilično mali (25 kt CO₂). Primjena DSM mjera u kućanstvima podrazumijeva uz uporabu štednih žarulja i efikasnije hladnjake i zamrzivače i ima nešto nepovoljnije marginalne troškove (-3,8 USD/t) ali veći potencijal (484 kt CO₂). Veoma povoljna opcija sa stajališta potencijala smanjenja emisije CO₂ i ukupnih

troškova je "plinski" scenarij razvoja elektroenergetskog sustava. Na taj način bi emisija bila manja za oko 4 posto (1146 kt CO₂) u odnosu na *business-as-usual* scenarij, dok bi troškovi primjene mjera bili negativni (-24,6 USD/t). Znatan potencijal i negativne troškove ima još jedino primjena sunčeve energije u kućanstvima i uslugama.

Prikazani potencijali za smanjenje emisije stakleničkih plinova i marginalni troškovi pojedinih mjera su po prvi put određeni u okviru Prvog nacionalnog izvješća prema UNFCCC-u. Dobiveni rezultati su zadovoljavajući za analize na razini cijelog energetskeg sektora, međutim prije primjene pojedinih mjera bit će potrebna detaljnija razmatranja, naročito za određivanje troškova te mehanizama provedbe mjera.

4. PROJEKCIJA EMISIJE STAKLENIČKIH PLINOVA

Za scenarij razvoja energetskeg sektora - *business-as-usual* procijenjena je buduća neposredna energetska potrošnja te potrošnja energenata u elektroenergetskom sektoru [1]. Projekcije potrošnje fosilnih oblika energije, uz primjenu odgovarajućih faktora emisije preporučenih IPCC metodologijom, omogućile su određivanje projekcije emisije stakleničkih plinova. Na slici 4 se može uočiti značajan rast emisije stakleničkih



Slika 4. Projekcija emisije stakleničkih plinova za referentni scenarij u energetici

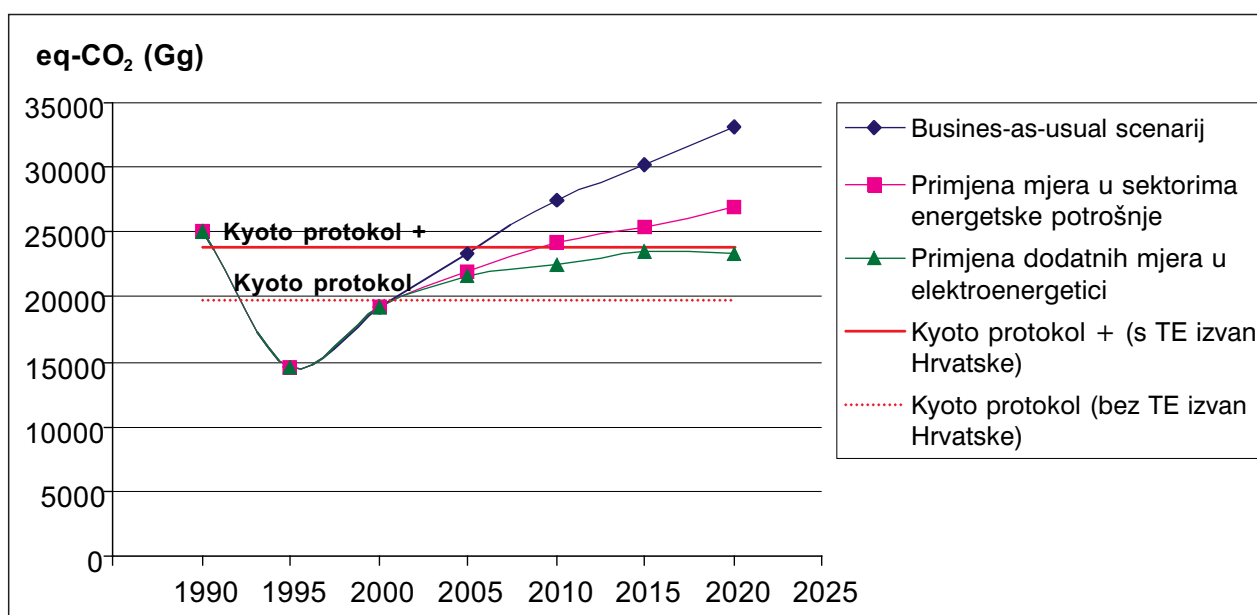
plinova prema *business-as-usual* scenariju. Najznačajniji porast se očekuje u elektroenergetskom sektoru, kao posljedica ulaska dvije termoelektrane na ugljen, te u prometu zbog trenda povećanja broja i mobilnosti motornih vozila.

Potrebno je napomenuti da za sada nisu određene projekcije fugitivnih emisija metana, niti su analizirane mjere za smanjenje tih emisija. Očekuje se da će više pouzdanih podataka o fugitivnim emisijama biti na raspolaganju za izradu Drugog nacionalnog izvješća, što bi podiglo razinu proračuna emisije i omogućilo određivanje mjera i izradu projekcija.

Primjenom razmatranih energetskega mjera bitno se ublažava očekivani porast emisije stakleničkih plinova, što je prikazano na slici 5. Na slici je ucrtana i Kyoto ob-

veza, sa i bez emisija iz termoelektrana izvan Hrvatske, koje su u baznoj 1990. godini radile za potrebe hrvatskog elektroenergetskog sustava. Obveze iz Kyoto protokola se odnose na ukupnu nacionalnu emisiju, dok je ovdje pretpostavljen isti cilj samo za energetske sektor.

Procjena mogućeg smanjenja emisije je prilično optimistična te se može ostvariti uz idealno okruženje poticajnih faktora, očekivani socio-gospodarski razvoj Hrvatske i značajnu međunarodnu potporu. Iz slike 5 se vidi da se uz primjenu svih analiziranih mjera može ispuniti obveza iz Kyoto protokola ako bi se u kvotu temeljne 1990. godine uključile emisije iz termoelektrana izvan Hrvatske (4,3 mil. tona CO₂). U protivnom, prema sadašnjim analizama, Kyoto obvezu nije moguće ispuniti.



Slika 5. Projekcija emisije stakleničkih plinova iz energetike

5. ZAKLJUČAK

U radu su prikazane emisije, mjere za smanjenje emisije i projekcije emisija stakleničkih plinova iz sektora energetike. Izradom očekivanih projekcija, sa i bez mjera za smanjenje emisije, uočavaju se moguće poteškoće u ispunjenju obveza iz Kyoto protokola.

Usporedbom emisije CO₂ uslijed izgaranja goriva u Hrvatskoj s odgovarajućim emisijama drugih Aneksa I zemalja, jasno je da je emisija u Hrvatskoj izuzetno mala. Nekoliko je bitnih razloga za tako malu emisiju, a to su: veliki udjel proizvodnje električne energije bez direktne emisije stakleničkih plinova (hidroelektrane i NE Krško), znatni uvoz električne energije, veliki udjel prirodnog plina, a mali ugljena u energetskoj potrošnji, mali broj energetski intenzivnih industrijskih objekata i mala energetska potrošnja po stanovniku. Obvezama iz Kyoto protokola potrebno je tu relativno malu emisiju još dodatno smanjiti za 5 posto.

Uz očekivani gospodarski razvoj i očekivanu energetsku potrošnju fosilnih goriva, Hrvatska će već za nekoliko godina imati emisije stakleničkih plinova na razini emisije iz bazne 1990. godine. Drugim riječima, ukoliko stupe na snagu obveze iz Kyoto protokola, nakon ratifikacije u Saboru Republike Hrvatske te ratifikacije u dovoljnom broju zemalja članica Konvencije (55 zemalja koje imaju najmanje 55 posto svjetske emisije stakleničkih plinova), zahtijevat će se od Hrvatske ispunjenje obveze ili će vjerojatno Hrvatska nositi ekonomske posljedice za svoje prekoračenje limita. Budući da se radi o velikim novcima, 70 do 80 milijuna USD godišnje ukoliko emisija bude prema *business-as-usual* scenariju i uz pretpostavljenu cijenu od 10 USD po toni potrebnog smanjenja emisije CO₂ (moguće su i znatno veće cijene - do 50 USD/t), nužno je iskorištenje što većeg potencijala mjera za smanjenje emisije. To u energetici znači što veće korištenje obnovljivih izvora energije i povećanje efikasnosti korištenja energije fosilnih goriva. Međutim, veća uporaba obnovljivih izvora je teško ostvariva bez Vladinih poticajnih mjera, koje bi obnovljive izvore učinile ekonomski konkurentnim. S druge strane, treba učiniti sve kako bi se Hrvatskoj priznalo pravo na spornu emisiju iz termoelektrana izvan Hrvatske. U svakom slučaju potrebno je vrlo detaljno razmotriti ratifikaciju Kyoto protokola.

LITERATURA

- [1] V. JELAVIĆ i drugi (2001.): "Prvo nacionalno izvješće Okvirnoj konvenciji Ujedinjenih naroda o promjeni klime", Ministarstvo zaštite okoliša i prostornog uređenja, Zagreb
- [2] H. SUČIĆ, Ž. JURIC, D. VEŠLIGAJ, S. FIJAN-PARLOV, i drugi (2000.): "Inventory of Croatian GHG Emissions and Sinks", UNDP/GEF – CRO/98/G31, Zagreb

- [3] B. VUK (1991.-1996.): "Nacionalne energetske bilance za razdoblje od 1990. do 1995. godine", Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb
- [4] IPCC/OECD/IEA (1997): *Greenhouse Gas Inventory, Volume 2 & 3*, Revised 1996 IPCC Guidelines for National GHG Inventories, United Kingdom
- [5] IEA Statistics (1998.): *CO₂ Emission from Fuel Combustion, 1971-1996*, France
- [6] G. GRANIĆ, B. JELAVIĆ, D. PEŠUT, M. ZELJKO, V. JELAVIĆ, i drugi (2000.): "Strategija energetskog razvitka Republike Hrvatske" - *Nacr*t, Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb
- [7] D. PEŠUT, G. SLIPAC, Ž. JURIC (2001.): "Mjere za smanjenje emisije stakleničkih plinova u energetici", UNDP/GEF – CRO/98/G31, Zagreb
- [8] V. JELAVIĆ, Ž. JURIC, V. DELIJA-RUŽIĆ i drugi (2001.): "Analiza mogućih mjera za smanjenje emisije stakleničkih plinova Hrvatske elektroprivrede", studija u završnoj fazi izrade, EKONERG, Zagreb
- [9] UNEP Collaborating Centre on Energy and Environmental (1999): *Economics of Greenhouse Gas Limitations*, Risø National Laboratory, Denmark

ENERGY SECTOR ANALYSIS FROM THE POINT OF GREENHOUSE GAS EMISSIONS

In the paper a review of greenhouse gas emissions from the energy sector is given, i.e. their share in the entire emissions at the territory of the Republic of Croatia as well as the comparison with such emissions in other European countries. Energy sector development is analysed from the point of greenhouse gas emissions, beginning with business-as-usual scenario for Croatia. Emission decrease possibilities related to business-as-usual scenario are worked out. Analysed are measures in different sectors of energy consumption (industry, transport, households, services) and electric energy supply, whereby a certain potential of emission reduction is determined together with marginal costs of the measures observed. Finally, expected greenhouse gas emissions from the energy sector are forecast, which point to major problems in meeting the Kyoto obligations.

EINE ÜBERPRÜFUNG DES ENERGETISCHEN SACHGEBIETES VOM STANDPUNKT DER LUFTVERUNREINIGUNG DURCH GLASHAUSGASE

Im Artikel wird die Übersicht der Luftverunreinigung durch die aus der Energetik in Kroatien stammende Glashaushausgase, sowie der Vergleich mit entsprechenden Erscheinungen in anderen europäischen Ländern gegeben. Überprüft wurde die Entwicklung des energetischen Sachgebietes vom Standpunkt der Luftverunreinigung durch Glashaushausgase. Ausgangspunkt für diese Überprüfung war die bestehende Wirtschaftslage ("business as usual") der Republik Kroatien. Überlegt im Artikel sind die Möglichkeiten des Rückgangs der Luftverunreinigung durch Glashaushausgase im Bezug auf möglicherweise eintretende Ereignisse innerhalb bestehender Wirtschaftslage ("business as usual"). In Betracht gezogen sind Massnahmen in Sachgebieten des Energieverbrauches (Industrie, Verkehr, Haushalte,

Dienstleistungen) und im Stromverbrauch, wobei Ausichten der Minderung von Verunreinigungen, und die für betrachtete Massnahmen am Rande liegenden Unkosten, bestimmt wurden. Zum Schluss wurden noch die Vorstellungen über das zu erwartende Ausströmen in die Außenluft luftverunreinigender Stoffe aus dem energetischen Sachgebiete abgehandelt. Diese deuten auf grosse Schwierigkeiten bei der Erfüllung von Verpflichtungen aus dem Kyoto Protokol hin.

Naslov pisaca:

Željko Jurić, dipl. ing.
EKONERG – Institut za energetiku
i zaštitu okoliša

Ulica grada Vukovara 37
10000 Zagreb, Hrvatska

mr. sc. Goran Slipac, dipl. ing.
HEP – Sektor za razvoj
Ulica grada Vukovara 37
10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
2001-07-02

ENERGETSKI I EKONOMSKI ASPEKTI PROIZVODNJE BIODIZELSKOG GORIVA U HRVATSKOJ

Mr. sc. Julije Domac – dr. sc. Branka Jelavić – prof. dr. sc. Tajana Krčka, Zagreb

UDK 620.95
PREGLEDNI ČLANAK

Biodizel je motorno gorivo koje se dobiva iz repičinog ulja ili drugih biljnih ulja, a ima svojstva jednaka onima koja ima klasični dizel dobiven iz mineralnih ulja pa se koristi kao zamjena mineralnog dizela ili u određenoj smjesi s njim. Podršku za proizvodnju biodizelskog goriva u Hrvatskoj dala je Vlada Republike Hrvatske, pokretanjem projekta BIODIZEL u sklopu Nacionalnog energetskeg programa BIOEN, krajem prošle godine. Pri ekonomskoj analizi proizvodnje biodizelskog goriva u Hrvatskoj potrebno je u obzir uzeti sve osnovne dijelove lanca koji čine proizvodnja uljene repice, prerada repice u sirovo ulje, proizvodnja metilnog estera repičinog ulja te dodavanje estera u određenom postotku u smjese sa mineralnim dizelima. U radu su se analizirala tri osnovna organizacijsko-gospodarska modela proizvodnje i korištenja biodizelskog goriva u Hrvatskoj, a analiza cijene proizvodnje biodizela i isplativosti proizvodnog lanca provedena je za sva tri opisana modela korištenjem tabličnog modela koji je za ovu svrhu konstruiran. Pokazano je da u svakom promatranom modelu postoji potreba za određenim vidom novčanih poticaja, da se potrebni poticaji smanjuju, odnosno proizvodnja postaje isplativija ako se dijelovi proizvodnog lanca međusobno integriraju te da je, budući da potreba za poticajima ovisi o kapacitetu proizvodnje u ukupnom lancu, potrebno donijeti jasnu strategiju i dinamiku poticanja i proizvodnje biodizelskog goriva.

Ključne riječi: biodizel, energija, gorivo, ekonomska analiza.

1. UVOD

Biodizel je motorno gorivo, koje se dobiva iz repičinog ulja ili drugih biljnih ulja esterifikacijom s metanolom. Pritom nastaje gorivo koje ima svojstva jednaka onima klasičnog dizela iz mineralnog ulja. Može se koristiti u potpunosti kao zamjena za mineralni dizel, ili kao smjesa s njim, a današnji sve zahtjevniji ekološki standardi kao i obveze smanjivanja emisije stakleničkih plinova daju snažan poticaj njegovom korištenju. Proizvodnja biodizela široko je rasprostranjena u većini europskih država i odavno prepoznata kao učinkovito rješenje međusobno isprepletenih pitanja i problema u poljoprivredi, energetici, zaštiti okoliša te socijalnoj politici.

Projekt BIODIZEL – uvođenje proizvodnje biodizelskog goriva u Republiku Hrvatsku, pokrenut je 30. studenoga 2000. godine odlukom Vlade Republike Hrvatske kao dio Nacionalnog energetskeg programa BIOEN. S obzirom na složenost i multidisciplinarnost problema, za izradu studije izvodljivosti uvođenja biodizelskog goriva u Hrvatsku, što je predstavljalo prvu fazu provedbe projekta, radna skupina je proširena s većim brojem stručnjaka različitih struka. Studija sadržava sve bitne odrednice i osobitosti proizvodnog lanca biodizelskog goriva za Hrvatsku, te donosi smjernice budućih aktivnosti potrebnih za uspješnu provedbu projekta. Pri izradi studije autori su smatrali da je u Hrvatskoj potrebno stvoriti sve preduvjete za

uspješno uvođenje biodizelskog goriva, uvažavajući suvremena kretanja na ovom području, ali i iskustva i pogreške zemalja koje su već s uspjehom provele ovakve projekte. Stoga se u studiji predlaže i razrađuje koncepcija koja se, po ocjeni autora, u većini europskih zemalja pokazala kao najuspješnija, a to je korištenje biodizela (100% i 30% bio-komponente) u ciljanim kategorijama vozila te dodavanje bio-komponente u Eurodizel u iznosu do 5% [1].

Kao osnovni razlozi za pokretanje projekta BIODIZEL mogu se izdvojiti:

- Nadomještavanje dijela fosilnih goriva koja se uvoze obnovljivim gorivom, te veća sigurnost opskrbe energijom diverzifikacijom energetskeg izvora i dobavljača;
- Uvođenje "treće kulture" (osim pšenice i kukuruza), kojom bi se osigurao dodatni i sigurniji prihod poljoprivrednim proizvođačima u Hrvatskoj, omogućilo bolje iskorištavanje mehanizacije, te povećala rentabilnost poljoprivredne proizvodnje;
- Otvaranje novih radnih mjesta i zadržavanje stranih sredstava plaćanja u zemlji;
- Makroekonomski (izvozno) je za Hrvatsku proizvodnja uljane repice puno povoljnija od pšenice (pogotovo nakon ulaska u WTO), a prisutne su i objektivne klimatske i pedološke prednosti za tu proizvodnju;
- Korištenje zapuštenih obradivih poljoprivrednih površina;

- Smanjenje emisije stakleničkih plinova prihvaćeno potpisivanjem sporazuma iz Kyota (biodizel je "CO₂-neutralno" gorivo);
- Smanjenje onečišćenja zraka uslijed boljeg izgaranja goriva u motoru, a time pozitivan utjecaj na okoliš, kvalitetu života stanovništva te na javno zdravlje;
- Smanjenje rizika onečišćenja voda korištenjem biološki razgradivog energenta.

Po prvi put je Agronomski fakultet Sveučilišta u Zagrebu prezentirao biodizelsko gorivo još na 8. Međunarodnom savjetovanju tehnologa sušenja i skladištenja održanom 26. ožujka 1992. godine u Stubičkim Toplicama. Iduće godine u prosincu Agronomski fakultet organizira zajedno s Ministarstvom poljoprivrede i šumarstva seminar o proizvodnji biodizelskog goriva, a na 10. Međunarodnom savjetovanju tehnologa sušenja i skladištenja, prezentirana je proizvodnja biodizelskog goriva od strane Vlade Republike Austrije, te domaćih i stranih stručnjaka. Kroz sorte pokuse, postavljene na pokušalištu Agronomskog fakulteta u razdoblju od 1987. do 1994. godine, intenzivno se ispituju i introduciraju novi "00" – kultivari, kao i njihova fizikalna i skladišna svojstva.

Pod utjecajem suvremenih kretanja u razvijenim zemljama Europe, ali i rada u sklopu Nacionalnog energetskog programa BIOEN, čiji su prvi rezultati objavljeni 1998. godine, u budućnosti se očekuje povećana proizvodnja energije iz biomase u Hrvatskoj. U nacrtu energetske strategije Republike Hrvatske, objavljenom u srpnju 1998. godine, razmatrana su tri moguća scenarija razvitka, a polazi se od današnjih tehnologija i sadašnjih mogućnosti te sporog uvođenja novih tehnologija (S-421) preko uvođenja novih tehnologija i aktivnih mjera države (S-422) do izrazito "ekološkog" scenarija (S-423). Ukupna potrošnja biomase za proizvodnju energije raste u sva tri scenarija, a porast je posebno izrazit u proizvodnji električne energije i korištenju tekućih biogoriva, odnosno biodizela. Korištenje biodizela razlikuje se za svaki promatrani scenarij, ali biodizel u svim scenarijima zadržava značajno mjesto te bi u 2030. godini proizvodnja energije iz biodizela trebala iznositi između 8 i 12 PJ [2].

Biodizel je i kao gorivo već predstavljen i poznat u Hrvatskoj. Tako je Energetski institut "Hrvoje Požar" organizirao predstavljanje cestovnog vozila na biodizel tijekom skupa "Održivi razvitak i korištenje obnovljivih izvora energije na otoku", koji je održan na Cresu, u Osnovnoj školi "Frane Petrić", 28. i 29. travnja 2000. godine. Osim prezentacije vozila na čisti biodizel koje je za tu priliku stiglo iz Austrije, a koje je predstavljeno od strane Steierisches Landesenergievereina - Zemaškog energetskog saveza Štajerske, mogućnosti korištenja mješavine ovog goriva s klasičnim, mineralnim dizelom pokazane su u službenom vozilu Energetskog instituta [3].

Dodatno treba naglasiti da u okviru projekta INA surađuje u području utvrđivanja tehnoloških mogućnosti

prerade repičinog ulja te utjecaja biokomponente na svojstva goriva, a poseban interes je usmjeren ka mogućem korištenju biodizela kao aditiva za poboljšanje mazivosti niskosumpornih dizela.

Za namjenski uzgoj uljene repice i provedbu demonstracijske proizvodnje iskazan je široki interes i zainteresiranost od strane županija i jedinica lokalne samouprave te raznih poljoprivrednih proizvođača, a biodizel je već prilično dobro poznat pojam u hrvatskoj javnosti.

2. ULOGA BIODIZELA U ODNOSU NA NAFTNE DERIVATE

Očekuje se da će potražnja za naftnim derivatima u Hrvatskoj rasti i to sa 4,2 milijuna tona u 2000. na 5 milijuna tona u 2010. te na 5,6 milijuna tona u 2030. godini. Pritom će se sve više derivata trošiti u prometu, a sve manje kao gorivo za grijanje. Na temelju domaćih bilančnih rezervi od 15,8 milijuna prostornih metara u 1997. godini, proizvodnja sirove nafte će se smanjivati s 1,37 milijuna tona u 2000. na 0,6 milijuna u 2010. te na 0,4 milijuna tona u 2030. godini [4].

U strukturi derivata može se očekivati najbrži rast potrošnje motornih goriva kao posljedica ubrzanog razvitka prometa, ali i ostalog dijela gospodarstva. S obzirom na ulogu tekućeg naftnog plina u plinifikaciji Hrvatske, posebice novih područja, i to kao prethodnog energenta prirodnom plinu ili kao stalnog energetskog izvora, njegova će potrošnja također rasti, i to posebice do 2010. godine. Uz ovakvu dinamiku i strukturu potrošnje povećat će se i udio vrijednijih derivata u ukupnoj potrošnji i proizvodnji derivata.

Pri planiranju i formiranju tržišta za biodizel u Hrvatskoj, korisno je poznavati i sadašnju potrošnju dizelskog goriva u Hrvatskoj, posebno stoga, što se predlaže korištenje biodizela (100% bio-komponente) u ciljanim kategorijama vozila te dodavanje bio-komponente u Eurodizel u iznosu do 5% (tablica 1).

Tablica 1. Potrošnja dizelskog goriva u Hrvatskoj u različitim sektorima [2]

- 000 t

Sektor potrošnje/godina	1995.	1996.	1997.	1998.	1999.
Promet	448,6	516,2	541,2	541,0	608,4
Poljoprivreda	208,0	200,9	194,5	234,1	213,5
Graditeljstvo	54,5	72,0	77,8	76,6	70,7
Ukupno	711,1	789,1	813,5	851,7	892,6

S obzirom na raspoložive rafinerijske kapacitete, koji se za iduće desetljeće procjenjuju od 5,5 do 6,5 milijuna tona primarne prerade, strateški cilj domaće prerade nafte je opskrba domaćeg tržišta (oko 80%) te izvoz na inozemna tržišta. Za ostvarenje ovog cilja nužna su ulaganja u modernizaciju rafinerija zbog postizanja europske kvalitete proizvoda, povećanja dubine prerade i prinosa profitabilnih proizvoda, dovođenja troškova

na konkurentnu razinu (posebno utroška energije i udjela vlastite potrošnje), postizanja optimalne fleksibilnosti rada rafinerija, te zaštite okoliša. U suprotnom, gospodarska će opravdanost zadržavanja u pogonu postojećih rafinerijskih postrojenja biti prijeporna. Za ostvarenje takve strategije prerade nafte, unatoč dovoljnim primarnim kapacitetima, potrebno je uložiti velika sredstva u revitalizaciju i izgradnju novih sekundarnih rafinerijskih kapaciteta, čime bi kvaliteta proizvedenih derivata dosegla zadovoljavajuću razinu. Alokacija dijela investicija u izgradnju preradbenih centara, tehnološki prilagođenih za domaće uvjete za proizvodnju biodizela iz uljane repice višestruko je prihvatljiva opcija.

