



Elektroprivreda

ČASOPIS ZAJEDNICE JUGOSLOVENSKE ELEKTROPRIVREDE • THE JOURNAL OF THE UNION OF YUGOSLAV
ELECTRIC POWER INDUSTRY • REVUE DE L'UNION YUGOSLAVE DE L'ELECTRICITE • ЖУРНАЛ ОБЪЕДИНЕННИЙ
ЮГОСЛАВСКОГО ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВА • ZEITSCHRIFT DES JUGOSLAVWISCHEN ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT

Godina LVI Novembar-Decembar Broj 4
Year LVI November-December No. 4

Sadržaj	Strana Page	Content
	Dragoljub Popović	
	UVODNA REČ 3	INTRODUCTORY WORD
	Snežana V. Mijailović, Dragan P. Popović i Nenad B. Stefanović	
KREIRANJE TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE U JUGOISTOČNOJ EVROPI	5	SOUTH-EASTERN EUROPE ELECTRICITY MARKET FORMATION
	Predrag Savić, Nenad Stefanović, Branislav Đukić i Vladimir Ilić	
IMPLEMENTACIJA ETSO SVT MEHANIZMA ZA OBRAČUN TRANZITA U ZEMLJAMA JUGOISTOČNE EVROPE	16	IMPLEMENTATION OF ETSO CBT MECHANISM FOR TRANSIT ACCOUNTING IN SOUTH EAST EUROPEAN COUNTRIES
	Dušan T. Vukotić	
SISTEMSKI INTERFEJSI ZA INTEGRACIJU APLIKACIJA UNUTAR ELEKTROPRIVREDNOG PREDUZEĆA	25	THE SYSTEM INTERFACES FOR INTEGRATION OF APPLICATIONS WITHIN AN ELECTRIC COMPANY
	Gojko Dotlić, Đorđe Golubović, Borislav Azlen i Dušan Maksić	
TELEZAŠTITNI SISTEMI NA INTERKONEKTIVNIM VODOVIMA 400 kV	35	TELEPROTECTION SYSTEMS ON INTERCONNECTIVE LINES 400 kV
	Tomislav Savović, Dušan Maksić, Bojan Banjac i Žarko Markov	
PROCENA KVALITETA IP TELEFONSKIH VEZA U BUDUĆOJ TELEFONSKOJ MREŽI ELEKTROPRIVREDE SRBIJE	43	THE QUALITY ESTIMATION OF FUTURE IP TELEPHONE NETWORK OF THE ELECTRIC POWER INDUSTRY OF SERBIA
	Nenad Katić	
	UVODNA REČ 50	INTRODUCTORY WORD
	Goran Živadinović i Đorđe Glišić	
PRORAČUN NAPONA NA ZATEZANJE UGAONO ZATEZNOG UPORIŠTA SA UZIMANJEM U OBZIR OTKLONA STABLA STUBA OD BETONA	52	CALCULATION OF CONDUCTOR TENSIONS OF A TENSION ANGLE SUPPORT TAKING INTO ACCOUNT SHIFTING OF THE POLE BODY
	M. Protić i J. Kosmač	
PROCENA RIZIKA KVAROVA SREDNENAPONSKIH NADZEMNIH VODOVA USLED ATMOSFERSKIH PRAŽNJENJA	58	RISK ASSESSMENT OF MIDDLE-VOLTAGE OVERHEAD TRANSMISSION LINE FAILURES RESULTING FROM LIGHTNING DISCHARGES
	Sreten Škuletić, Jadranka Radović, Vladan Radulović i Velimir Strugar	
PRORAČUNI I ANALIZE MOGUĆNOSTI POVEĆANJA POGONSKE POUZDANOSTI ELEKTRODISTRIBUTIVNIH SISTEMA	67	CALCULATIONS AND ANALYSIS OF POSSIBILITIES FOR INCREASE OF DISTRIBUTION SYSTEMS RELIABILITY
	Bratislava Radmilović	
PILOT PROJEKAT SISTEMA ZA DALJINSKI NADZOR I UPRAVLJANJE SREDNENAPONSKOM DISTRIBUTIVNOM MREŽOM	76	PILOT PROJECT FOR REMOTE MONITORING AND CONTROL SYSTEM IN MEDIUM VOLTAGE ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORK
	Miloje Kostić	
TARIFNI SISTEM ZA REAKTIVNU ENERGIJU I EKONOMSKI KRITERIJUMI ZA KOMPENZACIJU REAKTIVNIH SNAGA U DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA	85	TARIFF SYSTEM FOR REACTIVE ENERGY AND ECONOMIC CRITERIA FOR COMPENSATION REACTIVE POWER IN DISTRIBUTION NETWORK
	Slobodan Maksimović, Dobrivoje Vujić i Maja Slijepčević	
ANALIZA I PROGNOZA VRŠNE SNAGE	94	ANALYSIS AND FORECAST OF PEAK POWER
	Stojan Nikolajević	
	UVODNA REČ 100	INTRODUCTORY WORD
	Sonja Angelovska Koleva, Jovan Dimitriev, Stojan Nikolajević i Biljana Stojanović	
NEKI EFEKTI KONSTRUKCIJE KABLOVA SA IZOLACIJOM OD ČVRSTOG DIELEKTRIKA NA EKSPLOATACIONE KARAKTERISTIKE	102	MEASUREMENT AND MONITORING OF THE TEMPERATURE OF HIGH VOLTAGE CABLE SHEATH
	Aleksandra Popovac-Damljanović i Milutin Sredojević	
MERENJE I PRAĆENJE TEMPERATURE PLAŠTA VISOKONAPONSKIH KABLOVA	108	SOME EFFECTS OF SOLID DIELECTRIC CABLE CONSTRUCTION AND EXPLOITATION CHARACTERISTICS
	Detlef Wald	
PREDNOSTI KABLOVA SA XLPE IZOLACIJOM U ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA	121	THE ADVANTAGES OF XLPE INSULATED CABLES IN THE ENERGY DISTRIBUTION NETWORK

IZDAVAČ:
PUBLISHER:

ZAJEDNICA JUGOSLOVENSKE ELEKTROPRIVREDE
UNION OF YUGOSLAV ELECTRIC POWER INDUSTRY

11 000 Beograd, Balkanska 13

Telefon: 686-633, 643-823, 688-092, 2687-199 (centrala)

Telefaks: 686-398

Internet strana: www.eps.co.yu; www.epcg.cg.yu; Elektronska pošta: jugel@sezampro.yu

DIREKTOR I GLAVNI I ODGOVORNI UREDNIK
DIRECTOR AND CHIEF EDITOR

Branislav A. Bošković, dipl. ing.

IZDAVAČKI SAVET
PUBLISHING COUNCIL

Branislav A. Bošković, dipl. ing., predsednik, Zajednica jugoslovenske elektroprivrede, Beograd;

Vladimir Vujović, dipl. ing., član, „Elektroprivreda Crne Gore” AD, Nikšić;

Dr Slobodan Ružić, dipl. ing., član, Beograd;

Dr Duško Tubić, dipl. ing., član, JP „Elektroprivreda Srbije”, Beograd;

Branko Kotri, dipl. ing., član, „Elektroprivreda Crne Gore” AD, Nikšić;

Radomir Naumov, dipl. ing., član, ministar za rudarstvo i energetiku u Vladi Republike Srbije, Beograd.

REDAKCIONI ODBOR
EDITORIAL BOARD

Vladimir Vujović, dipl. ing., predsednik, „Elektroprivreda Crne Gore” AD, Nikšić;

Dr Duško Tubić, dipl. ing., zamenik predsednika, JP „Elektroprivreda Srbije”, Beograd;

Prof. dr Miroslav Benišek, dipl. ing., član, Mašinski fakultet, Beograd;

Prof. dr Branislav Đorđević, dipl. ing., član, Građevinski fakultet, Beograd;

Prof. dr Jovan Nahman, dipl. ing., član, Elektrotehnički fakultet, Beograd;

Prof. dr Dragan Popović, dipl. ing., član, Elektrotehnički institut „Nikola Tesla”, Beograd;

Prof. dr Nikola Rajaković, dipl. ing., član, Elektrotehnički fakultet, Beograd;

Prof. dr Sreten Škuletić, dipl. ing., član, Elektrotehnički fakultet, Podgorica;

Dr Petar Vukelja, dipl. ing., član, Elektrotehnički institut „Nikola Tesla”, Beograd;

Dr Branko Stojković, dipl. ing., član, „Elektroprivreda Crne Gore” AD, Nikšić;

Dr Milivoje Cvetinović, dipl. mat., član, SAP, Beograd;

Mr Dragan Vlasisavljević, dipl. ing., član, JP „Elektroprivreda Srbije”, Beograd;

Mr Milan Gavrilović, dipl. ing., član, Beograd;

Mr Gojko Dotlić, dipl. ing., član, „Elektroprivreda Srbije”, Beograd;

Mr Radmilo Ivanković, dipl. ing., član, Beograd;

Mr Miroslav Marković, dipl. ing., član, „Elektroprivreda Crne Gore” AD, Nikšić;

Gojko Vlasisavljević, dipl. ing., član, „Elektroprivreda Srbije”, Beograd;

Aleksandar Vlajčić, dipl. ing., član, pomoćnik ministra za rudarstvo i energetiku u Vladi Republike Srbije, Beograd;

Milan Jakovljević, dipl. ing., član, „Elektroprivreda Srbije”, Beograd;

Mladen Serventi, dipl. ek., član, „Elektroprivreda Srbije”, Beograd;

Vojislav Škundrić, dipl. ing., član, „Elektroprivreda Srbije”, Beograd;

Momčilo Gojgić, dipl. prav., član, Zajednica jugoslovenske elektroprivrede, Beograd;

Lela Lončar, dipl. filolog, član, Zajednica jugoslovenske elektroprivrede, Beograd.

TEHNIČKI UREDNIK
TECHNICAL EDITOR

Jovo Todorović dipl. teh.

LEKTOR I PREVODILAC
LINGUISTIC REVIEW
& TRANSLATION

Lela Lončar, dipl. filolog

TEHNIČKI CRTAČ
MAPS AND GRAPHICS

Milanka Pejović,
teh. crtač

Časopis „Elektroprivreda” izlazi kvartalno.

The „Elektroprivreda” journal is issued quarterly.

Časopis „Elektroprivreda” se izdaje u 2004. godini uz finansijsku pomoć
Ministarstva za nauku, tehnologiju i razvoj Republike Srbije

The „Elektroprivreda” journal is published in 2004 with financial support of
Ministry for Science, Technology and Development of the Republic of Serbia

Štampa: „Kultura”, Beograd, Maršala Birjuzova 28

Printed by: „Kultura”, Beograd, Maršala Birjuzova 28

Tiraž: 1 000 primeraka

Circulation: 1,000 copies



Uvodna reč

Krajem maja 2004. godine, u Bečićima, Crna Gora, održan je 12. po redu tradicionalni simpozijum JUKO CIGRE **Upravljanje i telekomunikacije u elektroenergetskom sistemu**. Promene u organizaciji međunarodne i JUKO CIGRE i, što je još značajnije, tehnološki razvoj, integracioni pristupi i njihova standardizacija u domenu upravljanja EES, usloveli su promene u organizaciji i tematici simpozijuma pa se, pored studijskih komiteta D2 - Upravljanje i telekomunikacije i C2 - Upravljanje i eksploatacija EES, ovog puta kao organizator i učesnik pridružio i studijski komitet B5 - Zaštita i automatizacija.

Aktuelni trenutak našeg elektroenergetskog sektora, dominantno obeležen procesom restrukturiranja, uvođenjem tržišnog okruženja u poslovanju i upravljanju elektroenergetskim sistemom, neophodnošću korišćenja postojećih i novoizgrađenih postrojenja na granici tehničkih ograničenja uz obezbeđenje adekvatne sigurnosti i kvaliteta isporučene električne energije i ponovnim povezivanjem u UCTE interkonekciju, uslovio je i izbor ključnih tema simpozijuma. Razmatrane teme svrstane su u sledećih pet grupa:

Grupa I: Formiranje Regionalnog tržišta električne energije (REM) u Jugoistočnoj Evropi

Grupa II: Upravljanje i eksploatacija EES SCG u okviru Druge UCTE sinhronne zone i aktivnosti za njeno povezivanje sa UCTE interkonekcijom

Introductory word

At the end of May 2004, the 12th traditional JUKO CIGRE symposium under the title **Energy management and telecommunication**. Changes in the organization of the International CIGRE and JUKO CIGRE and, which is even more important, technological development, integration approaches and their standardization in the field of Electric Power System Management have brought about changes in the organization and topics of the symposium, so that in addition to Study Committee D2 - Energy Management and Telecommunications and Study Committee C2 - Control and Operation of the Electric Power System, the Study Committee B5 - Protection and Automation also joined them as organizer and participant.

The current situation in our power sector which is dominantly marked by the restructuring process, introduction of market environment in electric power system operations and management, the need for using the existing and newly constructed facilities on the margin of technical constraints, providing adequate security and quality of supplied electric power and reconnection to the UCTE interconnection, had a crucial impact on the selection of key topics of the symposium. The discussed topics were classified into five groups:

Group I: Formation of the Regional Electricity Market (REM) in Southeast Europe

Group II: Management and Operation of the Electric Power System of Serbia & Montenegro within the Second UCTE

Grupa III: Centri upravljanja i informacione tehnologije

Grupa IV: Automatizacija lokalnog upravljanja EE objektima (TS, HE, TE)

Grupa V: Telekomunikacije

U okviru ovih tematskih grupa prezentirano je 5 pozvanih i 46 prihvaćenih radova pripremljenih od strane preko 100 autora i koautora. Izlaganja autora i stručne diskusije organizovane u pet sesija izazvale su veliku pažnju stručnog auditorijuma od preko 260 domaćih i stranih učesnika. Veliku pažnju i interesovanje stručnjaka pobudili su radovi koji su obrađivali kreiranje tržišta električne energije u Jugoistočnoj Evropi, modele organizovanja elektroprivrednih preduzeća saglasno direktivama EU, obračune tranzita i troškova razmene električne energije u zemljama Jugoistočne Evrope, strukture i tehnička rešenja savremenih i projektovanih EMS i SCADA sistema i uređaja, testiranja aplikacionih programskih paketa i baza podataka za analize mreže u realnom vremenu (NT/SE) i skladišta podataka, modernizaciju upravljanja hidroelektrana, telezaštitne sisteme, sinhronizaciju vremena u objektima EES, IP bazirane telekomunikacione mreže i servise, OPGV telekomunikacione linkove i opremu i kvalitet IP telefonije.

