

ČASOPIS
HRVATSKE ELEKTROPRIVREDE

energija

IZDAVAČ – PUBLISHER

Godište 54 (2005)

Zagreb 2005

Br. 5

Hrvatska elektroprivreda d.d., Zagreb

ZA IZDAVAČA

Mr. sc. Ivan Mravak, dipl. ing.

POMOĆ U IZDAVANJU

Ministarstvo znanosti, obrazovanja i športa

UREĐIVAČKI SAVJET – THE PUBLISHING COUNCIL

Mr. sc. Branko *Grgić*, dipl. ing. (predsjednik), HEP d.d., Split – Adrijano *Fišer*, dipl. ing., HEP Proizvodnja d.o.o., Rijeka – Marijan *Kalea*, dipl. ing., HEP Prijenos d.o.o., Osijek – Damir *Karavidović*, dipl. ing., HEP Distribucija d.o.o., Osijek – mr. sc. Mladen *Mandić*, dipl. oec., Zagreb – dr. sc. Vladimir *Mikuličić*, dipl. ing., FER Zagreb – dr. sc. Niko *Malbaša*, dipl. ing., Ekenerg, Zagreb

UREDNIČKI ODBOR – EDITORIAL BOARD

Glavni urednik – Editor-in-chief: dr. sc. Zorko *Cvetković*, dipl. ing.
Urednik – Editor: mr. sc. Slavica *Barta-Koštrun*, dipl. ing.
Lektor – Šimun *Čagalj*, prof.
Grafički urednik – Graphic Editor: Miroslav *Trajković*

HEP d.d. – Energija
Uredništvo – The Editorial Board
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb
Telefoni: +385 1 /632-2641 i 632-2083
Telefaks: +385 1 /617-0438
e-mail: energija@hep.hr i slavica.barta@hep.hr
www.hep.hr

Godišnje izlazi 6 brojeva.

Godišnja pretplata bez PDV-a (22 %) iznosi:
- za pojedince 245,90 kn
- za poduzeća 394,16 kn
- za studente 57,38 kn

Žiro račun kod Zagrebačke banke broj:
2360000-1400129978

Godišnja pretplata za inozemstvo iznosi US\$ 95.

Devizni račun:
Zagrebačka banka broj: 2000006299
Tisak: Intergrafika d.o.o., Zagreb
Naklada 1000 primjeraka

SADRŽAJ

<i>Tot, M. – Jurić, Ž.</i> : Sustav trgovine emisijom stakleničkih plinova u Europskoj uniji (pregledni članak)	343
<i>Santica, I.</i> : Podmorske energetske kabelaške trase, dugoročna vizija gospodarenja podmorjem i zaštita podmorskog okoliša (pregledni članak)	351
<i>Bajs, D.</i> : Uklapanje novih kombiniranih plinsko-parnih elektrana (KTE) u elektroenergetski sustav (prijenosnu mrežu) Republike Hrvatske (stručni članak)	359
<i>Uran, V.</i> : Analiza rizičnosti projekta (pregledni članak).....	377
<i>Plavšić, T. – Kuzle, I.</i> : Regulacija napona i jalove snage kao pomoćna usluga sustava (prethodno priopćenje).....	385
<i>Vujević, D.</i> : Andersenova petlja (stručni članak)	397
Vijesti iz elektroprivrede i okruženja	405
Iz inozemne stručne literature	414

Fotografije na omotu:

TE-TO ZAGREB (str. 1., 3. i 4.)

Časopis je ubilježen u Ministarstvu kulture i prosvjete – Sektor informiranja pod brojem 161 od 12. 11. 1992.

Upute autorima

Da bi se članak mogao objaviti u časopisu ENERGIJA, potrebno ga je prirediti na sljedeći način:

1. Da bi se članak objavio u ENERGIJI, ne smije biti već objavljivan. Kad se preda Uredništvu ENERGIJE ne smije se više ponuditi nekom drugom uredništvu.
2. Da bi članak bio zanimljiv, mora biti jasan. Rečenice kratke, a izrazi poznati. Pismo: latinica. Pisati valja u trećem licu, ne upotrebljavajući pasivne oblike.
3. Članak ne bi smio imati više od 20 stranica (kartica). Ukoliko to nije moguće, treba ga podijeliti u dva ili više članaka.
4. Poželjno je da se autori pridržavaju međunarodnih normi (ukoliko nema domaćih) kada se radi o mjernim jedinicama, znakovima i ostalim simbolima. Ukoliko nisu koristili navedene norme potrebno je da uz članak dostave i osnovne podatke o simbolima i oznakama koje su koristili.
5. Svaki članak mora imati:
 - **kratak sažetak.** U njemu se čitatelju daje dovoljno informacija o sadržaju članka. Autor treba navesti nova otkrića i spomenuti temeljna načela na kojima je izveo pokuse što ih je opisao u članku. Ne smije imati više od 200 riječi.
 - **ključne riječi** (key words). To su izrazi koji čitatelju u najkraćem obliku naznačuju sadržaj članka. One pomažu čitatelju da sazna je li mu članak zanimljiv ili nije.
 - **kategorizaciju.** Autor ima pravo predložiti u koju se kategoriju članka ubraja njegov: u originalni znanstveni članak, prethodno priopćenje, pregledni članak, stručni članak ili pripada izvješćima sa savjetovanja, vijestima iz svijeta itd.
 - **literaturu.** Navodi se na kraju članka redom kojim je spomenuta u članku. Kad se autor u tekstu poziva na literaturu, u uglatoj zagradi piše se samo broj pod kojim je navedena. Podaci moraju biti točni i istiniti.
6. Članak mora imati naslov i jasno označene podnaslove. Ispod naslova treba napisati ime, prezime i mjesto stanovanja autora.
7. Na kraju članka valja navesti podatke o autoru: znanstvenu titulu (dr.sc., mr.sc.), ime i prezime, stručni naziv (prof. dipl. ing., oec, iur. i dr.), naziv ustanove u kojoj radi i punu adresu.
8. Naslov članka, kategorizacija, sažetak i ključne riječi moraju biti na istom listu papira.
9. Zbog složenosti tehničke stručne terminologije autori bi trebali, po mogućnosti, načiniti sažetke na engleskom jeziku.
10. Članak mora biti napisan na formatu A4 na računalo u Wordu 2000 ili novijoj verziji, s razmakom između redaka 11/2, u jednom stupcu. Ne treba koristiti poravnanje s desne strane, niti uvlačiti prvi red pasusa. Na lijevoj strani mora biti 4 cm širok rub za unošenje pogrešaka, uredničkih oznaka i dopuna.
11. Slike moraju biti u tif formatu, 1:1, rezolucije najmanje 300 dpi. Mogu biti uvučene u tekst, ali nije obveza.

Tako pripremljeni rukopis predaje se Uredništvu na disketi ili CD-u sa jednom kopijom na papiru. Uredništvo pregleda članak i daje ga recenzentima na ocjenu. Ukoliko recenzent povoljno ocijeni članak, Uredništvo ga daje na metrološku recenziju, zatim na lekturu. Nakon toga slijedi tehnička obrada i slanje u tiskaru. O tome je li članak primljen ili odbijen Uredništvo izvještava autora.

Da bi autori lakše odredili u koju će kategoriju prema kvaliteti biti uvršteni neki članak, donosimo osnovne upute o kategorizaciji članaka.

IZVORNI ZNANSTVENI ČLANAK (originalni znanstveni rad, originalno znanstveno djelo: original scientific paper, Wissenschaftlicher Originalbeitrag) opisuje nove rezultate istraživanja, tehnike ili aparate (npr. doktorska disertacija). Toj kategoriji pripada i dotad neobjavljeni rad koji pridonosi znanstvenoj spoznaji ili nekom shvaćanju, a napisan je tako da svaki kvalificirani znanstvenik na temelju danih informacija može:

- ponoviti pokus i postići opisane rezultate s jednakom točnošću ili unutar granice eksperimentalne pogreške, kako navodi autor
- ponoviti autorova zapažanja, proračune ili teorijske izvode i provesti slična mjerenja.

PRETHODNO PRIOPĆENJE (preliminary note, Vorläufige Mitteilung) sadrži znanstvene spoznaje ili rezultate koji zahtijevaju objavljivanje.

Rad obvezatno sadrži jedan ili više podataka novih znanstvenih informacija, ali bez dovoljno pojedinosti koje bi omogućile čitatelju provjeru iznesene informacije na način kako je prethodno opisano.

PREGLEDNI ČLANAK (subject review, Übersichtarbeit) jest izvješće o nekom posebnom pitanju o kojem je već objavljena informacija, samo je ono u članku objedinjeno i raspravljeno. Autor preglednog članka obvezno treba dati podatke o svim objavljenim radovima kojima se koristio u svom radu (treba navesti literaturu i svrstati je redom kojim se pojavljuje u tekstu), a ako je moguće, u literaturi valja navesti i radove koji bi pridonijeli razvoju razmatrane problematike.

STRUČNI ČLANAK (professional paper, Fachlicher Beitrag) daje korisne priloge s područja čija problematika nije vezana za izvorna istraživanja. To znači da rad mora biti novost u određenom području djelatnosti. To se npr. odnosi na naknadno ponavljanje poznatih istraživanja koje se smatra korisnim radom u svezi sa širenjem znanja i prilagodavanju izvornih istraživanja potrebama društva i znanosti.

Nakon primjene uputa potpuno završene i kompletirane članke treba uputiti na adresu:

Hrvatska elektroprivreda - Uredništvo časopisa Energija, mr. sc. Slavica Barta, Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska

ili na e-mail: energija@hep.hr ili slavica.barta@hep.hr

Objavljeni se članci honoriraju. Autor (i suautor) dobivaju besplatno po dva primjerka časopisa u kojemu je objavljen njihov članak.

U roku mjesec dana nakon primitka broja u kojemu je objavljen njegov članak (prvi) autor može dostaviti Uredništvu prijedlog ispravaka možebitnih tiskarskih pogrešaka (navodeći stranicu, stupac, redak, uz napomenu o tome kako stoji i kako treba biti), da bi se potrebne ispravke mogle objaviti u sljedećem broju časopisa.

Ako je potrebno, Uredništvo se obraća samo prvom navedenom autoru. U slučaju bilo kakvih nejasnoća ili različitih stavova, prihvaćaju se samo stavovi što ih iznese prvi autor. Molimo autore da tu činjenicu uzmu u obzir.

energija

ČASOPIS
HRVATSKE ELEKTROPRIVREDE

Glasi je energetičara, elektroinženjera i elektrotehničara. Izdaje ga Hrvatska elektroprivreda d.d. uz pomoć Ministarstva znanosti, obrazovanja i sporta.

Njime se koriste mnogi znanstvenici i stručnjaci u našoj zemlji, a poznat je i važnijim referalnim centrima u inozemstvu.

U Energiji se tiskaju izvorni znanstveni članci kao i članci iz prakse, vijesti iz elektroprivrede i okruženja, zanimljivosti iz svijeta, priopćenja i članci graditelja elektroenergetskih objekata, proizvođača strojeva i materijala.

Energija je već niz godina indeksirana u sekundarnom bibliografskom izvoru INSPEC - The Institution of Electrical Engineering, England.

Stoga se objavljeni članci uzimaju u obzir za vrednovanje znanstvenog rada, prema novom Pravilniku o uvjetima za izbor u znanstvena zvanja, objavljenom u Narodnim novinama broj 84, od 11. srpnja 2005. godine.

UREDNIŠTVO

SUSTAV TRGOVINE EMISIJOM STAKLENIČKIH PLINOVA U EUROPSKOJ UNIJI

Mr. sc. Mario TOT - Željko JURIC, Zatrešić

UDK 621.31.001:577.4
PREGLEDI ČLANAK

Program trgovine emisijama u Europskoj uniji (EU ETS) službeno je započeo 1. siječnja 2005. EU ETS za sada obuhvaća samo ugljični dioksid kao najvažniji staklenički plin. Osnovni cilj trgovine emisijama u EU je ispunjenje preuzetih obveza zemalja članica i EU u pogledu Kyoto protokola. Odluka o pokretanju programa trgovine emisijama donesena je daleko prije stupanja na snagu Kyoto protokola. U članku se navode osnovne zakonske pretpostavke ovog sustava trgovine emisijama te njegovi osnovni mehanizmi, sudionici i očekivanja razvoja tržišta emisijama u budućnosti. Na kraju članka daje se i kratak osvrt na stanje aktivnosti u Hrvatskoj u pogledu Kyoto protokola i trgovine emisijama.

Ključne riječi: trgovina emisijama, Europska unija, Kyoto protokol

1 UVOD

Program trgovine emisijama u zemljama Europske unije (EU ETS; *European Union Emission Trading Scheme*) počeo je 1. siječnja 2005. godine. Sustav trgovine emisijama definiran je Direktivom 2003/87/EC [1]. Program obuhvaća 25 zemalja, dakle i 10 zemalja koje su se priključile EU 1. svibnja 2004. godine. EU ETS se odvija u etapama. Svaka etapa obuhvaća određeni broj godina. Prva etapa obuhvaća razdoblje od 2005.-2007. godine. Druga etapa obuhvaća razdoblje koje se podudara s razdobljem u kojem je potrebno ispuniti zahtjeve Kyoto protokola – 2008. do 2012. godina. Nakon toga program se nastavlja provoditi u petogodišnjim etapama.

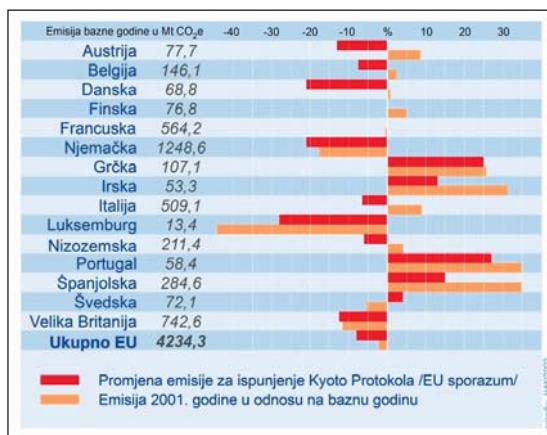
EU ETS za sada obuhvaća samo emisiju ugljičnog dioksida, kao glavnog stakleničkog plina, iz četiri djelatnosti: industrija željeza i čelika, proizvodnja i obrada minerala (cement, staklo, keramika), proizvodnja energije i energenata (električna, toplinska, izravne emisije iz rafinerija nafte) i papirna industrija. U EU ETS sustav uključeni su objekti i postrojenja definirani Dodatkom I Direktive 2003/87/EC (npr. za djelatnost proizvodnje električne energije to su elektrane instalirane snage veće od 20 MW), ali je moguće da pojedina zemlja i proširi tu listu. Osim ugljičnog dioksida Direktiva 2003/87/EC navodi i ostale stakleničke plinove (metan, dušikov oksid, perfluorogljici, sumporni heksafluorid, hidrofluorogljici) te ostavlja mogućnost zemljama članicama da i ove plinove uključe u ETS sustav nakon 2008. godine. Ukupni broj objekata i postrojenja koje EU ETS obuhvaća je veći od

12 000, tj. obuhvaćeno je više od 46 % emisije CO₂ cijele EU.

2 EUROPSKA UNIJA I KYOTO PROTOKOL

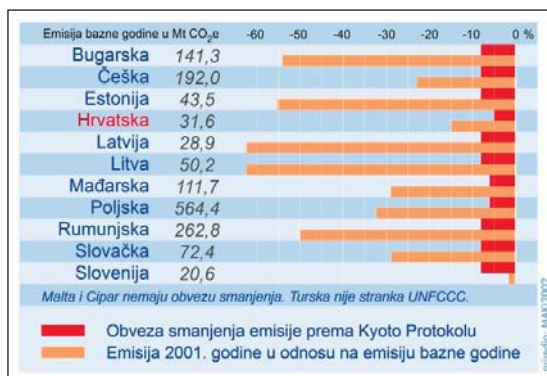
Prema odredbama Kyoto protokola EU (točnije EU-15, tj. EU bez 10 zemalja koje su postale članice tijekom 2004. godine) se obvezala da će smanjiti emisiju stakleničkih plinova za 8 % u razdoblju od 2008.-2012., a u odnosu na emisiju 1990. godine. Nove članice EU imaju svoje nacionalne ciljeve smanjenja emisije stakleničkih plinova kako je to određeno odredbama Kyoto protokola.

Ukupna obveza smanjenja emisije za EU-15 raspodijeljena je na zemlje članice kako je to prikazano slikom 1., a u skladu sa sporazumom o raspodjeli obveze smanjenja emisije među EU članicama (*EU Burden Sharing Agreement*) [2]. Slika 1 prikazuje i ukupnu emisiju stakleničkih plinova u baznoj godini, kao i odnos emisije 2001. godine u odnosu na baznu godinu (postotno povećanje ili smanjenje). Na osnovi emisije bazne godine i povećanja/smanjenja poznata je ukupna količina ekvivalentnog CO₂ koju pojedina zemlja smije emitirati. Na najveće smanjenje emisije obvezale su se Luksemburg (-28 %), Danska i Njemačka (-21 %), dok su pojedine zemlje izborile povećanje emisije (Irska – 13 %, Grčka – 25 %, Portugal – 27 %, Španjolska – 15 %). Sa slike 1 se vidi da su pojedine zemlje daleko od ostvarenja zadanih granica (Irska, Španjolska, Portugal, Austrija). Drugim riječima, čini se da će zemlje EU-15 imati problema u ostvarenju Kyoto protokola i da će u ovim zemljama biti povećana potražnja za emisijskim dozvolama.



Slika 1 - Raspodjela obveze smanjenja emisije između EU-15 zemalja za ispunjenje Kyoto protokola i razina emisije u 2001. godini. (Izvor: UNFCCC, EEA)

Obveza smanjenja emisije stakleničkih plinova za nove članice i za zemlje kandidate za EU prikazana je na slici 2. Većina zemalja obvezala se na 8 %-tno smanjenje emisije. Izuzeci su Hrvatska (5 %), Mađarska i Poljska (6 %). Ova grupa zemalja imala je određenu slobodu u izboru bazne godine: Poljska i Bugarska (1988.), Mađarska (prosjeak 1985.-1987.), Slovenija (1986.) i Rumunjska (1989.). Ostale zemlje odabrale su 1990. kao baznu godinu. Tijekom 90-tih godina prošlog stoljeća u svim ovim zemljama došlo je do velikog pada gospodarskih aktivnosti te je današnja razina emisije u većini ovih zemalja daleko ispod ciljeva zadanih Kyoto protokolom. Trenutačno samo Slovenija nije na putu ispunjenja Kyoto protokola dok Hrvatska još nije ratificirala Kyoto protokol. Očekuje se da će pojedine zemlje iz ove grupe moći ostvariti određeni prihod od prodaje emisijskih dozvola – npr. Poljska koja je imala najveću razinu emisije u baznoj godini i čije projekcije gospodarskih aktivnosti ukazuju na postojanje viška emisijskih dozvola.



Slika 2 - Obveza smanjenja emisije za nove članice EU i zemlje kandidate (Kyoto protokol) i razina emisije u 2001. godini. (Izvor: UNFCCC, EEA)

3 NACIONALNI ALOKACIJSKI PLAN

Od ukupno dozvoljene količine emisije stakleničkih plinova pojedina država određuje dio koji ulazi u EU ETS. Taj dio emisija dodjeljuje se u obliku emisijskih dozvola (*emission allocation*) sudionicima EU ETS programa. Preostala količina emisije raspoloživa je za djelatnosti izvan EU ETS programa (smanjenje emisije ostalih djelatnosti također je obveza zemalja članica). Slijedom ove logike svaka zemlja treba napraviti barem tri koraka:

- odrediti dio emisija predviđen za EU ETS,
- raspodijeliti taj dio emisija na sektore koji sudjeluju u EU ETS,
- emisiju svakog sektora dodijeliti pojedinim objektima i postrojenjima (potrebno je predvidjeti i način dodjele dozvola za nove objekte i postrojenja).

Osim dodjele emisijskih dozvola bez naknade (*grandfathering*) na osnovi povijesnih emisija, ostavljena je mogućnost da svaka zemlja postupkom dražbe (*auction*) dodijeli najviše do 5 % (za prvu etapu programa), odnosno do 10 % (za drugu etapu programa) od ukupnog broja emisijskih dozvola namijenjenih za EU ETS.

Cjelokupni plan raspodjele emisija u okviru EU ETS programa za pojedinu zemlju naziva se nacionalni alokacijski plan (*NAP; National Allocation Plan*). Europska komisija nadležna je za odobravanje NAP-a. Rok za podnošenje NAP-a bio je 31. ožujka 2004. (nove članice EU imale su rok 1. svibnja 2004.). Svaka zemlja je prilikom izrade NAP-a trebala udovoljiti kriterijima definiranim Direktivom 2003/87/EC.

Europska komisija trebala je ocijeniti planove za prvo razdoblje EU ETS programa (2005.-2007. godina) do 1. listopada 2004. Zaključno s 20. listopada 2004. godine Europska komisija obradila je i odobrila 16 nacionalnih alokacijskih planova kako je to prikazano tablicom 1. Krajem prosinca 2004. EK je odobrila pet NAP-ova (Cipar, Mađarska, Litva, Malta, Španjolska – uvjetno, potrebne manje tehničke izmjene). Na taj način ukupni broj odobrenih planova dostigao je brojku 21, dok je ukupni broj postrojenja koja sudjeluju u raspodjeli emisijskih dozvola oko 9 100. Još nisu odobreni planovi Češke (EK zatražila dodatna pojašnjenja), Poljske (EK razmatra engleski prijevod plana), Grčke (plan na grčkom predan 30. prosinca 2004., čeka se prijevod na engleski) i Italije (plan ne sadrži popis postrojenja i raspodjelu emisijskih dozvola po postrojenjima). Nakon što EK odobri sve planove u trgovini će sudjelovati oko 12 000 raznih industrijskih postrojenja i elektrana. Prema zahtjevima ETS direktive, sve zemlje članice EU dužne su do 28. veljače 2005. dodijeliti emisijske dozvole sudionicima tržišta.

Tablica 1 - Odobrene količine CO₂ i broj objekata/postrojenja za EU ETS program prema NAP-u pojedine zemlje. (Izvor: Europska komisija, zaključno s 20. listopada 2004.)

Država	Odobrena CO ₂ kvota [mil tona]	Broj postrojenja
Belgija	188,8	363
Estonija	56,85	43
Finska	136,5	535
Francuska	371,1	642 ⁽¹⁾
Latvija	13,7	95
Luksemburg	10,07	19
Portugal	114,5	239
Slovačka	91,5	209
Austrija	98,2	205
Danska	100,5	362
Njemačka	1497,0	2419
Irska	67,0	143
Nizozemska	285,9	333
Slovenija	26,3	98
Švedska	68,7	499
Velika Britanija	736,0	1078
Ukupno	3862,62	7282⁽¹⁾

(1) Nije obuhvaćeno oko 750 objekata za koje je proces dodjele emisijskih dozvola u tijeku.

Dodjela emisijskih dozvola veoma je važna jer se njome utvrđuje početna pozicija sudionika na budućem tržištu emisija, ali i pozicija sudionika na tržištu proizvoda. Veći broj sudionika upućuje na mogućnost formiranja centralnog mjesta za trgovanje. Na ovaj način osigurali bi se niži troškovi po pojedinoj transakciji i omogućila bi se anonimnost trgovanja. Budući da EU ETS obuhvaća nekoliko sektora (električna energija, cement, papir, keramika i dr.) očekuje se da u početnoj fazi trgovanja neće biti izraženih poremećaja na tržištu. Imajući u vidu trend okrupnjavanja elektroprivrednih tvrtki i formiranje horizontalnih poduzeća trebat će nadzirati razvoj tržišnih aktivnosti i koncentraciju tržišta.

4 REGISTAR EMISIJA I REGISTAR EMISIJSKIH DOZVOLA

Kako bi se osigurala točnost i pouzdanost podataka uspostavljeni su mehanizmi nadzora i izvješćivanje te su organizirani registri za praćenje emisije [1] i [3]. Stalni nadzor nad emisijama nije obavezan, tj. ostavlja se mogućnost ili izravnog mjerenja emisije ili računanja emisije. Očekuje se da će najveći broj postrojenja emisiju računati na osnovi potrošnje goriva ili proizvodnje/aktivnosti. Svako postrojenje dužno je predati detaljno izvješće o razini emisije stakleničkih plinova u protekloj godini. Okvirni sadržaj ovog izvješća je propisan. Zemlje članice dužne su uspostaviti postupak provjere i potvrde

(verifikacije) izvješća emisijama. Potvrđivanje provode ovlaštene agencije neovisne o djelatnosti na koju se provjera odnosi. Sve zemlje članice bile su dužne do siječnja 2005. godine uspostaviti sustav praćenja i izvješćivanja o razini emisije CO₂.

Za praćenje emisijskih dozvola svaka država dužna je uspostaviti registar emisijskih dozvola. Moguće je uspostaviti zajednički registar za više zemalja. Europska komisija upravlja centralnim registrom za trgovinu emisijama. U ovaj registar bilježe se svi prijenosi emisijskih dozvola između zemalja. Jedna transakcija na taj način obuhvaća izmjene u tri registra. Pri tome treba uočiti da pojedina transakcija ne znači i automatsku promjenu u registru emisijskih dozvola (tj. moguće je višestruko trgovanje istim dozvolama sve dok se one ne prilože kao dokaz ispunjenja obveze). Sva postrojenja su dužna do travnja 2006. godine dostaviti dovoljan broj emisijskih dozvola za pokriće emisije tijekom 2005. godine. Usporedbom vrijednosti iz registra emisije i registra dozvola utvrđuje se je li pojedino postrojenje ispunilo obvezu.

Za uspostavu tržišta potrebno je da svaka zemlja organizira registar emisijskih dozvola. Očekuje se da će početkom ožujka 2005. sve zemlje imati registre u funkciji, a tada se očekuje i formiranje prvih spot tržišta. Budući da je organiziranje i izgradnja registra zahtjevan posao, mnoge zemlje su se odlučile na kupovinu gotovih rješenja. Tako je npr. Velika Britanija svoj model GRETA (*Greenhouse Gas Registry for Emission Trading*) prodala Danskoj, Finskoj, Italiji, Nizozemskoj, Švedskoj, Sloveniji, Litvi, Irskoj i Norveškoj (iako nije članica EU, Norveška će vlastiti program koji razvija povezati s EU ETS programom). Osim Velike Britanije vlastito rješenje registra imat će Francuska i Njemačka te se očekuje da će određeni broj zemalja svoje registre temeljiti na ova dva rješenja.

5 POLAGANJE EMISIJSKIH DOZVOLA

Polaganje (deponiranje) emisijskih dozvola predstavlja mogućnost prenošenja neiskorištenih dozvola iz godine u godinu i između pojedinih etapa. Budući da Direktiva 2003/87/EC predviđa dodjelu emisijskih dozvola za razdoblje od nekoliko godina (3 godine za prvu, odnosno 5 godina za ostale etape), moguće je prenošenje emisijskih dozvola iz godine u godinu. Prijenos dozvola između prve i druge etape EU ETS programa je dozvoljeno (svaka država članica može odlučiti o tome), dok je mogućnost prijenosa između druge i idućih etapa obavezna (tj. svaka država članica to mora omogućiti).

6 NEISPUNJENJE OBVEZA

Direktiva 2003/87/EC predviđa kažnjavanje onih sudionika koji ne dostave dovoljan broj dozvola za emisiju. U prvoj

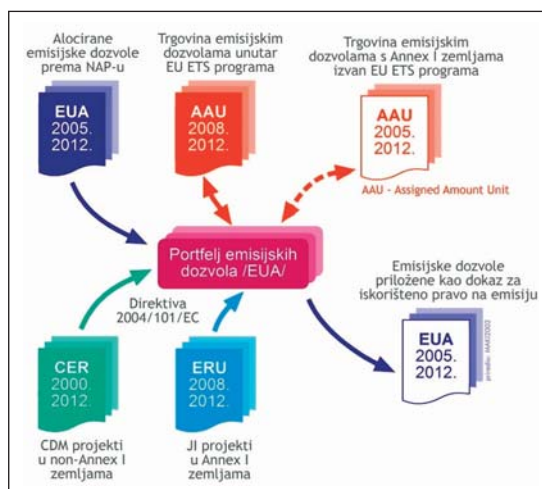
etapi trgovanja (2005.-2007. godina) predviđena je kazna u visini 40 EUR za svaku tonu emitiranog CO₂ koja nije pokrivena odgovarajućom dozvolom. U drugoj etapi kazna iznosi čak 100 EUR/tona CO₂. Osim novčanih kazni, Direktiva 2003/87/EC zahtijeva da se objave imena onih poduzeća koja nisu predala dovoljan broj emisijskih dozvola (“name and shame”). Ova poduzeća dužna su predati dovoljan broj dozvola u sljedećoj godini/etapi programa (drugim riječima, osim kazne poduzeća se izlažu dodatnom trošku: moraju na tržištu kupiti dovoljnu količinu emisijskih dozvola ili smanjiti emisiju). Sve države članice mogu odrediti i dodatne kazne osim onih navedenih u Direktivi 2003/87/EC. Učinkovita primjena kaznenih odredbi bit će jedan od preduvjeta uspješnog rada programa trgovine emisijama budući da se radi o većem broju političkih i pravnih sustava s različitim tradicijama i načinima djelovanja.

7 VEZA S MEHANIZMIMA KYOTO PROTOKOLA

Direktiva 2003/87/EC predviđa mogućnost izravnog povezivanja EU ETS sustava s ostalim nacionalnim i međunarodnim sustavima trgovine emisijama stakleničkih plinova. Uvjet je da su države s kojima se tržište povezuje ratificirale Kyoto protokol. S tim državama EU će potpisati poseban ugovor. Mogući kandidati za povezivanje su zemlje koje su već uspostavile mehanizme trgovine emisijama ili to namjeravaju (npr. Norveška, Island, Švicarska, Japan i Kanada).

Osim povezivanja s drugim sustavima trgovine emisijama predviđeno je i povezivanje s drugim mehanizmima za smanjenje emisije koje definira Kyoto protokol: zajednička primjena (JI) i mehanizmi čistog razvoja (CDM) [4]. Ovim povezivanjem želi se omogućiti da sudionici tržišta zadovolje propisanu razinu emisije uz najniži trošak. Istodobno se omogućuje i potiče prijenos znanja i tehnologije između zemalja.

Smanjenje emisije kao rezultat realizacije CDM projekata označava se kraticom CER (*Certified Emission Reduction*). Smanjenje emisije kao rezultat realizacije JI projekata označava se kraticom ERU (*Emission Reduction Unit*). Prema odredbama Direktive 2004/101/EC (“*Linking Directive*”), za ispunjenje obveze smanjenja emisije objekti/postrojenja mogu koristiti CER od 2005., tj. ERU od 2008. godine. Svaka jedinica CER i/ili ERU bit će zamijenjena za jedinicu emisijske dozvole (EUA; *European Union Allowance*). Udio CER i ERU jedinica dozvoljen je u određenom postotku u odnosu na dodijeljene emisijske dozvole. Postotak određuje svaka zemlja članica kao dio nacionalnog alokacijskog plana. Svako postrojenje, tj. poduzeće može formirati vlastiti portfelj emisijskih dozvola kombinacijom prethodno navedenih opcija kako je to prikazano slikom 3.



Slika 3 - Portfelj emisijskih dozvola za proizvoljno poduzeće. (Izvor: NUON)

Posebno je zanimljiva pozicija Rusije. Poznato je da je rusko prihvaćanje Kyoto protokola omogućilo i njegovo stupanje na snagu. U Rusiji je početkom devedesetih godina došlo do naglog pada industrijske proizvodnje, naročito u teškoj industriji. Posljedično su se smanjile i emisije. U budućnosti se u Rusiji očekuje gospodarski rast, ali se ne očekuje da će ukupna emisija prijeći Kyoto granicu. Drugim riječima, čini se da će ruske emisijske dozvole biti raspoložive za europsko tržište, ali ne u prvoj fazi trgovine. Procjenjuje se da će Rusija staviti na raspolaganje prije svega ERU jedinice (JI, zajednička primjena) u drugoj etapi programa. ERU se mogu koristiti i u prvoj etapi, ali je kupovina ograničena samo na državu (dakle nema trgovine na razini poduzeća i postrojenja) u slučaju da je to izričito navedeno u NAP-u.

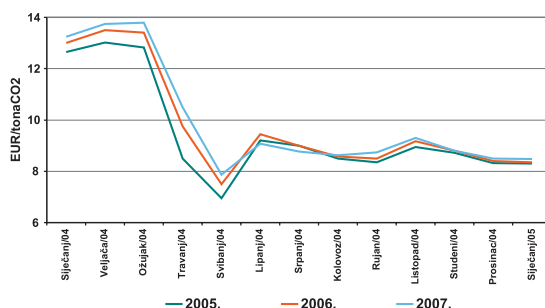
Prema nekim procjenama potražnja za CDM/JI projektima na svjetskoj razini kreće se oko 430 Mt CO₂ ili preko 1000 projekata (pretpostavljena optimistična veličina smanjenja emisije po projektu oko 400 000 tona CO₂). Za slučaj da se postojeća razina dozvola podigne za 6 % primjenom CDM/JI projekata EU treba dodatnih 208 Mt CO₂ godišnje (91 za ETS i 117 za sektore izvan ETS-a). Ostale zemlje (npr. Japan, Kanada) trebaju dodatnih 220 Mt CO₂ dozvola godišnje. Najviše CDM/JI projekata bit će realizirano u Kini (55 %) i Indiji (12 %). Koliko su realna očekivanja da će tolika količina CDM/JI projekata doista i biti raspoloživa? Osim toga treba računati i na vrijeme potrebno za pripremu takvih projekata (3-7 godina ovisno o tehnologiji, političkom i poslovnom okruženju). Stupanje Kyoto protokola na snagu pozitivno će utjecati na raspoloženje i uvjerenost investitora da će projekti doista i biti realizirani. Ipak ostaje upitna vjerodostojnost i brzina procesa provjere i potvrde valjanosti pojedinog CDM projekta.

8 TRŽIŠTE EMISIJAMA

Direktive EU ne određuju način, mjesto, količinu, niti cijenu po kojoj će se trgovati emisijama. Moguća je izravna (bilateralna) trgovina između sudionika, kupoprodaja putem posrednika, trgovina kombiniranim proizvodima (npr. gorivo i emisijske dozvole), organiziranje burze i dr. Trenutačno se trgovina emisijama odvija izravnim ugovaranjem između pojedinih sudionika ili putem posrednika. Osnovni uvjet za organiziranje spot tržišta je ispravan rad i umreženost svih nacionalnih registara i centralnog registra EU. Njemačka burza EEX (*European Energy Exchange*) odgodila je početak trgovine emisijskim dozvolama za 28. veljače 2005. Organiziranje spot tržišta najavili su i francuski Powernext te skandinavski NordPool. Britanski IPE (*International Power Exchange*) najavio je otvaranje *futures* tržišta u suradnji s Chicago Climate Exchange.

Prva transakcija za potrebe zadovoljenja uvjeta EU ETS programa zabilježena je 27. veljače 2003. godine (dakle prije nego je program počeo s radom). Ugovorne strane bile su Shell i Nuon. *Forward* ugovorom predviđena je isporuka nepoznate količine emisijskih dozvola u prosincu 2005. godine po cijeni koja se procjenjuje na 5-7 EUR/tona CO₂. Ugovor je sklopljen prema IETA ETMA predlošku (*International Emission Trading Association, Emission Trading Master Agreement*). IETA ETMA predložak ugovora je posebno razvijen za EU ETS program s ciljem da se olakša trgovina i smanji trošak ugovaranja. IETA ugovori se koriste u kombinaciji s EFET (*European Federation of Energy Traders*) i ISDA (*International Swap and Derivatives Association*) ugovorima. EFET standardi su uobičajeni za ugovaranje isporuka električne energije, dok se ISDA ugovori odnose ne financijske instrumente.

Krajem 2003. zabilježeno je nekoliko probnih transakcija za male količine emisijskih dozvola. Početkom 2004. godine cijena je bila na razini 13-14 EUR/tona CO₂. U svibnju 2004. cijene su se spustile na oko 7 EUR/tona CO₂, te je zabilježen veći broj transakcija. To je značilo da se tržište polako oblikuje. U listopadu 2004. godine zabilježen je porast obujma trgovine: ukupno 2,5 mil. tona CO₂ što je gotovo dvostruko više u odnosu na rujan 2004. – 1,3 mil. tona CO₂. Istodobno cijene se nisu znatno promijenile te se kreću na razini oko 9 EUR/tona CO₂ (ove cijene dobivene su anketiranjem nekoliko najvećih trgovaca). Na slici 4 prikazano je kretanje prosječne cijene za razdoblje siječanj 2004. – siječanj 2005. godine za isporuke u 2005., 2006. i 2007. godini. Prikazane su cijene samo za prvu etapu trgovanja – do 2007. godine, mada su u studenom 2004. zabilježene i prve transakcije za drugu etapu trgovanja koja počinje 2008. godine. Najčešća količina emisije kojom se trguje je 10 000 tona, ali su zabilježene i veće – do 100 000 tona.



Slika 4 Cijene na europskom tržištu emisija u razdoblju siječanj 2004. – siječanj 2005. za isporuke tijekom 2005., 2006. i 2007. godine. (Izvor: Platts)

Kako je već navedeno, broj postrojenja koja sudjeluju u EU ETS programu veći je od 12 000. Za razmatranje tržišnih odnosa važniji je broj poduzeća, koji je daleko manji. Veličina poduzeća važna je zbog procjene mogućih zloporaba tržišta. Drugim riječima, poduzeća sa značajnim udjelom na tržištu mogu utjecati na cijenu, a samim tim i na učinkovitost cijelog procesa. Prema nekim istraživanjima u početku rada tržišta ne bi trebalo biti izrazitih poremećaja [5].

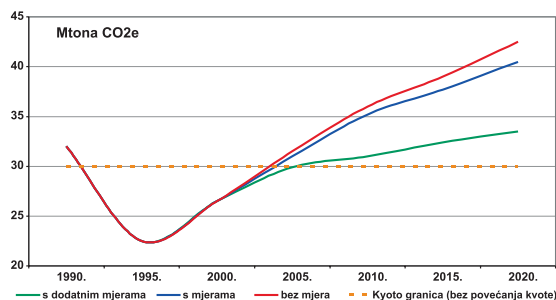
Ostvarenje Kyoto cilja, tj. smanjenje emisije predstavlja određeni trošak. Najnovije procjene Europske komisije pokazuju da se godišnji trošak smanjenja emisije kreće na razini 2,9-3,7 milijardi eura, tj. manje od 0,1 % u odnosu na ukupni BDP zemalja EU. Bez primjene EU ETS programa ovaj trošak procjenjuje se na 6,8 milijardi eura. U tablici 2 prikazana je procjena troška EU ETS programa u 2010. godini (srednja godina obvezujućeg razdoblja iz Kyoto protokola). Zbog dodatnog troška treba očekivati i porast cijena električne energije, tj. porast cijena onih roba i usluga koje imaju veću karbonsku intenzivnost.

Tablica 2 - Procjena troška EU ETS programa za 2010. godinu. (Izvor: [6])

Scenarij za razdoblje 2008.-2012.	Bez JI i CDM projekata	Granica 3 % na udio JI i CDM	Granica 6 % na udio JI i CDM	Bez granice na udio JI i CDM
Godišnji trošak [milijarda EUR]	2,9	2,8	2,4	2,2
Cijena emisijskih dozvola [EUR/tona CO ₂]	26	20	14	13
Udio JI i CDM projekata [%]	-	3	6	7
Emisija u EU-15 [mil. tona CO ₂ ekv]	4664	+171	+208	+224

9 STANJE AKTIVNOSTI U HRVATSKOJ

Kao što je poznato Hrvatska je potpisala, ali ne i potvrdila (ratificirala) Kyoto protokol. Osnovni razlog što protokol još nije potvrđen je relativno niska kvota emisije u baznoj godini (1990. godina). Smanjenje emisije bazne godine za 5 % (Kyoto protokol) je veoma teško ostvarivo jer bi trebalo poduzeti mjere koje su u suprotnosti s društveno-gospodarskim kretanjima u Hrvatskoj. Još uvijek su u tijeku pregovori i nastojanja hrvatskog pregovaračkog tima da se poveća emisija stakleničkih plinova bazne godine (traži se povećanje od 4,46 Mt CO₂e). Projekcija emisije stakleničkih plinova za tri scenarija razvoja iz svih sektora u Hrvatskoj prikazana je na slici 5. Vidi se da čak niti primjenom svih dodatnih mjera nije moguće stabilizirati emisiju na razini koju zahtijeva Kyoto protokol. Pri tome treba uzeti u obzir da čak i u slučaju scenarija “bez mjera” Hrvatska ima jednu od najnižih emisija stakleničkih plinova po stanovniku među članicama EU i zemalja u tranziciji.

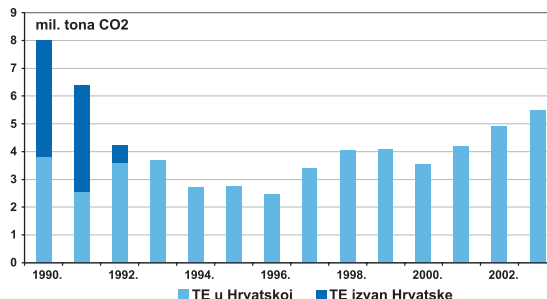


Slika 5 - Projekcija emisije stakleničkih plinova u Hrvatskoj [7].

Imajući u vidu proces priključenja EU za očekivati je da će Hrvatska potvrditi Kyoto protokol u skorijoj budućnosti. Tek nakon utvrđivanja točnog iznosa emisije bazne godine i potvrđivanja Kyoto protokola bit će moguće pristupiti razradi sustava trgovine emisijama prema EU direktivama. To se prije svega odnosi na stvaranje zakonskih pretpostavki, izradu detaljnijeg inventara emisije stakleničkih plinova, nacionalnog alokacijskog plana te organizaciju registra emisijskih dozvola. S tim ciljem Ministarstvo zaštite okoliša, prostornog uređenja i graditeljstva pokrenulo je projekt u sklopu LIFE programa [8].

Ako se promatra samo djelatnost proizvodnje električne energije najvažniji staklenički plin je upravo ugljični dioksid koji nastaje izgaranjem fosilnih goriva. Na slici 6 prikazana je emisija ugljičnog dioksida iz termoelektrana na teritoriju Hrvatske i izvan Hrvatske za razdoblje od 1990.-2002. TE izvan Hrvatske obuhvaćaju termoelektrana postrojenja u BiH i Srbiji koja su izgrađena za potrebe hrvatskog EES-a. Treba naglasiti da se emisija ovih TE ne računa u hrvatsku emisiju bazne godine. Drugim riječima, zbog velikog udjela proizvodnje hidroelektrana i nabave električne energije iz NE Krško (Slovenija) i iz TE izvan

Hrvatske razina emisije CO₂ iz hrvatskog EES-a bila je veoma niska tijekom 1990. godine.



Slika 6 - Emisija CO₂ iz TE u i izvan Hrvatske [9,10] (* - preliminarni podatak; emisija TE izvan Hrvatske ne računa se u hrvatsku emisiju bazne godine).

Kyoto protokol postavlja cilj za državu u cjelini, a stvar je unutarnje politike kako će cilj biti dostignut. Jedan od mogućih načina je izravno prenošenje obveze države na pojedine sektore. Za elektroenergetski sektor to bi značilo potrebu smanjenja emisije CO₂ na razinu 3,5 Mt (odnosno smanjenje 5 % u odnosu na emisiju EES-a u baznoj godini). Takvo smanjenje je nemoguće ostvariti u razdoblju od 2008.-2012. s trenutačne pozicije u kojoj se hrvatski EES nalazi te će u sklopu izrade nacionalnog alokacijskog plana za Hrvatsku biti potrebno uzeti u obzir realno stanje elektroenergetskog sektora i realne opcije srednjoročnog i dugoročnog razvoja. U 2002. godini dostignuta je i premašena emisija CO₂ iz EES-a iz 1990. godine. Uz prosječni porast potrošnje električne energije od 4 % (do 2010. godine) i izgradnju novih proizvodnih kapaciteta (do 2010. jedina opcija su TE na plin i hidroelektrane) može se očekivati daljnji porast emisije CO₂. Sukladno tome i očekivanom priključenju RH u EU u istom razdoblju, treba biti svjestan mogućeg utjecaja sustava trgovine emisijama na EES i ostale djelatnosti: mogući povećani trošak proizvodnje električne energije u smislu kupovine nedostajućih emisijskih dozvola (povećanje cijene električne energije i posljedično povećanje cijena ostalih ovisnih proizvoda i troškova života), potreba uključivanja troška trgovine emisijama u investicijske odluke (posebno značajno za djelatnosti koje će biti obuhvaćene) te zauzimanje pozicija u pregovorima za naredne etape sustava trgovine emisijama i u programima smanjenja emisije stakleničkih plinova (“novi Kyoto”).

10 ZAKLJUČAK

Osnovni razlog uvođenja EU ETS programa je nastojanje zemalja EU da udovolje zahtjevima Kyoto protokola. Europski sustav trgovine emisijama predstavlja prvi multinacionalni, multi-sektorski program trgovine emisijom stakleničkih plinova. Kao takav EU ETS je pogodna podloga i prilika za stvaranje programa za globalno smanjenje

emisije CO₂. Neuspjeh ili ograničena učinkovitost ovog programa mogu štetno utjecati na sve buduće inicijative sličnog sadržaja. Osnovne zapreke u realizaciji programa su usklađenost među državama, primjena odredbi direktiva EU, učinkovitost i likvidnost tržišta. Osim toga postavlja se pitanje što će biti nakon 2012., tj. kakva je budućnost protokola i hoće li ta neizvjesnost utjecati na proces planiranja smanjenja emisije. Hoće li trošak smanjenja emisije utjecati na konkurentnost EU gospodarstva na svjetskom tržištu (SAD nisu prihvatile Kyoto protokol). Već sada postoje određene sumnje hoće li EU ostvariti cilj smanjenja emisije u skladu za zahtjevima Kyoto protokola. Pri tome treba uzeti u obzir da prva faza EU ETS programa ne obuhvaća sve sektore (npr. promet). Tržišni pokazatelji ukazuju na to da se cijena stabilizirala na razini 9 EUR/tona CO₂ i da volumen trgovine raste iz mjeseca u mjesec. Najave organiziranja spot i financijskih tržišta su znak da se tržište oblikuje u pravom smjeru jer će centralno mjesto za trgovinu omogućiti aktivnije sudjelovanje i manjih igrača.

U svojim nastojanjima da se priključi EU Hrvatska će se prije ili kasnije suočiti s odredbama Kyoto protokola i problemom dodjele emisijskih dozvola i raspodjele ukupne emisijske kvote (još nije utvrđena) na pojedine sektore. Prvi koraci u tom smjeru su poduzeti. Preliminarne analize ukazuju da se elektroenergetski sektor može naći u posebno nezgodnom položaju s obzirom na postojeću strukturu proizvodnje, očekivani porast potrošnje i opcije razvoja u uvjetima ograničene emisije CO₂.

LITERATURA

- [1] Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC
- [2] Council Decision of 25 April 2002 concerning the approval, on behalf of the European Community, of the Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change and the joint fulfilment of the commitments there under (2002/358/EC), Official Journal L 130, 15 May 2002, p.1
- [3] Commission Decision of 29 January 2004 establishing guidelines for the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council
- [4] Directive 2004/101/EC of the European Parliament and of the Council of 27 October 2004 amending Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community, in respect of the Kyoto Protocol's project mechanisms
- [5] G.T. SVENDSEN, M. VESTERDAL, CO₂ Trade and Market Power in the EU Electricity Sector, May 2002
- [6] J. KRUGER, W.A. PIZER, The EU Emission Trading Directive: Opportunities and Potential Pitfalls, Resources for the Future, April 2004
- [7] Ž. JURIĆ, D. VEŠLIGAJ, V. JELAVIĆ, G. SLIPAC, D. PEŠUT, J. BUREK, A. HUBLIN, V. DELIJA-RUŽIĆ, S. FIJAN-PARLOV, Projekcije i ukupni efekti politike i mjera za potrebe Drugog nacionalnog izvješća Republike Hrvatske prema UNFCCC, MZOPU, EKONERG/EIHP, Zagreb, 2003.
- [8] LIFE Project, Capacity building for Implementation of the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol in the Republic of Croatia, LIFE04 TCY/CRO/000029 (01-DEC-2004 to 31-OCT -2007)
- [9] S. RITZ, Z. KISIĆ, Z. STANIĆ, Hrvatska elektroprivreda i okoliš, 2001. – 2002., EKONERG, HEP Sektor za razvoj, 2003.

EUROPEAN UNION EMISSION TRADING SCHEME (EU ETS)

European Union Emission Trading Scheme (EU ETS) officially started on January 1st 2005. For the time being EU ETS is concerned only with carbon dioxide as the main greenhouse gas. EU member countries launched EU ETS as a tool to reach their obligations under the Kyoto Protocol. The paper looks at the main legislative documents for ETS and explains its main mechanisms, parties and expected market development. At the end the paper gives a short overview of activities in Croatia in relation to the Kyoto Protocol and emission trading.

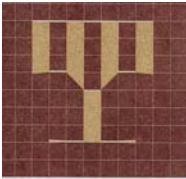
ZUSAMMENHÄNGE IM HANDEL MIT AUSSTRÖMENDEN TREIBHAUSGASEN INNERHALB DER EU

Der Handel mit ausströmenden Treibhausgasen in der Europäischen Union (EU ETS) hat offiziell am 1. Jänner 2005 begonnen. Die EU ETS umfasst zur Zeit nur die Kohlendioxid als den wichtigsten Treibhausgas. Das Grundbestreben des Treibhausgashandels in der EU ist die Erfüllung der übernommenen Verpflichtungen der EU-Länder und der EU selbst, bezüglich des Kyoto-Protokolls. Der Entschluss über den Beginn des Handels mit ausströmenden Treibhausgasen hat lange vor dem Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls stattgefunden. In diesem Artikel werden gesetzliche Grund-voraussetzungen und -Abläufe, sowie die Teilnehmer dieses Handels und die Erwartungen der künftigen Entwicklung des Treibhausgasmarktes angeführt. Am Ende wird im Artikel ein kurzer Rückblick auf den Zustand der den Kyoto-Protokoll betreffenden Tätigkeiten und des Handels mit ausströmenden Treibhausgasen in Kroatien angegeben.

Naslov pisca:

Mr. sc. Mario Tot, dipl. ing.
Energetski institut Hrvoje Požar
Savska 163, 10001 Zagreb, Hrvatska
Željko Jurić, dipl. ing.
EKONERG – institut za energetiku i
zaštitu okoliša
Koranska 5, 10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
 2005-01-21



**NACIONALNA I
SVEUČILIŠNA
KNJIŽNICA**

Informacijski odjel
tel.: 01 61 64 386

Zagreb, 13. siječanj 2005.

Predmet: Zastupljenost časopisa

Rezultat pretraživanja:

Potvrđujemo da je časopis:

ENERGIJA ISSN 0013 - 7448

indeksiran u sekundarnom bibliografskom izvoru:

INSPEC

Pretražila:

Goranka Mitrović, dipl. ing.
e-mail: gmitrovic@nsk.hr



NACIONALNA I SVEUČILIŠNA
KNJIŽNICA / ZAGREB
Hrvatske bratske zajednice 4

Ulica Hrvatske bratske zajednice 4, p.p.550
10000 Zagreb, Hrvatska
Tel. +385 /1/ 616 41 11
Faks+385 /1/ 616 41 86

PODMORSKE ENERGETSKE KABELSKE TRASE, DUGOROČNA VIZIJA GOSPODARENJA PODMORJEM I ZAŠTITA PODMORSKOG OKOLIŠA

Ivo SANTICA, Split

UDK 621.315.2:621.516.6
PREGLEDNI ČLANAK

Interes HEP-a i ostalih vlasnika podmorskih instalacija na jednoj strani i države, vlasnika pomorskog dobra na drugoj strani, ima za cilj uređivanje stanja u podmorju. Želja vlasnika instalacija je osigurati poziciju na morskom dnu, koja neće biti izložena mogućim oštećenjima, uzrokovanih sidrenjem brodova, ribolovom kočarenjem, izgradnjom nautičkih objekata i sl. radnjama. Interes vlasnika pomorskog dobra je grupiranje instalacija i što manja devastacija podmorja i priobalja. Dosadašnja praksa nije uvijek rezultirala obostranim interesom. Dugovječnost instalacija obvezuje nas na ozbiljnija razmišljanja danas, kako bi rezultate baštinih unuci. Praksa, zakonodavstvo, postojeće uzance, zaštita okoliša podmorja, napuci projektantima, civilizacijske obveze, tematika je ovog članka.

Ključne riječi: podmorje, podmorski kabel, podmorski koridor

1 UVOD

Postojećim zakonima nije sveobuhvatno regulirano polaganje podmorskih instalacija. Nadležne županijske institucije daju suglasnosti i uvjete temeljene na zakonima koji ponekad samo periferno rješavaju ovu ozbiljnu problematiku. Županijski djelatnici zaduženi za prostorno uređenje, trebali bi imati čvršća uporišta u zakonu, kako bi se izbjegle moguće nepopravljive greške. Zakonima treba usmjeriti i prostornim planovima predvidjeti instalacijske koridore u podmorju. Ovim se štite instalacije, a podmorju daje dužni značaj. Planski se uvažavaju i osmišljavaju njegove prirodne vrijednosti. Otvara se mogućnost budućem uzgoju ribe, slobodnom ribarenju, prostoru mogućeg sidrenja, ili prostoru bilo kakve druge namjene. Slobodna područja mogu postati prirodni rezervati ili potencijalni turistički prostori čije specifične potrebe vremenom postaju sve zahtjevnije. Ovim i moguća nalazišta kulturne podmorske baštine već unaprijed oslobađamo instalacija.