3. EKONOMSKA ANALIZA PROIZVODNOG LANCA BIODIZELSKOG GORIVA U HRVATSKOJ

3.1. Modeli proizvodnje biodizela u Hrvatskoj

Pri ekonomskoj analizi proizvodnje biodizelskog goriva u Hrvatskoj potrebno je u obzir uzeti sve osnovne dijelove lanca koji čine proizvodnja uljene repice, prerada repice u sirovo ulje, proizvodnja biodizela (esterifikacija) te dodavanje biodizela u određenom postotku u smjese s mineralnim dizelima. Ovdje se analiziraju tri osnovna organizacijsko-gospodarska modela proizvodnje i korištenja biodizelskog goriva u Hrvatskoj, koji su radi jednostavnosti označeni kao "Model A", "Model B" te "Model C".

U modelu A se promatra opseg proizvodnje od 5 000, 10 000 i 15 000 tona, a svi osnovni dijelovi lanca (repica-ulje-biodizel) se promatraju zajedno te se na osnovi toga analizira samo ukupna rentabilnost. Ovaj model najbolje opisuje veće poljoprivredne proizvođače (nekadašnji kombinati), odnosno poduzetnike koji organiziraju i provode poljoprivrednu proizvodnju te posjeduju vlastitu mehanizaciju. Konačan proizvod je biodizel koji se primarno koristi za vlastite potrebe, a može se i prodavati.

U modelu B se proizvodnja repice promatra odvojeno od proizvodnje ulja i biodizela, koje se promatraju zajedno, a konačan je proizvod biodizel koji se prodaje na tržištu. Ovaj model najbolje opisuje individualne proizvođače biodizelskog goriva koji se ne moraju nužno baviti i poljoprivrednom proizvodnjom te posjedovati vlastitu mehanizaciju.

Model C opisuje dodavanje biološke komponente u mineralno dizelsko gorivo u količini 1.5 - 5% ili u količini od 30%, u skladu s potrebama tržišta i primjenjivanih standarda, te podešavanje svojstava goriva aditiviranjem. Uza sve opisane pozitivne učinke (zaštita okoliša, angažiranje poljoprivrednih površina, zapošljavanje,...) poboljšava se i izgaranje te osigurava bolja mazivost motora. U ovom se modelu promatra samo proizvodnja biodizela te njegovo miješanje s mineralnim gorivom. Ova se dva procesa promatraju zajedno.

U ekonomskoj analizi opisanih modela koja se u sljedećim točkama donosi, autori su nastojali:

- opisati njihove osnovne ekonomske karakteristike;
- usporediti proizvođačku i prodajnu cijenu goriva (biodizela) uz vrednovanje svih sporednih proizvoda koji imaju tržišnu vrijednost;
- identificirati i kvantificirati ekonomske, organizacijske i financijske mjere koje su potrebne da bi se postigla i zadržala minimalna dobit.

Proizvođačka i prodajna cijena goriva (biodizela) se uspoređuje s prodajnom cijenom mineralnog dizela iz ožujka 2001. od 5,01 kn/litri, ili čak s 4,51 kn/litri (5,01 kn/litri – 10% prema europskoj praksi za poticanje korištenja biodizela), a što je uzeto kao kriterij za prihvatljivost proizvodnje.

Tablica 2. Prikaz strukture cijene dizelskog goriva u Hrvatskoj (INA) [5]

- kn/l

	Eurodizel	Eurodizel- plavi
Prodajna cijena	2,606	2,606
Trošarina	1,500	0
Osnovica za PDV (22%)	4,106	2,606
PDV	0,904	0,574
Konačna cijena (kn/l)	5,010	3,180

Analiza cijene proizvodnje biodizela i isplativosti proizvodnog lanca provedena je za sva tri opisana modela korištenjem tabličnog modela koji je za ovu svrhu konstruiran u programskom paketu Microsoft Excel. Treba naglasiti da je kvaliteta izlaznih podataka iz modela isključivo ovisna o kvaliteti ulaznih podataka. Neki potrebni ulazni podaci za Hrvatsku jednostavno nisu postojali, pa su preneseni uz korekciju iz stranih izvora, do drugih je bilo teško ili čak nemoguće doći, pa prikazani proračuni donose samo okvirne vrijednosti temeljene na pretpostavkama i podacima koji su bili na raspolaganju autorima. Za veću pouzdanost i točnost podataka bilo bi potrebno sve podatke sakupiti na demonstracijskom postrojenju koje bi radilo u hrvatskim uvjetima, što se i predlaže kao aktivnost u sljedećoj fazi provedbe projekta. Nastojanjima autora podaci su uspoređivani iz više izvora, te se može pretpostaviti da je njihova točnost dovoljna za ovu razinu procjene.

3.2. Analiza elemenata proizvodnog lanca

3.2.1. Proizvodnja uljane repice

Nedavno donesenim mjerama Ministarstva poljoprivrede i šumarstva, a u svezi s poticajnim novčanim iznosima po hektaru proizvodnje uljane repice, iskazala se veća zainteresiranost direktnih proizvođača za ovu kulturu. Ujedno je smanjena zajamčena cijena za jedan kilogram uljane repice s 1,54 kn na 1,16 kn/kg. Već ova zajamčena cijena omogućuje da se na hrvatsko tržište može ponuditi rafinirano ulje po cijeni koja je

sukladna cijeni u Europskoj uniji. U ovoj se studiji nije posebno promatrala cijena uljane repice, odnosno rentabilnost proizvodnje te poticajne mjere koje su sada na snazi. Međutim, treba naglasiti da se za znatniju proizvodnju uljane repice za biodizel ne može očekivati trajno zadržavanje postojećih poticaja, ali i da je primjećena znatna rentabilnost ovog dijela proizvodnog lanca. Temeljem prosječne planske kalkulacije uljane repice na 2 000 ha i razini cijena od siječnja 2001., prosječni ukupni troškovi proizvodnje iznose 3 956 kn/ha, odnosno za navedenu površinu 7,911 milijuna kuna. Planska kalkulacija je obuhvatila troškove reproductivnog materijala (sjeme, gnojivo, zaštitna sredstva), mehanizacije (traktori, kombajni, amortizacija), te sve ostale troškove, kao što su plaće, doprinosi, osiguranje, kamate i sl. Jedinični troškovi su za veće površine manji, te je kod kalkulacija u studiji pretpostavljeno da su za dvostruko veće površine jedinični troškovi manji za 10%.

Izračunavanjem troškova proizvodnje po kilogramu, uz prosječan prinos od 3 t/ha dobiva se da ukupni trošak proizvodnje jednog kilograma uljane repice iznosi 1,34 kune za površinu od 2 000 ha. Temeljem navedenoga proizlazi da je financijski rezultat proizvodnje uljane repice negativan za 540 kn/ha bez poticajnih sredstava, a u slučaju poticaja od 2 250 kn/ha, prosječna zarada iznosi 1 710 kn/ha.

3.2.2. Proizvodnja sirovog ulja

Ovdje prikazana analiza cijene sirovog ulja temelji se na troškovima koji nastaju tijekom proizvodnog procesa te na pretpostavci da se ekonomski vrednuje i proizvedena sačma ili pogača kao stočna hrana. Ova cijena ne uključuje dobit proizvođača, pa niti ne predstavlja tržišnu cijenu sirovog ulja u Hrvatskoj (4 kn/l). Međutim, pri provedbi proračuna je procijenjeno da nije održivo, ali ni potrebno u proračunu koristiti navedenu tržišnu cijenu.

Temeljem procjene troškova usluge tiještenja, cijena proizvodnje sirovog ulja je vrednovana s 2 667 kn/t. U to nije uračunata cijena uljane repice, koja se za model A i model B razlikuje zbog samog karaktera modela, odnosno ukupne organizacije proizvodnje.

3.2.3. Proizvodnja biodizela

Cijena proizvodnje biodizela osim o cijenama ulaznih sirovina (repičino ulje, metanol) znatno ovisi i o kapacitetu pogona, što bitno utječe na ukupnu rentabilnost procesa. Dodatno treba naglasiti da se povećanjem kapaciteta poboljšava i iskorištenje ulja, što ponovo izravno utječe na ukupnu rentabilnost. Budući da se u Hrvatskoj ovakva proizvodnja do sada nije provodila, ovdje su korišteni podaci od inozemnih proizvođača i isporučilaca tehnologije te iz literature (tablica 3). Ponovo treba napomenuti da bi za potpunu točnost bilo potrebno sve podatke sakupiti i provjeriti na demonstracijskom postrojenju koje bi radilo u hrvatskim uvjetima.

Tablica 3. Investicije za različite kapacitete postrojenja za proizvodnju metilnog estera (bez zgrade postrojenja, lokalne infrastrukture i istakališta tekućina) [5]

Kapacitet	Dio investicije za skladištenje goriva (mil. kuna)	Ukupna investicija (mil. kuna)
5 000	4,92	16,13
10 000	9,05	21,64 – 23,61
15 000	9,84	33,44
45 000	24,89	82,63

Tablica 4. Troškovi proizvodnje metilnog estera za različite kapacitete [5]

Kapacitet proizvodnje (tona godišnje)	Troškovi proizvodnje (kuna/toni biodizela)
2 000	4 620
5 000	3 770
15 000	2 900
45 000	2 230

3.3. Analiza proizvođačke cijene biodizela i isplativosti proizvodnog lanca temeljem predloženih modela

Model A pretpostavlja vlastiti uzgoj repice, preradu u ulje i proizvodnju biodizela u okviru vlastitog pogona uz pretpostavljenu dobit (rentabilnost) od 10%. Promatra se godišnji kapacitet proizvodnje biodizela od 5 000, 10 000 i 15 000 tona, a PDV se obračunava samo na proizvedeni biodizel na kraju procesa, odnosno uopće se ne obračunava ako se biodizel koristi za vlastite potrebe. Ekonomski čimbenici koji izravno utječu na rentabilnost lanca, odnosno cijenu biodizela su: poticaji za uzgoj repice; prihod od prodaje pogače; prihod od prodaje glicerola i gnojiva; poticaj za proizvodnju biodizela i PDV.

Rezultati proračuna pokazuju da je uza sve navedene pretpostavke i pretpostavljenu dobit od 10%, u ovom modelu moguće proizvesti biodizel u ovisnosti o proizvodnom kapacitetu po cijeni od 3,15; 3,64, odnosno 4,00 kn/litri bez obračuna PDV-a (za vlastite potrebe), odnosno po cijeni od 3,56, 4,22 te 5,31 kn/litri uz obračun PDV-a (za prodaju). Uspoređuju li se ove vrijednosti s prodajnom cijenom mineralnog dizela, jasno je da u većini slučajeva nije potrebno dodatno utjecati na smanjenje cijene, ali i da je dobit proizvođača i veća od pretpostavljenih 10%, te da ovaj model predstavlja jednu od obećavajućih mogućnosti proizvodnje biodizela u Hrvatskoj. Ako se međutim pretpostavi da se radi o proizvodnji isključivo za vlastitu potrošnju, tada i nije nužno promatrati cijenu biodizela s ukalkuliranom dobom.

Kao mogući instrumenti za postizanje rentabilnosti proizvodnje biodizela u ovom modelu analizirani su smanjenje PDV-a i uvođenje poticaja za proizvodnju biodizela u kunama po toni proizvedenog goriva. Pro-

matrane su dvije stope PDV-a: postojeća od 22% te stopa od 11% za koju se prema ocjeni autora očekuje da bi u budućnosti mogla biti primjenjiva za biodizel, ali i općenito uvedena u porezni sustav Republike Hrvatske. Dodatno, kao bitni ekonomski čimbenik koji utječe na rentabilnost proizvodnje promatrana je primjena poticaja za uzgoj uljane repice u postojećem iznosu od 2 250 kn/ha. (tablica 5 i 6).

Tablica 5. Analiza osjetljivosti cijene biodizela iz modela A za vlastitu potrošnju (bez ukalkulirane dobiti) promjenom ekonomskih čimbenika koji izravno utječu na rentabilnost proizvodnje (5 000, 10 000 i 15 000 ha)

Ekonomski čimbenici			Kapacitet proizvodnje		
Poticaj kn/t biodizela	PDV %	Poticaj za uljanu repicu	15 000 t	10 000 t	5 000 t
0	0	DA	2,87	3,31	3,63
0	0	NE	4,90	5,34	5,67
440	0	NE	4,51	4,95	5,28
940	0	NE	4,07	4,51	4,84
1310	0	NE	3,74	4,18	4,51

Tablica 6. Analiza osjetljivosti cijene biodizela iz modela A za prodaju (ukalkulirana dobit od 10%) promjenom ekonomskih čimbenika koji izravno utječu na rentabilnost proizvodnje (5 000, 10 000 i 15 000 ha)

Ekonomski čimbenici			Kapacitet proizvodnje		
Poticaj kn/t biodizela	PDV %	Poticaj za uljanu repicu	15 000 t	10 000 t	5 000 t
0	22	DA	3,85	4,44	4,88
310	22	DA	3,48	4,07	4,51
0	11	DA	3,50	4,04	4,44
0	22	NE	6,57	7,17	7,60
1 750	22	NE	4,50	5,09	5,53
2 250	22	NE	3,91	4,50	4,94
2 610	22	NE	3,48	4,07	4,51
0	11	NE	5,98	6,52	6,92
1 350	11	NE	4,52	5,06	5,46
1 860	11	NE	3,97	4,51	4,91
2 230	11	NE	3,58	4,11	4,51

Nakon provedene analize osjetljivosti proizvodnje za vlastitu potrošnju može se zaključiti sljedeće:

- proizvodnja za vlastitu potrošnju (bez PDV-a i bez ukalkulirane dobiti) vrlo je isplativa uz postojeće poticaje za uzgoj uljane repice od 2 250 kn/ha;
- proizvodnja za vlastitu potrošnju bez poticaja za uzgoj uljane repice i bez poticaja za proizvodnju biodizela nije isplativa;

- proizvodnja za vlastitu potrošnju kapaciteta 15 000 tona bez poticaja za uzgoj uljane repice isplativa je uz poticaj za proizvodnju biodizela od 440 kn/t biodizela;
- proizvodnja za vlastitu potrošnju kapaciteta 10 000 tona bez poticaja za uzgoj uljane repice isplativa je uz poticaj za proizvodnju biodizela od 940 kn/t biodizela;
- proizvodnja za vlastitu potrošnju kapaciteta 5 000 tona bez poticaja za uzgoj uljane repice isplativa je uz poticaj za proizvodnju biodizela od 1 310 kn/t biodizela.

Nakon provedene analize osjetljivosti proizvodnje za prodaju (ukalkulirana dobit i stopa PDV-a od 11 ili 22%), može se zaključiti sljedeće:

- uz postojeće poticaje, sve promatrane varijante proizvodnje su isplative. Izuzetak je proizvodnja kapaciteta 5 000 tona uz stopu PDV-a od 22%, koja postaje isplativa uz poticaj za proizvodnju biodizela od 310 kn/toni;
- bez postojećih poticaja za uzgoj uljane repice proizvodnja nije isplativa ni uz stopu PDV-a od 11%;
- bez poticaja za uzgoj uljane repice, a uz stopu PDV-a od 22% proizvodnja je isplativa samo ako postoje poticaji za proizvodnju biodizela i to: 1750 kuna za kapacitet proizvodnje od 15 000 tona, 2 250 kuna za kapacitet proizvodnje od 10 000 tona te 2 610 kuna za kapacitet proizvodnje od 5 000 tona;
- bez poticaja za uzgoj uljane repice, a uz stopu PDV-a od 11% proizvodnja je isplativa samo ako postoje poticaji za proizvodnju biodizela i to: 1 350 kuna za kapacitet proizvodnje od 15 000 tona, 1 860 kuna za kapacitet proizvodnje od 10 000 tona te 2 230 kuna za kapacitet proizvodnje od 5 000 tona;

Model B pretpostavlja kupovinu repice na tržištu te preradu u ulje i proizvodnju biodizela u okviru vlastitog pogona uz pretpostavljenu dobit (rentabilnost) od 10%. Promatra se godišnji kapacitet proizvodnje biodizela od 5 000, 10 000 i 15 000 tona, a PDV se obračunava na uljanu repicu kao ulaznu sirovinu te na proizvedeni biodizel na kraju procesa. Ekonomski čimbenici koji izravno utječu na rentabilnost lanca, odnosno cijenu biodizela su: prihod od prodaje pogače, prihod od prodaje glicerola i gnojiva; pretpostavljeni poticaj za proizvodnju biodizela i PDV.

Rezultati proračuna pokazuju da je uza sve navedene pretpostavke u modelu B moguće proizvesti biodizel u ovisnosti o proizvodnom kapacitetu po cijeni od 6,50; 6,91, odnosno 7,53 kn/litri. Uspoređujući li se ove vrijednosti s prodajnom cijenom mineralnog dizela jasno je da je potrebno znatno dodatno utjecati na postizanje rentabilnosti. (tablica 7). Kao mogući instrumenti za postizanje rentabilnosti proizvodnje biodizela u modelu B analizirani su smanjenje PDV-a na proizvedeni biodizel i uvođenje poticaja za proizvodnju biodizela u kunama po toni proizvedenog goriva.

Tablica 7. Analiza osjetljivosti cijene biodizela iz modela B (5 000, 10 000 i 15 000 ha) promjenom ekonomskih čimbenika koji izravno utječu na rentabilnost proizvodnje

Ekonomski čimbenici		Kapacitet proizvodnje biodizela		
Poticaaj kn/t biodizela	PDV %	15 000 t	10 000 t	5 000 t
0	22	6,50	6,91	7,53
1680	22	4,51	4,92	5,54
2030	22	4,09	4,51	5,13
2550	22	3,48	3,89	4,51
0	11	5,91	6,29	6,85
1300	11	4,51	4,89	5,45
1650	11	4,13	4,51	5,07
2170	11	3,57	3,95	4,51

Nakon provedene analize osjetljivosti proizvodnje (ukalkulirana dobit i stopa PDV-a od 11 ili 22%) može se zaključiti sljedeće:

- bez poticaja za biodizel proizvodnja nije isplativa ni uz stopu PDV-a od 11%;
- uz stopu PDV-a od 22% proizvodnja je isplativa samo ako postoje poticaji za proizvodnju biodizela i to: 1 680 kuna za kapacitet proizvodnje od 15 000 tona, 2 030 kuna za kapacitet proizvodnje od 10 000 tona te 2 550 kuna za kapacitet proizvodnje od 5 000 tona;
- bez poticaja za uzgoj uljane repice, a uz stopu PDV-a od 11% proizvodnja je isplativa samo ako postoje poticaji za proizvodnju biodizela i to: 1 300 kuna za kapacitet proizvodnje od 15 000 tona, 1 650 kuna za kapacitet proizvodnje od 10 000 tona te 2 170 kuna za kapacitet proizvodnje od 5 000 tona.

Model C pretpostavlja kupovinu ulja na tržištu ili temeljem trajnog ugovora, proizvodnju biodizela u okviru vlastitog pogona uz pretpostavljenu dobit od 10% te miješanje s mineralnim gorivom radi proizvodnje smjesa biokomponente i mineralnog dizela. Promatra se godišnji kapacitet proizvodnje biodizela od 45 000, 15 000, 10 000 i 5 000 tona, a PDV se obračunava samo na proizvedenu smjesu minerane i biokomponente na kraju procesa, za koji se obračunava i trošarina. Iako se od 1. travnja 2001. godine uvodi i dodatno davanje u iznosu od 40 lipa po litri, ono nije uzeto u proračunu u obzir. Ekonomski čimbenici koji izravno utječu na rentabilnost ovog dijela lanca, te cijenu biodizela, odnosno razliku u cijeni mineralne i biodizelske komponente su: cijena ulja, prihod od prodaje glicerola i gnojiva, poticaaj za proizvodnju biodizela i visina trošarine. Za kompenzaciju razlike u cijeni mineralne i biodizelske komponente pri miješanju; autori procjenjuju da je realno moguće očekivati smanjenje trošarine, dok se stopa PDV-a na konačni proizvod neće moći mijenjati.

Razmatrani su sljedeći tipovi dizelskog goriva:

- mineralni dizel kvalitete prema EN590 uz dodatak od 1,5 % biokomponente;
- mineralni dizel kvalitete prema EN590 uz dodatak od 5,0 % biokomponente;
- mineralni dizel posebne kvalitete uz dodatak od 30 % biokomponente, kao moguća zamjena za "plavi dizel".

Rezultati proračuna pokazuju da je uza sve navedene pretpostavke u modelu C, za proizvodnju smjesa mineralne i biokomponente s udjelom do 5% (Eurodizel), potrebno sniženje trošarine, odnosno kompenzacija razlika cijene komponenti, ovisno o cijeni sirovog ulja, kapacitetu i godišnjem opsegu proizvodnje te udjelu biokomponente (tablica 8). Treba naglasiti da visina potrebnog smanjenja trošarine ovisi o udjelu biokomponente, cijeni sirovog ulja te kapacitetu za proizvodnju biokomponente.

Ukoliko se proizvodi smjesa s udjelom biokomponente od 30% (Biodizel30), koja se može koristiti kao zamjena za postojeći "plavi dizel", potreban je poticaaj po proizvedenoj litri takvog goriva (tablica 9).

Tablica 8. Analiza osjetljivosti potrebnog smanjenja trošarine (kn/l Eurodizela) u modelu C (kapacitet proizvodnje 5 000, 10 000, 15 000, 45 000 t biodizela) promjenom ekonomskih čimbenika koji izravno utječu na rentabilnost lanca

Ekonomski čimbenici		Smanjenje trošarine (kn/l)			
Cijena ulja (kn/t ulja)	Sadržaj biodizela u smjesi (%)	Kapacitet proizvodnje biodizela			
		45 000 t	15 000 t	10 000 t	5 000 t
2 000	1,5	0,015	0,024	0,028	0,037
3 000	1,5	0,029	0,039	0,043	0,052
4 000	1,5	0,044	0,054	0,057	0,066
2 000	5	0,049	0,081	0,094	0,124
3 000	5	0,097	0,130	0,143	0,172
4 000	5	0,146	0,179	0,191	0,221

Tablica 9. Analiza osjetljivosti potrebnog poticaja (kn/l biodizela30) u modelu C (kapacitet proizvodnje 5 000, 10 000, 15 000, 45 000 t biodizela) ovisno o cijeni sirovog ulja

Ekonomski čimbenici	Potrebni poticaaj (kn/l)			
Cijena ulja (kn/t ulja)	Kapacitet proizvodnje biodizela			
	45 000 t	15 000 t	10 000 t	5 000 t
2 000	0,29	0,49	0,56	0,74
3 000	0,58	0,78	0,86	1,03
4 000	0,88	1,07	1,15	1,32

4. ZAKLJUČAK

Ukupni cilj nacionalne proizvodnje trebao bi biti proizvesti do 100 000 t/godišnje biodizela u razdoblju od sljedećih 6 do 10 godina. Već u 2001./2002. godini treba početi s izgradnjom demonstracijskog postrojenja od 1 000 do 2 000 t/godišnje s postupnim porastom iduće godine (2002./2003.) na 5 000 t, odnosno 10 000 t/godišnje. Takvo bi postrojenje moglo biti izgrađeno u zapadnom dijelu Hrvatske, u sklopu već postojećih pogona domaće naftne industrije, kako bi što prije postalo rentabilno. Ono bi u sljedećih 5 godina dostiglo kapacitet od 45 000 t/godišnje metilestera i bilo iskorišteno za proizvodnju smjesa mineralne i biokomponente (Eurodizel) u skladu s potrebama hrvatskog tržišta. Predviđena su dva tipa goriva: "Eurodizel", gorivo proizvedeno po europskoj normi EN590, koje može sadržavati 1,5 - 5,0% biokomponente, te "Biodizel30", gorivo proizvedeno s ciljem zamjene današnjeg "Plavog dizela", koje bi sadržavalo 25 - 30% biokomponente.

Ovakav porast izgradnje postrojenja za proizvodnju biodizela ubrzao bi se, pa čak i povećao ukoliko bi Hrvatska potakla zamjenu plavog dizelskog goriva odgovarajućim biodizelskim gorivom. Posebno pitanje ostaje šumarstvo, vodozaštitna područja, građevinarstvo, parkovi prirode i nacionalni parkovi, te javni gradski prijevoz i taksi službe kao potencijalno i vrlo opravdano područje za korištenje biodizela zbog potrebe zaštite okoliša.