Pored pet održanih sesija, pozvani strani eksperti održali su dva stručna predavanja sa temama iz domena primene novih IEC standarda za automatizaciju upravljanja transformatorskih stanica i izgradnje savremenih telekomunikacionih mreža a kao prateći program simpozijuma održano je i 15 poslovnih prezentacija od strane vodećih svetskih i domaćih firmi i organizovana izložba opreme i tehničkih rešenja ovih firmi.

U ovom broju Elektroprivrede pružamo čitaocima na uvid izbor od pet radova prezentiranih na 12. simpozijumu, za koje smatramo da su od interesa za širi krug stručnjaka. Ovi radovi ujedno reprezentuju i aktuelnu osposobljenost domaćih stručnjaka za ekspertize neophodne za izbor i primenu novih organizacionih i tehnoloških pristupa i rešenja u našim elektroprivrednim preduzećima.

Stručni izvestilac STK D2
Dragoljub Popović, dipl. ing.

synchronous zone and activities concerning its connection to the UCTE interconnection

Group III: Control Centres and Information Technologies

Group IV: Power Plants and Substations Automation (SS, HPP, TPP)

Group V: Telecommunications

In the scope of these thematic groups have been presented 5 invited and 46 accepted papers prepared by over 100 authors and co-authors. Presentations of authors and expert discussions organized in five sessions have drawn much attention among the professional audience of over 260 local and foreign participants. Great attention and interest among experts was also drawn by Papers dealing with creation of electricity markets in countries of Southeastern Europe, structure and technical solutions of current and designed EMS and SCADA systems and equipment, testing of application programme packages and data bases for real time network analyses (NT/SE) and data storages, up-dating of hydro plant management, teleprotection systems, time synchronization in facilities within the Electric Power Systems, IP based telecommunication networks and services, OPGV telecommunication links and equipment and quality of IP Telephony.

In addition to five held sessions, the invited foreign experts held two specialized lectures with topics from the field of application of new IEC standards for automation of substations and construction of advanced telecommunication networks, and the supporting programme of the symposium included 15 business presentations by leading international and local firms along with an exhibition of their equipment and technical solutions.

This issue of the **Elektroprivreda journal** gives the readers an insight into five selected papers presented at the 12th Symposium, which we consider to be of interest for a larger number of experts. These papers also simultaneously represent the current ability and skills of local experts on expertise required for selection and application of new organizational and technological approaches and solutions in our electric power utilities.

Reporter STC D2
Dragoljub Popović, B. Sc. E. Eng.

Snežana V. Mijailović,
Dragan P. Popović i Nenad B. Stefanović

Kreiranje tržišta električne energije u jugoistočnoj Evropi

Pregledni rad
UDK: 621.31

Rezime:

Potpisivanjem Memoranduma o kreiranju regionalnog tržišta električne energije u jugoistočnoj Evropi, otvoren je proces restrukturiranja i reorganizacije elektroenergetskog sektora u zemljama Balkana, kao i njihova međusobna harmonizacija, a u skladu sa Direktivom Evropske unije. Krajnji cilj ovog procesa je uključivanje u interno tržište električne energije Evropske unije. U radu su prikazane aktivnosti koje se sprovode u regionu vezano za rešavanje pravnih, organizacionih i tehničkih pitanja, kako na nacionalnom, tako i na regionalnom planu, a u cilju kreiranja zajedničkog tržišta električne energije jugoistočne Evrope.

Ključne reči: restrukturiranje, tržište električne energije, operator prenosnog sistema, regulator

Abstract:

SOUTH-EASTERN EUROPE ELECTRICITY MARKET FORMATION

Ratification of Memorandum relating to the formation of electricity market in South-Eastern Europe started restructuring and reorganizing processes in the electricity sector in the Balkans, as well as their mutual harmonization, in compliance with the European Union Directive. The final goal of the above processes is to enter the internal electricity market of the European Union. The work depicts current activities in the region related to solving the legal, organizational and technical issues, both on national and regional levels, and aiming to create a joint electricity market in South Eastern Europe.

Key words: restructuring, electricity market, transmission system operator, regulator

1. UVOD

Proces reorganizacije i restrukturiranja tržišta električne energije u zemljama Evropske unije organizovano je započeo objavljivanjem „Direktive 96/92/EC o unutrašnjem tržištu električne energije u Evropskoj uniji” [1], popularno nazvanom Direktiva o električnoj energiji, krajem 1996. godine. Njena primena, posle procesa pripreme i harmonizacije iz-

među članica, je započela od 19. februara 1999. godine. Dalji period je okarakterisan poboljšanjima u organizaciji elektroenergetskog sektora Evropske unije i sticanju novih iskustava, što je za posledicu imalo objavljivanje nove Direktive o električnoj energiji [2], kao i pripremnim aktivnostima u zemljama kandidatima za ulazak u Evropsku uniju.

Potpisivanjem zajedničkih deklaracija i memorandumu o kreiranju regionalnog tržišta električne

Snežana Mijailović, dipl. el. ing. – Elektroenergetski koordinacioni centar, Beograd, 11 040 Beograd, Vojvode Stepe 412
Prof. dr Dragan P. Popović, naučni savetnik Instituta „Nikola Tesla, 11 000 Beograd, Koste Glavinića 8a, e-mail: dpopovic@jeent.org
Nenad B. Stefanović, dipl. el. ing. – Elektroprivreda Srbije, 11 040 Beograd, Vojvode Stepe 412, stdpt@ekc-ltd.com

energije u jugoistočnoj Evropi [3–6], zemlje Balkana su se obavezale da će pored organizovanja svih neophodnih institucija u cilju funkcionisanja tržišta u skladu sa Direktivom o električnoj energiji, implementirati i sva pravna, organizaciona i tehnička pravila i procedure razvijene u poslednjih nekoliko godina u okviru organizacija Evropske unije. Iz tog razloga, resorni ministri zemalja jugoistočne Evrope (JI Evrope) su potpisali „Memorandum o kreiranju regionalnog tržišta električne energije u jugoistočnoj Evropi i njegovog integrisanja u interno tržište električne energije Evropske unije” [5, 6], formiran je Atinski forum na kome se analizira dosadašnji proces i daju smernice daljem radu, kao i odgovarajuće radne grupe čiji je zadatak da na regionalnom i nacionalnom nivou realizuju dogovorene zadatke.

U radu su ukratko istaknuti svi najvažniji elementi i zadaci koji proističu iz Memoranduma o kreiranju regionalnog tržišta električne energije u JI Evropi, aktivnosti u okviru Atinskog foruma, kao i rad odgovarajućih radnih tela na implementaciji pravila i propisa, a u skladu sa Direktivom o električnoj energiji. Imajući u vidu značaj evropskih organizacija UCTE i ETSO, opisane su aktivnosti u okviru ovih organizacija, a koje se odnose na elektroenergetske sisteme u JI Evropi. Takođe, prikazani su najvažniji projekti koji su urađeni ili se rade od strane donatora, a imaju za cilj unapređenje elektroenergetskog sektora celog regiona.

2. MEMORANDUM O KREIRANJU REGIONALNOG TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Pod pokroviteljstvom i uvažavanjem principa Pakta za Stabilnost jugoistočne Evrope, koji kao osnovu ima potrebu za jačanjem regionalne saradnje između država JI Evrope i da podstiče mir, stabilnost i ekonomski razvoj, resorni ministri Albanije, Bosne i Hercegovine, Bugarske, Hrvatske, SCG, Makedonije, Grčke, Rumunije i predstavnici UNMIK-a su potpisali „Memorandum o kreiranju regionalnog tržišta električne energije u jugoistočnoj Evropi i njegovog integrisanja u interno tržište električne energije Evropske unije” (MoU) [5] u Atini, 15. novembra 2002. godine. Potpisnici MoU ispred pokrovitelja su bili predstavnici Evropske Komisije i Pakta za stabilnost, dok su posmatrači predstavnici Austrije, Mađarske, Italije, Slovenije i Turske.

Cilj potpisivanja MoU je stvaranje okruženja i preduslova za regionalnu trgovinu energetske proizvodima i uslugama, koji treba da obezbede sigurno snabdevanje električnom energijom u regionu, sigurnost ulaganja u nove prenosne i proizvodne ka-

pacitete, kao i da spreče stvaranje nacionalnih, regionalnih i podregionalnih monopola.

MoU definiše neophodne korake za uspostavljanje integralnog regionalnog tržišta električne energije u JI Evropi i planira njegovu integraciju u interno tržište električne energije Evropske unije. Ovo tržište će biti bazirano na principima postavljenim u Direktivi o električnoj energiji i drugim zakonima vezanim za rad internog tržišta električne energije Evropske unije.

Prepoznavajući da je u cilju postizanja regionalnog pristupa, neophodno da se uspostave kompatibilni modeli nacionalnih tržišta električne energije, u saglasnosti sa Direktivom o električnoj energiji Evropske unije, zemlje će nastojati da stvore institucije neophodne za rad integralnog tržišta električne energije u JI Evropi, to jest da formiraju:

Državnu energetske agenciju

Vladino telo unutar Ministarstva, kome je poveren razvoj energetske politike i koje ima osnovnu svrhu da osigura sigurno snabdevanje električnom energijom po konkurentnim cenama.

Nadzornu agenciju električne energije

Nadzorne agencije električne energije, potpuno nezavisno od interesa električne industrije, treba da budu odgovorne bar za konstantno nadgledanje tržišta, u cilju osiguranja nediskriminativnih odnosa, stvarne konkurencije i efikasnog funkcionisanja tržišta, posebno uvažavajući:

1. pravila upravljanja i dodelu kapaciteta interkonektivnih vodova, u saradnji sa agencijama onih zemalja sa kojima postoje međusobne električne veze;
2. svaki mehanizam koji razmatra rešavanje problema zagušenja prenosnih kapaciteta unutar nacionalnih elektroenergetskih sistema, uključujući i mehanizam za investiranje u cilju povećanja kapaciteta;
3. vreme koje je potrebno prenosnim i distributivnim preduzećima da izvrše održavanje i popravke;
4. objavljivanje odgovarajućih informacija od strane operatora prenosnog sistema vezanih za dalekovode, korišćenje mreže i dodelu kapaciteta zainteresovanim učesnicima, respektujući pravila o poverljivosti informacija;
5. efikasno razdvajanje računa, da bi se osiguralo da nema ukrštanja između aktivnosti proizvodnje, prenosa, distribucije i snabdevanja;
6. termine, uslove i tarife za pristup novih proizvođača električne energije, respektujući objektivnost, transparentnost i nediskriminatornost, posebno naznačavajući prednosti novih tehnologija obnovljivih izvora energije, distribuiranu proiz-

vodnju i kombinovanu proizvodnju toplotne i električne energije.

Nadzorna agencija električne energije treba da bude odgovorna za kreiranje metodologija, kao i za definisanje termina i uslova za:

- (a) povezivanje i pristup mrežama, uključujući prenosne i distributivne tarife i
- (b) obezbeđivanje usluga regulacije.

Svaki učesnik na tržištu koji ima primedbu na rad operatora prenosnog ili distributivnog sistema, može predati žalbu nadzornoj agenciji električne energije, i ona će, ponašajući se kao agencija za rešavanje sporova, objaviti odluku u doglednom vremenu.

Operator prenosnog sistema

Operator prenosnog sistema ima sledeće zadatke:

- a) osiguravanje dugoročne sposobnosti elektroenergetske mreže u cilju obezbeđivanja mogućnosti za prenosom električne energije;
- b) obezbeđenje sigurnosti snabdevanja kroz odgovarajuće prenosne kapacitete, kao i zahtevani nivo pouzdanosti rada sistema;
- c) upravljanje tokovima snaga i energije u sistemu, uzimajući u obzir razmene sa drugim povezanim sistemima. Operator prenosnog sistema treba da bude odgovoran za obezbeđenje sigurnog, pouzdanog i efikasnog rada elektroenergetskog sistema, kao i za obezbeđivanje funkcionisanja svih neophodnih pomoćnih usluga;
- d) obezbeđivanje dovoljno informacija operatoru bilo kog drugog sistema sa kojim je sistem povezan u cilju osiguranja sigurnog i efikasnog rada i koordinisanog razvoja interkonektivnog sistema;
- e) obezbeđenje nediskriminacije između korisnika prenosnog sistema.

Da bi se osigurala nezavisnost operatora prenosnog sistema, neophodno je primeniti sledeće minimalne kriterijume:

- a) predstavnici operatora prenosnog sistema ne mogu učestvovati u kompanijskim strukturama integrisanog elektroprivrednog preduzeća odgovornog, direktno ili indirektno, za proizvodnju, distribuciju i snabdevanje električnom energijom;
- b) moraju se preduzeti odgovarajuće mere u cilju osiguranja nezavisnog rada operatora prenosnog sistema;
- c) operator prenosnog sistema mora imati efikasna prava, u cilju donošenja odluka, nezavisno od integrisanog elektroprivrednog preduzeća, uvažavajući i one odluke vezano za održavanje i razvoj mreže;
- d) operator prenosnog sistema mora uspostaviti takav rad, koji obezbeđuje eliminisanje diskriminatorskog ponašanja.

Operator distributivnog sistema

Operator distributivnog sistema treba da ima sledeće zadatke:

- a) osiguranje održavanja i, ako je neophodno, razvoj distributivnog sistema u datoj oblasti;
- b) mogućnost povezivanja sa drugim distributivnim sistemima tamo gde se za to ukaže potreba;
- c) obezbeđenje dugoročne sposobnosti sistema da zadovolji potrebu za distribucijom električne energije.