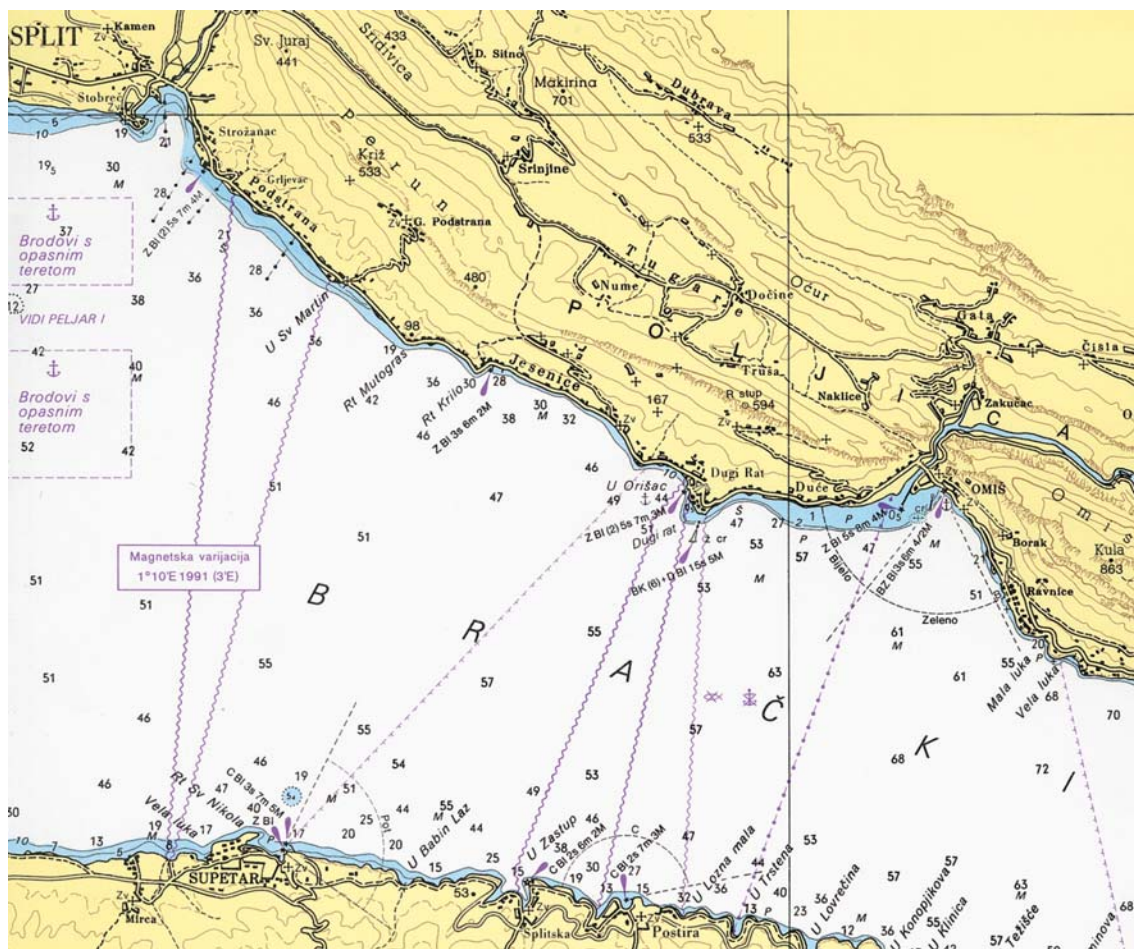
Iako pripremne studije za podmorske instalacije glase: **Hidrografske-geološke, hidronavigacijske, ribarske, klimatološke, oceanografske i ekološke značajke akvatorija područja polaganja podmorske instalacije**, ipak ostaje široka mogućnost greške u izboru lokacija, gledano s pozicija općeg pomorskog dobra.

Podatak o 5 500 km dužine naše obale (crta obale i otoka) najbolji je pokazatelj njene razvedenosti. Ističe se njena ljepota, kao i ljepota mora i podmorja. Često

se to prezentira kao izuzetan prirodni resurs. Jesu li oni koji polažu podmorske instalacije i izgrađuju objekte na samoj obalnoj crti dovoljno educirani za uvažavanje ovih činjenica? Odgovor je: Pojedinačno da, ali sveukupno ne. Već takav odgovor je znakovit, jer ispravan pristup ovisi o educiranosti ili senzibilitetu pojedinca, a ne o čvrsto postavljenim zakonskim regulativima.

Svima je poznato koliko je elektrifikacija otočja doprinijela razvoju gospodarskih djelatnosti, povećanju standarda i koliko je to spriječilo iseljavanje stanovništva otoka. Međutim, mora se znati da projekti polaganja podmorskih instalacija uzrokuju djelomičnu devastaciju podmorja i priobalja. U prvo vrijeme polaganja elektroenergetskih kabela devastirale su se mnoge vale i zavjetrišta. Izvođači su bili ograničeni skromnom tehnikom, navigacijskim sustavima i pratećim brodovljem. Izlazne točke podmorskih energetskih kabela lociraju se u zavjetrištima (uvalama). Zavjetrišta su imala i podobnosti glede izgradnje, pristupa i održavanja priobalne zaštite i kabelaških kućica (prijelaz kabela u nadzemni vod). Na ovako odabranim lokacijama priobalna zaštita manje je izložena razornom djelovanju morskih valova, a kabelaška kućica manje je izložena posolici. Inercijom naslijeđa ponekad i najnovija rješenja imaju sličan pristup, iako to danas nije potrebno (primjer je izlaz kabela 110 kV Dugi Rat - Postira u uvali Lozna Mala na o. Braču).

Na izlazne točke postavlja se znak zabrane sidrenja usmjeren u pravcu podmorske trase. Znak ograničava



Slika 1 - "Raspršene" instalacije u podmornju između kopna i otoka Brač

pristup ribarima i nautičarima. Instalacija u uvalama, prirodnim pribježištima pojedinih vrta ribe, onemogućava upotrebu mreža potegača. Goste i kupaće instalacija asocira na kanalizacijski ispust. Jednom postavljena ne trpi druge zahvate u prostoru, a vijek trajanja je najmanje 50 godina.

Najviše podmorskih kabela (370 km), položeno je u srednjonaponskoj mreži.

Danas se prijelaz podmorskog kabela na podzemni kabel izvodi prijelaznom spojnicom. Prijelaz podmorskog kabela na zračni dalekovod izvodi se na prvom stupu dalekovoda. Naravno, ovom stupu treba omogućiti pristup automobila s košarom. U oba slučaja prijelaza nepotrebna je izgradnja kablске kućice ili rasklopišta. Ovako prihvaćena rješenja značajne su olakšice za lokaciju izlaznih točaka podmorskih kabela.

Dobre maritimne i manevarske sposobnosti brodova polagača, uz podršku suvremenih uređaja za pozicioniranje,

omogućavaju ponekad brodu polagaču izvođenje završnih manevara pri izvlačenju krajeva kabela na kopno, bez operacije sidrenja. Završni manevar kad je u pitanju i sidrenje moguć je uz bilo koji dio obale. Suvremena tehnologija olakšava izradu kvalitetnih priobalnih zaštita i na relativno nepristupačnim dijelovima obale. Opremu za izvlačenje kabela danas možemo transportirati i helikopterom. Usvajanjem nekih od ovih poboljšica, smanjuje se investicija u priobalnu zaštitu i ublažava trend devastacije obale i priobalja. Sve ovo nas upućuje na izbjegavanje uvala za izlaz podmorskog kabela.

Grupiranje podmorskih instalacija teže je ostvariva ideja iz više razloga. Ponekad to opravdano onemogućava veliki materijalni trošak za provedbu ovog zahtjeva. Ponekad je razlog neobvezujuća zakonska regulativa. Češće je ipak razlog needuciranost i nedovoljna percepcija problematike, onih koji odlučuju o trasama podmorskih kabela i drugih instalacija.

2 ZAKONSKA REGULATIVA I ŽUPANIJSKA NADLEŽNOST

Među sporna pitanja u postojećem zakonodavstvu spadaju određivanje granica te evidencija i obilježavanje pomorskog dobra. Ova su pitanja još uvijek otvorena, jer detaljna katastarska mapa kopnenog dijela pomorskog dobra nije izrađena. Pravilnik o evidenciji i obilježavanju pojasa pomorskog dobra uopće ne spominje ni nadležno tijelo, ni način osnivanja i vođenja evidencije morskog i podmorskog dijela pomorskog dobra koje se može koristiti u različite svrhe, davanjem koncesije. Zasad uveden pojam "pomorski katastar", ima za osnovni cilj sigurnost plovidbe, a ne gospodarenje podmorjem. U zakonu o hidrografskoj djelatnosti uveo se pojam "pomorskog katastra", čime je evidencija i ucrtavanje podmorskih instalacija prepušteno Hrvatskom hidrografskom institutu, ali bez točno preciziranih uputa.

Županijske službe planiraju izradu evidencije kopnenog dijela, kao i morskog i podmorskog dijela pomorskog dobra sa svim sadržajima. Ovome treba prethoditi precizna zakonska regulativa. Time bi trebalo otkloniti sve dvosmislenosti. Idejna rješenja namjeravanog zahvata u prostoru (podmorju) i dalje prate slični zahtjevi za suglasnosti kao i kopnene instalacije. Međutim na kopnu postoje prostorni planovi kojih za podmorje nema.

Studijom utjecaja na okoliš sada su donekle mogući korektivi idejnih rješenja, ali to nije dovoljno za očuvanje podmorskih resursa. Prostor podmorja nedovoljno je istražen i u pitanju rudnih bogatstva. Još su nesagledive mogućnosti podmorja. To potvrđuju i neki najnoviji primjeri iz prakse. Upravo se traži koncesija za podmorsko groblje. Zapravo, na precizno koordinatama određenoj podmorskoj parceli, polagale bi se urne s posmrtnim ostacima. Urne su takvog sastava da se raspadnu za nekoliko dana, pa morsko dno ostaje i dalje nepromijenjeno. Koordinatama određeno mjesto postaje prostor groblja. Tu se u sjećanje na pokojnike pale plutajuće svijeće ili ostavljaju vijenci. Županijski ured, koji je zaprimio ovaj zahtjev, u nedoumici je. Zakonom nije regulirana ni ova ni slična problematika.

3 KOORDINACIJE (NADZORA) NAD PODMORSKIM ENERGETSKIM KABELIMA

Prethodnim tekstom pokušala se obznaniti nedorečenost postojećeg zakonodavstva vezano uz gospodarenje podmorjem. Sedam županija imaju teritorijalnu nadležnost nad priobaljem i otocima. Teritorijalno ustrojstvo Hrvatske elektroprivrede prati teritorijalni županijski ustroj. Uglavnom je tako, osim nekih graničnih prostora. Ovdje pripadnost distribucijskom području određuje pripadnost opskrbe električne mreže. Nedorečenost postojećih zakona, internih normi i uzanci rezultira različitim pristupima i rješenjima problematike ispravne lokacije

podmorskih kabela. To ima i može imati dalekosežne posljedice, vezano za ispravno gospodarenje instalacijama i podmorjem. Životni vijek podmorskih kabela iznosi najmanje 50 godina. Refleksija rezultata zahvata, ispravne ili manje ispravne vizije, osjetit će se tek kod generacija koje dolaze.

Popravci kabela nisu ništa manje zahtjevni. Spojnice ili zamjenski segmenti kabela trebaju u svemu pratiti životnu dob samog kabela. Dosadašnja iskustva nisu baš potvrda ovog zahtjeva. Jedinствени nadzor i koordinacija, te jedinstvene upute i izvedba ovih elemenata i detalja također su potrebni.

Jedinstveni normirani pristup kontroli instalacija i opreme, uključujući i priobalnu zaštitu, daje stvarno stanje. Stvarno stanje određuje prioritete zamjene. Određivanje prioriteta na vrijeme, znači pak i mogućnost planiranja eventualno novih trasa, unutar zajedničkih koridora.

Rješenja poslije nastalog kvara (havarije) obično zahtijevaju hitnu intervenciju, a to isključuje planski pristup.

Gospodarenje podmorjem u dugoročnoj viziji obvezuje nas zato na privremenu centralizaciju nadležstva. Naravno, sve dok zakonska regulativa, interni propisi i uzance ne prisile svakog na istovjetan pristup i istovjetna rješenja.

4 HIDROGRAFSKO-GEOLOŠKI I OCEANOGRAFSKI ISTRAŽIVAČKI RADOVI

Općenito devastacija prostora i općih dobara, kao na primjer kvalitete mora i priobalja nisu običavale biti eksplicitno procijenjene vrijednosti. Razlog je što se elementi života vrlo teško svrstavaju u ekonomske kategorije, pa se shodno tome najčešće zanemaruju. Svjedoci smo ipak, da se u novijim najvećim projektima u priobalju i na otocima, sve više vodi računa i o ovom, ranije često zanemaranom elementu projekta. Čak najveći projekti padaju ili prolaze na valorizaciji ovih vrijednosti.

Priobalno i otočno područje našeg dijela jadranske obale karakterizirano je brdovitom kraškom konfiguracijom Dinarida. Radi brojem relativno malih tokova slatkih voda prostor je limitiran urbanim i ruralnim cjelinama.

Kompleksni istraživački radovi na moru i priobalju osiguravaju podatke za projektnu dokumentaciju i dio podataka za ekološke studije. Oni između ostalog sadrže:

- hidrografsku izmjeru
- geološki premjer i uzorkovanje dna
- oceanografske parametre
- meteorološke i klimatološke podatke; prema potrebi.

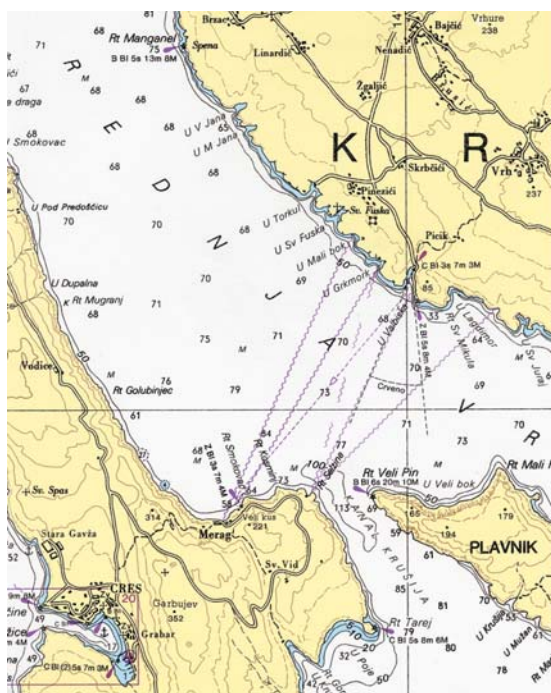
IHO (Međunarodna hidrografska organizacija - Monaco); vodeća međunarodna organizacija hidrografske djelatnosti, diktira standarde hidrografske izmjere. Određuje pravila tehnologije premjera i sugerira izbor instrumentarija određene točnosti.

Ponekad su istraživački radovi ograničeni financijskim sredstvima, ponekad vremenskim rokovima, ali ponekad je razlog neodgovarajuća educiranost naručioca.

Važno je napomenut kako zapravo imamo mogućnost svjetskih standarda podmorsko istraživačkih radova na jednoj strani, a neodgovarajuću zakonsku regulativu izbora (lokacije) trase na drugoj strani.

5 TOČNOST POLAGANJA INSTALACIJA, RAZMAK INSTALACIJA I ŠIRINA ZAJEDNIČKIH KORIDORA

Današnja tehnika i tehnologija polaganja podmorskih instalacija, osigurava preciznost sličnu kopnenim građevinskim zahvatima. Snimanja, obrada i izrada pripremljenih podloga, projektiranje i završne radnje na polaganju izvode se u jedinstvenom GPS-u (Globalni pozicijski sustav). Pozicioniranje broda polagača postaje rutinski zahtjev. Već brodovi polagači imaju mogućnost plovidbe i održavanja pozicije između dviju koordinatnih točaka s odstupanjima manjim od ± 2 m. Osim normalnog broskog pogona brodovi su opremljeni pramčanim i krmenim bočnim propelerima. Sve povezano u jedinstven navigacijski sustav omogućuje zadržavanje broda u traženim koordinatama.



Slika 2 - Donekle grupirane instalacije u podmorju između otoka Krka i otoka Cres

Razmak među instalacijama prema postojećim normama i uzancama treba iznositi minimalno 2/3 dubine polaganja.

Prema tome, instalacije se polažu bliže jedna drugoj kod manjih dubina; odnosno razmak se povećava povećanjem dubine polaganja. Koordinatnim pozicioniranjem kabela na dnu omogućeno je pričvršćenje senzora na kabel u tijeku polaganja. Senzori se skidaju sustavom samootpuštanja, odgovarajućim tehničkim pomagalima ili to rade roniaci. Podmorski koridori širine nekoliko stotina metara mogli bi konzimirati sve potrebne instalacije. Za nuždu koridori bi mogli biti i užji.

6 POSTOJEĆE STANJE, IDENTIFIKACIJA I PROJEKTIRANJE PODMORSKIH KABELA

Za uredno gospodarenje podmorskim kabelima potrebno je imati što veći broj tehničkih podataka. Jedan od osnovnih podataka je stvarni položaj kabela na morskom dnu definiran u koordinatnom sustavu. Ovaj podatak nažalost ne postoji.

Prvi kabeli polagali su se uz pomoć vidljivih vizira - obojenih plutača. Stvarne koordinate imaju jedino ulazne i izlazne vidljive točke kabela.

Nešto kvalitetnije stanje s više podataka je kod kabela položenih u novije vrijeme. Zapravo, i ovdje precizne podatke imamo za ulazne i izlazne točke kabela, a ostale koordinate kabela su točke ispuštanja kabela u more s broda polagača, a ne pozicija kabela na dnu.

Distribucijska i prijenosna područja izrađuju ili već imaju GIS (Geografski informatički sustav). Njim se objedinjuju tehnički podaci o električnim mrežama i postrojenjima. Nužnost koja slijedi je prikupljanje i objedinjavanje podataka o podmorskim kabelima. Danas postoji metodologija, tehnika i instrumentarij da se to ostvari. Pitanje je samo htijenja, volje i spremnosti na određeni trošak. Međutim, bez točnog katastra podmorskih instalacija nemoguće je promišljati o urednom gospodarenju kabelima i podmorjem.

Nedostaci preciznih koordinata pojavljuju se već danas kod planiranja paralelnih instalacija. Paralelizam uvjetuje preciznost u svim fazama realizacije podmorskih instalacija.

U isto vrijeme podmorsko istraživačke institucije opremaju se novim tehnologijama. Razmišlja se o nabavi novih instrumentarija, koji omogućuju snimanje i trodimenzionalni prikaz reljefa podmorja u jednom preplavu trase.

Trebalo bi sugerirati i korekciju prakse projektiranja podmorskih kabela. Projekte treba nadopuniti novim saznanjima i troškovničkim stavkama radi aktualizacije problematike u viziji budućnosti.

7 PRIOBALJE I PRIOBALNA ZAŠTITA

Prijelaz podmorskog kabela iz podmorja na kopno posebno je osjetljivo mjesto. Način zaštite prijelazne dionice treba

osigurati sigurnost instalacije od mogućih oštećenja. Oštećenja mogu nastati od razornog i erozivnog djelovanja mora u priobalju, udaraca kobilice plovila, sidrenja ili nekontroliranih grubih građevinskih radova u priobalju. Elementi i zahvati zaštite nazivaju se priobalna zaštita kabela.

Povijesni razvoj načina i tipova priobalnih zaštita već je opisan [6] i [8].

Osnovna dva uvjeta koja su određivala tip priobalne zaštite su:

- složeni zahvati izvlačenja krajeva kabela diktirali su izvedbu dvodijelne zaštite. Donji element zapravo je otvorena "škrovada" u koju se jednostavno polaže kraj kabela i naknadno prekriva poklopcem
- veličina i težina elementa proizašlih iz jednadžbi koje definiraju događanja uzrokovana valovanjem u priobalju:

$$H_{kr} = \frac{L}{4 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{L + 2 \cdot \pi \cdot h}{L - 2 \cdot \pi \cdot h} \quad (\text{m})$$

$$V_{max} = \frac{2 \cdot \pi \cdot h}{\left(\frac{\pi \cdot L}{g} \cdot \text{sh} \frac{4 \cdot \pi}{L} \cdot H \right)^{\frac{1}{2}}} \quad (\text{m/s})$$

H_{kr} - kritična dubina za stojne valove (u praksi se uzimlje u granicama 1,5 h – 2 h),

L - dužina vala (m),

h - visina vala (m),

V_{max} - maksimalna brzina čestica morske vode na dnu (m/s).

Opasna zona ispiranja dna pri vertikalnoj obali nalazi se u granicama od $L/8$ do $3L/8$.

Dozvoljena maksimalna brzina morske vode na dnu iznosi:

- za pijesak 1,5 m/s
- za kamen do 40 kg težine 2,5 m/s
- za kamen do 70 kg težine 3,5 m/s
- za kamen do 140 kg težine 5,0 m/s.

Raspoložive tehničke mogućnosti i raspoložive tehnologije uz iskustvene spoznaje kroz vrijeme od 50-tak godina, određivale su i mijenjale, način šticećenja kabela u priobalju.

Konačni stav, proizašao iz dugogodišnje analize je: Daleko najbolja priobalna zaštita je bušotina, ostvarena strojnim bušenjem priobalja kroz koju se provlači završetak kabela. Ovakav tip zaštite daleko najbolje štiti kabel od mehaničkih oštećenja. Nije potrebno nikakvo održavanje u cijelom tijeku eksploatacije i u ni jednom segmentu ne narušava prirodni izgled okoliša. Ne samo što ne narušava prirodni izgled, već je ova zaštita praktički nevidljiva. Treba je zapravo prakticirati gdje god je moguće [8].

Raspoloživi stroj, sofisticiraniji je od prethodnog. Time su uglavnom otklonjeni nedostaci ljudskog faktora, koji su bili česti razlog zastoju u bušenju. Stroj ima šire mogućnosti primjene. Njime se uspješno izvode prijelazi ispod auto cesta, prijelazi ispod uređenih površina, prijelazi ispod građevina i sl. Promjer bušotine je od 139 mm do 405 mm, što osigurava veoma široku primjenu kod podmorskih kabela svih naponskih nivoa [8].

Drugi tip zaštite, koji bi po svojim osobinama donekle zadovoljio postavljene kriterije jest priobalna zaštita s polietilenskim fleksibilnim cijevima položenim u prethodno iskopani kanal. Cijevi se u kanalu učvršćuju betoniranjem. Betonirani kanal na prijelazu kopno - more preporučljivo je obložiti grubim kamenom, radi vizualne prilagodbe okolišu. Zaštita nije trajnih karakteristika, kao prethodna, traži redovite preglede i održavanje. Složena je za realizaciju kod pjeskovitih ili veoma strmih priobalja.

Zato ovaj tip zaštite treba prakticirati samo u specifičnim prilikama.



Slika 3 - Dječičanski izgled obale na ulazu podmorskog energetskeg i TK kabela u more u mjestu Drvenik (priobalna zaštita izvedena strojnim bušenjem)

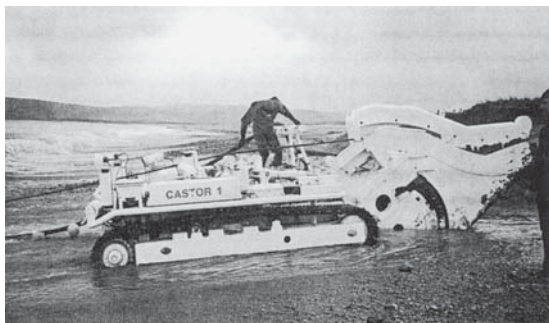


Slika 4 - Stroj za bušenje priobalja

8 TEHNIČKE MOGUĆNOSTI ZAŠTITE ENERGETSKIH KABELA

HEP-ovi podmorski energetske kabeli polagali su se do sada slobodno, bez ikakve zaštite, na morsko dno. Takav način prakticirao se i kod ostalih podmorskih instalacija.

Zaštita energetskih kabela ukopavanjem u dno podmorja omogućena je razvojem tehnologije i tehničkih pomagala za izvedbu ove vrste radova. Daljinski vođeni strojevi "traktori" opremljeni gntalicama prolaze trasom kopajući kanal, polažući i zatrpavajući kabel. Tehnologija već duže vrijeme postoji, ali nije još prakticirana kod nas. Na posebno zahtjevnim trasama može se uskoro očekivati zahtjev ukopavanja kabela ili dionica kabela.



Slika 5 - Stroj "traktor" namijenjen ukopavanju podmorskih kabela

9 ZAKLJUČAK

Nedorečenost zakonske regulative uz nedefiniranu viziju gospodarenja podmorjem nameće potrebu određenih edukacijskih naznaka. Informacije su najpotrebnije stručnom kadru koji planira, projektira, polaže i popravlja podmorske kabele.

U prijelaznom razdoblju bilo bi dobro objediniti koordinaciju i nadzor nad podmorskim kabelima. Jedinstvenim, studioznim pristupom izbjegavaju se mogući rizici, štite se vlastite instalacije i uvažava državno podmorsko dobro.

Nesaglediva prirodna bogatstva podmorja obvezuju sve vlasnike podmorskih instalacija na sličnost u pristupu rješavanja ove problematike.

Grješke koje se naprave danas mogu imati dugoročnu refleksiju.

Zato se i sugerira u prijelaznom razdoblju potreba jedinstvene koordinacije nad podmorskim energetske kabelima uz usputnu edukaciju stručnog kadra.

LITERATURA

- [1] Zastupnički dom Republike Hrvatske, Pomorski zakonik, Zagreb, 2. veljače, 1994. god.
- [2] Hrvatski Sabor, Zakon o pomorskom dobru i morskim lukama, Zagreb, 1. veljače, 2003. god.

- [3] A. SMIRČIĆ, Z. GRŽETIĆ, N. LEDER, Doprinos istraživanja mora i podmorja u elektrifikaciji otoka, Hrvatski hidrografski institut, Znanstveni skup; Mediteranski koncept gospodarskog razvitka Hrvatske,
- [4] Z. GRŽETIĆ, N. LEDER, Granice pomorskog dobra i pomorski katastar, Znanstveno - stručno savjetovanje; Pravni problemi instituta pomorskog dobra u Republici Hrvatskoj s posebnim osvrtom na luke otvorene za javni promet, Split, 1998. god.
- [5] A. SMIRČIĆ, Z. GRŽETIĆ, N. LEDER, B. PETRIČEVIĆ, Hidrografsko - geološki i oceanografski istraživački radovi u hidrotehničkim projektima na moru i priobalju, Hrvatsko hidrološko društvo i Hrvatske vode, Okrugli stol; Urbana hidrologija, Split, 25. i 26. travnja 2002. god.
- [6] I. SANTICA, L. ZLATAR, Osvrt na priobalnu zaštitu podmorskih energetskih kabela s prijedlogom tipizacije elemenata, Prvi simpozij o energetske kabelima, Split, 2. - 4., listopada 1994. god.
- [7] I. SANTICA, A. SMIRČIĆ, Prijedlog povoljnijeg izbora lokacija izlaznih točaka podmorskog kabela i mikro lokacija trasa unutar kabelskog koridora, časopis Energija 1, veljača, 1996. god.
- [8] I. SANTICA, Podmorski energetske kabeli - nova tehnologija izvedbe priobalnih zaštita i moguća koordinacija među korisnicima podmorskih trasa, časopis Energija 4, kolovoz, 2001. god.
- [9] I. SANTICA, Deset podmorskih trasa - sto kilometara podmorskog kabela - deset godina pogonske eksploatacije podmorskog dijela programa - Jadranski otoci 35 kV - , iskustva i prijedlozi, časopis Energija 5, listopad 2003. god.

UNDERSEA CABLE ROUTES, LONG-TERM VISION OF UNDERSEA MANAGEMENT AND UNDERSEA ENVIRONMENTAL PROTECTION

The goal HEP and other owners of undersea installations on one hand and the state, as the owner of undersea property on the other, are interested in is undersea management. Installation owners wish to ensure the position on the sea bottom that wouldn't be damaged by boat anchoring, fishing, nautical facilities and similar. The interest of the undersea owner is to group the installations and diminish undersea and coastline devastation. Until now the practice has not always resulted in a common interest. The endurance of installations forces us to think carefully today, because the results are going to be inherited by our grandchildren. The themes of this article are current practice, legal framework, existing procedures, protection of undersea, designers' instructions and civilization obligations.

UNTERSEEBAHNEN DER STARKSTROMKABEL, HAUSHALTUNG UND UMWELTSCHUTZ DES FESTLANDSOCKELS: EINE LANGZEITIGE ZUKUNFTSVORSTELLUNG

Belange der "HEP" (der „Kroatischen Elektrizitätswirtschaft“) und der anderen Eigentümer von Unterseeanlagen

einerseits, und des Staates als des Eigentümers der Seedomäne andererseits, verlangen eine Regelung der Zustände im Festlandsockel. bezüglich ihrer Position am Meeresgrund, begehren Inhaber den Schutz eigener Anlagen gegen Beschädigungen, etwa durch Ankerung der Schiffe, oder bei der Schleppnetzfisherei, beim bau nautischer Anlagen und bei sonstigen ähnlichen Tätigkeiten. Die Belange des Eigentümers der Seedomäne sind die Gruppierung der Unterseeanlagen und möglichst kleine Verheerung des Festlandsockels und des Ufergeländes durch diese Anlagen. Bisheriges Vorgehen hat den Interessen beider seiten nicht immer gedient. Langdauernde Anlagen verpflichten zu ernsten vorherigen Überlegungen, damit auch die Nachkommen

gute Ergebnisse ihres Einsatzes erben. Dieser Artikel beinhaltet übliche Vorgehen, Gesetzgebung, bestehende Gepflogenheiten, Umweltschutz im Festlandsockel, Entwurfsanweisungen, und Gesittungsverpflichtungen.

Naslov pisca:

Ivo Santica, dipl. ing.
HEP Distribucija d.o.o. -
DP Elektrodalmacija
Gundulićeva 42, 21000 Split, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
2005-04-14

IZVOD IZ PRAVILNIKA O UVJETIMA ZA IZBOR U ZNANSTVENA ZVANJA

U Narodnim novinama broj 84. od 11. srpnja 2005. godine objavljen je novi
PRAVILNIK O UVJETIMA ZA IZBOR U ZNANSTVENA ZVANJA.

Članak 1.

Uvjeti se utvrđuju za svako znanstveno područje kako slijedi:

2 Tehničke znanosti

Znanstvena zvanja	Broj objavljenih radova		
	Polja tehničkih znanosti		
	A	B	C ili D
Znanstveni suradnik	1*	2	2/4
Viši znanstveni suradnik	2	3	3/6
Znanstveni savjetnik	3	4	4/8

A) Radovi objavljeni u časopisima koji su zastupljeni u CC-u (Current Contents), SCI-ju (Science Citation Index), SCI – Expandedu.

B) Radovi objavljeni u časopisima koji su zastupljeni u drugim značajnim bibliografskim bazama podataka, kao što su (abecednim redom):

INSPEC

C) Domaći časopisi izvan CC-a i SCI-ja te izvan drugih značajnih baza navedenih pod B.

D) Međunarodni kongresi održani u inozemstvu i Hrvatskoj.

Članak 2.

Publikacije koje nemaju ISBN oznaku (za monografske publikacije ili zbornike radova) ili ISSN broj (za periodiku) ne uzimaju se u obzir za vrednovanje znanstvenog rada.

Članak 3.

Ovaj pravilnik stupa na snagu danom objave u "Narodnim novinama", a uvjeti za izbor u znanstvena zvanja propisani ovim pravilnikom započet će se primjenjivati od 1. siječnja 2006. godine.

Do početka primjene uvjeta propisanih ovim pravilnikom primjenjivat će se uvjeti koji su vrijedili do stupanja na snagu ovog pravilnika.

UKLAPANJE NOVIH KOMBINIRANIH PLINSKO-PARNIH ELEKTRANA (KTE) U ELEKTROENERGETSKI SUSTAV (PRIJENOSNU MREŽU) REPUBLIKE HRVATSKE

Mr. sc. Davor BAJŠ, Zagreb

UDK 621.3.05:621.311.2
STRUČNI ČLANAK

U članku se prikazuju rezultati studija uklapanja novih kombi elektrana (KTE) u elektroenergetski sustav, odnosno prijenosnu mrežu Republike Hrvatske. Izgradnja novih kombi plinsko-parnih proizvodnih postrojenja aktualizirana je nakon izrade Master plana 1998. godine (noveliran 2001. godine) radi diversifikacije proizvodnje s obzirom na korištena goriva te ispunjavanja ekoloških i ekonomskih zahtjeva u proizvodnji električne energije. Tvrtka HEP-Proizvodnja posljednjih nekoliko godina obavlja pripreme aktivnosti na izgradnji nekoliko takvih proizvodnih postrojenja, a u sklopu tih aktivnosti određivana su i rješenja priključaka istih na visokonaponsku mrežu.

Ključne riječi: kombi elektrane, prijenosna mreža, priključak na mrežu

1 UVOD

Izradom Master plana razvoja elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske [1] i [2] aktualizirano je korištenje plina kao goriva za nova termoenergetska postrojenja. Na temelju predviđanja cijene tog energenta u budućnosti, a time i proizvodne cijene električne energije iz suvremenih postrojenja koja koriste plin kao gorivo, ekološke prihvatljivosti njegova korištenja radi proizvodnje električne energije, željene diversifikacije proizvodnje električne energije u Republici Hrvatskoj s obzirom na korištena goriva, te očekivanog razvoja plinske mreže i osiguravanja više pravaca dobave dovoljnih količina plina, studije dugoročnog razvitka elektroenergetskog sustava ukazale su na potrebnu izgradnju novih termoelektrana koje koriste plin kao pogonsko gorivo.

Suvremena proizvodna postrojenja s plinom kao gorivom grade se isključivo kao kombinirana plinsko-parna postrojenja (kombi elektrane, eng. *Combined Cycle Gas Turbine – CCGT*), u kojima se vrući ispušni plinovi koji izlaze iz plinske turbine dovode u parni kotao čime se povećava stupanj djelovanja takvog postrojenja (oko 57%) u odnosu na klasična postrojenja samo s plinskom turbinom (oko 34%). Kombi elektrane su našle svoju široku primjenu u svijetu tako da su posljednjih desetak i više godina najviše zastupljene promatrajući izgradnju novih elektrana. Prednost kombi elektrana, izuzimajući ekološki aspekt, je u niskim investicijskim troškovima izgradnje postrojenja

(oko tri puta jeftiniji jedinični trošak izgradnje od TE na ugljen i oko četiri puta manji jedinični trošak izgradnje od nuklearnih elektrana) te kratko vrijeme potrebno za izgradnju (do dvije godine ovisno o veličini postrojenja, u odnosu na desetak godina potrebnih za izgradnju TE na ugljen i posebno nuklearnih elektrana).

Osnovni rezultat Master plana iz 1998. godine [1] je bila potrebna izgradnja dvije nove KTE snage 300 MW u elektroenergetskom sustavu Republike Hrvatske do 2010. godine, koje bi se s obzirom na tada očekivani porast potrošnje električne energije i opterećenja sustava gradile do 2002. i 2007. godine. U razmatranoj studiji je zaključeno da takve elektrane imaju ekonomsku i ekološku prednost u odnosu na TE na ugljen, ali se postavlja pitanje dostupnosti dovoljnih količina plina za njihov nesmetani pogon. Spominje se također da je naznakom projekta GEA (eng. *Gas Energy Adriatic*, projekt iskorištenja plina u sjevernom Jadranu te izgradnje plinovoda prema Italiji i unutar Hrvatske na potezu Pula-Karlovac-Zagreb) liberalizacijom i jačim otvaranjem tržišta plina u Europi, odnosno u užoj regiji gdje se nalazi Hrvatska, za očekivati da će postojati mogućnost nabave potrebnih količina plina, te da bi trebalo, u slučaju izgradnje ovih plinskih kombi elektrana, osigurati dobavu plina iz nekoliko različitih pravaca kako bi se osigurala pouzdana opskrba.

Novelirani Master plan iz 2001. godine [2] korigira očekivani porast potrošnje električne energije i opterećenja sustava, te dinamiku izgradnje elektrana, ali ne značajno

i njihovu strukturu. Prema tadašnjim planovima bilo je potrebno u razdoblju do 2010. godine izgraditi jednu KTE snage 300 MW (godina ulaska u pogon 2007.).

Nakon izrade Master plana, pogotovo njegove novelacije iz 2001. godine, tvrtka HEP-Proizvodnja d.o.o. krenula je u istraživanja mogućnosti izgradnje novih kombi elektrana. Kao dio pripremnih aktivnosti na njihovoj gradnji izrađeno je više studija uklapanja novih KTE u elektroenergetski sustav, ovisno o njihovoj lokaciji i snazi. Ispitivane varijante izgradnje novih KTE opisane su u idućem poglavlju.

2 PREGLED DOSADAŠNJIH PLANOVA IZGRADNJE NOVIH KTE U EES RH

Prvobitni planovi izgradnje KTE u elektroenergetskom sustavu Republike Hrvatske, od strane HEP-Proizvodnje d.o.o., bili su vezani za izgradnju kombi proizvodnog postrojenja snage 400 MW na lokaciji neke od postojećih termoelektrana. Studijski su razmatrane sljedeće lokacije s obzirom na uklapanje takvog bloka na mrežu:

- TE Sisak [3],
- TE-TO i PTE Osijek [4] i [5],
- TE-TO Zagreb [6].

U HEP-Proizvodnji d.o.o. postojala su razmišljanja koja nisu studijski elaborirana, tako ni s aspekta uklapanja kombi bloka(ova) na mrežu, još i o lokacijama TE Rijeka (vezano za projekt mala GEA) i RHE Obrovac (vezano za izgradnju plinovoda prema Dalmaciji), ali su ubrzo napuštena.

Na lokaciji postojećih TE Sisak i TE-TO Zagreb razmatrana je izgradnja jedne KTE snage 400 MW, dok je na lokaciji TE-TO i PTE Osijek uz KTE 400 MW razmatrana još i izgradnja KTE snage 150 MW. Očekivana godina ulaska u pogon nove KTE 400 MW u vrijeme studijskih istraživanja (2000. – 2001.) bila je 2007. godina.

Lokacija postojeće TE Sisak bila je posebno zanimljiva s aspekta izgradnje nove kombi elektrane pa je studijski istraženo uklapanje iste u nekoliko različitih varijanti izgradnje [7]: KTE 2x210 MW, KTE 2x160+160 MW te KTE (2x)3x70 MW.

Posljednjih godina ideja o izgradnji nove KTE 400 MW je zasad napuštena zbog nemogućnosti dobave dovoljnih količina plina za elektranu takve snage te usporene dinamike razvoja plinske mreže u Republici Hrvatskoj. Najnoviji planovi vezani su za izgradnju kombi bloka 100 MW u TE-TO Zagreb [8], te KTE snage 250 MW na lokacijama TE Sisak [9] i [10], i TE-TO i PTE Osijek [11]. Posljednje dvije KTE vezane su za pregovore o načinima vraćanja Klirinškog duga Ruske federacije Republici Hrvatskoj koji su u trenutku pisanja ovog članka (ožujak 2005.) još uvijek u tijeku. Posljednje tri kombi elektrane postavljene su i kao ciljevi rada uprave HEP-Grupe.

U nastavku članka prikazat će se sve ispitane varijante i rješenja priključka novih KTE na sustav prema analiziranim

lokacijama (TE Sisak, TE-TO i PTE Osijek, TE-TO Zagreb).

3 VRSTE ANALIZA I KRITERIJI ODREĐIVANJA PRIKLJUČKA KTE NA MREŽU

Rješenja priključka nove(ih) KTE na prijenosnu mrežu određivana su uvažavajući sljedeće:

- (n-1) kriterij sigurnosti plasmana maksimalne snage svih proizvodnih blokova sa razmatranih lokacija, u svim mogućim i očekivanim pogonskim stanjima,
- očekivane naponske prilike u mreži prije i nakon priključenja nove elektrane na sustav,
- razinu kratkospojnih prilika u okolnoj mreži, promatrano preko najvećih vrijednosti početnih struja tropskih i jednopolnih kratkih spojeva,
- stabilnost kuta agregata nove KTE pri velikim i malim poremećajima,
- troškove priključka za različite varijante izvedbe istih.

Kriterij sigurnosti (n-1) govori da rješenje priključka nove elektrane na sustav mora biti određeno tako da omogućava plasman maksimalne proizvodnje svih blokova sa razmatrane lokacije u slučaju neraspodivnosti jedne grane prijenosne mreže (vod, transformator).

S obzirom na očekivane naponske prilike u prijenosnoj mreži provjerava se ili određuje željeni $\cos \varphi$ generatora nove elektrane i postavljaju zahtjevi na sudjelovanje generatora u regulaciji jalove snage i napona (Q/U regulacija).

Nakon priključenja novih generatora na elektroenergetski sustav dolazi do povećanja razine kratkospojnih prilika u sustavu te je potrebno provjeriti da li oprema (prvenstveno prekidači) u postojećim transformatorskim stanicama zadovoljava s obzirom na očekivanu razinu kratkog spoja u mreži. Zadovoljenje karakteristika postojeće opreme provjerava se usporedbom rasklopnih moći prekidača s najvećim početnim strujama tropskih i jednopolnih kratkih spojeva.

Na osnovi dinamičkog ponašanja agregata nove elektrane pri velikim i malim poremećajima koji redovito nastaju u elektroenergetskom sustavu, provjeravaju se parametri generatora ili agregata u cjelini te postavljaju zahtjevi na sustave uzbude generatora i regulacije brzine vrtnje agregata.

U slučaju više različitih rješenja priključka generatora na mrežu promatraju se ukupni troškovi njihove izvedbe, te se u slučaju jednakih tehničkih karakteristika i zadovoljenja svih promatranih kriterija odabire ono rješenje s minimalnim troškovima.

Potrebno je spomenuti da će donošenje Mrežnih pravila, trenutno u proceduri usvajanja, definirati uvijete priključka novih generatora na sustav pa će se i rješenja priključaka određivati s obzirom na postavljene zahtjeve. U vrijeme studijskih istraživanja opisanih u ovome članku Mrežna

pravila nisu bila izrađena pa nisu služila kao osnovni dokument koji definira kriterije priključka generatora na sustav. Stoga sva predložena rješenja priključaka novih KTE na EES treba provjeriti nakon usvajanja Mrežnih pravila od strane mjerodavnih institucija.

U svim studijama priključka novih KTE na sustav uvažavani su gornji kriteriji izuzev u slučaju priključka KTE 100 MW u TE-TO Zagreb i KTE 250 MW u TE Sisak gdje nije promatran dinamički aspekt priključenja novih generatora na mrežu (stabilnost kuta rotora pri velikim i malim poremećajima).

U nastavku članka prikazuju se rezultati studija uklapanja novih KTE u EES Republike Hrvatske pri čemu se ne razmatra opravdanost njihove izgradnje i uopće mogućnosti izgradnje s obzirom na još uvijek nesigurnu opskrbu plinom i nerazvijenost plinske mreže na području Hrvatske.

4 DETALJNI PLANOVI UKLAPANJA NOVIH KTE NA EES

U ovom su poglavlju razrađeni planovi uklapanja svih varijanti izgradnje novih kombi elektrana kako bi se dobio kompleksniji pregled budućeg razvoja EES-a i izbjegle često skupe greške vezane za kratkoročna rješenja.

4.1 Lokacija postojeće TE Sisak

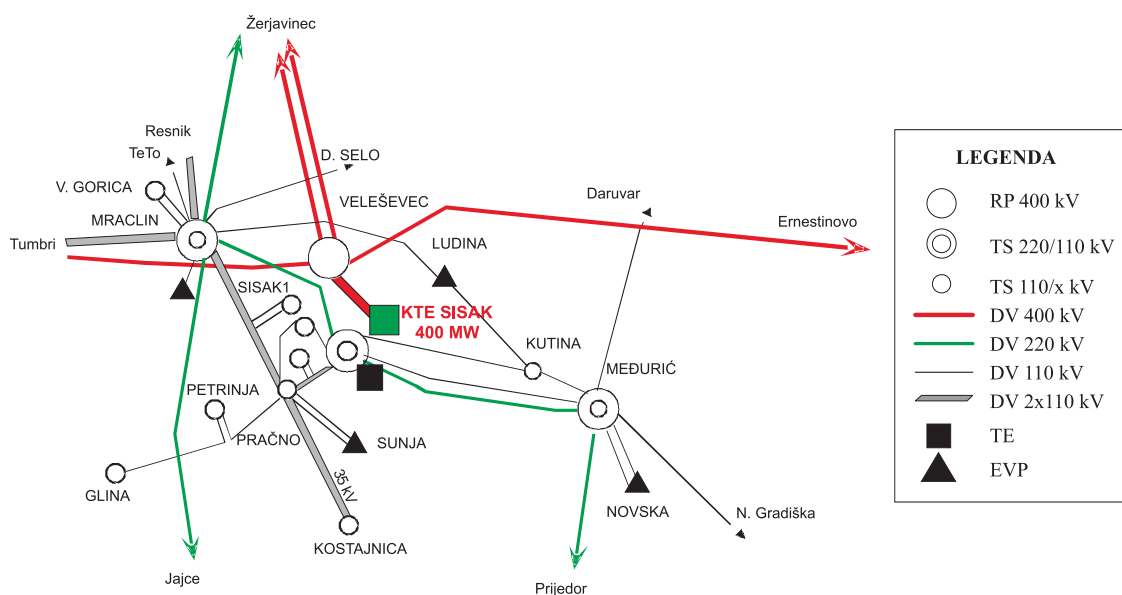
4.1.1 Priključak KTE 400 MW

Kako je navedeno u prethodnom poglavlju studijski je razmatran priključak kombi elektrane snage 400 MW

na prijenosnu mrežu na lokacijama postojeće TE Sisak, TE-TO Zagreb te TE-TO i PTE Osijek. Iako se izgradnja takvih kombi elektrana u ovom trenutku više ne razmatra unutar HEP-Proizvodnje navodimo je budući da sigurni planovi izgradnje novih elektrana još uvijek ne postoje radi nesigurnosti u financiranju istih, mogućnostima dobave goriva (plina) i otpora javnosti te parlamentarne zabrane istraživanja i izgradnje TE na ugljen. Zbog veličine kombi elektrane i konfiguracije okolne mreže jednoznačno je određen priključak KTE u Zagrebu i Osijeku na 400 kV naponsku razinu, dok je rješenje priključka KTE Sisak 400 MW određeno ovisno o pogonu postojećih blokova 1 i 2 u TE Sisak.

U razmatranoj varijanti izgradnje nove KTE analiziran je priključak jedno-osovinskog kombi plinsko-parnog agregata sljedećih karakteristika: $S_n = 450$ MVA; $\cos \varphi_n = 0,85$; $P_n = 382,5$ MW, $Q_{nind} = 230$ MVA; $Q_{nkap} = -180$ MVA; $U_n = 22$ kV. Generator se priključuje na mrežu preko dvonamotnog blok transformatora 450 MVA, 22/400 kV; $u_k = 16$ %.

Izvršeni su proračuni tokova snaga za maksimalno i minimalno opterećenje EES “nazivne” 2007. godine ovisno o angažmanu elektrana (različita hidrološka stanja) i razmjenama snage sa susjednim EES, proračuni kratkog spoja za predložena rješenja priključka novog generatora, procijenjeni su troškovi izvedbe priključka, te je izvršena analiza stabilnosti kuta rotora novog generatora pri velikim (kratki spoj) i malim poremećajima u mreži (promjena referentnog signala u sustav uzbude generatora, kratkotrajni kratki spoj).



Slika 1 - Priključak KTE Sisak 400 MW na 400 kV mrežu

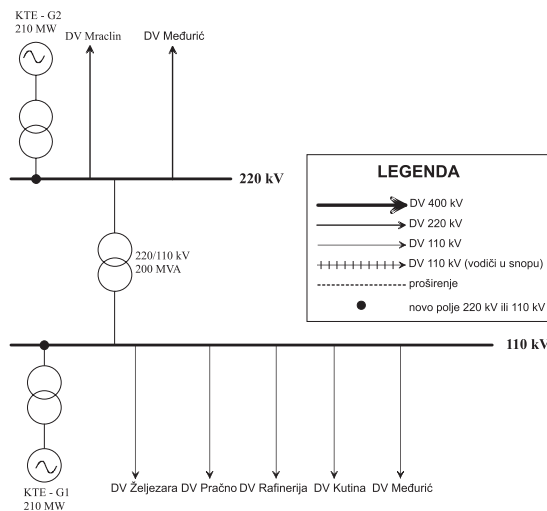
Izvršene analize pokazuju da je priključak nove KTE 400 MW na lokaciji postojeće TE Sisak moguće ostvariti na 400 kV i 220 kV mrežu. U slučaju priključka generatora na 400 kV mrežu nužno je izgraditi RP 400 kV u krugu elektrane, RP 400 kV Veleševac i DV 2x400 kV KTE Sisak – Veleševac u duljini od oko 30 km (slika 1). Ukupne investicije potrebne za priključak KTE Sisak na 400 kV mrežu procijenjene su na oko 20 milijuna eura.

Analiza tokova snaga u varijanti priključka nove KTE Sisak na 220 kV mrežu pokazuje da bi radi sigurnog plasmana snage nove elektrane bilo nužno na odgovarajući način pojačati 220 kV mrežu uvodom/izvodom postojećeg 220 kV DV Mraclin-Jajce u TE Sisak, pojačati 110 kV mrežu izgradnjom novog DV 110 kV TE Sisak-Pračno, te izvršiti revitalizaciju, odnosno rekonstrukciju 220 kV vodova TE Sisak-Mraclin, TE Sisak-Međurić, dijela voda Mraclin-Jajce i TS 220/110 kV Mraclin. Ovisno o porastu konzuma istodobno s gradnjom nove elektrane ili nekoliko godina poslije trebalo bi u TE Sisak ugraditi i drugi mrežni transformator 220/110 kV, 200 MVA, ili zamijeniti postojeći transformator i ugraditi dva od 150 MVA. U slučaju priključka nove KTE na 220 kV mrežu ukupne investicije usporedive su s investicijama u slučaju priključka na 400 kV mrežu. Prednost je stoga dana rješenju priključka na 400 kV mrežu.

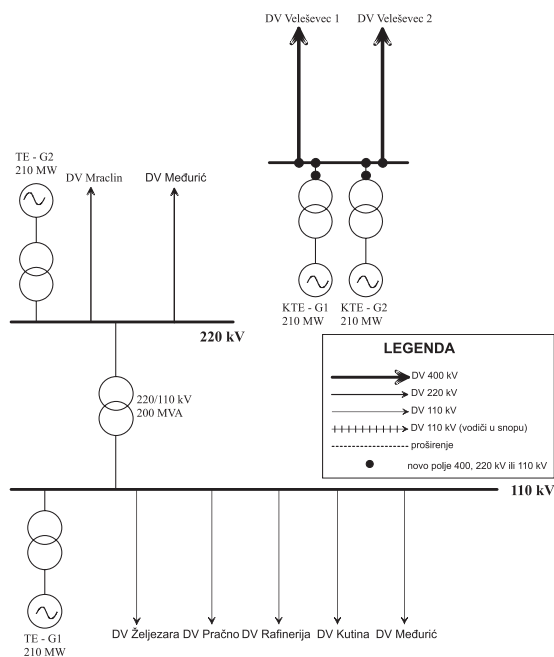
4.1.2 Priključak KTE 2x210 MW

Rješenje priključka KTE 2x210 MW u varijanti kada su agregati stare TE Sisak izvan pogona prikazuje slika 2. U prikazanom rješenju priključka jedan agregat nove KTE se priključuje na 220 kV, a jedan na 110 kV sabirnice elektrane. Nema dodatnih pojačanja mreže. Pouzdanost plasmana snage elektrane je upitna zbog visoke starosti priključnih vodova elektrane. Ukupni procijenjeni troškovi priključka iznose oko 14 milijuna eura, ukoliko se uključe troškovi zamjena i rekonstrukcija u 220 kV mreži.

Kao najpovoljnijem rješenju priključka nove KTE 2x210 MW u varijanti kada agregati TE Sisak ostaju u pogonu (slika 3), prednost je dana rješenju priključka na 400 kV mrežu (ispitane i varijante priključka na 220 kV mrežu), prvenstveno zbog sljedećih razloga: najmanji procijenjeni troškovi priključka (oko 19 milijuna eura); zadovoljavajuća sigurnost plasmana snage svih blokova na lokaciji Sisak; povećane mogućnosti sudjelovanja nove KTE u pomoćnim uslugama, prvenstveno regulaciji napona i jalove snage; očekivanim smanjenim gubicima energije u EES Hrvatske u odnosu na ostala moguća rješenja priključka; dalje moguće širenje elektrane, ali i prijenosne mreže (DV 400 kV prema BiH, buduća transformacija 400/110 kV).