Pri ekonomskoj analizi proizvodnje biodizelskog goriva u Hrvatskoj potrebno je u obzir uzeti sve osnovne dijelove lanca koji čine proizvodnju uljane repice, prerađivanja repice u sirovo ulje, proizvodnja metilnog estera repičinog ulja te dodavanje estera u određenom postotku u smjese s mineralnim dizelima. Ovdje su se analizirala tri osnovna organizacijsko-gospodarska modela proizvodnje i korištenja biodizelskog goriva u Hrvatskoj, koji su radi jednostavnosti označeni kao "Model A", "Model B" te "Model C". Analiza cijene proizvodnje biodizela i isplativosti proizvodnog lanca provedena je za sva tri opisana modela korištenjem tabličnog modela koji je za ovu svrhu konstruiran. Treba naglasiti da je pouzdanost i točnost izlaznih podataka iz modela isključivo ovisna o kvaliteti ulaznih podataka, a da neki potrebni ulazni podaci za Hrvatsku jednostavno nisu postojali, pa su preneseni uz korekciju iz stranih izvora, a do nekih je bilo teško ili čak nemoguće doći. Prikazani proračuni donose okvirne vrijednosti temeljene na procjenama i osnovnim pretpostavkama navedenim u tekstu studije, koje su autori uspoređivali iz raznih izvora. Može se ipak zaključiti da je provedena ekonomska analiza proizvodnog niza u okviru točnosti uobičajene za razinu studije podobnosti, te da predstavlja dobru osnovu za odlučivanje u ovoj fazi projekta. Za veću pouzdanost i točnost podataka, bilo bi potrebno sve podatke sakupiti na demonstracijskoj proizvodnji (proizvodnom nizu) realiziranom u Hrvat-

skim uvjetima, što se i predlaže kao aktivnost u sljedećoj fazi provedbe projekta. Zaključeno je:

- U svakom promatranom modelu postoji potreba za određenim vidom novčanih poticaja (poticaji za uzgoj uljane repice ili proizvodnju biodizela, smanjena stopa PDV-a ili oslobođenje od dijela trošarine);
- Pri sadašnjim poticajima za uzgoj uljane repice, proizvodnja u modelu A je isplativa, a u druga dva modela su potrebni dodatni poticaji;
- Potrebni poticaji se smanjuju, odnosno proizvodnja postaje isplativija ako se dijelovi proizvodnog lanca međusobno integriraju što je više moguće;
- S obzirom da potreba za poticajima ovisi o kapacitetu proizvodnje u ukupnom lancu, potrebno je donijeti jasnu strategiju i dinamiku poticanja i proizvodnje biodizelskog goriva.

Prvi model (model A) obuhvaća zatvoreni sustav unutar poljoprivrednog poduzeća povezanog s kooperantima te bi u tom slučaju primarna ratarska proizvodnja bila povezana s doradom, skladištenjem, prešanjem, te esterifikacijom. U tom slučaju bi se biodizel i sačma proizvodili za vlastite potrebe, odnosno potrebe poduzeća i kooperanata, a glicerol (s možebitnim viškom biodizela i sačme) bi se prodavao na tržištu. Ovakav bi model zahtijevao samo poticajna sredstva za uzgoj uljane repice, odnosno za primarnu proizvodnju. Rezultati proračuna pokazuju da je uz pretpostavljenu dobit od 10%, u ovom modelu ovisno o proizvodnom kapacitetu (5 000 do 15 000 tona/godišnje) moguće proizvesti biodizel po cijeni od 3,15 do 4,00 kn/litri bez obračuna PDV-a (za vlastite potrebe), odnosno po cijeni od 3,56 do 5,31 kn/litri uz obračun PDV-a (za prodaju). Uspoređuju li se ove vrijednosti s prodajnom cijenom mineralnog dizela, jasno je da u većini slučajeva nije potrebno dodatno utjecati na smanjenje cijene, ali i da je dobit proizvođača i veća od pretpostavljenih 10%, te da ovaj model predstavlja jednu od obećavajućih mogućnosti proizvodnje biodizela u Hrvatskoj.

Drugi se model (model B) sastoji od dvije zasebne jedinice, odnosno proizvodnje zrna uljane repice te ugovorno povezivanje primarne proizvodnje s drugom cjelinom koju čine dorada, skladištenje, prešanje i esterifikacija. U tom slučaju bi se biodizel koristio jednim manjim udjelom za vlastite potrebe, a većina biodizela, ali i sačma i glicerol prodavali bi se na tržištu. Ovakav bi model zahtijevao poticajna sredstva za uzgoj uljane repice za primarnu proizvodnju, te ili smanjenje PDV-a s 22% na 11% i/ili poticajna sredstva za proizvodnju metil estera u iznosu od 1 300 do 2 550 kn/t biodizela, u ovisnosti o kapacitetu kako bi se cijena biodizela zadržala na razini 10% nižoj od cijene eurodizela. Bez poticajnih sredstava za proizvodnju biodizela, a uz stopu PDV-a od 22% u ovom je modelu moguće proizvesti biodizel po cijeni od 6,50 do 7,53 kn/litri (kapaciteti proizvodnje 5 000, 10 000 i 15 000 tona/godišnje).

Treći model (model C) pretpostavlja kupovinu sirovog ulja na tržištu ili temeljem trajnog ugovora. Proiz-

vodnja metilnog estera bila bi u sklopu već postojećih pogona domaće naftne industrije te bi se taj ester koristio za proizvodnju smjesa mineralnog dizelgoriva i biokomponente u skladu s potrebama hrvatskog tržišta u okviru vlastitog pogona uz pretpostavljenu dobit od 10%. Promatra se godišnji kapacitet proizvodnje biodizela od 45 000, 15 000, 10 000 i 5 000 tona, a PDV se obračunava samo na proizvedenu smjesu mineralne i biokomponente na kraju procesa, za koju se obračunava i trošarina. Iako se od 1. travnja 2001. godine uvodi i dodatno davanje u iznosu od 40 lipa po litri, ono nije uzeto u obzir u proračunu radi vremenski ograničenog roka dovršetka studije. Za kompenzaciju razlike u cijeni mineralne i biodizelske komponente pri miješanju; autori procjenjuju da je realno moguće očekivati smanjenje trošarine, dok se stopa PDV-a na konačni proizvod neće moći mijenjati. Visina potrebnog smanjenja trošarine ovisi o udjelu biokomponente (1,5 ili 5%), cijeni sirovog ulja te kapacitetu za proizvodnju biokomponente, a ovisno o promatranim ekonomskim čimbenicima iznosi između 0,015 i 0,221 kuna po litri proizvedenog goriva. Ukoliko se proizvodi smjesa s udjelom biokomponente od 30% (Biodizel30), što se može koristiti kao zamjena za postojeći "plavi dizel", potreban poticaj po proizvedenoj litri takvog goriva zavisi prvenstveno o kapacitetu proizvodnje metilnog estera i o ulaznoj cijeni sirovog ulja. Za kapacitete od 5 000 do 45 000 t/godišnje metilnog estera i za ulazne cijene ulja od 2 000 kn/l do 4 000 kn/l potrebno sniženje trošarine kreće se od 0,29 do 1,32 kuna po litri proizvedenog goriva.

LITERATURA

- [1] T. KRIČKA, J. DOMAC et al.: "Projekt BIODIZEL – Uvođenje proizvodnje biodizelskog goriva u Republiku Hrvatsku". Zagreb: Ministarstvo poljoprivrede i šumarstva, 2001.
- [2] G. GRANIĆ: et al., Strategija energetskog razvitka Republike Hrvatske. Zagreb: Ministarstvo gospodarstva i Energetski institut "Hrvoje Požar", 1998.
- [3] J. DOMAC, V. KRSTULOVIĆ, D. RAJKOVIĆ: "Održivi razvitak otoka i obnovljivi izvori energije – Cres 2000." // VIth International Symposium Waste Management – Zagreb, 15.-17. studenoga 2000.
- [4] B. VUK et al. 2001.: "Energija u Hrvatskoj 1995-1999. Godišnji energetski pregled", Zagreb: Ministarstvo gospodarstva Republike Hrvatske, 2000.
- [5] INA, 2001, Izravno priopćenje

ENERGY AND ECONOMY ASPECTS OF BIODIESEL PRODUCTION IN CROATIA

Bio-diesel is an engine fuel obtained from rape or other oil crops, and its characteristics are the same as the ones of the usual diesel obtained from mineral oils. It is used as a substitute for mineral diesel or mixed with it. At the end of 2001 the Croatian Government initiated and has since offered support for the BIO-DIESEL Project as part of the BIOEN National Energy Programme. An economic analysis of the bio-diesel production in Croatia should take into ac-

count all of the basic chain parts, i.e. rape production, rape processing to obtain crude oil, methyl ester production from the oil and mixing of ester in a certain percentage with mineral diesel. In the work three basic organisational and economic models of bio-diesel production and usage in Croatia have been analysed. For all three models, a review of the production price and the production chain profitability has been carried out by means of a table model designed for that purpose. It is shown that all models need some kind of subsidy and that these subsidies become smaller and the production more financially feasible if parts of the production chain are integrated. The need for subsidies depends on the production capacity, so there is a definite need for a clear strategy and dynamics of subsidies relating to bio-diesel production.

ENERGETISCHE UND WIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNGSWEISEN DER ERZEUGUNG VON BIODIESEL-BRENNSTOFFEN IN KROATIEN

Biodiesel ist ein aus Rapsöl oder aus anderen Pflanzenölen erzeugter Motorbrennstoff, dessen Eigenschaften jenen des klassischen aus Mineralölen erzeugten Dieselmotorbrennstoff gleich sind. Als Vertausch-Motorenbrennstoff wird Biodiesel genutzt allein, oder im bestimmten Verhältniss mit dem aus Mineralölen erzeugten Dieselmotorbrennstoff gemischt. Ende des Jahres 2000 hat die Regierung der Republik Kroatien die Unterstützung der Erzeugung von Biodiesel, durch den Anstoss dem Entwurf BIODIESEL im Rahmen des Nationalen Energieprogrammes BIOEN, gegeben. In der wirtschaftlichen Bewertung der Biodieselmotorbrennstoffherstellung in Kroatien sind alle Grundbestandteile der Erzeugungskette -bestehend aus der Rapsenerzeugung, der Rapsverarbeitung in Rohöl, Herstellung des Rapsölmetilesters sowie dessen Beimengens im bestimmten Prozent den mineralöligem Dieselmotorbrennstoffen - zu berücksichtigen. In dieser Arbeit sind drei organisatorisch-wirtschaftliche Arten der Erzeugung und der Verwendung des Biodiesels in Kroatien betrachtet worden und für alle drei der Preis der Erzeugungskosten und die Erträglichkeit der Erzeugungskette unter Verwendung eines eigens zu diesem Zweck entworfenen Tabellenmodells bewertet. Es ist gezeigt worden, dass bei jeder betrachteten Erzeugungstyp bestimmte Formen monetärer Beiträge eine klare Strategie und Dynamik der Anregungen der Biodieselerzeugung schaffen und daher notwendig sind. Diese Beiträge werden kleiner, bzw. die Erzeugung lohnt sich besser, wenn Teile der Produktionskette integriert werden. Da die Notwendigkeit der Anregungen von der Erzeugungskapazität der ganzen Kette abhängig ist, soll man klare Strategie und klare Anregungsdynamik für Biodieselmotorbrennstoff schaffen..

Naslov pisaca:

Mr. sc. Julije Domac, dipl. ing.
Energetski institut "Hrvoje Požar"
Savska 163, 10000 Zagreb, Hrvatska

dr. sc. Branka Jelavić, dipl. ing.
Energetski institut "Hrvoje Požar"
Savska 163, 10000 Zagreb, Hrvatska

prof. dr. sc. Tajana Krička, dipl. ing.
Agronomski fakultet Sveučilišta u Zagrebu
Svetošimunska 25, 10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
2001-07-02.

UČINKOVITOST MALIH I MIKRO KOGENERACIJA

Prof. dr. sc. Radmilo P r o t i ć, Zagreb

UDK 620.91:338.49
STRUČNI ČLANAK

Razmatra se učinkovitost malih i mikro kogeneracija različite izvedbe za decentraliziranu proizvodnju električne energije i topline u odnosu na velike energetske sustave. Osim učinkovitosti analizira se ekonomska i ekološka prednost danas i u budućnosti.

Ključne riječi: centralizirani i decentralizirani sustavi, male i mikrokogeneracije, učinkovitost, konkurentnost, ekonomičnost, zaštita životne sredine.

Uvod

U protekloj dekadi potrošnja prirodnog plina ubrzano se razvijala posebno u proizvodnji električne energije. Povećana potrošnja potencirana je rastućim zalihama prirodnog plina, razvitkom prometa specijalnim tankerima – metanijerima, interkontinentalnim plinovodima, te napretkom u tehnologiji izgaranja. Posebna pozornost pridaje se sniženju kapitalnih troškova. Istodobno, tržište energije doživjelo je radikalne promjene u porastu brige za smanjenje plinova staklenika ("Greenhouse Gases" – GHG) te ostalih polutanata – zagađivača životne sredine.

Liberalizacija tržišta privukla je mnoge nezavisne proizvođače energije, što je rezultiralo novim rješenjima u opskrbi energije, (u proizvodnji i prometu), ali i u načinu financiranja projekata, posebno u domeni malih i mikro kogeneracija, što je doprinijelo dramatičnim promjenama u energetske lancu.

Progres u razvitku energetske gospodarstva bio je vođen ekonomijom u izboru "goriva". "Energetska kriza" rasprave o "Greenhouse effects" – doprinijele su sve većoj pozornosti radi poboljšanja učinkovitosti kao jednom od najvažnijih marketinških problema.

Trendovi razvitka proizvodnje električne energije i topline idu u pravcu malih decentraliziranih jedinica za poznatog kupca, što je u suprotnosti s ekonomskom logikom minimizacije troškova velikih centraliziranih jedinica. Buduća pretvorba energije za proizvodnju električne energije i topline sve će više biti zastupljena u malim jedinicama. Niže cijene energije će biti rezultat uvođenja učinkovitih tehnologija pretvorbe, ali u otvorenom tržištu i tržištu gdje je provedena deregulacija. Međutim, važnu ulogu u sniženju cijena energije igrat će konkurencija nezavisnih proizvođača kojih će biti sve više na tržištu.

Realno poboljšanje u energetske učinkovitosti polazi od teoretskih postavki nužnosti uvođenja novih energetske tehnologije s konkurentnim cijenama u cijelom energetske lancu. To uključuje nacrt, dizajne, konstrukcije i izvedbu, sposobnost djelovanja sustavnih dijelova i uređaja koji su bili odlučujući čimbenici u nastojanju poboljšanja energetske učinkovitosti.

Male jedinice kogeneracije kao na primjer, plinski stroj, plinska turbina, goriva ćelija i dr. moraju biti proizvedene u što većem broju, jer masovna proizvodnja zahtijeva velik obujam tržišta.

1. OSNOVNA OBILJEŽJA RADA KOGENERACIJSKIH POSTROJENJA

1.1. Pod kogeneracijom se podrazumijeva istodobna proizvodnja električne energije i toplinske energije za poznatog korisnika smještenog na malom prostoru s elektroenergetskom snagom manjom od 10 MWe. Proces se odvija s maksimalnom uporabom kemijske energije goriva i učinkovitošću do 90%. Da bi se ostavila navedena učinkovitost preduvjet je velik broj sati rada tijekom godine. (7).

U gore citiranoj definiciji nije naznačena podjela na male i mikro kogeneracije unutar kogeneracije do 10 MWe. Međutim, M. Šunić kogeneracijska postrojenja dijeli u dvije skupine do 100 kW i od 100 do 5.000 kW uvažavajući karakteristike elektroenergetske mreže i načina priključenja na tu mrežu (7. str. 63).

Kako je u naslovu članka naglašena podjela na male i mikro kogeneracije, to će se u nastavku objasniti zašto smo se opredijelili na takvu podjelu.

Na 21. World Gas Conference, Nice, 2000., u referatima Buholza (12), Johnsona (14) i dr. posebno se tretiraju male, a posebno mikro kogeneracije. Obično

se mikro kogeneracije svrstavaju one do 200 kWe elektroenergetske snage, a male kogeneracije preko 200 kWe do 10 MWe.

Diferencijacija između malih i mikro kogeneracija je nužna jer je njihova proizvodnja i namjena specifična, što će se vidjeti tijekom izlaganja.

1.2. Otvoreno tržište pridonijelo je velikoj konkurenciji, tako da se po mišljenju mnogih stručnjaka energija počela tretirati kao i svaka druga roba.

Velik broj različitih mehanizama utječe na trendove energetske učinkovitosti, na ponudu i potražnju u energetske sektoru.

Podržavanjem dugoročne tendencije smanjenja godišnje potrošnje energije po jedinici proizvoda za 0,5 do 0,8 postotaka, ili smanjenje energije po jedinici GDP (Gross Domestic Product), osnovne su pretpostavke dugoročne podržavane energetske politike.

Efektivni troškovi ("Cost effective") potencijalne učinkovite tehnologije zavisit će od procjene očekivanih tako i od tekućih cijena goriva, profitabilnosti kompanije, raspoloživosti i troškovima kapitala, te relativno kratkog vremena povrata kapitala. Povrat kapitala za investicije radi povećanja učinkovitosti ili poboljšanja tehnološkog procesa u razdoblju od 3 ili manje godina je uobičajeno u zemljama OECD. Međutim, za vrijeme "duboke" recesije povrat kapitala ("pay back") se smanjuje na 1-2 godine u mnogim kompanijama.

1.3. Neke važnije odrednice rada kogeneracijskog postrojenja:

- broj sati rada tijekom godine treba biti veći od 4000,
- velika prilagođenost tehničkim i ekonomskim uvjetima,
- mogućnost uporabe plina – čak 90% kogeneracijskih postrojenja koristi plin,
- važan čimbenik je cijena el. energije i pogonskog goriva i njihov međusobni odnos,
- što duže razdoblje korištenja topline tijekom zimskog ali i ljetnog razdoblja,
- poželjno je da se proizvedena toplina što više koristi za tehnološke svrhe, što je ekonomičnije, nego za zagrijavanje prostorija, ali to ne bi trebalo da bude pravilo,
- ekološka taksa pomaže sve većoj uporabi kogeneracije, ali i povećanoj potrošnji plina (7).

2. STRUKTURA OSNOVNIH KOGENERACIJSKIH POSTROJENJA

Razvitkom kogeneracije i usmjeravanjem radi podmirjenja potreba širokog kruga potrošača, povećao se na tržištu broj pogonskih postrojenja. Dok su klasične kogeneracije u pravilu velikog kapaciteta usmjerene na podmirjenje potreba prvenstveno u industriji, male i mikro kogeneracije služe za podmirjenje potreba određenog potrošača.

Disperzija malih i mikro kogeneracija je odraz potrebe širokog kruga potrošača el. energije i topline. (uslužne djelatnosti, kućanstva, bolnice, škole, hoteli i dr.).

U nastavku će se prikazati struktura malih i mikro kogeneracija s glavnim karakteristikama.

2.1. Plinski motori u pravilu pretvaraju kemijsku energiju goriva u mehanički rad, a ovaj u električnu energiju u postotku između 30-50% zavisno od kvalitete goriva i tehničke izvedbe stroja.

Porastom sve veće pozornosti zaštiti životne sredine, to je tražnja za čistim tehnologijama sve izraženija.

Od 1993. godine Japan Gas association započela je na razvitku tehnologije keramičkog plinskog stroja, pogonjenim prirodnim plinom ("Ceramic Gas Engines" – CGE) uz financijsku pomoć Ministarstva za međunarodnu trgovinu (MITI). Stroj je od keramike, lagan, kompaktna energetska jedinica, s visokom učinkovitošću u proizvodnji energije, osposobljen da koristi otpadnu toplinu ispušnih plinova, uz eliminaciju potrebe za hlađenjem vodom. Povećanje temperatura ispušnih plinova omogućava bolje iskorištenje otpadne topline u obliku pare.

Premda su japanske uredske prostorije imale mogućnost da postanu potencijalno veliko tržište i za sustav klasične kogeneracije, omjer topline, električne energije, kod znatno veće tražnje el. energije nego topline, nije bio pogodan za eksploataciju. Novi stroj je omogućio da se koristi i na tržištu na kojem ranije nije bio prisutan.

Tablica 1. Prikaz tehnologije kogeneracije keramičkog stroja

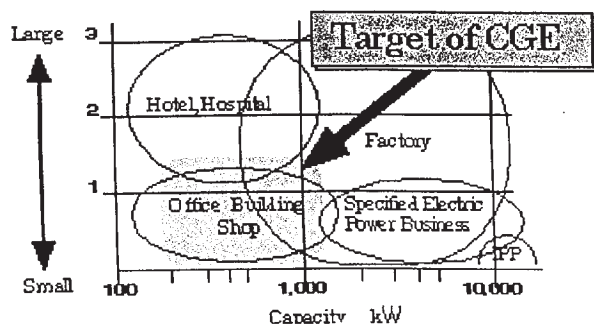
Učinkovitost proizvodnje topline (termička)	50%
Učinkovitost proizvodnje el. energije	46%
Emisija NO _x	40 ppm O ₂ = 0%
Snaga uređaja (output power) (kapacitet)	200 kW

Izvor: [11]

Razvitak stroja je ostvaren u tri tehnička područja:

- a) Razvitak visoko učinkovitog dizel stroja s unutar-njim izgaranjem pogonjenog prirodnim plinom s odgovarajućim sustavom prihvata ispušnih plinova;
- b) Osvajanje keramičkog materijala visoke kakvoće koji je poslužio kao sastavni dio stroja;
- c) Razvitkom učinkovite tehnologije smanjena je emisija NO_x uporabom ispušnih visoko temperaturnih plinova CGE (4) (slika 1 i 2)

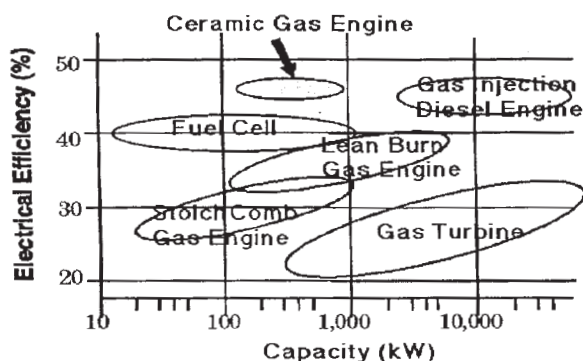
2.2. U procesu kogeneracije plinske turbine koriste se, u pravilu, za postizanje snage od 1.6 do 10 MWe. Imaju lošije elektroenergetske karakteristike u odnosu na motore, ali zato imaju bolje toplinske karakteristike. Toplinsku energiju moguće je rabiti iz ispušnih plinova, čija temperatura iznosi približno 650°C. Ta



Slika 1. Tržište kogeneracijskog keramičkog stroja

- a) Hotel, Bolnica
- b) Tvornica
- c) Ured, Trgovina
- d) Specifična postrojenja u elektronici

Snaga kW
 Large – Velike
 Small – Male
 Izvor: [11]



Slika 2. Učinkovitost kogeneracijskog keramičkog stroja

- Legenda:
- Keramički kogeneracijski stroj
 - Plinski dizel stroj
 - Goriva ćelija
 - Plinski stroj "mršavo" gorivo
 - Klasični plinski stroj
 - Plinska turbina
 - Kapacitet (kW)
 - Učinkovitost u proizvodnji električne energije

Izvor: [11]

toplina se može koristiti za proizvodnju pare visokog tlaka ili za direktne procese sušenja. Kako ispušni plinovi plinskih turbina sadrže približno 15% kisika, ti se plinovi mogu koristiti za loženje dodatnom kotlu. Stupanj iskoristivosti se povećava, pa iskoristivost kotla doseže i do 94%, a iskoristivost goriva, dok se proizvodnja el. energije kreće i do 52%, uz veću regulaciju opterećenja. Osnovna obilježja rada kogeneracije plinske turbine:

- upotrebljavaju se kod snaga od 1,6 do 10 MWe;
- imaju niža elektroenergetska svojstva u odnosu na plinske motore;

- veće toplinske vrijednosti u odnosu na plinske motore;
- specifična potrošnja goriva po jedinici energije je veća nego kod motora;
- snaga uređaja se mijenja s promjenom okoline temperature;
- može da radi u paketnoj izvedbi (7).

2.3. U Danskoj više od 50% kuća za stanovanje osnovu grijanja predstavlja decentralizirana kogeneracija.

Ona (tj. kogeneracija) predstavlja važnu polugu Danske u radi ispunjenja zahtjeva Kyoto Protocola – kao i drugih međunarodnih sporazuma za smanjenje plinova staklenika (GHG).

Od 1984. godine prirodni plin je prisutan na danskom tržištu. Od tada se stalno povećava udio kogeneracije koji se bazira na plinskim motorima ("reciclocatting engines") veličine od 100 kW do nekoliko MW.

Od 1997. godine u Danskoj se odvija program za plinski stroj tipa DACHs od 5.5 kW el. energije i 13 kW topline. Njemačka kompanija Fichtel and Sachs AG razvila je taj stroj. Danas je približno 2.600 jedinica u pogonu, pretežno u Njemačkoj.

U Danskoj, NESA (lokalna kompanija za distribuciju el. energije u suradnji sa Shell-om, instalirala je i isprobala 10 jedinica.

Plinski stroj koristi "siromašno" gorivo ("lean burning"), s odgovarajućom regulacijom, izmjenjivačem topline, katalizatorom za oksidaciju i prigušivačem zvuka. Kontrola rada stroja omogućena je na udaljenost. Potencijalno tržište u Danskoj su škole, sportski centri, administrativne zgrade, hoteli, restorani i trgovine.

2.3.1. Za sada postoje tri proizvođača malih plinskih turbina u Europi, kapaciteta od 30 kWe do 100 kWe koji prodaju proizvode putem svoje trgovinske mreže ili u zajedničkom aranžmanu. Konkurencija će osigurati brzi progres u tehničkom smislu te smanjenje troškova proizvodnje. Izgleda da su tradicionalne zapreke za kogeneraciju malih kapaciteta svladane i otvoreno je široko polje uporabe u uslužnom sektoru (10).