Da bi se osigurala nezavisnost operatora distributivnog sistema, neophodno je primeniti slične kriterijume koji važe i za rad operatora prenosnog sistema

2.1. Stanovišta regionalnog tržišta

U MoU je naglašeno da je neophodno preduzeti korake u uspostavljanju harmonizovanih planova na nacionalnom i regionalnom nivou za:

- tarifne reforme
- redukciju ne-tehničkih gubitaka
- povećanje energetske efikasnosti neophodne za smanjenje potrošnje i
- obezbeđenje odgovarajuće supstitucije električne energije.

Sve zemlje regiona treba da teže regionalnoj optimizaciji investicija i potrebi da se privuče privatni kapital, tako da će u saradnji sa donatorima:

- identifikovati potrebe infrastrukture i pripremiti prioritetne infrastrukturne planove koji će osigurati harmonizaciju nacionalnih i regionalnih projekata sa naglaskom na regionalni interes;
- pripremiti i realizovati plan rehabilitacije termo i hidroelektrana, koji se bazira na regionalnoj perspektivi, ali uzimajući u obzir i nacionalne potrebe.

Da bi se olakšala regionalna trgovina električne energije, sa ciljem optimalnog iskorišćenja regionalnih resursa prenosne mreže i postrojenja, ugradiće se olakšavajući trgovinski mehanizmi, kao što su tarife za međunarodnu razmenu električne energije, ili metode za upravljanje zagušenjima, koji su predstavljeni od reprezentativnih radnih grupa Evropske organizacije operatora prenosnih sistema (ETSO) i Saveta regulatora energije Evrope (CEER).

2.2. Funkcionisanje tržišta

U cilju promovisanja efikasnog funkcionisanja tržišta, zemlje JI Evrope su se složile:

1. Da obezbede da sve kategorije potrošača koje nisu domaćinstva (i kvalifikovani potrošači) mogu da kupuju energiju od snabdevača po njihovom izboru.

2. Da obezbede da integrisana preduzeća elektroenergetskog sektora države razdvojene račune za aktivnosti prenosa, distribucije, proizvodnje i snabdevanja, uz izbegavanje diskriminacije, međusobne pomoći i konkurencije. Prihod od vlasništva nad prenosnom/distributivnom mrežom treba da bude jasno definisan. Tamo gde je pogodno, oni mogu imati zajedničke račune za druge aktivnosti koje nisu iz domena energetike. Interni računi uključuju bilans uspeha (bilans, prihodi i rashodi za svaku aktivnost).
3. Za izgradnju novih proizvodnih kapaciteta da usvoje proceduru dodele prava, koja se sprovode u skladu sa objektivnim, transparentnim i nediskriminacionim kriterijumima. Kriterijumi za dodelu dozvola za izgradnju proizvodnih kapaciteta mogu se odnositi na:
 - a) bezbednost i sigurnost elektroenergetskog sistema, objekata i prateće opreme
 - b) zaštitu zdravlja i bezbednost stanovništva
 - c) zaštitu okoline
 - d) upotrebu zemljišta i položaj objekta
 - e) upotrebu javnog zemljišta
 - f) energetske efikasnosti i
 - g) vrstu primarnih izvora.
4. Da bi se izbegla neuravnoteženost u otvaranju tržišta, ugovori o snabdevanju energijom sa kvalifikovanim potrošačem iz sistema druge države u regionu ne treba da budu zabranjeni, pod uslovom da je potrošač kvalifikovan u oba sistema.
5. Da uvedu pravila o prenosnoj mreži, koja imaju zajedničke elemente u celom regionu, a kojima se definišu osnovne funkcije prenosne mreže i koja nisu u suprotnosti sa regionalnom trgovinom. Ova pravila će olakšati i podsticati regionalnu trgovinu, sa ciljem da se iskoriste regionalni resursi i postrojenja. Ovaj zadatak će biti koordinisan i usklađen sa CEER i UCTE. ETSO je pozvan da dostavi svoje mišljenje.
6. Da odrede sve relevantne tehničke norme za rad nacionalnih tržišta, pod kontrolom i koordinacijom ETSO i UCTE.
7. Da se razmotri primena smernica CEER i ETSO, vezano za međudržavnu trgovinu i komercijalne zakone, za tarife za međunarodnu razmenu električne energije i upravljanje zagušenjima, i da se one usklade sa odgovarajućim nacionalnim pravilima.
8. Da utvrde transparentne sisteme finansijskih ugovora i principe za određivanje cena, kao i primenu internacionalnih standarda obračuna (IAS).
9. Da uvedu, u saradnji sa ETSO i UCTE, odgovarajuću metodu za razmenu informacija između nacionalnih dispečerskih centara, kao i da primene plan SECI radne grupe za razvoj teleinformacionih sistema između nacionalnih dispečerskih centara.
10. Da uvedu sistem regulisanog pristupa treće strane prenosnoj i distributivnoj mreži, koji je baziran na objavljenim tarifama, primenljiv na sve kvalifikovane potrošače objektivno i bez diskriminacije korisnika sistema. Države će obezbediti da ove tarife ili metodologije primenjene u proračunima budu odobrene od nacionalnih regulatornih agencija pre njihovog stupanja na snagu.
11. Da uvedu sistem dozvola za sve tipove infrastrukturnih objekata i da taj sistem bude transparentan, nediskriminatoran i u skladu sa najboljim internacionalnim iskustvima.
12. Da usvoje zakon o konkurenciji koji je primenljiv na ceo elektroenergetski sektor.
13. Da izrade i ugovore plan godišnjih aktivnosti koje će biti preduzete od strane svake zemlje, sa ciljem optimizacije elektroenergetskih sistema. U ovom planu treba da se razmatraju aktivnosti koje je bolje realizovati na regionalnom, nego na državnom nivou.

Za sprovođenje MoU formirana su sledeća tela:

 - Ministarski Savet,
 - Stalna radna grupa na višem nivou,
 - Forum za pravnu regulativu u oblasti energetike jugoistočne Evrope (Atinski forum).

Ministri su odobrili osnivanje foruma za pravnu regulativu u oblasti elektroenergetike JI Evrope, Atinskog foruma. Ovaj forum, koji se sastaje bar dva puta godišnje, sastoji se od predstavnika Komisije, vlada država, regulatora i operatora sistema zemalja JI Evrope, CEER, ETSO, UCTE, predstavnika zemalja donatora, energetske kompanije i potrošača. Forum nadgleda napredovanje u ispunjavanju ciljeva postavljenih u okviru njegove nadležnosti i daje saglasnost i zaduženja različitim radnim telima. Da bi obezbedili blisku saradnju sa susednim zemljama, pozvane su i vlade, regulatori i operatori prenosne mreže zemalja Austrije, Mađarske, Italije, Slovenije, Turske i drugih.

Osnovane su dve nove radne grupe: CEER radna grupa za razvoj energetske regulatorne mreže JI Evrope (SEER) i ETSO radna grupa za operatore sistema JI Evrope (SETSO). SETSO radna grupa je po održavanju prvog Atinskog foruma formirana od strane upravljačkih komiteta ETSO i SUDEL-a.

Ministri su odobrili nameru da se:

 - Preduzme praksa godišnjeg izveštavanja kojom se analizira usaglašenost propisa u zemljama JI Evrope sa Direktivom o električnoj energiji i zakonima, normama i standardima koji proističu iz nje. Izveštaj se podnosi Ministarskom Savetu, pošto se razmotri na Stalnoj radnoj grupi na višem

nivou. Tamo gde je pogodno, Komisija i/ili Stalna radna grupa na višem nivou daje preporuke za nastavak reformi.

- Preduzme posao dodele prioriteta u izgradnji infrastrukture. Države regiona se obavezuju da sarađuju i asistiraju u prepoznavanju i dodeli prioriteta infrastrukturnim projektima, koji će se finansirati od internih, eksternih ili stranih investitora, uključujući i međunarodne finansijske institucije. Proces identifikacije i dodele prioriteta je koncentrisan na region i sprovodi ga komisija zajedno sa Stalnom radnom grupom na višem nivou i donatorima.
- Unapredi dijalog između donatora i korisnika iz zemalja JI Evrope.

Do sada su održana tri Atinska foruma. Na trećem Atinskom forumu, održanom 23-24. oktobra 2003. godine u Sofiji, Komisija je predstavila novi MoU [6] u koji su sada uključeni aranžmani vezani za tržište gasa i zahtevi za unapređenjem i zaštitom životne sredine, a sadrže i obavezu za primenu opštih odredbi novih Direktiva Evropske unije za gas i električnu energiju, uvažavajući sporije otvaranje regionalnog tržišta. Komisija je konstatovala da MoU treba da potpišu države članice, ali je anticipirano da će Austrija, Grčka i Italija, uz Mađarsku i Sloveniju posle maja 2004, postati punopravne članice tržišta.

Nova verzija MoU je potpisana na Ministarskom sastanku 8-9. decembra 2003. godine, a rad na nacrtu pravno obavezujućeg dokumenta je počeo da se priprema početkom decembra 2003. godine. Forum je istakao potrebu da se nastavi rad na kreiranju legalno obavezujućeg dokumenta koji će obezbediti da sve zemlje budu angažovane u implementaciji svih neophodnih mera za funkcionisanje regionalnog tržišta energije.

3. INSTITUCIONALNA SAGLASNOST I OTVORENA PITANJA UNUTRAŠNJEG TRŽIŠTA

Na poslednjem Atinskom forumu je zaključeno da je „benchmarking” (pregled statusa) osnovno sredstvo za određivanje stepena napretka svake zemlje u ispunjavanju glavnih preduslova vezanih za stvaranje regionalnog tržišta energije i u određivanju realizacije dogovora i obaveza preuzetih iz MoU. Izveštaj „benchmarking” treba da, pored pregleda svih zakonskih akata i pravila u svakoj od zemalja JI Evrope, uključi i sledeće:

- Proveru da li postoje nedostaci ili praznine u zakonima ili regulativama;
- Potrebu za odgovarajućim kadrovima, ljudskim resursima i njihovom obukom;

- Da definiše nedostatke u razvoju, kao i potrebnu podršku i estimaciju troškova.

Komisija je naglasila potrebu za jakim i nezavisnim regulatorima u svakoj zemlji, a CEER je prezentovao predlog Regulatornih statusnih standarda (Regulatory Benchmarking Standards), koji će ažurirati na godišnjem nivou.

Najznačajniji uslovi koje je neophodno razviti sa gledišta regulatora su:

- Nezavisnost;
- Konkurencija: dizajn tržišta, funkcionisanje i nadgledanje, pristup informacijama, uloga po pitanjima zaštite životne sredine;
- Proceduralna transparentnost i odgovornost regulatora.

ETSO je predstavio prvi „benchmarking” izveštaj o statusu reformi i osnivanju operatora prenosnog sistema (TSO) u JI Evropi (slika 1) [7]. Naglašeno je da proces nije završen ni u jednoj od zemalja JI Evrope, kao i da je potrebno obezbediti nezavisnost operatora prenosnog sistema i njihovo odvajanje od proizvodnje.

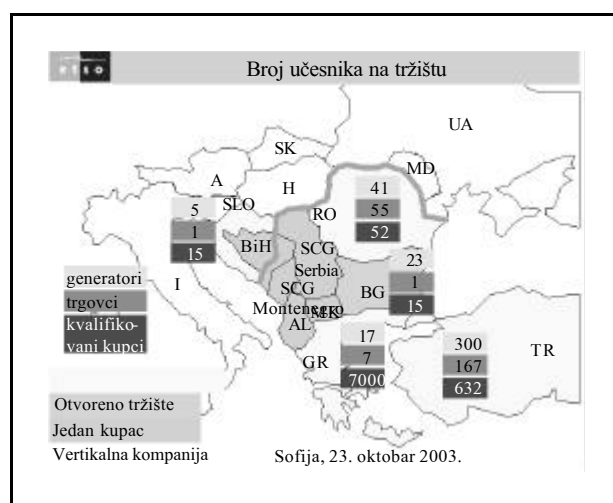
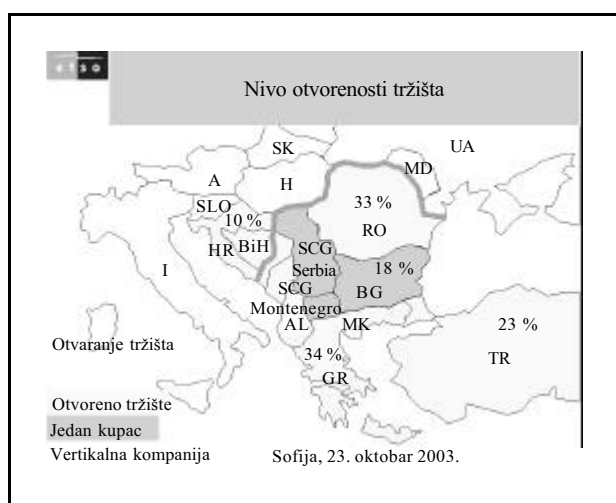
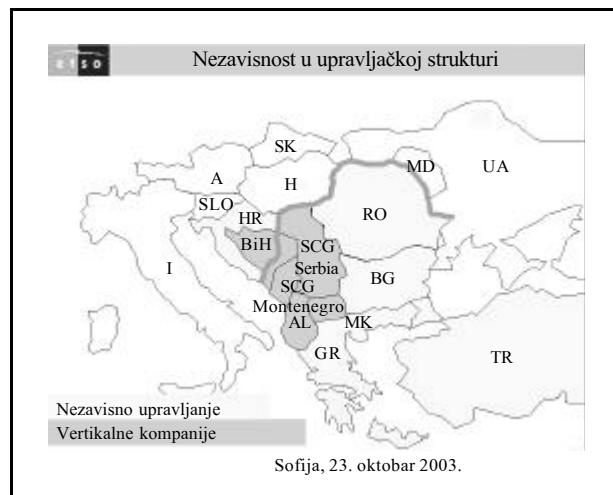
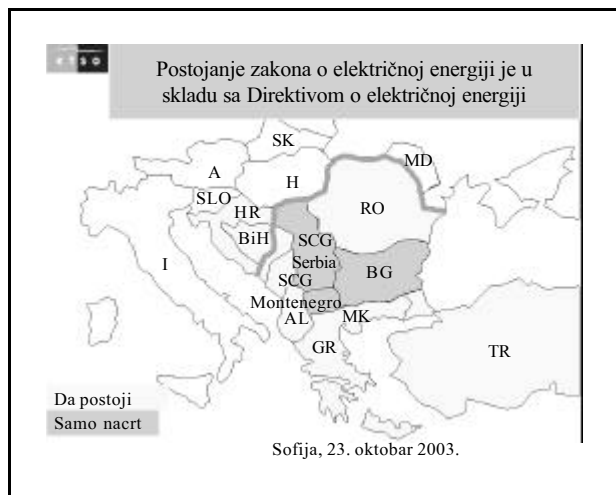
Među najvažnijim zadacima vezanim za funkcionisanje operatora prenosnog sistema neophodno je sledeće:

- Hitan završetak nacionalnih zakona u nekim zemljama u vezi sa osnivanjem pravno izdvojenih TSO-eva, odvojenih od vertikalno integrisanih kompanija u državnom vlasništvu;
- Izdavanje zasebnih godišnjih obračuna za operatore prenosnog sistema;
- Ozakoniti pravila za regulisani i ravnopravan „third party access” (pristup treće strane) elektroenergetskoj mreži, uz izdate mrežne tarife.