Slika 2 - Priključak KTE 2x210 MW na 220 i 110 kV mrežu u varijanti kada su blokovi TE Sisak 1 i 2 van pogona

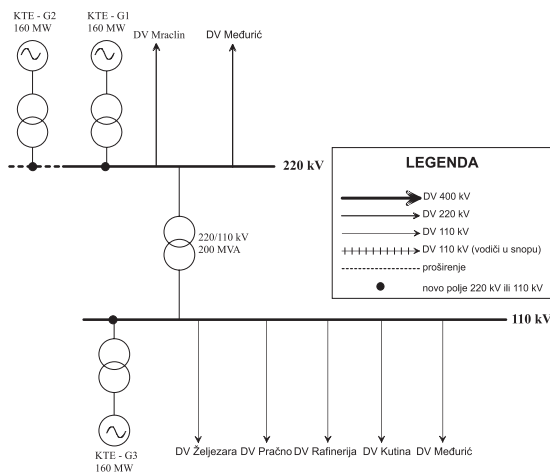


Slika 3 - Priključak KTE 2x210 MW na 220 i 110 kV mrežu u varijanti kada su blokovi TE Sisak 1 i 2 u pogonu

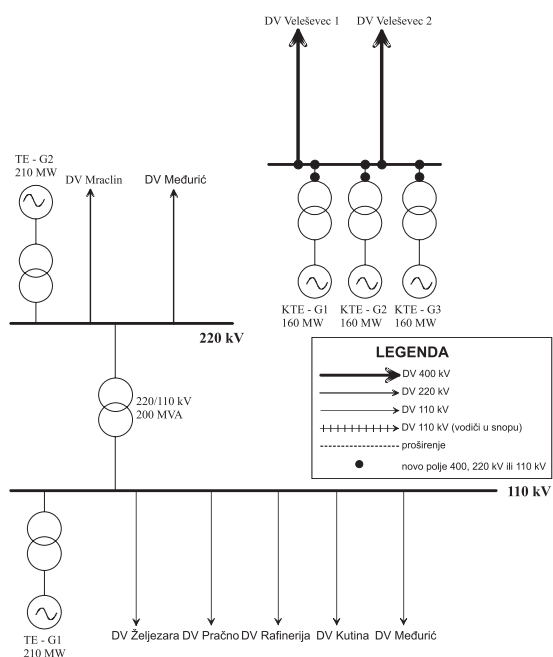
4.1.3 Priključak KTE 2x160+160 MW

Rješenje priključka KTE 2x160+160 MW u varijanti kada su agregati stare TE Sisak izvan pogona prikazuje slika 4. U prikazanom rješenju priključka dva generatora nove KTE se priključuju na 220 kV, a jedan na 110 kV sabirnice elektrane. Nema dodatnih pojačanja mreže. Pouzdanost

plasmama snage elektrane je upitna zbog visoke starosti priključnih vodova elektrane. Ukupni procijenjeni troškovi priključka iznose oko 14 milijuna eura, uključujući zamjene i rekonstrukcije u 220 kV mreži.



Slika 4 - Priključak KTE 2x160+160 MW na 220 i 110 kV mrežu u varijanti kada su blokovi TE Sisak 1 i 2 van pogona



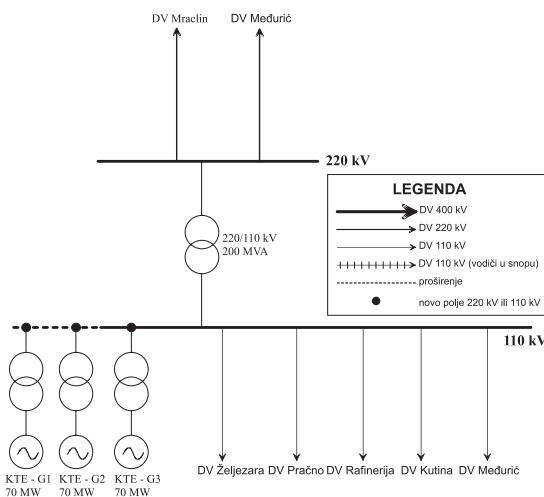
Slika 5 - Priključak KTE 2x160+160 MW na 400 kV mrežu u varijanti kada su blokovi TE Sisak 1 i 2 u pogonu

Od ispitane dvije mogućnosti priključka nove KTE u varijanti kada su postojeći blokovi TE Sisak u pogonu (priključak na 400 kV mrežu i priključak na 220 kV mrežu),

kao povoljnijem rješenju priključka nove KTE 2x160+160 MW prednost se dala rješenju priključka na 400 kV mrežu, iz istih razloga kao i kod priključka blokova 2x210 MW na najvišu naponsku razinu. Rješenje priključka pokazuje slika 5. Ukupni procijenjeni troškovi priključka iznose oko 20 milijuna eura.

4.1.4 Priključak KTE (2x)3x70 MW

Rješenje priključka KTE 3x70 MW u varijanti kada su agregati stare TE Sisak izvan pogona prikazuje slika 6. U prikazanom rješenju sva tri generatora nove KTE se priključuju na 110 kV sabirnice elektrane. Nema dodatnih pojačanja mreže. Ukupni procijenjeni troškovi priključka iznose oko 1,4 milijuna eura.

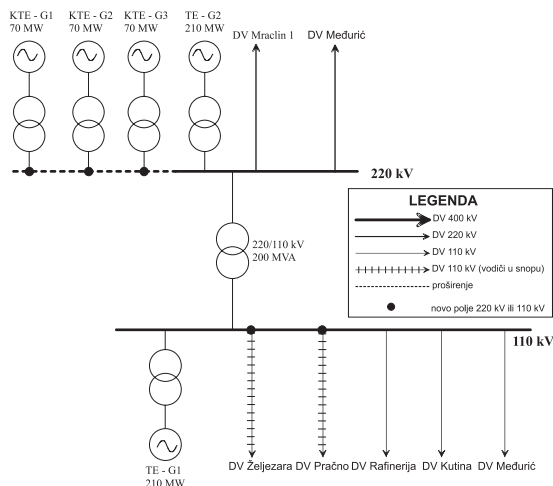


Slika 6 - Priključak KTE 3x70 MW na 110 kV mrežu u varijanti kada su blokovi TE Sisak 1 i 2 izvan pogona

U varijanti kada blokovi TE Sisak 1 i 2 ostaju u pogonu, predložena su dva rješenja priključka nove KTE 3x70 MW: 1) priključak svih generatora na 220 kV mrežu - slika 7; 2) priključak dva generatora na 220 kV, a jednog na 110 kV mrežu. Za oba rješenja koja izazivaju gotovo iste troškove priključka (oko 16,5 milijuna eura) nužna su pojačanja 110 kV mreže, i to električkim kompaktiranjem postojećeg DV 2x110 kV Sisak – Pračno (vodiči 2xAl/Č 240/40 mm²), kompletiranjem novog DV Pračno – Željezara (teški vod, vodiči 2xAl/Č 240/40 mm²), kao i DV Sisak – Željezara (teški vod, vodiči 2xAl/Č 360/57 mm²), te zamjenom aparata u odnosnim 110 kV poljima i u rasklopištima TE Sisak i TS Pračno. Pouzdanost plasmana snage elektrane je upitna zbog visoke starosti priključnih vodova elektrane.

Sva prikazana rješenja priključka nove KTE 3x70 MW omogućavaju priključak i nove grupe 3x70 MW, nakon izlaska postojećih blokova TE Sisak 1 i 2 iz pogona. Konačno rješenje priključka bi tada bilo izvedeno na način da se na 220 kV sabirnice priključuju tri generatora

(3x70 MW), a na 110 kV sabirnice još tri generatora (3x70 MW).



Slika 7 - Priključak KTE 3x70 MW na 220 kV mrežu u varijanti kada su blokovi TE Sisak 1 i 2 u pogonu

4.1.5 Priključak KTE 250 MW

U ovom poglavlju opisuju se rezultati statičkih analiza (tokovi snaga, n-1 kriterij) priključka novog kombi postrojenja oznake 1V94.2 na prijenosnu mrežu te su procijenjeni troškovi priključka elektrane na EES. Rješenje priključka je provjereno s obzirom na kriterij sigurnosti plasmana maksimalne proizvodnje novog kombi bloka imajući u vidu moguću neraspodivost jedne grane kojom je razmatrana elektrana povezana s ostatkom elektroenergetskog sustava. Imajući u vidu očekivani smanjeni i povremeni angažman bloka TE Sisak 2 koji ostaje u pogonu (blok TE Sisak 1 se smatra trajno izvan pogona, konzerviran), određena je maksimalna snaga TE Sisak 2 koju je moguće istodobno plasirati u mrežu uz maksimalnu proizvodnju novog bloka, a imajući u vidu definirani kriterij sigurnosti pogona (n-1). Analize su provedene na modelu EES "nazivne 2010. godine" i nadovezivale su se na dotadašnja ispitivanja priključka nove KTE na lokaciji TE Sisak. Priključak je provjeren na osnovi statičkih analiza pa je naknadno nužno provesti dinamičke analize kako bi se ustanovilo ponašanje agregata pri određenim poremećajima u mreži (kratki spojevi, promjena referentnog signala u uzbuđenom krugu generatora i sl.).

Parametri generatora i željeno rješenje priključka KTE Sisak na EES

Parametri generatora i rješenje priključka nove KTE Sisak na EES dobiveni su od strane HEP-Proizvodnje d.o.o. Podaci su se odnosili na postrojenje oznake 1V94.2, a sadržavali

su opis i tehničke podatke generatora plinske turbine, opis generatora parne turbine (bez tehničkih podataka), opise i tehničke podatke o sustavima uzbude generatora te jednodopolnu shemu elektrane. Pojednostavljena jednodopolna shema nove KTE Sisak 250 MW prikazana je na slici 8. Osnovni podaci generatora plinske i parne turbine koji se smatraju mjerodavnima za provjeru rješenja priključka na EES prikazani su tablicom 1.

Tablica 1 - Tehnički podaci generatora KTE Sisak (postrojenje 1V94.2)

Parametar	Generator plinske turbine (GGT)	Generator parne turbine (GST)
Nazivna snaga (MVA)	207	95
Faktor snage	0.75	0.85
Nazivni napon na stezaljkama generatora (kV)	15.75±5 %	10.5±5 %

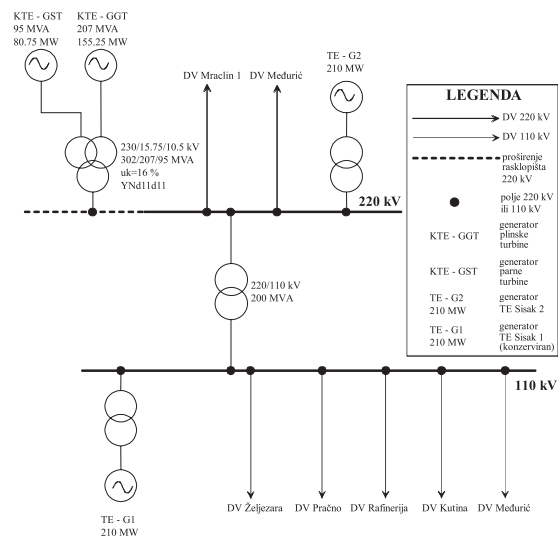
Parametri tronamotnog blok transformatora kojim se oba generatora priključuju na 220 kV sabirnice elektrane su sljedeći:

Nazivna snaga: 302 MVA/207 MVA/95 MVA

Nazivni napon: 230 ±9x1,25 %/15,75 kV/10,5 kV

Napon kratkog spoja u_k (%): 16 %

Grupa spoja: YNd11d11



Slika 8 - Pojednostavljena jednodopolna shema KTE Sisak – postrojenje 1V94.2

Plasman maksimalne proizvodnje i sigurnost plasmana proizvodnje KTE Sisak na EES

Pri angažmanu maksimalnom snagom nove KTE Sisak (232 MW na pragu, vlastita potrošnja elektrane procijenjena na 2

% P_n) opterećenja priključnih vodova elektrane (u odnosu na njihove termičke granice) pri potpunoj raspoloživosti grana se kreću oko sljedećih iznosa (promatrano stanje maksimalnog opterećenja EES bez i s razmjenama sa susjednim sustavima):

DV 220 kV Sisak – Mraclin	22 % I_t
DV 220 kV Sisak – Međurić	22 % I_t
Trafo 220/110 kV	50 % S_n
DV 110 kV Sisak – Rafinerija	30 % I_t
DV 110 kV Sisak – Pračno	20 % I_t
DV 110 kV Sisak – Željezara	23 % I_t
DV 110 kV Sisak – Međurić	11 % I_t
DV 110 kV Sisak – Kutina	16 % I_t

Angažman nove KTE Sisak je omogućen i pri neraspoloživosti jedne priključne grane što znači da je kriterij statičke sigurnosti pogona zadovoljen.

Pri angažmanu maksimalnom snagom nove KTE Sisak (232 MW) te angažmanu maksimalnom snagom bloka TE Sisak 2 (198 MW), opterećenja priključnih vodova elektrane (u odnosu na njihove termičke granice) pri potpunoj raspoloživosti grana se kreću oko sljedećih iznosa:

DV 220 kV Sisak – Mraclin	56 % I_t
DV 220 kV Sisak – Međurić	38 % I_t
Trafo 220/110 kV	68 % S_n
DV 110 kV Sisak – Rafinerija	30 % I_t
DV 110 kV Sisak – Pračno	35 % I_t
DV 110 kV Sisak – Željezara	31 % I_t
DV 110 kV Sisak – Međurić	15 % I_t
DV 110 kV Sisak – Kutina	22 % I_t

U slučaju ostanka u pogonu bloka 1 rasterećuje se transformacija 220/110 kV pri čemu se dodatno opterećuju (i ugrožavaju) 220 kV vodovi prema Mraclinu i Međuriću.

Kritični događaji za plasman maksimalne proizvodnje KTE Sisak i TE Sisak 2 su pojedinačni ispadi DV 220 kV Sisak – Mraclin kada može doći do preopterećenja transformacije 220/110 kV u TE Sisak (oko 105 % S_n) i ispad DV 220 kV Sisak – Međurić kada se preopterećuje DV 220 kV prema Mraclinu. Da bi se izbjeglo moguće preopterećenje mrežnog transformatora ili DV 220 kV Sisak – Mraclin, a time i moguća lančana preopterećenja te ispadi u mreži, nužno je tada ograničiti angažman TE Sisak 2 na manje od 130 MW, ovisno o prilikama u sustavu (opterećenje, angažman utjecajnih elektrana poput TETO Zagreb, uklopno stanje mreže, razmjene sa susjednim EES i dr.). Očito će tada ispunjenje kriterija sigurnosti omogućavati rad TE Sisak 2 samo oko tehničkog minimuma generatora.

Moguća pojačanja mreže radi povećanja sigurnosti plasmata maksimalne proizvodnje KTE Sisak i TE Sisak 2 na EES

Moguća pojačanja u mreži vezana su prvenstveno za sigurnost istodobnog plasmata proizvodnje nove KTE Sisak i starog bloka TE Sisak 2 budući da prethodne analize

pokazuju kako će uz maksimalan angažman KTE Sisak trebati ograničavati angažman TE Sisak 2 radi očuvanja (n-1) kriterija koji se uzima u obzir pri planiranju pogona EES. Autori su sagledavali sljedeća moguća pojačanja mreže:

1. uvod/izvod DV 220 kV Mraclin – Jajce/Prijedor u TE Sisak,
2. izgradnja novog voda Sisak – Mraclin 2,
3. ugradnja paralelnog transformatora 220/110 kV, 200 MVA (ili zamjena postojećeg transformatora 220/110 kV – 200 MVA s dva transformatora 150 MVA).

Rješenja pod 1 i 2 (pojedinačno) omogućavaju siguran plasman maksimalne proizvodnje KTE, te oba bloka TE Sisak, dok rješenje pod 3 omogućava isto u slučaju pogona KTE i bloka 2 TE Sisak.

Sigurnost plasmata maksimalne proizvodnje samo novog bloka u Sisku je omogućena uz priključak na postojeću mrežu, pa s tog aspekta nisu nužna nikakva pojačanja mreže 220 kV ili 110 kV.

Starost mreže 220 kV i 110 kV u okolini TE Sisak

U studijama [3] i [7] obrađeni su aspekti starosti mreže 220 kV i 110 kV te okolnih TS 220/110 kV, TS 110/x kV i samog postrojenja 220/110 kV TE Sisak. Ocijenjeno je da je starost postojećih vodova i transformatorskih stanica, a od utjecaja za plasman proizvodnje KTE Sisak, kritičan u odnosu na njihovu očekivanu životnu dob. Priključni 220 kV vodovi TE Sisak izgrađeni su 1970. godine, a priključni 110 kV vodovi u razdoblju između 1960. i 1971. godine. U godini očekivanog puštanja nove KTE Sisak u pogon (2007.) starost njenih priključnih vodova će iznositi između 36 i 47 godina. Očekivana životna dob alučelnih vodiča i pripadne električke opreme (zaštitna užad, izolatori) se kreće u rasponu od 40 do preko 60 godina, ovisno o održavanju voda, pogonskim uvjetima i okruženju (klimatske prilike, zagađenje). Starost okolnih transformatorskih stanica bitnih za plasman proizvodnje KTE Sisak (Mraclin 1965., Međurić 1962., Pračno 1962. i dr.) također je kritičan s obzirom na očekivanu životnu dob ugrađene opreme (prekidači, energetske i mjerni transformatori, rastavljači – 40 godina).

Procijenjeni troškovi priključka nove KTE Sisak 250 MW

Uz željeno rješenje HEP Proizvodnje priključka KTE Sisak na postojeću mrežu bez dodatnih ulaganja vezanih za povećanje sigurnosti plasmata proizvodnje nove KTE i stare TE Sisak 2, te troškova nužnih zamjena i rekonstrukcija u mreži, ukupna ulaganja odnose se samo na opremanje jednog 220 kV trafo polja. Ti se troškovi mogu procijeniti na iznos od oko 286 000 € (oko 2 150 000 kuna).

Zaključno o priključku nove KTE Sisak 250 MW

Novo postrojenje KTE Sisak u definiranoj varijanti (1V94.2) moguće je priključiti na postojeću mrežu pri čemu je zadovoljen kriterij (n-1) sigurnosti pogona kod plasmana maksimalne snage elektrane.

Uz angažman KTE Sisak maksimalnom snagom neće biti moguće angažirati stari blok TE Sisak 2 punom snagom zbog mogućeg narušavanja kriterija (n-1) u pogonu.

Mogući angažman stare TE Sisak 2 uz maksimalan angažman nove KTE, imajući u vidu traženu sigurnost pogona, ovisi o pogonskim uvjetima (uklopno stanje mreže, opterećenja u sustavu, angažman okolnih TE), a kreće se u granicama između 90 MW (tehnički minimum) do najviše 130 MW (s obzirom na maksimalno opterećenje "nazivne" 2010. godine).

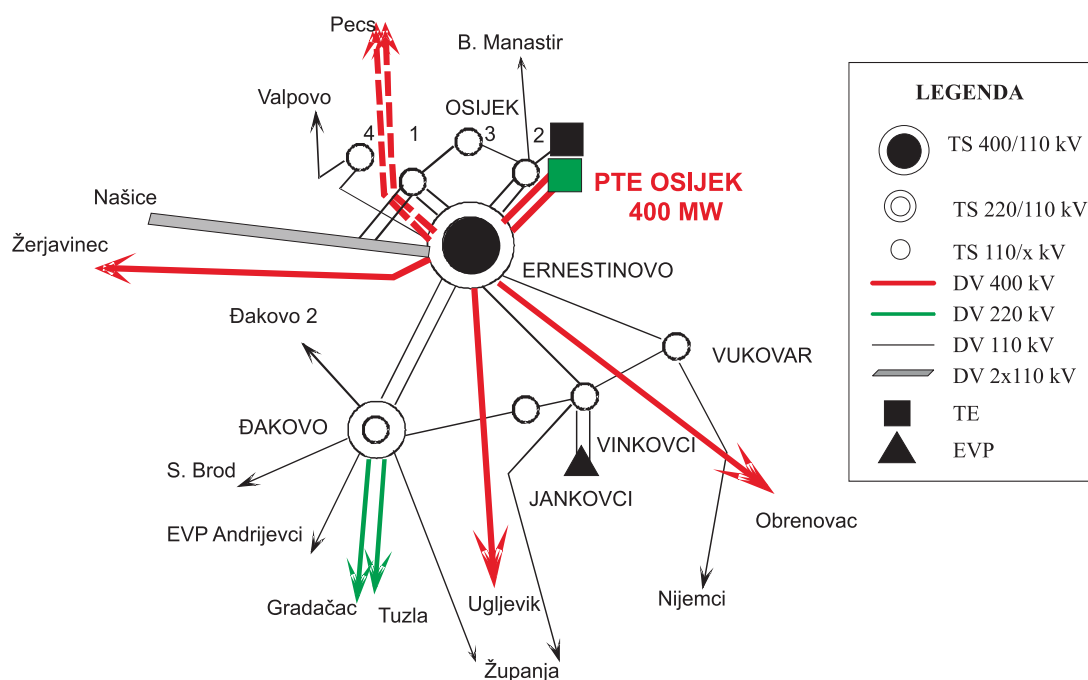
Uz postojeće stanje mreže nakon priključka nove KTE Sisak na EES, operator sustava će morati ograničavati angažman starog bloka TE Sisak 2 ovisno o traženoj sigurnosti pogona. Imajući u vidu mali očekivani broj sati rada godišnje starog bloka TE Sisak 2, i njegov očekivani izlazak iz pogona 2018. godine, takvo rješenje se ocjenjuje zadovoljavajućim, a rizik od ograničenja rada bloka 2 TE Sisak snosit će HEP-Proizvodnja. Važno je napomenuti da je nakon izgradnje TS 400/220/110 kV Žerjavinec sistemski značaj tog bloka svakako minimiziran.

Starost mreže u okolini TE Sisak bit će kritična s aspekta pouzdanosti i sigurnosti plasmana proizvodnje blokova na lokaciji TE Sisak. U srednjoročnom razdoblju (>5 godina od puštanja elektrane u pogon) mogu se očekivati povećan broj ispada priključnih vodova i njihova veća neraspoloživost, što bi moglo ugrožavati sigurnost plasmana proizvodnje nove KTE ukoliko se ne poduzmu aktivnosti na zamjenama i rekonstrukcijama u električki bliskim dijelovima mreže.

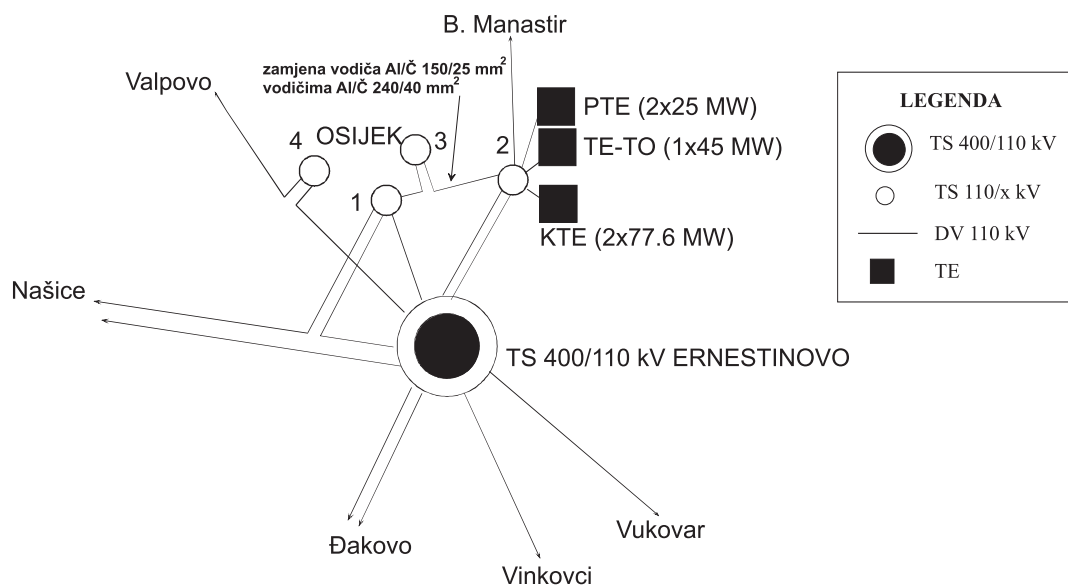
4.2 Lokacija postojeće TE-TO i PTE Osijek

4.2.1 Priključak KTE 400 MW

Provedene su analize pokazale da je priključak nove KTE Osijek potrebno ostvariti na 400 kV naponsku razinu, za što je potrebno formirati RP 400 kV u krugu elektrane, izgraditi dvosistemski 400 kV vod KTE Osijek-Ernestinovo, te ugraditi treći transformator 400/110 kV (300 MVA) u TS Ernestinovo (slika 9). Druga mogućnost priključka elektrane je direktnim spojem generatora na 400 kV sabirnice TS Ernestinovo pomoću jednog 400 kV voda, što se zbog njegove relativno male duljine (oko 12 km) ocjenjuje kao dovoljno pouzdano rješenje. Ukupne investicije potrebne za priključak KTE Osijek na EES procijenjene su na oko 12 milijuna eura u varijanti priključka dvosistemskim vodom, odnosno 8 milijuna eura u varijanti priključka jednim vodom na 400 kV sabirnice u Ernestinovu.



Slika 9 - Priključak KTE Osijek 400 MW na 400 kV mrežu



Slika 10 - Priključak KTE Osijek 150 MW na 110 kV mrežu

4.2.2 Priključak KTE 150 MW

Analize tokova snaga i (n-1) sigurnosti pokazuju da je priključak nove KTE Osijek snage oko 150 MW (dva jednoosovinska sustava s generatorima plinske i parne turbine snage 2x97 MVA) potrebno ostvariti na 110 kV naponsku razinu u TS Osijek 2, za što je nužno zamijeniti vodiče Al/C 150/25 mm² (5,73 km) na dionici postojećeg 110 kV voda Osijek 2 – Osijek 3 s vodičima od Al/C 240/40 mm². Takvo rješenje zadovoljava uvijete sigurnog plasmana maksimalne snage svih elektrana priključenih na TS Osijek 2 (KTE, TE-TO i PTE Osijek) u svim očekivanim pogonskim stanjima u godini ulaska nove KTE u pogon. Ukupne investicije potrebne za priključak KTE Osijek 150 MW na EES procijenjene su na oko 1 milijun eura.

4.2.3 Priključak KTE 250 MW

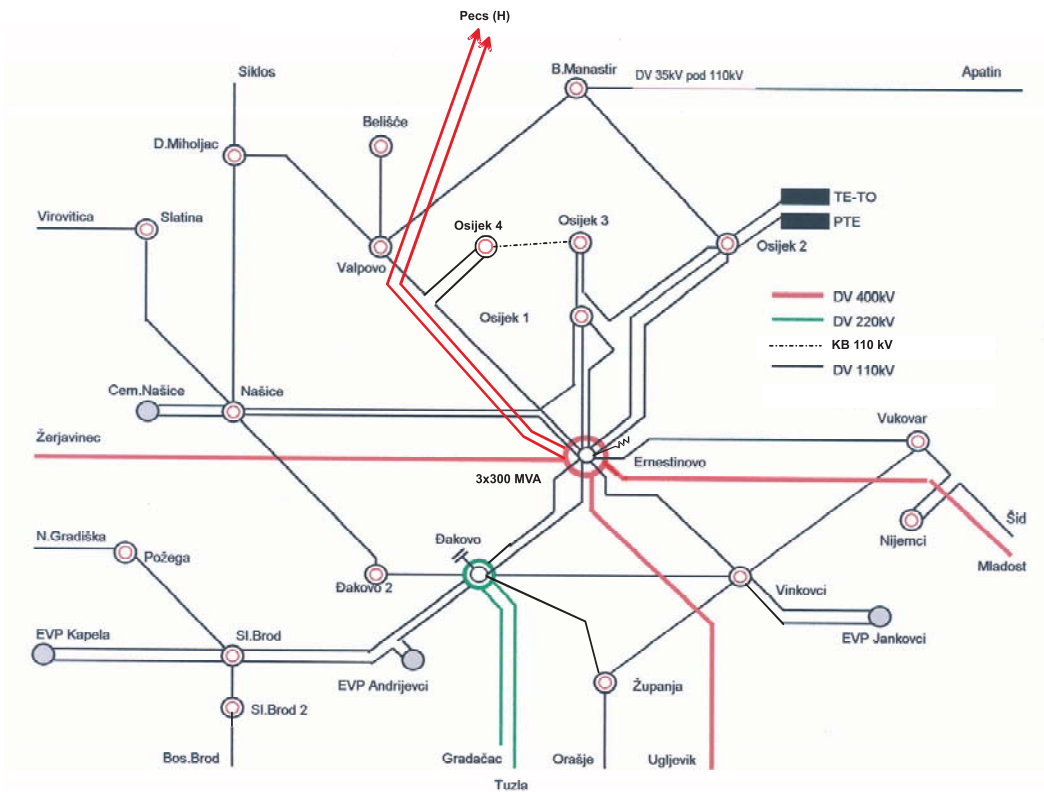
U [11] analiziran je priključak nove kombi plinsko-parne elektrane snage oko 250 MW (u nastavku teksta KTE Osijek 250 MW) na lokaciji postojećih TE-TO i PTE Osijek. Prema zahtjevu HEP-Proizvodnje priključak razmatrane elektrane je potrebno ostvariti na 110 kV naponskoj razini preko TS 110/35 kV Osijek 2. Očekivana godina ulaska u pogon nove KTE Osijek 250 MW je 2010., a očekivanu konfiguraciju okolne mreže prikazuje slika 11. Očekuje se da će do razmatranog vremenskog presjeka na razmatranu lokaciju biti moguće dopremiti dovoljne količine plina za rad nove KTE te postojećih blokova TE-TO i PTE Osijek.

Rješenje priključka nove KTE Osijek 250 MW na 110 kV mrežu bilo je potrebno odrediti uvažavajući sljedeće:

- (n-1) kriterij sigurnosti plasmana maksimalne snage svih proizvodnih blokova sa razmatrane lokacije, u svim mogućim i očekivanim pogonskim stanjima,
- očekivane naponske prilike u mreži prije i nakon priključenja nove elektrane na sustav,
- razinu kratkospojnih prilika u okolnoj mreži, promatrane preko najvećih vrijednosti početnih struja tropolnih i jednopolnih kratkih spojeva,
- stabilnost kuta agregata nove KTE pri velikim i malim poremećajima.

Posebno su izvršene analize očekivanog strujnog opterećenja 110 kV sabirnica TS Osijek 2 preko kojih se plasira proizvodnja nove KTE u mrežu budući da su iste ocijenjene kritičnim za priključak nove KTE (dispozicija istih prikazana je slikom 12). Jedan dio postrojenja 110 kV (polja E1 do E8) sastoji se od jednog sustava glavnih sabirnica presjeka Al/Če 450/40 mm² i pomoćnih sabirnica presjeka Al/Če 240/40 mm². Drugi dio postrojenja 110 kV (polja E9 do E14) sadrži dva sustava glavnih sabirnica presjeka Al/Če 490/65 mm². Trenutno se u postrojenju nalazi dva slobodna 110 kV polja (E3 i E4), a postoji dovoljno prostora za proširenje postrojenja 110 kV za još tri polja iza završnog postojećeg polja E14. S obzirom na postojeću izvedbu postrojenja 110 kV TS Osijek 2, radi veće fleksibilnosti pogona bit će nužno izvesti dva sustava glavnih sabirnica duž čitavog postrojenja produljenjem glavnih sabirnica W2.

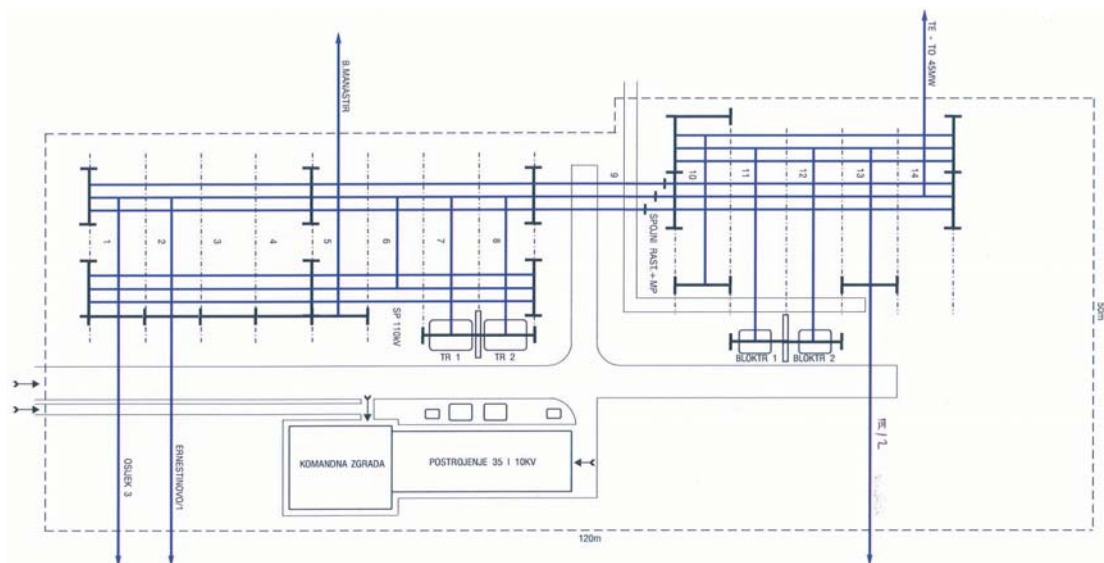
Nova elektrana u Osijeku bit će iste izvedbe kao i KTE 250 MW na lokaciji postojeće TE Sisak. Radi se o dvoosovinskom kombi postrojenju oznake 1V94.2 čiji su osnovni parametri prikazani u prethodnom poglavlju (tablica 1).



Slika 11 - Mreža 400, 220 i 110 kV na području PrP Osijek – očekivano stanje 2010.

Izvršene analize pokazuju da će nakon izgradnje nove KTE Osijek 250 MW i njenog priključka na 110 kV sabirnice TS Osijek 2, biti nužno pojačati mrežu 110 kV radi

osiguravanja sigurnog plasmana proizvodnje nove KTE, te postojećih TE-TO i PTE Osijek.



Slika 12 - 110 kV postrojenje TS Osijek 2 (dispozicija)

Ukoliko se mreža dimenzionira po kriteriju neraspoloživosti jedne grane sustava pri čemu opterećenja ostalih grana moraju ostati unutar dozvoljenih granica bez smanjenja angažirane snage elektrana koje utječu na opterećenja razmatranih vodova, moguća su četiri rješenja pojačanja mreže 110 kV u okolini TS Osijek 2 koja osiguravaju siguran plasman proizvodnje nove KTE Osijek 250 MW:

- 1) povećanje prijenosne moći DV 110 kV Osijek 2 – Osijek 3 zamjenom vodiča Al/Č 150/25 mm² (po potrebi i stupova) vodičima Al/Č 240/40 mm², na dionici duljine 5,73 km, ili
- 2) izgradnja novog DV 110 kV Osijek 1 – Osijek 2, ili
- 3) izgradnja novog DV 110 kV Osijek 2 – Ernestinovo /3, ili
- 4) polaganje novog KB 110 kV Osijek 2 – Osijek 4.

Rješenja pojačanja mreže su poredana prema rastućim troškovima (investicijama), a omjer investicija u 110 kV mreži je otprilike 1 / 2,15 / 2,65 / 15,5 (490 000 € za rješenje pod 1; 1 050 000 € za rješenje pod 2; 1 300 000 € za rješenje pod 3; 7 550 000 € za rješenje pod 4).

Sva četiri rješenja pojačanja mreže mogla bi ograničavati plasman proizvodnje PTE Osijek uz angažman maksimalnom snagom KTE i TE-TO Osijek. Snaga kojom je moguće angažirati PTE Osijek prvenstveno ovisi o opterećenju distributivnog konzuma koji se napaja preko TS Osijek 2 u promatranom trenutku.

Rješenja pod rednim brojevima 2, 3 i 4 pružaju veću sigurnost plasmana proizvodnje nove KTE Osijek budući da je opterećenje priključnih 110 kV vodova, pri

neraspoloživosti jednog od njih, znatno manje od njihove termičke granice. U slučaju rješenja pod 1, u izvanrednim su okolnostima moguća opterećenja 110 kV vodova prema TS Osijek 3 i TS Ernestinovo u blizini gornjih dopuštenih vrijednosti. Potrebno je spomenuti da trajno isključenje KB 110 kV Osijek 3 – Osijek 4, predviđenog za izgradnju u kratkoročnom razdoblju, u normalnom pogonu bitno rasterećuje kritični vod Osijek 2 – Osijek 3.

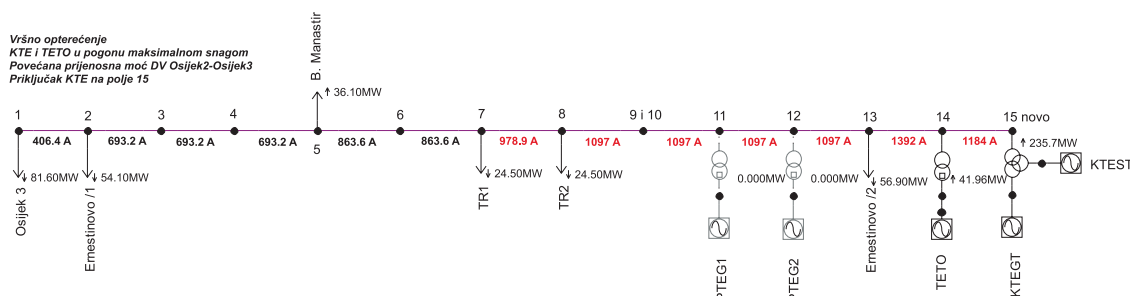
Bez obzira na odabrano rješenje pojačanja 110 kV mreže nakon izgradnje KTE Osijek 250 MW, postojeći presjek 110 kV sabirnica TS Osijek 2 ne zadovoljava s obzirom na maksimalna strujna opterećenja u normalnom pogonu, neovisno o prostornom priključku nove KTE (produženje sabirnica iza polja E14 ili priključak na rezervna polja E3 ili E4, ili izmještaj voda Ernestinovo /1 na polje E3 i priključak blok trafoa nove KTE na polje E2 ili E4), ukoliko oba generatora nove KTE budu spojena na mrežu preko jednog tronamotnog blok transformatora (slika 13).

Ukoliko se zadrži rješenje s jednim tronamotnim blok transformatorom, isti će biti potrebno priključiti u polje E3, novi vod (Ernestinovo /3, Osijek 1 ili Osijek 4) u polje E4 (slika 14), a sabirnice pojačati s obzirom na izračunate maksimalne struje u normalnom pogonu koje iznose:

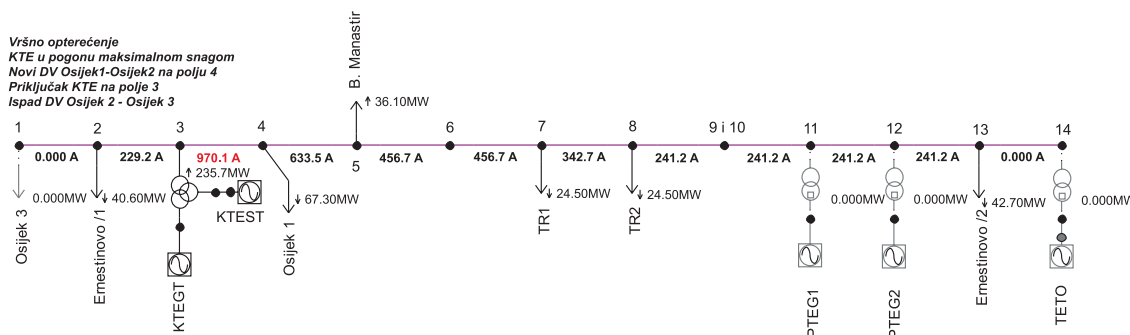
$I_{max} = 970$ A u slučaju izgradnje novog voda Osijek 1 – Osijek 2,

$I_{max} = 926$ A u slučaju izgradnje novog voda Osijek 2 – Ernestinovo /3, te

$I_{max} = 1060$ A u slučaju polaganja kabela Osijek 2 – Osijek 4.



Slika 13 - Preopterećenje 110 kV sabirnica TS Osijek 2 u slučaju priključka nove KTE u polje E15 proširenog dijela



Slika 14 - Preopterećenje 110 kV sabirnica TS Osijek 2 u slučaju priključka nove KTE u polje E3 i izgradnje DV 110 kV Osijek 1 – Osijek 2

U slučaju pojačanja mreže 110 kV zamjenom vodiča na vodu Osijek 2 – Osijek 3, tronamotni blok trafo nove KTE treba priključiti u polje E2, s kojeg se izmješta vod Osijek 2 – Ernestinovo /1 u polje E3, a sabirnice treba pojačati s obzirom na izračunatu maksimalnu struju u normalnom pogonu ne manju od 1200 A.

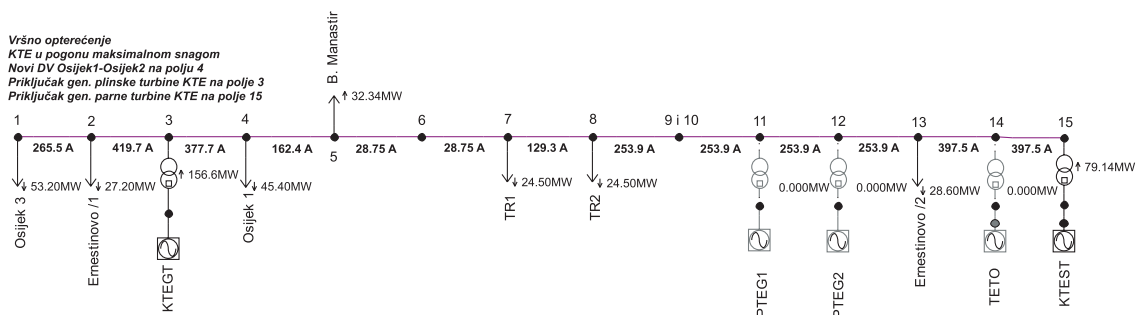
Zamjena sabirničkog užeta TS Osijek 2 se može izbjeći ukoliko se svaki generator nove KTE priključi na mrežu preko zasebnog blok transformatora. U tom slučaju blok transformator generatora plinske turbine treba priključiti u polje E3, blok transformator generatora parne turbine u polje E15 (proširenje postojećih sabirnica), a novi vod (Osijek 1, Ernestinovo /3 ili Osijek 4) u polje E4 (slika 15). Ukoliko se mreža pojačava zamjenom vodiča na vodu Osijek 2 – Osijek 3, blok trafo generatora plinske turbine se smješta u polje E2 s kojeg se izmješta vod prema Ernestinovu /1 u polje E3, a blok transformator generatora parne turbine se priključuje u polju E4 (slika 16).

Ukoliko KTE bude imala transformator opće potrošnje priključen na 110 kV sabirnice TS Osijek 2, potrebno je proširiti sabirnice 110 kV za jedno ili dva polja, ovisno o broju blok transformatora nove KTE i odabranom rješenju pojačanja mreže 110 kV.

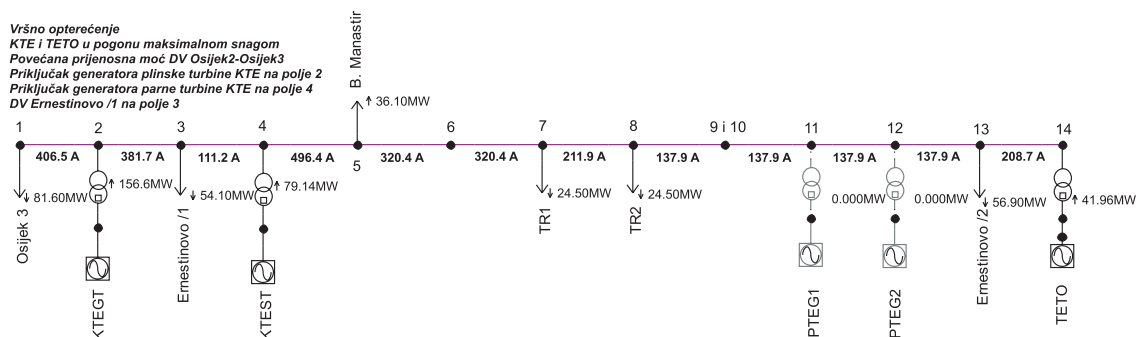
Neovisno o izvedbi i načinu priključka nove KTE na sabirnice 110 kV TS Osijek 2 povoljno je produžiti glavni

sustav sabirnica W2 duž čitavog postrojenja. TS Osijek 2 tako bi bila izvedena s dva sustava glavnih sabirnica.

Priključak generatora nove KTE preko tronamotnog blok transformatora na 110 kV sabirnice TS Osijek 2 (bez dodatnih kompenzacijskih shema) nije povoljan s aspekta pružanja pomoćne usluge regulacije jalove energije i napona, te ravnomjernog opterećenja generatora jalovom snagom (proizvodnje jalove snage/energije) za različita pogonska stanja. Dok se očekivana potreba za pružanjem usluge Q/U regulacije nove KTE uglavnom svodi na finiju kontinuiranu regulaciju, imajući u vidu mjesto njenog priključka i postojanje uređaja za kompenzaciju jalove energije u tom dijelu EES-a, neravnomjerno opterećenje generatora jalovom snagom (tzv. “hunting efekt”) dovodi do situacija da je istodobno radna točka generatora plinske turbine u kapacitivnom dijelu pogonske karte dok je radna točka generatora parne turbine u induktivnom dijelu pogonske karte i obratno. Uravnoteženije opterećenje generatora jalovom snagom (proizvodnja jalove snage/energije) te veće mogućnosti regulacije jalove energije i napona postižu se u slučaju priključka generatora nove KTE na 110 kV sabirnice TS Osijek 2 preko zasebnih blok transformatora. Nakon definiranja točnih i potpunih parametara generatora i blok transformatora, uključujući pogonske karte generatora, razmatranu problematiku bit će nužno detaljnije analizirati ukoliko se zadrži rješenje



Slika 15 - Prostorni priključak KTE Osijek s dva dvonamotna blok transformatora u slučaju pojačanja mreže novim DV 110 kV Osijek 1 – Osijek 2



Slika 16 - Prostorni priključak KTE Osijek s dva dvonamotna blok transformatora u slučaju pojačanja mreže povećanjem prijenosne moći DV 110 kV Osijek 2 – Osijek 3

priključka generatora preko jednog tronamotnog blok transformatora.

Komparativnom usporedbom dobivenih numeričkih rezultata proračuna stabilnosti elektroenergetskog sustava u uvjetima nakon priključenja planiranih agregata kombi-bloka na analiziranoj lokaciji zaključuje se da nema značajnijih elemenata koji bi ukazivali na poteškoće vezane uz kritično vrijeme trajanja trofaznog kratkog spoja, prigušenje elektromehaničkih njihanja u EES-u Hrvatske te prigušenje strojnih elektromehaničkih njihanja. Lokacija 'Osijek' zadovoljava minimalne kriterije kritičnog trajanja trofaznog kratkog spoja te koeficijenta prigušenja nakon uvođenja PSS-a u sustave regulacije uzbude sinkronih generatora agregata kombi-bloka. Dakle, stabilnost kuta rotora u EES-u Hrvatske ne bi bila ugrožena s planiranom izgradnjom novih agregata ukoliko bi njihovi parametri ostali u postavljenim okvirima.

Na ovoj se lokaciji procjenjuje da elektromehanička stabilnost kuta rotora ne predstavlja značajniji element prema kojem bi se trebalo dodatno definirati konfiguraciju vanjske 110 kV prijenosne mreže. Nakon izbora isporučitelja agregata i točnog poznavanja njihovih parametara, te konačnog odabira načina pojačanja mreže 110 kV, potrebno je ponovno izvesti proračune stabilnosti kuta rotora te točnije procijeniti ulogu planiranih agregata u regulaciji napona i frekvencije.

4.3 Lokacija postojeće TE-TO Zagreb

4.3.1 Priključak KTE 400 MW

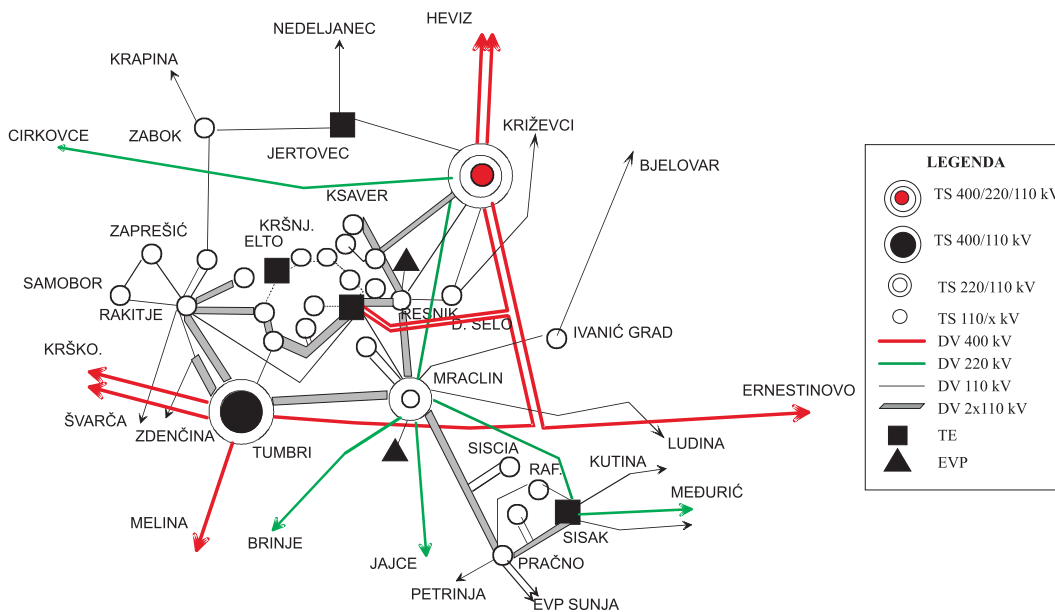
Provedene analize pokazale su da je priključak nove KTE Zagreb potrebno ostvariti na 400 kV naponsku razinu, za

što je potrebno formirati RP 400 kV u krugu elektrane, te uvesti 400 kV vod Tumbri-Žerjavinec (odnosno jednu trojku 2x400 kV voda Veleševac-Žerjavinec) u RP 400 kV KTE Zagreb (slika 17). Ukupne investicije potrebne za priključak KTE Zagreb na EES procijenjene su na oko 8,5 milijuna eura. Upitnom je ostala mogućnost izgradnje DV 2x400 kV do lokacije TE-TO budući da isti nije planiran u prostornom planu RH.

4.3.2 Priključak KTE 100 MW

TE-TO Zagreb smještena je u istočnom dijelu grada Zagreba (Žitnjak), a kao gorivo koristi loživo ulje i prirodni plin. Termoelektrana toplana služi za opskrbu potrošača grada Zagreba toplinskom i električnom energijom. U elektrani se nalaze proizvodne jedinice 32 MW (blok A) i 110 MW (blok C), a nedavno je u pogon ušlo novo kombi kogeneracijsko plinskoparno postrojenje ukupne električne snage 260 MVA (221 MW na generatorima). Na razmatranoj lokaciji TE-TO danas se nalaze blokovi ukupno instalirane snage u iznosu od 337 MW na pragu.

Svi blokovi TE-TO Zagreb priključeni su na 110 kV sabirnice TS 110/30 kV koja se nalazi u krugu elektrane. U TS se nalaze i tri transformatora 60 MVA za napajanje distribucijskih potrošača. Transformatorska stanica TE-TO Zagreb priključena je na 110 kV mrežu grada Zagreba preko pet vodova 110 kV, od kojih su dva dvosistemska 2x110 kV. Vodiči svih priključnih 110 kV vodova TE-TO Zagreb izvedeni su od Al/Č 240/40 mm² prijenosne moći 120 MVA. Dionica voda TETO-Rakitje izvedena je od vodiča Al/Č 150/25 mm² koja ograničava njegovu prijenosnu moć. Vod



Slika 17 - Priključak KTE Zagreb 400 MW na 400 kV mrežu

prema Mraclinu izveden je s dva vodiča Al/Č 240/40 mm² po fazi (prijenosna moć 240 MVA), a prema TS Trpimirova je položen kabel 110 kV od Al 1000 mm².

Za priključak navedenih proizvodnih blokova, odvod proizvedene električne energije, napajanje distribucije (DP "Elektra" Zagreb), kao i vlastite potrošnje elektrane, izgrađeno je (a 2001. godine i rekonstruirano) 110 kV rasklopno postrojenje s 19 polja i to:

- polja za priključak proizvodnih blokova,
- 1 polje za transformator opće vlastite potrošnje,
- 1 spojno polje glavnih sabirnica,
- 1 mjerno polje,
- 3 polja transformatora 110/30 kV, 60 MVA,
- polja zračnih vodova 110 kV (DV Sopot, Botinec, Rakitje, Mraclin, Resnik I i II),
- 1 polje kabelskog voda 110 kV Trpimirova.

Sabirnice 110 kV (Al cijev ϕ 120 x 8 mm) dimenzionirane su na $I_k'' = 40$ kA, no rasklopna moć većine prekidača je manjeg iznosa (31,5 i 34,1 kA). Samo novoizgrađena polja 110 kV (agregati bloka K i spojka) imaju prekidače rasklopne moći 40 kA.