Tablica 2. Usporedni podaci za strojeve DACHS i Köhler and Ziegel

Stroj	Snaga kW	CO [®] mg/m ³ n	NO _x [®] mg/m ³ n	UHC [®] mg/m ³ n	Helij
DACHS (Danska)	5,5	10-180	100-370	50-400	25-27
Köhler and Ziegel (Njemačka)	40	50-150	25-50	130-150	29

® kod 5% O₂
 U HC = nesagorivi ugljikovodici
 Izvor: [18]

Jačina registriranog zvuka iznosi približno 57 dB (A). Oba stroja koriste katalizator za oksidaciju radi smanjenja emisije CO i UHC.

Katalizator je u funkciji i nakon 14.000 sati rada koji se tijekom reakcije kemijski ne mijenja.

U pogledu ekonomičnosti stroja, razvitak cijena energije (1999.) bio je na štetu širenja ove vrste tehnologije. Naime, cijene prirodnog plina su se povećale za približno 50%. Međutim, cijene el. energije su bile stabilne.

Povrat kapitala iznosi 10 i više godina ("pay back"). To je stvarnost na početku 2000. godine, s malom mogućnošću prodora na tržište (18).

2.4. Autor svrstava u grupu mikro turbina one čiji se kapacitet kreće od 30-300 kW. Kao u svakoj aktualnoj temi pomiješane su stvarne činjenice i mit oko tog malog postrojenja za proizvodnju el. energije i topline (14).

Danas postoji sedam programa mikro turbina u Europi, Sj. Americi i Japanu. To su: Honeywell u suradnji sa Signalom, Capstone, Ingersoll Rand (NREC); Eliot, Turbec, (Volvo/ABB); Bowman i Toyota. Osim navedenih kompanija, ima izvjestan broj koje također sudjeluju u razvitku projekta.

Japanско ministarstvo za vanjsku trgovinu i industriju (MITI) nedavno je oformilo komisiju radi unaprjeđenja razvitka mikro turbinske tehnologije. U tu komisiju su uključene svjetski poznate industrije, pretežno automobilske (Hitachi, Toshiba, Mitsubishi, Toyota, Kawasaki – teška industrija te IHT).

Konkurentna rješenja su ponuđena za strojeve od strane Ingersoll Rand od 70 kW te Toyote od 300 kW. Oba modela se baziraju na potrebama automobilske industrije. U prvom stadiju turbine pokreće kompresor, a u drugom radna sposobnost stroja (load).

Takva konstrukcija stroja omogućava dulji život turbine, a potencijalno i većoj učinkovitosti uz eliminaciju gubitaka kao posljedice velike brzine električnog generatora i elektronike ("power electronic") (14).

Prednosti uporabe mikro turbine:

- kompaktan uređaj u odnosu prema konvencionalnim usporedivim kapacitetima gorivih ćelija;
- zanemariva vibracija;
- buka se relativno lako smanjuje zahvaljujući visokoj frekvenciji;
- niska emisija štetnih tvari – Mnogi uređaji imaju manju emisiju NO_x i CO u odnosu prema nazmjerničnim strojevima ("reciprocating engines") koji rabe slična goriva;
- niski troškovi održavanja;
- sposobnost da rabe različita goriva;
- stroj je konstruiran da radi 24 sata – 7 dana tjedno;
- pojednostavljeno je iskorištenje topline obzirom da je sva toplina ponovo vraćena preko ispušne cijevi za otpadne plinove;
- gdje je problem buke i vibracije;
- širok obujam topline zraka (200-250°C) može se učinkovito koristiti (14).

Nedostaci mikro turbine:

- troškovi kapitala (osnovni) su znatno veći nego kod konvencionalnih strojeva slične veličine;
- blok postrojenje je više podloženo oštećenjima;
- vrijeme do punog pogona može biti duže nego kod konvencionalnih strojeva, zavisno od konstrukcije (14).

Primjena mikro turbine:

Najbolja je iskoristivost ako se rabi:

- pri radu velikog broja sati godišnje;
- pri radu koji zahtijeva puno opterećenje (14)

Uvođenje mikro turbine u industriju, smatralo se, da to predstavlja "cijepanje tehnologije" ("disruptive technology") jer su fundamentalno utjecale na rad i proizvodnju el. energije. Međutim, sada su mikro turbine raspoložive, a kroz pet godina tehnologija će biti, vjerojatno, više evolutivna nego revolucionarna.

Asortiman proizvoda koji koriste otpadnu toplinu je u porastu – (skladište topline, asimilacija hladnoće, eliminacija vlažnosti i dr.).

Razvitkom tehnologije mikro turbine i cijene kW će se postupno smanjivati. Međutim, ono što će posebno zadati mnogo truda i napora je izgraditi velik broj instalacija i uređaja te mrežu za distribuciju topline.

Inicijativa US Department-a Energy (DOE) u pogledu unaprjeđenja rada mikro turbine brzo će rezultirati novim tehnologijama. DOE radi na tome da mikro turbina bude u stanju proizvoditi i više od 40% el. energije. To će se ostvariti pomoću osovine turbine proizvedene od keramike, te temperatura od približno 1000°C.

Očekuje se da će navedena poboljšanja biti ostvarena u roku od 3 do 5 godina (14).

2.4.1. Procjenjuje se da je tržište zainteresirano za male, odnosno mikro kogeneracije od 30 kW do 200 kW. To je raspon koji odgovara uslužnom sektoru, ali ne i isključivo. Tehničke barijere su otklonjene. Međutim, u daljnjem razvitku gorivih ćelija potrebno je postići poboljšanje ekonomičnosti goriva, veću pouzdanost u radu, niže troškove kapitala (nižu proizvodnu cijenu) te niže troškove održavanja (10).

2.5. **Parna turbina** ima najlošiju elektroenergetsku učinkovitost u odnosu prema plinskom stroju i plinskoj turbini. Međutim, parna turbina ima velike mogućnosti uporabe (otpadne) topline. Iz rashladnog sustava ispušnih plinova koristi se vrela i hladna voda, pare niskog, srednjeg i visokog tlaka. Proizvodnja el. energije iznosi od 18 do 22%.

2.6. **Uporaba gorivih ćelija** kao kogeneracijskih postrojenja uzrokovana je prednostima u odnosu na motore i turbine. Širok je raspon mogućnosti uporabe gorivih ćelija za proizvodnju el. energije i topline, pa se ta postrojenja sve više rabe iz slijedećih razloga:

- proizvodnja se odvija s nižim toplinskim opterećenjem u odnosu prema motorima i turbinama;

- moguće je postići visoku učinkovitost kod malih i velikih postrojenja;
- goriva ćelija provodi el. energiju i toplinsku energiju izravno iz kemijske energije plina elektrokemijskom reakcijom bez standardnog izgaranja goriva;
- emisija NO_x prouzročena izgaranjem je zanemariva i iznosi svega 10 ppm. Visoka učinkovitost osigurava i znatno manju emisiju CO₂ koja je također zanemariva;
- postrojenja gorivih ćelija mogu se izgraditi samo gdje je potreba za el. energijom i toplinom, uključujući i podzemne prostorije urbanih prostora;
- visok stupanj iskorištenja goriva – u električnom dijelu do 50%, a u toplinskom i do 45%;
- mogućnost uporabe raznih vrsta plinova bogatim vodikom;
- ne stvaraju buku prilikom rada;
- mogu rabiti vrlo niski tlak plina;
- utjecaj na okoliš je praktički zanemariv;
- toplinsku energiju je moguće dobiti kao toplu vodu i niskotlačnu paru (7,20).

2.6.1. Tehnologija gorivih ćelija je čista i učinkovito koristi gorivo, nemaju pokretnih dijelova što povećava održavanje. Međutim, njihova proizvodnja je za sada dosta skupa, a i pouzdanost nije dokazana u pogledu izdržljivosti materijala.

Gorive ćelije kapaciteta 200 kWe ("Phosphoric Acid Technology") nalaze se na tržištu godinama. Opće je mišljenje, međutim, da nisu dovoljno "zrele" ("mature") da bi zauzele značajnije mjesto na tržištu. Treba istaći da se ta tehnologija podržava na tržištu. Nedavno je iz automobilske industrije preuzeta goriva ćelija

("Proton exchange membrane" – PEM). Te gorive ćelije mogu osigurati toplu vodu od 90°C, a raspon njihovog kapaciteta prikladan je za kogeneraciju u uslužnom sektoru. Predviđa se, da će se neke od njih koristiti kao prototip za stacionirane kogeneracije.

U pogledu razvitka kogeneracije gorive ćelije PEM predviđa se da bi bila na tržištu (masovna proizvodnja) u roku od četiri do sedam godina.

Zahvaljujući činjenici elektrolit PEM (PEFC) gorive ćelije, polymer mebrane, daleko je najjeftiniji način proizvodnje el. energije i topline iz vodika. S obzirom na prilično jednostavnu strukturu koja u kombinaciji s radnom temperaturom od 80° do 90°C – prikladan je za opskrbu stambenih zgrada, kuća za stanovanje, privatnih kuća, u bližoj budućnosti i u automobilskoj industriji.

Mnogi od vodećih proizvođača u svijetu uključile su se u razvitak gorive ćelije za putnička vozila i autobuse, koje bi trebale zamijeniti konvencionalne motore s unutarnjim izgaranjem.

2.6.2. Ozbiljni naponi su uloženi s ciljem smanjenja broja galvanskih elemenata i poboljšanja kvalitete goriva. S obzirom na primjenu u putničkim vozilima, trebat će prilagoditi i veličinu gorivih ćelija. Međutim, najveća je pozornost usmjerena ipak osim na veličinu, na težinu, i izbor goriva te kako smanjiti troškove proizvodnje gorivih ćelija. Kad je riječ o izboru goriva, onda je bez premca ukapljeni vodik. Međutim na današnjem stupnju razvitka vodik nije moguće nabaviti na benzinskim postajama. Taj problem je moguće riješiti kad bude riješeno uskladištenje ukapljenog vodika. Prednost vodika je i u tome što ne

Tablica 3. Pregled različnih vrsta gorivih ćelija, proizvodna svojstva i mogućnost primjene

Vrsta gorive ćelije	Gorivo	Radna temperatura	Elektrolit	Mogućnost primjene
<u>AFC</u> Alkalne Fuel Cell	Čist Vodik	70°C	Lužina	Zračni brodovi, primjena u rudarstvu
<u>PEM (PEFC)</u> Proton Exchange Mebrane Fuel Cell	Vodik uključujući male količine CO ₂ i N ₂	80°C	Polymer mebrana	Mali obrt, kompjuterska oprema, kuće (familijarne) rezidencije, auto, autobus
<u>PAFC</u> Phosforic Acid Fuel Cell	Vodik s dodatkom malih količina CO ₂ i N ₂	200°C	Fosforna kiselina	Apartmani, uredske prostorije, javni bazeni za kupanje
<u>MCFC</u> Molten Carbonate Fuel Cell	Vodik CO	Približno 650°C	Otopljen lithium i kalijev karbonat	Apartmani, kuće, industrijski kompleksi
<u>SOFC</u> Solid Oxid Fuel Cell	Vodi, CO, methane	Približno 850°C	Sloj keramike	Obiteljske kuće, apartmani, industrijski kompleksi

Izvor: Wilfried Bucholz – How will emerging technologies impact the future of Micro and Small scale Cogeneration 21-WGC-6-9 June 2000. Nice – France

zahtijeva proces reformiranja. Diskusije se vode i o mogućnostima uporabe metanola, benzina. Metanol se proizvodi svuda, ali emisija štetnih tvari će se povećati, uz opasku da sadrži u mnogo manjem obujmu ugljikovodike. Zbog toga je potrebno namješavanje benzenom ili aditivima. Najveći problem je nedostatak mreže za distribuciju. Osim toga, metanol je otrovni materijal koji zahtijeva rukovanje s najvećim oprezom.

Ukoliko benzin bude izabran kao gorivo, postojeća kompletna infrastruktura može se koristiti. Negativna strana uporabe benzina je povećana emisija štetnih tvari posebno CO₂. Međutim, ova se opaska odnosi na sadašnju tehnologiju proizvodnje benzina.

2.6.3. Primjena gorivih ćelija je jednostavnija u stambenim zgradama nego primjena u prometu (automobil, kamion i dr.). U posljednje vrijeme u SAD, Njemačkoj, Japanu razne kompanije istražuju i testiraju gorivu ćeliju PEM ("Proton Exchange Membrane Fuel Cell"), malog kapaciteta, za uporabu u obiteljskim kućama i apartmanima. Jedna od tih kogeneracijskih jedinica pod nazivom "Home Energy Centre" (HEC) proizvodi DAIS Corporation - Odessa - Florida - USA. Jedinica je sastavljen i kompletirana od strane HGC - Hamburg Gas Consult GmbH (Hamburg - Njemačka). Za sada je 6 Alpha jedinica instalirano za različite primjene u Njemačkoj.

Prva jedinica HEC bila je kupljena od Hein Gas Hamburger Gas Werke GmbH, a instalirana u kolovozu 1999. godine u višekatnici s 38 apartmana. Zgrada se nalazi u Harburgu južnom predgrađu Hamburga. Jedinica se sastoji od dva svežnja gorivih ćelija ("Cell stacks") svaki kapaciteta od po 1,75 kW.

Pored visoke ukupne učinkovitosti gorive ćelije u usporedbi sa standardnim parnim kotlom ("Condensing boiler") i termoelektranama pogonjenih ugljenom, goriva ćelija drastično smanjuje emisiju štetnih tvari (ugljikovodike C_nH_m, CO₂, NO_x). Daljnja značajka gorivih ćelija je učinkovitost u proizvodnji el. energije koja doseže do 50% (PEM).

Tablica 4. Potreba za električnom energijom i toplinom u raznim tipovima stambenih zgrada te udio kogeneracije gorive ćelije u podmirenju tražnje

Tip zgrade	Obiteljska kuća	Zgrada sa 6 apartmana	Zgrada sa 12 apartmana	Jedinica mjere
Potražnja el. energije	4,300	29,000	55,000	kWhe - godišnje
Proizvedena od HEC-a	95%	60%	37%	
Potražnja topline	17,000	51,000	86,000	kWh _{th} - godišnje
Proizvedene od HEC-a	100%	41%	25%	

Izvor [12]

Zanimljivo je da se u kombiniranoj potrošnji energije u stambenim zgradama (tabl. 4) potrošnja prirodnog plina povećala između 30 i 40% uz smanjenje emisije CO₂ između 11 i 20% ali i ostalih plinova staklenika.

Zgrade su građene prema njemačkim standardima iz 1995. godine (12).

Uz poboljšanje ekonomičnosti u proizvodnji gorivih ćelija, njihova je uporaba determinirana smanjenjem proizvodnih troškova. To je moguće ostvariti u masovnoj proizvodnji, odnosno potražnji.

Pretpostavlja se da će Alpha goriva ćelija biti u serijskoj proizvodnji u 2003. godini.

Podatak koji privlači našu posebnu pozornost glasi: "Očekuje se da bi HEC - fuel cell mogla imati pretežni udio u opskrbi energijom stambenih zgrada u Njemačkoj u razdoblju od pet do deset godina (12). Podatak koji izaziva divljenje, ali i oprez i sumnju.

2.6.4. Kompanija Sulzer Hexis Ltd osnovana 1997. godine, aktivna je u razvitku proizvodnji i marketinškoj ponudi gorive ćelije, koja je ekološki i ekonomski primjerena u području kogeneracije.

Sulzer Hexis je razvio gorivu ćeliju SOFC (Solid Oxid Fuel Cell) visokih temperaturnih svojstava, posebnih karakteristika materijala, procesa kontrole i cjelovitosti sustava.

Sustav gorive ćelije, u današnje doba, bio je razvijen da zadovolji potražnju kućanstva u el. energiji. Neiskorištena toplina se može istodobno koristiti i za opskrbu toplom vodom (grijanje i dr.).

Prva generacija gorive ćelije Hexis sistema snage 1 kW električne energije, uz učinkovitost od 40%, planirana je za 2001. godinu.

Solid oxide fuel cells (SOFC) izabrana je zbog njenih prednosti - jednostavnom u fazi pripreme goriva. To omogućava širok raspon uporabe goriva fosilnog i biološkog podrijetla. U 2001. godini goriva ćelija Hexis koristit će prirodni plin kao pogonsku snagu.

Oxid fuel cell - goriva ćelija je jačine 1 kW el. i 2 do 3 kW topline koja se može pohraniti, dok se ne ukaže potreba za njenu uporabu.

Od rujna 1998. godine poboljšana je rad gorive ćelije SOFC, tako da su pokusi dobili dugoročno obilježje, pa je istodobno goriva ćelija u radu u šest gradova u svijetu: Bazelu, Oldenburgu, Duisburgu, Tokiju, Bilbao i Groningen (Nizozemska).

Jedinice u tim gradovima bile su u pogonu 21.000 radnih sati i proizvele, približno, 10.000 kWh el. energije koja je predana u javnu el. mrežu. Očekuje se da bi se broj sati el. energije u 2000. godini mogao barem udvostručiti, s obzirom da će sustav biti duže vrijeme u pogonu.

Podaci za prvi kvartal 2000. godine potvrđuju realnost predviđanja. Naime, u tom razdoblju gorive ćelije bile su u pogonu 9.000 sati, uz maksimalnu učinkovitost od 40% proizvodnje el. energije (13).

Tablica 5. Tehnički podaci gorive ćelije (DOFC – Solid Oxid fuel cells) – Hexis system

Promjer	120 mm
Visina	518 mm
Broj ćelija	70
Ukupna površina (Cell Area)	0.7 m ²
Radna temperatura	950°C
Napon	39 V
Jakost	27 A
Snaga	1053 W
Gorivo	Prirodni plin iz niskotlačne mreže (lit. 13)

Obilježja i prednosti gorive ćelije Hexis system:

- Fleksibilnost u izboru goriva;
- Uporaba tijekom cijele godine;
- Visoka učinkovitost;
- Nema emisije NO_x ni CO;
- Niski troškovi održavanja uz tih rad bez buke (13).

2.6.5. Načela rada Stirling motora bila su poznata skoro prije 200 godina. Međutim, do nedavna, tehnički problemi i troškovi investiranja bila su zapreka širenju ove tehnologije uporabe goriva. Stirling stroj može rabiti sve vrste goriva, kao gorivo izvan pokretne stubline.

Rad stroja je tih i iz razloga zaštite životne sredine prihvatljiv. Očekuje se da će za nekoliko godina biti spreman za tržište u konkurenciji s izmjeničnim strojevima i gorivim ćelijama. U 1999. godini dvije danske kompanije NSA i DONG istodobno su testirale u laboratorijima vrlo male Stirling strojeve od 0,8 kWe, i 5 kWe topline.

Ispitivanja su obavljena u uvjetima rada s prekidima, a druga, u kontinuiranom radu. Stroj je bio u radu 1400 sati, a registrirani su sljedeći rezultati: $h_{el.} = 8\%$, a $h_{(topl.)} = 81\%$. Ukupna učinkovitost je blizu prihvatljivih 89%.

Prilično mala proizvodnja el. energije može zadovoljiti potrebe većine kućanstava. Emisija CO = 180 ppm, a NO_x 100 ppm kod 5% O₂. Jačina zvuka kreće se na razini od 43 dB (A). Posebno se ukazuje na okolnost da razina cijena prirodnog plina u odnosu na niske cijene energije mogu biti zapreka bržem prodoru sustava Stirling motora. Tehnički problemi su po svoj prilici riješeni, ostaje da se znatno poboljša ekonomičnost proizvodnje Stirling motora (18).

3. INVESTICIJSKA ULAGANJA I TROŠKOVI ODRŽAVANJA

3.1. Ekonomičnost proizvodnje malih i mikro kogeneracija određena je troškovima kapitala, troškovima goriva te troškovima održavanja. U troškove kapitala spadaju troškovi kapitala ("interest costs") i amortizacija (otpis – write offs). Specifične investicije

se kreću između 600 US\$/kW do 2000 US\$/kW, zavisno od zemlje proizvođača i veličine kapaciteta. Male jedinice su skuplje, s obzirom na mali obujam proizvodnje. Glavni razlog relativno visokih troškova investicija su relativno visoki troškovi kontrole i dodatne opreme nezavisno od veličine postrojenja (grafikon 1).

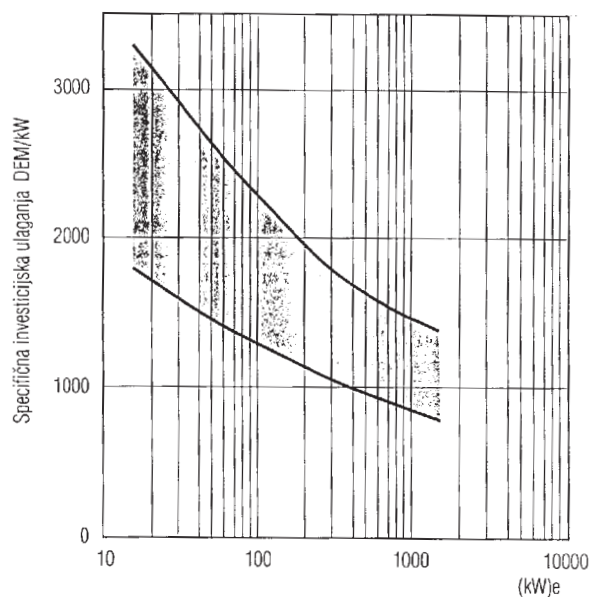
Postrojenja koja se rade po narudžbi su u pravilu skuplja od onih koja se proizvode serijski.

Plinski motor koji radi na načelu paljenja iskrom ("spark ignition") u odnosu na primjer, fuel cells ne zahtijeva znatno veće investicije po kW nego moderno postrojenje velikog kapaciteta – termocentrale. Tehnička amortizacija postrojenja može biti duža od 15 godina, što je također konkurentno velikim termocentralama (19).

Vrlo je instruktivan podatak o kretanju investicija u plinske naizmjenične mikro kogeneracijske strojeve u Danskoj. Proizvođači, su Fichtel and Sachs, Köhler and Siegel, Tedom i CES. Investicije se kreću od 386 US\$ za kW_(el) – za stroj kapaciteta od 5,5 kWe₁ do 209 US\$ za stroj od 51 kWe₁. Povrat kapitala ("pay back") iznosi 10 i više godina.

3.2. Troškovi održavanja i operativni troškovi malih jedinica kreću se od 0,01 i 0,03 US\$/kWh. Troškovi iznad 0,01 US\$/kWh su razlog za razmišljanje.

Suvremena konstrukcija kao i praćenje procesa i kontrola doprinose uspješnom radu stroja. Da bi se osigurala ekonomičnost i pouzdanost rada jedinice kogeneracije, potrebno je da besprijekorno funkcionira sustav managementa koji se sastoji u primanju informacija te upozorenja o eventualnim nedostacima u radu jedinice.



Grafikon 1. Investicijska ulaganja u kogeneracijska postrojenja paketne izvedbe s plinskim motorom

Izvor: [7]

3.3. Važna karika u oblikovanju cijena proizvoda kogeneracije predstavlja cijena goriva.

Većina tarifnih sustava prodaje prirodnog plina preferira veliku i konstantnu potrošnju, pa je cijena plina ovisna o obujmu i stalnosti prodaje.

4. EKOLOŠKI ASPEKTI UPORABE KOGENERACIJSKIH POSTROJENJA

4.1. Kogeneracijska postrojenja u pravilu znatno manje zagađuju okoliš u odnosu prema klasičnim elektroenergetskim postrojenjima, ovisno o primijenjenoj tehnologiji, goriva koje se rabi te učinkovitosti postrojenja.

Na osnovi iskustva kogeneracijska postrojenja štede se 35% do 40% primarne energije, koja se pretvara u sekundarnu, a na taj način se istodobno smanjuje zagađivanje okoliša. Tako se na primjer smanjuje emisija CO₂ za 59%, a NO_x za približno 26% ukoliko su postrojenja pogonjena prirodnim plinom.

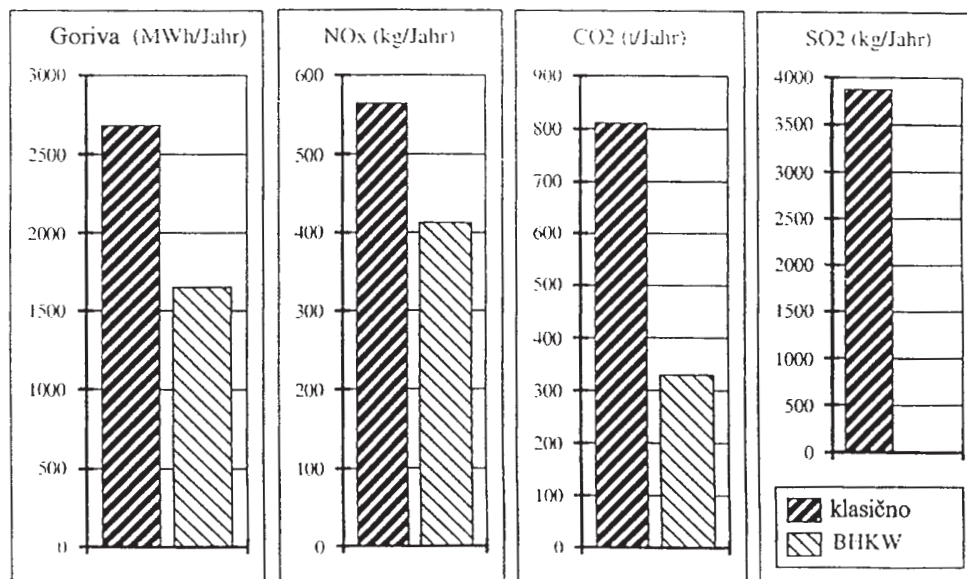
Međutim, u pravilu kogeneracijska postrojenja nemaju visoke dimnjake tako da emitirani plinovi znatno opterećuju neposredno područje (7).