Istaknuto je da, iako su zemlje od početka procesa načinile izvestan napredak prema izdvajanju operatora prenosnog sistema iz vertikalno organizovanih preduzeća, još uvek postoje fundamentalna pitanja koja treba rešiti, kao i potreba da se prepoznaju razlozi zbog kojih pojedine elektroprivrede još nisu formirale izdvojene operatore prenosnog sistema, odnosno razlozi zbog kojih su one ostale u okviru vertikalno integrisanih preduzeća.

3.1. Obračun tranzita električne energije

SETSO radna grupa je sačinila operativni predlog za primenu obračuna za međunarodnu trgovinu električnom energijom - „Cross Border Trade (CBT)” mehanizma u JI Evropi [8]. Po odlukama drugog Atinskog foruma, predložene su dve faze primene, prvo test period, a zatim i stvarna realizacija metodologije za međugranični obračun tranzita. Takođe, potrebno je formirati dva kompenzaciona fonda koja će odgovarati dvema sinhronim zonama



Slika 1. Deo ETSO „benchmarking” izveštaja o statusu reformi i osnivanju operatora prenosnog sistema

(u skladu sa postojećim stanjem prenosne mreže Balkana). Na trećem forumu je prezentovan mehanizam primene obračuna tranzita po ETSO metodologiji i predstavljeni su rezultati proračuna vrednosti finansiranja (Cost Claim) drugog CBT fonda. Predloženo je da primena mehanizma počne u januaru 2004. godine sa šestomesečnim „dry run” periodom, posle koga će uslediti realna primena, barem u okviru drugog fonda (zemlje tzv. Druge UCTE sinhronne zone) verovatno u julu 2004. godine. Tokom virtuelnog „dry run” perioda rešiće se prepoznati operativni problemi, kao i problemi koji se odnose na zakonsku regulativu i finansijsku primenu dogovorene metodologije.

Jedan od ozbiljnih problema prepoznatih tokom virtuelnog perioda je problem „pancaking”-a (ponavljanje tranzitnih troškova, tj. naplata troškova istog tranzita nekoliko puta, na različitim granicama) koji je prepoznat u slučaju Bosne i Hercegovine i u slučaju izvoza energije iz Bugarske za Albani-

ju, odnosno Makedoniju, a preko Grčke, koja je članica ETSO fonda. Konačno rešavanje ovog sve prisutnog problema se vidi u integraciji ETSO i SETSO fonda, a moguće konkretno sagledavanje i privremeno prevazilaženje ovog problema je zadatak SETSO radne grupe tokom virtuelnog perioda rada primene CBT mehanizma.

Važno je napomenuti da će, po ponovnom uspostavljanju integralne UCTE interkonekcije, svakako doći do promena barem u organizacionoj strukturi u primeni CBT mehanizma u regionu Balkana (tada će se otvoriti pitanje proširenja fonda na kompletnu Bosnu i Hercegovinu, a možda i na Hrvatsku).

3.2. Zagušenja u prenosnoj mreži

SETSO je kreirala i dokument vezan za problem upravljanja zagušenjima u regionu JI Evrope i određivanju neto prenosnih kapaciteta (Net Transmission Capacity - NTC), kao prvi korak u reša-

vanju pitanja zagušenja [9]. U periodu od potpisivanja MoU, započet je proces proračuna, harmonizovanja i objavljivanja NTC za JI Evropu i njegovog objavljivanja na javnom ETSO-vom web sajtu (objavljene su vrednosti za zimu 2004. i leto 2003). Takođe, razrađena je procedura pripreme i razmene prognoziranih modela mreže dan unapred (Day Ahead Congestion Forecast - DACF), koja se primenjuje svakog dana za prognozirana stanja mreže u 3:30 i 10:30. U periodu posle trećeg Atinskog foruma, SETSO je organizovao „workshop” zajedno sa regulatorima na temu zagušenja u prenosnoj mreži i načina za njihovo otklanjanje. U okviru prenosne mreže JI Evrope, potrebno je utvrditi adekvatnu metodologiju za upravljanje zagušenjima. Prema dosadašnjim sagledavanjima, metode za alokaciju prenosnih kapaciteta koje su kandidati za primenu na području JI Evrope su koordinisane aukcije ili spajanje/razdvajanje tržišta.

3.3. Standardni market dizajn

CEER (Savet Regulatora) je sačinio prvu verziju Strateškog dokumenta o modelu za standardni dizajn tržišta (Standard Market Design Model) za regionalno tržište električnom energijom [10]. Evropska Komisija i CEER su istakli vitalni značaj stvaranja mehanizma tržišta na regionalnom nivou obezbeđujući adekvatnu likvidnost za region kao celinu.

U okviru prvog nacrtu, predloženo je da se uspostavi regionalno telo kao Tržišni operator za region jugoistočne Evrope (South-East Europe Market Operator), kao i regulisani, fiksni tarifni režim (Regulated Fixed Tarrif Regime) do 2010. godine, sa željom da se vremenski period, ukoliko to bude moguće, skрати.

4. PROPISI I PRAVILA ZA FUNKCIONISANJE MREŽE

Francuska elektroprivreda EDF je dobila za zadatak da uradi studiju vezanu za razvoj i osnovne principe Regionalnih propisa i pravila za funkcionisanje prenosne mreže (REM Grid Code). Cilj studije je uspostavljanje zajedničkih propisa i pravila za funkcionisanje prenosne mreže, kao i adaptacija postojećih nacionalnih propisa i pravila za funkcionisanje prenosne mreže (u zemljama u kojima postoje) u skladu sa regionalnim za svaku zemlju [11]. Kao što je poznato, Grid Code je set tehničkih pravila koja se bave investicijom, održavanjem i funkcionisanjem EES, i on treba da sadrži tehnička pravila za proizvođače, potrošače, operatore prenosne mreže i ostale aktere na tržištu u cilju obezbeđenja sigurnog i pouzdanog rada elektroenergetskih sistema i interkonekcije u celini.

Interes za stvaranje zajedničkih propisa i pravila za funkcionisanje prenosne mreže je u prvom redu da se obezbedi garancija kvalitetnog, standardnog nivoa rada usaglašenog na nivou regiona, kao i da definiše odgovornost između učesnika na regionalnom tržištu (REM). REM Grid Code, uzimajući u obzir specifičnosti nacionalnih sistema, mora da bude u saglasnosti sa UCTE pravilima i preporukama Evropske unije. Po završetku, svi nacionalni Grid Codeovi će biti odobreni od strane regulatornih organa.

Važno je pojasniti da će REM Grid Code biti samo model za kreiranje nacionalnih Grid Codeova. Neke zemlje u regionu još uvek nemaju Grid Codeove, tako da će REM Grid Code biti model i neka vrsta vodiča za njihovo kreiranje.

5. AKTIVNOSTI UCTE I SUDEL-a

Jedan od osnovnih preduslova za stvaranje regionalnog tržišta električne energije je završetak procesa rekonekcije prve i druge UCTE sinhronne zone. Pored obnove mreže u Bosni i Hercegovini i izgradnje transformatorske stanice 400/110 kV/kV Ernestinovo, neophodno je odrediti i redosled uključenja dalekovoda na preseku između prve i druge UCTE sinhronne zone. Proces rekonekcije je predviđen da se realizuje uključenjem četiri 400 kV-na pravca: jadranska magistrala, dalekovoda Mladost - (Sremska Mitrovica) - Ernestinovo, dalekovoda Subotica - Šandorfalva i Arad - Šandorfalva, kao jedan pravac, i četvrti pravac Rosiori - Mukačevo.

Nakon velikih raspada elektroenergetskih mreža u SAD, Kanadi i Italiji, potrebno je redefinisati pristup pitanjima sigurnosti rada interkonekcije i njenom uticaju na funkcionisanje tržišta električne energije, sagledavajući internacionalnu dimenziju rada EES-a, uz poštovanje tehničkih pravila i standarda rada. Za region JI Evrope, ovo je naročito važno imajući u vidu postojeći, podeljeni status mreže, tehničku opremljenost, različitu veličinu elektroenergetskih sistema i neophodno tehničko unapređenje u pojedinim sistemima, naročito u oblasti telekomunikacija, koje će omogućiti zahtevani nivo razmene podataka, kako između sistema Balkana, tako i prema obračunskim centrima Evrope.

U tom cilju priprema se Operativno uputstvo (Operational Handbook) UCTE-a koje će biti dovršeno krajem 2004. godine i koje će sadržati sva neophodna tehnička pravila, preporuke i propise koje svaki elektroenergetski sistem treba da zadovolji [12]. Da bi ovi propisi bili obavezujući i imali konsekvence na one TSO-e koji ih se dosledno ne pridržavaju, u pripremi je i UCTE-ov Multilateralni Ugovor (Multilateral Agreement), koji predstavlja prvi korak u primeni seta uslova povezanih sa EU stan-

dardima, a u skladu sa prvobitnim zahtevom Evropske Komisije izloženom na Florentinskom forumu početkom 2002. godine. Sledeći korak će se sastojati u tesnoj saradnji sa regulatorima i ovi standardi će biti obavezujući kako za TSO-ove, tako i za korisnike mreže.

Na području JI Evrope, sve zemlje su članice UCTE organizacije (Turska je podnela zahtev za prijem u UCTE i u proceduri je njena priprema sa ciljem da se zadovolje svi neophodni uslovi i standardi). Jedino je albanski elektroenergetski sistem sinhrono povezan sa sistemima druge UCTE sinhronne zone, a da Albanija nije član UCTE organizacije. Time se otvara pitanje funkcionisanja albanskog sistema u okviru UCTE interkonekcije. U vezi sa tim pitanjem u periodu dok Albanija ne postane kandidat za ulazak u UCTE organizaciju, a u cilju preuzimanja odgovornosti za rad albanskog sistema i nadgledanja kvaliteta rada ovog sistema, otvara se mogućnost priključenja albanskog EES-a u kontrolni blok zajedno sa Grčkom ili priključenje JIEL kontrolnom bloku. Formirana je UCTE Ad-hoc grupa za priključenje Albanije i koja će sagledati sve neophodne aktivnosti koje je potrebno sprovesti kako bi Albanija i nakon rekonekcije ostala u sinhronom radu sa celom interkonekcijom UCTE. U narednom srednjoročnom planu, neophodno je izgraditi 400 kV dalekovod Elbasan - Tirana - Podgorica, kao i novu elektranu Vlora od 100 MW. Što se tiče kratkoročnih ulaganja, najveći prioritet je izgradnja adekvatne teleinformacione infrastrukture, kao i SCADA sistema.

6. PROJEKTI I INVESTICIONE STUDIJE KOJE SE REALIZUJU ZA POTREBE KREIRANJA REGIONALNOG TRŽIŠTA

U cilju realizacije postavljenih zadataka vezanih za kreiranje regionalnog tržišta JI Evrope, u toku je izrada niza studija i projekata, kako na nacionalnom, tako na regionalnom nivou. Ove studije su uglavnom finansirane od strane donatorskih organizacija i Evropske unije, a rade ih eminentne konsultantske kuće. Zbog velikog broja projekata, studija i ostalih aktivnosti koje se rade za potrebe reorganizacije elektroenergetskog sektora, u okviru rada, ukratko će se opisati samo nekoliko projekata, koji su značajni sa regionalnog aspekta.

6.1. Plan za regionalno tržište električne energije

U okviru Cards programa Evropske unije za region Balkana, konsultantska firma Price Waterhouse Coopers PWC, zajedno sa CMS Cameron McKenna i Atkins, priprema izradu studije „Akcioni plan za

regionalno tržište električne energije (REM) i utvrđivanje prioriteta u razvoju infrastrukture” (REBIS-Regional Balkan Infrastructure Study Electricity) [13]. Glavni ciljevi ove studije su:

- priprema izveštaja o postignutim rezultatima vezanim za uspostavljanje nacionalnih i regionalnih tržišnih pravila koja omogućavaju stvaranje funkcionalnog regionalnog tržišta i
- utvrđivanje i predlaganje daljih aktivnosti u cilju završetka procesa kreiranja REM.

U okviru ovog projekta, drugi deo se odnosi na Studiju ulaganja u proizvodnju električne energije (GIS-Generation Investment Study). REBIS studija se radi za zemlje JI Evrope, izuzev Bugarske i Rumunije, koje nisu korisnici Cards programa.