Za lokaciju postojeće TE-TO Zagreb istraživala se mogućnost priključka novog kogeneracijskog plinskoparnog kombi bloka u dvoosovinskoj izvedbi, snage 1x70 + 1x35 MW, na postojeću 110 kV mrežu Zagreba i to s aspekta:

- sigurne evakuacije proizvodnje razmatrane KTE uz kriterij raspoloživosti mreže od (n-1) kritičnih elemenata, a u doba visokog opterećenja sustava i same mreže, te u vrijeme nižih opterećenja na zagrebačkom području kada se dio proizvodnje TE-TO prenosi u ostale dijelove EES-a,

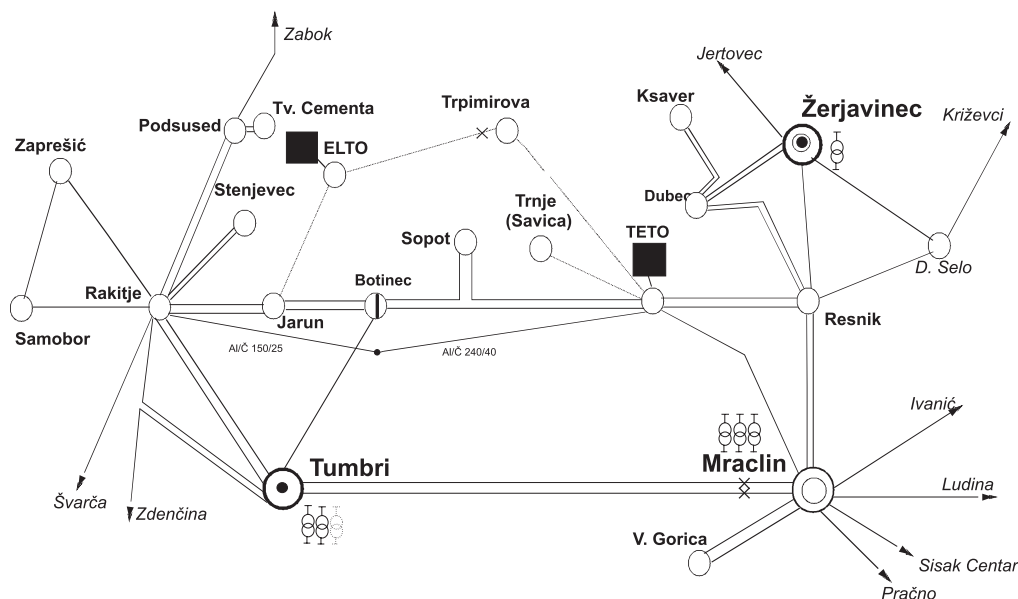
- razine struja kratkih spojeva u EES-u Hrvatske koje moraju biti unutar granica definiranih rasklopnom moći postojećih ili zamjenskih prekidača,

- rada postojećih blokova u TE-TO Zagreb.

Predviđeni kogeneracijski plinskoparni kombi blok zamjena je za postojeći parni blok A el. snage 32 MW, čija je dinamika izlaska iz pogona trebala biti 2002. godina, a planirano je da u rezervi ostaje do 2004. godine. Osnovne karakteristike razmatrane KTE su:

- dvoosovinsko kombi plinsko-parno postrojenje 1x70 + 1x35 MW
- nazivna radna snaga ~105 MW
- nazivni faktor snage 0,85 - 0,9
- nazivna prividna snaga ~117 - 125 MVA
- snaga vlastite potrošnje ~5 % od P_n , tj. ~5 MW
- nazivni napon priključne mreže 110 kV
- gotovost (pogon) do 2005. godine

Nakon izgradnje novog bloka i gašenja bloka A, s lokacije TE-TO Zagreb bit će nužno omogućiti siguran plasman u okolnu 110 kV mrežu, uz (n-1) raspoloživost priključnih grana, maksimalnih 415 MW umanjenih za trenutnu snagu potrošnje distribucije napajane sa sabirnica 110 kV TE-TO Zagreb (maksimum 2004. je bio 82 MW [12]). Ukoliko se u obzir uzme i normalno uklopno stanje u kojem se sa 110 kV sabirnica TE-TO Zagreb napaja TS Trpimirova (maksimum 2004. – 44 MW [12]), a u budućnosti i nove TS Trnje Savica, TS Sigečica i TS Ružmarinka predviđene za izgradnju od strane Elektro Zagreb [13], eventualno potrebna pojačanja mreže treba sagledati uzimajući u obzir preostalu očekivanu angažiranu snagu svih blokova TE-TO Zagreb koja se plasira dalje u sustav, odnosno zagrebačku mrežu (TS Resnik, TS Mraclin, TS Sopot, TS Botinec).



Slika 18 - Planirana konfiguracija 110 kV mreže Zagreba 2005. godine prema lit. [12]

Dodatni utjecajni faktor koji značajno određuje potrebna pojačanja mreže nakon izgradnje KTE 100 MW je i razina kratkog spoja [13, 14] ukazale na ugroženost 110 kV opreme (prekidača) u nekoliko TS 110/35 kV na području Zagreba, među ostalim i u TE-TO Zagreb. Na temelju prijeratnog stanja i rezultata studija [13, 14], priključak nove KTE 100 MW je u [8] bio sagledan uz pretpostavku poprečnog sekcioniranja zagrebačke 110 kV mreže (mreža razdvojena u TS Trpimirova, TS Botinec i TS Mraclin) pri čemu se ista razdvaja na dva dijela: zapadni dio napajan iz TS 400/110 kV Tumbri i EL-TO, te istočni dio napajan iz TS 400/220/110 kV Žerjavinec, TS 220/110 kV Mraclin i TE-TO (slika 18). Uz takvo uklopno stanje 110 kV mreže proizvodnja svih blokova u TE-TO Zagreb umanjuje se za snagu potrošnje distribucije napajane iz TE-TO, TS Trpimirova, TS Sopot i TS Botinec, te se ostatak plasira u sustav vodovima prema TS Resnik i TS Mraclin.

U međuvremenu su HNOSIT i HEP-Prijenos proveli sekcioniranje 110 kV zagrebačke mreže na način bitno drugačiji od pretpostavljenog pri određivanju priključka KTE 100 MW na mrežu (slika 19). Od studenog 2004. godine 110 kV sabirnice TE-TO Zagreb su električki odvojene te su na glavne sabirnice 1 priključeni agregati G6 80 MVA, G1 40 MVA, G3 150 MVA, KB 110 kV Trpimirova, DV 110 kV Resnik 1 i 2, DV 110 kV Mraclin, TR1 60 MVA i TR2 60 MVA, te opća potrošnja OP (32 MVA). Na drugi sustav glavnih sabirnica priključeni su agregati G4 i G5 svaki po 90 MVA, TR3 60 MVA, te DV 110 kV Rakitje, Botinec i Sopot.

U nastavku je opisano rješenje priključka KTE 100 MW na mrežu sekcioniranu prema polaznim pretpostavkama prethodno opisanim (poprečno sekcioniranje), a zatim se prikazuju rezultati ispitivanja na aktualno sekcioniranoj mreži.

A) Priključak KTE 100 MW na poprečno sekcioniranoj mreži

Kritičan kvar za plasman maksimalne proizvodnje TE – TO nakon izgradnje novog bloka 100 MW je ispad “teškog” voda TETO – Mraclin. Moguće preopterećenje DV 2x110 kV TETO – Resnik tada ovisi o angažmanu TETO (ispitivane su mogućnosti punog angažmana od 400 MW) i veličini okolnog konzuma (TETO, Trpimirova, Savica, Sopot, Botinec za 2005., još i Žitnjak 2010., te Sigečica i Ružmarinka 2015. godine).

Za planirana opterećenja TS u trenutku nastupa vršnog opterećenja EES-a 2005. godine, maksimalnu snagu svih blokova u TE – TO Zagreb pri razmatranom kvaru je moguće plasirati u mrežu uz 5 %-tno preopterećenje DV 2x110 kV TETO – Resnik s vodičima od Al/Č 240/40 mm². Budući da vršno opterećenje EES Hrvatske nastupa u zimskom razdoblju kada su temperature okoline niske, a imajući u vidu činjenicu da su dozvoljena termička opterećenja

vodova (pa tako i voda TETO – Resnik) definirana za temperaturu okoline od 40 °C, 5 %-no preopterećenje “kritične” grane je granično zadovoljavajuće s aspekta pogona razmatranog dijela sustava. Porastom “lokalnog” konzuma (2010. i 2015. godine) napajanoj iz TE – TO Zagreb u maksimumu opterećenja, više neće dolaziti do preopterećenja voda 2x110 kV TETO – Resnik/Žitnjak pri ispadu voda TETO – Mraclin.

Siguran plasman maksimalne proizvodnje svih blokova TE – TO Zagreb u pogonskim stanjima karakterističnim po smanjenom opterećenju u EES-u (odnosno smanjenom opterećenju lokalnog konzuma napajanoj iz TE – TO) bit će ograničen, budući da će preopterećenje voda TETO – Resnik, pri ispadu voda TETO – Mraclin, rasti kako je lokalni konzum manji. Budući da u ljetnom razdoblju (kada nema toplinskog konzuma) ne postoji potreba za punim angažmanom svih blokova u TE – TO Zagreb, poteškoće bi mogle nastati pri sniženim zimskim opterećenjima (noćna opterećenja, dani vikenda) kada zbog značajnog toplinskog konzuma postoji potreba za punim angažmanom svih blokova TE – TO Zagreb.

Ukoliko investitor novog bloka procijeni da je nužno osigurati plasman što veće snage TE – TO Zagreb u uvjetima sniženih opterećenja na zagrebačkom području, a imajući u vidu vjerojatna ograničenja u pronalaženju trasa za eventualno novi vod, bilo bi potrebno povećati prijenosnu moć voda 2x110 kV TETO – Resnik, zamjenom s vodičima većeg presjeka. To bi značilo izgradnju novog DV 2x110 kV s vodičima Al/Č 360/57 mm², prijenosne moći 2x150 MVA u duljini od ~9 km, ili jednog “teškog” DV 2x110 kV s vodičima u snopu 2xAl/Č 240/40 mm² prijenosne moći 2x230 MVA.

Rekonstrukcija voda TETO – Resnik bila bi povoljna s aspekta njegove starosti (izgrađen 1957. godine), budući da su električke komponente tog voda u blizini očekivanog životnog vijeka.

B) Priključak KTE 100 MW na aktualno sekcioniranoj mreži (razdvojenoj u TE-TO Zagreb)

Kada su glavni 110 kV sabirnički sustavi u TE-TO Zagreb odvojeni kako je to prethodno opisano, pojedine grupe agregata napajaju zapadne transformatorske stanice (Botinec, Sopot, Rakitje), a pojedine grupe napajaju radijalne TS Trpimirova i buduću TS Trnje Savica te ostatak proizvodnje daju u sustav prema Mraclinu i Resniku. Opterećenja pojedinih priključnih 110 kV vodova pri tom ovise osim o priključku i angažmanu pojedinih grupa agregata još i o trenutnoj snazi potrošnje distribucije napajanoj sa 110 kV sabirnice TE-TO Zagreb.

Ispitivanja tokova snaga na konfiguracijama mreže 2005., 2010. i 2015., sekcionirane u TE-TO Zagreb, pokazuju da je moguće izbjeći sva potencijalna preopterećenja u mreži pri ispadu neke grane, neovisno o opterećenju sustava i okolnih transformatorskih stanica, prebacivanjem pojedinih

agregata s jednog na drugi glavni sabirnički sustav, te da stoga nije potrebno okolnu 110 kV mrežu dodatno pojačavati izuzev predviđenog povećanja prijenosne moći DV 110 kV TETO-Rakitje i njegovog uvoda u TS Botinec.

Teži ispadi za plasman proizvodnje TE-TO Zagreb su oni vodova prema TS Botinec ili TS Sopot (sada priključeni na GS2), kada se preostali od ova dva voda može preopterećivati ukoliko se generatori nove KTE priključe na sabirnički sustav s kojega se napajaju ti vodovi. Povoljnije je generatore KTE priključiti na GS1 s kojih se napaja dva distributivna transformatora 60 MVA, TS Trpimirova, TS Trnje Savica po njenoj izgradnji, dok se ostatak proizvodnje prenosi prema Resniku i Mraclinu. Ispad DV 110 kV TETO-Mraclin više nije kritičan s aspekta mogućeg preopterećenja DV 2x110 kV TETO-Resnik, pa prema tome isti ne treba pojačavati zamjenom stupova i vodiča veće prijenosne moći ili vodičima u snopu. Eventualno je potrebno taj DV revitalizirati (vodiči, izolatori, ovjesna i spojna oprema) ovisno o njegovom trenutnom stanju. Budući da je unutar investicijskog programa izgradnje KTE 100 MW na lokaciji TE-TO Zagreb za pojačanja mreže rezervirano oko 2 milijuna eura ta bi sredstva bilo povoljno iskoristiti na nužne zamjene i rekonstrukcije okolnih objekata 110 kV mreže, važnih za plasman proizvodnje TE-TO Zagreb (npr. TS Resnik, TS Mraclin).

5 TROŠKOVI PRIKLJUČKA NOVIH KTE

Izgradnja svake elektrane najčešće zahtijeva ulaganje određenih financijskih sredstava u pojačanja ili obnovu

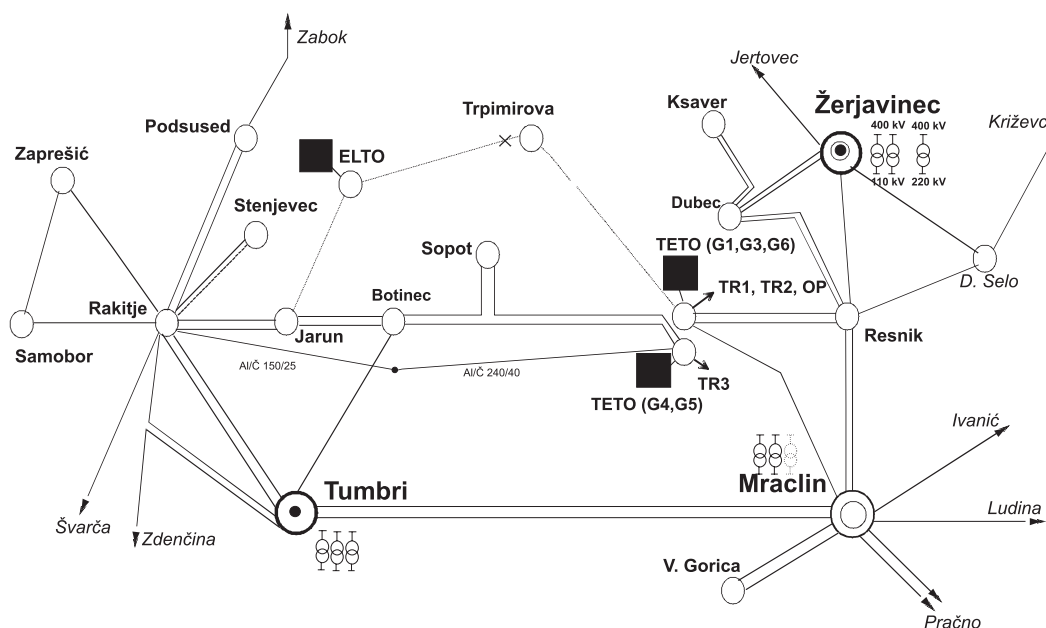
prijenosne mreže, budući da bez pouzdane mreže plasman proizvodnje nove elektrane može biti povremeno onemogućen čime bi se investitorima u elektranu prouzročili neplanirani i neželjeni dodatni troškovi (troškovi ispada elektrane s mreže i neplanirane nemogućnosti proizvodnje radi prisilnih zastoja, troškovi ponovnog puštanja u pogon). Tablica 2 prikazuje grubo procijenjene troškove priključka analiziranih KTE na mrežu s aspekta potrebnih pojačanja mreže, revitalizacije mreže, te izgradnje ili proširenja rasklopnog postrojenja odn. transformatorske stanice na koju se priključuje pojedina KTE.

6 ZAKLJUČNO

U članku su opisani rezultati analiza priključenja novih KTE (kombi elektrana) na elektroenergetski sustav (prijenosnu mrežu) na području Republike Hrvatske, pri čemu nije razmatrana opravdanost gradnje istih, te mogućnosti dobave dovoljnih količina plina.

Prethodnih godina izvršene su analize i određena rješenja priključka za više mogućih varijanti izgradnje i lokacija novih KTE. Prvobitni planovi o gradnji KTE 400 MW s predvidivim ulaskom u pogon 2007. godine na lokacijama Zagreb, Sisak ili Osijek trenutno su napušteni, a razmatra se izgradnja kombi elektrana snaga 250 MW na lokacijama postojećih TE Sisak te TE-TO i PTE Osijek i blok ukupne snage 100 MW na lokaciji TE-TO Zagreb kao zamjena za postojeći blok A snage 32 MW.

Rješenja priključka novih KTE na prijenosnu mrežu određivana su uvažavajući sljedeće:



Slika 19 - Aktualna konfiguracija 110 kV mreže Zagreba 2005. godine

Tablica 2 - Troškovi priključka pojedinih KTE na EES

Lokacija KTE	Snaga (MW)	Priključni napon (kV)	Trošak priključka (mil. €)	Napomena
Sisak	400 MW	400	20	Neovisno o pogonu bloka 1 i 2 TE Sisak
	2x210 MW	220	14	Blok 1 i 2 TE Sisak van pogona
		400	19	Blok 1 i 2 TE Sisak u pogonu
	2x160+160 MW	220	14	Blok 1 i 2 TE Sisak van pogona
		400	20	Blok 1 i 2 TE Sisak u pogonu
	(2)x3x70 MW	110	1.4	Blok 1 i 2 TE Sisak van pogona
		220	16.5	Blok 1 i 2 TE Sisak u pogonu
250 MW (1V94.2)*	220	0.29	Blok 2 TE Sisak u pogonu, bez pojačanja te zamjena i rekonstrukcija mreže	
	220	16.5	Blok 2 TE Sisak u pogonu, s pojačanjem te zamjenama i rekonstrukcijama mreže	
Osijek	400 MW	400	12	Priključak s DV 2x400 kV
		400	8	Priključak s DV 400 kV
	150 MW	110	1	-
	250 MW (1V94.2)*	110	0.49 – 7.5	4 varijante pojačanja mreže, prikazan raspon između najjeftinije i najskuplje, bez troškova rekonstrukcije 110 kV postrojenja TS Osijek 2
Zagreb	400 MW	400 kV	8.5	-
	100 MW	110 kV	2.2	-

* oznaka vrste analiziranog postrojenja

- (n-1) kriterij sigurnosti plasmana maksimalne snage svih proizvodnih blokova sa razmatrane lokacije, u svim mogućim i očekivanim pogonskim stanjima,
- očekivane naponske prilike u mreži prije i nakon priključenja nove elektrane na sustav,
- razinu kratkospojnih prilika u okolnoj mreži, promatranu preko najvećih vrijednosti početnih struja tropolnih i jednopolnih kratkih spojeva,
- stabilnost kuta agregata nove KTE pri velikim i malim poremećajima,
- troškove priključka za različite varijante izvedbe istih.

Potrebno je spomenuti da će donošenje Mrežnih pravila, trenutno u proceduri usvajanja, definirati uvijete priključka novih generatora na sustav pa će se i rješenja priključaka određivati s obzirom na postavljene zahtjeve. U vrijeme studijskih istraživanja opisanih u ovome članku Mrežna pravila nisu bila izrađena pa nisu služila kao osnovni dokument koji definira kriterije priključka generatora na sustav. Stoga sva predložena rješenja priključaka novih KTE na EES treba provjeriti nakon usvajanja Mrežnih pravila od strane mjerodavnih institucija.

LITERATURA

- [1] M. ZELJKO i grupa autora, Razvitak elektroenergetskog sustava hrvatske do 2030. godine – Master plan, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 1998.
- [2] M. ZELJKO i grupa autora, Potrebna izgradnja novih elektroenergetskih objekata i postrojenja u razdoblju od 2001. do 2020. godine (Master plan), Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2001.
- [3] D. BAJŠ, B. RADMILOVIĆ, S. ALERIĆ, Studija uklapanja nove KTE snage 400 Mw na EES Republike Hrvatske (lokacija TE Sisak), Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2000.
- [4] D. BAJŠ, B. RADMILOVIĆ, S. ALERIĆ, Studija uklapanja nove KTE snage 400 MW na EES Republike Hrvatske (lokacija PTE I TE-TO Osijek), Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2000.
- [5] D. BAJŠ, B. RADMILOVIĆ, S. ALERIĆ, Studija uklapanja nove KTE snage 150 MW na lokaciji PTE – TE-TO Osijek u EES Republike Hrvatske, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2001.
- [6] D. BAJŠ, B. RADMILOVIĆ, S. ALERIĆ, Studija uklapanja nove KTE snage 400 MW na EES Republike Hrvatske (lokacija TE-TO Zagreb), Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2000.
- [7] STATIČKA ANALIZA PRIKLJUČKA I ODVODA EL. ENERGIJE PLINSKOPARNOG KOMBI BLOKA U TE SISAK SNAGE 2x210 MW, D. Bajš, B. Radmilović, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2003.
- [8] D. BAJŠ, B. RADMILOVIĆ, Uklapanje kombi plinskog bloka snage 100 MV na EES Republike Hrvatske (lokacija TE-TO Zagreb), Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2003.
- [9] H. PETRIĆ i grupa autora, Studija izvodljivosti za Sisak CCGT 250 MW, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, lipanj 2004.
- [10] S. TEŠNJAK, I. PAVIĆ, Mogućnost priključka plinsko-parnog bloka snage 250 MW u TE Sisak u elektroenergetski sustav, FER, Zagreb, 2004.
- [11] D. BAJŠ, N. DIZDAREVIĆ, G. MAJSTROVIĆ, M. MAJSTROVIĆ, Priključak KTE OSIJEK 250 MW na

elektroenergetski sustav, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2004.

- [12] MJESEČNO IZVIJEŠĆE – Prosinac 2004., HEP – Prijenos, PrP Zagreb, Zagreb, 2004.
- [13] R. SCHENNER, D. BAJŠ, Razvoj 110 kV mreže DP Elektra – Zagreb u razdoblju 2000.-2015. godine”, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2001.
- [14] D. NEVEČEREL, Proračun kratkog spoja u mreži Hrvatske 2005. i 2010. godine, Institut za elektroprivredu i energetiku, Zagreb, 1999.

CONNECTION OF NEW COMBINED GAS-STEAM POWER PLANTS INTO ELECTRIC POWER SYSTEM (TRANSMISSION NETWORK) OF THE REPUBLIC OF CROATIA

In this article results of studies on connection of new combined power plants into electric power system that is transmission network of the Republic of Croatia are given. The construction of additional combined gas-steam production plants has been renewed after the evaluation of the Master plan in 1998 (renewed in 2001) because of production diversification regarding fuels used as well as because of ecological and economic needs in electric power production. The company HEP Production has during the past few years undertaken preparation activities on construction of some of those production plants and within those activities also the connection solutions to the transmission grid have been evaluated.

DAS EINSCHALTEN NEUER GAS-DAMPF KOMBIKRAFTWERKE IN DAS ELEKTROENERGETISCHE SYSTEM DER REPUBLIK KROATIEN

Im Artikel werden Ergebnisse der Überlegungen bezüglich des Einschaltens neuer Kombikraftwerke in das elektroenergetische System der Republik Kroatien, bzw. in ihr Übertragungsnetz erörtert. Die Errichtung neuer Gas-Dampf Erzeugungsanlagen trat nach dem Entwurf des neuen Gesamtplans im Jahre 1998 (novelliert 2001) hervor. Der Grund dafür war die Einführung verschiedener Erzeugungsarten im Bezug auf Brennstoffe und die Erfüllung von umweltschutztechnischen und wirtschaftlichen Abverlangen in der Stromerzeugung. Die Abteilung Erzeugung der Kroatischen Elektrizitätswirtschaft hat in einigen letzten Jahren den Ausbau einiger solcher Erzeugungsanlagen vorbereitet und innerhalb dieser Tätigkeiten die Lösung der Anschlüsse in das Übertragungsnetz bestimmt.

Naslov pisca:

**Mr. sc. Davor Bajš, dipl. ing.
Energetski institut Hrvoje Požar
Savska 163, 10000 Zagreb, Hrvatska**

Uredništvo primilo rukopis:
2005 - 01 – 21.

ANALIZA RIZIČNOSTI PROJEKTA

Mr. sc. Vedran URAN, Zagreb

UDK621.311:338.93
PREGLEDNI ČLANAK

U članku je prikazan postupak procjene rizičnosti projekta koji se odnosi na uvođenje postrojenja za zajedničku proizvodnju toplinske i električne energije. U prvom dijelu članka procjenjuje se rizičnost projekta za sebe, dok se u drugom dijelu procjenjuje rizičnost istog projekta u nekom industrijskom poduzeću. Razlika između ove dvije procjene sastoji se u analizi troškova kapitala i kategorizaciji scenarija. Ključni parametar za procjenu rizičnosti je koeficijent varijacije sadašnje vrijednosti projekta. Niža vrijednost ovog koeficijenta istodobno znači i manju rizičnost. U članku je pokazano da je primjena razmatranog projekta u industrijskom poduzeću karakterizirana nižim koeficijentom varijacije nego je to slučaj s projektom za sebe. Takav rezultat nedvojbeno upućuje na prihvatljivost projekta.

Ključne riječi: kogeneracija, projekt, rizik, troškovi.

1 UVOD

Svako poduzeće nastoji što uspješnije plasirati svoje proizvode na tržišta. Za realizaciju takvog uspjeha poduzeće donosi planove poslovanja i inicira različite projekte koji daju svoj određeni doprinos razvoju proizvoda. Svaki projekt ima jasno definiran početak i kraj, određen cilj i rok. Definicija projekta prema Institutu za upravljanje projektima (PMI – *Project Management Institute*) glasi¹: «Projekt je vremenski ograničen pothvat poduzet s ciljem da se proizvede jedinstven proizvod ili izvrši određena usluga.» Iako projekti mogu biti veoma različiti po opsegu i namjeni, svi se oni zasnivaju na istim osnovnim principima. Iz razloga što mogu biti veoma različiti zahtijevaju i različite prilaze i nivoe upravljanja, ali i pored toga imaju neke zajedničke elemente i rezultate.

Projekti se u poduzeću primjenjuju za različite namjene, naprimjer za uvođenje novih tehnologija, za transfer znanja, usavršavanje kadrova, za izradu novog dizajna, podizanju razine kvalitete, promociji postojećih i novih proizvoda na tržištu itd. Poduzeća, posebno ona iz industrijskog sektora, istodobno troše velike količine toplinske i električne energije. Da smanje potrošnju energije i emisije stakleničkih plinova, takva poduzeća pokreću projekte energetske učinkovitosti. Kako je energetika u industrijskim poduzećima sporedna, ali nužna djelatnost, tada projekti

energetske učinkovitosti za poduzeća nisu od primarne važnosti, pa se često izvode parcijalno, prema krajnje nužnoj potrebi. U ovom će se članku kao primjer projekta energetske učinkovitosti uzeti onaj projekt koji se odnosi na uvođenje postrojenja za zajedničku proizvodnju toplinske i električne energije ili kogeneracijske jedinice.

Za novčana ulaganja u projekte poduzeće može koristiti kapital investitora i bankovni zajam. Ulaganja su izložena financijskom riziku. Za pojam samog rizika se vezuje veliki broj definicija, što ovisi o području njegove primjene². Ipak, za sve je definicije zajedničko to da rizik predstavlja kombinaciju vjerojatnosti pojave neželjenog događaja i posljedica njegove realizacije. Za pojam financijskog rizika također se vezuje određeni broj definicija. No, najprikladnija bi bila definicija koju je dalo elektroprivredno poduzeće iz Nebraske: «Financijski rizik je pridružen investicijskim ulaganjima koji sa sobom nosi vjerojatnost da se investicija u potpunosti povrati i isplati.»³ Financijski rizik također podrazumijeva vjerojatnost po kojoj poduzeće neće stići vratiti uložena novčana sredstva investitoru⁴.

Iz navedenog proizlazi da je svaki projekt izložen financijskom riziku. Stoga je u članku kroz primjere prikazan postupak procjene rizičnosti projekta (za sebe) i rizičnosti primjene projekta (za poduzeće). Rizičnost projekta podrazumijeva sve rizike povezane s projektom koje nije moguće diversificirati⁵. Nekoliko je osnovnih

¹ Preuzeto s Internet stranice www.pmi.org.

² O samoj definiciji rizika više je pažnje posvećeno u [1].

³ Preuzeto s Internet stranice www.nppd.com.

⁴ Preuzeto s Internet stranice www.mostchoice.com.

⁵ Prema [2].

analiza za procjenjivanje rizičnosti projekta: analiza osjetljivosti, analiza scenarija, analiza Monte Carlo i analiza stabla odlučivanja⁶. U članku će se koristiti analiza scenarija kod koje se uzima realna vjerojatnost nastupanja promjena ključnih varijabli. Iako je glavni nedostatak ove analize ograničeni broj scenarija, njime se najbrže daje procjena rizičnosti projekta. U ovom će se članku razmatrati tri različita scenarija, posebno za sam projekt, a posebno za primjenu projekta u poduzeću.

2 PROCJENA RIZIČNOSTI PROJEKTA

2.1 Sadašnja vrijednost projekta

Primarni uvjet za ostvarivanje zarade od ušteda na energiji je sljedeći : ukupni troškovi za pogon kogeneracijske jedinice moraju biti manji od ukupnih troškova za pogon generatora topline.

Ukupni troškovi za pogon generatora topline sastoje se od troškova za gorivo, troškova za održavanje, troškova za električnu energiju kupljenu od elektrodistributera te troškova za angažiranu snagu na mreži.

Ukupni troškovi za pogon kogeneracijske jedinice obuhvaćaju troškove za gorivo, troškove za održavanje i troškove za električnu energiju kupljenu od elektrodistributera. Prihodi koji se mogu postići pogonom kogeneracijske jedinice sljedeći su: prihodi od prodaje električne energije, prihodi od prodaje toplinske energije okolnom naselju i industriji. Ostali troškovi za pogon kogeneracijske jedinice podrazumijevaju troškove za preostalu angažiranu snagu, troškovi za angažiranu snagu ako se kogeneracijska jedinica nađe izvan očekivanog (remont) i neočekivanog pogona, te troškovi goriva, pogona i održavanja generatora topline kod vršnih opterećenja.

Novčani tok (*cash flow*) NT koji pritječe kroz cijeli vijek efektuiranja projekta određuje se nakon što su utvrđene uštede od energije te izračunati ukupni financijski troškovi koji obuhvaćaju sljedeće: troškove amortizacije, troškove otplate kredita (glavnice i kamate), troškove poreza na dobit i ostale troškove (npr. bankovne garancije, troškovi osiguranja itd.).

Novčani tok potreban je za izračunavanje sadašnje vrijednosti (*net present value – NPV*) što je jedan od temeljnih kriterija financijskog odlučivanja⁷. Ta vrijednost predstavlja razliku između zbroja diskontiranih novčanih tokova u cijelom vijeku efektuiranja NT_t i investicijskih troškova TKI :

$$S = \sum_{t=1}^T \frac{NT_t}{(1+k)^t} - TKI \quad (2.1)$$

gdje je k diskontna stopa. Dio izraza (2.1) $\sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+k)^t}$ predstavlja geometrijski niz. Ukoliko su novčani tokovi u cijelom razdoblju efektuiranja projekta jednaki, tada se $\frac{1}{(1+k)^t - 1}$ prikazani geometrijski niz može napisati u obliku $k \cdot (1+k)^t$, i naziva se diskontni dinamični faktor.

Prihvatanje projekta ovisi o matematičkom predznaku sadašnje vrijednosti S . Projekt se prihvaća ako se ispunjavaju sljedeći uvjeti:

$$S \geq 0 \quad (2.2)$$

pri čemu se nastoji maksimalizirati sadašnja vrijednost.

2.2 Procjena rizičnosti projekta primjenom analize scenarija

Karakteristika analize scenarija je ta što razmatra realnu vjerojatnost nastupanja promjene ključnih varijabli. Iako je glavni nedostatak ove analize ograničeni broj scenarija, njime se najbrže daje procijeniti rizičnost projekta te ju postaviti u odnos s procjenom rizičnosti primjene projekta.

Svrha je izračunati očekivanu sadašnju vrijednost i to na sljedeći način:

$$E(S_0) = v_1 \cdot S_1 + v_2 \cdot S_2 + v_3 \cdot S_3 \quad (2.3)$$

gdje su v_1 , v_2 i v_3 vjerojatnosti nastupanja, a S_1 , S_2 i S_3 sadašnje vrijednosti koje pripadaju tim vjerojatnostima.

Na osnovi očekivane sadašnje vrijednosti i sadašnjih vrijednosti po svakom scenariju može se izračunati standardna devijacija:

$$\sigma(S_0) = \left[v_1 \cdot (S_1 - E(S_0))^2 + v_2 \cdot (S_2 - E(S_0))^2 + v_3 \cdot (S_3 - E(S_0))^2 \right]^{1/2} \quad (2.4)$$

Koeficijent varijacije izračunava se na sljedeći način:

$$V(S_0) = \sigma(S_0) / E(S_0) \quad (2.5)$$

Za procjenu rizičnosti primjene projekta također se koriste izrazi (2.3)-(2.5). Ako je koeficijent varijacije sadašnje vrijednosti projekta (za sebe) veći od koeficijenta varijacije sadašnje vrijednosti primjene projekta (za poduzeće) tada je projekt (za sebe) rizičniji od primjene projekta (za poduzeće), i obrnuto. Ako se koeficijenti varijacija poklapaju, rizičnosti projekta i primjene projekta su iste⁸.

⁶ Više o toj problematici u [3], str. 215-230.

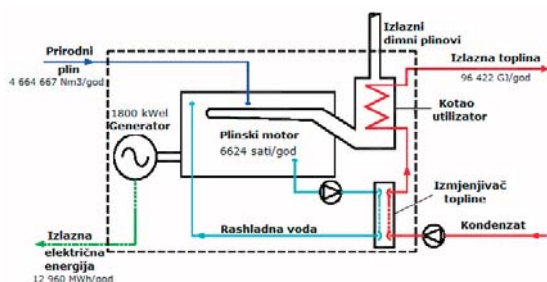
⁷ Drugi temeljni kriterij financijskog odlučivanja je određivanje interne stope profitabilnosti (internal rate of return - IRR) koji ne predstavlja uvjet za procjenjivanje rizičnosti projekta.

⁸ Prema [3], str. 222.

2.3 Primjer procjene rizičnosti projekta

Za neko industrijsko poduzeće promatrat će se mogućnost instaliranja kogeneracijske jedinice na bazi plinskog motora, prikazanog na slici 1, sa sljedećim osnovnim karakteristikama:

- izlazna električna snaga: 1800 kWel
- stupanj iskoristivosti plinskog motora: 0,92
- električni stupanj djelovanja plinskog motora: 0,35
- godišnja potrošnja prirodnog plina: 4 664 667 Nm³
- broj sati rada plinskog motora: 6 624 sati/godišnje.



Slika 1 - Shema kogeneracijske jedinice na bazi plinskog motora

U postojećem stanju industrijsko poduzeće dobavlja svu električnu energiju iz mreže, dok za proizvodnju toplinske energije koristi vlastitu kotlovnicu u kojoj su smještene dva generatora pare. Instaliranjem predloženog plinskog motora jedan bi generator pare bio dovoljan za pokrivanje vršnih toplinskih opterećenja, što znači da bi drugi bio izbačen iz pogona.

U tablici 1 izložene su stavke potrebne za izračunavanje novčanog toka koji se očekuje nakon stavljanja plinskog motora u pogon.

U tablici 1 uzeta su tri scenarija različita po otkupnoj cijeni električne energije prema kojoj je mreža voljna otkupljivati od nezavisnih proizvođača električne energije. To je i jedina ključna varijabla koja se mijenja u skladu s promjenama scenarija usklađenim sa scenarijima razvitka energetskog sektora Republike Hrvatske⁹.

Pretpostavlja se da će cijena električne energije i plina rasti usporedo s porastom stope inflacije. Diskontna stopa određuje se postavljanjem stope inflacije i kamatne stope, i to na sljedeći način¹⁰:

Tablica 1 - Popis stavki za izračunavanje novčanog toka za tri različita scenarija

Broj stavke	Naziv stavke	HRK/god		
POSTOJEĆE STANJE				
1	Troškovi goriva		3.285.000	
2	Troškovi pogona i održavanja kotlovnice		1.087.500	
3	Troškovi električne energije iz mreže		3.999.000	
4	Troškovi angažirane snage na mreži		915.000	
5	UKUPNI TROŠKOVI (+1+2+3+4)		9.286.500	
		<i>uz 1. scenarij</i>	<i>uz 2. scenarij</i>	<i>uz 3. scenarij</i>
BUDUĆE STANJE				
6	Troškovi goriva za pogon plinskog motora	5.597.602	5.597.602	5.597.602
7	Troškovi za predviđene i nepredviđene zastoje	271.875	271.875	271.875
8	Troškovi goriva, pogona i održavanja kotlovnice	189.585	189.585	189.585
9	Troškovi dijela električne energije iz mreže	0	0	0
10	Prihodi od prodaje električne energije u mrežu	1.564.282	2.085.705	2.607.135
11	UKUPNI TROŠKOVI (+6+7+8+9)	6.059.062	6.059.062	6.059.062
12	UKUPNI PRIHODI (+10)	1.564.282	2.085.705	2.607.135
	Otkupna cijena električne energije u mrežu (HRK/kWh)	0,70*srednja cijena	1,00*srednja cijena	1,25*srednja cijena
13	UKUPNE UŠTEDE (+5-11+12)	4.678.440	5.313.143	6.347.003
14	UKUPNI INVESTICIJSKI TROŠKOVI (HRK)	20.621.085	20.621.085	20.621.085
15	Razdoblje amortizacije (godina)	8	8	8
16	Razdoblje trajanja kredita (godina)	8	8	8
17	Učešće kapitala industrijske tvrtke u investicijama	20%	20%	20%
18	Troškovi kapitala	4%	4%	4%
19	Ukupni financijski troškovi + troškovi za pogon i održavanje plinskog motora	3.505.070	3.623.873	3.851.663
20	NETO NOVČANI TOK (+13-19)	1.173.370	1.689.270	2.495.340

⁹ Više o 9 Prema službenom dokumentu "Strategija energetskog razvitka" koji čini dio programa "Strategija razvitka Republike Hrvatske – Hrvatska u 21. stoljeću", str. 67, 68.

¹⁰ Prema [6], str. 361-363.

$$k = \frac{i - e}{1 + e} \quad (2.6)$$

gdje je i kamatna stopa, a e stopa eskalacije jednaka stopi inflacije. U izloženom primjeru kamatna stopa je jednaka 8 %, a stopa inflacije 4 %. Diskontna stopa bit će jednaka:

$$k = \frac{0,08 - 0,04}{1 + 0,04}$$

$k = 0,038$ (zaokruženo na 4 %, vidi tablicu 1, stavak 18).

Procjeni rizičnosti projekta prethodi definiranje navedenih scenarija razvitka energetskega sektora Republike Hrvatske. Dinamika razvoja tog sektora ovisi o velikom broju utjecajnih faktora, a najvažniji od njih su: gospodarski razvitak, reforma energetskega sektora i mjere države, razvitak međunarodnog tržišta energije i međunarodni utjecaj, razvitak tehnologije, globalna ograničenja u zaštiti okoliša. Kao posljedica utjecaja pojedinih faktora obrađena su tri scenarija razvitka energetskega sektora, sa sljedećim obilježjima:

1. scenarij: Klasične tehnologije i bez aktivnih mjera države, Temeljno obilježje ovog scenarija je usporeno uključivanje novih tehnologija u energetske sustav te izostanak potpore energetskej učinkovitosti i obnovljivim izvorima energije te zaštiti okoliša. Takav bi scenarij bio rezultat, između ostalog, i pretpostavke da problem stakleničkog efekta nije toliko opasan i obvezujući te pretpostavke o usporenom rastu cijena klasičnih energenata.

2. scenarij: Nove tehnologije i aktivne mjere države, Temeljno obilježje ovog scenarija je uključivanje Hrvatske u Europsku uniju što bi uz dobre gospodarske efekte imalo i dobre efekte u pogledu transfera novih i efikasnijih tehnologija. Osim toga, očekuje se i aktivnija uloga države u potpori energetskej učinkovitosti i većem udjelu obnovljivih izvora energije. Ovaj scenarij podrazumijeva i značajnu primjenu mjera učinkovitosti, ali samo vezano uz potrošnju.

3. scenarij: Izrazito ekološki scenarij, Temeljno obilježje ovog scenarija proizlazi iz pretpostavke da će globalni problem stakleničkog efekta i koncept održivog razvoja na svjetskoj energetskej sceni značajno utjecati na preusmjerenje i daljnji razvoj energetskega sektora. U ovom scenariju se predviđa uvođenje jedino vrlo efikasne tehnologije, zatim ekstremno visoka primjena obnovljivih izvora energije te primjena nekih drugih mjera koji znatno utječu na promjenu strukture i iznosa finalnih oblika energije.

Zbog ovih su scenarija navedene različite otkupne cijene električne energije. Prvi scenarij odgovara sadašnjosti, i otkupna je cijena električne energije jednaka 70 % od prosječne prodajne cijene ili srednje cijene po kojoj je

proteklu godinu poduzeće kupovalo od mreže. Drugi scenarij odgovara bliskoj budućnosti, kad bi se otkupna cijena električne energije izjednačila sa srednjom cijenom. Treći scenarij odgovara daljnjoj budućnosti, kada se za otkupnu cijenu dobiva više nego što to vrijedi kupljena električna energija iz mreže (na taj su način uključene i premije i subvencije).

U tablici 2 prikazani su rezultati projekta za prvi, drugi i treći scenarij s pripadajućim iznosom sadašnje vrijednosti.

Diskontirani faktor računao se s diskontnom stopom od 4 %:

$$\sum_{t=1}^8 \frac{1}{(1+0,04)^t} = \frac{1}{(1+0,04)} + \frac{1}{(1+0,04)^2} + \dots + \frac{1}{(1+0,04)^8} = 6,733$$

Ukupni zbroj novčanih tokova (NT) u osam godina za prvi scenarij iznositi će:

$$NT = \sum_{t=1}^8 \frac{1}{(1+0,04)^t} \cdot 1173370$$

$$NT = 7\,900\,300 \text{ HRK.}$$

Sadašnja vrijednost (S_1) za prvi scenarij dobiva se oduzimanjem troškova kapitala s ukupnim zbrojem novčanih tokova:

$$S_1 = -4\,124\,217 + 7\,900\,300$$

$$S_1 = 3\,776\,083 \text{ HRK}$$

i tako redom za preostala dva scenarija.

Tablica 2 - Sadašnja vrijednost projekta za tri različita scenarija uz diskontnu stopu od 4 %

godina	diskontirani faktor	diskontirani novčani tokovi (HRK)		
		1. scenarij	2. scenarij	3. scenarij
	učešće kapitala →			
0	(HRK)	-4.124.217	-4.124.217	-4.124.217
1	0,961	1.127.609	1.623.388	2.398.022
2	0,925	1.085.367	1.562.575	2.308.190
3	0,889	1.043.126	1.501.761	2.218.357
4	0,855	1.003.231	1.444.326	2.133.516
5	0,822	964.510	1.388.580	2.051.169
6	0,790	926.962	1.334.523	1.971.319
7	0,760	891.761	1.283.845	1.896.458
8	0,731	857.733	1.234.856	1.824.094
ukupni novčani tok (HRK)		7.900.300	11.373.855	16.801.124
sadašnja vrijednost (HRK)		3.776.083	7.249.638	12.676.907

Danas je tržište električne energije u Hrvatskoj djelomično liberalizirano, slobodno za potrošače koji godišnje potroše više od 20 GWh električne energije. U planu je da se do

2008. godine tržište električne energije u potpunosti otvori za sve potrošače¹¹. To je i optimistična godina u kojoj bi Hrvatska postala punopravnom članicom Europske unije. Hrvatska elektroprivreda je još 1995. godine donijela Odluku o preuzimanju (otkupu) električne energije od nezavisnih proizvođača izlazne električne snage do 5 MW, i to po cijeni od 70 % od srednje ili prosječne prodajne cijene električne energije. Premda je Pravilnik o uvjetima za stjecanje statusa povlaštenog proizvođača električne energije donesen u 2003. godini, još uvijek nema naznaka da bi otkupna cijena električne energije iz takvih subjekata mogla biti barem izjednačena s prosječnom prodajnom cijenom električne energije. To bi se moglo dogoditi kroz nekoliko godina kada se tržište električne energije u potpunosti otvori. Tablica 3 prikazuje prvu varijantu ishoda pojedinih scenarija, u slučaju da se projekt inicira ove godine.

Tablica 3 - Koeficijent varijacije sadašnje vrijednosti projekta iniciranog ove godine

	sadašnja vrijednost (HRK)	vjerojatnost nastupanja
1. scenarij	3.776.083	70%
2. scenarij	7.249.638	20%
3. scenarij	12.676.907	10%
očekivana sadašnja vrijednost (HRK)	5.360.876	
standardna devijacija (HRK)	2.797.144	
koeficijent varijacije	0,52	

Zbog navedenih situacija, u tablici 3 je uzeto da je vjerojatnost nastupanja za prvi scenarij 70 %. Konačni rezultat jest koeficijent varijacije sadašnje vrijednosti projekta. Za izračunavanje koeficijenta varijacije koristili su se izrazi (2.3)-(2.5). Inicira li se projekt za dvije godine, raspored vjerojatnosti nastupanja pojedinih scenarija prikazanih u tablici 4 bit će nešto drugačiji. No, nastupanje prvog scenarija je opet najvjerojatnije (50 %).

Tablica 4 - Koeficijent varijacije sadašnje vrijednosti projekta iniciranog za dvije godine

	sadašnja vrijednost (HRK)	vjerojatnost nastupanja
1. scenarij	3.776.083	50%
2. scenarij	7.249.638	35%
3. scenarij	12.676.907	15%
očekivana sadašnja vrijednost (HRK)	6.326.951	
standardna devijacija (HRK)	3.098.343	
koeficijent varijacije	0,49	

Iz tablica 3 i 4 je vidljivo da je koeficijent varijacije sadašnje vrijednosti projekta iniciranog ove godine viši

od koeficijenta varijacije sadašnje vrijednosti projekta iniciranog za dvije godine. To znači da je sigurnije ulagati u projekt za dvije godine nego danas. To je razumljivo budući da se vjerojatnost prvog scenarija smanjuje (sa 75 % na 50 %), a drugog i trećeg povećava (sa 20 % na 35 %, te sa 10 % na 15 %).

3 PROCJENA RIZIČNOSTI PRIMJENE PROJEKTA

Postupak procjenjivanja rizičnosti primjene projekta jednak je postupku procjenjivanja rizičnosti projekta. No, kod procjenjivanja rizičnosti primjene projekta potrebno je izračunati troškove kapitala s obzirom da se projekt (djelom) pokriva kapitalom investitora, odnosno poduzeća. Za procjenjivanje rizičnosti primjene projekta odredit će se različiti udjeli (ponderi) pojedinih komponenti kapitala.

3.1 Troškovi kapitala

Diskontna stopa, koja se u prethodnom poglavlju pojavila kao veličina koja vrši mjerenje vrijednosti novca kroz vrijeme, bi trebala odraziti oportunitete investitora za ulaganja u imovinske oblike, poslovne pothvate ili u određena poduzeća. Zbog toga se diskontna stopa može označiti i sintagmom oportunitetni trošak po čijoj su cijeni investitori voljni uložiti kapital u neku investiciju.

Trošak kapitala može se općenito definirati kao koncept održavanja, odnosno povećanja vrijednosti tvrtke. Tako je trošak kapitala određen kao relativna veličina zahtijevanog prinosa na veličinu investirano kapitala, odnosno kapitala koji će namjeravati investirati u neku tvrtku odnosno u projekt energetske učinkovitosti. Iz toga slijedi da je trošak kapitala nužno prikazati kao relativnu veličinu, najčešće kao neku stopu.

Struktura kapitala sastoji se od triju komponenti: dugoročnih dugova (*debt financing*), povlaštenog kapitala (*equity financing*) i običnog kapitala (*self financing*). Za izračunavanje prosječnog troška kapitala potrebno je odrediti koliki je udio svake od tih komponenti u ukupnom trošku kapitala. Kako svaka komponenta kapitala može imati različit vrijednosni udio u ukupnom kapitalu tvrtke, potrebno je izračunati ponderirani prosječni trošak kapitala tvrtke pri čemu će ponderi biti relativni vrijednosni udio svake komponente kapitala u ukupnom kapitalu tvrtke¹²:

$$k = d \cdot k_d + p \cdot k_p + g \cdot k_g \quad (3.1)$$

gdje je k ponderirani prosječni trošak kapitala, d udio troška duga, k_d prinos od dospjeća, p udio troška povlaštenog kapitala, k_p trošak povlaštenog kapitala, g udio troška osnovnog kapitala, k_g trošak običnog kapitala.

¹¹ Po Zakonu o tržištu električne energije, članak 31, stavak (2), NN 177/2004.

¹² Prema [3], str. 195, i prema [6], str. 366.

Trošak kapitala temelji se na tržišnoj vrijednosti pojedinih komponenti strukture kapitala po čijim se principu utvrđuju i ponderi. U slučaju da nije moguće utvrditi njihove tržišne vrijednosti, preostaju jedino knjigovodstvene vrijednosti pojedinih komponenti te ponderi kao jedine relevantne veličine. Poželjno je također pondere temeljiti ne na novoformiranoj nego na postojećoj strukturi kapitala.

3.2 Primjer procjene rizičnosti primjene projekta

Za primjer će se uzeti poduzeće koje će u sljedeće dvije godine uložiti 50 milijuna HRK u daljnje unaprjeđenje efikasnosti proizvodnje, edukaciju kadrova, i intenzivnijem marketingu svojih proizvoda. U posljednje dvije godine povećala je svoj udio proizvoda, i na domaćem, i na stranom tržištu, te je u planu širenje asortimana i otvaranju novih podružnica u drugim zemljama. Dakle, potencijali poslovanja poduzeća su jaki¹³.

S ostvarenom dobiti u prethodnoj godini poduzeće će jednim dijelom kapitala sudjelovati u investiranju projekta za zajedničku proizvodnju toplinske i električne energije. Iznos tog kapitala iznosi 4 124 217 HRK ili 20 % od ukupne investicije projekta. Tim su kapitalom obuhvaćeni troškovi duga, troškovi povlaštenog kapitala te troškovi običnog kapitala raspodijeljeni po proizvoljno uzetim ponderima. Tri su takva slučaja prikazana u tablici 5.

Tablica 5 - Određivanje prosječnog troška kapitala za tri različita slučaja

%	obični kapital	povlašteni kapital	dug	prosječni trošak kapitala
ponder	35%	15%	50%	
trošak 1	7%	8%	3%	5%
trošak 2	12%	8%	9%	10%
trošak 3	18%	12%	14%	15%

U tablici 5 uzeta su tri slučaja čiji su ishodi različiti prosječni troškovi kapitala. To je iz razloga jer će se u daljnjem prikazu primjera promatrati tri scenarija koji će odgovarati svakom od ta tri slučaja. Diskontiranje novčanih tokova radi određivanja sadašnje vrijednosti za svaki promatrani slučaj rezultiralo je tablicom 6.

U tablici 6 uočava se smanjivanje sadašnje vrijednosti usporedo s povećanjem prosječnog troška kapitala. To znači da se po tom redoslijedu smanjuje i ukupni novčani tok projekta. Drugim riječima efekti projekta će biti manji nauštrb povećanom vrednovanju kapitala poduzeća.

Da bi opravdali određivanje prosječnog troška kapitala, uzet će se primjer računanja kad je vjerojatnost nastupanja jednaka 50 % (trošak 1 iz tablice 5).

Tablica 6 - Određivanje sadašnje vrijednosti za tri različita prosječna troška kapitala

godina	prosječni trošak kapitala		
	5%	10%	15%
1	0,952	0,909	0,869
2	0,907	0,826	0,756
3	0,864	0,751	0,658
4	0,823	0,683	0,572
5	0,783	0,621	0,497
6	0,746	0,564	0,432
7	0,711	0,513	0,376
8	0,677	0,467	0,327
ukupni geometrijski niz	6,463	5,334	4,487
novčani tok (HRK)	1.185.637	1.185.637	1.185.637
ukupni novčani tok (HRK)	7.662.772	6.324.188	5.319.953
učeeće kapitala (HRK)	-4.124.217	-4.124.217	-4.124.217
sadašnja vrijednost (HRK)	3.538.555	2.199.971	1.195.736

1. Trošak duga obično je jednak nominalnoj kamatnoj stopi umanjenoj za stopu inflacije (u primjeru je to $k_d = 0,03$ ili 3 %, ako je npr. kamatna stopa 7 % a stopa inflacije 4 %),

2. Trošak povlaštenog kapitala – prema sljedećem izrazu:

- Vrijednost preferencijalnih dionica¹⁴: $P_p = 180$ kn/pref. dionici

- Isplata povlaštenih dividendi: $D_p = 15$ kn/pref. dionici

$$k_p = \frac{D_p}{P_p} = \frac{15}{180}$$

$$k_p = 0,083 \text{ (ili 8 \%)}$$

3. Trošak običnog kapitala – prema sljedećem izrazu:

- Isplata dividendi u idućoj godini: $D_1 = 24$ kn/dionici

- Sadašnja vrijednost obične dionice: $P_0 = 360$ kn/dionici

- Očekivana stopa rasta dividendi: $r = 6$ %

¹³ Prema [7], str. 58: potencijali su mogućnosti koje opstojе, stupanj snage ili energije koje poduzeće ima u sebi, upravljačke veličine poduzeća najvećeg vremenskog horizonta ključne važnosti, za trajnu opstojnost poduzeća, uspostavljanje trajnog dinamičkog sklada između poduzeća i njegovog okruženja.