4.2. Znatna napredak u proizvodnji mikro kogeneracija učinjen je u Njemačkoj, gdje je proizvedena jedinica BHKW – Model 110 i S (grafikon 2,3 i 4). Ono

Smanjenje zagađenja okoliša postignuto s BHKW-modulom GG 110i S Kogeneracijske izvedbe

u odnosu na proizvodnju električne energije u termoelektranama na ugljen i proizvodnju toplinske energije u uljnim kotlovima, uz istu količinu korištene energije, godišnje:

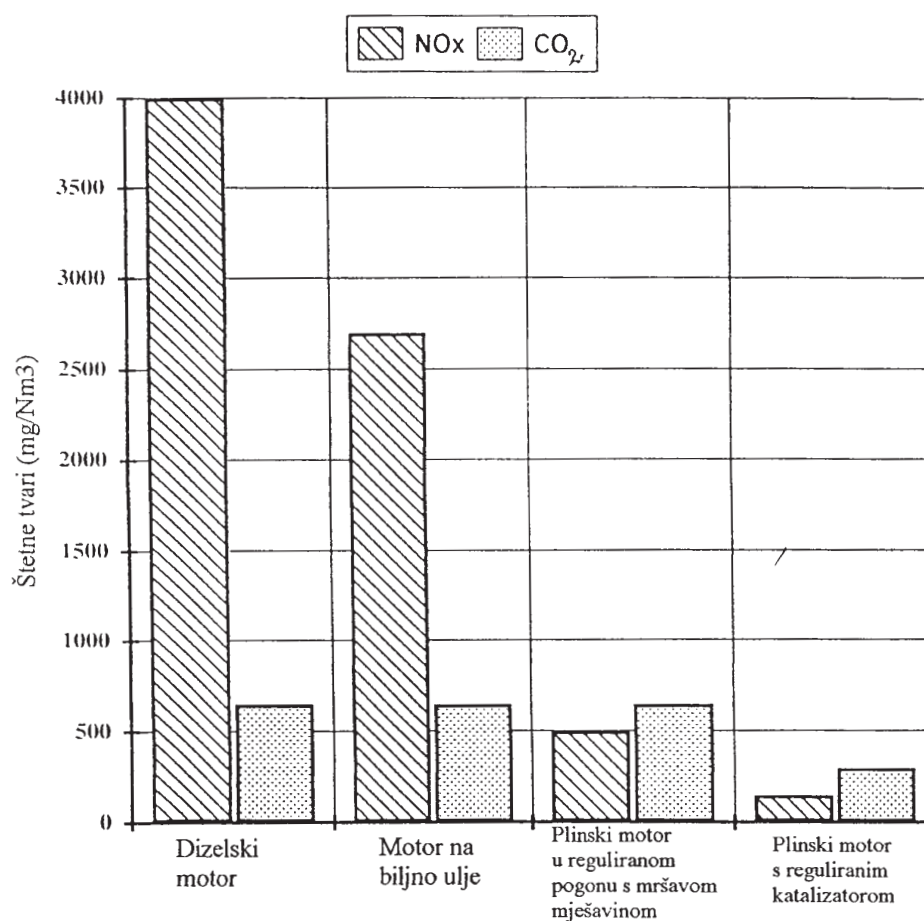
	BHKW	Termoelekt.	Kotao	Zbroj	Ušteda	%
Električna snaga (kW)	110	110				
Toplinski učinak (kW)	193		193			
Potrebe goriva (kW)	331					
Vrijeme rada (h/god)	5000					
Elektr. korisna energ. (MWh/god)	550,0	550,0		550,0		
Toplin. koris. energ. (MWh/god.)	965,0		965,0	965,0		
Stupanj djelovanja		34,0	90,0			
Potrebe goriva (MWh/god.) (ugljena/ulja/plina)	1655,0	1617,6	1072,2	2689,9	1034,9	38,5
NO _x – faktor emisije	0,25	0,25	0,15	*		
CO ₂ – faktor emisije	200	330	260	*		
SO ₂ – faktor emisije (g/kWh)	0,0018	2,10	0,45	*		
Emisije štetnih tvari						
NO _x (kg/god.)	413,8	404,4	160,8	565,2	151,5	26,8
CO ₂ (t/god.)	331,0	533,8	278,8	812,6	481,6	59,3
SO ₂ (kg/god)	3,0	3397,1	482,5	3879,6	3876,6	99,8



Grafikon 2. Kogeneracijske izvedbe

Izvor: [8]

Emisije štetnih tvari tijekom pogona kogeneracijskog postrojenja



Štetne tvari	NO _x mg/Nm ³	CO ₂ mg/Nm ³	
Dizelski motor	< 4000	650	(TA-zrak-granica)
Motor na biljno ulje	< 2700	650	
Plinski motor u regul. pogonu s mršavom mješ.	< 500	650	(TA-zrak-granica)
Plinski motor s reguliranim katalizatorom	< 150	300	

Grafikon 3.

Izvor: [8]

što je posebno značajno jest podatak da postrojenje pogonjeno prirodnim plinom ostvaruje uštedu u primarnoj energiji, u odnosu na postrojenje približno iste veličine pogonjeno ugljenom, 38,5% uz istodobno smanjenje emisije CO₂ za 59,3% te NO_x za 26,8%.

Krajem 1999. godine, u Njemačkoj, je bilo u pogonu 6000 jedinica.

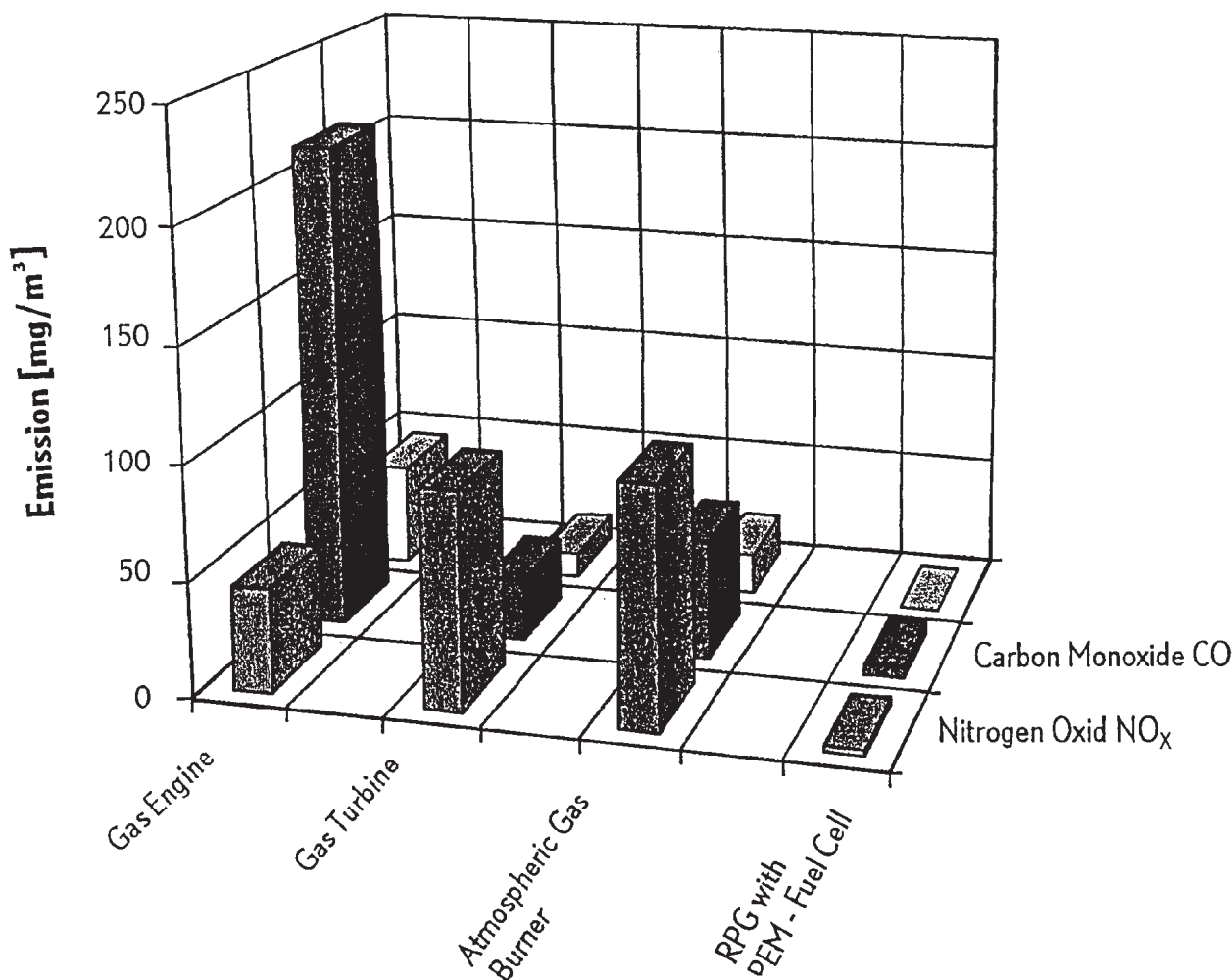
4.3. Emisija štetnih tvari ostvarena u gorivoj ćeliji

PEM znatno je manja u usporedbi s ostalim elektroenergetskim postrojenjima. To se reljefno očitava u graf. 4. Emisija CO i NO_x je zanemariva.

5. PROCJENE BUDUĆE PROIZVODNJE MALIH I MIKRO KOGENERACIJA

5.1. Bitna su obilježja suvremenog svijeta, između ostalog, i sve veća potrošnja energije, posebice el. energije. S obzirom da je u dijelu svijeta gotovo nedostupna el. energija (posebno zemlje južno od Sahare), to potencira buduće potrebe u elektroenergetskim objektima. Vjerujem u progres, koji će bar u skromnom obujmu poboljšati društveni i životni standard i tih zemalja u skorjoj budućnosti, što će se odraziti i na potrošnju el. energije.

Emission of a Cogeneration Fuel Cell in Comparison with Other Power Plants



Grafikon 4. Emisija kogeneracije gorive ćelije PEM u usporedbi s ostalim elektroenergetskim postrojenjima

Legenda:

- Gas Engine - plinski stroj
- Gas Turbine - plinska turbina
- Atmospheric Gas Burner - atmosferski plinski plamenik
- PEM - Fuel Cell - goriva ćelija PEM

Izvor: [12]

Deregulacija i liberalizacija u proizvodnji i potrošnji el. energije u elektroprivrednim poduzećima, brzo će transformirati nove učinkite proizvodnje i potrošnje el. energije, u čemu znatan udio imaju i male i mikro kogeneracije.

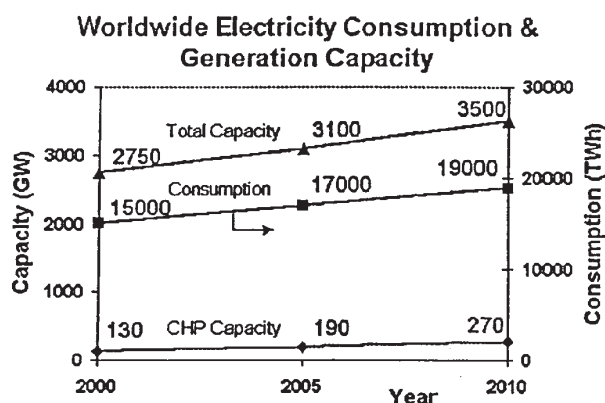
Deregulacija će pridonijeti ne samo smanjenju utjecaja monopola centraliziranih elektroenergetskih kompanija, nego i disperziji kogeneracije kapaciteta do 10 MW. Istodobno razvijat će se konkurentnost između kompanija, koje se bave proizvodnom i potrošnjom energije proizvedene u kogeneracijskom sustavu.

5.2. U razdoblju od 2000. do 2010. godine, potrošnja el. energije u svijetu rast će s prosječnom godišnjom stopom od 2,4%.

Istodobno se predviđa da će godišnja stopa rasta razvika kapaciteta kogeneracije do 10 MW iznositi 10%.

Kapaciteti kogeneracije danas iznose 4,7% od ukupnih kapaciteta za proizvodnju el. energije, a tijekom 2010. godine njihov udio će se povećati na 7,7% (graf. 5).

U sklopu razmatranja tendencija strukturalnih promjena u proizvodnji malih i mikro kogeneracija, podaci u tablici 6 i slici 3 to najbolje ilustriraju.

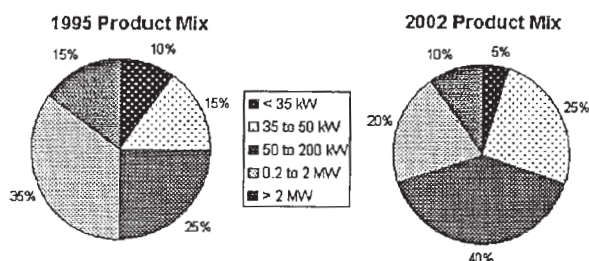


Grafikon 5. Projekcija buduće potrošnje i proizvodnih kapaciteta električne energije u svijetu

Izvor: [10]

Tablica 6. Očekivana struktura proizvodnje malih i mikro kogeneracija

1995.		2002.	
	%		%
Snaga do 35 kW	10	5	
Snaga od 35 do 50 kW	15	25	
Snaga od 50 do 200 kW	25	40	
Snaga od 0,2 do 2 MW	35	20	
Veće snage od 2 MW- 10 MW	15	10	
Ukupno	100,0	100,0	(lit. 10)



Slika 3 – Struktura proizvodnje malih i mikro kogeneracija (1995 i 2002).

Izvor: [10]

Iz tablice 6 može se zaključiti da će najveći porast zabilježiti mikro kogeneracije kapaciteta od 50 do 200 kW tj. od 25% na 40% udjela u ukupnoj proizvodnji el. energije.

Predviđa se da će u Europi do 2010. godine biti instalirano približno 30 GW snage mikro kogeneracija u 300.000 jedinica malih turbina kapaciteta u rasponu između 30 do 200 kW (10).

Visoka učinkovitost kogeneracija pogonjenih plinom predstavljaju znatan doprinos u smanjenju emisije otrovnih plinova i plinova staklenika koju generiraju relativno slabi učinkoviti sistemi. Osim toga, dobrobit se sastoji i u minimalnim gubicima energije što ima za posljedicu smanjenje u investicijama za nove objekte.

5.3. U strategiji energetskeg razvitka Republike

Hrvatske (1998.) predviđa se također brz razvitak malih kogeneracija iz kojih bi proizvedena toplina u 2030. godini iznosila 4% od ukupne proizvodnje. Posebno se predviđa brz razvitak malih kogeneracija u sektoru kućanstva, usluga, bolnica, administrativnih i sportskih objekata te u većini i manjim sustavima područnog grijanja.

Osim toga, predviđa se, da bi u tim postrojenjima u 2030. godini bilo proizvedeno 1 TWh el. energije.

Kao ulazna energija za kombiniranu proizvodnju toplinske i el. energije predviđa se korištenje prirodnog plina s 46% te derivata nafte, biomase i sunčeve energije s 54%. Udio obnovljivih izvora energije dosegao bi čak 38% (4).

6. ZAKLJUČNA RAZMATRANJA

Budućnost će pokazati kako dosadašnji razvitak malih i mikro kogeneracija opravdava predvidivi razvitak u idućim godinama. Tehnologija kogeneracij treba biti troškovno učinkovitija zahvaljujući masovnoj proizvodnji. Osim toga, ta tehnologija će ponuditi potrošaču više fleksibilnosti i pouzdanja nego konvencionalni centralizirani sustavi.

Decentralizacija proizvodnje el. energije brzo će odgovoriti na promjene u pogledu zahtjeva potrošača.

Decentralizirana proizvodnja el. energije omogućit će brže prilagođavanje kapaciteta u mreži el. energije. Poboljšanje zaštite životne sredine, zahvaljujući većoj učinkovitosti kogeneracije za mnoge zemlje, posebno najrazvijenije, može biti važno oruđe u ostvarenju njihovih ciljeva u sferi smanjenja emisije CO₂ i drugih plinova staklenika.

Proizvodnja el. energije predstavljat će dio buduće potražnje prirodnog plina. Porast neće doći sama po sebi, trebat će uložiti dosta rada i kreativnih razmišljanja, a to se posebno odnosi na očekivanu ekspanziju decentralizirane proizvodnje el. energije i topline uporabom malih i mikro kogeneracija.

Prirodni plin je gorivo koje će biti most od fosilnih goriva do obnovljivih izvora energije, a istodobno i most od centraliziranih energetskeg sustava do fleksibilnijih decentraliziranih.

Koja će se od postojećih mikro tehnologija pokazati dominantna u budućnosti, teško je predvidjeti. Izmjenični strojevi kapaciteta u rasponu od 1 do 30 kW, bit će dominantni na tržištu koje u stopu prati razvitak mikro turbina. Izmjeničnim strojevima će u skoroj budućnosti, u razdoblju od deset godina biti konkurentni gorive ćelije i Sterling strojevi.

S obzirom da proizvodnja malih kogeneracija ima dugu tradiciju, to zaslužuje epitet klasične. Proizvodnja malih kogeneracija odvijat će se usporedno s potrebama gospodarstva, uslužnih djelatnosti, područnog grijanja i dr.

U razdoblju od 2000. do 2010. godine, u svijetu godišnja stopa rasta razvitka kapaciteta kogeneracije do 10 MW iznosit će 10%, tako da bi udio malih i mikro kogeneracija u 2010. godini iznosio 7,7% od ukupno instaliranih kapaciteta za proizvodnju el. energije. U 2000. godini kapacitet malih i mikro kogeneracija iznosio je 4,7%.

Na pragu smo snažnih evolutivnih promjena, od centralizirane proizvodnje i potrošnje el. energije i topline prema učinkovitijoj decentraliziranoj. Budućnost će pokazati koliko su naša optimistična očekivanja bila realna.

LITERATURA

- [1] H. J. RASMUSEN: "Technological Progress and the Energy Challenges – The Role of Natural Gas", *Revue de l'Énergie* N° 508 Juillet-aout 1999., Paris str. 391.
- [2] Dr. K. BRENDOW: "Energy Sector Deregulation and Technical Development" – *Revue de l'Énergie* N° 508 Juillet-aout 1999., Paris str. 393-397.
- [3] J. CHESHIRE: "New Policy for Energy RD and D – and Inovation in Liberalised Markets", *Revue de l'Énergie* N° 508 Juillet-aout 1999., Paris str. 416-420.
- [4] Strategija energetskog razvitka Republike Hrvatske, Ministarstvo gospodarstva RH – Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, srpanj 1998.
- [5] Energija u Hrvatskoj: 1991-1995. - Godišnji energetski pregled, Ministarstvo gospodarstva RH, Energetski institut "Hrvoje Požar" – Zagreb, listopad 1996.
- [6] Energija u Hrvatskoj 1995-1999. - Godišnji energetski pregled - Ministarstvo gospodarstva RH, Energetski institut "Hrvoje Požar" – Zagreb, prosinac 2000.
- [7] M. ŠUNIĆ: "Efikasnost koegeneracijskih postrojenja", *Energetika – Marketing*, Zagreb, 1996.
- [8] "Das Massgeschneiderte Energie konzept für die Versorgung mit Strom and Wärme" 16. Međunarodni znanstveno-stručni susret stručnjaka za plin – Opatija, 2-4.05.2001., Hrvatska
- [9] 21. World gas Conference Nice – June 6-9. 2000. France, Round Table 71.
- [10] A. JULIA: "Pushing small Scale Cogeneration info the Market – 21. W.G.C. Nice, june 6-9. 2000. France
- [11] K. IKEDA, H. SAKAMOTO, H. IWAMOTO – Development of the Ceramic Natural gas Engine (CGE) Cogeneration system", 21. W.G.C. June 6-9. 2000. Nice, France
- [12] W. BUCHHOLZ: "How will Emerging Technologies Impact the Future of Micro and small Cogenerations?", 21. W.G.C. – June 6-9. 2000. Nice, France
- [13] Dr. M. SCHMIDT, R. DIETHELM: "The Hexis Project: Natural gas Powered Fuel Cell Cogeneration Systems for Domestic Use", 21. W.G.C. – June 6-9.2000. Nice, France
- [14] J. T. JOHNSON: "How Will Emerging Technologies impact the Future of Micro and Small. Scale Cogeneration – Small gas Turbine", 21. W.G.C. – June 6-9-2000. Nice, France
- [15] R. MITCHENALL: "Shells Interests in Applications of gas for Power Generation and how this Impacts Market Presente", 21. W.G.C. – 6-9. June 2000., Nice, France
- [16] Prof. dr. sc. R. PROTIĆ: "Kriteriji prigodom izbora fosilnih goriva za proizvodnju električne energije u termoelektranama važan su iskorak u pravcu učinkovite uporabe energetske resursa", *Energija* 49/2000., br. 5 – Zagreb
- [17] P. BRUEL: "Quelques reflections sur l'Experience Française – La Cogeneration", 21. W.G.C. 6-9. June 2000. Nice, France
- [18] A. H. PEDERSEN: "Reciprocating engines for micro cogeneration (Å kWe)", 21. w.g.c. – 6-9. June 2000. Nice, France
- [19] 19th WGC – Report of Committee F – Industrial and Commercial Utilization of Gases – State of the Art of Small – Scale cogeneration – Milan 20/23.06.1994.
- [20] Prof. dr. sc. R. PROTIĆ– "Uporaba prirodnog plina u proizvodnji električne energije pomoću gorivih ćelija (Fuel Cells)", *Energija* – god. 46, broja 1, Zagreb, veljača 1997.

EFFICIENCY OF SMALL AND MICRO COGENERATIONS

The efficiency of small and micro cogenerations of different construction for decentralised electric energy and heat production related to big energy systems is given. Beside efficiency, economic and ecological advantages are analysed now and in the future.

LEISTUNGSFÄHIGKEIT KLEINER UND KLEINSTER MITERZEUGUNGEN

In Erwägung gezogen wird die Leistungsfähigkeit einsamer kleiner und kleinster Miterzeugungen der elektrischen Energie und der Wärme verglichen mit grossen energetischen Verbunden.. Neben der Leistungsfähigkeit werden wirtschaftlich und umweltschutztechnisch neuere und künftige Vorteile überprüft.

Naslov pisca:

**Prof. dr. sc. Radmilo Protić, dipl. oec.
Dobri dol 54
10000 Zagreb, Hrvatska**

Uredništvo primilo rukopis:
2001-10-01.

POUZDANOST KOMPONENTI I SUSTAVA UZEMLJENJA GRADSKE TS 10(20)/0.4 kV

Mr. sc. Pavle F i l k o, Osijek

UDK 621.317.1:621.316.1
IZVORNI ZNANSTVENI ČLANAK

Rad prikazuje analizu pouzdanosti komponenti i sustava uzemljivača gradske TS 10(20)/0.4 kV. Cilj je pokazati vrijednosti pokazatelja pouzdanosti pojedinih komponenti uzemljenja i sustava uzemljenja u cjelini. Podaci o kvarovima su prikupljeni i analizirani na stvarnoj mreži TS 10(20)/0.4 kV grada Osijeka.

Ključne riječi: sustav uzemljenja gradske TS 10(20)/0.4 kV, pouzdanost komponenti i sustava uzemljivača, izračun veličina pojedinih pokazatelja pouzdanosti uzemljenja.

1. UVOD

Sustav uzemljenja TS 10(20)/0.4 kV, pogotovo u gradskim sredinama, je tema o kojoj se, na prvi pogled, sve reklo. Takvim, vjerujem nenamjerno nemarnim odnosom, smanjeno je daljnje istraživanje uzemljenja, uzemljivačkih sustava i njegovih komponenti. Ovim radom pokušavamo drugim pristupom otvoriti novi pogled na uobičajene metode određivanja toga važnog dijela elektroenergetskog sustava. Uzemljivačima TS 10(20)/0.4 kV se od projektnog zadatka preko projektiranja, izvođenja pa do održavanja u pogonu ne pridaje dovoljna pozornost, možda i zato jer postoji uvjerenje da se o njima sve zna. Stoga pogledajmo što o uzemljivačima gradskih TS može reći pouzdanost, sve prisutnija disciplina u analizi svekolikog elektroenergetskog sustava.