6.2. Studija ulaganja u proizvodnju električne energije

Kao što je rečeno, konsultantska firma Price Waterhouse Coopers (PWC) je u početnoj fazi realizacije Studije ulaganja u proizvodnju električne energije (Generation Investment Study). Korisnici ove studije su sve zemlje JI Evrope. Cilj studije je da za vremenski horizont do 2015. godine sagleda mogućnosti izgradnje proizvodnih kapaciteta, kako sa regionalnog, tako i sa pojedinačnog, nacionalnog aspekta. Glavni rezultat ove studije će biti lista proizvodnih kapaciteta po prioritetu sagledavajući region kao jedinstvenu celinu, odnosno lista proizvodnih kapaciteta imajući u vidu da svaki elektroenergetski sistem u JI Evropi ima za osnovni cilj da prvo zatvori sopstveni bilans. Takođe, u saradnji sa Southeast European Cooperative Initiative (SECI), studija će predložiti neophodna pojačanja u prenosnoj mreži Balkana, sa ciljem da novoizgrađeni proizvodni kapaciteti mogu sigurno i pouzdano da plasiraju proizvedenu električnu energiju.

6.3. SECI projekti

U okviru aktivnosti SECI, koji je finansiran od strane američke agencije za internacionalni razvoj (United State Agency for International Development - USAID) urađeni su projekti razvoja regionalne prenosne mreže [14] i razvoja teleinformacione infrastrukture na području Balkana [15]. Projektom razvoja regionalne prenosne mreže kreiran je regionalni model prenosne mreže Balkana za 2005. godinu i sagledana je mogućnost, kao i efekti izgradnje novih prenosnih kapaciteta u regionu. U pripremi je nastavak ovog projekta, koji će pored razvoja regionalnog modela za analizu tokova snaga i statičke sigurnosti za 2010. godinu i razvoja regionalnog dinamičkog modela, obuhvatiti i detaljnije analize razvoja preno-

sne mreže, kako sa aspekta izgradnje novih interkonektivnih dalekovoda, tako i obuhvatajući razvoj nacionalnih mreža. U okviru projekta regionalnog razvoja teleinformativne infrastrukture, sagledan je model razvoja Eletronic Highway u regionu Balkana, u skladu sa pravilima i zahtevima UCTE-a.

6.4. SEETEC projekti

Projekat tehničke podrške EES JI Evrope - SEETEC (Southeast European Electrical System Technical Support) je finansiran od strane kanadske agencije za međunarodni razvoj - CIDA (Canadian International Development Agency). Cilj projekta je da ubrza ekonomski razvoj u zemljama JI Evrope poboljšanjem rukovođenja i isporuke električne energije, kao i njenim racionalnim korišćenjem. Ovaj projekat treba da pomogne u ostvarivanju ciljeva Pakta za stabilnost kojim su obuhvaćene zemlje u balkanskom regionu. Osnovne oblasti pokrivene SEETEC projektom su bazirane na tehničkoj pomoći nacionalnim institucijama u okviru zaštite okoline, razvoja ljudskih resursa, energetske politike i strategije, regulacije, operativnih aspekata sa gledišta TSO.

Takođe, SEETEC je započeo niz aktivnosti i na regionalnom nivou, od kojih je značajan projekat razvoja proizvodnih kapaciteta u okviru zemalja Balkana (Planning Expansion Power Generation for the Balkan Countries) [16], u okviru koga je formirana regionalna baza podataka i svim zemljama u regionu isporučen programski paket za analizu i planiranje proizvodnih kapaciteta (SDDP software).

U organizaciji SEETEC formirana je radna grupa za usklađivanje tržišta (Market Facilitation Group - MFG), sastavljena od predstavnika resornih ministarstava, operatora sistema i regulatora, koja ima zadatak da povremeno analizira razvoj nacionalnih tržišta na području JI Evrope, razmenjuje dosadašnja iskustva i daje preporuke u daljem radu na kreiranju regionalnog tržišta električne energije na Balkanu.

7. ZAKLJUČAK

Evropska unija je 90-tih godina započela proces kreiranja zajedničkog, internog tržišta električne energije. Objavlivanjem Direktive o električnoj energiji i njenom primenom u svim zemljama članicama Evropske unije, započet je niz aktivnosti na pravnoj, organizacionoj i tehničkoj reorganizaciji elektroenergetskog sektora. S obzirom na to da zemlje JI Evrope planiraju ulazak u Evropsku uniju, neophodno je da i stanje elektroenergetskog sektora prilagode pravilima i propisima koji u njoj vladaju.

Proces reorganizacije elektroenergetskog sektora i aktivnosti na kreiranju regionalnog tržišta JI

Evrope je započet potpisivanjem deklaracija i memoranduma kojima resorna ministarstava zemalja Balkana izražavaju svoju volju da će poštovati pravila Direktive o električnoj energiji i prilagoditi svoje propise i organizaciju zahtevima Evropske unije.

Sve aktivnosti, zakonodavne, organizacione i tehničke, kako na nacionalnom, tako i na regionalnom nivou, a koje imaju za cilj da postave pravila i principe u elektroenergetskom sektoru na području JI Evrope, predstavljaju se i diskutuju na Atinskom Forumu, koje nadgleda napredovanje postavljenih ciljeva i daje saglasnost i zaduženja različitim radnim telima. Postavljeni zadaci se realizuju u okviru radnih grupa, koje su sastavljane od odgovarajućih predstavnika svih zemalja JI Evrope, a ceo proces se nadgleda i usmerava od strane predstavnika Evropske Komisije. Značajan je doprinos i iskustvo evropskih organizacija, kao što su UCTE, ETSO i CEER. Donatorske organizacije finansiraju niz studija i projekata, koje se rade od strane eminentnih konsultantskih kuća.

U ovom trenutku, teško je reći kada će se započeti proces završiti i kada će na području JI Evrope biti formirano regionalno tržište električne energije. Poslednje analize govore da se trenutak formiranja može očekivati tokom 2007. godine, s tim da će se završne procedure implementirati najkasnije do 2010. godine.

8. LITERATURA

- [1] DIREKTIVA 96/92/EC O UNUTRAŠNEM TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE U EVROPSKOJ UNIJI, Brisel, 1996. godine
- [2] DIREKTIVA EVROPSKOG PARLAMENTA I SAVETA 2003/54/EC O PRAVILIMA ZA UNUTRAŠNJE TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE, Brisel, 2003. godine
- [3] DEKLARACIJA O NAMERAMA ZA OSNIVANJE KONKURENTNOG REGIONALNOG TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE U JUGOISTOČNOJ EVROPI, septembar 1999. godine
- [4] ATINSKI MEMORANDUM O RAZUMEVANJU, jun 2000. godine
- [5] MEMORANDUM O KREIRANJU REGIONALNOG TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE I NJEGOVIOM UKLJUČIVANJU U INTERNO TRŽIŠTE EVROPSKE UNIJE, novembar 2002. godine
- [6] MEMORANDUM O KREIRANJU REGIONALNOG TRŽIŠTA ENERGIJE I NJEGOVIOM UKLJUČIVANJU U INTERNO TRŽIŠTE EVROPSKE UNIJE, decembar 2003. godine
- [7] SURVEY ON THE STATUS OF THE SOUTH EAST EUROPE TSOs REORGANIZATION, ETSO, Athens Forum, Sofia, Bulgaria, October 23-24, 2003

- [8] OPERATIONAL PROPOSAL ON CBT MECHANISM IMPLEMENTATION IN SOUTH EASTERN EUROPE REGION, ETSO, Athens Forum, Sofia, Bulgaria, October 23-24, 2003
- [9] NETWORK ACCESS AND CONGESTION MANAGEMENT FOR THE SOUTH-EASTERN EUROPEAN REGION, ETSO, Athens Forum, Sofia, Bulgaria, October 23-24, 2003
- [10] STANDARD MARKET DESIGN OF THE SE EUROPE ELECTRICITY MARKET - BASIC PRINCIPLES, CEER Position paper, Athens Forum, Sofia, Bulgaria, October 23-24, 2003
- [11] THE DEVELOPMENT OF THE GRID CODE OF THE REGIONAL ELECTRICITY MARKET, Terms of References, Draft Document
- [12] P1 - POLICY 1: LOAD-FREQUENCY CONTROL AND PERFORMANCE, OPERATIONAL HANDBOOK, UCTE, 2004
- [13] REGIONAL ELECTRICITY MARKET ACTION PLAN AND INFRASTRUCTURE DEVELOPMENT PRIORITISATION, Terms of References, Cards Programme
- [14] REGIONAL TRANSMISSION SYSTEM PLANNING PROJECT 2001/2002 and 2003/2004, SECI, USAID
- [15] TELEINFORMATION SYSTEM AMONG NATIONAL DISPATCH CENTERS, SECI, USAID, Electrotek, 2001-2003
- [16] PLANNING EXPANSION POWER GENERATION FOR THE BALKANS COUNTRIES, SEETEC, 2003

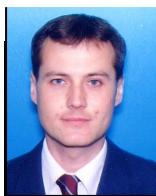
Rad je primljen u uredništvo 10. 08. 2004. godine



Snežana Mijailović je rođena 1965. godine u Pančevu. Diplomirala je 1990. godine na Energetskom odseku Elektrotehničkog fakulteta u Beogradu, na smeru za Elektroenergetske sisteme. Pri završetku studija, započela je rad u Institutu Nikola Tesla, u Centru za elektroenergetske sisteme, gde je radila do sredine 1997. godine. Od sredine 1997. godine radi u Elektroenergetskom koordinacionom centru, kao rukovodilac Službe za studije i konsalting. Od februara 2002. godine radi na radnom mestu zamenika direktora EKC-a. Aktivno je radila na studijskim aktivnostima vezanim za planiranje i poboljšanje operativnog rada elektroenergetskog sektora zemalja jugoistočne Evrope, odnosno na problemima interkonektivnog rada, elektroenergetskog bilansa, sigurnosti i stabilnosti sistema, primarnoj i sekundarnoj regulaciji, proširenju UCTE interkonekcije i dr. Član je UCTE radne grupe Studijski alati (Study tool), Izvršnog tima za povezivanje UCTE interkonekcije, SUDEL izvršnog komiteta i SETSO radne grupe. Kopredsednik je SETSO podgrupe Pristup mreži, upravljanje zagušenjima i tokovi snaga (SETSO SG NACMPF), kao i ETSO podgrupe Pristup mreži i upravljanje zagušenjima (ETSO SG NACM) koje su osnovane sa ciljem da definišu i primene procedure za procenu prenosnih kapaciteta, procedure za upravljanje zagušenjima, kao i da poboljšaju razmenu podataka između operatera prenosnih sistema zemalja jugoistočne Evrope. Autor je ili koautor pedesetak radova objavljenih u domaćim i međunarodnim časopisima i konferencijama, kao i tridesetak studija urađenih za potrebe domaće i strane stručne javnosti.



Dragan P. Popović rođen je 1943. godine u Beogradu, gde je završio osnovnu školu i gimnaziju. Diplomirao je 1965. godine na Energetskom odseku, magistrirao 1981. godine na smeru Elektroenergetski sistemi, a doktorsku tezu odbranio maja 1984. godine, sve na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu. Po diplomiranju, zaposlio se u Elektrotehničkom Institutu „Nikola Tesla”, gde se i sada nalazi na radnom mestu višeg savetnika u centru „Elektroenergetski sistemi”. Godine 1997. izabran je u najviše naučno-istraživačko zvanje naučni savetnik. Kao autor (pretežno) ili koautor do sada je objavio preko 140 naučnih i stručnih radova i razvio je veći broj računarskih programa za analizu relevantnih statičkih i dinamičkih stanja elektroenergetskih interkonekcija.



Nenad B. Stefanović je rođen 1963. godine u Beogradu. Diplomirao je u januaru 1990. godine na Energetskom odseku Elektrotehničkog fakulteta u Beogradu, na smeru za Elektroenergetske sisteme. Od avgusta 1990. do maja 1993. godine zaposlen u Jugoslovenskoj Elektroprivredi (JUGEL), najpre kao operativni dispečer, a zatim kao samostalni inženjer na poslovima planiranja EES. Od 1993. godine stalno je zaposlen u JP "Elektroprivreda Srbije" - Direkcija za upravljanje EES, gde je najpre radio kao vodeći inženjer za dnevno i sedmično planiranje, a zatim kao glavni inženjer za tehnološka pitanja EES u Sektoru za planiranje pogona i analizu rada EES, na poslovima implementacije novih energetske mehanizama u dispečerskom cen-

tru EPS-a. U toku rada bio je, ili jeste član većeg broja domaćih i međunarodnih komisija i radnih grupa od kojih se izdvajaju: SUDEL Market Facilitation i SUDEL Cross border tariffing and NTC calculation. Intenzivno saraduje u ime EPS-a na međunarodnom UCTE internet projektu VULCANUS i korespondent je mesečnog UCTE informatora Nensgrid. Od jula 2002. godine član je međunarodne radne grupe SETSO TF čiji je cilj stvaranje uslova za priključenje EPS-a međunarodnoj organizaciji operatera prenosnih sistema (ETSO) i primena novih evropskih mehanizama za obračun prekograničnog prometa električne energije i upravljanje zagušenjima u prenosnoj mreži. Član je stručnog tima EPS-a za praćenje rada na studiji koju rade SEETEC i Hunton&Njilliams o modelu tržišta električne energije u Srbiji i modela restrukturiranja EPS-a. Od juna 2003. godine obavlja funkciju generalnog sekretara regionalne organizacije TSO jugoistočne Evrope-SUDEL i član je SUDEL izvršnog komiteta. Aktivno radi na kreiranju novog statuta i reorganizaciji SUDEL-a i Konvenor je SUDEL radne grupe za statutarne promene. Od januara 2004. godine obavlja funkciju sekretara studijskog komiteta STK C5-„Tržište električne energije i deregulacija”, u okviru jugoslovenskog komiteta Međunarodnog Saveta za velike električne mreže-JUKO CIGRÉ. Autor je ili koautor većeg broja radova objavljenih na domaćim savetovanjima i simpozijumima.