¹⁴ Prema [5] preferencijalne ili povlaštene dionice "hibridni" su vrijednosni papiri jer imaju obilježja redovitih dionica i obveznica. Njihova je najvažnija odrednica povlaštenu položaj s obzirom na redovitu dioničara pri raspodjeli poslovnog rezultata i likvidacijske mase te podređeni položaj prema vlasnicima obveznica. Povlaštene dividende isplaćuju se prije običnih dividendi, odnosno isplata redovitih dividendi uvjetovana je isplatom dividendi na povlaštene dionice. Stoga su dividende po pravilu niže od redovitih i često fiksno određene.

$$k_g = \frac{D_1}{P_0} \cdot r = \frac{24}{360} \cdot 1,06$$

$$k_g = 0,07 \text{ (ili 7 \%)}$$

Prosječni trošak kapitala ili diskontna stopa računa se prema izrazu (3.1) na sljedeći način:

$$k = d \cdot k_d + p \cdot k_p + g \cdot k_g = (0,50) \cdot (0,03) + (0,15) \cdot (0,08) + (0,35) \cdot (0,07)$$

$$k = 0,05 \text{ (ili 5 \%)}$$

i tako se redom ponavlja postupak kada je vjerojatnost nastupanja 40 %, odnosno 10 %.

U tablici 7 dan je rezultat procjene rizičnosti primjene projekta. Rezultat je dobiven uz pretpostavku vjerojatnosti nastupanja pojedinih scenarija koji se razlikuju po prosječnom trošku kapitala i sadašnjoj vrijednosti preuzetih iz tablice 6. Očekivana sadašnja vrijednost, standardna devijacija i koeficijent varijacije izračunata je uvrštavanjem priloženih podataka redom u izraze (2.3)-(2.5).

Tablica 7. Koeficijent varijacije sadašnje vrijednosti projekta za poduzeće

	prosječni trošak kapitala	sadašnja vrijednost (HRK)	vjerojatnost nastupanja
1. scenarij	5%	3.538.555	50%
2. scenarij	10%	2.199.971	25%
3. scenarij	15%	1.195.736	25%
očekivana sadašnja vrijednost (HRK)			2.618.204
standardna devijacija (HRK)			986.462
koeficijent varijacije			0,38

Potrebno je navesti da su pojedini scenariji pretpostavljeni na osnovi postojećih i planiranih financijskih rezultata.

4 REZULTATI

Rezultati procjene rizičnosti projekta i procjene rizičnosti primjene projekta prikazani su u tablici 8.

Tablica 8 - Rezultati procjene rizičnosti projekta i procjene rizičnosti primjene projekta

	procjena rizičnosti projekta		procjena rizičnosti primjene projekta
	Projekt iniciran ove godine	Projekt iniciran za dvije godine	
očekivana sadašnja vrijednost (HRK)	5.360.876	6.326.951	2.618.204
standardna devijacija (HRK)	2.797.144	3.098.343	986.462
koeficijent varijacije	0,52	0,49	0,38

Iz tablici 8 uočava se da je očekivana sadašnja vrijednost projekta iniciranog sada niža od one za projekt iniciranog

za dvije godine. Isto tako je niža i standardna devijacija. Konačno, koeficijent varijacije sadašnje vrijednosti projekta iniciranog danas je niži od onog za projekt iniciranog za dvije godine. To znači da je projekt iniciran za dvije godine manje rizičan od projekta iniciranog danas.

Koeficijenti varijacije sadašnje vrijednosti projekta su u usporedbi s koeficijentom varijacije sadašnje vrijednosti primjene projekta viši u oba slučaja. To znači da je primjena projekta u poduzeću manje rizična od samog projekta.

U slučaju da je rizičnost projekta manja od rizičnosti primjene projekta, tada je realizacija tog projekta neprihvatljiva za poduzeće jer bi u tom slučaju doprinos ili kontribucija rizika projekta ukupnoj rizičnosti poslovanja poduzeća bio velik¹⁵.

5 ZAKLJUČAK

Obrađeni primjeri u ovom članku pokazali su da je projekt za sebe više rizičan od projekta primijenjenog u poduzeću što upućuje na prihvatljivost projekta. I obratno: ako je primijenjeni projekt više rizičan od samoga projekta, projekt nije prihvatljiv jer bi to ugrozilo poslovanje poduzeća. Rezultati navode na još jedan zaključak: ako se promatra jedan projekt s različitim procjenama rizičnosti, prihvaća se onaj koji je manje rizičan, odnosno onaj koji ima niži koeficijent varijacije.

LITERATURA

- [1] G.A.HOLTON, Defining Risk, Financial Analyst Journal vol.60, no.6 (November/December 2004), pp. 19-25.
- [2] P. JURKOVIĆ, et al., Poslovni rječnik, 3. dopunjeno izdanje, Masmedia, Zagreb, 1996.
- [3] S. ORSAG, Budžetiranje kapitala: Procjena investicijskih projekata, Masmedia, Zagreb, 2002
- [4] V. URAN, Optimizacija sustava za zajedničku proizvodnju toplinske i električne energije u drvenoj industriji, Energija 53(2004)4, str. 303-321.
- [5] D. ALAJBEG, Z. BUBAŠ, Vodič kroz hrvatsko tržište kapitala za građane, Institut za javne financije, Zagreb, 2004.
- [6] A. BEJAN, G. TSATSARONIS, A. BEJAN, Thermal Design and Optimization, John Wiley & Sons, USA, 1996.
- [7] N. OSMANGIĆ-BEDENIK, Potencijali poduzeća, Alineja, Zagreb, 1993.

PROJECT RISK ANALYSIS

In this article the evaluation procedure of project risk is described regarding the implementation of combined heat and power production. In the first part of the article risk evaluation is done for the project itself and in the second

¹⁵ Više o toj problematici u [3], poglavlje 6, str. 207-249.

part risk evaluation is done for the same project in industry. The difference between these two evaluations is in the analysis of capital costs and scenario categorization. Key parameter for risk evaluation is the variation coefficient of present project value. A lower value of this coefficient means a lower risk. It is shown that the application of the project analyzed in industry has a lower variation coefficient than the case with the project itself. That result shows the feasibility of the project without any doubt.

UNTERSUCHUNG DES RISIKOGRADES EINES VORHABENS

Im Artikel ist das Beurteilungsverfahren des mit wagnis behafteten Einsatzes einer Miterzeugungsanlage von Wärme und Strom dargestellt. im ersten Teil des Artikels wird das Risiko des selbstständigen Vorhabens, im zweiten des Einsatzes innerhalb eines Industriebetriebes, beurteilt. Die Beurteilungen zeigen Unterschiede im

Kapitalaufwand und in der möglichen Aufeinanderfolge der Zusammenhänge. Das wesentliche Kennwert für die Beurteilung des Risikogrades ist der Abwandlungskoeffizient des augenblicklichen Vorhabenwertes. Niedrigerer Betrag dieses Koeffizienten bedeutet gleichzeitig den kleineren Risikograd. Im Artikel wurde gezeigt, dass die Realisierung dieses Vorhabens im Industriebetrieb mit einem kleineren Risikograd behaftet ist, als bei einem selbstständigen Vorhaben. Ein solches Ergebnis deutet zweifellos auf die Annehmbarkeit des Vorhabens hin.

Naslov pisca:

Mr. sc. Vedran Uran, dipl. ing.
Trakošćanska 17/1, 10000 Zagreb,
Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
2005-04-12

REGULACIJA NAPONA I JALOVE SNAGE KAO POMOĆNA USLUGA SUSTAVA

Mr. sc. Tomislav PLAVŠIĆ – doc. dr. sc. Igor KUZLE, Zagreb

UDK 621.3.026.5:621.316.71
PRETHODNO PRIOPĆENJE

Unatoč razvoju tržišta električne energije izračun troškova proizvodnje/potrošnje jalove snage sinkronih generatora te mrežnih kompenzacijskih uređaja još uvijek nije u potpunosti definiran, a uspostava tržišnih mehanizama za jalovu snagu u većini je zemalja još uvijek u začetku. Razlog tomu je mali ekonomski značaj optimiranja tokova jalove snage. Zbog svojeg utjecaja na mogućnost prijenosa djelatne snage, te povezanosti s iznosima napona u sustavu, a time i s naponskom stabilnošću elektroenergetskog sustava, jalova snaga zaslužuje pažnju i ozbiljna razmatranja s ciljem definiranja metodologije za određivanje njene cijene na tržištu. U članku je opisana problematika određivanja troškova proizvodnje/potrošnje jalove snage te su navedeni mehanizmi za uspostavu tržišta jalovom snagom. Dan je pregled značajnijih modela tržišta jalovom snagom uspostavljenih u svijetu.

Ključne riječi: upravljanje naponom i jalovom snagom, tržište električne energije, usluge sustava, operator prijenosnog sustava, cijena jalove snage

1 UVOD

Razvojem tržišta električne energije od osobite važnosti postaje propusnost prijenosnog sustava, odnosno sposobnost prijenosa električne energije na velike udaljenosti, od proizvodnih jedinica do potrošača, kroz visokonaponsku električnu mrežu. Ta je propusnost često limitirana zbog tehničkih ograničenja koja proizlaze iz svojstava prijenosnih vodova i transformatora te elektroenergetskog sustava (EES) u cjelini. U struci, ali i izvan nje, sve se češće koriste pojmovi poput prijenosne moći, prekogranične prijenosne moći, zagušenja u mreži.

Sigurnost prijenosa električne energije i očuvanje stabilnosti elektroenergetskog sustava zadaće su Operatora prijenosnog sustava (OPS – eng. Transmission System Operator - TSO). Da bi osigurao normalan rad EES-a i osigurao potrošačima sigurnu i kvalitetnu opskrbu električnom energijom OPS koristi pomoćne usluge sustava (primarna i sekundarna regulacija djelatne snage i frekvencije, primarna i sekundarna regulacija napona i jalove snage, hladna i rotirajuća pričuva, sposobnost starta iz beznaponskog stanja, sposobnost izoliranog rada,...) onih korisnika mreže koji su opremljeni odgovarajućom automatikom i uređajima. Većina pomoćnih usluga sustava nužnih za normalan pogon EES-a uzrokuje dodatne troškove njihovim ponuđačima koji se ne mogu identificirati kroz primjenu energetske tarife. Postoje

dvije alternative: ili nametnuti osiguranje pomoćnih usluga sustava kroz tehničku regulativu (tzv. mandatorne usluge), ili ustrojiti tržišno okruženje unutar kojeg će osiguravatelji pomoćnih usluga biti poticani odgovarajućom financijskom naknadom (tzv. komercijalne usluge).

Da bi se maksimizirao prijenos djelatne snage kroz prijenosnu mrežu potrebno je minimizirati tokove jalove snage kroz elemente mreže. Istodobno, tokovi jalove snage nužni su radi održavanja razina napona u mreži unutar propisanih granica kako bi se održala sigurnost elektroenergetskog sustava i potrošačima osigurala kvalitetna električna energija. Regulacija napona i jalove snage usluga je sustava koju osigurava Operator prijenosnog sustava koristeći pri tome mrežne kompenzacijske uređaje (kondenzatorske baterije, prigušnice) u svojoj nadležnosti te pomoćne usluge proizvođača električne energije koji mu induktivnu ili kapacitivnu jalovu snagu isporučuju korištenjem sinkronih generatora prema određenom, unaprijed ugovorenom, mehanizmu (vozni red jalove snage).

Analiza troškova osiguranja jalove snage kao pomoćne usluge i uspostava prikladnog mehanizma plaćanja te usluge od iznimnog su ekonomskog i pogonskog značenja u deregulaciji elektroprivrednog sektora:

1. Zadovoljavajuća politika cijena olakšat će pristup mreži i poboljšati ekonomsku učinkovitost. Ispravno određivanje cijene jalove snage i mehanizma plaćanja

omogućit će korisnicima prijenosne mreže donošenje odluka u pogledu ekonomskih aktivnosti (transakcije električne energije, investicije, iskorištenje opreme, itd.).

2. Poboljšat će se pouzdanost i ekonomičnost pogona EES-a s obzirom na potporu jalovom snagom te će se smanjiti gubici djelatne snage.
3. Poboljšat će se naponski profil u mreži, što za posljedicu ima smanjenje broja mogućih pogonskih poremećaja uzrokovanih niskim ili visokim vrijednostima napona.

Smatra se [1] da uspostava transparentnog i funkcionalnog tržišta jalovom snagom ovisi o:

- funkcionalnoj deregulaciji energetske djelatnosti koje omogućavaju regulaciju napona i jalove snage,
- donošenju Mrežnih pravila koja će propisati tehničke norme i koordinaciju između energetskih subjekata za proizvodnju i prijenos električne energije s ciljem osiguranja stabilnog pogona EES-a,
- točnom i razvidnom određivanju troškova potpore EES-a jalovom snagom iz sinkronih generatora, odnosno mrežnih kompenzacijskih uređaja.

Veća pažnja problemu jalove snage kao usluge sustava dana je tek krajem 90-ih godina prošlog stoljeća, dakle, kada je tržište električne energije već zaživjelo, u većoj ili manjoj mjeri, u mnogim svjetskim EES-ima, prvenstveno u SAD-u, ali i u europskim i južno američkim zemljama te Australiji. U zadnjih 7 do 8 godina publiciran je značajan broj članaka na temu izračuna troškova proizvodnje/potrošnje jalove snage te uspostave funkcionalnog tržišta jalovom snagom kao uslugom sustava.

U [1] razmatrane su značajke jalove snage kao pomoćne usluge sustava koje utječu na određivanje troškova njene proizvodnje: osiguranje dovoljne pričuve jalove snage u sustavu, kapacitivni i induktivni karakter jalove snage, dinamička i statička potpora sustava jalovom snagom, kapacitet proizvodnje jalove snage i troškovi proizvodnje. Predložena je originalna koncepcija izračuna potreba prijenosnog sustava za jalovom snagom zbog jedinične promjene opterećenja EES-a, izražene u MVA. Kao mjera te potrebe predstavljen je tzv. faktor podešenja jalove snage koji se sastoji od tri komponente: promjene opterećenja EES-a jalovom snagom, gubitaka jalove snage zbog opterećenja EES-a djelatnom snagom i gubitaka jalove snage zbog opterećenja EES-a jalovom snagom. Predstavljene su tri metode za određivanje i nadoknadu troškova proizvodnje jalove snage sinkronim generatorima.

U [2] prikazana je metodologija određivanja cijene proizvodnje/potrošnje jalove snage temeljena na teoriji graničnih troškova djelatne i jalove snage uz korištenje neulančenih optimizacijskih metoda. Kao funkcije cilja neulančenog proračuna optimalnih tokova snaga korištene su minimizacija troškova proizvodnje (djelatna snaga), odnosno minimizacija gubitaka prijenosa (jalova snaga).

Proračun je sastavljen iz dva koraka – prvo se rješava P-f model (djelatna snaga), a zatim, na temelju tog rješenja, rješava se Q-U model (jalova snaga).

U [3] predložen je ustroj tržišta jalovom snagom koji se temelji na korištenju funkcije očekivanog plaćanja EFP (eng. expected payment function) proizvođaču električne energije za uslugu proizvodnje/potrošnje jalove snage. EFP se sastoji od više komponenti, kao što su dostupnost, trošak gubitaka u namotima zbog proizvodnje jalove snage, oportunitetni trošak (gubitak prihoda zbog pojačane proizvodnje jalove snage što rezultira smanjenjem planirane proizvodnje djelatne snage). Uvrštavanje ovih komponenti unutar EPF ovisi o području rada sinkronog generatora. Konačna ideja autora je da OPS prikuplja na tržištu ponude za proizvodnju/potrošnju jalove snage temeljene na EPF strukturi i zatim provodi proračun optimalnih tokova snaga kako bi minimizirao svoje troškove. Optimiranje se provodi u dva koraka: prvo se određuje granična korist svake ponude s obzirom na gubitke koje će njeno angažiranje izazvati u sustavu, a zatim se minimizira plaćanje za jalovu snagu s obzirom na formirane funkcije očekivanog plaćanja proizvođačima koji su OPS-u dostavili svoje ponude. Na taj način OPS odabire one ponuđače čije mu angažiranje donosi najveću graničnu korist, a čija je cijena ponude razumna i prihvatljiva.

U [5] navode se dvije značajke tržišta jalovom snagom: 1. kapitalni troškovi kompenzacijske opreme vrlo su visoki u usporedbi s pogonskim troškovima, 2. trenutne cijene jalove snage su izuzetno promjenjivog karaktera. Autori su predstavili teoriju tzv. cjenovno ovisnih opterećenja (eng. price-dependent load theory). Model cjenovno ovisnih opterećenja temeljen je na postojanju funkcije potrošačke koristi (eng. consumer benefit function). Iz nje se određuje funkcija potražnje za djelatnom i jalovom snagom čije dodavanje u proračun optimalnih tokova snaga vodi ka maksimiziranju društvene dobrobiti (eng. social welfare). Mehanizam ovakvog tržišta jalovom snagom zahtijeva od sudionika davanje funkcije ponude i potražnje na temelju kojih OPS određuje optimalno rješenje.

U drugom poglavlju ovog rada opisani su troškovi proizvodnje/potrošnje jalove snage sinkronih generatora i mrežnih kompenzacijskih uređaja te je predstavljen problem određivanja naknade za proizvedenu/potrošenu jalovu snagu. U trećem poglavlju dane su osnovne smjernice razvoja tržišta jalovom snagom, a u četvrtom poglavlju opisana su svjetska iskustva pri ustroju tržišta jalovom snagom.

2 TROŠKOVI PROIZVODNJE/POTROŠNJE JALOVE SNAGE

Na temelju iskustava zemalja s razvijenim tržištem jalove snage kontinuirano pružanje usluga regulacije napona i jalove snage može biti osigurano ispunjavanjem dvaju

Tablica 1 - Značajke uređaja za regulaciju napona i jalove snage

Uređaj	Brzina odziva	Sposobnost regulacije napona	Troškovi		
			Kapitalni (po KVAR)	Pogonski	Oportunitetni
Sinkroni generator	Brza, kontinuirana	Izvrсна, sposobnost dodatnog kratkoročnog kapaciteta	Teško razlučivi	Visoki	Da
Sinkroni kompenzator	Brza, kontinuirana	Izvrсна, sposobnost dodatnog kratkoročnog kapaciteta	30-35 \$	Visoki	Ne
Kondenzatorska baterija	Spora, diskretna	Slaba, pada s U^2	8-10 \$	Vrlo niski	Ne
Statički VAR kompenzator	Brza, kontinuirana	Slaba, pada s U^2	45-50 \$	Umjereni	Ne
STATCOM	Brza, kontinuirana	Zadovoljavajuća, pada s U	50-55 \$	Umjereni	Ne

uvjeta: 1. uvođenjem odgovarajućih tehničkih pravila za osiguranje minimalnih nužnih količina jalove snage, i 2. određivanjem ukupnih troškova proizvodnje/potrošnje jalove snage, kako bi se uspostavili komercijalni mehanizmi za pravednu naknadu tih troškova.

Pri razmatranju troškova proizvodnje/potrošnje jalove snage potrebno je uzeti u obzir i sinkrone generatore i mrežne kompenzacijske uređaje te sagledati njihove posebnosti i ulogu u regulaciji napona i jalove snage (tablica 1), [9]. Uočljive su značajne razlike između sinkronog stroja i mrežnih kompenzacijskih uređaja u smislu dinamičkih karakteristika, utjecaja na naponske prilike u mreži te troškova. Dok je još moguća usporedba tih uređaja oko kapitalnih i pogonskih troškova, oportunitetni trošak proizvodnje/potrošnje jalove snage značajka je isključivo sinkronog generatora i predstavlja onaj dio profita koji će proizvođač električne energije izgubiti smanjujući proizvodnju djelatne snage kako bi mogao proizvesti više induktivne ili kapacitivne jalove snage.

2.1 Troškovi proizvodnje/potrošnje jalove snage sinkronih generatora

Nazivni faktor snage sinkronog generatora veličina je koja definira međusobni odnos nazivne djelatne snage i nazivne jalove snage:

$$\cos \varphi_n = \frac{P_n}{\sqrt{P_n^2 + Q_n^2}} \quad (1)$$

Nazivni faktor snage predstavlja karakterističnu veličinu svakog sinkronog generatora koja ukazuje na sposobnost proizvodnje/potrošnje jalove snage stroja. Generator s nižim nazivnim faktorom snage moći će, u jednakim uvjetima, proizvesti veću jalovu snagu.

Maksimalna djelatna snaga sinkronog generatora ovisi o maksimalnoj snazi pogonskog stroja i ne može se povećavati konstrukcijskim zahvatima. Maksimalnu jalovu snagu koju u mrežu može dati sinkroni generator pri maksimalnoj proizvodnji djelatne snage moguće je povećati

samo konstrukcijski, povećanjem dimenzija generatora što neposredno utječe na cijenu stroja. Stoga je pri određivanju nazivnog faktora snage novog sinkronog generatora nužno istražiti njegovu ulogu u regulaciji napona i jalove snage dijela mreže u neposrednoj blizini elektrane.

Pogonska karta sinkronog generatora dijagram je koji prikazuje granice opterećenja stroja djelatnom i jalovom snagom u stacionarnom pogonu. Na slici 1 prikazana je pogonska karta sinkronog generatora agregata 1 HE Gojak, nazivne snage 16 MW i nazivnog faktora snage 0,8. Stabilno područje rada sinkronog generatora ograničeno je s obzirom na proizvodnju djelatne snage značajkama pogonskog stroja (maksimalna snaga pogonskog stroja, tehnički minimum). Proizvodnja jalove snage ograničena je zbog zagrijavanja statora, zagrijavanja rotora (maksimalna uzbuda), gubitka napona uzbude (minimalna uzbuda) te zbog granica statičke stabilnosti.

Ukupni troškovi koje snosi proizvođač električne energije zbog proizvodnje jalove snage sinkronog generatora sastoje se od dvije komponente:

- eksplicitni ili neposredni troškovi

- implicitni ili posredni troškovi (oportunitetni).

Eksplicitni troškovi proizvodnje jalove snage dodatno se mogu podijeliti na fiksne ili kapitalne troškove i varijabilne troškove, tj. troškove pogona. Implicitni troškovi u literaturi se najčešće nazivaju oportunitetni troškovi i mogu se klasificirati kao varijabilni.

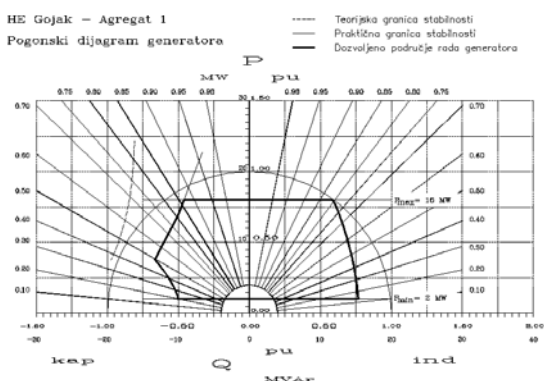
Kapitalni troškovi predstavljaju investicijske troškove s obzirom na mogućnosti proizvodnje jalove snage generatora i neposredno su povezani s nazivnim faktorom snage. U literaturi se spomenuta mogućnost proizvodnje jalove snage generatora naziva i kapacitet proizvodnje jalove snage (eng. reactive power capacity) [1]. Kapitalni troškovi čine najveći dio ukupnog troška generatora kao izvora jalove snage. Kapitalni troškovi sinkronog generatora najčešće se dovode u vezu s mogućnošću proizvodnje djelatne snage i izražavaju se u \$/MW. Da bi se ocijenio dio kapitalnih troškova koji se odnosi na mogućnost proizvodnje jalove

snage treba ih izraziti u odnosu na ukupne kapitalne troškove KT_S (\$/MVA):

$$KT_S = KT_P \cdot \cos \varphi_n \quad (2)$$

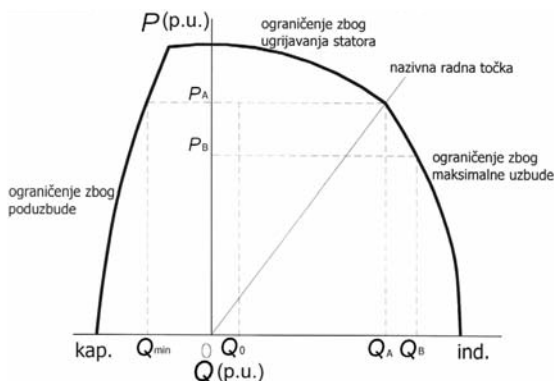
gdje KT_P označava kapitalne troškove koji se odnose na mogućnost proizvodnje djelatne snage. Dio kapitalnih troškova koji se odnosi na mogućnost proizvodnje jalove snage KT_Q (\$/MVAR) može se tada izraziti kao:

$$KT_Q = KT_S \cdot \sin \varphi_n \quad (3)$$



Slika 1 - Pogonska karta sinkronog generatora u HE Gojak

Pri razmatranju varijabilnih troškova (eksplicitnih i implicitnih) sinkronog generatora nužno je raspolagati važećom pogonskom kartom kako bi se mogla ocijeniti stvarna pogonska ograničenja. Na slici 2 definirana su područja rada sinkronog generatora obzirom na troškove proizvodnje jalove snage.



Slika 2 - Područja rada sinkronog generatora obzirom na troškove proizvodnje jalove snage

Na slici 2 Q_0 označava vlastitu potrošnju jalove snage elektrane i definira graničnu vrijednost za područje rada generatora ($P_A, 0-Q_0$) unutar kojeg proizvođač ne može

zahtjevati naknadu za proizvedenu jalovu snagu. Pogonsku točku unutar područja rada generatora (P_A, Q_0-Q_A) definira prvenstveno automatski primarni regulator napona generatora. Q_A označava graničnu mogućnost proizvodnje jalove snage, pri proizvodnji djelatne snage iznosa P_A , zbog zagrijavanja uzbudnog namota. Povećanje proizvodnje jalove snage od Q_0 do Q_A ne zahtjeva smanjenje proizvodnje djelatne snage P_A , ali traži povećanje struje uzbuđivanja i napona na stezaljkama generatora. Takav režim rada generatora uzrokuje dodatne gubitke i zagrijavanje uzbudnog namota što se odražava na skraćivanje životnog vijeka sinkronog generatora i povećane troškove održavanja te ovo područje rada definira varijabilne eksplicitne troškove.

U kontekstu varijabilnih eksplicitnih troškova potrebno je posebno razmotriti rad sinkronog generatora u kompenzatorskom režimu rada. Ovakav režim rada generatora karakterističan je za period noćnih minimuma kada slabo opterećeni prijenosni vodovi generiraju jalovu snagu. Povećani tokovi jalove snage uzrokuju povišenje napona u mreži te se moraju kompenzirati (apsorbirati) kako bi vrijednosti napona ostale unutar propisanih ograničenja. U kompenzatorskom režimu rada uglavnom se, u svijetu i u nas, koriste hidrogenatori. Hidrogenerator u kompenzatorskom režimu rada uobičajeno nema oportunitetnog troška jer tada nije angažiran za proizvodnju djelatne snage. Svi se pogonski troškovi mogu definirati kao eksplicitni i odnose se na potrošnju električne energije za pogon pomoćnih postrojenja elektrane u kompenzatorskom režimu rada agregata i troškove održavanja. Iako su hidrogenatori projektirani za rad u kompenzatorskom režimu rada ovakav je pogon vrlo nepovoljan za generator zbog povišenih temperatura ulja za podmazivanje i ležajeva [6], povećanja vibracija i dodatnog zagrijavanja namota. Takav režim rada skraćuje životni vijek generatora te uzrokuje dodatne troškove zbog potrebnog pojačanog održavanja agregata.

Prijelaz rada sinkronog generatora iz pogonske točke (P_A, Q_A) u pogonsku točku (P_B, Q_B), (slika 2), uzrokovat će oportunitetni trošak rada generatora zbog smanjenja proizvodnje djelatne snage. Oportunitetni trošak proizvodnje jalove snage OT_Q odgovara maksimalnom mogućem profitu π_p izgubljenom zbog neproizvedene djelatne snage:

$$OT_Q = \max(0, \pi_p) \quad (4)$$

Vrijednost oportunitetnog troška određena je cijenom proizvodnje i uvjetima na tržištu električne energije. Sljedeći primjer [7] oslikava situaciju u kojoj proizvođač električne energije želi povećati proizvodnju jalove snage za iznos ΔQ pri čemu mora smanjiti proizvodnju djelatne snage za iznos ΔP . Oportunitetni trošak za ΔQ ovisi o profitu za ΔP . Moguće je definirati šest slučajeva obračuna oportunitetnog troška iz kojeg proizlazi da li se proizvođaču isplati proizvoditi jalovu snagu na račun smanjenja proizvodnje djelatne snage (tablica 2).

Tablica 2 - Šest slučajeva obračuna oportunitetnog troška

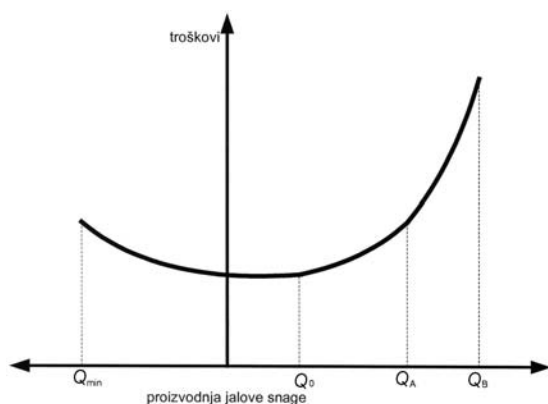
	Slučaj 1	Slučaj 2	Slučaj 3	Slučaj 4	Slučaj 5	Slučaj 6
T_p	11	11	8	8	8	8
c_p	10	10	10	10	10	10
π_p	-1	-1	2	2	2	2
ET_Q	3	1	1	1	1	1
OT_Q	0	0	2	2	2	2
c_Q	2	2	2	3	5	6
π_Q	-1	1	-1	0	2	3
ΔP	Ne	Ne	Da	Da	Ne	Ne
ΔQ	Ne	Da	Ne	Ne	Da	Da

T_p , c_p i π_p označavaju trošak, cijenu i profit pri promjeni proizvodnje djelatne snage ΔP , a ET_Q , OT_Q , c_Q i π_Q označavaju eksplicitni trošak, oportunitetni trošak, cijenu i profit pri promjeni proizvodnje jalove snage ΔQ . Pri tome vrijede sljedeće jednadžbe:

$$\pi_p = c_p - T_p \quad (5)$$

$$\pi_Q = c_Q - ET_Q - OT_Q \quad (6)$$

U svih šest slučajeva u tablici 2. pretpostavljena je jednaka tržišna cijena za djelatnu snagu. U prva dva slučaja pretpostavljeni su visoki troškovi proizvodnje djelatne snage što za posljedicu ima negativan profit i nepostojanje oportunitetnog troška za ΔQ . U slučaju 1 eksplicitni troškovi za Q su visoki te se ne isplati proizvoditi niti jalovu snagu. Slučaj 2 ima niske eksplicitne troškove za Q te je profit od proizvodnje jalove snage pozitivan. Ovaj bi slučaj mogao biti reprezentativan za starije agregate manjih snaga čija lokacija (dijelovi mreže s velikom koncentracijom opterećenja) te niski eksplicitni troškovi proizvodnje jalove snage ukazuju na mogućnost profitabilnog korištenja u regulaciji napona i jalove snage tijekom perioda vršnih opterećenja. U slučajevima 3 do 6 pretpostavljeni su jednaki eksplicitni troškovi za Q i jednaki profit za P , ali



Slika 3 - Troškovi proizvodnje jalove snage sinkronog generatora

je tržišna cijena jalove snage različita te ona diktira režim rada generatora. Iz tablice 2 vidljivo je da se u slučaju 6 više isplati proizvoditi jalovu nego djelatnu snagu, dok je u slučaju 5 profit isti, ali zbog potreba sustava i dobre suradnje s OPS-om preferira se proizvodnja jalove snage.

Na slici 3 prikazan je oblik krivulje ovisnosti troškova proizvodnje jalove snage o količini proizvedene jalove snage sinkronog generatora. Q_A , Q_B , Q_0 i Q_{\min} odgovaraju vrijednostima iz slike 2.

2.2 Troškovi proizvodnje/potrošnje jalove snage mrežnih kompenzacijskih uređaja

2.2.1 Kondenzatorske baterije i prigušnice

Kondenzatorske baterije i prigušnice su pasivni diskretni kompenzacijski uređaji koji proizvode, odnosno apsorbiraju jalovu snagu. Kapitalni troškovi čine najveći udio u ukupnim troškovima proizvodnje/potrošnje jalove snage kondenzatorskih baterija, odnosno prigušnica. Varijabilni troškovi odnose se na troškove održavanja sklopne opreme i samih uređaja te stopu amortizacije sklopne opreme u ovisnosti od broja sklopnih operacija. U literaturi se znaju navoditi i troškovi zbog gubitaka [8] i [9], koji su proporcionalni snazi kompenzacijskog uređaja. U slučaju prigušnice snage 150 MVAr gubici znaju biti oko 160 kW.

Broj sklopnih operacija prekidača kondenzatorskih baterija, odnosno prigušnica, značajna je stavka koju svakako treba uzeti u obzir pri razmatranju pogonskih troškova ovih uređaja. Svaka sklopna operacija uzrokuje pojavu prenapona koji utječe na skraćivanje životnog vijeka prekidača te iziskuje potrebu pojačanog održavanja i sklopne opreme i samog uređaja. Budući da se sklopna oprema nakon određenog broja sklopnih operacija podvrgava generalnom remontu, troškovi takvog remonta mogli bi poslužiti za određivanje pogonskih troškova kondenzatorskih baterija, odnosno prigušnica.

Ovi su uređaji sastavni dio prijenosne mreže, u vlasništvu su Operatora prijenosnog sustava (TSO model) ili tvrtki zaduženih za prijenos električne energije (ISO model), te njihove troškove treba promatrati kao dio troškova pogona prijenosne mreže i potrebno ih je uključiti unutar energetske tarife za prijenos (tzv. mrežarine).

2.2.2 Sinkroni kompenzatori

Sinkroni kompenzatori rotacijski su uređaji koji osiguravaju pričuvu jalove snage tijekom pogona elektroenergetskog sustava te im je glavna zadaća regulacija napona tijekom prijelaznih perioda. Stoga je proizvodnja jalove snage sinkronih kompenzatora pri normalnom pogonu EES-a minimalna. Sinkroni kompenzatori mogu se koristiti u

normalnim pogonskim uvjetima za povećanje prijenosne moći između dva područja pomicanjem granice naponske stabilnosti. Tijekom pogona sinkronih kompenzatora stvaraju se određeni gubici djelatne snage izazvani proizvedenom/potrošenom jalovom snagom. Ovi se gubici mogu smatrati konstantnima te iznose oko do 3 % nazivne snage uređaja. Budući da se sastoje od rotirajućih dijelova i pomoćnih uređaja sinkroni kompenzatori zahtijevaju više održavanja od statičkih kompenzatora ili pasivnih kompenzacijskih uređaja. Zbog visokih troškova izgradnje i pogona u svijetu se više ne ugrađuju sinkroni kompenzatori.

2.2.3 Statički kompenzatori - SVC

Statički kompenzatori ili SVC (eng. static var compensator) kao i sinkroni kompenzatori reguliraju napon tijekom prijelaznih perioda. Kapitalni troškovi ovih uređaja vrlo su visoki, a pogonski uključuju gubitke i troškove održavanja. Gubici se javljaju u namotima, kabelima, itd., a ovisе o količini jalove snage koja se proizvodi/troši. U pravilu, sklopne operacije SVC-a ne utječu na životni vijek sklopne opreme i samih uređaja. U [10] dan je primjer instalacije prenosivog SVC uređaja od strane NGC-a (eng. National Grid Company) za potrebe potpore jalovom snagom prijenosnog sustava u Velikoj Britaniji. Predmetna instalacija omogućuje prenošenje uređaja u slabe točke mreže, prema potrebi, što daje veliku pogonsku fleksibilnost.

2.2.4 Statički sinkroni kompenzatori – STATCOM

STATCOM pripada grupi FACTS (eng. flexible AC transmission system) uređaja. Sličan je statičkom kompenzatoru po brzini odziva, upravljačkim sposobnostima te korištenju uređaja energetske elektronike. STATCOM je strujno ograničen te je njegov izlaz (MVar) linearno ovisan o naponu za razliku od kvadratne ovisnosti o naponu kondenzatorskih baterija ili statičkih kompenzatora. Na taj način je njegov doprinos posebno značajan u sprječavanju sloma napona. Odlikuju ga izrazito visoki kapitalni troškovi.

2.2.5 Transformatori s mogućnošću promjene prijenosnog omjera pod opterećenjem

Transformatore s mogućnošću promjene prijenosnog omjera pod opterećenjem (eng. OLTC – On Load Tap Changer) može se smatrati uređajima koji sudjeluju u pružanju pomoćne usluge regulacije napona i jalove snage. Učestalost održavanja, iz čega proizlazi glavina pogonskih troškova, ovisi o stupnju korištenja regulacijske preklapke. OLTC transformatori mogu se smatrati sastavnim dijelom prijenosne mreže te bi njihovi troškovi, kao i ostalih mrežnih kompenzacijskih uređaja, trebali biti sastavni dio energetske tarife za prijenos.

3 TRŽIŠTE JALOVOM SNAGOM

Ustroj tržišta za pružanje pomoćne usluge regulacije napona i jalove snage (tržišta jalovom snagom), otežava nekoliko čimbenika. Prvi i najznačajniji je lokalni karakter jalove snage koji stvara velike razlike u potrebama za jalovom snagom od regije do regije te od čvorišta do čvorišta. Ako unutar problematičnih regija postoji ograničen broj proizvođača jalove snage tada dolazi do pojave tržišne moći (eng. market power) tj. monopola takvih korisnika mreže koji diktiraju cijenu jalove snage uzrokujući OPS-u znatne troškove, dok električka udaljenost onemogućava ostale sudionike na tržištu da se ravnopravno upuste u tržišno natjecanje. Drugi je problem složenost i nesigurnost planiranja voznog reda jalove snage, tj. potreba sustava za jalovom snagom, zbog velikih dnevnih varijacija tokova jalovih snaga uzrokovanih karakterom potrošača u EES-u. Treći problem je nedovoljna točnost mehanizama za naknadu troškova proizvodnje jalove snage, što čini profit nesigurnim i otežava investicije. O predmetnim problemima više je spomenuto u poglavlju 2.

U dereguliranom okruženju moguća su dva načina financijske naknade ponuđačima za pružanje pomoćne usluge regulacije napona i jalove snage:

- Naknada na temelju kapaciteta za proizvodnju jalove snage – regulirana usvojenim standardima i ograničenjima koja se moraju poštivati (iznosi napona, faktor snage, ...), za naknadu ključni kapitalni troškovi uređaja, dugoročni ugovori, osiguranje sigurnosti pogona EES-a.
- Naknada na temelju tržišnog ustroja pomoćne usluge regulacije napona i jalove snage - određivanje trenutnih cijena (eng. spot price) na tržištu jalove snage temeljem optimizacijskih ili nekih drugih algoritama, za naknadu ključni pogonski troškovi uređaja, kratkoročni ugovori, osiguranje ekonomičnog i sigurnog pogona EES-a

3.1 Naknada troškova proizvodnje jalove snage na temelju kapaciteta za proizvodnju jalove snage

Naknada ponuđačima na temelju kapaciteta proizvodnje jalove snage njihovih proizvodnih jedinica također omogućuje tržišno natjecanje, ali je ovom slučaju ono dugoročnog karaktera i usmjereno je isključivo na sigurnosni aspekt vođenja pogona. OPS i prema određenom tehničko-ekonomskom kriteriju odabrani ponuđač pomoćne usluge regulacije napona i jalove snage potpisuju dugoročni ugovor koji ponuđača obvezuje na regulaciju napona u propisanim granicama prema zahtjevima OPS-a uz točno definiran način naknade za proizvedenu jalovu snagu. Ukupna nadokada pri tome treba uzeti u obzir kapacitet proizvodnje jalove snage koji proizvodna jedinica može osigurati i njena regulacijska svojstva (vremenska konstanta odziva primarnog regulatora

napona, integracijska konstanta u slučaju sudjelovanja u sekundarnoj regulaciji napona i jalove snage).

Da bi se budućem ponuđaču pomoćne usluge regulacije napona i jalove snage isplatilo investirati u povećanje opsega regulacije nove proizvodne jedinice, odnosno postojećem ponuđaču isplatilo ulaziti u ugovorni odnos s OPS-om potrebno je da mehanizam naknade za kapacitet bude jednostavan i razvidan te da se sudionicima tržišta pošalje ispravna poruka.

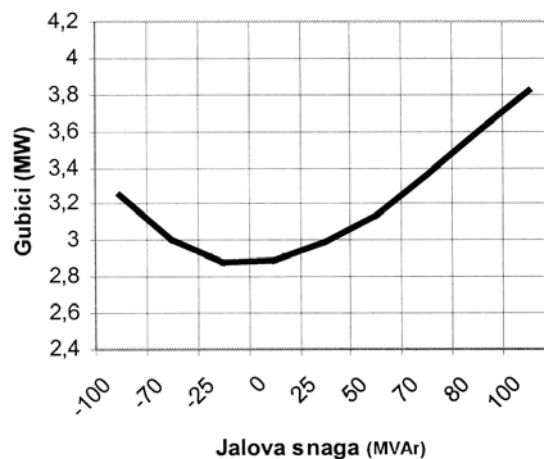
Primjena naknade za proizvodnju jalove snage na temelju kapaciteta, uz postavljanje nužnih zahtjeva na proizvodne jedinice u smislu obveznog regulacijskog opsega i regulacijskih značajki koje moraju zadovoljiti, bez dobivanja financijske naknade od strane OPS-a preporučljiv je korak u početnom stupnju razvoja tržišta jalovom snagom. Ipak, za sigurno vođenje pogona nužno je u svakom trenutku osigurati dovoljnu pričuvu jalove snage u EES-u te za OPS-a nije prihvatljivo rješenje da određena metodologija uvjetuje količinu te pričuve, tj. da određuje da li će ponuđača uopće biti ili se ni jednom od sudionika neće isplatiti pružati pomoćnu uslugu regulacije napona i jalove snage. Nužno je putem zakonske regulative postaviti određene obveze oko sudjelovanja proizvodnih jedinica u regulaciji napona i jalove snage, bez obzira na primijenjenu metodologiju i stupanj razvijenosti tržišta jalovom snagom. Isto tako, zakonskom regulativom potrebno je odrediti i dozvoljeni raspon faktora snage potrošača priključenih na prijenosnu i distribucijsku mrežu u ovisnosti o potrošnji djelatne snage, ali i uspostaviti mehanizme koji će potaknuti distribuiranu proizvodnju, tj. proizvođače priključene na distribucijsku mrežu, na sudjelovanje u kompenzaciji jalove snage.

3.2 Naknada troškova proizvodnje jalove snage na ustrojnom tržištu jalove snage

Cilj ustroja tržišta pomoćnom uslugom regulacije napona i jalove snage je, osim osiguranja sigurnosti EES-a, i osiguranje ekonomičnosti pogona EES-a sa stanovišta OPS-a. To znači da troškovi vođenja sustava pri osiguranju pomoćne usluge regulacije napona i jalove snage na tržištu moraju biti minimalni, kako bi time i ukupna cijena električne energije za krajnjeg kupca bila minimalna. Time se ostvaruje tzv. društvena dobrobit (eng. social benefit). Društvena dobrobit najčešća je funkcija cilja pri teorijskim razmatranjima ustroja tržišta jalovom snagom. Minimiziranje ukupnih troškova OPS-a, odnosno maksimiziranje društvene dobrobiti, postiže se proračunom optimalnih tokova snaga (eng. optimal power flow) pri čemu se funkcija cilja najčešće sastoji od više izraza, a svaki od njih odnosi se na određeni kriterij kojeg je potrebno zadovoljiti. Tako osmišljen proračun optimalnih tokova snaga naziva se i višekriterijski (eng. multi-objective). U literaturi se navode različiti oblici funkcije cilja višekriterijskog proračuna optimalnih tokova snaga, ali

svima su zajednička dva kriterija: minimalni gubici djelatne snage i osiguranje sigurnosti sustava, [2,11,12].

Jedan od mogućih ustroja tržišta jalovom snagom temelji se na sljedećem principu: ponuđači pomoćne usluge regulacije napona i jalove snage daju OPS-u dugoročne ili kratkoročne ponude koje sadržavaju regulacijski opseg te krivulju unutarnjih gubitaka generatora, slika 4.

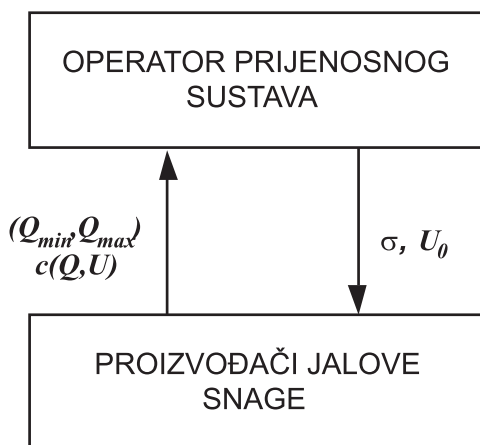


Slika 4 - Krivulja gubitaka sinkronog generatora

Krivulja gubitaka vrednuje se prema postignutoj graničnoj cijeni na dnevnom tržištu djelatnom električnom energijom. OPS računa trenutne cijene jalove snage u svakom čvorištu sustava minimizirajući troškove gubitaka prijenosa i troškove naknade proizvođačima jalove snage, osiguravajući pri tome određeni kriterij sigurnosti sustava, npr. maksimizirajući udaljenost od točke sloma napona u sustavu. OPS provodi optimalni dispečing jalove snage šaljući proizvođačima postavne vrijednosti automatskih regulatora napona generatora. Dodatno im šalje i izračunate trenutne cijene jalove snage za potrebe izračuna financijske naknade. Angažiranim proizvođačima jalove snage, induktivne ili kapacitivne, troškovi pogona nadoknađuju se množenjem iznosa proizvedene jalove energije s trenutnom cijenom jalove energije dobivenom od OPS-a. Obračun se izvodi satno uzimajući tržišnu vrijednost djelatne električne energije kao referentnu vrijednost. Na slici 5 prikazana je razmjena nužnih podataka između OPS-a i ponuđača pomoćne usluge regulacije napona i jalove snage u tržišnom okruženju.

Ako se potrošnja jalove snage u sustavu poveća u nekom trenutku za određeni iznos, ta će se jalova snaga nadoknaditi automatski, djelovanjem primarnih regulatora napona na generatorima, ili ručno, intervencijom iz dispečerskog centra upravljanja. Optimalnim dispečingom jalove snage nastoji se pri tome pronaći optimalna pogonska točka sa stanovišta ekonomičnosti i sigurnosti EES-a. Jedinični trošak sustava, povećan radi porasta potrošnje jalove

snage, naziva se trenutna cijena jalove snage u čvorištu i , a označava se sa σ_i . Pri tome trenutna cijena jalove snage ima dvije komponente: komponentu koja se odnosi na gubitke prijenosa, σ_{gj} , i komponentu koja se odnosi na sigurnost sustava, σ_{sj} . Proračun optimalnih tokova snaga rješava problem optimalnog dispečinga jalove snage dajući kao izlaz optimalna podešenja postavnih vrijednosti automatskih regulatora napona generatora i cijene jalove snage u svakom čvorištu sustava.



Slika 5 - Razmjena podataka u okruženju tržišta jalovom snagom

Pri određivanju izraza za trenutnu cijenu jalove snage posebno treba razmatrati čvorišta opterećenja (tzv. PQ čvorišta), a posebno čvorišta s proizvodnjom jalove snage (tzv. PV čvorišta). Povećanje potrošnje jalove snage u PV čvorištu, ili pojednostavljeno gledano generatorskom čvorištu, bit će vrlo vjerojatno u cijelosti nadoknađeno iz tog čvorišta. Stoga trošak naknade za proizvodnju dodatne jalove snage ovisi o pogonskim troškovima generatora u tom čvorištu. Izraz za trenutnu cijenu jalove snage u tom slučaju glasi:

$$\sigma_j = \sigma_{gj} + \sigma_{sj} = \frac{\partial T_{Qj}(Q_j, U_j)}{\partial Q_j} + \frac{\partial U_j}{\partial Q_j} \frac{\partial T_{Qj}(Q_j, U_j)}{\partial U_j} \quad (7)$$

gdje je j oznaka za PV čvorište, $T_{Qj}(Q_j, U_j)$ je funkcija troška generatora zbog proizvodnje jalove snage Q_j , a $\partial U_j / \partial Q_j$ promjena napona na sabirnicama generatora zbog promjene proizvodnje jalove snage.

Povećanje potrošnje jalove snage u PQ čvorištima uzrokovati će troškove povećanja proizvodnje jalove snage iz generatorskih čvorišta, troškove zbog gubitaka prijenosa te moguće gubitke zbog potrebe redišpečinga određenih elektrana kako bi se zadovoljila ograničenja prijenosne moći sustava koja može biti smanjena zbog potreba prijenosa jalove snage. Izraz za trenutnu cijenu jalove snage tada glasi:

$$\sigma_i = \sigma_{gi} + \sigma_{si} = \sum_{j \in G} W_{ij} \sigma_j + \lambda_p \frac{\partial P_G}{\partial Q_i} + \sum_{Nk} \sigma_{Nk,i} \quad (8)$$

pri čemu je j oznaka PV čvorišta, a i oznaka za PQ čvorište. W_{ij} je matrica težinskih faktora koji određuju doprinos proizvodnje jalove snage u čvorištu j podmiranju povećane potrošnje jalove snage u čvorištu i bez uzimanja u obzir ograničenja sustava. Izraz $\partial P_G / \partial Q_i$ predstavlja povećanje gubitaka prijenosa zbog povećanja potrošnje jalove snage Q_p , dok λ_p označava graničnu cijenu djelatne snage sustava. σ_{Nk} označava granični doprinos N_k (k -to ograničenje prijenosnog sustava) pogonskim troškovima sustava. Taj je doprinos različit od nule jedino kada je ograničenje u proračunu optimalnih tokova snaga aktivno, tj. nametnuto. U jednadžbi (8) prva dva izraza pripadaju komponenti koja se odnosi na gubitke prijenosa, σ_{gj} , a treći izraz predstavlja komponentu koja se odnosi na sigurnost sustava, σ_{sj} . Sigurnosna komponenta je u pravilu manja od komponente gubitaka, ali može narasti do znatnih vrijednosti ako je zbog ograničenja prijenosnog sustava potrebno angažirati proizvođača s višom ponuđenom cijenom (utjecaj tržišne moći).

Iako su tržišne metode naknade troškova ponuđačima za pružanje pomoćne usluge regulacije napona i jalove snage složenije i teže ih je primijeniti, one su točnije i pravednije za sve sudionike na tržištu. Osim toga, na taj se način omogućuje ekonomska učinkovitost šaljući ispravnu poruku potencijalnim ulagačima u nove izvore jalove snage u pojedinoj regulacijskoj zoni čime se smanjuju moguće pojave tržišne moći određenih proizvođača jalove snage.

S obzirom na lokalni karakter napona u mreži te neisplativost opskrbe jalovom snagom električki udaljenih područja praktično rješenje je ustroj lokalnih tržišta jalovom snagom [1], pogotovo za velike EES-e. To znači da bi određeni broj proizvođača i potrošača, okupljenih unutar električki definirane zone, sudjelovao u tržištu koje bi vodio i nadzirao OPS. Pod zonom se podrazumijeva dio EES-a koji obuhvaća određeni broj čvorišta i vodova čija se pripadnost zoni određuje putem određene metodologije. Metoda za uspostavu takvih zona mogla bi se temeljiti na principu pilot-čvorišta i električnih udaljenosti koji je prvi put primijenjen od strane EDF-a za potrebe uspostave sekundarne regulacije napona i jalove snage [13], a danas se koristi u više europskih elektroenergetskih sustava. Spomenuta metodologija je ispitana u praksi i dokazala se, uz određene modifikacije, uspješnom pri rješavanju problematike lokalnog karaktera upravljanja naponom i jalovom snagom što je čini prikladnim rješenjem.

Lokalni pristup rezultirao bi povećanju učinkovitosti tržišta jalovom snagom budući da bi se OPS-u pojednostavilo vođenje tržišta i administracija. Isto tako, mogli bi se uspostaviti različiti standardi u različitim zonama ovisno o uvjetima koji vladaju u pojedinoj zoni s obzirom na broj i vrstu izvora jalove snage te karakter potrošača. Lokalno utemeljeni standardi smanjili bi moguće pojave tržišne moći

jer bi se kroz politiku cijena poticala izgradnja izvora jalove snage u regulacijskim zonama s nedovoljnom proizvodnjom iste. Pri tome bi bila omogućena i međuzonska razmjena jalove snage, ako bi to bilo ekonomski opravdano ili nužno za održanje sigurnosti i stabilnosti EES-a. Za očekivati je da bi se i troškovi OPS-a u lokalnom okruženju tržišta jalovom snagom smanjili, ali je takvu pretpostavku ipak potrebno potvrditi proračunima na simulacijskom modelu.

4 PREGLED USTROJA TRŽIŠTA JALOVOM SNAGOM U SVIJETU

Odnos prema pomoćnim uslugama sustava pa tako i prema pomoćnoj usluzi regulacije napona i jalove snage u zemljama s razvijenim tržištem električne energije je različit. Dok su u nekim zemljama uspostavljeni mehanizmi za financijsku naknadu troškova proizvodnje jalove snage, u drugima se nastavlja osiguravati regulacija napona i jalove snage kroz regulatorne okvire i tehničke smjernice pogona EES-a, kao što su Mrežna pravila. U nastavku je dan pregled metodologija za određivanje naknade proizvođačima za troškove osiguranja pomoćne usluge regulacije napona i jalove snage u zemljama koje imaju najrazvijenija tržišta jalovom snagom.