Izvedba sustava uzemljenja gradske TS 10(20)/0.4 kV ovisi o načinu uzemljenja neutralne točke napojne TS (110/10(20) kV ili 35/10(20) kV) tj. o ograničenoj struji jednopolnog kratkog spoja. Za naš slučaj to je struja 300 A. Takav sustav uzemljenja gradskih TS 10(20)/0.4 kV općenito možemo zamisliti kao trokut (slika 1). U njemu su stranice pojedini uzemljivači, tj. osnovni uzemljivač same TS, dakle radni i zaštitni uzemljivač, zatim doprinos uzemljenju sustava TS preko plašteva visokonaponskih napojnih kabela te treća stranica – doprinos uzemljenju sustava TS putem nul-vodiča i/ili plašteva niskonaponskih kabela ili izvoda kojima iznosimo električnu energiju iz TS.

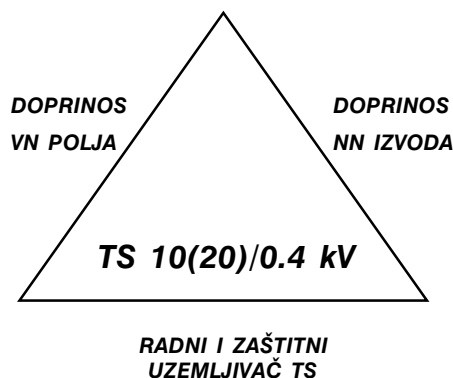
Prikupljanje podataka o uzemljivačima TS 10(20)/0.4 kV jest ponajveći problem jer tako sistematiziranih podataka nema. Stoga je početna zadaća bila da se prikupe, sistematizira i izradi baza podataka o uzemljenju

i kvarovima na uzemljenju preko 200 TS u gradu Osijeku. Potom je izvršena analiza pouzdanosti dijelova uzemljivačkog sustava i sustava u cjelini.

2. O POUZDANOSTI

Pojam pouzdanosti obuhvaća opis svih karakterističnih sposobnosti nekog sustava, iskazan najčešće matematičkom vjerojatnošću, da konkretan sustav radi na zadovoljavajući način uz zadane radne uvjete u predviđenom vremenu. To je dakle vjerojatnost da se sustav ponaša prema očekivanju. O pouzdanosti sustava zaključujemo preko pouzdanosti komponenata.

Skup komponenata povezanih u funkcionalnu cjelinu s točno određenom svrhom jest **sustav**. U našem slučaju uzemljivački sustav TS je skup njenih komponenti, tj. uzemljivača same TS, te spojeva visokonaponskih i niskonaponskih vodova koji doprinose smanjenju otpora rasprostiranja uzemljenja cijelog sustava. Dakle,



Slika 1. Sustav uzemljenja TS 10(20)/0.4 kV

komponenta je cjelina čija se pouzdanost ne može određivati rastavljajući je u dijelove. Rad na zadovoljavajući način jest rad u inženjerskim okvirima u kojima se promatra sustav.

Pouzdanost sustava se u potpunosti određuje s dva osnovna pojma, a to su: **statička pouzdanost** (ili adekvatnost, dostatnost) i **dinamička pouzdanost** (ili sigurnost). Pod pojmom statičke pouzdanosti se podrazumijeva mogućnost pokrivanja ukupnih zahtjeva na sustav vodeći računa o planiranim i neplaniranim prekidima pogona (kvarovima) komponenata sustava, kao i pogonskim ograničenjima sustava i njegovih komponenata. Sustav se u osnovi promatra stacionarno, a analiza obuhvaća sve moguće poremećaje. Pod pojmom dinamičke pouzdanosti se podrazumijeva i sposobnost sustava da ispravno radi i poslije iznenadnih poremećaja nastalih kao posljedica kvarova i ispada komponenata sustava. Dakle, sustav se promatra dinamički, a analizom su obuhvaćeni poremećaji i prilike u sustavu neposredno nakon pojave poremećaja.

Ovakva određenja pouzdanosti podrazumijevaju da je rad sustava i njegovih komponenata uspješan ako tijekom zadanog vremena nisu isпали iz pogona zbog kvarova ili nekih drugih poremećaja. Dakle, tu nije uključena mogućnost popravka i nastavljanja pogona nakon kvara. Zbog toga se promatraju dodatne mjere pouzdanosti koje uključuju sposobnost komponenata i sustava da se nakon kvara poprave i vrate u pogon. Najvažniji pokazatelj pouzdanosti za takav slučaj je **raspoloživost** koja kod popravljivih komponenata i sustava znači dio vremena tijekom dužeg razdoblja u kojem su te komponente ili sustav spremni za pogon ili su u pogonu. Radi se o vjerojatnosti da se komponente ili sustav u slučajno odabranom trenutku tijekom dužeg vremenskog razdoblja u budućnosti ne nalaze u stanju kvara. Različiti pokazatelji pouzdanosti pri tome, kao karakteristike iskazane najčešće vjerojatnošću, nužno pripadaju bilo komponentama pojedinačno, bilo sustavu u cjelini.

Temeljni pristupi u analizi pouzdanosti sustava su: **analitički pristup** (selektivna analiza kvarova, formiranje matematičkog modela, izračunavanje pokazatelja pouzdanosti za svako stanje posebno) i **simulacijski pristup** (iz poznatih funkcija razdiobe kvarova komponenata određujemo pokazatelje pouzdanosti sustava – metoda Monte Carlo).

Općenito se pouzdanost komponente, tj. vjerojatnost zadovoljavajućeg rada komponente, određuje kao statistička vjerojatnost buduću da su kvarovi komponenata slučajni događaji. Tako bismo mogli odrediti i pouzdanost komponente, odnosno vjerojatnost da kroz neko, određeno, razdoblje (vrijeme) komponenta ispravno radi. Pustili bismo komponentu da radi i zabilježili protok vremena do trenutka kvara komponente. Zatim bismo komponentu popravili i ponovili postupak. U golemoj većini slučajeva komponenta će ispravno raditi kroz neko vrijeme koje će se razlikovati od prethodnog. Budući da trajanje tog vremena, vre-

mena do kvara komponente, može teoretski poprimiti bilo koju vrijednost veću od nule i manju od beskonačne, prihvaćamo da je vrijeme do kvara komponente kontinuirana slučajna varijabla. Kada bismo zatim mogli odrediti funkciju razdiobe (distribucije) slučajne varijable τ , koja je vrijeme do kvara komponente, dobili bismo vjerojatnost kvara komponente prije isteka vremena t, tj. **nepouzdanost komponente**:

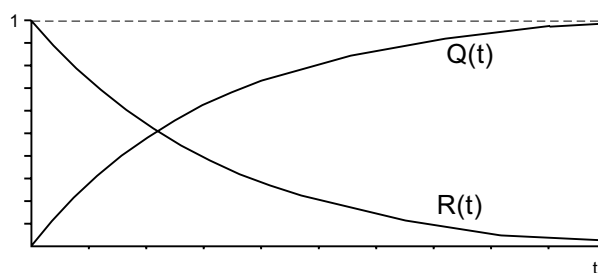
$$Q(t) = P\{\tau \leq t\}$$

Tada bismo mogli odrediti i vjerojatnost ispravnog rada komponente kroz vrijeme t, tj. **pouzdanost komponente** :

$$R(t) = 1 - Q(t) = P\{\tau \geq t\}$$

gdje je τ vrijeme kroz koje komponenta radi ispravno. Logičan je izraz $R(t) + Q(t) = 1$, jer komponenta ili radi unutar vremena t ili se pokvarila prije isteka vremena t.

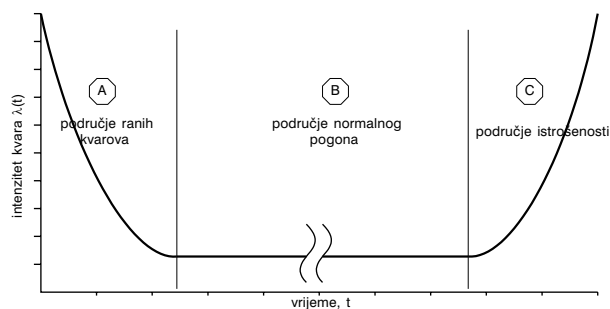
Tipičan je oblik funkcije pouzdanosti pokazan na slici 2. Ona opada monotono od vrijednosti $R(0) = 1$ prema nuli kada vrijeme trajanja rada komponente teži prema beskonačnosti. Obrnuto vrijedi za funkciju nepouzdanosti.



Slika 2. Funkcije pouzdanosti i nepouzdanosti komponente

Pored navedenih, postoje još neke veličine koje karakteriziraju komponentu. To su **intenzitet kvara komponente** $\lambda(t)$ i **srednje vrijeme do kvara m**.

Kako se vidi, a to i sva dostupna literatura iz područja pouzdanosti potvrđuje, u elektroenergetskom sustavu najkorišteniji je eksponencijalni oblik funkcije pouzdanosti i to s konstantnom funkcijom intenziteta kvara. Na sljedećoj slici vidi se oblik te funkcije u odnosu na vrijeme.



Slika 3. Intenzitet kvara komponente

Prikazana krivulja pokazuje tri vremenska područja u kojima se intenzitet kvara komponente (ili sustava) ponaša po bitno drukčijim zakonima. Prvo područje (A) određuje visok intenzitet kvarova koji eksponencijalno pada. To se objašnjava činjenicom kvarova koji nastaju u probnoj fazi uporabe dok se sustav ne uhoda, tj. dok se ne otklone "dječje bolesti". Elektroenergetski sustav čine komponente za koje se s dovoljnom točnošću može uzeti da područje ranih kvarova završava s testiranjima i probnim pogonom, dakle, s prvih nekoliko stotina sati rada, što je zanemarivo u odnosu na višegodišnji pogon (područje B) koji se i godišnje mjeri tisućama sati rada ili pripravnosti za rad. S druge strane, područje istrošenosti (područje C) odgađa se redovitim pregledima, zamjenama, održavanjima i remontima, te nastupa pri samom kraju životnog vijeka koji je u pravilu vrlo dug. Treće područje (C) pokazuje tendenciju eksponencijalnog porasta broja kvarova, a to je posljedica starenja i trošenja komponenti. Zbog svega toga se, sa zadovoljavajućom točnošću, područje promatranja komponenti i sustava ograničava na područje normalne eksploatacije (područje B). Kako je u tom periodu intenzitet kvara konstantan, karakteristične veličine pouzdanosti dane su sljedećim izrazima:

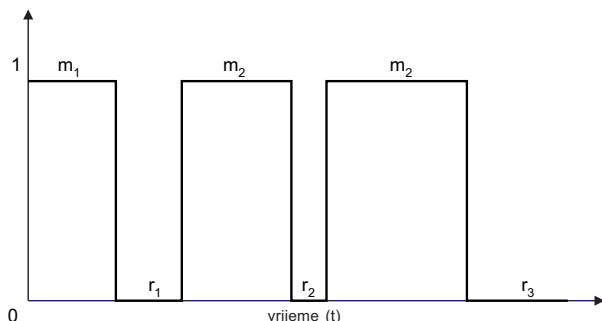
$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda \cdot dt} = e^{-\lambda \cdot t} \quad \text{- pouzdanost}$$

$$q(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda \cdot t} \quad \text{- funkcija gustoće vjerojatnosti kvara}$$

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda \cdot t} \quad \text{- nepouzdanost}$$

$$m = \frac{1}{\lambda} \quad \text{- srednje vrijeme do kvara}$$

Komponenta elektroenergetskog sustava je prava obnovljiva komponenta koja radi ispravno do nastupa kvara. Nakon toga komponenta se isključuje iz pogona i popravlja ili zamjenjuje novom. Smatra se da je stanje komponente nakon popravka identično stanju prije kvara. Tako se životni vijek komponente produžava i vremenski tijek komponente predstavlja cikličnu funkciju dvaju stanja, rada i popravka. Sljedeća slika pokazuje tijek životnog ciklusa obnovljive komponente.



Slika 4. Funkcija rada komponente

Pretpostavka je kako je vrijeme trajanja ispravnog rada slučajna veličina s poznatom funkcijom razdiobe kao i da je vrijeme trajanja popravka slučajna veličina. Ele-

menti elektroenergetskog sustava spadaju u skupinu obnovljivih komponenata (npr. elementi uzemljivača i dr.) i kod njih se uvodi pojam funkcije raspoloživosti.

Stacionarna raspoloživost $A(t)$ predstavlja matematičku vjerojatnost da će komponenta ili sustav raditi u trenutku promatranja. Na prethodnoj slici prikazana je funkcija rada jedne takve obnovljive komponente. Ističu se periodi rada, prikazani vremenom ispravnog rada m_i , u odnosu na periode kvara prikazanih vremenom popravka r_i . Iz toga slijedi **prosječno (srednje) vrijeme trajanja ispravnog rada** (do kvara) m :

$$m = \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{n}$$

Ako promatramo komponentu kroz dulji vremenski period, bit ćemo u mogućnosti odrediti i **prosječno (srednje) vrijeme popravka r** :

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n r_i}{n}$$

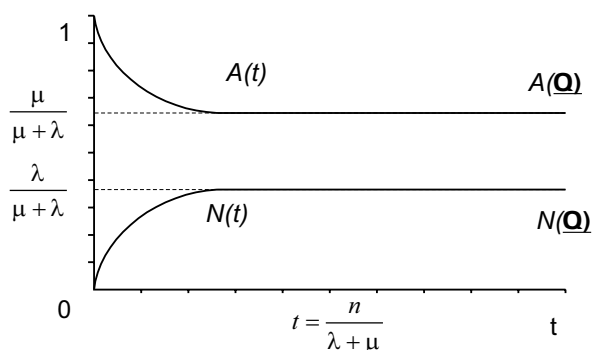
Tijekom životne dobi obnovljive komponente (uzemljivača), razdoblja rada i popravka slučajne su veličine sa svojim funkcijama razdiobe. Na temelju tih funkcija razdiobe mogu se odrediti očekivana (srednja) vremena trajanja rada i popravka koja su jednaka onim u prethodnim izrazima. Literatura [2] daje sljedeći izraz za **stacionarnu raspoloživost komponente**:

$$A = \frac{m}{m+r}$$

Stacionarna neraspoločivost komponente tada je:

$$N = 1 - A = \frac{r}{m+r}$$

Raspoločivost i neraspoločivost komponente imaju svoju konačnu vrijednost kada vrijeme promatranja komponente raste u velike vrijednosti. To se vidi na sljedećoj slici.



Slika 5. Funkcija raspoloživosti i neraspoločivosti komponente

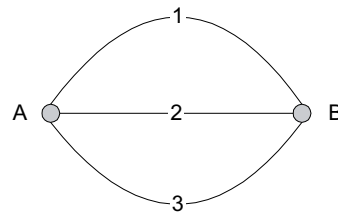
3. MODEL SUSTAVA S TRI KOMPONENTE (UZEMLJENJE TS)

Razmatranja provedena u prethodnom poglavlju, mogu se primijeniti na bilo koji broj neovisnih komponenata, koje su povezane u bilo kakav funkcionalni sus-

tav poznate strukture, čiji se rad u potpunosti može prikazati nizom stanja u prostoru stanja, odnosno modelom stanja i prijelaza između tih stanja. Uz navedeno, još je jedini uvjet da su poznate vrijednosti stacionarne raspoloživosti i nerasploživosti komponenta, ili točnije, stacionarne vjerojatnosti stanja svake od komponenta. Stacionarne vjerojatnosti stanja, raspoloživosti ili nerasploživosti sustava, izvode se direktno iz stacionarnih vjerojatnosti stanja, raspoloživosti i nerasploživosti komponenta, već prema stanjima komponenta, te kombinaciji ili grupi stanja sustava, koja u prostoru stanja znači raspoloživost ili nerasploživost sustava. To znači da se uvijek mora voditi računa o specifičnoj građi sustava i njegovim funkcionalnim karakteristikama, jer je samo tako moguće u prostoru svih mogućih stanja iste isticati i grupirati prema određenim kriterijima, npr. kriterijima uspješnog rada.

Konačno, da prikažemo navedeno, poslužiti ćemo se sustavom uzemljivača gradske KTS 10(20)/0.4 kV, tj. trima komponentama (uzemljivač TS - 1, uzemljivač susjednih TS preko VN kabela - 2, i uzemljivač niskog

napona preko nul-vodiča - 3). Model pouzdanosti sustava je prikazan na sljedećoj slici:



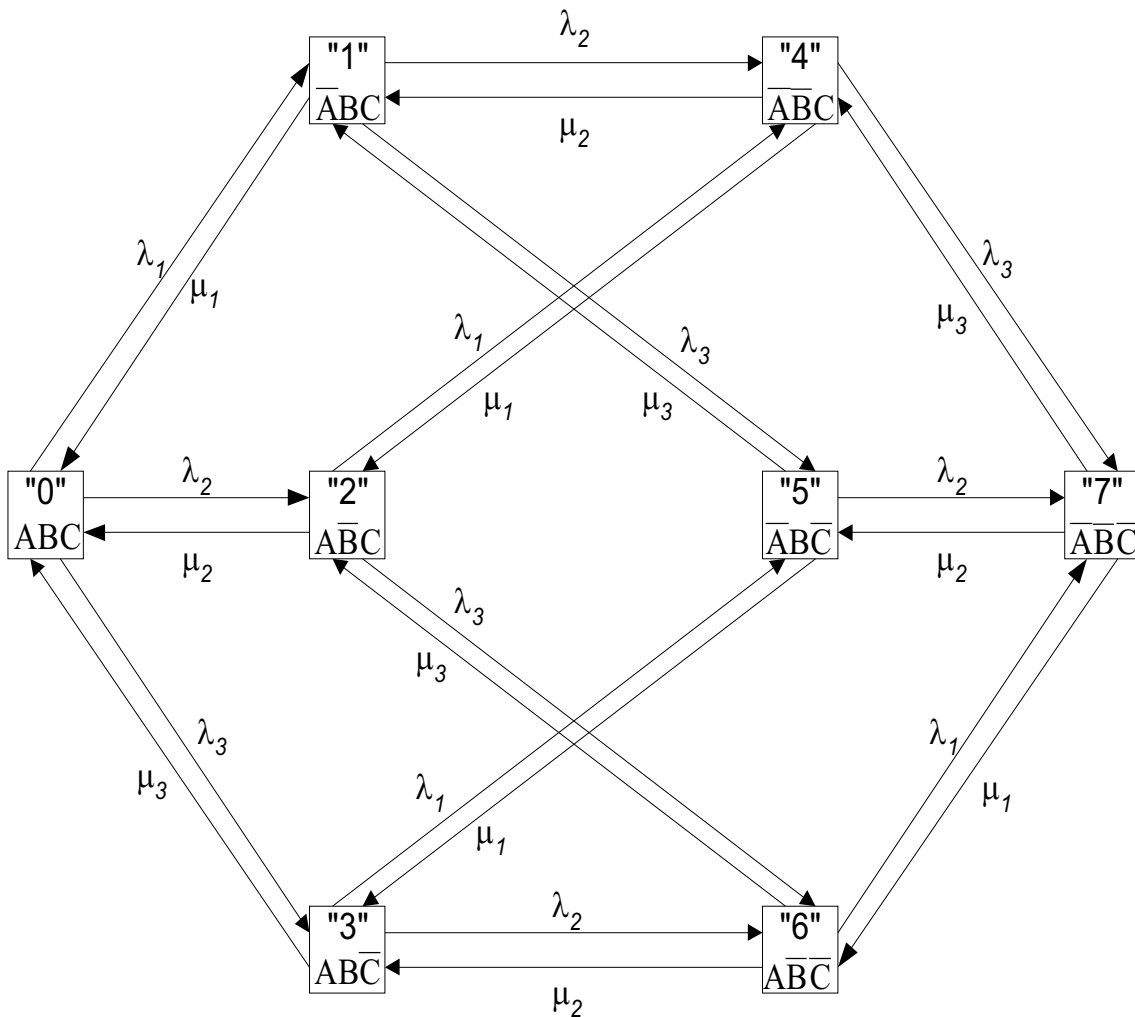
Slika 6. Model sustava uzemljenja TS s tri komponente

Poznate stacionarne vrijednosti raspoloživosti i nerasploživosti komponenta su:

$$A_1(\infty) = \frac{\mu_1}{\lambda_1 + \mu_1} \quad A_2(\infty) = \frac{\mu_2}{\lambda_2 + \mu_2} \quad A_3(\infty) = \frac{\mu_3}{\lambda_3 + \mu_3}$$

$$N_1(\infty) = \frac{\lambda_1}{\lambda_1 + \mu_1} \quad N_2(\infty) = \frac{\lambda_2}{\lambda_2 + \mu_2} \quad N_3(\infty) = \frac{\lambda_3}{\lambda_3 + \mu_3}$$

Sva stanja prostora i međuveze tih stanja možemo vidjeti na sljedećoj slici:



Slika 7. Model uzemljenja TS s tri komponente

Vjerojatnosti stanja takvog sustava u prostoru stanja dana su u sljedećoj tablici.

Tablica 1. Stanja sustava prema slici 7

Redni broj	Stanje sustava	Stanje komponente*			Vjerojatnosti stanja sustava	Frekvencije stanja sustava
		1.	2.	3.		
1.	"0"	1	1	1	$P_{"0"} = A_1 A_2 A_3$	$f_{"0"} = f_1 A_2 A_3 + f_2 A_1 A_3 + f_3 A_1 A_2$
2.	"1"	0	1	1	$P_{"1"} = N_1 A_2 A_3$	$f_{"1"} = f_1 A_2 A_3 + f_2 N_1 A_3 + f_3 N_1 A_2$
3.	"2"	1	0	1	$P_{"2"} = A_1 N_2 A_3$	$f_{"2"} = f_1 N_2 A_3 + f_2 A_1 A_3 + f_3 A_1 N_2$
4.	"3"	1	1	0	$P_{"3"} = A_1 A_2 N_3$	$f_{"3"} = f_1 A_2 N_3 + f_2 A_1 N_3 + f_3 A_1 A_2$
5.	"4"	0	0	1	$P_{"4"} = N_1 N_2 A_3$	$f_{"4"} = f_1 N_2 A_3 + f_2 N_1 A_3 + f_3 N_1 N_2$
6.	"5"	0	1	0	$P_{"5"} = N_1 A_2 N_3$	$f_{"5"} = f_1 A_2 N_3 + f_2 N_1 N_3 + f_3 N_1 A_2$
7.	"6"	1	0	0	$P_{"6"} = A_1 N_2 N_3$	$f_{"6"} = f_1 N_2 N_3 + f_2 A_1 N_3 + f_3 A_1 N_2$
8.	"7"	0	0	0	$P_{"7"} = N_1 N_2 N_3$	$f_{"7"} = f_1 N_2 N_3 + f_2 N_1 N_3 + f_3 N_1 N_2$

* 1 - komponenta u stanju ispravnosti; 0 - komponenta u stanju kvara

Izraz za **stacionarnu raspoloživost** sustava glasi:

$$A(\infty) = A_1(\infty)A_2(\infty)A_3(\infty) = \frac{\mu_1 \mu_2 \mu_3}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)(\lambda_3 + \mu_3)}$$

Frekvencija kvara takvog sustava je:

$$f = f_1 N_2 N_3 + f_2 N_1 N_3 + f_3 N_1 N_2$$

a **srednje vrijeme popravka kvara** tog sustava je:

$$r = \frac{r_1 r_2 r_3}{r_1 r_2 + r_2 r_3 + r_1 r_3} = \frac{1}{\mu_1 + \mu_2 + \mu_3}$$

Frekvencije pojedinih stanja se mogu vidjeti u tablici 1, a vrijeme boravka u svakom stanju je:

$$m = T_{"0"} = \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3}, \quad T_{"1"} = \frac{1}{\mu_1 + \lambda_2 + \lambda_3},$$

$$T_{"2"} = \frac{1}{\mu_2 + \lambda_1 + \lambda_3}, \quad T_{"3"} = \frac{1}{\mu_3 + \lambda_1 + \lambda_2},$$

$$T_{"4"} = \frac{1}{\mu_1 + \mu_2 + \lambda_3}, \quad T_{"5"} = \frac{1}{\mu_1 + \mu_3 + \lambda_2},$$

$$T_{"6"} = \frac{1}{\lambda_1 + \mu_2 + \mu_3}, \quad r = T_{"7"} = \frac{1}{\mu_1 + \mu_2 + \mu_3}$$

4. PRORAČUN KARAKTERISTIČNIH VELIČINA POUZDANOSTI

a) Karakteristične veličine pouzdanosti komponenata uzemljivača transformatorske stanice 10(20)/0.4 kV

a1) Uzemljivači susjednih TS preko plašteva napojnih visokonaponskih kabela

Ulazne veličine:

- 279 KTS-ova u gradu Osijeku
- 497 vodova 10 kV (KDV-a) (N)
- ukupne duljine 182 km
- 12 kvarova godišnje (n) (promatrajući samo kvar na kabel glavi, spojnici, građevinsko oštećenje ili bilo

koji sličan kvar koji za posljedicu ima potpuni fizički prekid VN kabela dakle i prekid spoja sa uzemljivačem TS)

- srednje vrijeme trajanja kvara 60 sati godišnje po svim VN kabelima u gradu Osijeku godišnje.

Ako je "n" broj kvarova (prekida) svih VN kabela prosječno 12, u gradu Osijeku, to je dakle intenzitet takvih kvarova $\frac{12}{1.82} = 6.59$ na 100 km gradske visokonaponske kabelske mreže godišnje.