*Predrag Savić,
Nenad Stefanović, Branislav Đukić i Vladimir Ilić*

Implementacija ETSO CBT mehanizma za obračun tranzita u zemljama jugoistočne Evrope

Stručni rad
UDK: 621.31

Rezime:

U radu su predstavljene aktivnosti koje se u poslednjih godinu dana preduzimaju u regionu jugoistočne Evrope, u cilju implementacije nove ETSO CBT metodologije (European Transmission System Operators - Cross Border Trade) za obračun troškova prekograničnog prometa (tranzita) električne energije. Dat je kratak prikaz osnovnih elemenata ETSO CBT mehanizma, sa posebnim naglaskom na njegovu implementaciju u regionu jugoistočne Evrope, uz uvažavanje specifičnosti tog regiona. Posebna pažnja posvećena je proceni iznosa kompenzacionog fonda za nadoknadu troškova tranzita (SETSO CBT fonda). Rešenja i varijante CBT mehanizma, koje su izložene u radu, bazirane su na ETSO CBT metodologiji za 2003. godinu i primenjene su u test periodu primene CBT metodologije u zemljama jugoistočne Evrope (prva polovina 2004. godine).

Ključne reči: *tranzit električne energije, ETSO CBT mehanizam, CBT strana, SETSO CBT fond*

Abstract:

**IMPLEMENTATION OF ETSO CBT MECHANISM FOR TRANSIT ACCOUNTING
IN SOUTH EAST EUROPEAN COUNTRIES**

This paper contains activities, organized in the South East European region during the previous year, with an aim to implement new ETSO CBT methodology (European Transmission System Operators - Cross Border Trade) for accounting of electricity cross border (transit) costs. A short description of ETSO CBT mechanism basic elements is presented, stressing its implementation in the South East European region and respecting specific features of the region. Special attention is paid to evaluation of compensation fund for remuneration of transit costs. Solutions and variants of CBT mechanism, described in the paper, are based on 2003 ETSO CBT methodology and applied during the test period of CBT methodology implementation in South East European countries (first half of the year 2004).

Key words: *electricity transit, ETSO CBT mechanism, CBT party, SETSO CBT fund*

1. UVOD

U većini zemalja jugoistočne Evrope se, za obračun troškova tranzitirane energije, primenjuje tzv. metoda „ugovorenog tranzitnog puta” („Contracted

Path”), po kojoj se dogovorno definiše put kretanja energije preko sistema u interkonekciji. Osnovna pretpostavka ove metode bazirana je na tome da samo jedan sistem tranzitira energiju i da se u okviru njega prenos energije obavlja unapred definisanim

Mr Predrag Savić, dipl. ing., Nenad Stefanović, dipl. ing., Branislav Đukić, dipl. ing. i Vladimir Ilić, dipl. ing. – JP „Elektroprivreda Srbije” Direkcija za upravljanje EES, 11 000 Beograd, Vojvode Stepe 412

koridorom (ugovorenim tranzitnim putem koji, po pravilu, predstavlja najkraći tranzitni put).

U poslednjih nekoliko godina, u evropskim zemljama (ETSO zemljama; uglavnom zemlje Evropske unije), primenjuje se nova metodologija za obračun troškova tranzita, tzv. „ETSO CBT” metodologija, čiji je cilj da se izvrši pravednija raspodela troškova tranzita koji postoje u interkonekciji. Ova metoda je ustanovljena 2001. godine, i u suštini, predstavlja varijantu metode „poštanske marke” („Postage Stamp”).

ETSO CBT metodologija je bila u primeni tokom 2002. godine, u trajanju od 10 meseci, u većini zemalja Evropske unije. Nakon izmena koje su unete u predlogu metodologije za 2003. godinu, primena ET-SO CBT procesa nastavljena je i tokom 2003. godine, i ovaj put uključuje i pojedine zemlje van Evropske unije. Pod okriljem Atinskog foruma, od strane organizacije ETSO, osnovana je radna grupa SETSO (Southeast European Transmission System Operators), koja okuplja operatore prenosnih sistema zemalja jugoistočne Evrope. Cilj ove radne grupe je da se u zemljama jugoistočne Evrope stvore uslovi za primenu metodologija koje se koriste u zemljama liberalizovanog tzv. Unutrašnjeg tržišta električne energije u Evropskoj uniji. U okviru radne grupe SETSO formirana je grupa za ekonomska pravila za međunarodnu trgovinu električnom energijom ERCBT (Economic Rules for Cross Border Trade), čiji je cilj implementacija ETSO CBT mehanizma u regionu jugoistočne Evrope. Rezultati rada SETSO i ERCBT omogućili su da, od 01. januara 2004. godine, započne primena CBT mehanizma u regionu jugoistočne Evrope, koji je baziran na ETSO CBT mehanizmu, ali sa uvažavanjem specifičnosti ovog regiona („SETSO CBT mehanizam”). Ova primena realizovana je kroz šestomesečni test period (period virtuelne simulacije, tzv. „Dry-Run” period, u toku koga nema plaćanja između učesnika u CBT procesu). Posle ovog perioda treba da usledi stvarna primena CBT mehanizma koja podrazumeva i tok novca između učesnika u procesu.

Elektroprivreda Srbije (EPS), od samog početka, učestvuje u SETSO CBT procesu kao jedna od CBT strana („CBT party”). SETSO je odlučio da se u toku „Dry-Run” perioda primeni CBT metodologija bazirana na ETSO mehanizmu za 2003. godinu. Zbog toga su u nastavku prikazani osnovni elementi ETSO CBT mehanizma za 2003. godinu, uz uvažavanje određenih specifičnosti regiona jugoistočne Evrope.

2. DEFINISANJE SETSO CBT ZONE

Sa stanovišta učešća u CBT procesu region jugoistočne Evrope može se, u ovom trenutku (prva polovina 2004. godine), podeliti na četiri zone:

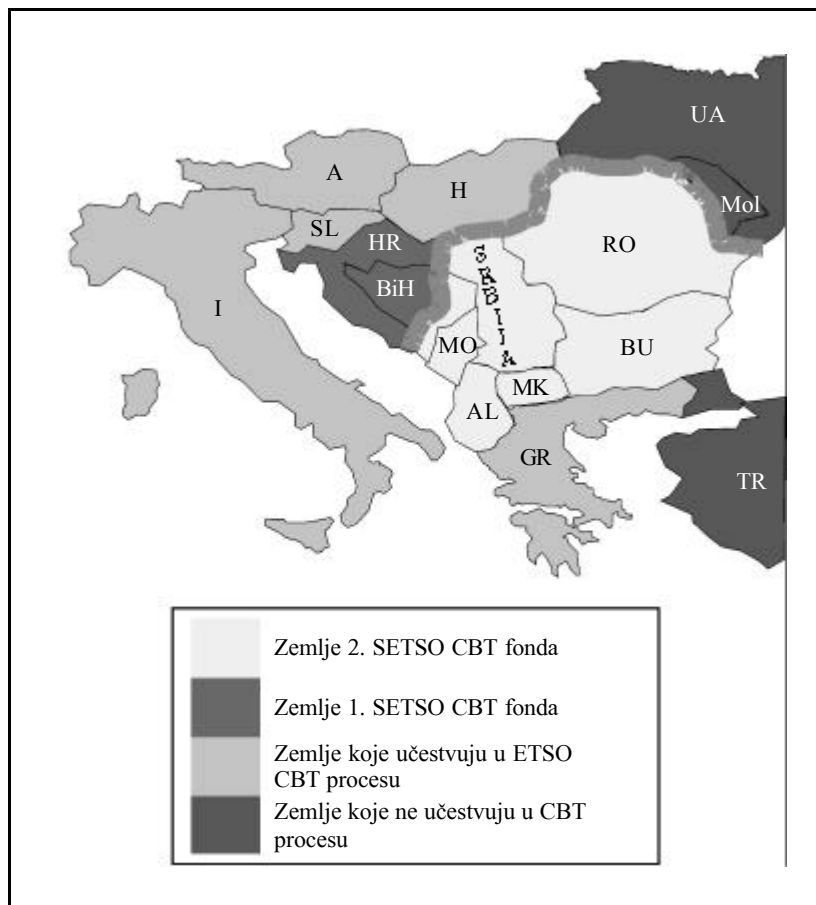
1. „**zemlje 2. SETSO CBT fonda**”. To su zemlje (CBT strane) kod kojih se, od 01. januara 2004. godine, primenjuje CBT mehanizam za obračun tranzita kroz šestomesečni test period („Dry-Run” period), nakon koga se očekuje period stvarne primene CBT mehanizma. U toku ovog perioda potrebno je rešiti određene tehničke, pravne i finansijske probleme, kako bi se omogućila realna primena CBT mehanizma. Zemlje 2. SETSO CBT fonda rade u okviru 2. UCTE sinhronone zone (Albanija, Republika Srpska (BiH II, istočni deo BiH), Srbija i Crna Gora, Makedonija, Bugarska i Rumunija).
2. „**zemlje 1. SETSO CBT fonda**”. U ovu grupu spadaju Hrvatska i zapadni deo Bosne i Hercegovine (BiH I). Ove zemlje rade u okviru 1. UCTE sinhronone zone i imaju aktivnu poziciju u odnosu na SETSO CBT proces, ali njegova primena u ovim zemljama još nije započela.
3. **SETSO zemlje koje su članice ETSO i aktivno učestvuju u ETSO CBT procesu**. U ovu grupu spadaju Italija, Austrija, Slovenija, Mađarska (koje rade u okviru 1. UCTE sinhronone zone) i Grčka (koja radi u okviru 2. UCTE sinhronone zone).
4. **Zemlje regiona jugoistočne Evrope koje ne učestvuju u CBT procesu**. Ove zemlje imaju status posmatrača i prate dešavanja vezana za implementaciju CBT mehanizma u regionu jugoistočne Evrope, imaju želju da se priključe SETSO CBT procesu, ali nisu aktivno uključene u SETSO CBT proces i nisu uključene u proces donošenja odluka.

Sa stanovišta zemalja (CBT strana) 2. SETSO CBT fonda, geografski susedne zemlje (zemlje koje se graniče sa pojedinim CBT stranama 2. SETSO CBT fonda) a nisu pristupile tom fondu, predstavljaju tzv. „obodne zemlje” („Perimeter Countries”). U tabeli 1 data je lista CBT strana 2. SETSO CBT fonda i njihovih susednih „obodnih zemalja”.

Tabela 1.

CBT strane 2. SETSO CBT fonda i njihove susedne obodne zemlje

Zemlja	Susedna „obodna zemlja”
Albanija	Grčka
Republika Srpska	BiH I, Hrvatska
Bugarska	Grčka, Turska
Makedonija	Grčka
Crna Gora	
Rumunija	Mađarska, Ukrajina, Moldavija
Srbija	Hrvatska, Mađarska



Slika 1. Region jugoistočne Evrope sa naznačenim statusom pojedinih zemalja u odnosu na SETSO CBT proces

Region jugoistočne Evrope sa naznačenim statusom pojedinih zemalja u odnosu na SETSO CBT proces prikazan je na slici 1.

3. OSNOVNI ELEMENTI ETSO CBT METODOLOGIJE

Osnovna ideja ETSO CBT metodologije jeste da se za svaki EES zemlje koja učestvuje u CBT procesu (CBT strane) izvrši [1, 3]:

- Identifikacija horizontalne mreže, odnosno određivanje dela prenosne mreže EES koji se koristi za tranzit električne energije;
- Određivanje godišnjih troškova horizontalne mreže, odnosno godišnjih troškova koji su posledica tranzita električne energije i
- Procena kompenzacionog fonda za nadoknadu troškova tranzita (određivanje načina finansiranja fonda).

3.1. Identifikacija horizontalne mreže

Horizontalna mreža (HN - Horizontal Network) se definiše kao deo prenosne mreže EES u kome su

efekti međunarodne razmene električne energije i tranzita najizraženiji. Tu se ubrajaju svi elementi prenosnog sistema na kojima se tok snage značajno menja, u slučaju postojanja tranzita električne energije.

Prema verziji ETSO CBT metodologije za 2003. godinu, HN svake od zemalja koja učestvuje u CBT procesu (i koja se naziva „CBT party”) određuje se na jedinstven način primenom ATF procedure (Allocation of Transit Flows) [2, 3]. Model svakog EES-a potrebno je prilagoditi za određivanje HN po ATF proceduri, što podrazumeva da proizvodnja i potrošnja u svim čvorovima u sistemu budu jednaki nuli (pasivna mreža). ATF procedura podrazumeva simulaciju tranzita kroz tzv. tranzitne scenarije. U svakom od scenarija za izabrani model mreže se simulira tranzit preko injehtiranja u parovima graničnih čvorova; tj. čvorova u susednim državama u kojima se završavaju interkonektivni dalekovodi (tzv. X čvorovi) u UCTE formatu. Za model svakog sistema vrši se proračun tokova snaga za $n(n-1)$ simulaciju, gde je n broj graničnih čvorova posmatranog sistema. Svaki od tran-

zitivnih scenarija podrazumeva injehtiranje od 100 MW u jednom graničnom čvoru i potrošnju u istom iznosu u jednom od preostalih graničnih čvorova, uz korišćenje DC Load-Flow aproksimacije. Druge potrošnje i proizvodnje u sistemu u tom slučaju nema. Na osnovu skupa izlaznih rezultata vrši se određivanje elemenata HN prema odabranom kriterijumu po kome svaki element kroz koji je, na osnovu rezultata proračuna primenom ATF procedure, ustanovljen tok snage veći od 1 MW ude u sastav HN posmatranog EES. Pri tome je dovoljno da ovaj kriterijum bude zadovoljen u samo jednom tranzitnom scenariju [3].

Proračuni HN za zemlje 2. SETSO CBT fonda rađeni su na modelima koji su razmenjeni između ovih zemalja u toku prošle godine (čime je obezbeđena transparentnost procesa). Međusobnim dogovorom SETSO CBT zemalja, razmenjeni modeli sadržavali su internu (unutrašnju) mrežu 400 kV, 220 kV i izabrani deo mreže 110 kV, odnosno 150 kV, koji učestvuje u prenosu energije (što podrazumeva vodove ovih naponskih nivoa i transformatore 400/200 kV/kV, 400/110 kV/kV, 220/110 kV/kV i

150/110 kV/kV) i interkonektivne vodove ovih naponskih nivoa. Pri tome je značajno napomenuti da je odlučeno da se ATF procedura primeni uz uvažavanje svih interkonektivnih dalekovoda ovih naponskih nivoa; tj. dalekovoda koji rade paralelno kao i dalekovoda koji rade ostrvski (izolovano), bez obzira da li povezuju dve CBT zemlje ili CBT zemlju sa „obodnom zemljom” [1].