4.1 SAD

Prema standardima Sjevernoameričkog vijeća za pouzdanost napajanja električnom energijom ili NERC-a (eng. North American Electric Reliability Council) sinkroni generatori su jedini ponuđači pomoćne usluge regulacije napona i jalove snage. Ostali energetske subjekti ne dobivaju naknadu za kompenzaciju jalove snage već se takvi uređaji smatraju sastavnim dijelom prijenosnog sustava. Svi sinkroni generatori moraju raditi s uključenom automatskom regulacijom napona kako sigurnost sustava niti u jednom trenutku ne bi bila ugrožena. EES SAD-a podijeljen je u tri velike interkonekcije (Western Int., Eastern Int., ERCOT), a unutar svake od njih postoji više regulacijskih područja. Budući da je vođenje ustrojeno prema ISO (eng. Independent System Operator) modelu, postoje određene razlike među Operatorima u smislu regulacije napona i jalove snage. U nastavku je opisan ustroj tržišta jalovom snagom u tri regulacijska područja.

4.1.1 New York ISO

New York ISO (NYISO) osigurava uslugu regulacije napona i jalove snage određivanjem cijene ukupnih troškova proizvodnje jalove snage sinkronih generatora. Obračun troškova usluge regulacije napona i jalove snage uključuje fiksne i pogonske troškove angažiranih generatora, te eventualne oportunitetne troškove. Fiksni troškovi odnose se na kapitalne investicije, a pogonski na troškove održavanja i druge troškove. U slučaju smanjenja

proizvodnje djelatne snage radi proizvodnje jalove snage proizvođači imaju pravo na naknadu oportunitetnog troška koji se izračunava na temelju sljedećih podataka: lokalnoj graničnoj cijeni djelatne energije, smanjenju proizvodnje djelatne snage, cjenovnoj krivulji djelatne energije. Način obračunavanja oportunitetnog troška prikazan je na slici 6.

c_{PGR} je lokalna granična cijena djelatne energije u stvarnom vremenu, $f(P)$ je cjenovna krivulja djelatne energije, P_1 i P_2 su početna i krajnja vrijednost proizvodnje djelatne snage generatora (početni i krajnji dispečing), a c_{P1} i c_{P2} su odgovarajuće cijene djelatne energije u početnoj i krajnjoj pogonskoj točki. Smanjenjem proizvodnje djelatne snage proizvođač će izgubiti određeni prihod zbog neostvarene prodaje djelatne električne energije, ali će pri tome i pogonski troškovi biti niži. Smanjeni prihod proizvođača ΔR zbog oportunitetnog troška dan je sljedećim izrazom:

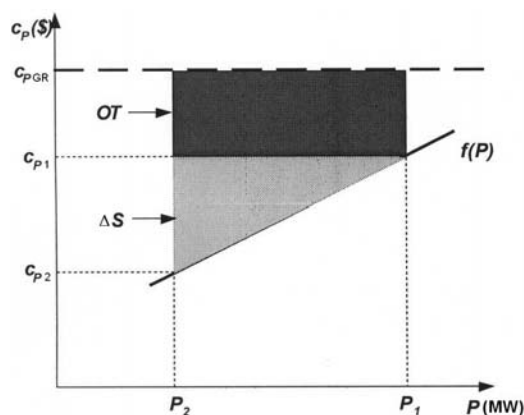
$$\Delta R = c_{PGR}(P_1 - P_2) - \int_{P_1}^{P_2} f(P) dP \quad (9)$$

Prvi dio izraza u (9) označava financijski gubitak radi smanjene proizvodnje djelatne snage, a drugi odgovarajuće smanjenje pogonskih troškova. Ušteda generatora zbog smanjene proizvodnje djelatne snage ΔS može se izraziti kao:

$$\Delta S = c_{P1}(P_1 - P_2) - \int_{P_1}^{P_2} f(P) dP \quad (10)$$

Oportunitetni trošak generatora OT jednak je razlici između (9) i (10):

$$OT = (c_{PGR} - c_{P1}) \cdot (P_1 - P_2) \quad (11)$$



Slika 6 - Metoda izračuna oportunitetnog troška od strane NYISO

4.1.2 California ISO

California ISO osigurava uslugu regulacije napona i jalove snage u regulacijskom području koje obuhvaća američku

saveznu državu Kaliforniju sklapanjem dugoročnih ugovora s pouzdanim proizvodnim jedinicama. Konačni plan kratkoročnih zahtjeva za jalovom snagom određuje se dan unaprijed, nakon zatvaranja voznog reda EES-a (očekivana potrošnja i ugovorena proizvodnja djelatne snage). ISO analizom tokova snaga određuje očekivanu potrebu za jalovom snagom u lokalnim područjima EES-a te izdaje odabranim proizvodnim jedinicama i područnim Operatorima prijenosnog sustava vozni red napona. Generatori su dužni osigurati jalovu snagu u području faktora snage iznosa 0,9 induktivno i 0,95 kapacitivno. Za proizvodnju jalove snage izvan tog područja isplaćuje im se financijska naknada.

4.1.3 Pennsylvania – New Jersey – Maryland

U regulacijskom području Pennsylvania – New Jersey – Maryland (PJM) razlikuju se dvije komponente usluge regulacije napona i jalove snage. Prva komponenta odnosi se na kapacitet proizvodnje jalove snage pri nazivnoj proizvodnji djelatne snage generatora, a druga pri smanjenoj proizvodnji djelatne snage generatora. Kupci električne energije plaćaju naknadu za prvu komponentu razmjerno ukupnim mjesečnim potraživanjima proizvođača i iznosu mjesečnog korištenja mreže. Druga komponenta razmjerna je oportunitetnom trošku pri čemu se taj trošak izračunava kao lokalna granična cijena djelatne električne energije umanjena za cijenu ponude za svaki MW koji nije ostvaren.

4.2 Europska unija

4.2.1 Velika Britanija

Mrežna pravila elektroenergetskog sustava Velike Britanije propisuju minimalno obvezno pružanje usluge regulacije napona i jalove snage generatora nazivne djelatne snage preko 50 MW. Kako bi mogli ostvariti naknadu za troškove proizvodnje jalove snage proizvođači moraju biti sudionici tzv. osnovnog mehanizma plaćanja (eng. default payment mechanism) ili ponuditi osnovnu uslugu na tržištu korištenjem tendera. Proizvodnja jalove snage radi zadovoljenja Mrežnih pravila naziva se obvezna ili mandatna usluga (eng. Obligatory Reactive Power Service). Prihod koji generator može ostvariti ovisi o potrebama EES-a za jalovom snagom te broju generatora koji pružaju uslugu u određenom području. Ponuđači čiji generatori koji imaju mogućnost većeg regulacijskog opsega mogu ponuditi i tzv. proširenu uslugu regulacije napona i jalove snage (eng. Enhanced Reactive Power Service). NGC (eng. National Grid Company), britanski operator prijenosnog sustava, izdaje tendere za osnovnu i proširenu uslugu regulacije napona i jalove snage te prikuplja ponude ponuđača usluge. Tenderi se izdaju dva puta godišnje, 1. travnja i 1. listopada. Ponude se sastoje od dvije komponente cijene za ponuđenu uslugu: cijene

sposobnosti (eng. capability price) i cijene iskorištenja (eng. utilization price). Postoje dvije vrste cijene sposobnosti: cijena sinkrone sposobnosti i cijena raspoloživosti. Za oba tipa cijene ponuđači daju krivulju troškova s najviše tri jedinične cijene, pri čemu se svaka od cijena odnosi na određeno područje rada generatora prema pogonskoj karti. Takva se krivulja daje i za cijenu iskorištenja. U praksi opisana metodologija nije zaživjela kako se očekivalo. Prema podacima iz 2000. godine od 95 generatora koji su potpisali ugovor s NGC-om o pružanju pomoćne usluge regulacije napona i jalove snage niti jedan nije ponudio proširenu uslugu.

4.2.2 Švedska

Pomoćna usluga regulacije napona i jalove snage u Švedskoj je obvezna, bez postojanja mehanizma za naknadu troškova generatorima. Tokovima jalove snage upravlja švedski operator sustava Svenska Kraftnät prema ISO modelu. Svenska Kraftnät nadzire 400 kV i 220 kV mrežu dok su niže naponske razine u nadležnosti regionalnih prijenosnih i distribucijskih tvrtki. Preporuka je da se razmjena jalove snage između različitih regija drži na minimumu, a svaka je regionalna prijenosna tvrtka dužna održavati napon u propisanim granicama unutar svoje regije. Iako nezavisni operator sustava ima pravo u svakom trenutku zatražiti od sinkroniziranih generatora potporu jalovom snagom u normalnim se pogonskim uvjetima maksimalno koriste mrežni kompenzacijski uređaji, dok se velike generatorske jedinice koriste za potrebe sekundarne regulacije napona i jalove snage te u izvanrednim pogonskim uvjetima. Svenska Kraftnät sklapa formalne sporazume s proizvođačima i regionalnim prijenosnim tvrtkama o pružanju pomoćne usluge regulacije napona i jalove snage prema sljedećem principu:

- hidrogeneratori moraju osigurati induktivnu jalovu snagu u iznosu $1/3P_{\max}$ te kapacitivnu jalovu snagu u iznosu $1/6P_{\max}$,
- turbogeneratori moraju osigurati induktivnu jalovu snagu u iznosu $1/3P_{\max}$,
- regionalne prijenosne tvrtke koje opskrbljuju nacionalnu mrežu djelatnom snagom P_{tr} dužne su osigurati induktivnu jalovu snagu u iznosu $1/3P_{tr}$,
- regionalne prijenosne tvrtke koje se opskrbljuju djelatnom snagom iz nacionalne mreže nemaju obveza u pitanju jalove snage.

4.2.3 Finska

Finski ISO, Fingrid, odgovoran je za regulaciju napona i jalove snage, koju provodi koristeći mrežne kompenzacijske uređaje te OLTC transformatore. Dodatno se koristi jalova snaga generatorskih jedinica većih od 10 MVA. Ta je pomoćna usluga definirana kao obvezna. Generatori priključeni na 400 kV naponsku razinu dužni su trenutno

osigurati puni regulacijski opseg dok za generatore priključene na 220 kV i 110 kV pričuva jalove snage ne smije iznositi manje od proračunate vrijednosti koja odgovara nazivnom faktoru snage 0,9. Ostatak se može koristiti u komercijalne svrhe. Generatori priključeni na naponske razine niže od 110 kV dužni su osigurati trenutnu pričuvu jalove snage za slučaj poremećaja u iznosu polovice njihovog induktivnog regulacijskog opsega.

4.3 Australija

NEMCO (eng. National Electricity Market Management Company), australijski ISO, osigurava pomoćnu uslugu regulacije napona i jalove snage koristeći ponude od strane generatora i sinkronih kompenzatora. Ponuđači ove pomoćne usluge dobivaju naknadu za raspoloživost s obzirom na njihove dinamičke mogućnosti pružanja potpore jalovom snagom. Sinkroni kompenzatori dodatno dobivaju naknadu za angažiranje u slučaju njihova korištenja. Sinkronima generatorima priznaju se oportunitetni troškovi. Proizvodnja jalove snage iz sinkronih generatora sastoji se iz dva dijela:

1. Obvezni regulacijski opseg, od 0,9 induktivno do 0,93 kapacitivno, kojeg je dužan osigurati svaki generator sinkroniziran na mrežu,
2. Ostatak regulacijskog opsega generatora, koji se može koristiti u svrhu osiguranja pomoćne usluge regulacije napona i jalove snage.

NEMCO putem analize tokova snaga određuje potrebe sustava za jalovom snagom. Težište je na maksimalnom korištenju mrežnih kompenzacijskih uređaja. Dodatno se jalova snaga osigurava putem obveznog regulacijskog opsega angažiranih generatora. Pri povećanim potrebama sustava za jalovom snagom prvo se koriste dodatni regulacijski kapaciteti generatora, a zatim se anagažiraju i sinkroni kompenzatori. Ako i dalje postoji potreba za jalovom snagom koristi se puni regulacijski opseg generatora uz ograničavanje proizvodnje djelatne snage. Ako iskorištenje svih raspoloživih izvora jalove snage nije dovoljno za očuvanje sigurnosti sustava tada se pribjegava otkazivanju transakcija električne energije.

4 ZAKLJUČAK

Procesom deregulacije elektroenergetskog sektora i uspostavom tržišta električne energije neminovno se nameće i pitanje osiguranja pomoćnih usluga sustava nužnih za normalan rad EES-a. Uspostava mehanizama za financijsku naknadu proizvodnje jalove snage nužan je korak na tom putu. Člankom je obuhvaćena problematika uspostave tržišnih mehanizama za osiguranje pomoćne usluge regulacije napona i jalove snage te posljedice takvog ustroja na korisnike EES-a. Na temelju dostupne literature nameće se jedan osnovni zaključak: ključ za

uspostavu funkcionalnog tržišta jalovom snagom točno je i razvidno određivanje troškova proizvodnje/potrošnje jalove snage te uspostava mehanizma za pravednu naknadu tih troškova. U članku su raščlanjeni i opisani troškovi proizvodnje/potrošnje jalove snage sinkronih generatora te mrežnih kompenzacijskih uređaja. Predložen je jedan od mogućih ustroja tržišta jalovom snagom provođenjem izračuna trenutne cijene jalove snage u čvorištima EES-a. Trenutna cijena jalove snage sastoji se od komponente gubitaka prijenosa i komponente koja se odnosi na sigurnost sustava. Predložen je ustroj lokalnih tržišta jalovom snagom radi povećanja učinkovitosti OPS-a i smanjenja troškova upravljanja naponima i jalovim snagama.

Pri uvođenju mehanizama za naknadu troškova proizvodnje jalove snage potrebno je poticati investicije u veći regulacijski opseg novih proizvodnih jedinica kao i instalaciju mrežnih kompenzacijskih uređaja. Korištenje generatora kao uređaja za osiguranje potpore jalovom snagom može biti ekonomski neisplativo u slučaju učestalog smanjivanja proizvodnje djelatne snage generatora radi povećanih potreba za jalovom snagom. Sa stanovišta sigurnosti EES-a OPS ne može utjecati na raspoloživost generatora koji se mogu izvrstiti iz mreže ili nenadano ispasti iz pogona ostavljajući tako sustav bez potrebne potpore jalovom snagom. Zato je nužno da nadležno regulatorno tijelo politikom cijena motivira OPS za investiranje u mrežne kompenzacijske uređaje kako bi fleksibilnije mogao održavati napone u mreži te imati u svojim rukama potpunu nadležnost i odgovornost za siguran pogon EES-a.

LITERATURA

- [1] HAO S., PAPALEXOPOULOS A., Reactive power pricing and management, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, February 1997, pp. 95-104
- [2] DONA V., PAREDES A., Reactive power pricing in competitive electric market using the transmission losses function, 2001 IEEE Porto Power Tech Conference, 10-13 September 2001, Porto, Portugal
- [3] ZHONG J., BHATTACHARYA K., Reactive power as an ancillary service, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.16, No.2, May 2001, pp. 294-300
- [4] ZHONG J., BHATTACHARYA K., Reactive power management in deregulated electricity markets—A Review, Proceedings of IEEE/PES Winter Meeting, January 2002, pp.1287 – 1292, New York, USA
- [5] WEBER J.D., OVERBYE T.J., SAUER P.W., DEMARCO C.L., A simulation based approach to pricing reactive power, 1998 IEEE Conference on System Sciences, January 6-9, 1998., Kona, Hawaii, USA
- [6] VRKIĆ N., VRKIĆ I., Crpni režim rada RHE Velebit – Obrovac, Šesto savjetovanje HK CIGRE, 09.-13. Studeni, 2003., Cavtat, Hrvatska

- [7] LAMONT J.W., FU J., Cost analysis of reactive power support, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, August 1999., pp. 890-898.
- [8] SILVA E., HEDGECOCK J., MELLO J.C., LUZ J.C., Practical cost-based approach for the voltage ancillary service, 2002 IEEE/PES Winter Meeting, January 28-31, 2002, New York, USA
- [9] KIRBY B., HIRST E., Ancillary Services Detail: Voltage Control, Oak Ridge National Laboratory Technical Report, December 1997, ORNL/CON-453
- [10] HORWILL C., GEMMEL B.D., Effective reactive compensation management: Win-Win strategy!, Proc. 2002 IEEE/PES Winter Meeting, January 28-31, 2002, New York, USA
- [11] ROSEHART W., CAÑIZARES C., QUINTANA V.H., Optimal power flow incorporating voltage collapse constraints, 1999 IEEE/PES Summer Meeting, , July 1999, Edmonton, Alberta, Canada
- [12] GIL J.B., ROMAN G.S., RIOS J.J.A., MARTIN P.S., Reactive power pricing: a conceptual framework for remuneration and charging procedures, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, May 2000, pp. 483-489
- [13] PAUL J.P., LEOST J.Y., TESSERON J.M., Survey of the secondary voltage control in France: present realization and investigations, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 2, No.2, May 1987, pp. 505-511

VOLTAGE AND REACTIVE POWER REGULATION AS AUXILIARY SYSTEM SERVICE

In spite of electric energy market development the calculation of production/consumption costs of synchronous generator reactive power and network compensation equipment is not defined in detail and the employment of market mechanism for reactive power in most of the countries is at the very beginning. The reason for that is low economic influence of reactive power flows optimization. Because of its influence on active power transmission possibilities, connection to voltage values in the system and to voltage stability of the electric power system, reactive power deserves attention and serious concern in order to be able to define its price

on the market. In the article the problems of reactive power production/consumption cost determination are described and mechanisms to organize reactive power market are given. A review on existing reactive power market models in the world is also given.

REGELUNG DER SPANNUNG UND DER BLINDLEISTUNG ALS HILFSLEISTUNGEN DES SYSTEMS

Trotz der Entwicklung des Strommarktes ist die Berechnung von Kosten der Erzeugung und des Verbrauches der Synchrongeneratoren-Blindleistung, sowie von Kosten der Kompensationsanlagen im Netz, noch nicht zur Gänze definiert; die Einführung auch der Marktabläufe für die Blindleistung steckt noch in der Anfangsphase. Grund dafür ist die geringe wirtschaftliche Bedeutung der Optimierung von Blindleistungsflüssen. Wegen ihrer Einwirkung auf die Übertragungsfähigkeit der Wirkleistung sowie ihrem Einfluss auf die Beträge der Spannung im System, und dadurch letztendlich auf die Stabilität des elektroenergetischen Systems, verdient die Blindleistung Aufmerksamkeit und ernste Überlegungen mit dem Zweck der Gestaltung eines Verfahrens zur Bestimmung ihres Marktpreises. Im Artikel sind Überlegungen bezüglich Kostenbestimmung von Erzeugung und Verbrauch der Blindleistung und die für die Ingangsetzung des Blindleistungsmarktes notwendigen Abläufe beschrieben. Gegeben ist auch die Übersicht bedeutenderer Vorbilder mancher errichteten Blindleistungsmärkte.

Naslov pisaca:

Mr. sc. Tomislav Plavšić, dipl. ing.
HEP Operator prijenosnog sustava d.o.o.
Kupska bb, 10000 Zagreb, Hrvatska
Doc. dr.sc. Igor Kuzle, dipl. ing.
Fakultet elektrotehnike i računarstva
Zavod za visoki napon i energetiku
Unska 3, 10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
 2005-03-11

ANDERSONOVA PETLJA

Dr. sc. Dušan VUJEVIĆ, Zagreb

UDK 621.317.39:621.36
STRUČNI ČLANAK

Temperatura u postrojenjima i naprezanje mehaničkih konstrukcija mjere se i otpornim osjetilima (senzorima). Promjena mjerene neelektrične veličine uzrokuje promjenu otpora osjetila koja se mjeri električnim metodama. Najčešće se u tu svrhu rabi Wheatstoneov most. Karl F. Anderson iz jednog od NASA-nih istraživačkih laboratorija patentirao je 1994. god. strujnu petlju za mjerenje temperature i naprezanja otpornim osjetilima. Taj postupak ima neke značajke bolje od klasičnog Wheatstoneovog mosta te ga se rabi za mjerenje naprezanja mehaničkih konstrukcija i temperature u postrojenjima, laboratorijima, zrakoplovima i drugim letjelicama.

Ključne riječi: mjerenje neelektričnih veličina, mjerenje temperature i naprezanja, otporno osjetilo

1 UVOD

Sve neelektrične veličine već se desetljećima, uz pomoć prikladnih osjetila (davača, pretvornika, pretvarača, senzora), mjere električnim metodama [1] i [2]. Tako se temperatura mjeri pasivnim elementima kao što su otporna osjetila (otpornici) od platinske, nikalne ili bakrene žice i termistorima (NTC i PTC otpornici). Sila i naprezanje, među ostalim, mjere se isto tako pasivnim elementima kao što su otporna osjetila iz čistih metala ili slitina u obliku žice ili folije te piezootpornicima i poluvodičkim osjetilima. Mjerenje spomenutih neelektričnih veličina zasniva se na promjeni električnog otpora osjetila prouzročene promjenom mjerene veličine.

Za mjerenje šireg raspona temperature (npr. od -200 °C do 850 °C) pretežito se rabe platinski otpornici, žičani ili s naparenim slojem (u tehnici tankog filma), nazivnog otpora 10 Ω, 100 Ω ili 1 kΩ pri 0 °C. Osjetila u tehnici tankog filma imaju površinu od desetak četvornih milimetara, a debljinu manju od jednog milimetra te zbog toga vrlo brzi odziv. Najčešće se rabe žičana platinska osjetila otpora 100 Ω pri 0 °C, tzv. Pt100, a u tehnici tankog filma ona od 1 kΩ. Od kemijskih utjecaja okoliša osjetila su zaštićena prikladnim keramičkim ili staklenim slojem, a od mehaničkih oštećenja i metalnim omotačem. Platina čistoće 99,85 % odlikuje se relativno velikim temperaturnim koeficijentom otpora α , vremenskom stalnošću i ponovljivosti ovisnosti otpora o temperaturi, pa se stoga rabi i pri najpreciznijim mjerenjima temperature. Značajke platinskih osjetila temperature propisane su međunarodnom normom IEC 751, odnosno (IEC) EN 60 751, koja je zamijenila DIN 43 760. Promjena otpora platine s temperaturom nije posve linearna i definirana je Callendar - Van Dusenovom jednadžbom,

koja za temperaturni opseg od 0 °C do 650 °C ima oblik: $R(t) = R_0 (1 + At + Bt^2)$, gdje je: $R(t)$ - otpor osjetila pri temperaturi t u °C; R_0 - nazivni otpor osjetila pri 0 °C; A i B - stalnice, i to: $A = 3,908 3 \cdot 10^{-3} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$; $B = - 5,775 3 \cdot 10^{-7} \text{ } ^\circ\text{C}^{-2}$. Stalnice u ovoj jednadžbi temelje se, prema normama IEC 751, na $\alpha = 0,003 85 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ i mjerenju otpora osjetila na 0 °C, 100 °C i 230 °C (krutište kositra). Valja napomenuti, da pojedine tvrtke proizvode osjetila prema svojim nacionalnim normama (BS, ASTM, JIS itd.), u kojima se temperaturni koeficijent otpora platine, pa time i stalnice A i B, razlikuju od prije navedenih (npr. National Instruments, Application Note 046).

Bakrena osjetila se obično rabe za temperaturni opseg od -100 °C do 100 °C, a nikalna od -60 °C do 180 °C. Neki proizvođači nude takva osjetila i za temperaturni raspon od -80 °C do 320 °C, odnosno od 0 °C do 260 °C.

Termistori imaju veliki negativni temperaturni koeficijent otpora, ali izrazito nelinearnu ovisnost otpora o temperaturi. Stoga se najčešće rabe za mjerenje uskog raspona temperature ili vrlo malih, čak reda veličine 10^{-5} K, promjena temperature.

Mehaničko naprezanje nekog objekta iskazuje se relativnom promjenom njegove duljine (relativno linerano produljenje) $\epsilon = \Delta L/L$, koje može biti pozitivno (istezanje) ili negativno (tlačenje, kompresija). Promjena duljine mjeri se otpornim osjetilima, tzv. mjernim trakama (strain gauge). One su izvedene tako da se na prikladnoj izolacijskoj podlozi nalazi više meandara od vrlo tanke (promjer reda veličine 10 μm) otporne metalne žice ili folije. Traka se lijepi posebnim ljepljivom na ispitivani objekt te je s njime podvrgnuta naprezanju. Ako se traka isteže povećava se njena duljina, a smanjuje presjek žice, pa se time mijenja

njezin električni otpor. Ovisnost otpora žice o istežanju je linearna i bez histereze, ako istežanje ne prelazi oko 0,5 % duljine žice. Promjena otpora $\Delta R/R$ pritom iznosi oko 1 %. Nazivni otpori osjetila su u rasponu od 30 Ω do 3 000 Ω , a najčešće su vrijednosti: 120 Ω , 350 Ω i 1 000 Ω . Omjer $(\Delta R/R)/(\Delta L/L)$ u literaturi se naziva faktor osjetila (gauge factor) i označava s GF . Taj je faktor obično oko 2.

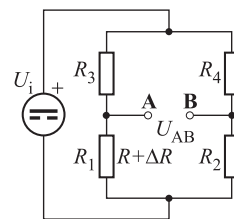
Osjetilo za mjerenje temperature ne smije biti izloženo mehaničkim naprezanjima, a ono za mjerenje naprezanja promjenama temperature, jer u oba slučaja nastaju dodatne promjene otpora osjetila što povećava mjernu nesigurnost. Ti se utjecaji mogu smanjiti ili posve ukloniti prikladnim zahvatima u oblikovanju osjetila i pripadnog mjernog sklopa.

Promjena električnog otpora osjetila mjeri se električnim mjernim instrumentima, metodama i sklopovima. Od analognih mjernih instrumenata za mjerenje temperature rabio se instrument s križnim svicima i permanentnim magnetom, pretežito u laboratorijama. Od metoda se najčešće rabi Wheatstoneov most, koji male relativne promjene otpora pretvara u razmjerne promjene napona, koje se onda mogu izravno ili nakon pojačanja mjeriti. Kao rezultat istraživanja, koja je Karl F. Anderson devedesetih godina prošlog stoljeća provodio uz potporu NASA-e (National Aeronautical and Space Administration) u njezinim laboratorijama [3] i [4], nastao je patent za tzv. Andersonovu petlju (Anderson loop) [5]. Ona se pokazala da je, u nekim primjenama, prikladnija za uporabu nego Wheatstoneov most, kako u pokusima u laboratorijama tako i u postrojenjima, zrakoplovima i drugim letjelicama.

2 WHEATSTONEOV MOST

Wheatstoneov most, koji se od sredine 19. stoljeća rabi za mjerenje otpora od 1 Ω do reda veličine $10^7 \Omega$, spada u skupinu tzv. nulmetoda kojima se nepoznata veličina određuje iz poznatih istovrsnih veličina [1] i [2]. U optimalnim uvjetima ovim mostom može se postići relativna mjerna nesigurnost reda veličine 10^{-7} .

Grane mosta čine četiri otpornika, koji stvaraju dva paralelno spojena naponska djelila (polumosta) priključena na jedan, istosmjerni ili izmjenični, naponski ili strujni izvor (slika 1). Između karakterističnih točaka A i B mosta, u tzv. dijagonali, priključuje se osjetljivi ali ne nužno i točni instrument, tzv. nulinstrument (nulindikatori), npr. mikroampermetar s pomičnim svitkom i permanentnim magnetom. Umjesto nulindikatora-mikroampermetra može se rabiti milivoltmetar koji izravno mjeri razliku potencijala (napon) između tih dviju točaka.



Slika 1 - Wheatstoneov most

Kad je zadovoljen uvjet $R_1/R_3 = R_2/R_4$, točke A i B bit će na istom potencijalu, te će nulinstrument ostati bez otklona, tj. pokazat će ništicu. Ako je R_1 otpor osjetila, a npr. omjer otpora R_3 i R_4 stalan i jednak K , tada se ugađanjem otpora R_2 može postići ništica na nulinstrumentu, pa je: $R_1 = KR_2$. To se stanje naziva ravnotežom mosta. Ovaj je postupak s povratnom vezom, gdje u petlji sudjeluje mjeritelj ili elektromehanički sklop za ugađanje otpora R_2 , kako bi se postigla ništica i traje izvjesno vrijeme.

U većini industrijskih primjena, umjesto ugađanja elemenata mosta, kako bi se postigla ravnoteža, mjeri se napon U_{AB} u dijagonali mosta. Ako su otpori u svim granama mosta međusobno jednaki, taj će napon biti jednak ništici. Pretpostavimo da se osjetilo nalazi u prvoj grani i da mu je, pri određenoj vrijednosti mjerene neelektrične veličine, nazivni otpor R_1 . Uz stalan napon napajanja U_i i stalne vrijednosti otpora R_2 , R_3 i R_4 , koje su tako odabrane da budu jednake nazivnoj vrijednosti otpora R_1 ($R_2 = R_3 = R_4 = R_1 = R$), promjene mjerene veličine prouzročit će promjenu otpora osjetila za ΔR od nazivne vrijednosti. Stoga točke A i B neće više biti na istom potencijalu, pa će napon U_{AB} biti različit od ništice. Takav most nazivamo neuravnoteženim. Osjetljivost mosta, u ovom slučaju, može se definirati kao omjer najvećeg očekivanog napona U_{AB} i napona izvora U_i . Npr. ako je najveći očekivani napon $U_{AB} = 10$ mV, a $U_i = 5$ V, osjetljivost mosta je 2 mV/V. Međutim može se definirati i promjenom napona U_{AB} , npr. u ovisnosti o promjeni temperature, dakle iskazati kao mV/°C.

Osjetilo može biti samo u jednoj grani, u dvije grane ili u sve četiri grane mosta. Pri mjerenju temperature (otporni termometri) obično se osjetilo nalazi samo u jednoj grani mosta, dok se pri mjerenju naprezanja mogu nalaziti u dvije ili sve četiri grane. Kad je osjetilo samo u jednoj grani mosta, pri napajanju naponskim izvorom napona U_i , uz zanemarive otpore priključnih vodova dobiva se:

$$U_{AB} = \frac{U_i}{4} \left(\frac{\Delta R}{R + \frac{\Delta R}{2}} \right) = \frac{U_i}{4} \left(\frac{\frac{\Delta R}{R}}{1 + \frac{\Delta R}{2R}} \right). \quad (1)$$

Dakle, izlazni je napon nelinearna funkcija promjene otpora ΔR . Ako nelinearnost napona U_{AB} nije prihvatljiva, postoje više postupaka za njegovu linearizaciju. Analogni signal se pojačava i linearizira elektroničkim sklopovima, a pri

pretvorbi analogne u digitalnu veličinu može se to učiniti programskom potporom.

Ako se pri mjerenju temperature most napaja iz strujnog izvora strujom I_i , napon u dijagonali je:

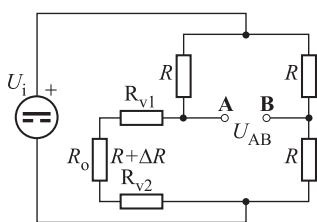
$$U_{AB} = \frac{I_i R}{4} \left(\frac{\Delta R}{R + \frac{\Delta R}{4}} \right) \quad (2)$$

I u ovom slučaju izlazni je napon nelinearna funkcija promjene otpora ΔR . U praksi se, radi jednostavnosti, češće rabi naponski izvor.

Struja kroz osjetilo uzrokovat će njegovo samozagrijavanje i time dodatnu mjernu nesigurnost. Nadtemperatura osjetila, zbog samozagrijavanja, ovisit će od njegove izvedbe i odvoda topline, tj. u kakvom se sredstvu ono nalazi te da li sredstvo miruje ili struji. Proizvođači obvezno navode dozvoljene vrijednosti struje kroz osjetilo.

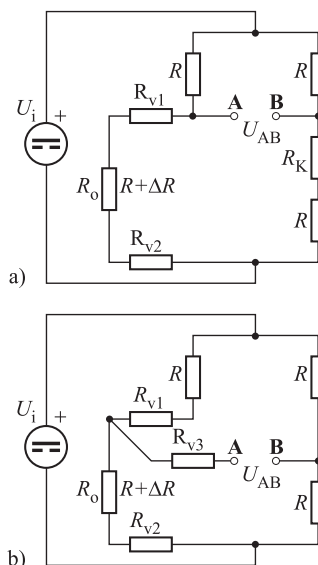
2.1 Utjecaj spojnih vodova

Pri mjerenju temperature i napreznja u pogonima osjetilo je obično udaljeno od ostalih sastavnica mosta i više desetaka metara te je povezano s njima bakrenim vodičima. Padovi napona nastali na vodičima mogu povećati mjernu nesigurnost. Pri mjerenju temperature jednim osjetilom otpori vodiča R_{v1} i R_{v2} dvožičnog voda, kao i otpori spojnih mjesta, serijski se dodaju otporu osjetila (slika 2). Utjecaj otpora voda može se smanjiti dodatkom kompenzacijskog otpornika R_K , čiji je otpor jednak otporu voda, u drugu granu mosta (slika 3.a). Napon U_{AB} bit će, u tom slučaju, praktički, neovisan o otporu vodiča. Međutim, ako se s promjenom temperature okoline jednako ne mijenjaju otpori voda i R_K opet nastaje pogreška. Vod s dva vodiča rabi se kod malih udaljenosti, ili kad je nazivni otpor osjetila 1 000 Ω , jer su tada otpori vodiča i njihova promjena zanemarivi prema otporu osjetila.



Slika 2 - Osjetilo otpora R_o spojeno na W. most

Trožičnim spojem (slika 3.b) može se smanjiti ili posve otkloniti utjecaj otpora voda. Ako se napon u dijagonali mjeri voltmetrom velikog unutarnjeg otpora, struja u tom trećem vodiču, otpora R_{v3} , bit će vrlo mala, a otpori dviju nasuprotnih grana s dodatnim otporima R_{v1} i R_{v2} vodiča bit će jednaki. Dakle, u trožičnom spoju, uključujući i napajanje, potrebno je ukupno pet vodiča.



Slika 3 - Osjetilo otpora spojeno na W. most

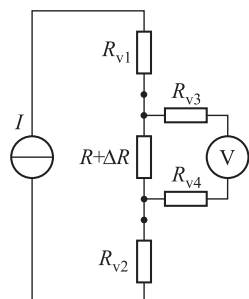
Kako je napon U_{AB} relativno nizak često ga se prije mjerenja mora pojačati prikladnim instrumentacijskim pojačalom, u načelu diferencijalnim. Ono ima sve značajke potrebne za uporabu u mjernoj i ispitnoj opremi. Odlikuje se velikom ulaznom impedancijom (reda veličine $10^{10} \Omega$), velikim i točnim pojačanjem, stabilnošću, niskim šumom, malim posmakom (drift) itd. Izrađuju se posebna pojačala koja imaju sklop za lineariziranje izlaznog napona Wheastoneova mosta s otpornim osjetilom.

Kad je udaljenost mjernog mjesta veća, umjesto mosta bolje je rabiti tzv. *UI* metodu sa četiri vodiča, dva “strujna” i dva “naponska”, u tzv. Kelvinovom spoju (slika 4). Stalna struja I iz prikladna izvora stvara na osjetilu otpora $R_o = R + \Delta R$ pad napona U_o koji se mjeri voltmetrom velikog ulaznog otpora. Tada otpori vodiča i njihove promjene ne utječu na mjerne rezultate, jer je struja kroz voltmetar zanemariva. Međutim, postoji i jedan nedostatak, a to je razlučivost. Pretpostavimo da je struja kroz osjetilo 1 mA. Kod 0 °C pad napona na osjetilu Pt100 bit će 100 mV, a kod +100 °C iznosit će 138,5 mV. Stoga pad napona na analognom ili digitalnom instrumentu valja očitati na mjernom opsegu 200 mV. U ovom primjeru korisni je signal 38,5 mV i trebalo bi ga očitati što preciznije, tj. na nižem mjernom opsegu. To se može postići tako da se od napona 138,5 mV odbije prednapon (bias) od 100 mV. Međutim, izvor takva napona morao bi biti apsolutno stabilan, jer bi njegov posmak utjecao na mjernu nesigurnost.

Osjetila se serijski proizvode s dva, tri ili četiri priključka, kako bi se jednostavno mogli rabiti u Wheatstoneovom mostu ili *UI* metodi.

Kod osjetila napreznja najveća promjena otpora, kako je to u uvodu spomenuto, iznosi oko 1 %. Time prouzročena

promjena pada napona na osjetilu bit će, uz struju reda veličine 1 mA, na razini 10 mikrovolta, pa će razlučivanje biti još lošije.



Slika 4 - UI metoda

2.2 Dobre strane i nedostaci Wheatstoneova mosta

Dobre su strane Wheatstoneovog mosta:

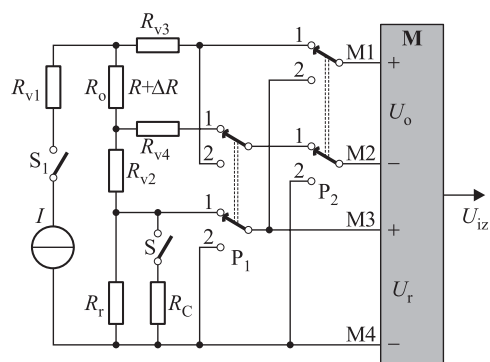
- široki raspon vrijednosti otpora koji se njime mogu mjeriti s malom mjernom nesigurnošću;
- mjerenje malih promjena otpora;

Osim dobrih strana Wheatstoneov most ima i loših [4]. Neke od njih su sljedeće:

- izlazni signal (napon dijagonale) U_{AB} nelinearna je funkcija promjene otpora u pojedinoj grani mosta;
- polovina signala nastalog promjenom otpora u jednoj grani mosta prigušena je od susjednih grana;
- istodobna promjena otpora u više grana mosta izaziva samo jedan mjerljivi izlazni signal;
- otpori spojnih vodiča i priključaka kao i njihova promjena utječu na mjernu nesigurnost izlaznog signala;
- pri istosmjernom napajanju, termoelektrični naponi teško se odvajaju od izlaznog signala.

3 OSNOVE ANDERSONOVE (STRUJNE) PETLJE

U temeljnoj Andersonovoj strujnoj petlji [5] nalaze se serijski spojeni osjetilo djelatna otpora $R_0 = R + \Delta R$ i referentni otpornik djelatna otpora R_r (slika 5). Osjetilo je spojeno u petlju vodičima otpora R_{v1} i R_{v2} . Pad napona U_0 na osjetilu, koji uzrokuje stalna istosmjerna struja I u petlji, iz naponskog izvora i strujnog pretvornika, dovodi se na ulaze M1 i M2 a pad napona U_r na otporu R_r na ulaze M3 i M4 sklopa M. Ulazni otpori tog sklopa, tzv. Dual-Differential Subtractor (DDS), dovoljno su veliki ($10^9 \Omega$ ili veći), pa su struje i njome prouzročeni padovi napona na spojnim vodičima otpora R_{v3} i R_{v4} zanemarivi. Također nemaju utjecaja otpori R_{v1} i R_{v2} . Opisanu strujnu petlju autor je nazvao svojim prezimenom u nekim svojim člancima, npr. [7].



Slika 5 - Osnovni sklop Andersonove petlje

Umjesto izvora istosmjerne struje može se rabiti stalna izmjenična struja i , pa općenito umjesto djelatnih otpora može biti serijski spoj osjetila impedancije $Z_0 = Z + \Delta Z$ i referentne impedancije Z_r [6] i [7]. Pri napajanju izmjeničnom strujom može se smanjiti utjecaj šuma filtriranjem, ako je frekvencija šuma različita od frekvencije strujnog izvora.

U sklopu M pad napona U_r na referentnom otporniku odbija se od pada napona U_0 na osjetilu pa je izlazni napon U_{iz} :

$$U_{iz} = U_0 - U_r \quad (3)$$

odnosno:

$$U_{iz} = I(R + \Delta R) - IR_r \quad (4)$$

Uz $R_r = R$ dobiva se:

$$U_{iz} = I \Delta R. \quad (5)$$

Dakle, izlazni napon linearno je razmjernan promjeni otpora osjetila, a otpori vodova kojim je osjetilo spojeno na sustav kao i prednapon (vidi 2.1) nemaju utjecaja. Male moguće razlike u otporima R i R_r prouzročit će mali izlazni napon namještanja (output offset voltage), koji se može odbiti od izlaznih podataka. Iz (3) i (5) slijedi da je promjena otpora osjetila:

$$\Delta R = \frac{U_0 - U_r}{I}. \quad (6)$$

Kako je: $I = U_r / R_r$ iz (5) se dobiva:

$$\Delta R = \frac{U_{iz}}{U_r} R_r, \quad (7)$$

odnosno:

$$\frac{\Delta R}{R} = \frac{U_{iz}}{U_r} \frac{R_r}{R}. \quad (8)$$

Kako je $R_r = R$, relativna promjena otpora osjetila je:

$$\frac{\Delta R}{R} = \frac{U_{iz}}{U_r}. \quad (9)$$

Ako u (1) zanemarimo utjecaj drugog člana u nazivniku, izlazni napon Wheatstoneova mosta bit će:

$$U_{AB} = \frac{U_i}{4} \left(\frac{\Delta R}{R} \right). \quad (10)$$

Za Wheatstoneov most (sl. 1) može se pisati da je $U_i = 2U_o = 2IR$ iz toga slijedi:

$$U_{AB} = I \frac{\Delta R}{2}. \quad (11)$$

Usporedimo li izraze (5) i (11) možemo zaključiti da je izlazni napon Wheatstoneova mosta, uz istu struju I kroz osjetila, dvostruko niži od izlaznog napona u Andersonovoj petlji.

Osjetljivost mjernog sustava može se ispitati poznatom namjernom promjenom otpora u petlji. Budući da je osjetilo obično nedostupno, jer je udaljeno od mjernog sustava, to se postiže promjenom otpora referentnog otpornika. Sklopom S (mehanička, MOSFET itd.) paralelno mu se spoji kalibracijski otpornik otpora R_c (slika 5), višestruko veće vrijednosti od otpora osjetila, npr. od 5 kΩ do 50 kΩ. Oba paralelno spojena otpornika imaju mali temperaturni koeficijent otpora (reda veličine $10^{-6}/^{\circ}\text{C}$), stalne i poznate vrijednosti te se nalaze u kontroliranim uvjetima. Time se vrijednost referentnog otpora promijeni za ΔR_c :

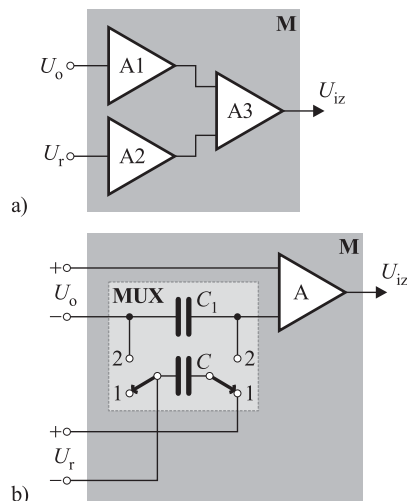
$$\Delta R_c = R_r - \frac{R_r R_c}{R_r + R_c}. \quad (12)$$

Ta će promjena otpora u strujnoj petlji, uz stalnu struju I , prouzročiti jednak učinak kao i promjena otpora osjetila R_o za ΔR , tj. $\Delta R_c = \Delta R$.

Inducirani smetajući napon u petlji može se zapaziti prebacivanjem dvostruke preklopke P_1 (mehanička, MOSFET itd.) iz položaja 1 u položaj 2. Time se kratko spajaju ulazi sklopova M1 i M2 te M3 i M4 sklopa M, pa bi pripadni instrumenti za mjerenje padova napona U_o i U_r trebali pokazati ništicu. U suprotnome postoje utjecaji induciranih napona i problemi s potiskivanjem zajedničkog potencijala (CMR). Ako je i U_{iz} različit od ništice, osim navedenog može značiti i loš rad sklopa M za mjerenje razlike padova napona. Potonje se može provjeriti prebacivanjem preklopke P_2 iz položaja 1 u položaj 2 čime se paralelno spoje ulazi M1-M2 i M3-M4 (uz P_1 u položaju 1), pa je sada na oba ulaza spojen pad napona U_r . Stoga bi napon U_{iz} trebao biti jednak ništici. Ako je napon U_{iz} različit od ništice uzroke treba tražiti u razlici pojačanja, lošeg rada sklopa M itd. Isključivanjem strujnog izvora sklopom S_1 može se provjeriti postojanje šuma u petlji.

Izlazni napon U_{iz} sklopa M može se dobiti na različite načine [5]. Spomenut ćemo samo dva. Padovi napona U_o na osjetilu i U_r na referentnom otporniku pojačavaju se prikladnim instrumentacijskim pojačalima A1 i A2. Ulazi u pojačala su diferencijalni, pa se time postiže odbacivanje smetnji izazvani okolinom. Izlazni naponi iz tih pojačala

dovode se na pojačalo pojačanja A_3 (slika 6.a) na čijem se izlazu dobije napon U_{iz} koji je razlika dvaju ulaznih napona. Taj se napon zatim može pretvoriti u digitalni oblik prikladnim analognu-digitalnim pretvornikom ili priključiti na računalo preko odgovarajućeg sučelja. Ugađanjem pojačanja pojedinih pojačala mogu se kompenzirati moguće razlike u otporima osjetila.



Slika 6 - Elektronički sklop M

Razlika padova napona može se dobiti i uporabom multipleksora s preklapajućim kondenzatorom (flying capacitor). Načelo rada sastoji se u tomu da se kondenzator kapaciteta C (slika 6.b), s preklopkom u položaju 1-1, nabija na napon U_r , a zatim se, s preklopkom u položaju 2-2, tim nabojem nabija kondenzator kapaciteta $C_1 = C$ koji je spojen u seriju s jednim ulazom u instrumentacijsko pojačalo A. Napon U_r na kondenzatoru kapaciteta C_1 suprotnog je predznaka od U_o , pa se na izlazu pojačala dobiva pojačana razlika napona U_o i U_r . Frekvencija preklapanja, integriranih sklopova s preklopkama i oscilatorom, može biti od reda veličine 10 kHz do reda veličine 100 kHz, pa je razina napona stalna.

Ispravan rad sustava postiže se sa strujnim izvorom stabilnosti boljom od 0,1 %, malog izlaznog šuma, koji je vodljivo i elektrostatski izoliran od napojne mreže.

3.1 Andersonova petlja s više osjetila

U jednoj Andersonovoj petlji može se, teorijski, nalaziti neograničeni broj serijski spojenih, prostorno razmaknutih, osjetila. Na slici 7 prikazana je petlja sa četiri serijski spojena osjetila R_{o1} , R_{o2} , R_{o3} i R_{o4} od kojih je svako priključeno na instrumentacijsko pojačalo u tzv. Differential Half-Subtractoru (DHS) [6] i [7], na čijim se izlazima osim prikladnog pojačanja dobivaju naponi prema točki na koju je njihova referentna priključnica spojena. Ako su osjetila blizu, npr. pri mjerenju naprežanja, mogu imati

po jedan zajednički vodič, pa je za njihovo povezivanje nužno ukupno sedam vodiča. Općenito, tri plus broj osjetila u petlji. Ako je početni otpor svakog osjetila jednak referentnom otporu, prema oznakama na slici, mogu se dobiti sljedeće razlike:

$$U_{o1} - U_r = I\Delta R_1 \quad (13)$$

$$U_{o2} - U_r = I\Delta R_2 \quad (14)$$

$$U_{o3} - U_r = I\Delta R_3 \quad (15)$$

$$U_{o4} - U_r = I\Delta R_4 \quad (16)$$

$$U_{o1} - U_{o2} = I(\Delta R_1 - \Delta R_2) \quad (17)$$

$$U_{o1} - U_{o3} = I(\Delta R_1 - \Delta R_3) \quad (18)$$

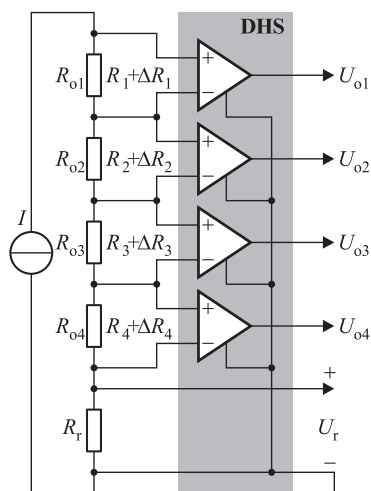
$$U_{o1} - U_{o4} = I(\Delta R_1 - \Delta R_4) \quad (19)$$

$$U_{o2} - U_{o3} = I(\Delta R_2 - \Delta R_3) \quad (20)$$

$$U_{o2} - U_{o4} = I(\Delta R_2 - \Delta R_4) \quad (21)$$

$$U_{o3} - U_{o4} = I(\Delta R_3 - \Delta R_4) \quad (22)$$

Iz (13) do (16) može se jednostavno odrediti promjena otpora svakog pojedinog osjetila, npr. prvog osjetila: $\Delta R_1 = (U_{o1} - U_r)/I$.



Slika 7 - Primjer Andersonove petlje s četiri osjetila

Ako se u shemi na slici 7 umjesto pojačala upotrijebe četiri DDS-a [8] na čije se ulazne stezaljke dovede pad napona na referentnom otporniku i pad napona na pripadnom osjetilu, prema (5) dobivaju se izlazni naponi:

$$U_{iz1} = I\Delta R_1 \quad (23)$$

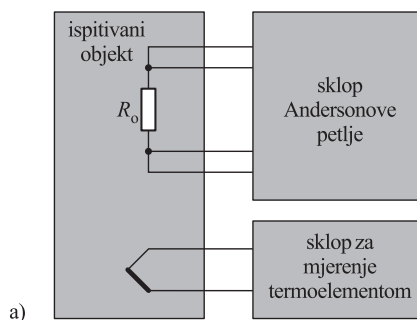
$$U_{iz2} = I\Delta R_2 \quad (24)$$

itd.,

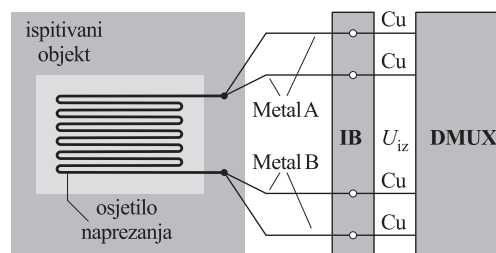
koji se mogu dalje analogno ili digitalno obrađivati.

3.2 Istodobno mjerenje napreznja i temperature

U uvodu je spomenuto da na promjenu otpora osjetila napreznja utječe i temperatura. Stoga je, za pouzdane podatke, potrebno istodobno mjeriti napreznje i temperaturu. To se obično radi tako da se tik uz osjetilo za mjerenje napreznja (mjernu traku), npr. na udaljenosti od 7 mm do 10 mm, stavi termoelement (termočlanak, termopar), na čijem se izlazu dobiva istosmjerni napon razmjernan temperaturi. Za povezivanje takavog sustava, ako se rabi Andersonova petlja, potrebno je ukupno šest vodiča (slika 8.a). Međutim, kombinacijom dvaju osjetila u jedno, tzv. osjetilo za termonapreznje (termostrain gage), i posebnim demultipleksorom broj se vodiča može smanjiti na četiri [4]. Pri tome se rabi jedan od empirijski dobivenih zakona za termoelement. Naime, umetanje metala C između metala A i B, koji tvore termoelement, nema utjecaja na izlazni napon prouzročen temperaturom na mjestu spojišta, ako ne postoji temperaturni gradijent uzduž metala C [9]. Na slici 8.b prikazana je takva kombinacija, gdje ulogu metala C ima osjetilo napreznja otpora $R_o = R + \Delta R$, na koje su spojeni metali A i B termoelementa te bakrenim vodičima povezani s demultipleksorom (DMUX).



a)



b)

Slika 8 - Mjerenje napreznja Andersenovom petljom

Načelo rada takvog sklopa prikazano je na slici 9. Izlazni napon termoelementa U_T i pad napona na osjetilu napreznja, kojeg stvara elektronički komutirana stalna istosmjerna struja I_i vrijednosti $+I$ i $-I$, npr. reda veličine 10 mA, kombinira se u izlazni napon U_{iz} . Taj se napon dovodi demultipleksoru. On se sastoji iz dva istovjetna sklopa D i E za uzorkovanje s preklapanjem kondenzatora te sklopova za oblikovanje signala. Rad sklopova D i E, koji svaki ima po dva ulaza i izlaza, sinkroniziran je

s elektroničkim komutatorom kojeg nadzire digitalni programirani logički sklop (PLD - Programmable Logic Device). Na ulaze D i E dovodi se plivajući (floating) napon U_{iz} , a na izlazima se dobivaju nesimetrični naponi U_D i U_E . Kad struja I_i ima vrijednost $+I$ na izlazu sklopa D dobivaju se dva istovjetna napona U_D , a kod vrijednosti $-I$ na izlazu sklopa E dobivaju se dva istovjetna napona U_E . Ti se naponi pohranjuju u kondenzatorima na njihovim izlazima. Budući da komutacija struje I_i nema utjecaja na U_T , kao i na temperaturu osjetila naprezanja, za napone U_D vrijedi:

$$U_D = R_o + U_T, \quad (25)$$

a za napone U_E :

$$U_E = -R_o + U_T. \quad (26)$$

Jedan od napona U_E se invertorom A3 u sklopu za oblikovanje signala pretvara u $-U_E$ i dovodi na jedan od ulaza diferencijalnog pojačala A1. Na drugi ulaz tog pojačala dovodi se jedan od napona U_D , pa se na izlazu dobiva:

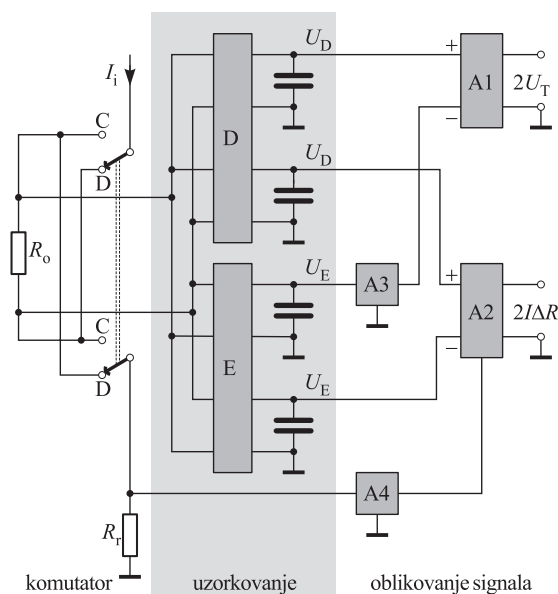
$$U_D - (-U_E) = [R_o + U_T + (-R_o) + U_T] = U_T + U_T = 2U_T. \quad (27)$$

Na ulaze diferencijalnog pojačala A2 dovode se naponi U_D i U_E , pa se na izlazu dobiva:

$$U_D - U_E = [R_o + U_T - (-R_o) + U_T] = R_o + R_o = 2R_o. \quad (28)$$

Pad napona U_r na referentnom otporniku otpora $R_r = R$ dovodi se na pojačalo A4 s pojačanjem 2 i pritom se invertira. Izlazni se napon $-2U_r = -2IR_r$ iz A4 dovodi na referentni ulaz pojačala A2, tako da se na njegovu izlazu konačno dobiva:

$$2R_o - 2U_r = 2R + 2I\Delta R - 2R_r = 2I\Delta R. \quad (29)$$



Slika 9 - Načelna shema demultipleksora

Dakle, tim smo postupkom dobili izlazne signale razmjerne dvostrukom naponu termoelementa U_T (27) i dvostrukom promjenu pada napona $I\Delta R$ (29) na osjetilu, tj. odstranjen je smetajući pad napona nastao na njegovoj početnoj vrijednosti $R_o = R$. Uspoređujući (11) i (29) može se ustanoviti da je tako dobiven napon četiri puta veći nego onaj u Wheatstoneovom mostu.