Učestalost kvarova (potpunog prekida kabela) računamo po izrazu:

$$f = \frac{n}{N \cdot T} = \frac{12}{497 \cdot 1} = 2.4145 \cdot 10^{-2} (1 / god)$$

Srednje vrijeme trajanja kvara (r) je prosječno 60 sati po godini, pa je broj sati pogona (srednje vrijeme ispravnog rada), $m = 8760 - 60 = 8700$ sati po godini u gradu Osijeku.

Slijedi stacionarna raspoloživost (vjerojatnost ispravnosti) VN komponente:

$$A = \frac{m}{m+r} = \frac{8700}{8760} = 0.993151$$

pa je intenzitet kvara jednog VN kabela kao komponente uzemljivačkog sustava:

$$\lambda = \frac{f}{A} = \frac{0.024145}{0.993151} = 0.024312 (1 / god)$$

Poznavajući stacionarnu raspoloživost, stacionarna neraspoločivost (vjerojatnost kvara) je:

$$N = 1 - A = 1 - 0.993151 = 6.849 \cdot 10^{-3}$$

pa je intenzitet popravka jednog VN kabela:

$$\mu = \frac{f}{N} = \frac{0.024145}{0.007} = 3.5253 (1 / god).$$

a2) Uzemljivači NN mreže preko nul-vodiča i plašteva niskonaponskih kabela

Ulazne veličine:

- 279 KTS-ova u gradu Osijeku

- 1953 NN kabelskih vodova (N)
- ukupne duljine 488 km
- 36 kvarova (potpunog prekida) godišnje (n) (promatran samo kvar na kabel glavi, spojnici, građevinsko oštećenje ili bilo koji sličan kvar koji za posljedicu ima potpuni fizički prekid NN kabela, dakle i prekid spoja sa uzemljivačem TS)
- srednje vrijeme trajanja kvara 72 sata godišnje po svim NN kabelima u gradu Osijeku godišnje.

Ako je "n" broj kvarova (prekida) svih NN kabela prosječno 36, u gradu Osijeku, to je dakle intenzitet takvih kvarova $\frac{36}{4.88} = 7.38$ na 100 km kabela niskonaponske mreže godišnje.

Učestalost kvarova (potpunog prekida kabela) računamo po izrazu:

$$f = \frac{n}{N \cdot T} = \frac{36}{1953 \cdot 1} = 1.8433 \cdot 10^{-2} (1/god)$$

Srednje vrijeme trajanja kvara (r) je prosječno 72 sata po godini i svim NN kabelima (izvodima), pa je broj sati pogona (srednje vrijeme ispravnog rada), $m = 8760 - 72 = 8688$ sati po godini u gradu Osijeku.

Slijedi stacionarna raspoloživost (vjerojatnost ispravnosti) NN komponente:

$$A = \frac{m}{m+r} = \frac{8688}{8760} = 0.991781$$

pa je intenzitet kvara jednog NN kabela kao komponente uzemljivačkog sustava:

$$\lambda = \frac{f}{A} = \frac{0.018433}{0.991781} = 1.8586 \cdot 10^{-12} (1/god)$$

Poznavajući stacionarnu raspoloživost, stacionarna neraspoločivost (vjerojatnost kvara) je:

$$N = 1 - A = 1 - 0.991781 = 8.219 \cdot 10^{-3}$$

pa je intenzitet popravka jednog NN kabela:

$$\mu = \frac{f}{N} = \frac{0.018433}{0.008219} = 2.24273 (1/god).$$

a3) Združeni (radni i zaštitni) uzemljivač – osnovni uzemljivač transformatorske stanice

Ulazne veličine:

- 279 KTS-ova u gradu Osijeku (N)
- procjena je 0.3 kvara godišnje (n) (prekida trake za uzemljenje, spoja na prsten i slično kao posljedica građevinskog oštećenja, oslabljenja mehaničkog i/ili električkog spoja, uključivo prekid zbog mjerenja otpora uzemljenja)
- procijenjeno prosječno srednje vrijeme trajanja kvara 0.9 sati po godini u gradu Osijeku.

Ako je "n" broj kvarova (prekida) na uzemljivačkim trakama radnog i/ili zaštitnog (osnovnog) uzemljivača TS, procijenjen na prosječno 0.3 u gradu Osijeku, to je dakle intenzitet takvih kvarova $\frac{0.3}{2.79} = 0.10753$ na 100 TS-a godišnje.

Učestalost kvarova (potpunog prekida spoja s uzemljenjem TS) računamo po izrazu:

$$f = \frac{n}{N \cdot T} = \frac{0.3}{279 \cdot 1} = 1.07527 \cdot 10^{-3} (1/god)$$

Srednje vrijeme trajanja kvara (r) je procijenjeno na prosječno 0.9 sati po godini, pa je broj sati pogona (srednje vrijeme ispravnog rada), $m = 8760 - 0.9 = 8759.1$ sati po godini u gradu Osijeku.

Slijedi stacionarna raspoloživost (vjerojatnost ispravnosti) te komponente uzemljivačkog sustava:

$$A = \frac{m}{m+r} = \frac{8759.1}{8760} = 0.999897$$

pa je intenzitet kvara ovog uzemljivača TS kao komponente uzemljivačkog sustava:

$$\lambda = \frac{f}{A} = \frac{0.00107527}{0.999897} = 1.07538 \cdot 10^{-3} (1/god)$$

Poznavajući stacionarnu raspoloživost, stacionarna neraspoločivost (vjerojatnost kvara) je:

$$N = 1 - A = 1 - 0.999897 = 1.03 \cdot 10^{-4}$$

pa je intenzitet popravka osnovnog uzemljivača jedne TS:

$$\mu = \frac{f}{N} = \frac{0.00107527}{0.000103} = 10.4395 (1/god).$$

b) Karakteristične veličine pouzdanosti sustava uzemljenja TS s tri komponente

Ulazne veličine komponenti:

1. osnovni uzemljivač TS :

$$-f_1 = 1.07527 \cdot 10^{-3} (1/god)$$

$$-A_1 = 0.999897$$

$$-\lambda_1 = 1.07538 \cdot 10^{-3} (1/god)$$

$$-N_1 = 1.03 \cdot 10^{-4}$$

$$-\mu_1 = 10.4395 (1/god)$$

2. uzemljivač susjednih TS preko VN kabela:

$$-f_2 = 2.4145 \cdot 10^{-2} (1/god)$$

$$-A_2 = 0.993151$$

$$-\lambda_2 = 2.4312 \cdot 10^{-2} (1/god)$$

$$-N_2 = 6.849 \cdot 10^{-3}$$

$$-\mu_2 = 3.5253 (1/god)$$

3. uzemljivači NN mreže preko NN izvoda:

$$-f_3 = 1.8433 \cdot 10^{-2} (1/god)$$

$$-A_3 = 0.991781$$

$$-\lambda_3 = 1.8587 \cdot 10^{-2} (1/god)$$

$$-N_3 = 8.219 \cdot 10^{-3}$$

$$-\mu_3 = 2.2427 (1/god).$$

b1) *Ako promatramo ovaj sustav s ispravnim komponentama (stanje "0"), karakteristične veličine pouzdanosti su sljedeće:*

Frekvencija (učestalost) kvarova sustava uzemljenja s tri komponente je:

$$f = f_1 A_2 A_3 + f_2 A_1 A_3 + f_3 A_1 A_2 = 4.3308 \cdot 10^{-2} (1/god)$$

Stacionarna raspoloživost (vjerojatnost ispravnosti) ovog sustava iznosi:

$$A = A_1 A_2 A_3 = 0.98489$$

Srednje vrijeme trajanja kvara ovog sustava je:

$$m = T = \frac{1}{\lambda_1 \lambda_2 \lambda_3} = 22.741 (\text{sati} / \text{god})$$

Intenzitet kvara uzemljivačkog sustava kao cjeline je:

$$\lambda = \frac{f}{A} = 4.3972 \cdot 10^{-2} (1 / \text{god})$$

Stacionarna neraspoločivost (vjerojatnost kvara) sustava iznosi :

$$N = 1 - A = 1.511 \cdot 10^{-2}$$

I intenzitet popravka uzemljivačkog sustava iznosi:

$$\mu = \frac{f}{N} = 2.8662 (1 / \text{god}).$$

b2) *Ako promatramo sustav u stanju kvara jedne komponente, npr. NN izvoda (3. komponenta, stanje "3"), karakteristične veličine pouzdanosti su sljedeće:*

Frekvencija (učestalost) kvarova sustava uzemljenja u tom stanju je:

$$f = f_1 A_2 N_3 + f_2 A_1 N_3 + f_3 A_1 A_2 = 1.8512 \cdot 10^{-2} (1/\text{god})$$

Vjerojatnost stanja sustava iznosi:

$$P_{"3"} = A_1 A_2 N_3 = 8.1619 \cdot 10^{-3}$$

Vrijeme boravka u ovom stanju je:

$$T_{"3"} = \frac{1}{\mu_3 + \lambda_1 + \lambda_2} = 0.4409 (\text{sati} / \text{god})$$

b4) *Karakteristične veličine pouzdanosti sustava u svim stanjima, tj. u svim kombinacijama kvarova komponenti (prema tablici 1 i pripadajućim izrazima) dane su u sljedećoj tablici:*

Tablica 2. Karakteristične veličine pouzdanosti za sustav uzemljenja TS 10(20)/0.4 kV s tri komponente

Red. broj	Stanje sustava	Stanje komponente			Frekvencije stanja sustava (1/god.)	Stac. raspoloživost (vjeroj. ispravnosti)	Vrijeme boravka u stanju T (sati/god.)	Intenzitet kvara (1/god.)	Vjerojatnost kvara	Intenzitet popravka (1/god.)
		1.	2.	3.						
1.	"0"	1	1	1	$4.3308 \cdot 10^{-2}$	$A = 0.98489$	$m = 22.741$	$4.3972 \cdot 10^{-2}$	$1.511 \cdot 10^{-2}$	2.8662
2.	"1"	0	1	1	$1.0635 \cdot 10^{-3}$	$P_{"1"} = 1.0145 \cdot 10^{-4}$	$9.5398 \cdot 10^{-2}$	10.483	0.9999	$1.0636 \cdot 10^{-3}$
3.	"2"	1	0	1	$2.4078 \cdot 10^{-2}$	$P_{"2"} = 6.792 \cdot 10^{-3}$	0.28209	3.5451	0.99321	$2.4243 \cdot 10^{-2}$
4.	"3"	1	1	0	$1.8512 \cdot 10^{-2}$	$P_{"3"} = 8.1619 \cdot 10^{-3}$	0.4409	2.2681	0.99184	$1.8664 \cdot 10^{-2}$
5.	"4"	0	0	1	$9.7835 \cdot 10^{-6}$	$P_{"4"} = 6.9965 \cdot 10^{-7}$	$7.1513 \cdot 10^{-2}$	13.983	0.9999994	$9.7835 \cdot 10^{-6}$
6.	"5"	0	1	0	$1.0683 \cdot 10^{-5}$	$P_{"5"} = 8.4076 \cdot 10^{-7}$	$7.87 \cdot 10^{-2}$	12.706	0.99999916	$1.0683 \cdot 10^{-5}$
7.	"6"	1	0	0	$3.2472 \cdot 10^{-4}$	$P_{"6"} = 5.6286 \cdot 10^{-5}$	0.17334	5.7691	0.99994	$3.2474 \cdot 10^{-4}$
8.	"7"	0	0	0	$9.3973 \cdot 10^{-8}$	$N = 5.7981 \cdot 10^{-9}$	$r = 6.17 \cdot 10^{-2}$	16.208	0.999999995	$9.3973 \cdot 10^{-8}$

Napomena. - 1 - komponenta u stanju ispravnosti; 0 - komponenta u stanju kvara

- komponenta 1. – osnovni uzemljivač

- komponenta 2. - uzemljivač susjednih TS preko VN kabela

- komponenta 3. – uzemljivači NN mreže preko NN izvoda.

4. ZAKLJUČAK

Analizom dostupnih podataka iz dnevnika operatora mreže 10 i 0.4 kV, u gradu Osijeku, posljednjih pet godina, prosječno godišnje se događa 12 potpunih prekida visokonaponskog kabela. Također je analizom zapisa o prekidima ustanovljeno da oni prosječno traju 5 sati po prekidu. Za niskonaponsku mrežu istovrsni podaci su sljedeći: prosječno 36 prekida godišnje s dva sata trajanja prekida. Kvarovi osnovnog uzemljivačkog sustava TS su: prosječno 0.3 kvara godišnje s 0.9 sati trajanja kvara godišnje.

Prethodno poglavlje predočava proračun kojim se pokazuju vrijednosti karakterističnih veličina pouzdanosti komponenata i sustava uzemljenja TS. Po učestalosti kvarova prvi je VN kabel s 2.41 u 100 godina, a zadnji osnovni uzemljivač TS s 1.07 u 1000 godina, iako NN kabeli imaju veći intenzitet od 7.38 na 100 km NN mreže godišnje od VN kabela s 6.59 na 100 km. Razlog je u tome što je NN kabela gotovo 4 puta više od VN kabela.

Po stacionarnoj raspoloživosti, tj. vjerojatnosti ispravnosti, najbolji je naravno osnovni uzemljivač s 99.989 % vjerojatnošću ispravnosti, slijedi VN kabel s 99.31 %, te NN kabel s 99.18 %.

Po intenzitetu kvara prvi je VN kabel s 2.43 kvara u 100 godina, slijedi NN kabel s 1.86 kvarova u 100 godina, a najbolji je osnovni uzemljivač TS s 1.07 kvarova u 1000 godina.

Najveći intenzitet popravka ima osnovni uzemljivač TS s 10.44, slijedi VN kabel s 3.53, pa NN kabel s 2.24 popravka godišnje, što znači da se VN kabel gotovo 3 puta, a NN kabel nešto manje od 5 puta lošije popravljaju od osnovnog uzemljivača. Time je slikovitije prikazana vjerojatnost ispravnosti, a potvrđene velike razlike komponenti sustava uzemljenja TS 10(20)/0.4 kV u intenzitetu kvara.

Kada promatramo sustav uzemljenja TS 10(20)/0.4 kV kao paralelni spoj sve tri komponente (tablica C2), ističu se dva ekstrema. Prvi je u stanju sustava "0" kada su sve tri komponente ispravne (što je i normalno željeno stanje koje se održava popravcima kod kvara i redovnim održavanjem) sa stacionarnom raspoloživošću od 98.49 %, s mogućim srednjim vremenom trajanja kvara od 22.74 sata godišnje, intenzitetom kvara od 4.4 kvara u 100 godina i intenzitetom popravka od 2.87. Ističe se frekvencija tog stanja od 4,33 u 100 godina. Drugi ekstrem je kada su sve tri komponente sustava uzemljenja u kvaru (što je i teoretski nemoguće jer je to slučaj kada TS uopće nije u nikakvom pogonu, tj. ne postoji kao elektroenergetski objekt) no i za to stanje pouzdanost daje veličine.

Stanje s kvarom samo osnovnog uzemljivača ima frekvenciju od 1.06 kvarova u 1000 godina, s kvarom samo VN kabela od 2.41, a stanje s kvarom samo NN kabela ima frekvenciju od 1.85 kvarova u 100 godina.

LITERATURA

- [1] V. MIKULIČIĆ, M. URBIHA-FEUEBACH: "Analiza pouzdanosti i raspoloživosti u Elektroenergetskom sustavu", I, II, III, IV ETF, Zagreb, 1976.-1977.
- [2] S. NIKOLOVSKI: "Osnove analize pouzdanosti elektroenergetskog sustava", ETF, Osijek 1995.
- [3] R. BILLINTON, R. N. ALLAN: "Reliability Evaluation of Power Systems", Third Printing, 1990.
- [4] R. BILLINTON, R. N. ALLAN: "Reliability of Large Electric power Systems", 1998.
- [5] V. MIKULIČIĆ, Z. ŠIMIĆ, S. NIKOLOVSKI: "Ovisnost raspoloživosti razdjelne mreže o smještaju i šemi TS 110/x kV", Savjetovanje HK CIGRE, Cavtat 1997.

RELIABILITY OF URBAN 10(20)/0.4 kV TS GROUNDING COMPONENTS AND SYSTEM

In the paper a reliability analysis of urban 10(20)/0.4 kV TS grounding components and system is given. The aim is to show the reliability parameters' value of certain components and the whole system. Failure data have been collected and analysed on the existing 10(20)/0.4 kV TS network of the town of Osijek.

ZUVERLÄSSIGKEIT DER BESTANDTEILE DES ERDUNGSSYSTEMS EINES STÄDTISCHEN 10(20)/04 KV UMSPANNWERKES

Die Arbeit stellt die Überprüfung der Zuverlässigkeit von Bestandteilen und von der Gesamtheit des Erdungssystems eines städtischen 10(20)/04 kV Umspannwerkes.

Ziel dieser Arbeit ist die Zuverlässigkeits-Kennzifferwerte einzelner Bestandteile und des ganzen Erdungssystems anzuzeigen. Die Angaben über entstandene Fehler sind am bestehenden Netz der städtischen 10(20)/04 kV Umspannwerke der Stadt Osijek angesammelt, und die Fehler selbst untersucht worden.

Naslov pisca:

Mr. sc. Pavle Filko, dipl. ing.
HEP DP "Elektroslovanija" Osijek
Šet. kard. F. Šepera 1a,
31000 Osijek, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
 2001-09-04.

STRATEGIJA ISPITIVANJA CIJEVI PAROGENERATORA PWR NUKLEARNIH ELEKTRANA

Mr. sc. Željko Postružin, Zagreb

UDK 621.039.51:618.1
PREGLEDNI ČLANAK

U radu nuklearne elektrane sigurnost zauzima značajno mjesto. Parogenerator, kao jedna od glavnih komponenata primarnog kruga, igra važnu ulogu u sigurnosti, stabilnosti rada i produktivnosti nuklearne elektrane. Integritet parogeneratora, potrebno je u tom smislu, stalno održavati i time omogućiti visok stupanj raspoloživosti rada elektrane.

Za postizanje tog cilja, potrebno je provesti različite aktivnosti pregleda i održavanja komponenti za vrijeme redovitih prekida rada elektrane.

Dosadašnje iskustvo pokazuje da su PWR¹ parogeneratori vrlo osjetljivi zbog oštećenja cijevi različitim mehanizmima. Periodična ispitivanja parogeneratora, jednako kao i inicijalna ispitivanja, osnovne su aktivnosti za postizanje spomenutih ciljeva.

Ključne riječi: parogenerator, vrtložne struje, ispitivanje, propisi.

1. ISPITIVANJE PAROGENERATORA

Pod pojmom "ispitivanje parogeneratora" podrazumijeva se ispitivanje cijevi i cijevne stijene parogeneratora. Cilj ispitivanja je saznanje o integritetu cijevi i cijevne stijene parogeneratora s aspekta mogućih oštećenja, koja bi mogla biti uzrokom potencijalnog propuštanja primarnog hladioca u sekundarni krug elektrane. S tom svrhom primjenjuje se, kao najefikasnija, metoda ispitivanja pomoću vrtložnih struja.

2. ČIMBENICI KOJI UTJEČU NA DEFINIRANJE STRATEGIJE ISPITIVANJA

Strategija pogonskog ispitivanja igra vrlo važnu ulogu u radu svake pojedine nuklearne elektrane. Pri tom treba uzeti u razmatranje mnogo čimbenika, kao što su:

- nacionalni propisi
- tehnička specifikacija određene nuklearne elektrane
- pogonsko iskustvo (iznenadni zastoji zbog curenja cijevi parogeneratora ili njihovog puknuća, status kondenzatorskih cijevi, kemijska kontrola hladioca, različiti neželjeni događaji za vrijeme rada parogeneratora, itd.)
- primijenjena tehnika ispitivanja vrtložnim strujama (bobbin² sonde, rotirajuće sonde, sonde s nizom zavojnica, itd.)

¹ PWR- Pressurized Water Reactor (nuklearne elektrane s tlačno-vodnim reaktorima)

² "Bobbin"sonda - klasična sonda za ispitivanje cijevi parogeneratora, radi u diferencijalnom i apsolutnom režimu, sastoji se od dvije zavojnice namotane po obodu tijela sonde.

- rezultati ispitivanja (npr. baza podataka od prethodnih ispitivanja)
- rezultati istraživanja (istraživanja koja se odnose na izvađene cijevi iz parogeneratora, širenje mehanizama oštećenja, saznanja o uzrocima oštećenja, lokacijama oštećenja, itd.)
- pristup kriterijima čepčenja (opći kriterij prema dubini oštećenja, specifični kriterij lokacije)
- radno iskustvo drugih sličnih elektrana.

3. PODJELA ISPITIVANJA PWR PAROGENERATORA

Osnovno ispitivanje

Osnovno ispitivanje provodi se nakon instalacije parogeneratora, a prije uključenja u pogon. Rezultati, dobiveni osnovnim ispitivanjem, daju uvid o mogućim oštećenjima nastalim prigodom proizvodnje i za vrijeme instalacije parogeneratora.

Prvo pogonsko ispitivanje nakon osnovnog ispitivanja

Svrha prvog pogonskog ispitivanja je prikupljanje informacija o:

- oštećenjima cijevi nastalim prilikom proizvodnje, te o ostalim oštećenjima cijevi pronađenim tijekom osnovnog ispitivanja.
- mogućoj pojavi različitih tipova oštećenja cijevi nastalih nakon osnovnog ispitivanja.

Dobiveni rezultati daju osnovne podatke za planiranje sljedećih ispitivanja.

Sljedeća pogonska ispitivanja

Pogonskim ispitivanjima prikupljaju se informacije, kao što su:

- stupanj porasta oštećenja cijevi nastalih u radu parogenerators između dva ispitivanja
- moguća pojava novih oštećenja cijevi nastalih u radu parogenerators između dva ispitivanja.

Pri pogonskom ispitivanju rezultati se mogu klasificirati u dvije osnovne skupine, a to je postojanje ili nepostojanje aktivnog mehanizma³ oštećenja cijevi.

Stechena iskustva ispitivanja PWR parogenerators, te uz to postojeći propisi, čine bazu za određivanje strategije ispitivanja.

4. ISKUSTVA ISPITIVANJA PWR PAROGENERATORS METODOM VRTLOŽNIH STRUJA

Postoji nekoliko tipova poznatih mehanizama oštećenja⁴ cijevi PWR parogenerators. Načelno mogu biti podijeljeni u dvije glavne grupe:

Mehanički mehanizmi oštećenja

- *Trošenje* – volumno odnošenje materijala uzrokovano mehaničkim utjecajem kontakta dvaju materijala;
- *Zamor* – degradacija materijala nastala širenjem oštećenja u materijalu uslijed promjenljivog mehaničkog opterećenja;
- *Abrazija* – oblik erozije (gubitak materijala) uzrokovano udarom čestica krutina i/ili tekućina o površinu materijala.

Kemijski mehanizmi oštećenja

- *Međugranularni napad* – oštećenje uslijed korozije koje se širi po granicama zrna u materijalu;
- *Jamičasta korozija* – korozijski proces uzrokovan lokalnim galvanskim razlikama potencijala u cijevima i neravnomjernom brzinom korodiranja površine;
- *Stanjenje* – volumetrijsko odnošenje materijala cijevi, lokalna korozija uzrokovana kemijskim procesom uz prisustvo fosfatne kiseline;
- *PWSCC (Primary Water Stress Corrosion Cracking)* – stvaranje pukotine uslijed naponske korozije na primarnoj strani cijevi.

Intenzitet određenog mehanizma oštećenja ovisi o nekoliko čimbenika, kao što su:

1. kemija vode
2. uvjeti (režim) rada
3. položaj cijevi u cijevnom snopu

³ Pojava novih signala oštećenja, povezanih s mehanizmima oštećenja, koji su bili utvrđeni za vrijeme pogonskog ispitivanja ili prethodno pronađeni signali oštećenja tog tipa, kojima je signal narastao u odnosu na osnovno ispitivanje.

⁴ U nedostatku adekvatnih hrvatskih naziva vrsta oštećenja, u tekstu su korišteni nazivi oštećenja na engleskom jeziku.

4. položaj oštećenja na cijevi
5. svojstva materijala cijevi
6. proces proizvodnje parogenerators.

Uzimajući u obzir morfologiju, oštećenje može biti prepoznato kao:

- pukotina (međugranularni napad, PWSCC)
- površinski gubitak materijala (trošenje, stanjenje)
- volumno oštećenje (jamičasta korozija).

Promatrajući s aspekta strategije ispitivanja, vrlo je važno kakvo je ponašanje mehanizama oštećenja. Tako je moguće prepoznati dva tipa mehanizama oštećenja:

1. aktivni mehanizmi oštećenja
2. ne aktivni mehanizmi oštećenja.

Informacije o postojećim mehanizmima oštećenja mogu biti prikupljene korištenjem različitih tehnika ispitivanja metodom vrtložnih struja (EC⁵ metoda). Svaka pojedina tehnika EC metode ima svoje karakteristike, prednosti i nedostatke. Kratak pregled karakteristika raznih EC tehnika ispitivanja prikazan je u tablici 1.