Identifikacija elemenata HN izvršena je unificirano, za sve zemlje 2. SETSO CBT fonda, korišćenjem HNSM (Horizontal Network Simulation Model) programa. Ovaj program distribuiran je, od strane RTE (Francuska), svim SETSO CBT stranama. Proračuni su, za 2. SETSO CBT fond, zvanično uračeni od strane „Simulation Administrator-a” (Bugarska) i poslani na verifikaciju svim CBT stranama. U slučaju Elektroprivrede Srbije (EPS), verifikacija rezultata urađena je od strane Direkcije za upravljanje EES. Rezultati proračuna i struktura HN EPS-a predstavljani su u tabeli 2.

Tabela 2.

Struktura i broj elementa HN za EPS po tipovima

	Tip elementa	Elementi horizontalne mreže		
		Broj elemenata	Količina	
EPS			km	
	Vodovi	400 kV	21	1 475
		220 kV	39	2 192
		110 kV	173	4 010
		Σ vodova	233	7 677
				MVA
	Transformatori	400/220 kV/kV	10	4 000
		400/110 kV/kV	8	2 250
		220/110 kV/kV	26	3 900
		Σ trafoa	44	10 150

3.2. Određivanje godišnjih troškova koji su posledica tranzita električne energije

Sledeći korak u primeni ETSO CBT metodologije jeste utvrđivanje godišnjih troškova horizontalne mreže (HNC - Horizontal Network Costs) i, na osnovu njih, godišnjih troškova horizontalne mreže koji su posledica tranzita električne energije (HNC(T) - Horizontal Network Costs related to Transit, tzv. „Cost Claim”).

Za određivanje cene koštanja horizontalne mreže razmatrana su dva pristupa:

– Regulatorni pristup - na osnovu podataka o troškovima koje dostavljaju vlasnici prenosne mreže i

koje verifikuju regulatorne agencije ili nadležna ministarstva i

– Standardni pristup - na osnovu harmonizacije i konsenzusa (na međunarodnom nivou) po pitanju vrednosti elemenata po km i MVA, životnog veka, amortizacije, stope za proračun godišnjih troškova i sl.

Prema odluci SETSO TF, a na preporuku SEE-ER (Regulatora energije jugoistočne Evrope – South East European Energy Regulator), za „Dry-Run” period primene CBT mehanizma u zemljama jugoistočne Evrope, primenjen je standardni pristup za određivanje cene koštanja horizontalne mreže (odnosno jediničnih cena pojedinih elemenata u hiljadama evra po km (k€/km) za vodove, odnosno u hiljadama evra po MVA za transformatore (k€/MVA)). Ove cene su prikazane u tabeli 3 (date su samo vrednosti za tipove elemenata koji postoje u prenosnom sistemu EPS-a.) [1].

Tabela 3.

Standardne (konstrukcione) cene pojedinih elemenata (srednji standardni troškovi)

	Naponski nivo (kV)	Jedinična cena (k€/km)
Vodovi	400	205
	220	125
	110	70
	Instalisana snaga (MVA)	Jedinična cena (k€/MVA)
Transformatori	400	7,5
	300	8,1
	250	8,4
	200	8,9
	150	9,6

Za određivanje godišnjih troškova HN, u „Dry-Run” periodu, uzeta je godišnja stopa (stopa za proračun godišnjih troškova) od 9 %. Na osnovu rezultata ATF procedure i ukupnih troškova horizontalne mreže (određenih standardnim pristupom), uz godišnju stopu od 9 %, određeni su godišnji troškovi horizontalne mreže (HNC) za svaku CBT stranu (u milionima evra (M€)).

Za procenu godišnjih troškova HN koji su posledica tranzita električne energije HNC(T) („Cost Claim”) potrebno je, pored poznavanja ukupnih godišnjih troškova HN, poznavati i tzv. „tranzitni ključ”, kojim se vrši alokacija tih troškova na tranzit električne energije. „Tranzitni ključ” se, za svaku zemlju u CBT procesu (svaku CBT stranu) definiše na osnovu godišnje vrednosti tranzita i godišnje potrošnje električne energije u posmatranoj zemlji [1, 2]:

$$T_{i,CBTparty} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} T_{i,CBTparty}}{\sum_{i=1}^{8760} T_{i,CBTparty} + \sum_{i=1}^{8760} L_{i,CBTparty}} \quad (3.1)$$

gde su:

$T_{i,CBTparty}$ tranzit („Transit Flow”) električne energije kroz posmatranu zemlju (CBT stranu), koji se izračunava na satnom nivou, na osnovu relacije:

$$T_{i,CBTparty} = \min(ExFlow_i; ImFlow_i) \quad (3.2)$$

$ExFlow_i$ satna vrednost sume tokova po interkonektivnim dalekovodima na kojima je smer toka energije od posmatranog EES (posmatrane CBT strane)

$ImFlow_i$ satna vrednost sume tokova po interkonektivnim dalekovodima na kojima je smer toka energije prema posmatranom EES (posmatrane CBT strane)

L_i satna vrednost potrošnje (konzuma) posmatrane zemlje. Prema ETSO CBT metodologiji za 2003. godinu (što je usvojeno i za zemlje jugoistočne Evrope) ova vrednost predstavlja bruto konzum (neto konzum + gubici u prenosu električne energije).

Godišnji troškovi horizontalne mreže svake CBT stranu, koji su posledica tranzita električne energije HNC(T) („Cost Claim”), izračunavaju se na osnovu godišnjih troškova horizontalne mreže HNC i „tranzitnog ključa”, na sledeći način:

$$HNC(T)_{CBTparty} = CBTparty \cdot HNC_{CBTparty} \quad (3.3)$$

pri čemu je, za svaku CBT stranu, potrebno poznavati odgovarajuće satne vrednosti fizičkih razmena (prijava i isporuka) po interkonektivnim dalekovo-

Tabela 4.

Vrednosti godišnjih troškova horizontalne mreže koji su posledica tranzita električne energije HNC(T) („Cost Claim”) za zemlje 2. SETSO CBT fonda

Zemlja	„Tranzitni ključ”	Godišnji troškovi HN	„Cost Claim”
	(%)	(M€)	(M€)
	(1)	(2)	(3)=(1)*(2)
Albanija	0,66	15,60	0,10
BiH- Republika Srpska	20,90	4,78	1,00
Bugarska	6,59	114,69	7,55
BJR Makedonija	11,80	20,62	2,43
Crna Gora	24,01	14,68	3,53
Rumunija	0,88	175,76	1,54
Srbija	9,61	84,86	8,16
UKUPNO		430,99	24,31

dima i satne vrednosti konzuma. Za određivanje „tranzitnog ključa” i procenu godišnjih troškova horizontalne mreže koji su posledica tranzita električne energije HNC(T), za zemlje 2. SETSO CBT fonda u „Dry-Run” periodu, korišćen je odgovarajući set podataka iz 2002. godine (jednogodišnji period od 01. 01. 2002. godine do 31. 12. 2002. godine). Vrednosti godišnjih troškova horizontalne mreže koji su posledica tranzita električne energije HNC(T) („Cost Claim”), zajedno sa godišnjim troškovima horizontalne mreže (u milionima evra (M€)) i izračunatim vrednostima „tranzitnog ključa”, prikazani su, za sve zemlje 2. SETSO CBT fonda, u tabeli 4 [1].

Ukupna vrednost fonda kojom se pokrivaju troškovi međunarodnih razmena električne energije (odnosno tranzita) dobija se sumiranjem „Cost Claim” troškova HNC(T) za sve zemlje koje učestvuju u procesu:

$$CBT \text{ fond} = \sum_i HNC(T)_i \quad (3.4)$$

gde je i indeks zemlje koja učestvuje u CBT procesu. Ova vrednost takođe je, za 2. SETSO CBT fond, prikazana u prethodnoj tabeli (24,31 M€). Vrednosti u prethodnoj tabeli su preliminarne i malo se razlikuju od konačnih vrednosti koje su usvojene za „Dry-Run” period.

4. PROCENA KOMPENZACIONOG FONDA ZA NADOKNADU TROŠKOVA TRANZITA

Kompensacioni fond se finansira učešćem svih zemalja koje učestvuju u CBT procesu (svih CBT strana). Procena iznosa 2. SETSO CBT fonda za „Dry-Run” izvršena je prema varijanti ETSO CBT mehanizma za 2003. godinu. S obzirom na to da su aktivnosti vezane za implementaciju CBT mehanizma u zemljama jugoistočne Evrope vršene u drugoj polovini 2003. godine, svi proračuni rađeni su sa odgovarajućim setom podataka za 2002. godinu (za period 01. 01. 2002. do 31. 12. 2002). Fond se popunjava na tri načina, odnosno sastoji iz tri dela [1, 2, 3]:

1. deo fonda („Declared Export” fond). Ovaj deo fonda se popunjava tako što svaki TSO uplaćuje iznos od 0,5 €/MWh energije koja se označava kao „Declared Export”. „Declared Export” se, za svaku CBT stranu, izračunava na satnom nivou na osnovu relacije [1]:

$$DE_{i,CBTparty} = \max(0; EP_{i,CBT} - IP_{i,CBT} - IP_{i,PerimeterCountry}) \quad (4.1)$$

gde su: $EP_{i,CBT}$ satna vrednost ugovorenog izvoza (izvozni program) u neku od CBT zemalja, $IP_{i,CBT}$ satna vrednost ugovorenog uvoza (uvozni program) iz neke od CBT zemalja i $IP_{i,PerimeterCountry}$ satna vrednost uvoza iz „obodnih zemalja” u CBT zemlju. Ukupan iznos „Declared Export-a”, za svaku CBT stranu u 2002. godini, izračunava se kao [1]:

$$DE_{CBTparty,2002} = \sum_{i=2002} DE_{i,CBTparty} \quad (4.2)$$

Precizno određivanje načina prikupljanja sredstava u ovaj deo fonda prepušteno je svakom TSO-u, ali sa napomenom da taj način mora da bude u duhu principa otvorenog tržišta i nediskriminatornog pristupa od strane subjekata koji su odgovorni za postojanje izvoza električne energije, bilo da su to trgovci električne energije ili proizvođači [3].

2. deo fonda („Net Flow” fond). Ovaj deo fonda sastoji se iz dve komponente:

„Net Flow” komponente, odnosno količini ostvarene razmene (tj. tokova snaga u smeru uvoza ili izvoza po interkonektivnim dalekovodima). „Net

Flow” se, za svaku CBT stranu, izračunava na satnom nivou i definiše na sledeći način [1]:

$$NF_{i,CBTparty} = |ExFlow_i - ImFlow_i| \quad (4.3)$$

Za „Dry-Run” period primene CBT mehanizma u regionu jugoistočne Evrope, „Net Flow” komponenta ima fiksiranu cenu („Net Flow fee”) i ona iznosi 0,5 €/MWh. Za sada u regionu jugoistočne Evrope nije rešeno kako i od od koga će se prikupljati sredstva za ovaj deo fonda. Jedan od predloženih načina je prikupljanje sredstava kroz nacionalne tarife (što znači da bi cena električne energije sadržavala deo za uplatu u fond).

Komponenta uvoza iz „obodnih zemalja” („Import from Perimeter Countries”). Ovaj deo fonda se popunjava tarifiranjem sa 1 €/MWh energije koja dolazi iz „obodnih zemalja” („Injection fee”), odnosno zemalja koje ne učestvuju u CBT procesu, a njihovi EES se graniče sa zonom u kojoj se primenjuje CBT mehanizam.

Tabela 5.

Procena 2. SETSO CBT fonda za „Dry-Run” period (preliminarne vrednosti)

SETSO fond (ukupno)=		M€	24.31	podaci za 2002. godinu korišćeni za procenu za 2003. godinu							
Prvi deo fonda =		M€	2.58	podaci za 2002. godinu korišćeni za 2003. godinu (za ex-ante određivanje)							
Drugi deo fonda =		M€	12.73								
Treći deo fonda =		M€	9.00								
SETSO drugi fond: prethodna ocena											
Datum revizije		12/9/2003									
Zemlja	Prvi deo fonda		Drugi deo fonda			Treći deo		Obračun troškova			
	„deklarisan izvoz”		Neto protok			fonda					
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Deklarisani izvoz	Očekivani iznos od naplate 0,5 €/MWh	Očekivani iznos od naplate provizije 1 €/MWh	Neto protok	EX-ante iznos po zemlji, baziran na „neto protoku”	Ukupni očekivani referentni iznos treće strane	Prorata na iznose deklarisanog izvoza	Troškovi horizontalne mreže po zemlji	Opterećenje (unutrašnja potrošnja po zemlji)	Očekivani tranzitni protok	Očekivani iznos troškova
Period	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002
	MWh	€	€	MWh	M€	M€	M€	M€	GWh	GWh	M€
Albania	0.04	302	631,226	2,260,443	1.13	1.76	0.00	15.60	5,430.31	36.00	0.10
BH II	2,028,31	19,921	1,170,000	2,041,880	1.02	3.88	0.53	171.14	35,000	35,000	1,000
Bulgaria	1,655,799	827,900	1,656,000	6,269,213	3.14	3.97	2.88	114.69	27,346.00	2,041.03	7.55
FYRoM	23,061	11,531	24,484	960,135	0.48	0.52	0.04	20.63	6,406.00	856.85	2.43
Montenegro	1.0	1.0	1.0	2,000,000	1.0	1.0	0.00	4.0	1,000.00	1,000.00	3.53
Romania	1,367,366	603,800	186,044	2,600,212	1.44	2.31	2.38	175.76	47,590.00	420.58	1.54
Serbia	92,054	46,027	1,950,537	3,353,925	1.68	3.67	0.16	84.86	33,380.85	3,549.27	8.16
Total	5,168,799	2,580,000	1,170,000	19,042,823	9.88	15.11	9.0	431.00	128,060.58	8,787.70	24.31
					Provizija na neto protok		0.50 €/MWh				
Explanatory Notes:											
column C, injection fee based on the declared imports from perimeter countries (2002 dataset).											
column H, the presented figures come from the 2002 dataset											
column J, the presented figures are based on the sum of the hourly minimum values of the export- and import flow in a country.											