3.3 Prednosti i nedostaci Andersonove petlje

Na temelju dosadašnjih razmatranja mogu se utvrditi neke osnovne prednosti Andersonove strujne petlje:

- Veći i linearni izlazni padovi napona na svakom od osjetila;
- Dvostruko veći izlazni napon osjetila uz istu disipiranu snagu u usporedbi s Wheatstoneovim mostom;
- Potreban je manji broj tanjih i jeftinijih spojnih vodiča u instalaciji;
- Promjene otpora spojnih vodiča i priključnica ne utječu na mjerni signal.

Budući da ne postoji idealnih sklopova i Andersonova petlja ima nedostatke u usporedbi s Wheatstoneovim mostom. Najveći nedostatak je viša razina šuma zbog nužne uporabe djelatnih sastavnica, kao što su DDS-ovi, multipleksori itd. Međutim, kako je izlazni signal petlje dvostruko viši nego u Wheatstoneovom mostu, omjer signal-šum zadovoljava.

4 ZAKLJUČAK

Usporedbena analiza Wheatstoneova mosta i Andersonove petlje pokazuje da potonja ima niz prednosti. Među njima valja istaknuti veći izlazni i linearni signal bez utjecaja otpora vodiča, mogućnost istodobnog mjerenja s više osjetila, kao i istodobno mjerenje naprezanja i temperature s manjim brojem spojnih vodiča.

ZAHVALA

Suradniku Ivici Kunštu, dipl. ing. zahvaljujem na trudu pri izradi crteža za ovaj članak.

LITERATURA

- [1] BEGO, V., Mjerenja u elektrotehnici, 9. dopunjeno izdanje, Graphis, Zagreb 2003.
- [2] VUJEVIĆ, D., Ferković B.: Osnove elektrotehničkih mjerenja, I i II dio, Školska knjiga, Zagreb 1996.
- [3] ANDERSON, F. K., The Constant Current Loop: A New Paradigm for Resistance Signal Conditioning, NASA Technical Memorandum 104260, 1992.
- [4] PARKER, R. A., Simultaneous Measurement of Temperature and Strain Using Four Connecting Wires, NASA Technical Memorandum 104271, 1993.

- [5] Constant Current Loop Impedance Measuring System that is Immune to the Effects of Parasitic Impedances, United States Patent No. 5 371 469, 1994.
- [6] ANDERSON, F. K., The New Current Loop: An Instrumentation and Measurement Circuit Topology, IEEE Transactions on Instrumentation. and Measurement, Vol.46, No.5, October 1997.
- [7] ANDERSON, F. K., NASA's Anderson Loop, IEEE Instrumentation & Measurement Magazine, March 1998.
- [8] ANDERSON, F. K., Looking Under the Bridge, Measurement Science Conference Paper, January 2001.
- [9] DOEBELIN, O. E ., Measurement Systems; Application and Design, McGraw-Hill, 1976. str. 520-521

ANDERSON'S LOOP

Temperature in plants and the straining of mechanical constructions are measured by resistive temperature detectors (sensors). The change of measured non-electrical value causes the change of resistive temperature detectors measured by electrical methods. Wheatstone's bridge is most commonly used for this purpose. In 1994 Karl F. Anderson from NASA research laboratories patented a current loop for temperature and strain measurement by the resistive temperature detector. The characteristics of that procedure are better than the classical Wheatstone's bridge and it is used to measure the straining of mechanical

construction and temperature in plants, laboratories, airplanes and other types of flying machines.

DIE ANDERSONSCHLEIFE

Die Temperatur in den Anlagen und die mechanische Beanspruchung in Konstruktionen werden mit Widerstandsfühlern gemessen. Eine Änderung der gemessenen nichtelektrischen Größe bewirkt die Änderung des fühlerviderstandes, welcher mittels elektrischer Verfahren gemessen wird. Zu diesem Zweck wird meistens die Wheatstonbrücke verwendet. Karl F. Anderson aus einem Forschungslaboratorium der NASA hat eine Schleife für die Messung der Temperatur und der mechanischen Beanspruchung mittels Widerstandsfühler im Jahre 1994 patentiert. Manche Merkmale dieses Verfahrens sind besser als jene der klassischen Wheatstonbrücke. und wird deshalb für die Messung der Beanspruchung in mechanischen Konstruktionen und der Temperatur in Anlagen, Laboratorien, Flugzeugen und anderen Flugkörpern verwendet.

Naslov pisca:

Dr. sc. Dušan Vujević, dipl.ing.
Cankarova 2a, 10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
2005-05-09

VIJESTI IZ ELEKTROPRIVREDE I OKRUŽENJA

PRAVILNIK O SIGURNOSTI I ZAŠTITI ZDRAVLJA PRI RADU S RAČUNALOM

Na temelju Zakona o zaštiti na radu (NN 59/96, 94/96 i 114/03) ministar gospodarstva, rada i poduzetništva donio je **Pravilnik o sigurnosti i zaštiti zdravlja pri radu s računalom**.

Pravilnik je objavljen u Narodnim novinama broj 69 od 10. lipnja 2005. godine.

Ovim se Pravilnikom utvrđuju zahtjevi glede sigurnosti i zaštite zdravlja pri radu s računalom.

Pravilnik sadrži opće uvjete, obveze poslodavca, prijelazne i završne odredbe te priloge.

U Općim odredbama, u člancima 1. do 4. utvrđeni su pojmovi koji se koriste te taksativno navedene situacije na koje se ne odnose odredbe ovog Pravilnika.

Osnovna postavka je da radno mjesto s računalom ne smije biti izvor opasnosti od ozljede i oštećenja zdravlja radnika.

Zahtjevi u pogledu osiguranja uvjeta za rad na siguran način na radnom mjestu s računalom utvrđeni su u Prilogu.

Prema članku 3. pojmovi u ovom Pravilniku imaju sljedeća značenja:

- a) "zaslon" je svaki računalni alfanumerički ili grafički zaslon bez obzira na način prikazivanja
- b) "radno mjesto s računalom" obuhvaća:
 - računalo sa zaslonom, tipkovnicu i/ili napravu za unošenje i/ili programsku opremu koja predstavlja vezu između uređaja i radnika
 - dodatnu opremu
 - vanjske jedinice koje imaju disketni ili drugi pogon, telefon, modem, pisač itd.
 - držač za predloške
 - radni stolac
 - radni stol ili radnu površinu
 - okruženje koje ima neposredni utjecaj na radno mjesto
 - radne zadatke radnika
- c) "radnik" je osoba koja pri obavljanju poslova koristi računalo sa zaslonom ukupno 4 ili više sati tijekom radnog dana.

Odredbe ovog Pravilnika, prema članku 4., ne odnose se na:

- a) vozačke kabine i kabine iz kojih se upravlja vozilima ili strojevima
- b) računalne sustave na prijevoznim sredstvima
- c) računalne sustave koji su namijenjeni javnoj uporabi
- d) prenosiva računala koja nisu predviđena za stalni rad na radnom mjestu
- e) računске strojeve, blagajne i opremu s malim zaslonom, koji prikazuju podatke ili rezultate mjerenja i koji su pomoćno sredstvo za određene radne operacije
- f) pisače strojeve uobičajenih konstrukcija s malim zaslonom.

U člancima 5. do 10. utvrđene su obveze poslodavca. Prema člancima 5. do 7. Pravilnika poslodavac:

- je obavezan izraditi procjenu opasnosti za sva radna mjesta s računalom, imajući u vidu moguće opasnosti od narušavanja zdravlja radnika, posebice zbog vidnog, statodinamičkog i psihičkog napora
- mora na temelju procjene opasnosti, provesti mjere za otklanjanje utvrđenih nedostataka, pri čemu treba uzeti u obzir posebne i/ili kombinirane učinke utvrđenih opasnosti i štetnosti

- koji zapošljava do 50 radnika, može sam izraditi procjenu opasnosti vezano uz rad s računalom, koju na ovjeru dostavlja ovlaštenoj ustanovi odnosno trgovačkom društvu za zaštitu na radu
- koji zapošljava preko 50 radnika u skladu s odredbama Pravilnika o izradi procjene opasnosti
- mora osigurati da radna mjesta odgovaraju zahtjevima navedenim u Prilogu ovoga Pravilnika
- mora osigurati da radnici budu upoznati sa svim okolnostima i zahtjevima glede sigurnosti i zaštite zdravlja pri radu s računalom, posebice s mjerama koje su poduzete na temelju ovog Pravilnika
- mora osigurati osposobljavanje radnika za rad na siguran način i to prilikom prvog raspoređivanja na radno mjesto, te prije provedbe svake promjene koja bi mogla utjecati na sigurnost i zdravlje na tom radnom mjestu.

Kako bi se smanjilo opterećenje pri radu sa zaslonom poslodavac mora, prema članku 8., planirati aktivnosti radnika na takav način da se rad sa zaslonom tijekom rada periodički izmjenjuje s drugim aktivnostima. Ukoliko ne postoji mogućnost promjene aktivnosti radnika, odnosno radnik nema spontanih prekida tijekom rada, poslodavac mu ovisno o težini radnih zadataka i posljedičnog vidnog i statodinamičkog napora tijekom svakog sata rada mora osigurati odmore u trajanju od najmanje 5 minuta i organizirati vježbe rasterećenja.

Način provedbe odmora i vježbi mora biti primjeren stručnim doktrinama sukladno preporukama specijalista medicine rada.

U članku 9. je utvrđeno da poslodavac mora radnicima ili njihovim predstavnicima osigurati sve potrebne informacije o sigurnosti i zdravlju pri radu na radnom mjestu, uključujući i važnost promjene aktivnosti, odnosno odmora, te njegovo odvijanje, s posebnim naglaskom na specifične opasnosti tog radnog mjesta.

Osim informiranja radnika, poslodavac se mora savjetovati s radnicima o svim važnim pitanjima u svezi sa sigurnosti i zdravljem na radnom mjestu, na način i u opsegu koji su utvrđeni Zakonom o zaštiti na radu.

U okviru preventivnih pregleda, prema članku 10., poslodavac mora osigurati pregled vida radnika kod specijalista medicine rada:

- prije početka zapošljavanja na radnom mjestu s računalom
- najmanje svake dvije godine za radnike koji koriste korekcijska pomagala
- na zahtjev radnika, zbog tegoba koje bi mogle biti posljedica rada s računalom, tj. sa zaslonom.

Radnici imaju pravo na pregled vida kod specijalista oftalmologa ukoliko se pri pregledu utvrdi da je specijalistički pregled potreban.

Potrebna financijska sredstva za provedbu mjera iz ovoga članka ne smiju ići na teret radnika.

U prijelaznim i završnim odredbama utvrđeni su rokovi ispunjavanja zahtjeva za sigurnost i zaštitu zdravlja (2 godine).

Poslodavac mora postojeće radno mjesto koje je u uporabi na dan stupanja na snagu ovog Pravilnika prilagoditi zahtjevima u roku od četiri godine od dana stupanja na snagu ovog Pravilnika.

Prilog - Zahtjevi koje mora ispunjavati radno mjesto iz članka 3. Pravilnika prikazani su u priloženoj tablici.

1. Oprema	a) Općenito	Oprema radnog mjesta ne smije biti izvor opasnosti od ozljede ili oštećenja zdravlja radnika.
	b) Zaslون	<ol style="list-style-type: none"> 1. Udaljenost zaslona od očiju radnika ne smije biti manja od 500 mm, ali opet ne tolika da bi radniku stvarala teškoće pri čitanju podataka sa zaslona. Slika na zaslonu ne smije treperiti i frekvencija osvježavanja slike zaslona mora biti najmanje 75 Hz za CRT zaslone i 60 Hz za LCD zaslone. 2. Znakovi na zaslonu moraju biti dovoljno veliki, oštri i tako oblikovani da ih se može razlikovati. Znakovi, razmaci između znakova i redova moraju biti dovoljno veliki, da ih je moguće razlikovati bez napora, ali ne preveliki kako bi tekst bio pregledan. 3. Osvjetljenost i kontrast na zaslonu moraju biti podesivi, tako da ih radnik bez teškoća može prilagođavati stanju u radnoj okolini. 4. Zaslون mora biti pomičan, tako da radnik njegov smjer i nagib može prilagoditi ergonomskim zahtjevima rada. 5. Mora biti osigurana mogućnost prilagođavanja visine zaslona visini očiju radnika, tako da oči radnika budu u visini gornjeg ruba zaslona, pravac gledanja u istoj ravnini ili ukošen prema dolje do 20°. 6. Na zaslonu ne smije biti odsjaja, jer on smanjuje čitljivost znakova i uzrokuje zamor očiju. 7. Zaslون mora biti čist, kako bi slika na zaslonu bila jasna, a tekst čitljiv.
	c) Tipkovnica	<ol style="list-style-type: none"> 1. Srednja visina tipkovnice ne smije prelaziti 30 mm, kosina joj ne smije biti veća od 15°, a ako je njezin donji rub viši od 1,5 cm potreban je produžetak koji služi kao podloška za šaku. Tipkovnica mora biti slobodno pokretna po cijeloj radnoj površini, tako da omogućuje radniku prirodno držanje tijela i ruku. Mogućnost pomicanja i prilagođavanja tipkovnice ne smije biti ograničena sredstvima za priključivanje ili dužinom kabela. 2. Na radnom stolu ili radnoj površini ispred tipaka mora biti najmanje 100 mm slobodne površine za smještaj ruku radnika. 3. Tipkovnica ne smije imati sjajnu površinu. 4. Razmještaj tipki na tipkovnici i karakteristike tipki moraju odgovarati ergonomskim zahtjevima. 5. Tipke i simboli na tipkama moraju biti jasno označeni i moraju biti lako raspoznavljivi i čitljivi.
	d) Radni stol i radna površina	<ol style="list-style-type: none"> 1. Radni stol ili radna površina ne smiju blještati i moraju biti izrađeni od materijala koji na dodir nije hladan. 2. Površina stola ili radna površina moraju biti dovoljno prostrani da bude moguć primjeren razmještaj zaslona, tipkovnice, pisanih podloga i ostale opreme, te da ima dovoljno prostora za rukovanje mišem. 3. Ispod stola mora biti dovoljno slobodnog prostora za udobno sjedenje. 4. Radni stol ili radna površina moraju biti stabilni i, ako je to moguće, podesivi po visini. 5. Držalo za predloške mora biti stabilno, podesivo i mora biti izvedeno i postavljeno tako, da ne opterećuje dodatno oči, vrat i/ili glavu.
	e) Radni stolac	<ol style="list-style-type: none"> 1. Radni stolac mora biti stabilan te mora radniku omogućiti udoban položaj i neometano pomicanje. 2. Visina sjedala radnog stolca mora biti podesiva. 3. Naslon mora biti oslonac za cijela leđa, podesiv po nagibu i visini. 4. Oslonac za noge mora biti osiguran svakom radniku koji to želi. Oslonac za noge mora biti dovoljno visok i stabilan, mora omogućiti udoban položaj stopala i nagib nogu i ne smije imati sklisku površinu.
2. Radni Okoliš	a) Zahtjevi vezani za prostor	<ol style="list-style-type: none"> 1. Zahtjevi vezani za radne prostorije utvrđuju se prema posebnom propisu. 2. Radno mjesto mora biti oblikovano tako da radnik ne radi u prisilnom nefiziološkom položaju. 3. Na radnom mjestu mora biti dovoljno slobodnog prostora da radnik može lako mijenjati svoj položaj i obavljati potrebne pokrete pri radu.
	b) Osvjetljenost	<ol style="list-style-type: none"> 1. Prirodna ili umjetna rasvjeta mora osiguravati zadovoljavajuću osvjetljenost već prema vrsti rada od najmanje 300 luxa. 2. Ometajuće blještanje i odsjaje na zaslonu potrebno je spriječiti odgovarajućim postavljanjem elemenata radnog mjesta u odnosu na razmještaj i tehničke karakteristike izvora svjetla. 3. Redovi stropnih svjetiljaka moraju biti paralelni sa smjerom gledanja radnika na radnom mjestu. Zaslون mora biti namješten i nagnut tako da ne dolazi do zrcaljenja svjetiljke na zaslonu. Svjetiljke u radnoj prostoriji moraju imati takve svjetlosne tehničke karakteristike da ne uzrokuju zrcaljenja na zaslonu.
	c) Blještanje i odsjaji	<ol style="list-style-type: none"> 1. Radno mjesto mora biti tako oblikovano i postavljeno da izvori svjetlosti, prozori, drugi otvori ili svijetle površine ne uzrokuju neposredno blještanje ili ometajuće zrcaljenje na zaslonu. 2. Prozori moraju imati odgovarajuće zastore (kapke) za sprječavanje ulaza sunčeve svjetlosti na radno mjesto (ili u prostor tako, da ne ometaju rad). 3. Zaslون ne smije biti okrenut prema izvoru ili od izvora svjetla, a u protivnom su potrebne posebne mjere protiv blještanja i zrcaljenja.
	d) Buka	Buka opreme i drugih izvora u prostoriji ne smije ometati rad i ne smije biti veća od 60 dBA.
	e) Mikroklimatski uvjeti	<p>Mikroklimatski uvjeti moraju odgovarati zahtjevima za toplinsku udobnost pri radu bez fizičkog naprezanja (temperatura 20 – 24 °C).</p> <p>Ukoliko se koristi klima uređaj, vlažnost treba biti između 40 i 60%, brzina strujanja zraka najviše 0,2 m/s, a u toplom razdoblju temperatura prostorije može biti najviše 7 °C niža od vanjske temperature.</p>
	f) Zračenje	Sva elektromagnetska zračenja, osim vidljivog zračenja, sa stanovišta zaštite zdravlja radnika moraju biti u skladu s pozitivnim propisima.
3. Program-ska Oprema		<p>Pri oblikovanju, izboru, naručivanju i mijenjanju programske opreme i oblikovanju radnih zadataka pri radu s računalom, poslodavac mora uzeti u obzir sljedeća načela:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Programska oprema mora biti takva da se radni zadatak može izvršiti. b) Programska oprema mora biti jednostavna za uporabu i prilagođena razini znanja i iskustvu radnika. c) Sustav mora radniku davati povratne informacije o izvođenju njegovih radnih zadataka. d) Oblik i brzina davanja informacija sustava moraju biti prilagođeni radniku. e) Programska oprema mora ispunjavati ergonomske zahtjeve, posebice pri obradi podataka. f) Programska oprema mora osiguravati, ako je moguće, na zaslonu tamne znakove na svijetloj pozadini. Ukoliko se koristi zaslون u boji, moraju boje, a posebice pozadina, biti što manje izrazite, koliko god je to moguće s obzirom na zahtjeve rada.

**ODLUKA O VISINI NAKNADA ZA OBAVLJANJE
POSLOVA REGULACIJE ENERGETSKIH DJELATNOSTI**

Na temelju Zakona o regulaciji energetskih djelatnosti (NN 177/04), Vlada Republike Hrvatske donijela je u lipnju 2005. godine **Odluku o visini naknada za obavljanje poslova regulacije energetskih djelatnosti**, koja je objavljena u Narodnim novinama broj 73 od 15. lipnja 2005. godine.

Naknade se određuju u iznosu 0,06 % od ukupnoga godišnjeg prihoda od prodaje roba i/ili usluga koji su u prethodnoj godini ostvarili energetski subjekti s osnove obavljanja energetske djelatnosti temeljem dozvole za obavljanje energetske djelatnosti koju izdaje Hrvatska energetska regulatorna agencija. Pregled naknada za rad Hrvatske energetske regulatorne agencije prikazan je u priloženoj tablici.

Pregled naknada za rad Hrvatske energetske regulatorne agencije		Iznos jednokratne uplate u kunama
1	Električna energija	
1.1	Mrežna pravila	
1.1.1	izdavanja mišljenja o Mrežnim pravilima	25.000,00
1.2	Izmjena Mrežnih pravila	
1.2.1	Izdavanje mišljenja o izmjeni Mrežnih pravila	7.500,00
1.3	Proizvodnja električne energije	
1.3.1	dozvola za djelatnost	25.000,00
1.3.2	dozvola za djelatnost proizvodnje iz obnovljenih izvora	5.000,00
1.3.3	izdavanje rješenja o stjecanju položaja povlaštenog proizvođača	100 kn/MW
1.3.4	rješavanje povodom prigovora na odluku o metodologiji za tarifni sustav za proizvodnju električne energije s iznimkom za povlaštene kupce	5.000,00
1.4	Prijenos električne energije	
1.4.1	dozvola za djelatnost	50.000,00
1.4.2	prethodna suglasnost (odobrenje) na plan razvoja i izgradnje prijenosne mreže	25.000,00
1.4.3	suglasnost za izgradnju izravnog voda	7.500,00
1.4.4	rješavanje povodom žalbe na pristup prijenosnoj mreži	7.500,00
1.4.5	rješavanje povodom prigovora na odluku o metodologiji za tarifni sustav za prijenos električne energije	5.000,00
1.5	Distribucija električne energije	
1.5.1	dozvola za djelatnost	50.000,00
1.5.2	prethodna suglasnost (odobrenje) na plan razvoja i izgradnje distribucijske mreže	12.500,00
1.5.3	suglasnost za izgradnju izravnog voda	5.000,00
1.5.4	rješavanje povodom žalbe na pristup distributivnoj mreži – pravne osobe	2.500,00
1.5.5	rješavanje povodom žalbe na pristup distributivnoj mreži – fizičke osobe – priključak	250,00
1.5.6	rješavanje povodom prigovora na odluku o metodologiji za tarifni sustav za distribuciju električne energije	5.000,00
1.6	Opskrba električnom energijom	
1.6.1	dozvola za djelatnost	50.000,00
1.6.2	rješavanje povodom prigovora na odluku o metodologiji za tarifni sustav za opskrbu električnom energijom s iznimkom povlaštenih kupaca	5.000,00
1.7	Organiziranje tržišta električnom energijom	
1.7.1	dozvola za djelatnost	25.000,00
1.7.2	prethodna suglasnost na Pravila djelovanja tržišta električnom energijom	5.000,00
1.8	Operator prijenosnog/distribucijskog sustava	
1.8.1	rješavanje povodom prigovora na rad operatora prijenosnog sustava	2.500,00
1.8.2	rješavanje povodom prigovora na rad operatora distribucijskog sustava	2.500,00
2	Plin	
2.1	Dobava plina	
2.1.1	dozvola za djelatnost	30.000,00
2.1.2	suglasnost na nove ugovore o dobavi tipa TOP ili SOP	10.000,00
2.1.3	rješavanje povodom prigovora na odluku o metodologiji za tarifni sustav za dobavu prirodnog plina sa iznimkom za povlaštene kupce	5.000,00
2.2	Transport plina	
2.2.1	dozvola za djelatnost	50.000,00
2.2.2	suglasnost za izgradnju izravnog plinovoda	7.500,00
2.2.3	rješavanje povodom žalbe na pristup transportnoj mreži	7.500,00
2.2.4	rješavanje povodom prigovora na odluku o metodologiji za tarifni sustav za transport prirodnog plina	5.000,00
2.3	Distribucija plina	
2.3.1	dozvola za djelatnost	12.500,00
2.3.2	suglasnost za izgradnju izravnog plinovoda	5.000,00
2.3.4	rješavanje povodom žalbe na pristup distributivnoj mreži – pravne osobe	2.500,00
2.3.5	rješavanje povodom žalbe na pristup distributivnoj mreži – fizičke osobe – priključak	250,00
2.3.6	rješavanje povodom prigovora na odluku o metodologiji za tarifni sustav za distribuciju prirodnog plina	5.000,00
2.4	Skladištenje plina	
2.4.1	dozvola za djelatnost	25.000,00

2.4.2	rješavanje povodom prigovora na odluku o metodologiji za tarifni sustav za transport prirodnog plina	5.000,00
2.5	Opskrba plinom	
2.5.1	dozvola za djelatnost	5.000,00
2.5.2	rješavanje povodom prigovora na odluku o metodologiji za tarifni sustav za opskrbu prirodnim plinom sa iznimkom za povlaštene kupce	5.000,00
3	Nafta i naftni derivati	
3.1	Proizvodnja naftnih derivata	
3.1.1.	dozvola za djelatnost	50.000,00
3.2	Transport nafte naftovodima i drugim oblicima transporta (izuzev cestovnih vozila)	
3.2.1	dozvola za djelatnost transporta nafte naftovodima	50.000,00
3.2.2	dozvola za djelatnost transporta nafte drugim oblicima transporta	12.500,00
3.2.3	suglasnost za izgradnju izravnog cjevovoda	7.500,00
3.2.4	žalba na pristup transportnoj mreži	7.500,00
3.3	Transport naftnih derivata produktovodima i drugim oblicima transporta (izuzev cestovnih vozila)	
3.3.1	dozvola za djelatnost transporta produktovodima	15.000,00
3.3.2	dozvola za djelatnost transporta drugim oblicima transporta	12.500,00
3.3.3	tarifni sustav za transport naftnih derivata produktovodima	15.000,00
3.4	Transport nafte, naftnih derivata i biogoriva cestovnim vozilom	
3.4.1	dozvola za djelatnost do 2 vozne jedinice	1.500,00
3.4.2	preko 2 do 5 voznih jedinica	4.500,00
3.4.3	preko 5 do 10 voznih jedinica	9.000,00
3.4.4	preko 10 voznih jedinica	15.000,00
3.5	Trgovina na veliko naftnim derivatima	
3.5	dozvola za djelatnost	25.000,00
3.6	Skladištenje nafte i naftnih derivata	
3.6	dozvola za djelatnost	25.000,00
4	Biogorivo	
4.1	Proizvodnja biogoriva	
4.1	dozvola za djelatnost	5.000,00
5	Toplinska energija	
5.1	Proizvodnja toplinske energije	
5.1.1	dozvola za djelatnost	20.000,00
5.1.2	prethodno odobrenje za izgradnju proizvodnog objekta za tarifne kupce	
	za proizvodne kapacitete do 10 MWt	300 kn/MW
	za proizvodne kapacitete od 10 do 100 MWt	250 kn/MW
	za proizvodne kapacitete iznad 100 MWt	200 kn/MW
5.1.3	izdavanje rješenja o stjecanju položaja povlaštenog proizvođača	100 kn/MW
5.1.4	rješavanje povodom prigovora na odluku o metodologiji za tarifni sustav za proizvodnju toplinske energije s iznimkom za povlaštene kupce	5.000,00
5.2.	Distribucija toplinske energije	
5.2.1	dozvola za djelatnost	20.000,00
5.2.2	odobrenje planova razvoja distribucijske mreže	5.000,00
5.2.3	suglasnost za izgradnju izravnog voda	5.000,00
5.2.4	žalba na pristup distribucijskoj mreži – pravne osobe	2.500,00
5.2.5	žalba na pristup distribucijskoj mreži – fizičke osobe – priključak	250,00
5.2.6	rješavanje povodom prigovora na odluku o metodologiji za tarifni sustav za proizvodnju toplinske energije	5.000,00
5.3	Opskrba toplinskom energijom	
5.3.1	dozvola za djelatnost	10.000,00
5.3.2	dozvola za pojedinačne (gradske) opskrbe	5.000,00
5.3.3	rješavanje povodom žalbe o uskrati suglasnosti distributera toplinske energije na ugovor između povlaštenog kupca i proizvođača toplinske energije	2.500,00
5.3.4	rješavanje povodom žalbe o uskrati suglasnosti distributera toplinske energije na izdvajanje s toplinskog sustava	500,00
5.3.5	rješavanje povodom žalbe o uskrati suglasnosti distributera toplinske energije na ugradnju uređaja za lokalnu razdiobu isporučene toplinske energije, uređaja za regulaciju odavanja topline i uređaja za mjerenje potrošnje toplinske energije	2.000,00
5.3.6	rješavanje povodom prigovora na odluku o metodologiji za tarifni sustav za opskrbu toplinskom energijom s iznimkom za povlaštene kupce	5.000,00
6	Trgovanje, posredovanje i zastupanje na tržištu energije	
6.1	dozvola za djelatnost	7.500,00
7	Transport i skladištenje ukapljenoga prirodnog plina (UPP)	
7.1	dozvola za djelatnost	25.000,00
8	Trgovina na veliko i malo ukapljenim naftnim plinom (UNP)	
8.1	dozvola za djelatnost	25.000,00
9	Trgovina na veliko ukapljenim prirodnim plinom (UPP)	
9.1	dozvola za djelatnost	25.000,00

SBK

UREDBA O IZMJENI I DOPUNI UREDBE O RAZDOBLJU ZA KOJE SE IZDAJE DOZVOLA ZA OBAVLJANJE ENERGETSKIH DJELATNOSTI

Vlada Republike Hrvatske je donijela Uredbu o izmjeni i dopuni Uredbe o razdoblju za koje se izdaje dozvola za obavljanje energetske djelatnosti, koja je objavljena u Narodnim novinama broj 71 od 10. lipnja 2005. godine.

U Uredbi o razdoblju za koje se izdaje dozvola za obavljanje energetske djelatnosti (NN broj 116/02), u članku 1. tablica 1 mijenja se i glasi:

Redni broj ENERGETSKE DJELATNOSTI (član 15. Zakona o energiji)	RAZDOBLJE za koje se izdaje dozvola za obavljanje energetske djelatnosti (u godinama)
1. proizvodnja električne energije	najmanje 5 i najviše 40
2. prijenos električne energije	najmanje 5 i najviše 30
3. distribucija električne energije	najmanje 5 i najviše 20
4. opskrba električnom energijom	najmanje 3 i najviše 15
5. organiziranje tržišta električnom energijom	najmanje 5 i najviše 20
6. dobava prirodnog plina	najmanje 3 i najviše 15
7. skladištenje prirodnog plina	najmanje 5 i najviše 25
8. transport prirodnog plina	najmanje 5 i najviše 30
9. distribucija prirodnog plina	najmanje 5 i najviše 20
10. opskrba prirodnim plinom	najmanje 5 i najviše 20
11. proizvodnja naftnih derivata	najmanje 3 i najviše 25
12. proizvodnja biogoriva	najmanje 5 i najviše 15
13. transport nafte naftovodima	najmanje 5 i najviše 25
13a. transport nafte drugim oblicima transporta (osim cestovnih vozila)	najmanje 3 i najviše 15
14. transport naftnih derivata produktovodima	najmanje 5 i najviše 25
14a. transport naftnih derivata drugim oblicima transporta (osim cestovnih vozila)	najmanje 3 i najviše 15
15. transport nafte, naftnih derivata i biogoriva cestovnim vozilom	najmanje 3 i najviše 15
16. trgovina na veliko naftnim derivatima	najmanje 3 i najviše 15
17. skladištenje nafte i naftnih derivata	najmanje 3 i najviše 15
18. proizvodnja toplinske energije	najmanje 5 i najviše 25
19. distribucija toplinske energije	najmanje 5 i najviše 20
20. opskrba toplinskom energijom	najmanje 3 i najviše 15
21. trgovanje, posredovanje i zastupanje na tržištu energije	najmanje 3 i najviše 15
22. transport i skladištenje ukapljenog prirodnog plina (UPP)	najmanje 5 i najviše 25
23. trgovina na veliko i malo ukapljenim naftnim plinom (UNP)	najmanje 3 i najviše 15
24. trgovina na veliko ukapljenim prirodnim plinom (UPP)	najmanje 3 i najviše 15

SBK

TEHNIČKI PROPIS O UŠTEDI TOPLINSKE ENERGIJE I TOPLINSKOJ ZAŠTITI U ZGRADAMA

Ministarstvo zaštite okoliša, prostornog uređenja i graditeljstva donijelo je **Tehnički propis o uštedi toplinske energije i toplinskoj zaštiti u zgradama** koji je objavljen u Narodnim novinama broj 79 od 1. srpnja 2005. godine.

Danom stupanja na snagu ovoga Pravilnika prestaje se primjenjivati priznato tehničko pravilo sadržano u HRN U.J5. 600/1987. i priznata tehnička pravila na primjenu kojih upućuje

HRN U.J5. 600/1987. u dijelu koji se odnosi na uštedu toplinske energije i toplinsku zaštitu zgrada.

Ovim Tehničkim propisom propisuju se tehnički zahtjevi glede uštede toplinske energije i toplinske zaštite koje treba ispuniti kod projektiranja novih i projektiranja rekonstrukcije i adaptacije postojećih zgrada koje se griju na unutarnju temperaturu višu od 12 °C, sadržaj projekta zgrade u odnosu na uštedu toplinske energije i toplinsku zaštitu, iskaznica potrebne topline za grijanje zgrade, te održavanje zgrade u odnosu na uštedu toplinske energije i toplinsku zaštitu.

Isto tako se propisuju i tehnička svojstva i drugi zahtjevi za neke građevne proizvode koji se ugrađuju u zgradu u radi uštede toplinske energije i toplinske zaštite, potvrđivanje sukladnosti tih proizvoda s navedenim zahtjevima te ostali tehnički zahtjevi glede uštede toplinske energije i toplinske zaštite.

Osim općih, prijelaznih i završnih odredbi Pravilnik sadrži:

- zahtjeve za nove zgrade
- zahtjeve kod rekonstrukcije i adaptacije postojećih zgrada
- zahtjeve za građevne proizvode te ostale zahtjeve
- sadržaj projekta zgrade u odnosu na uštedu toplinske energije i toplinsku zaštitu
- iskaznicu potrebne topline za grijanje zgrade.

Ovaj Propis ne primjenjuje se na:

- radionice, proizvodne hale i skladišta, koji se, u skladu sa svojom namjenom, moraju držati otvorenilima više od polovice radnog vremena ako nemaju ugrađene zračne zavjese
- staklenike koji se koriste u poljoprivredi
- šatore i slične privremene građevine, koje se mogu višekratno postavljati i rastavljati
- jednostavne građevine utvrđene posebnim propisom.

U općim odredbama, u člancima 1. do 6., osim što utvrđuje na koje zgrade se Pravilnik primjenjuje, odnosno ne primjenjuje, utvrđuje i značenje pojedinih korištenih pojmova, te priloge koji su sastavni dio Pravilnika.

Prema članku 5. Pravilnik sadrži sljedeće priloge:

1. Prilog "A" u kojem su popisane hrvatske norme i druge tehničke specifikacije za proračune i ispitivanja građevnih dijelova zgrade i zgrade kao cjeline glede zahtjeva za uštedu toplinske energije i zahtjeva za toplinsku zaštitu koje treba ispuniti pri projektiranju novih i rekonstrukciji i adaptaciji postojećih zgrada
2. Prilog "B" u kojem su popisane hrvatske norme i druge tehničke specifikacije koje sadrže zahtjeve koje, u svezi s toplinskom zaštitom, trebaju ispuniti toplinsko-izolacijski građevni proizvodi za zgrade
3. Prilog "C" u kojem su popisane najveće dopuštene vrijednosti koeficijenta prolaska topline, U [$W/(m^2 \cdot K)$], građevnih dijelova zgrade koje treba ispuniti pri projektiranju novih i projektiranju rekonstrukcije i adaptacije postojećih zgrada i utvrđene su vrijednosti tehničkih svojstava nekih građevnih proizvoda s kojima se mogu provoditi dokazni proračuni
4. Prilog "D" u kojem su propisani obrasci Iskaznica potrebne topline za grijanje za zgradu grijanu na temperaturu 18 °C ili višu i Iskaznice potrebne topline za grijanje za zgradu grijanu na temperaturu od 12 °C do 18 °C
5. Prilog "E" u kojem su sadržane meteorološke veličine za mjerodavne meteorološke postaje potrebne za proračun fizikalnih svojstava zgrade glede uštede toplinske energije i toplinske zaštite.

Zahtjevi za nove zgrade obuhvaćaju članke 7. do 26. i sadrže:

- zahtjeve za nove zgrade grijane na temperaturu 18 °C ili više (članci od 7. do 14.)
- zahtjeve za zgrade grijane na temperaturu više od 12 °Ca manju od 18 °C (članci od 15. do 17.)
- zrakonepropusnost omotača zgrade, provjetravanje prostora zgrade (članci od 18. do 22.)
- minimalnu toplinsku zaštitu (članak 23.)
- toplinske mostove (članci 24. i 25.)
- posebne zahtjeve za zgrade malog obujma i obiteljske kuće (članak 26.).

U trećem dijelu, u člancima od 27. do 29. utvrđeni su zahtjevi kod rekonstrukcije i adaptacije postojećih zgrada i navedene domaće i međunarodne norme koje se trebaju primjenjivati.

Zahtjevi za građevne proizvode i ostali zahtjevi sadržani su u četvrtom dijelu Pravilnika i obuhvaćaju članke od 30. do 43. Zahtjevi se odnose na:

- građevni proizvod
- promjenu građevnih dijelova i uređaja
- određivanje koeficijenta prolaska topline
- odvojene proračune fizikalnih svojstava za dio zgrade
- zahtjeve za kuće u nizu
- ograničenja koeficijenta prolaska topline u slučaju površinskog grijanja
- tipske montažne zgrade
- smještaj grijućih tijela ispod prozora
- ugradnju uređaja za regulaciju topline
- pregrade prema povremeno korištenim prostorijama i prostorijama druge namjene
- kondenzaciju vodene pare unutar građevnih dijelova zgrade
- kondenzaciju vodene pare na površini građevnog dijela zgrade
- dinamičke toplinske karakteristike građevnih dijelova zgrade
- meteorološke veličine.

U petom dijelu Pravilnika, u člancima od 44. do 48. utvrđen je sadržaj projekta zgrade u odnosu na uštedu toplinske energije i toplinsku zaštitu. Sadržaj projekta zgrade u odnosu na uštedu toplinske energije i toplinsku zaštitu podrazumijeva tehničko rješenje zgrade i uvjete za njezino građenje u projektima arhitektonske ili građevinske struke.

U članku 45. utvrđena je potrebna dokumentacija:

1. Glavni projekt zgrade koji se odnosi na uštedu toplinske energije i toplinsku zaštitu sadrži tehnički opis, proračun fizikalnih svojstava zgrade glede uštede toplinske energije i toplinske zaštite, program kontrole i osiguranja kvalitete, nacрте i Iskaz potrebne topline za grijanje.
2. Tehnički opis glavnog projekta sadrži podatke o:
 - lokaciji i namjeni zgrade
 - meteorološkim parametrima
 - podjeli zgrade u toplinske zone ako je zgrada podijeljena u toplinske zone
 - geometrijskim karakteristikama zgrade/zone (oplošje i obujam grijanog dijela zgrade, faktor oblika zgrade, ploština korisne površine zgrade, udio ploštine prozora u ukupnoj ploštini pročelja)
 - vrsti energenta za grijanje i sustavu grijanja
 - vrsti, načinu uporabe i udjelu obnovljive energije u podmiranju potrebne topline za grijanje ako je predviđena uporaba obnovljive energije za grijanje
 - predviđenim tehničkim rješenjima za sprječavanje pregrijavanja prostora zgrade tijekom ljeta,

- uvjetima i načinu skladištenja i ugradnje građevnih proizvoda koji su od utjecaja na toplinska svojstva
- sastavu pojedinih građevnih dijelova zgrade
- ugrađenoj opremi i instalacijama, koji su u funkciji uštede toplinske energije i toplinske zaštite zgrade.

3. Proračun fizikalnih svojstava zgrade glede uštede toplinske energije i toplinske zaštite sadrži:

- dokaze o ispunjavanju zahtjeva iz ovoga Pravilnika i to, kako za pojedine građevne dijelove, tako i za zgradu kao cjelinu
- ulazne podatke koji su poslužili kao podloga kod proračunavanja.

4. Program kontrole i osiguranja kvalitete sadrži:

- popis građevnih i drugih proizvoda koji se ugrađuju u zgradu, a koji se odnose na ispunjavanje zahtjeva iz tehničkog rješenja zgrade u odnosu na uštedu toplinske energije i toplinsku zaštitu zgrade sa zahtijevanim svojstvima
- pregled i opis potrebnih kontrolnih postupaka ispitivanja i zahtijevanih rezultata kojima će se dokazati sukladnost zgrade zahtjevu uštede toplinske energije i toplinske zaštite
- uvjete građenja i druge zahtjeve koji moraju biti ispunjeni tijekom građenja zgrade, a koji imaju utjecaj na postizanje odnosno zadržavanje projektiranih odnosno propisanih tehničkih svojstava zgrade i ispunjavanje zahtjeva u odnosu na uštedu toplinske energije i toplinsku zaštitu zgrade
- uvjete održavanja zgrade u odnosu na ispunjenje zahtjeva uštede toplinske energije i toplinske zaštite za projektirani vijek uporabe zgrade
- druge uvjete značajne za ispunjavanje zahtjeva propisanih ovim Pravilnikom i posebnim propisima
- popis tehničkih specifikacija.

5. Nacrti glavnog projekta sadrže:

- shematski prikaz tlocrta i presjeka zgrade s ucrtanom granicom između prostora različitih temperatura
- ucrtane granice i oznake sastava građevnih dijelova zgrade
- smještaj elemenata sustava zaštite od pregrijavanja tijekom ljeta.

6. Sadržaj Iskaza potrebne topline za grijanje zgrade propisan je u Iskaznici iz Priloga "D" ovoga Pravilnika.

7. Glavni projekt može sadržavati i druge podatke ovisno o vrsti zgrade.

8. Iznimno za određene vrste zgrada, kada je to određeno posebnim propisom donesenim u skladu sa Zakonom o gradnji, izrađuje se posebni projekt uštede toplinske energije i toplinske zaštite zgrade.

Prema članku 46. glavni projekt kojim se daje tehničko rješenje za grijanje za zgrade obvezno sadrži i:

- rješenje korištenja individualnih obnovljivih izvora energije za grijanje
- dokaz o korištenju unutarnjih izvora topline iz tehnološkog procesa za potrebe grijanja.

Prema članku 47.:

- Pokazatelji ispravnosti tehničkog rješenja koje se odnosi na uštedu toplinske energije i toplinsku zaštitu u idejnom projektu zgrade daju se najmanje na razini proračuna za građevne dijelove zgrada koji zadovoljavaju vrijednosti iz tablice 6. iz Priloga "C" neovisno o obujmu zgrade.

- Izvedbeni projekt sadrži karakteristične detalje pojedinih dijelova zgrade, osobito mjesta potencijalnih toplinskih mostova.

Prema članku 49. Iskaznica potrebne topline za grijanje zgrade je sastavni dio dokumentacije o održavanju i unaprjeđivanju bitnih zahtjeva za građevinu i sadrži:

- iskaz potrebne topline za grijanje
- izjavu izvođača radova o izvedenim radovima sukladno projektu.

U sedmom dijelu Pravilnika, u člancima od 50. do 52. utvrđeno je održavanje zgrade u odnosu na uštedu toplinske energije i toplinsku zaštitu.

Održavanje zgrade u smislu uštede toplinske energije i toplinske zaštite, prema članku 51. podrazumijeva:

- pregled zgrade u odnosu na uštedu toplinske energije i toplinsku zaštitu u razmacima i na način određen projektom zgrade i/ili na način određen posebnim propisom donesenim u skladu sa Zakonom o gradnji
- izvođenje radova kojima se zgrada zadržava u stanju određenom projektom zgrade u odnosu na uštedu toplinske energije i toplinsku zaštitu.

Ispunjavanje propisanih uvjeta održavanja zgrade dokumentira se u skladu s projektom zgrade u odnosu na uštedu toplinske energije i toplinsku zaštitu, te:

- izvješćima o pregledima i ispitivanjima zgrade i pojedinih njezinih dijelova
- zapisima o radovima održavanja
- na drugi prikladan način ako ovim Pravilnikom ili posebnim propisom donesenim u skladu sa Zakonom o gradnji nije što drugo određeno.

SBK

UREDBA O IZMJENAMA TARIFNIH STAVKI U TARIFNOM SUSTAVU ZA USLUGE ELEKTROENERGETSKIH DJELATNOSTI KOJE SE OBAVLJAJU KAO JAVNE USLUGE

Vlada Republike Hrvatske donijela je novu **Uredbu o izmjenama tarifnih stavki u tarifnom sustavu za usluge elektroenergetskih djelatnosti koje se obavljaju kao javne usluge** koja je objavljena u Narodnim novinama broj 98 od 10. kolovoza 2005. godine, a koja se primjenjuje od 1. rujna 2005. godine.

Prema novoj Uredbi tarifne stavke glase kako je navedeno u priloženim tablicama.

1 - Tarifni modeli za visoki napon

Obračunski element	TARIFNE STAVKE			TARIFNI MODEL
	Jedinica mjere	Sezonski	Dnevni	Bijeli
Radna snaga	kn/kW	viši	–	53,00
		niži	–	36,00
Radna energija	kn/kWh	viši	VT	0,28
			NT	0,13
		niži	VT	0,26
			NT	0,12
Jalova energija	kn/kvarh			0,11
Stalna mjesečna naknada	kn/mjesec			106,00

2 - Tarifni modeli za srednji napon

Obračunski element	TARIFNE STAVKE			TARIFNI MODEL
	Jedinica mjere	Sezonski	Dnevni	Bijeli
Radna snaga	kn/kW	viši	–	63,60
		niži	–	42,40
Radna energija	kn/kWh	viši	VT	0,38
			NT	0,18
		niži	VT	0,35
			NT	0,16
Jalova energija	kn/kvarh			0,14
Stalna mjesečna naknada	kn/mjesec			106,00

3 - Tarifni modeli za niski napon – kućanstva

Obračunski element	TARIFNE STAVKE		TARIFNI MODEL			
	Jedinica mjere	Dnevni	Plavi	Bijeli	Narančasti	Crni
Radna energija	kn/kWh	VT	0,58	0,61	0,85	0,26
		NT	–	0,32	–	0,26
Stalna mjesečna naknada	kn/mjesec		15,75	15,75	–	5,25

4 - Tarifni modeli za niski napon - poduzetništvo

Obračunski element	TARIFNE STAVKE		TARIFNI MODEL			
	Jedinica mjere	Dnevni	Plavi	Bijeli	Crveni	Narančasti
Radna snaga	kn/kW		–	–	31,50	–
Radna energija	kn/kWh	VT	0,58	0,61	0,55	0,85
		NT	–	0,32	0,25	–
Jalova energija	kn/kvarh		0,16	0,16	0,16	–
Stalna mjesečna naknada	kn/mjesec		63,00	63,00	63,00	–

5 - Tarifni modeli za niski napon – javna rasvjeta

Obračunski element	TARIFNE STAVKE		TARIFNI MODEL
	Jedinica mjere	Dnevni	Bijeli
Radna energija	kn/kWh	VT	0,47
		NT	–
Stalna mjesečna naknada	kn/mjesec		31,50

SBK

OSTALA NOVA ZAKONSKA REGULATIVA

U razdoblju od 23. svibnja do 16. kolovoza donesena je nova zakonska regulativa kako je prikazano u priloženoj tablici.

Broj Narodnih novina	Datum	Naziv	Kratki sadržaj
92/05.	2005-08-27	Zakon o izmjenama i dopunama Zakona o javnoj nabavi	Izmjene i dopune Zakona o javnoj nabavi (NN 117/01. od 24. prosinca 2001. godine)
92/05.	2005-08-27	Zakon o izmjenama i dopunama Zakona o pošti	Izmjene i dopune Zakona o pošti (NN 172/03. i 15/04.). Ovim se Zakonom uređuju poštanske i kurirske usluge, propisuju uvjeti za obavljanje ovih usluga, uređuju prava, obveze i odgovornosti davatelja i korisnika poštanskih i kurirskih usluga, te obavljanje nadzora u vezi s obavljanjem poštanskih i kurirskih usluga.
86/05.	2005-07-15	Statut Hrvatske energetske regulatorne agencije	Poblizje se uređuje unutarnje ustrojstvo, predstavljanje i zastupanje, rad i poslovanje, nadzorna tijela, ovlasti i način odlučivanja, opći akti, tajnost podataka, javnost rada, osnivanje i djelokrug rada savjetodavnih i stručnih tijela i druga pitanja od značaja za rad Hrvatske energetske regulatorne agencije.
84/05.	2005-07-11	Pravilnik o uvjetima za izbor u znanstvena zvanja	Utvrđuju se uvjeti za izbor u znanstvena zvanja, posebno za svako znanstveno područje. Za izbor u znanstvena zvanja pristupnici moraju imati znanstvene radove objavljene u časopisima koji ispunjavaju uvjete iz ovog Pravilnika.
82/05.	2005-07-06	Pravilnik o stručnom ispitu te upotpunjavanju i usavršavanju znanja osoba koje obavljaju poslove graditeljstva	Propisuje se program, uvjeti i način polaganja (ispitno povjerenstvo, postupak polaganja, uvjerenje o položenom stručnom ispitu, registar izdanih uvjerenja i naplata troškova) stručnog ispita osoba koje su prema odredbama Zakona o gradnji dužne položiti stručni ispit za obavljanje poslova graditeljstva. Ovim Pravilnikom se propisuju i uvjeti, te način upotpunjavanja i usavršavanja znanja osoba koje su dužne upotpunjavati i usavršavati znanje u obavljanju poslova graditeljstva, kao i način provjere upotpunjavanja i usavršavanja znanja.
81/05.	2005-07-05	Pravilnik o mjeriteljskim i tehničkim zahtjevima za statička brojila djelatne električne energije razreda točnosti 0,2 S i 0,5 S	Propisuju se mjeriteljski i tehnički zahtjevi koje moraju zadovoljiti statička (elektronička) brojila djelatne električne energije izmjenične struje razreda točnosti 0,2 S i 0,5 S za priključak preko mjernih transformatora.
81/05.	2005-07-05	Pravilnik o mjeriteljskim i tehničkim zahtjevima za indukcijska brojila za električnu energiju	Propisuju se mjeriteljski i tehnički zahtjevi koje moraju zadovoljiti indukcijska brojila djelatne električne energije izmjenične struje razreda točnosti 0,5 i 2 i indukcijska brojila jalove električne energije razreda točnosti 3.
81/05.	2005-07-05	Pravilnik o mjeriteljskim i tehničkim zahtjevima za statička brojila jalove električne energije razreda točnosti 2 i 3	Propisuju se mjeriteljski i tehnički zahtjevi za statička brojila jalove električne energije razreda točnosti 2 i 3.
81/05.	2005-07-05	Pravilnik o mjeriteljskim i tehničkim zahtjevima za statička brojila djelatne električne energije razreda točnosti 1 i 2	Propisuju se mjeriteljski i tehnički zahtjevi koje moraju zadovoljiti statička brojila djelatne električne energije izmjenične struje razreda točnosti 1 i 2.
76/05.	2005-06-23	Odluka o davanju suglasnosti na Statut Hrvatskog zavoda za norme	
76/05.	2005-06-23	Odluka o davanju suglasnosti na Statut Hrvatske akreditacijske agencije	
76/05.	2005-06-23	Pravilnik o znanstvenim i umjetničkim područjima, poljima i granama	Utvrđuju se: - znanstvena područja, te znanstvena polja i znanstvene grane unutar znanstvenih područja s pripadajućim klasifikacijskim oznakama - interdisciplinarno znanstveno područje - umjetničko područje, te polja i grane unutar umjetničkog područja za sve vrste umjetnosti s pripadajućim klasifikacijskim oznakama.