Za ispitivanje parogenerators metodom vrtložnih struja, moguće je iz prethodne tablice donijeti sljedeće zaključke:

1. Bobbin tehnika je najprikladnija tehnika za brzo ispitivanje cijevi PWR parogenerators, za prikupljanje osnovnih podataka o mogućem oštećenju.
2. Rotirajuća tehnika je najprikladnija tehnika ispitivanja s ciljem prikupljanja dodatnih informacija o oštećenjima pronađenim pomoću bobbin tehnike ispitivanja, isto tako za ispitivanje područja promjene geometrije cijevi.

Potrebno je napomenuti da se u najnovije vrijeme razvijaju nove rotirajuće tehnike ispitivanja. Primjena novih tipova sondi je korištenje rotirajućeg magnetskog polja umjesto rotirajućeg zavojnice. S obzirom na vrlo veliku brzinu rotirajućeg magnetskog polja, moguće je dobiti slične rezultate kao i sa standardnom rotirajućom sondom, a brzinom snimanja kao kod bobbin sonde. To znači da nova sonda ima prednosti klasične rotirajuće sonde i bobbin sonde zajedno. Budućnost će pokazati kako će nova sonda utjecati na rezultate ispitivanja.

Značajni doprinos određivanju strategije ispitivanja je saznanje o mehanizmima oštećenja, koja se, u osnovi, sastoje od sljedećih podataka:

- vrsta procesa degradacije (stanjenje, jamičasta korozija, PWSCC, međugranularni napad/SCC, trošenje, itd.)
- lokacija degradacije (*položaj na cijevi*: slobodna dužina, ispod potpornih struktura, ispod antivibracijskih elemenata, pri vrhu cijevne stijene, unutar cijevne stijene, *položaj u sklopu cijevne stijene*: red i kolona cijevi, područje cijevne stijene parogenerators, itd.)

⁵ EC – Eddy Current (vrtložne struje)

Tablica 1. Osnovne karakteristike različitih EC tehnika ispitivanja

Tip EC tehnike	Sposobnost detekcije	Napomena
Bobbin tehnika	<ol style="list-style-type: none"> 1. Dubina oštećenja 2. Volumen oštećenja 3. Aksijalna lokacija oštećenja 	Mogućnost mjerenja dužine oštećenja postoji (direktna funkcija velike aksijalne brzine), ali je pogreška mjerenja mnogo veća nego pomoću rotirajuće tehnike.
Rotirajuća tehnika	<ol style="list-style-type: none"> 4. Dužina oštećenja 5. Širina oštećenja 6. Oblik oštećenja 7. Orijentacija oštećenja 8. Mogućnost razlikovanja nekoliko oštećenja na jednoj aksijalnoj lokaciji 9. Mogućnost ispitivanja dijelova cijevi s promjenama geometrije (ulegnuće, ispupčenje, prijelazna područja, zakrivljenost). 	<p>Mogućnost mjerenja dubine oštećenja postoji, ali je pogreška mjerenja veća nego kod primjene bobbin tehnike.</p> <p>Osnovni nedostatak uporabe rotirajuće tehnike sastoji se u maloj brzini ispitivanja u usporedbi s ostalim tehnikama ispitivanja (i do 30 puta sporija).</p>
Tehnika s nizom površinskih zavojnica	<ol style="list-style-type: none"> 1. Dužina oštećenja 2. Širina oštećenja 3. Orijentacija oštećenja 4. Mogućnost razlikovanja više oštećenja na jednoj aksijalnoj lokaciji 	Sve spomenute mogućnosti su bitno manje u usporedbi s adekvatnim mogućnostima ispitivanja bobbin tehnike i rotirajuće tehnike.

Napomena. "Dužina" je orijentirana u smjeru osi cijevi, a "širina" u smjeru oboda cijevi.

- porast učestalosti određenog tipa oštećenja
- uzroci oštećenja (istjecanja u kondenzatoru, prisustvo bakrenih slitina u sekundarnom krugu, kemijsko čišćenje, nepredvidljivi događaji, itd.).

U nekim slučajevima, kao što pokazuje iskustvo, postoji veliko neslaganje broja pronađenih oštećenja, raspodjele oštećenja (uzduž cijevnog snopa i u sklopu cijevne stijene), te trend širenja oštećenja na parogeneratorima iste elektrane. To znači da je potrebno stvoriti bazu podataka za svaki parogenerator.

U mnogim slučajevima, postojanje aktivnog mehanizma oštećenja uključuje:

- proširenje opsega ispitivanja,
- smanjenje intervala između dvaju ispitivanja,
- moguću primjenu različitih tehnika ispitivanja.

Pravilno definiranim opsegom i intervalom ispitivanja pomoću vrtložnih struja, kao i primjenom adekvatne tehnike ispitivanja, moguće je postići pouzdan nadzor za očuvanje integriteta cijevnog snopa parogeneratora.

5. PROPISI I PREPORUKE U SAD

Postoji mnogo nacionalnih propisa u zemljama s vlastitim nuklearnim programima. Najrasprostranjeniji u svijetu su propisi Sjedinjenih Američkih Država. U sljedećem poglavlju bit će prikazan kratak pregled propisa i prakse ispitivanja PWR parogeneratora u SAD s diskusijom o novim dokumentima.

Postoje dva osnovna dokumenta u SAD koji pokrivaju opseg ispitivanja parogeneratora PWR elektrana. Prvi

i najpoznatiji dokument je "NRC Regulatory Guide 1.83 - Inservice Inspection of Pressurized Water Reactor Steam Generator Tubes" (Pogonsko ispitivanje cijevi parogeneratora tlačnovodnih nuklearnih elektrana), koji predstavlja stanje regulatornog organa SAD (US NRC⁶) i osnovni je obvezatni dokument u SAD. Nedostatak ovog dokumenta je taj što je on vrlo star (1975), te njime nije pokrivena današnja tehnologija ispitivanja parogeneratora, kao i nova saznanja o ponašanju oštećenja cijevi parogeneratora. Drugi dokument, koji proizlazi iz najnovijih iskustava industrije i ispitivanja, je EPRI⁷ document "TR-107569-V1R5: PWR Steam Generator Examination Guidelines" (Smjernice za ispitivanje PWR parogeneratora), revizija 5 (1997) koji je u sadašnje vrijeme najnapredniji dokument, ali nije obavezan za primjenu. Osim spomenutih dokumenata NRC je u fazi pripreme novog dokumenta pod naslovom "Steam Generator Tube Integrity" (Integritet cijevi parogeneratora) koji je u obliku koncepta (Draft DG-1074). Spomenuti dokument trebao bi u budućnosti zamijeniti R.G 1.83 i RG 1.121 "Bases for Plugging Degraded PWR Steam Generator Tubes" - 08/1976 (Osnove za čepljenje oštećenih cijevi PWR parogeneratora).

U tablici 2 prikazane su, ukratko, smjernice za ispitivanje parogeneratora obuhvaćene spomenutim dokumentima, a njihova usporedba prikazana je u dijagramima 1 i 2.

⁶ US NRC (United States Regulatory Commission)

⁷ EPRI (Electric Power Research Institute)

Tablica 2.

Dokument	Osnovno ispitivanje
NRC R.G. 1.83	100% cijelom dužinom – metoda vrtložnih struja ili alternativna metoda
NRC Draft DG-1074	100% cijelom dužinom – uobičajena metoda bezrazornog ispitivanja (npr., metoda vrtložnih struja s bobbin sondom). Dodatna ispitivanja s osjetljivijom tehnikom ispitivanja (npr. rotacijska tehnika vrtložnih struja) pri pojavi neuobičajenih i iskrivljenih signala.
EPRI TR-107569-V1R5	100% cijelom dužinom – uobičajena metoda bezrazornog ispitivanja s bobbin sondom. Dodatna ispitivanja pri pojavi neuobičajenih uvjeta rotacijskom tehnikom vrtložnih struja.
Dokument	Ostala pogonska ispitivanja
NRC R.G. 1.83	<p><i>Opseg:</i></p> <p>Prvo ispitivanje – svi parogeneratori, min. 3% od svakog.</p> <p>Sva ostala ispitivanja – potrebno je ispitati prigodom svakog ispitivanja barem 3% ukupnog broja cijevi u svakom parogeneratoru, ili jedan parogenerator u opsegu 3% ukupnog broja cijevi svih parogeneratorskih pogona, pod uvjetom da prvo ispitivanje pokaže da se svi parogeneratori ponašaju slično. U opseg ispitivanja treba uključiti sve nezačepljene cijevi s oštećenjima 20%, te cijevi u područjima s potencijalnim problemima.</p> <p><i>Uzimanje uzoraka:</i></p> <p>Prema slučajnom odabiru, osim kada iskustvo na sličnim elektranama pokaže kritično područje za ispitivanje. Također treba ispitati sve nezačepljene cijevi, koje otprije imaju izmjereno oštećenje 20%. U ovisnosti o rezultatima ispitivanja vrtložnim strujama, opseg može biti povećan do 100% slijedeći "Posebne zahtjeve uzimanja uzoraka".</p> <p><i>Interval:</i></p> <p>Prvo ispitivanje – nakon 6 (EFPM⁸) mjeseci rada elektrane ali prije 24 kalendarska mjeseca. Sljedeća ispitivanja: ne kraće od 12, niti duže od 24 kalendarska mjeseca nakon osnovnog ispitivanja. Ako dva susjedna ispitivanja rezultiraju s manje od 10% cijevi s pronađenim oštećenjima (20%) i ne značajno (10%) povećanje oštećenja cijevi s osnovno otkrivenim oštećenjima, frekvencija ispitivanja može se povećati u intervalu i do 40 mjeseci.</p> <p><i>Tehnika vrtložnih struja:</i> standardna bobbin tehnika ispitivanja</p>
NRC Draft DG-1074	<p><i>Opseg:</i></p> <p>Minimalni opseg 20% cijevi koje su ostale u pogonu, u ovisnosti od prisutnosti (da li je prisutan) aktivnog mehanizma oštećenja i njegovih karakteristika (položaj, intenzitet, stupanj širenja, itd.</p> <p><i>Uzimanje uzoraka:</i></p> <p>Početni uzorak: 20% cijevi svakog parogeneratorskog pogona, koje su u pogonu (cijelom dužinom, uzimajući u obzir iskustvo na određenim i sličnim elektranama, uvjetima rada, itd.).</p> <p>Prošireni uzorak: u slučaju pronalaska aktivnog tipa oštećenja, za vrijeme početnog uzimanja uzoraka, potrebno je ispitati 100% cijevi dotičnog parogeneratorskog pogona, koje su ostale u pogonu, sve dok nije moguće pokazati da je taj tip oštećenja ograničen na nekom kritičnom području. Ako se tip oštećenja pojavi u kritičnom području, prošireni uzorak može biti ograničen na definirano područje, koje se sastoji od kritičnog područja i okolnog pojasa.</p> <p><i>Interval:</i></p> <p>Prvo ispitivanje: između 6 i 24 EFPM.</p> <p>Sljedeća ispitivanja: frekvencija ispitivanja treba biti odabrana tako da procjena pogona⁹ pokaže da će biti zadovoljena provedba kriterija integriteta cijevi¹⁰ do sljedećeg planiranog ispitivanja dotičnog parogeneratorskog pogona. Nadalje, niti jedan parogenerator ne smije raditi više od dva goriva ciklusa između pogonskih ispitivanja.</p> <p>Nakon neplaniranih obustava pogona, kao što je curenje cijevi iz primarnog u sekundarni krug, seizmičke pojave OBE, LOCA, MSLB, MFLB¹¹.</p> <p><i>Tehnika vrtložnih struja:</i> standardna bobbin tehnika ispitivanja. Dodatna ispitivanja, za neuobičajene uvjete ili signale, s osjetljivijom tehnikom ispitivanja bez razaranja (npr. rotirajućom sondom).</p>

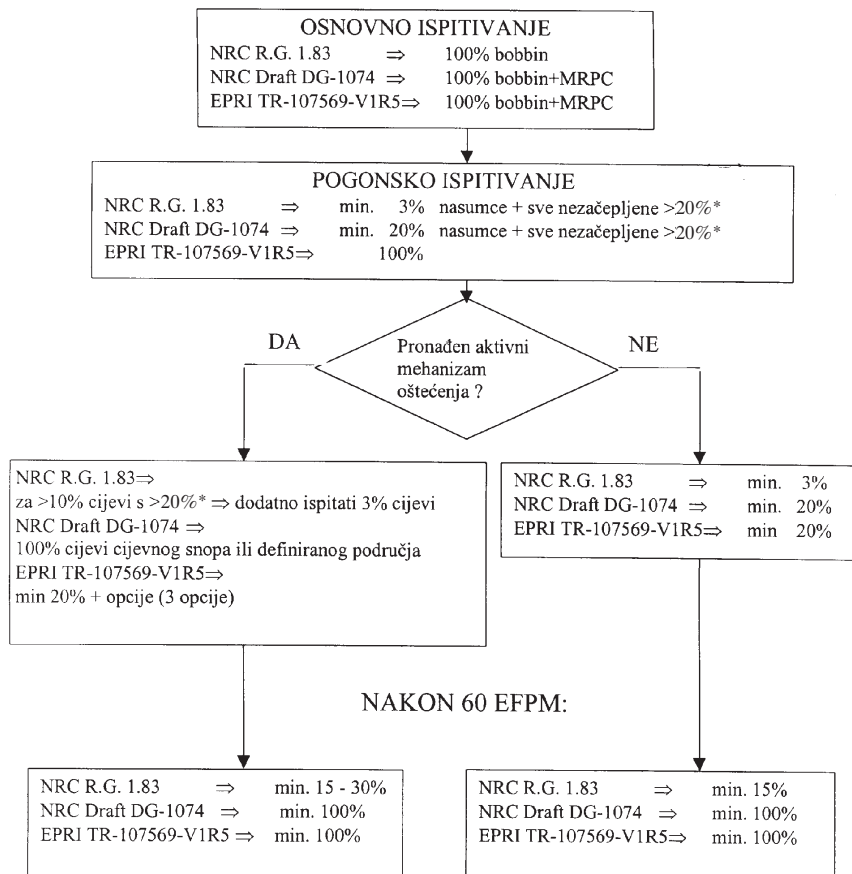
⁸ EFPM (Effective Fuel Power Months) – Mjeseci efektivnog rada elektrane

⁹ procjena pogona – procjena koja treba osigurati uvjet da će cijevi parogeneratorskog pogona zadovoljavati kriterij integriteta cijevi do sljedećeg ispitivanja

¹⁰ kriterij integriteta cijevi - omogućuje, ako je zadovoljen, razumnu sigurnost da će integritet cijevi ostati dosljedan s postojećim dobivenim dozvolama za pogon

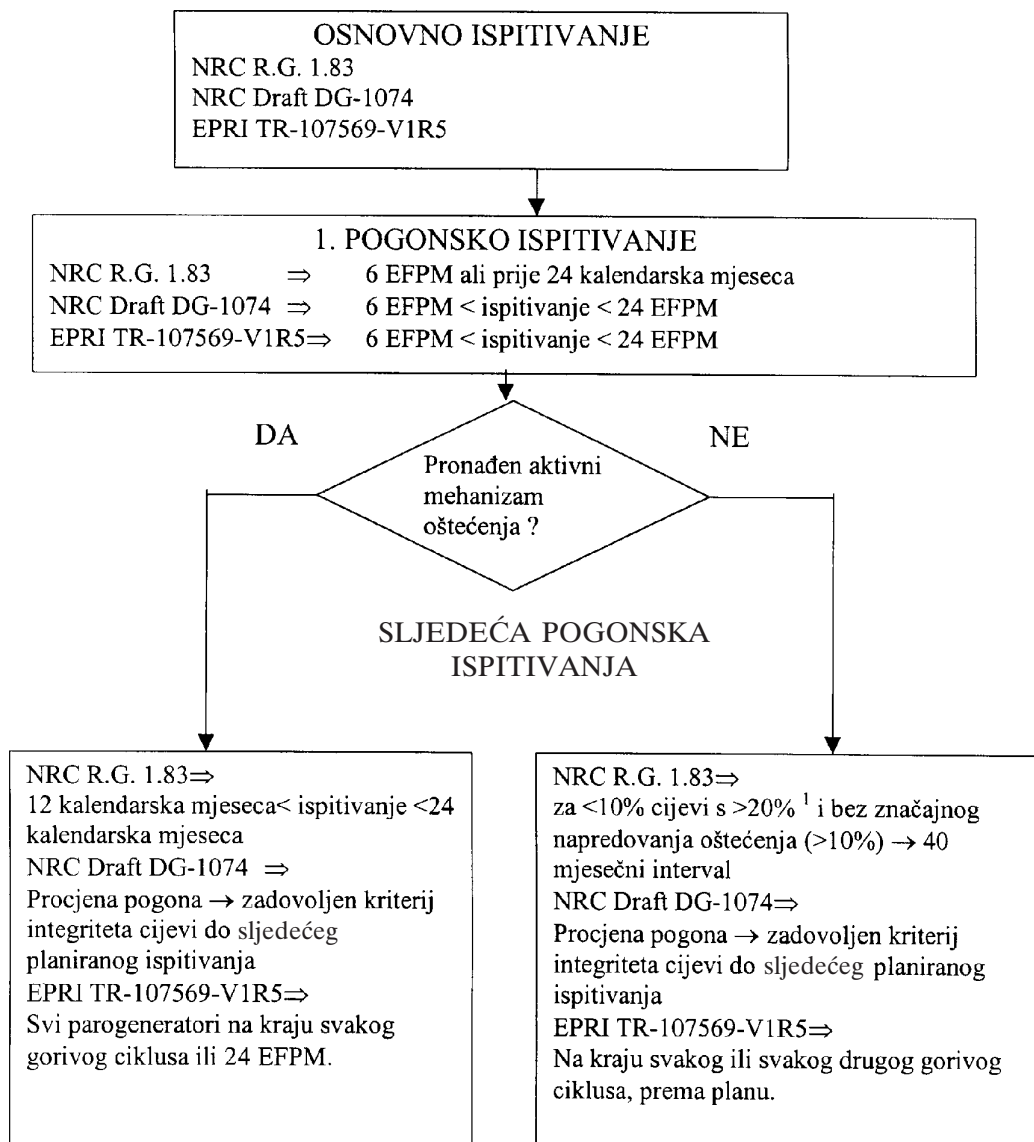
¹¹ OBE (Operating Basis Earthquake), LOCA (Loss-of-coolant accident), MSLB, MFLB (Main steam line or feedwater line break)

Dokument	Ostala pogonska ispitivanja
EPRI TR-107569-V1R5	<p><i>Opseg:</i> Prvo ispitivanje: 100% cijevi na svim parogeneratorima. Sljedeća ispitivanja: 20% - 100% cijevi koje su u pogonu, ovisno o postojanju (da li je prisutan ili nije) aktivnog mehanizma oštećenja i njegovim karakteristikama (lokacije, intenzitet, povećanje oštećenja, itd.). Ako je prisutan aktivni mehanizam oštećenja, EPRI ima posebne algoritme za određivanje opsega ispitivanja kao funkcije više parametara, kao što su: tip oštećenja, broj cijevi zahvaćenih oštećenjima tog tipa, porast oštećenja, potencijalna kritična područja, itd. Ako aktivni mehanizam oštećenja nije pronađen, moguće je ispitati 120% cijevi svakog parogeneratora prilikom svakog remonta, ili 140% cijevi na polovini ukupnog broja parogeneratora svaki remont, ili 140% cijevi svakog parogeneratora svaki drugi remont.</p> <p><i>Uzimanje uzoraka:</i> Ako je pronađen aktivni mehanizam oštećenja: EPRI ima posebne algoritme za određivanje sustava uzorkovanja kao funkcije više parametara, kao što su: tip oštećenja, broj cijevi zahvaćenih oštećenjima tog tipa, porast oštećenja, potencijalna kritična područja, itd.</p> <p><i>Interval:</i> Prvo ispitivanje: između 6 i 24 EFPM. Sljedeća ispitivanja: ako je pronađen aktivni mehanizam oštećenja, svi parogeneratori trebaju biti ispitani na kraju svakog gorivog ciklusa ili 24 EFPM, ovisno koji termin je kraći. Ako nije pronađen aktivni mehanizam oštećenja, parogeneratori trebaju biti ispitani nakon svakog ili svakog drugog gorivog ciklusa. 100% cijevi treba biti ispitano u roku 60 EFPM. Niti jedan parogenerator ne smije raditi više od dva goriva ciklusa do sljedećeg ispitivanja. Nakon neplaniranih obustava pogona, kao što je curenje cijevi iz primarnog u sekundarni krug, seizmičke pojave OBE, LOCA, MSLB, MFLB.</p> <p><i>Tehnika vrtožnih struja:</i> standardna bobbin tehnika ispitivanja. Dodatna ispitivanja, za neuobičajene uvjete ili signale, s osjetljivijom tehnikom ispitivanja bez razaranja (npr. rotirajućom sondom).</p>



Dijagram 1. Opseg ispitivanja (usporedba)

* udio pronađenog oštećenja dubine stijenke cijevi



Dijagram 2. Frekvencija ispitivanja (usporedba)

Novi dokument (NRC Draft DG-1074) prikazuje drugačiji pristup ispitivanju parogenerators. Opseg ispitivanja, u usporedbi s prethodnim dokumentima, pokazuje zahtjev za ispitivanjem većeg broja cijevi u gorivom ciklusu elektrane, naročito ako je prisutan aktivni mehanizam oštećenja. Zahtjev za učestalošću ispitivanja također pokazuje različiti pristup prema prethodnim dokumentima. Potrebno je procijeniti determinističkim i vjerojatnosnim metodama opasnosti od pucanja cijevi s oštećenjima koje su ostavljene u pogonu, kao i opasnosti propuštanja tih cijevi preko granica dopuštenih tehničkim specifikacijama predmetnih elektrana.

6. OSVRT NA NE KRŠKO

S obzirom da su u 2000. godini zamijenjeni parogenerators u Nuklearnoj elektrani Krško, za očekivati je da će i strategija pristupa ispitivanja parogenerators

doživjeti adekvatne promjene. NEK, elektrana koja dokumentacijom i procedurama slijedi američku regulativu, moći će u skladu s novim težnjama u američkoj regulativi, te iskustvima na postojećim jedinicama s istim tipom parogenerators, donijeti adekvatnu strategiju ispitivanja novih parogenerators.

Strategija ispitivanja može biti bazirana na:

1. usporedbenim dokumentima, uzimajući u obzir novi dokument NRC DG-1074.
2. radnom iskustvu na jedinicama s parogeneratorima istog tipa, te istog materijala cijevi.

U odnosu na tehniku ispitivanja vrtložnim strujama, očigledno je da će glavna tehnika ispitivanja biti tehnika s bobbin sondom, kao tehnika s najvećom brzinom ispitivanja, koja daje osnovnu informaciju o eventualnom oštećenju cijevi u parogeneratoru. Dodatno, poželjno je ispitati, u određenim intervalima, različita područja interesa (prelazna područja, potporne struk-

ture u zoni savijenih cijevi, potporne strukture u zoni ravnih dijelova cijevi, itd.) s drugim tipovima sonde (rotirajuća, s ukriženim zavojnicama), koje posjeduju dodatne mogućnosti detekcije u odnosu na standardnu bobbin sondu.

Kvalitetno odabrana strategija ispitivanja novih parogenerators svakako može imati pozitivan utjecaj na sigurnost i pouzdanost rada parogenerators, a time i same Nuklearne elektrane Krško.

LITERATURA

- [1] U.S. Nuclear Regulatory Commission: Regulatory Guide 1.83 "Inservice Inspection of Pressurized Water Reactor Steam Generator Tubes", Revision 1, July 1975
- [2] EPRI: PWR Steam Generator Examination Guidelines: Revision 5, TR-107569-V1R5, September 1997
- [3] U.S. Nuclear Regulatory Commission: Draft Regulatory Guide DG-1074), Steam Generator Tube Integrity, December 1998

TESTING STRATEGY OF PWR NUCLEAR PLANTS' STEAM GENERATOR PIPES

In the operation of nuclear plants security plays a significant role. Steam generator as one of the main components of the primary cycle, has an important role in the security, operation stability and productivity of a plant. In that sense it is necessary to permanently keep the integrity of a steam generator, thus enabling a high degree of the plant's availability. To meet that goal different observation activities are necessary as well as maintenance of components during the scheduled plant maintenance.

DAS VORGEHEN DER PRÜFUNG VON DAMPFERZEUGERRÖHREN DER KERNKRAFTWERKE MIT DRUCKWASSERMEILERN (PWR)

Im Betrieb der Kernkraftwerke nimmt die Sicherheit einen bedeutenden Platz ein. Der Dampferzeuger, als einer der Hauptbestandteile des primären Kreises, spielt in der Sicherheit und in der Stabilität des Betriebes, sowie in der Produktivität des Kernkraftwerkes eine wichtige Rolle. In dem Sinne ist es notwendig die Makellosigkeit des Dampferzeugers ständig aufrechtzuerhalten und dadurch einen hohen Grad der Verfügbarkeit des Kraftwerkes zu ermöglichen. Um dieses Ziel zu erreichen ist es notwendig verschiedene Tätigkeiten bezüglich der Untersuchung und der Instandhaltung der Bestandteile in den Zeitspannen regelmässiger Stillstände des Kraftwerkes durchzuführen.

Naslov pisca:

Mr. sc. Željko Postružin, dipl. ing.
INETEC - Institut za nuklearnu tehnologiju
Koturaška 51, 10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
2001-09-07.