65/05.	2005-05-25	Uredba o unutarnjem ustrojstvu i načinu rada Hrvatske informacijsko-dokumentacijske referalne agencije (HIDRA)	<p>Utvrđuje se unutarnje ustrojstvo i način rada Hrvatske informacijsko-dokumentacijske referalne agencije Vlade Republike Hrvatske (HIDRA), nazivi unutarnjih ustrojstvenih jedinica te njihov djelokrug, poslovi i zadaci koji se u njima obavljaju, način upravljanja tim jedinicama, okvirni broj državnih službenika i namještenika potrebnih za obavljanje poslova i druga pitanja važna za rad HIDRA-e.</p> <p>HIDRA:</p> <ul style="list-style-type: none"> - obavlja informacijske, dokumentacijske i referalne poslove. U okviru svoga djelokruga, - osigurava dostupnost javnih službenih podataka, informacija i dokumentacije Republike Hrvatske i promiče njihovo korištenje - osigurava korištenje službene dokumentacije stranih zemalja, međunarodnih organizacija i institucija, kao i drugih informacija, podataka i dokumentacije od interesa državnim tijelima i institucijama Republike Hrvatske i ostalim korisnicima - radi na izgradnji i implementaciji dokumentacijskih alata - surađuje u izgradnji informacijske infrastrukture Vlade Republike Hrvatske i državnih tijela Republike Hrvatske, koja se temelji na suvremenoj tehnologiji i međunarodno utvrđenim standardima.
64/05.	2005-05-23	Tehnički propis za cement za betonske konstrukcije	<p>Radi ispunjavanja bitnih zahtjeva za građevinu, propisuju se tehnička svojstva i drugi zahtjevi za cimente koji se ugrađuju u betonske konstrukcije, te način potvrđivanja sukladnosti cementa s navedenim zahtjevima.</p> <p>Betonskim konstrukcijama u smislu ovoga Tehničkog propisa smatraju se sve konstrukcije na koje se odnose priznata tehnička pravila sadržana u Pravilniku o tehničkim normativima za beton i armirani beton (NN 11/87.).</p> <p>Potvrđivanje sukladnosti cementa u smislu ovoga Tehničkog propisa obuhvaća radnje ocjenjivanja sukladnosti cementa i izdavanje certifikata sukladnosti cementa.</p>

SBK

IZ INOZEMNE STRUČNE LITERATURE

DOGRADNJA MREŽE U NJEMAČKOJ

Njemačka elektroenergetska mreža sve je gušća i sigurnija. Ukupno oko 900 elektroprivrednih poduzeća u Njemačkoj investiralo je u dogradnju mreže od 1994. do 2004. godine okruglo 28 milijarda eura, nešto više od polovine ukupnih investicija u elektroprivredi (55 milijarda eura).

Ukupna duljina mreža svih napona sadrži 2004. godine više od 1,65 milijuna kilometara kabela i nadzemnih vodova. U desetgodišnjem razdoblju ostvaren je prirast od 140 tisuća kilometara (to je nešto više nego li sveukupna duljina mreža u Hrvatskoj – op. autora prikaza). Udjel kabela mreže povećao se sa 65 % na 71 %.

Duljine mreža u Njemačkoj 2004 (tisuća km)

Visoki i vrlo visoki napon	112
Srednji napon	492
Niski napon	1050
Ukupno	1654

Najveći dio te mreže čini niskonaponska mreža (63 %), slijedi srednjonaponska (30 %) i visokonaponska, napona 110 i 220 kV, odnosno mreža vrlo visokog napona, kako Nijemci zovu mrežu 380 kV (7 %).

www.strom.de/25.07.2005

MK

POVEĆANJE CIJENA ELEKTRIČNE ENERGIJE NA EUROPSKIM BURZAMA

Veletrogovačka cijena električne energije za isporuke u 2006. godini tijekom prve polovine 2005. godine znatno je porasla. Najveći porast ostvaruje se na tržištu Nizozemske, tamo on iznosi 29 posto. Burzovna cijena temeljne električne energije za isporuke u 2006. godini narasla je do lipnja 2005. godine na 4,9 eurocenta/kWh, a u siječnju 2005. godine bila je 3,8 eurocenta/kWh. Na burzi u Skandinaviji ostvaren je rast od 27 posto; za ugovore iz siječnja 2005. godine do lipnja 2005. godine cijena je porasla s 2,6 na 3,3 eurocenta/kWh. Na burzi u Parizu ostvaren rast od 23 posto, promjena cijena u prvoj polovini 2005. godine je s 3,4 (siječanj) na 4,2 eurocenta/kWh (lipanj). Na njemačkoj burzi ostvaren je rast od 20 posto. Cijena temeljne energije, ugovarane za 2006. godinu, bila je u siječnju 2005. godine 3,4 eurocent/kWh, a u lipnju 4,1 eurocent/kWh.

www.strom.de/25.7.2005

MK

OSTVARENO TRAJANJE INSTALIRANE SNAGE ELEKTRANA U NJEMAČKOJ 2004

U Njemačkoj je ostvareno 2004. godine najveće trajanje instalirane snage od 7 670 sati u nuklearnim elektranama. (To je omjer ostvarene proizvodnje i neto-instalirane snage; teoretska mu je granica 8 760 sati, koliko traje godina i kada bi elektrana

bila neprekidno opterećena punom snagom i niti jedne sekunde ne bi bila izvan pogona.)

Trajanje instalirane snage u Njemačkoj 2004. godine (sati/godišnje)

Nuklearne elektrane	7 670
Elektrane na mrki ugljen	7 320
Elektrane na kameni ugljen	4 460
Protočne i akumulacijske hidroelektrane	4 430
Elektrane na prirodni plin	2 730
Vjetroelektrane	1 600
Pumpno-akumulacijske hidroelektrane	1 070

Vjetroelektrane su zahvaljujući povoljnim vjetrovim prilikama ostvarile dosta dobro iskorištenje instalirane snage, 1 600 sati/godišnje, spram primjerice 1 330 sati/godišnje ostvarenih u 2002. godini.

www.strom.de/25.7.2005

MK

STRUKTURA POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE U NJEMAČKOJ 2004

Oko 39 milijuna kućanstava u Njemačkoj potrošilo je nešto više od jedne četvrtine ukupno potrošene električne energije u 2004. godini, a nešto manje od polovine potrošila je industrija u oko 300 tisuća pogona.

Struktura potrošnje el.energije u Njemačkoj 2004. godine

	TWh	%
Industrija	246,5	47
Kućanstva	140,4	27
Trgovina i obrt	73,3	14
Javne službe	43,2	8
Promet	16,2	3
Poljoprivreda	8,1	1
Ukupno	527,7	100

Ukupna neto-potrošnja električne energije od 527,7 TWh u 2004. godini ostvarena je za 0,7 posto veća no u 2003. godini (524,4 TWh); praktički do tolikog povećanja došlo je kod svih grupa kupaca.

www.strom.de/25.7.2005

MK

NJEMAČKA VODI U UKUPNOJ RAZMJENI ELEKTRIČNE ENERGIJE

Ukupnom razmjenom uzimamo zbroj uvoza i izvoza električne energije u pojedinu zemlju. Prema razmjeni, Njemačka je 2004. godine bila na prvome mjestu među svim članicama Europske unije – zbroj uvoza i izvoza ostvaren je u visini od gotovo 97 TWh.

Trgovina električnom energijom nekih članica EU 2004. godine (TWh)

Zemlja	Uvoz	Izvoz	Saldo
Belgija	14,6	6,8	+ 7,8
Danska	8,7	11,5	- 2,8
Njemačka	44,2	51,5	- 7,3
Estonija	0,3	1,9	- 1,6
Finska	11,7	6,8	+ 4,9
Francuska	7,0	73,1	- 66,1
Velika Britanija	10,0	2,0	+ 8,0
Irska	1,5	0	+ 1,5
Italija	46,4	0,8	+ 45,6
Letonija	5,6	3,5	+ 2,1
Litva	0,1	7,3	- 7,2
Luksemburg	6,5	3,1	+ 3,4
Nizozemska	21,4	5,2	+ 16,2
Austrija	16,6	13,5	+ 3,1

Najveći izvoznik je Francuska s izvozom od nešto više od 73 TWh (podatak iz 2003. godine), a najveći uvoznik je Italija s uvozom od 46,4 TWh.

www.strom.de/25.7.2005

MK

ELEKTROENERGETSKI MIKS NJEMAČKE U 2004. GODINI

Prema izvorima primarne energije, nuklearne elektrane te elektrane na smeđi i mrki ugljen proizvele su okruglo 80 posto električne energije u Njemačkoj u 2004. godini. Slijede elektrane na obnovljive izvore, čiji je udjel porastao s 9 posto u 2003. godini na 10 posto u 2004. godini.

Udjeli u neto-proizvodnji električne energije u Njemačkoj (%)/*

Primarni izvor energije	2004.	2003.
Nuklearno gorivo	30	30
Smeđi ugljen	27	28
Kameni ugljen	22	24
Obnovljivi izvori	10	9
Prirodni plin	8	7
Loživo ulje, pumpne akumulacije i ostalo	3	2

*Uključena proizvodnja privatnih proizvođača

www.strom.de/25.7.2005

MK

VDEW-MODEL BUDUĆEG POTICANJA OBNOVLJIVIH IZVORA

Druga njemačke elektroprivrede (VDEW) predlaže model budućeg poticanja obnovljivih izvora u Europskoj uniji, objavljen u lipnju 2005. godine. Sadašnji udjel obnovljivih izvora u brutoproizvodnji električne energije je u Njemačkoj nešto više od 9 %, a prema Direktivi EU o obnovljivim izvorima zadaća je Njemačke da do 2010. godine podigne taj udjel na 12,5 %. VDEW pledira za stupnjevitiju integraciju obnovljivih izvora na europskom tržištu električne energije. Ukupan zbroj poticaja u Njemačkoj za obnovljive izvore porastao je s 1,2 milijarde eura u 2000. godini

na 3,4 milijarde eura u 2004. godini. Za 2010. godinu predviđa se opterećenje za tu svrhu od 7,3 milijarde eura.

Cilj VDEW-modela je uvođenje europske trgovine *certifikatima zelene struje* (ekološki proizvedene električne energije). Na globalnom planu, model bi vodio zaštiti klime i štednji iscrpljivih resursa. Čvrne točke u tom modelu bile bi sljedeće:

- Proizvođač električne energije iz obnovljivih izvora dobio bi za svaki proizvedeni kilovatsat *certifikat zelene struje*. Certifikatna cijena i cijena ostvarena na tržištu osigurala bi potreban prihod proizvođaču.
- Za sva europska elektroprivredna poduzeća definirala bi se *ciljna kvota zelene struje*, za jedno 15 do 20 godina unaprijed, na osnovi europske analize ekonomičnog potencijala obnovljivih izvora.
- Ispunjenje kvote kontroliralo bi se godišnje putem ostvarenih certifikata. Pri tome mogao bi se prenijeti pretičak certifikatne proizvodnje iz jednog razdoblja u sljedeće razdoblje.
- Pri neispunjenju kvote zaračunavali bi se penali u centima/kWh; prihod od penala služio bi ograničenju poticajnih cijena čitavog sustava.
- Korištenje i obračun zelenih certifikata vršio bi se na EU-razini poput načina kakav se primjenjuje pri trgovini CO₂-emisijom.

Dogradnja sustava elektranama na obnovljive izvore, osobito vjetroelektrana – kako na kopnu tako i na moru, predstavlja veliku zadaću oko dogradnje europske mrežne infrastrukture, inače će doći do restrikcija u izgradnji tih elektrana, smatra VDEW.

www.strom.de/25.7.2005

MK

AUSTRIJA: SIGURNOST OPSKRBE I MREŽNE TARIFE

Austrijska elektroprivredna poduzeća planiraju do 2010. godine investirati 2,5 milijarde eura u dogradnju mrežne infrastrukture i time podići na visoku razinu sigurnost opskrbe. To će biti jedino moguće ako se mrežne tarife ponovno ne smanjuju. Ako se infrastrukturne investicije susprežu, bilo u cestogradnji, u telekomunikacijama ili elektroprivredi, posljedice nisu kratkoročne, nego srednjo- i dugoročne. Na Lincškom energetskom institutu izrađena je jedna studija o vezi između razine mrežne tarife i razine sigurnosti opskrbe. Utvrđena je i veličina nacionalne gospodarske štete od prekida opskrbe električnom energijom, na bečkom Tehničkom univerzitetu. Smatraju da jednosatni zastoj austrijske prijenosne mreže donosi štetu od 40 milijuna eura, a jednosatni zastoj (vjerojatno tipične austrijske) distribucijske mreže štetu od 2 milijuna eura.

www.veoe.at/26.7.2005

MK

VEÖ I E-CONTROL: KRATKOROČNA REGULACIJA MREŽNIH TARIFA

Druga austrijske elektroprivrede (VEÖ) i austrijska regulatorna ustanova (E-Control), nakon višemjesečnog pregovaranja, utvrdili su metodu za kratkoročno reguliranje mrežnih tarifa, koja će stupiti na snagu 1. siječnja 2006. godine. Odnositi će se na početno razdoblje od 4 godine, a u drugom razdoblju predviđa se njezina primjena do 2013. godine. Osigurati će pravedan razvoj mrežnih tarifa u tom razdoblju. U svakoj branši s dugim investicijskim

ciklusom, kakva je elektroprivreda, mora se osigurati stabilna sigurnost u planiranju i investicijama, te pravna sigurnost. Kupci – kućanstva i industrija – profitirat će tom metodom, ne putem svakogodišnjeg snižavanja mrežnih tarifa, nego time što će se osigurati pouzdano investiranje u dogradnju i uzdržavanje austrijske mrežne infrastrukture. Za prvo razdoblje primjene, utvrđen je godišnji popust na mrežnim tarifama od oko 2 do 5 posto, ovisno od individualne energetske učinkovitosti korisnika mreže.

www.veoe.at/26.7.2005

MK

AUSTRIJA: ATRAKTIVNE TARIFE ZA ELEKTRIČNU ENERGIJU

U Austriji traje rasprava između Austrijske gospodarske komore (WKÖ) i Udruge austrijske elektroprivrede (VEÖ) o tome da li mrežne tarife treba dalje snižavati ili trebaju doživjeti postupni rast u sljedećem kratkoročnijem razdoblju. Naravno, stajališta su suprotstavljena, a VEÖ smatra da ako su mrežne tarife takve da omogućuju današnja potrebna ulaganja u mrežu – osiguravaju sutrašnju povoljnu sigurnost opskrbe. Obrnuto, sutra će biti kasno pojačano ulaganje u mrežu s obzirom na dugo trajanje investicijskog procesa, osobito pri dogradnji prijenosne mreže.

Prema jednoj studiji neutralne institucije, kupci u Austriji imaju od liberalizacije na tržištu električne energije dobitak od oko 700 milijuna eura godišnje i još k tome i dobitak od oko 300 milijuna eura zbog snižavanja mrežnih tarifa. Po ukupnoj cijeni (dakle cijena energije plus mrežarina) prije oporezivanja, industrija Austrije ima – primjerice – za jednu trećinu nižu cijenu od njemačke industrije. Također, cijene za kućanstva i obrt prije oporezivanja nalaze se ispod prosjeka isto takvih cijena u Europskoj uniji (15 starih članica). Tihi, ali značajni profiter od liberalizacije je državni budžet, jer su porezi i naknade porasli u razdoblju od 1998. godine za 97 posto, što danas predstavlja godišnji dodatak od oko 700 milijuna eura.

www.veoe.at/26.7.2005

MK

EKOLOŠKI AUSTRIJSKI ELEKTROENERGETSKI MIKS

Visoka sigurnost opskrbe u Austriji leži u prilagodljivoj kooperaciji proizvodnje domaćih hidroelektrana i termoelektrana. U prosječno vlažnoj godini proizvede se dvije trećine električne energije u hidroelektranama, a jedna trećina dolazi iz modernih, s okolinom usklađenih termoelektrana, za pokrivanje kako temeljnog tako i vršnog opterećenja. Taj se *miks* dopunjava elektranama na obnovljive izvore: vjetar, biomasu, bioplin i Sunčevu energiju. Zahvaljujući visokom udjelu hidroelektrične proizvodnje, Austrija ima izvrsno malu CO₂-emisiju pri proizvodnji električne energije. Daljnji razlog za malu emisiju leži u činjenici vrlo visokog udjela spregnute proizvodnje električne i toplinske energije – taj udjel je u Austriji 77,6 posto ukupne termoelektrične proizvodnje. To osigurava visoki stupanj iskorištavanja goriva, a istodobno smanjuje korištenje individualnih ložišta za zagrijavanje prostora što sve bitno umanjuje CO₂-emisiju. Austrijska elektroprivreda je od 1990. godine investirala 2,7 milijarda eura u mjere zaštite okoline i klime.

www.veoe.at/26.7.2005

MK

40-POSTOTNO POVEĆANJE CIJENE NA LEIPZIŠKOJ BURZI

Veletrgovačka cijena bazne električne energije na Leipziškoj burzi, u razdoblju siječanj-travanj 2005. godine porasla je 40 posto u usporedbi s istim razdobljem u 2004. godini. Uvjetovano je to ponajprije njemačkim prilikama, gdje je visok udjel termoelektrične proizvodnje električne energije. Cijene ugljena porasle su 20 posto, cijene prirodnog plina 15 posto, cijene loživog ulja vrtoglavo rastu, a europske rezerve u instaliranoj snazi elektrana se sve više smanjuju. Razina cijene u Austriji nije toliko uvjetovana austrijskom proizvodnom cijenom, koliko cijenom na Leipziškoj burzi, te Austrijska gospodarska komora upozorava, da se Austrija treba odvojiti od takvog tržišnog trenda. Tim više, što povećanje cijene energije uvjetuje pritisak na smanjenje mrežarine kako bi se rast krajnje cijene kod kupaca što više ublažio. Daljnje smanjenje mrežnih tarifa onemogućit će potrebnu dogradnju mreže, za koju je u Austriji potrebno osigurati 2,5 milijarde eura do 2010. godine.

www.veoe.at/26.7.2005

MK

POVEĆANJE NADNICA I PLAĆA U AUSTRIJSKOJ ELEKTROPRIVREDI

Nakon *tvrde* ali konstruktivne rasprave, zaključen je novi kolektivni ugovor između Udruge austrijske elektroprivrede i sindikata metala i tekstila, te sindikata privatnih namještenika. Kolektivni ugovor stupio je na snagu 1. veljače 2005. godine, odnosi se na približno 15 500 radnica i radnika u elektroprivredi a donio je 2,45 postotno povećanje nadnica i plaća, plus jednokratnu isplatu od 300 eura po zaposlenom.

www.veoe.at/26.7.2005

MK

EURACOAL: U EUROPI NIJE MOGUĆA SIGURNA OPSKRBA ENERGIJOM BEZ UGLJENA

Nedavno je novi predsjednik europske udruge proizvođača kamenog ugljena i lignita EURACOAL Nigel Yaxley izjavio, da je u Europi bez ugljena, nezamisliva sigurna opskrba energijom i električnom energijom.

Proširenjem EU je porastao udio ugljena u proizvodnji električne energije na 30 posto. U sagledivom vremenu nije moguće, niti je razumno nadomjestiti glavnu ulogu ugljena u proizvodnji električne energije. Takvo je stajalište i novog povjerenika za energiju Europske Komisije Andrisa Piebalgs. Europski proizvođači ugljena su na putu da nastave optimirati korištenje ugljena na bazi ekološki prihvatljivog Clean Coal koncepta.

Pojam Clean Coal obuhvaća sve danas raspoložive tehnologije i strategije od učinkovitog korištenja ugljena, s jedne strane i minimiziranja nepovoljnog učinka ugljena na okoliš i klimu s druge strane. Clean Coal je dinamičan proces, koji uključuje i razvija nove tehnologije proizvodnje ugljena i omogućuje u zadanim okvirnim uvjetima slijediti različite ciljeve ekološki prihvatljivog korištenja ugljena.

Clean Coal program osigurava budućnost ugljenu daljnjim tehnološkim razvojem i usmjerenjem na poboljšanje prihvatljivosti ugljena u javnosti. Nužna poboljšanja obuhvaćaju:

- smanjenje emisije u postojećim postrojenjima
- povećanje učinkovitosti postojećih i novih postrojenja
- dugoročnu opciju razvoja tehnologije za odvajanje i sigurno skladištenje CO₂.

Vizija ostvarivanja elektrane bez CO₂ emisije seže u dalju budućnost. Prema današnjim saznanjima ne postoje nepremostive zapreke u ostvarivanju tog koncepta, iako treba riješiti mnoga tehnička pitanja. Razvoj tržišno prihvatljivog koncepta takve elektrane je važna zadaća, kojoj se mora posvetiti politika i gospodarstvo.

Europski proizvođači ugljena se zalažu da se u okviru 7. razvojno - istraživačkog programa EU predloži konkretan vremenski plan mjera i aktivnosti na razvoju još učinkovitije elektrane i tehnologije za odvajanje i skladištenje CO₂. Europa treba imati vodeću ulogu na ovom području.

VGB Power Tech 3/2005 (www.euracoal.org)

doc

EUROPA: ZAŠTITA NUKLEARNIH POSTROJENJA OD SABOTAŽA - OSNOVANA EUROPSKA UDRUGA NADZORNIH SLUŽBI ENSRA

Osam europskih zemalja je početkom siječnja 2005. potpisalo povelju o osnivanju europske udruge inspeksijskih službi za zaštitu nuklearnih postrojenja od sabotaža (European Nuclear Security Regulators Organization - ENSRA). Udruga ima za cilj poticanje razmjene informacija i stvaranje europske prakse u primjeni zaštitnih mjera.

Nedugo nakon 11. rujna 2001. sastali su se predstavnici nadležnih tijela mnogih zemalja na neformalnoj razmjeni informacija. Teme o kojima se razgovaralo odnosile su se na nove dimenzije terorizma, određivanje s tim u svezi rizika i mjere zaštite, koje se provode u pojedinim zemljama.

Susret se pokazao dragocjenim za preispitivanje primjene dotičnih nacionalnih mjera zaštite i za buduću suradnju. S ciljem da se formalizira razmjena informacija, krajem listopada 2004. došlo je do službenog osnivanja ENSRA-e. Početkom siječnja 2005. potpisan je dokument o osnivanju udruge. Potpisom tog dokumenta, zemlje potpisnice Belgija, Njemačka, Finska, Francuska, Velika Britanija, Švedska i Španjolska su se opredijelile:

- da na povjerljivoj bazi razmjenjuju informacije o zaštiti nuklearnih postrojenja od sabotaže
- da osnuju zajedničko stručno tijelo za razvoj zaštitnih mjera od sabotaže u nuklearnim elektranama
- da razviju sveobuhvatno poimanje temeljnih načela zaštite nuklearnih postrojenja

kako bi se stvorila europska praksa primjene zaštitnih mjera, koja bi uvažavala različite nacionalne posebnosti.

VGB Power Tech 3/2005 (www.energie-schweiz.ch)

doc

INVESTICIJSKE ODLUKE ZAHTIJEVAJU PRETHODNU ŠIROKU SURADNJU

Europa se nalazi pred donošenjem investicijskih odluka o izgradnji novih elektrana. Pravo je vrijeme je da se razmisli o tome kakve elektrane treba graditi. Svaki proizvođač električne energije

u Europi zna dobro ocijeniti željenu proizvodnu strukturu svog postojećeg i novog proizvodnog parka, tipove elektrana koje treba preferirati i zahtjeve koji se postavljaju na nove elektrane.

Liberalizacija tržišta energije je donijela sa sobom mnoge nesigurnosti. Daljnju ključnu ulogu igra rastuća svijest o utjecaju elektrana na okoliš. Sve to ima utjecaja na zahtjeve koji se postavljaju na buduće elektrane. Dva su ključna zahtjeva; njihova tržišna konkurentnost i zaštita okoliša.

Kad je riječ o tržišnoj konkurentnosti budućih elektrana, treba razlikovati dva bitna parametra: Prvi se odnosi na optimiranje troškova pogona i održavanja elektrane, drugi koji je još važniji, ispunjavanje zahtjeva koji se odnose na učinkovitost i fleksibilnost elektrane.

Ako se razmatra smanjenje troškova održavanja i pogona, nužno je još u najranijoj fazi koncipiranja elektrane uzeti u obzir sve utjecajne faktore. Prvi je aspekt podobnost postrojenja za održavanje. Buduće zadaće održavanja moraju biti izvedene u što kraćem vremenu i što učinkovitije. Jedan daljnji aspekt se odnosi na izbjegavanje nepotrebnih troškova održavanja i trajanje održavanja. U tom se okviru moraju izbjeći neplanirani ispadi i zastoji u proizvodnji električne energije. Iz takvih razmišljanja već u fazi koncipiranja i projektiranja elektrane se mogu sagledati troškovi pogona i održavanja. Osim toga, u toj fazi je moguće identificirati i locirati rizike, kao i način njihovog izbjegavanja i minimaliziranja. To je moguće ostvariti proračunima redundantnosti i ugradnjom izvanredno pouzdanih komponenti postrojenja, koje povećavaju investicijska ulaganja, ali i omogućuju izgradnju postrojenja bez redundancije.

Jedan daljnji aspekt se tiče organizacije održavanja. Upitne su prednosti dugoročnih ugovora s proizvođačima opreme o servisiranju postrojenja i vrste ugovora koje bi trebalo preferirati?

S pogonskog stajališta se postavlja pitanje o broju osoblja u elektranama? Razmišlja se o postrojenju bez osoblja. Pri tom je moguća kombinacija objedinjavanja raznih komandnih prostorija u jednu zajedničku. U Electrabelu se mnogim elektranama upravlja iz jedne komandne prostorije.

Jedan daljnji pogonski aspekt se tiče stupnja automatizacije. Postavlja se pitanje primjenjuju li se pravi sustavi automatizacije, koji jamče optimalni pogon postrojenja i omogućuje li primijenjena mjerna tehnika donošenje pravih odluka o održavanju postrojenja?

Treba posvetiti osobitu pažnju fleksibilnosti pogona, koja se zahtijeva u novim tržišnim uvjetima. U tom smislu, fleksibilnost nije samo postotni udio mogućih promjena opterećenja, već i brzina tih promjena kao i dužina vremena ulaska u pogon o kojem ovise troškovi.

S obzirom na sadašnje i buduće zahtjeve glede zaštite okoliša i politike, traži se što učinkovitije postrojenje. Politika oblikuje nove granice. Tehnološki razvoj krči nove putove za smanjenje štetnih emisija. Postavlja se pitanje koje tehnologije nude optimum? Stoga je za buduće planiranje proizvodnog portfelja nužno brižljivo sagledavanje postojećeg tehnološkog razvoja i razumno koncipiranje budućih - razvojno - istraživačkih projekata.

Svi navedeni tehnološki aspekti su važni za ekonomičnost postrojenja, pri čemu cijena goriva ima odlučujuću ulogu.

VGB Power Tech 4/2005 - Editorial, Bram Klijnsma, Electrabel

doc

BABCOCK NOELL NUCLEAR: UGOVORI ZA OLKILUOTO 3

Trideset-godišnje iskustvo i Know-how tvrtke Babcock Noell Nuclear nalazi praktičnu primjenu u novom bloku nuklearne elektrane Olkiluoto, finskog poduzeća Teollisuuden Voima Oy.

Blok će se graditi po zajednički razvijenoj tehnologiji tvrtki AREVA i Siemens, pod nazivom European Pressurized Water Reactor (EPR).

Babcock je za taj projekt zaključio s tvrtkom Framatom ANP, jednim od poduzeća tvrtke AREVA i Siemensa sljedeće ugovore:

- inženjering i proračun čelične oplata "IRWST Liner"
- konstrukciju i isporuku dva zatvarača "Air Locks"
- konstrukciju i isporuku i Containmentliner-a u reaktorskoj zgradi, visokog 65 metara, s promjerom od 46.8 metara.

VGB Power Tech 4/2005 (www.bn-nuclear.de), (www.tvo.fi)

doc

GNS- RWE NUCEM : UGOVOR ZA IZGRADNJU MEĐU-SKLADIŠTA ZA ISKORIŠTENE GORIVE ELEMENTE

Litvanska nuklearna elektrana Ignalina je 12. siječnja 2005. zaključila ugovor s Konzorcijem tvrtki GNS- društvo za nuklearni servis mbH, Essen i RWE NUCEM GmbH Alzenau. Konzorcij će u Ignalini izgraditi među-skladište za 18 000 iskorištenih gorivih elemenata nuklearne elektrane Ignalina. Ugovor u vrijednosti od 92,7 milijuna eura se financira iz Međunarodnog fonda za trajno zbrinjavanje NE Ignalina, kojim upravlja Europska banka za obnovu i razvoj (EBRD).

To je ključni projekt za nuklearnu elektranu Ignalina. Izgradnja novog skladišta za islužene gorive elemente je značajna za dekomisiju bloka 1 nuklearne elektrane, rekao je Victor Shevaldin, direktor elektrane.

Konzorcij je dobio posao u okviru raspisanog međunarodnog natječaja, provedenog prema Smjernicama EBRD-a.

Slično kao i u postojećem skladištu u Ignalini, gorivni elementi će biti zbrinuti u čelično-betonskim spremnicima tipa CONSTOR. Među-skladište je dimenzionirano za minimalno skladištenje od 50 godina. U prvoj fazi treba uskladištiti 3 500 elemenata. Početak skladištenja elemenata je predviđen za 2008. godinu. Oprema i sigurnosni uređaji skladišta bit će izvedeni po provjerenjima tehnologiji usklađenoj sa zahtjevima Litve i Europske unije.

Ugovorom je predviđena izgradnja i puštanje u pogon među-skladišta za 18 000 gorivih elemenata, te priprema dokumentacije za postupak dobivanja dozvola i suglasnosti, izradu i isporuku uređaja, te isporuku 39 spremnika tipa Constor. Ugovorom je predviđena i opcija o dodatnoj isporuci 163 posude, kojom se pokrivaju ukupne potrebe skladišta.

Među-skladište u Ignalini je treći zajednički projekt konzorcija GNS-a i RWE NUKEM-a u Istočnoj Europi. Partneri su sredinom 90-tih, zajednički izgradili među-skladišta za češku nuklearnu elektranu Dukovany i bugarsku nuklearnu elektranu Kozloduy, također sa spremnicima tipa CONSTOR.

VGB Power Tech 4/2005 (www.iae.it) (www.gns.de)

doc

SIEMENS: KANCELAR SCHRÖDER PUSTIO U POGON KOMBI ELEKTRANU AZ ZOUR U KUWAITU

Prilikom državnog posjeta Kuwaitu, savezni kancelar Gerhard Schröder je 28. veljače 2005. godine pustio u pogon novosagrađenu kombi elektranu Az Zour. Kombi elektranu je izgradila njemačka tvrtka Siemens po sistemu "ključ u ruke". Vrijednost ugovora je 390 milijuna eura. Ugovor je potpisan u travnju 2003. godine s rokom završetka elektrane od 25 mjeseci. Opseg isporuke je osam plinskih turbina SGT5 - 2000E (ranija oznaka V94.2) s pripadajućim generatorima, transformatorima i uređajima za vođenje procesa. Postrojenje je povezano s prijenosnom mrežom preko proširenog postojećeg plinom izoliranog sklopno postrojenja.

Elektrana Az Zour je građena u dvije faze. U ljeto prošle godine izgrađena je prva faza elektrane s četiri plinske turbine s ukupno instaliranom snagom od 500 MW. Završetkom druge faze izgradnje, instalirana snaga elektrane je povećana na 1000 MW. Za pogon elektrane se koristi prirodni plin i kao pričuvno gorivo diesel - ulje.

Elektrana Az Zour je nakon gotovo tri desetljeća, prva novoizgrađena elektrana tvrtke Siemens u Kuwaitu. Trenutno Siemens razvija na Srednjem Istoku 17 ugovora, ukupne snage 12 000 MW.

VGB Power Tech 4/2005 (www.powergeneration.siemens.com)

doc

SIEMENS GRADI ELEKTRANU U JEMENU

U okviru posjeta Saveznog kancelara Gerharda Schrödera Arapskom poluotoku, konzorcij, kojeg predvodi Siemens, dobio je ugovor za izgradnju plinske elektrane u Jemenu. Siemensov ugovorni partner je državna tvrtka za opskrbu energijom Public Electricity corporation (PEC). Ugovorna vrijednost je 120 milijuna eura, od kojih na Siemens otpada 75 milijuna.

Nova plinska elektrana, električne snage 340 MW gradi se na lokaciji Marib, koja je oko 200 km udaljena od glavnog grada Sanaa. Opseg isporuke tvrtke Siemens obuhvaća tri plinske turbine SGT5 -2000E (94.2), vođenje procesa i vođenje ukupnog projekta. Saudijski konzorcijski partner BEMCO je odgovoran za ostalu električku i mehaničku opremu, građevinske radove i montažu. Financiranje elektrane je osigurao Arab Fund for Economic, Social Development i Saudi Fund for Development i država Jemen. Kombi elektrana Marib I treba nakon probnog pogona, u ljeti 2007., isporučivati električnu energiju u jemensku prijenosnu mrežu.

Jemen je suočen sa značajnim manjkovima električne energije. Ukupno instalirana snaga u sustavu je 900 MW. Samo polovini stanovništva je dostupna električna energija. Marib je prva elektrana tvrtke Siemens u Jemenu. Ona će doprinijeti razvoju zemlje i poboljšanju opskrbe električnom energijom.

Marib I je prvi korak u poboljšanju opskrbe zemlje. U tri faze će se prema planovima Vlade, na lokaciji izgraditi 1 000 MW.

VGB Power Tech 4/2005 (www.powergeneration.siemens.com)

doc

SIEMENS DOBIO NOVI UGOVOR U ŠPANJOLSKOJ

Siemens Power Generation je zaključio ugovor za isporuku kombi elektrane Sagunto u Španjolskoj. Ovim ugovorom je ostvarena treća etapa suradnje s tvrtkom UNION FENOSA. Skoro istodobno s potpisivanjem ovog ugovora, predan je investitoru prvi blok kombi elektrane Palos de la Frontera. Nakon elektrane Campo de Gibraltar, Palos je drugi projekt tvrtke Siemens za UNION FENOSA. Za prethodne dvije elektrane sklopljen je dugoročni ugovor s tvrtkom Siemens o održavanju postrojenja. I za novu elektranu Sagunto potpisan je 12- godišnji ugovor o održavanju. Ukupni ugovoreni iznos za kombi elektranu Sagunto iznosi 460 milijuna eura.

Elektrana Sagunto, s instaliranom snagom od 1200 MW je identična prethodnim elektranama. Elektrana, u kojoj će biti postavljena tri bloka, je locirana u blizini Valencije. Opseg isporuke tvrtke Siemens obuhvaća tri plinske turbine SGT5-4000F (ranije V94.3A), tri parne turbine i tri generatora. Nakon probnog pogona, koji se očekuje 2007. godine, elektrana na prirodni plin će se koristiti u temeljnom i srednjem dijagramu opterećenja.

Kombi elektrana Palos de la Frontera, snage 1 200 MW nalazi se u Andalusie, 100 km jugo-zapadno od Seville. Za pogon elektrane, planirane za temeljni i srednji dio dijagrama opterećenja, koristi se prirodni plin i ekstra lako loživu ulje. Preuzimanje drugog i trećeg bloka bilo je predviđeno za ožujak i svibanj 2005.

Koncept sve tri elektrane se temelji na tzv. referentnoj kombi elektrani tvrtke Siemens, čiji su sustavi i komponente optimalno standardizirani, prema zahtjevima operatora elektrana. Posebne želje kupaca moguće je uzeti u obzir primjenom prethodno razvijenog modularnog sustava elektrane. Na taj način je moguće sniziti troškove i istodobno prilagoditi postrojenje željama kupaca. Naročito je značajna jednoosovinska izvedba sve tri kombi elektrane. Dovoljan je jedan generator za svaki blok, smješten na zajedničkoj osovinu, između plinske i parne turbine. Ta izvedba pojeftinjuje investiciju, skraćuje vrijeme montaže i povećava učinkovitost i fleksibilnost elektrane.

VGB Power Tech 4/2005 (www.powergeneration.siemens.com)

doc

SIEMENS ZAKLJUČIO UGOVORE U VRIJEDNOSTI OD 580 MILIJUNA EURA U AFRICI, INDIJI I SREDNJEM ISTOKU

Tvrtka Siemens Generation (PG) je zaključila ugovore o isporuci energetske opreme u Africi, Indiji i Srednjem Istoku, u ukupnoj vrijednosti od 580 milijuna eura. U Alžiru Siemens gradi za tvrtku Sonelgaz plinsku elektranu s francuskim partnerom Saipem, po sistemu "ključ u ruke". U Nigeriji Siemens gradi plinsku elektranu za National Electric Power Authority. Osim toga Siemens isporučuje ključne komponente za elektrane u Indiji, Egiptu i Omanu.

Siemens Power Generation napreduje u Africi. Na lokaciji Berrouaghia, oko 130 km južno od glavnog grada, Siemens kao predvodnik konzorcija, gradi plinsku elektranu snage 500 MW. Osim projektnih radova Siemens je odgovoran za isporuku dvije plinske turbine SGT5- 4000F (ranije V94.3.A), dva generatora, te električnu opremu i opremu za vođenje procesa. Probni pogon je predviđen za kraj 2006. Tvrtka Siemens je ugovorila pogon i održavanje elektrane u trajanju od 7 godina.

U Nigeriji Siemens PG gradi plinsku elektranu Geregou na lokaciji Ajaokuta, oko 200 km južno od glavnog grada Abuja, po sistemu "ključ u ruke". Elektrana se gradi za nigerijsko opskrbno poduzeće NEPA (National Electric Power Authority). Postrojenje snage 414 MW bit će opremljeno s tri turbine tipa SGT5-2000E (ranije V94.2). Probni pogon je planiran za kraj 2006. Nigerijsko tržište ima dobre perspektive. Proizvodnja električne energije će odigrati ključnu ulogu paralelno s razvojem tržišta prirodnog plina.

Za elektranu New Talkha, oko 150 km sjeverno od Kaira, Siemens PG isporučuje dvije plinske turbine tipa SGT5-4000F, za tvrtku Egyptian Electricity Holding Company (EEHC) i East Delta Electricity Production Company (EDEPC). S ukupno isporučenih šest turbina tipa SGT5-4000F, Siemens je u toj klasi plinskih turbina vodeći isporučitelj u Egiptu.

U indijskoj saveznoj državi Andra Pradesh, na lokaciji Konaseema, Siemens isporučuje zajedno s ruskom tvrtkom Power Machines (LMZ), dvije plinske turbine SGT5-2000 E. To je prvi zajednički projekt tvrtke Siemens s ruskom tvrtkom PM/LMZ, na području proizvodnje električne energije na bazi fosilnih goriva. PM/LMZ isporučuje parne turbine i generatore. Kupac opreme je tvrtka Konaseema EPS OakwellPower Ltd. Elektrana snage 460 MW će isporučivati električnu energiju u regionalnu mrežu početkom 2006.

Tvrtka Siemens PG je veoma zainteresirana za osvajanje tržišnog udjela na najvažnijem tržištu Srednjeg istoka. Odlučujući korak je učinjen u Omanu. Siemens isporučuje za elektranu Sohar, oko 250 km sjeverno od Muskata, tri plinske turbine SGT5-2000E, generatore s pripadajućom električnom opremom i opremom za vođenje procesa. Kupac je korejska tvrtka Doosan, koja gradi elektranu po sistemu "ključ u ruke" za tvrtku Suez -Tractebel.

VGB Power Tech 4/2005 (www.powergeneration.siemens.com)

doc

PAKS: PRODUŽENJE ŽIVOTNOG VIJEKA NUKLEARNE ELEKTRANE JE RAZBORITO RJEŠENJE

"Naš cilj je, da nuklearna elektrana Paks, na najsigurniji i najekonomičniji način ostane u pogonu do 2027. godine", izjavio je Dr. Istvan Kocsis novi CEO Paks Nuclear Power Plant Ltd, na konferenciji za tisak.

Tom prilikom je istaknut siguran pogon WWER - 440/213 blokova 1, 2 i 3, prošle godine, kao i uspješan ponovni ulazak u pogon bloka 2 u kolovozu 2004. Najvažniji zadaci u ovoj godini su siguran pogon blokova, obnova skladišnog bazena bloka 2 i priprema za produženje životnog vijeka blokova, koji su ušli u pogon u razdoblju od 1982. do 1987. Produženje životnog vijeka elektrane za daljnjih 20 godina je ekonomski razborito, tehnički izvodivo i sigurnosno zajamčeno. Ono će se ostvariti u potpunom suglasju s međunarodnim standardima. Sredstva za produženje životnog vijeka mogu se privrijediti pogonom nuklearne elektrane. Ostvarenje Programa produženja životnog vijeka i modernizacije NE Pakš odobrio je i podržao mađarski parlament u studenom 2004. godine.

U tijeku 2005. NE Pakš treba proizvesti preko 13 TWh električne energije, što je oko 38 posto proizvodnje električne energije u Mađarskoj. Isporučka električne energije iz NE Pakš ostvaruje se po cijeni od 8,62 Ft/kWh (3,65 c€/kWh). Poduzeće očekuje pogonski rezultat prije oporezivanja u vrijednosti od 6,3 milijuna eura.

VGB Power Tech 4/2005 (www.npp.hu)

doc

**DOBIVENA DOZVOLA ZA DOGRADNJU
POSTROJENJA ZA OBOGAĆIVANJE URANA GRONAU**

Postrojenje za obogaćivanje urana Gronau će u idućim godinama postupno povećavati proizvodni kapacitet od 1 800 t na 4 500 t UTA/godišnje. Prijedlog nadležnom ministarstvu o proširenju kapaciteta obogaćivanja urana podnijela je njemačka tvrtka Urenco Deutschland GmbH u rujnu 1998. godine. Dozvolu za proširenje postrojenja izdalo je nadležno Ministarstvo u Düsseldorfu 14. veljače 2005. godine.

Preko šest godina trajao je postupak odobravanja proširenja proizvodnih kapaciteta. Dozvoli je prethodila izrada i preispitivanje više stotina stranica izvješća s preko tisuću detaljnih podloga o

postrojenju za obogaćivanje urana. Opsežno preispitivanje prijedloga je bilo usmjereno na sigurnosno tehničke i ekološke aspekte projekta. Sigurnosna izvješća su početkom 2003. godine podastrijeta na dvomjesečni uvid javnosti u Njemačkoj (Gronau, Düsseldorf) i u Nizozemskoj (Enschede, Zwolle). Rasprava je održana u srpnju 2003. godine.

Za dogradnju postrojenja će se utrošiti između 700 i 800 milijuna eura. Građevinski radovi za prvu pogonsku jedinicu novog postrojenja za obogaćivanje i pripadajuće infrastrukture započet će za kratko vrijeme.

VGB Power Tech 4/2005 (www.urengo.de)

doc



Ulica grada Vukovara 78, Zagreb
Tel. ++385 1 610 60 95
Fax. ++385 1 610 93 21
www.dznm.hr

POČETAK RADA HRVATSKOG ZAVODA ZA NORME (HZN) NOVE SAMOSTALNE JAVNE USTANOVE

Nakon dugotrajnih priprema, od 1. srpnja 2005. godine započeo je s radom Hrvatski zavod za norme kao nacionalno normirno tijelo Republike Hrvatske. Hrvatski zavod za norme osnovala je Vlada Republike Hrvatske Uredbom o osnivanju Hrvatskog zavoda za norme (Narodne novine 154/2004, 44/2005) donesenom temeljem Zakona o normizaciji (Narodne novine 163/2003).

Potpisivanjem Sporazuma o stabilizaciji i pridruživanju Republika Hrvatska je preuzela obvezu postupnog usklađivanja s tehničkim propisima Europske unije, ali i s europskom normizacijom, mjeriteljstvom i akreditacijom te postupcima ocjene sukladnosti¹. Ispunjavanje te obveze uvjet je za priključivanje Republike Hrvatske Europskoj uniji.

Osnivanjem Hrvatskog zavoda za norme ispunjava se jedan dio zahtjeva Sporazuma, odvajaju se poslovi propisivanja (odgovornost državne uprave) od poslova normizacije (odgovornost svih zainteresiranih strana), a hrvatska se normizacija ustrojava na europski način izdvajanjem poslova normizacije izvan državne uprave u novu neovisnu javnu ustanovu. Uvođenjem članstva i članarine u Hrvatskom zavodu za norme postupno se uvodi i odgovornost zainteresiranih strana za djelomično financiranje nacionalne normizacije.

HZN je osnovan radi ostvarivanja ciljeva normizacije: povećanja razine sigurnosti proizvoda i procesa, čuvanja zdravlja i života ljudi te zaštite okoliša, promicanja kakvoće proizvoda, procesa i usluga, osiguravanja svrsishodne uporabe rada, materijala i energije, poboljšanja proizvodne učinkovitosti, ograničenja raznolikosti, osiguranja spojivosti i zamjenjivosti te otklanjanja tehničkih zapreka u međunarodnoj trgovini.

Djelatnost Hrvatskog zavoda za norme utvrđena je Zakonom o normizaciji i Uredbom o osnivanju Hrvatskog zavoda za norme kao djelatnost od interesa za Republiku Hrvatsku koju obavlja isključivo Hrvatski zavod za norme.

Osnovna djelatnost HZN-a je priprema, prihvaćanje i izdavanje hrvatskih norma i drugih dokumenata iz područja normizacije. HZN će održavati zbirku hrvatskih norma i voditi registar hrvatskih norma.

Također, ova će ustanova pružati informacije o nacionalnim, europskim i međunarodnim normama cjelokupnoj javnosti, a posebno hrvatskom gospodarstvu.

Hrvatski zavod za norme preuzeo je obveze koje je Državni zavod za normizaciju i mjeriteljstvo dosad imao kao član međunarodnih i europskih organizacija i postao je, kao hrvatsko nacionalno normirno tijelo, njihov novi član. To su međunarodne organizacije ISO² i IEC³ te Europski institut za telekomunikacijske norme ETSI⁴ u kojima je DZNM bio punopravni član



¹ članak 73. Sporazuma o stabilizaciji i pridruživanju između Republike Hrvatske i Europskih zajednica i njihovih država članica

² International Organization for Standardization

³ International Electrotechnical Commission

⁴ European Telecommunications Standards Institute

i europske organizacije CEN⁵ i CENELEC⁶ u kojima je DZNM bio pridruženi član.



Hrvatski zavod za norme svojim članstvom u međunarodnim i europskim organizacijama osigurava neprekinutu dostupnost međunarodnih i europskih norma i pravo na njihovo prihvaćanje na nacionalnoj razini, ali i pravo na sudjelovanje hrvatskih predstavnika u izradi norma na međunarodnoj odnosno europskoj razini.

Također, Hrvatski zavod za norme od Državnog zavoda za normizaciju i mjeriteljstvo preuzeo je dosad ustrojene tehničke odbore (DZNM/TO) u svim područjima normizacije, kao i njihove pododbore i radne skupine. Ta su tijela preimenovana u HZN/TO, odnosno HZN/TO/PO/RS. Radi se o 172 tehnička odbora, 194 pododбора i 36 radnih skupina s oko 3500 članova.

Hrvatski zavod za norme nastavlja dalje graditi nacionalnu zbirku norma koja u trenutku početka rada HZN-a sadrži oko 10000 hrvatskih norma, nastalih uglavnom prihvaćanjem međunarodnih i europskih norma.

Proces implementacije europskog zakonodavstva u hrvatsko zakonodavstvo koji je u tijeku postupno će povećavati potrebu za novim hrvatskim normama i sigurno će povećati interes za hrvatsku normizaciju. Uključivanje većeg broja zainteresiranih u normizacijski rad može ubrzati proces upoznavanja s novim europskim i međunarodnim normama i proces njihova prihvaćanja u Hrvatskoj. Prihvaćanje novih norma omogućit će njihovu dostupnost i potaknuti primjenu tako da se u Hrvatskoj očekuje postupno stvaranje kulture dragovoljne primjene norma koja je primjerena suvremenim razvijenim državama i Europe i svijeta i koja će pridonijeti spremnosti Republike Hrvatske za članstvo u Europskoj uniji.

⁵ European Committee for Standardization

⁶ European Committee for Electrotechnical Standardization



Privremena ravnateljica Hrvatskog zavoda za norme na temelju članka 16. Zakona o normizaciji (Narodne novine broj 163/2003) objavljuje

**JAVNI POZIV
za članstvo u Hrvatskome zavodu za norme**

I.

Pozivaju se sve zainteresirane pravne i fizičke osobe da podnesu prijave za članstvo u Hrvatskome zavodu za norme (u daljnjemu tekstu: HZN).

II.

Pisanu prijavu radi ostvarivanja svojih interesa u vezi s hrvatskom normizacijom može podnijeti pravna ili fizička osoba sa sjedištem, odnosno prebivalištem u Republici Hrvatskoj.

III.

Član HZN-a član je Stručnog vijeća i ima pravo sudjelovati u radu HZN-a u skladu s Uredbom o osnivanju (Narodne novine broj 154/2004, 44/2005), Statutom i drugim općim aktima HZN-a.

IV.

Članstvo se u HZN-u ostvaruje nakon pisane prijave za članstvo i potpisane izjave o prihvaćanju načela i pravila HZN-a. Ako prijavi za članstvo nije priložena izjava o prihvaćanju načela i pravila HZN-a, prijava se neće razmatrati.

V.

Član je dužan plaćati članarinu koja je određena Odlukom o iznosu članarine u HZN-u.

VI.

Pozivaju se zainteresirani da u roku od tri mjeseca od objave ovoga poziva podnesu pisanu prijavu za članstvo Hrvatskomu zavodu za norme, p.p. 167, HR-10002 Zagreb, s naznakom «ČLANSTVO U HRVATSKOME ZAVODU ZA NORME».

Obrazac za prijavu za članstvo, izjava o prihvaćanju načela i pravila HZN-a, Pravilnik o članstvu, Odluka o iznosu članarine i Statut dostupni su u HZN-u (Ulica grada Vukovara 78, Zagreb) i na internetskoj stranici: www.dznm.hr.

Privremena ravnateljica
Hrvatskog zavoda za norme

mr.sc. Snježana Zima, dipl.ing.

Dokumentacija - Obrojčivanje razdjela i podrazdjela u pisanim dokumentima

1 Svrha i područje primjene

Ova međunarodna norma uspostavlja sustav za obrojčivanje razdjela i podrazdjela u pisanim dokumentima. Odnosi se na sve vrste pisanih dokumenata, na primjer na rukopise, tiskana djela, knjige, članke u časopisima, upute za uporabu i norme.

Obrojčivanje razdjela i podrazdjela u pisanom dokumentu preporučuje se ako:

- pojašnjava redoslijed, važnost i međusobne veze pojedinih razdjela i podrazdjela
- pojednostavnjuje pretraživanje i pronalaženje pojedinih odlomaka u tekstu i omogućuje navođenje pojedinih dijelova teksta
- olakšava upućivanje unutar pisanog djela.

2 Obrojčivanje razdjela i podrazdjela

2.1 Za obrojčivanje treba upotrebljavati arapske brojeve.

2.2 Glavne razdjelje (prva razina) u pisanom dokumentu treba obrojčiti slijedom počevši brojem 1.

2.3 Svaki glavni razdio može se podijeliti na bilo koji broj podrazdjela (druga razina), koje isto tako treba obrojčiti slijedom. Ta metoda raspodjele i obrojčivanja može se nastaviti na neograničenom broju daljnjih podrazdjela (treća i četvrta razina).

Preporučuje se, ipak, ograničiti broj podrazdjela tako da je brojeve lako prepoznati, čitati i navoditi.

2.4 Između brojeva koji označavaju podrazdjelje na različitim razinama stavlja se točka (vidi primjer naveden niže). Iza broja koji označuje zadnju razinu ne stavlja se točka.

Primjer:

1. razina	2. razina	3. razina
1	2.1	2.11.1
2	2.2	2.11.2
3	2.3	2.11.3
.	.	.
.	.	.
9	2.9	2.11.9
10	2.10	2.11.10
11	2.11	2.11.11

2.5 Broj 0 (nula) može se dodijeliti prvom razdjelu na svakoj razini kako bi se označila uvodna riječ, predgovor, uvod ili neka druga slična podjela.

Primjer pregleda sadržaja:

0	Uvod
1	Morfologija
1.1	Ćitologija
1.1.1	Oblik i veličina stanica
1.1.2	Živi sadržaj stanica
1.1.2.1	Dijelovi stanica (sastavni dijelovi)

1.1.2.2	Fizičke osobine stanica
1.1.2.3	Nežive uklopine protoplasta
1.2	Histologija
1.2.1	Oblikovanje tkiva
1.2.2	Vrste stanica
1.2.2.1	Oblikovna tkiva
1.3	Organografija
1.3.1	Vegetativni organi
.	.
.	.
1.3.1.20	Lukovica općenito
1.3.1.21	Struktura tipične lukovice
.	.
.	.
2	Fiziologija
2.1	Metabolizam
2.1.1	Kemijski sastav biljke
2.1.2	Unos i kretanje hranjivih tvari
2.2	Razvoj
2.2.1	Uvjeti rasta
2.2.1.1	Mjerenje rasta
.	.
.	.
2.3	Kretanje
2.3.1	Lokomotivni pokreti

3 Navođenje brojeva razdjela i podrazdjela u tekstu

Razdjeli ili podrazdjeli navode se u tekstu prema ovim primjerima:

Primjeri¹⁾:

- ... u točki 4 ...
- ... vidi 9.2 ...
- ... treći odlomak u 1.1.2.2 ...

4 Govorni oblik

Kada se broj razdjela ili podrazdjela izgovara, točke se izostavljaju.

Primjeri¹⁾:

- 2 "dva"
- 2.1.1 "dva jedan jedan"
- 2.11 "dva jedanaest"
- 2.27 "dva dvadesetsedam"

¹⁾ Za izraze koji se upotrebljavaju za označavanje razdjela i podrazdjela upućujemo na točku 4 u ISO Guide 1, *Presentation of International Standards and Technical Reports*.