3. deo fonda. Ovaj deo fonda postoji ukoliko su prikupljena sredstva manja od procenjene vrednosti fonda, odnosno od procenjenih godišnjih troškova horizontalne mreže koji su posledica tranzita („Cost Claim”). Prema ETSO CBT metodologiji za 2003. godinu, razlika, odnosno treći deo fonda se popunjava na teret zemalja izvoznica električne energije [3]. To rešenje je primenjeno i u regionu jugoistočne Evrope za „Dry-Run” period, pa se iznos novca koji svaka CBT strana treba da uplati u ovaj deo fonda određuje proporcionalno vrednosti „deklarisanog izvoza” („Declared Export”) svake CBT strane.

Veoma je važno naglasiti da postupak procene kompenzacionog fonda za nadoknadu troškova tranzita, koji se radi sa skupom podataka za izabrani prošli jednogodišnji period (najčešće), ne treba vezivati za postupak obračuna i poravnanja između pojedinih strana koje učestvuju u CBT procesu, koji se radi na mesečnom nivou. Raspodela sredstava iz fonda, u procesu mesečnog poravnanja i obračuna između CBT strana tokom „Dry-Run” perioda, vrši se na osnovu ostvarenih tranzita u tom mesecu (odnosno kumulativa mesečnih vrednosti u toku godine) i vrednosti konzuma i godišnjih troškova horizontalne mreže usled tranzita, koji su određeni na osnovu podataka iz 2002. godine (fiksirane vrednosti za „Dry-Run” period). Učešće svake zemlje (CBT strane) u raspodeli fonda CCBTparty računa se na sledeći način:

$$CBT\ fond = \frac{C_{CBTparty}}{2.SETSO_{CBT\ fond} \cdot \frac{HNC_{CBTparty} \cdot CBTparty}{(HNC_{CBTparty} \cdot CBTparty)}} \quad (4.4)$$

gde izraz u imeniocu predstavlja sumu troškova horizontalnih mreža svih zemalja koje učestvuju u CBT procesu (svih zemalja 2. SETSO CBT fonda). Postupak mesečnog poravnanja i obračuna između strana koje učestvuju u CBT procesu nije predmet analize ovog rada.

Preliminarna vrednost procene 2. SETSO CBT fonda (za „Dry-Run” period), zajedno sa finansijskom pozicijom pojedinih zemalja u CBT procesu prikazani su u sledećoj tabeli. Tabela je, u potpunosti preuzeta iz [1]. Treba naglasiti da vrednosti (energetske i finansijske) koje su predstavljene u tabeli 4 ne odgovaraju u potpunosti konačnim vrednostima koje su uzete za test period, zbog kasnijih izmena nekih ulaznih podataka. Zbog toga su vredno-

sti u tabeli 5 preliminarne i treba ih shvatiti uslovno. Ta činjenica ne utiče na prethodnu analizu samog CBT procesa i ne utiče na sam postupak procene CBT fonda.

5. ZAKLJUČAK

ETSO CBT metodologija za obračun tranzita ima za cilj pravedniju raspodelu troškova tranzita između povezanih sistema u interkonekciji. Metoda je bazirana na pretpostavci da svi sistemi u interkonekciji imaju troškove koji su posledica međunarodne (međugranične) razmene energije. Troškovi svakog sistema, koji su posledica učešća u međunarodnoj razmeni električne energije, računaju se uzimajući u obzir realne, fizičke tokove snage i energije.

U regionu jugoistočne Evrope, u toku su intenzivne aktivnosti na implementaciji ETSO CBT metodologije za obračun tranzita, uz uvažavanje specifičnosti tog regiona. U zemljama tzv. 2. SETSO CBT fonda u toku je šestomesečni test period („Dry-Run” period), do kraja juna 2004. godine, čiji je cilj prilagođavanje zemalja jugoistočne Evrope pravilima ETSO CBT mehanizma za 2003. godinu. U toku ovog perioda treba rešiti određene tehničke probleme (pitanje mreže 110 kV, dalekovoda u ostrvskom radu, pitanja vezana za harmonizaciju podataka između CBT strana i sl.), a isto tako i probleme vezane za pravnu i finansijsku regulativu i mehanizam plaćanja i poravnanja između CBT strana. Ukoliko ovi problemi budu rešeni, planirano je da od 01. jula 2004. godine započne realna implementacija CBT mehanizma, koja podrazumeva i tok novca između strana u CBT procesu. Koja će se varijanta CBT mehanizma primeniti u periodu realne implementacije (ETSO CBT mehanizam za 2003. ili za 2004. godinu), u ovom trenutku još nije odlučeno.

6. LITERATURA

- [1] OPERATION PROPOSAL ON CBT MECHANISM IMPLEMENTATION IN SOUTH-EASTERN EUROPE REGION, Version October 23, 2003.
- [2] ETSO PROPOSAL FOR 2003 CBT MECHANISM, Version October 11, 2002.
- [3] Z. Nešovanović, P. Bijuković, M. Ivković-Ivandić: ETSO METODOLOGIJA ZA OBRAČUNE TROŠKOVA TRANZITA- PREDLOG METODOLOGIJE ZA 2003. GODINU, 26. savetovanje JU-KO CIGRÉ, grupa 39: R39.01, Teslić, maj 2003.



Predrag Savić je rođen 1970. godine u Okučanima. Diplomirao je 1996. godine na Energetskom odseku Elektrotehničkog fakulteta u Beogradu. Juna 2002. godine magistrirao je na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu, smer Elektroenergetska postrojenja i oprema, sa temom „Metodologija proračuna gubitaka električne energije u mrežama napona 10(20) kV”.

Od avgusta 1996. godine stalno je zaposlen u JP „Elektroprivreda Srbije” - Direkcija za upravljanje EES, najpre kao vodeći stručni saradnik za operativno upravljanje EES, a zatim kao vodeći inženjer na poslovima implementacije novog SCADA/EMS sistema u dispečerskom centru EPS-a. Oblasti rada i angažovanja vezane su za SCADA/EMS sisteme, problematiku tranzita električne energije i određivanja cena prenosa električne energije i proračune gubitaka električne energije u prenosnoj i distributivnoj mreži. Od novembra 2002. do jula 2004. godine bio je predstavnik EPS-a u međunarodnoj radnoj grupi SETSO ERCBT ESG za implementaciju CBT mehanizma (ETSO mehanizma za obračun troškova tranzita) u regionu jugoistočne Evrope. Autor je ili koautor desetak stručnih radova objavljenih na savetovanjima ili u stručnim časopisima.



Nenag Stefanović je rođen 1963. godine u Beogradu. Diplomirao je u januaru 1990. godine na Energetskom odseku Elektrotehničkog fakulteta u Beogradu, na smeru za Elektroenergetske sisteme. Od avgusta 1990. do maja 1993. godine zaposlen u Zajednici jugoslovenske elektroprivrede (JUGEL), najpre kao operativni dispečer, a zatim kao samostalni inženjer na poslovima planiranja EES. Od 1993. godine stalno je zaposlen u JP „Elektroprivreda Srbije” - Direkcija za upravljanje EES, gde je najpre radio kao vodeći inženjer za dnevno i sedmično planiranje, a zatim kao glavni inženjer za tehnološka pitanja EES u Sektoru za planiranje pogona i analizu rada EES, na poslovima implementacije novih energetskih mehanizama u dispečerskom centru EPS-a. U toku rada bio je, ili jeste član većeg broja domaćih i međunarodnih komisija i radnih grupa od kojih se izdvajaju: SUDEL Market Facilitation i SUDEL Cross border tariffing and NTC calculation. Intenzivno saraduje u ime EPS-a na međunarodnom UCTE internet projektu VULCANUS i korespondent je mesečnog UCTE informatora Nenjsgrid. Od jula 2002. godine član je međunarodne radne grupe SETSO TF, koja okuplja operatore prenosnih sistema zemalja jugoistočne Evrope i čiji je cilj da se u zemljama jugoistočne Evrope stvore uslovi za primenu metodologije koje se koriste u zemljama liberalizovanog tržišta električne energije u Evropskoj Uniji. Član je stručnog tima EPS-a za praćenje rada na studiji modela tržišta električne energije u Srbiji i modela restrukturiranja EPS-a koju rade SEETEC i Hutton&Williams. Od juna 2003. godine obavlja funkciju generalnog sekretara regionalne organizacije TSO jugoistočne Evrope-SUDEL i član je izvršnog komiteta SUDEL-a. Aktivno radi na kreiranju novog statuta i reorganizaciji SUDEL-a i Konvenor je SUDEL radne grupe za statutarne promene. Od januara 2004. godine obavlja funkciju sekretara studijskog komiteta STK C5-„Tržište električne energije i deregulacija”, u okviru jugoslovenskog komiteta Međunarodnog Saveta za velike električne mreže-JUKO CIGRÉ. Autor je, ili koautor većeg broja radova objavljenih na domaćim savetovanjima i simpozijumima.



Branislav Đukić je rođen 1971. godine u Beogradu. Diplomirao je 2000. godine na Energetskom odseku Elektrotehničkog fakulteta u Beogradu, na smeru za energetske pretvarače i pogone. Po završetku studija, od novembra 2000. godine, stalno je zaposlen u JP „Elektroprivreda Srbije” - Direkcija za upravljanje EES, kao vodeći stručni saradnik za operativno upravljanje EES.

Oblasti rada i stručnog angažovanja vezane su za problematiku upravljanja i planiranja rada EES, problematiku rada uređaja za relejnu zaštitu i automatiku u EES, kao i problematiku tranzita električne energije. Član je međunarodne radne grupe SETSO ERCBT ESG za implementaciju CBT mehanizma u regionu jugoistočne Evrope, kao predstavnik EPS-a za tehnička pitanja implementacije.



Vladimir Ilić je rođen 1972. godine u Beogradu. Diplomirao je 1999. godine na Energetskom odseku Elektrotehničkog fakulteta u Beogradu, smer za Elektroenergetske sisteme.

Od februara 2000. godine stalno je zaposlen u JP „Elektroprivreda Srbije” - Direkcija za upravljanje EES, na poslovima vodećeg stručnog saradnika za operativno upravljanje EES.

Osnovne oblasti stručnog rada i angažovanja vezane su za problematiku upravljanja i planiranja rada EES, kao i problematiku tranzita električne energije u okviru 2. UCTE sinhronne zone. Angažovan je i na poslovima planiranja rada EES u poremećenim i havariskim uslovima i analize vezane za rekonekviju 1. i 2. UCTE sinhronne zone.

Dušan T. Vukotić

Sistemski interfejsi za integraciju aplikacija unutar elektroprivrednog preduzeća

Stručni rad
UDK: 621.31

Rezime:

Rad prezentira svetske standarde koji preporučuju sistemski interfejs pri integraciji aplikacija (Enterprise Application Integration) u elektroprivrednim preduzećima, bilo da se radi o proizvodnom, prenosnom ili distributivnom delu jednog elektroenergetskog sistema. Elektroprivredna preduzeća poseduju raznovrsne informacione sisteme koji su napravljeni da zadovolje njihove poslovne funkcije, ali nažalost, često su realizovani u tom obimu da zadovolje samo pojedine poslovne podfunkcije. Takođe, sve izraženija potreba za integracijom aplikacija na nivou preduzeća, a u cilju povećanja efikasnosti poslovanja, prouzrokuje potrebu da se formira zajednička baza podataka, koja bi putem zajedničkog jezika omogućila da sistemi i aplikacije unutar preduzeća komuniciraju jedan sa drugim, ali i sa informacionim sistemima van preduzeća. Deregulacija elektroenergetskog sistema je ukinula ograničenja koja su informacione sisteme zatvarala u okviru jednog preduzeća i iskazala realnu potrebu da oni moraju između sebe komunicirati i razmenjivati informacije. U sadašnjoj situaciji, kada svako elektroprivredno preduzeće poseduje praktično svoj model podataka i sebi specifična informaciona rešenja, izuzetno je važno prihvatiti najnovije svetske standarde koji će omogućiti integraciju aplikacija na nivou preduzeća, kao i jednoznačnu razmenu informacija u okviru jednog elektroenergetskog sistema. U radu će biti prezentovana i iskustva na realizaciji predviđenih standarda u okviru Informacionog Podistema Sistema Daljinskog Upravljanja Elektrodistribucijom.

Ključne reči: API, CIM, XML, SCADA/EMS/DMS

Abstract:

THE SYSTEM INTERFACES FOR INTEGRATION OF APPLICATIONS WITHIN AN ELECTRIC COMPANY

This paper presents the international standards that advise system interface for Enterprise Application Integration (EAI) within electric companies, no matter whether the generation, transmission or distribution part of the energy system is considered. The electric companies possess various information systems made to satisfy their business functions, but unfortunately, they are realised to satisfy only separate business subfunctions. Also, the more increasing demand for integration application on the enterprise level, aiming at business efficiency results in necessity of forming the common database, which provide by common language the communication between the system and applications within the electric utility, but also with external information systems outside the company. The deregulation of the energy system has removed boundaries which closed the information system within one company and expressed a real need for their communication between each other and exchange information. At present, when each electric company has practically its own model of data and database, created according to its own needs, it is practically

Mr Dušan T. Vukotić – „EPS” JP „Elektrodistribucija Beograd”, 11 000 Beograd, Prote Mateje 10-14

impossible to integrate application at the level of an enterprise, and it is even more difficult to integrate new applications. Also this paper presents experiences in realisation of process implementation proposed IEC standards in the SCADA/NMS information subsystem of Electric Power Distribution.

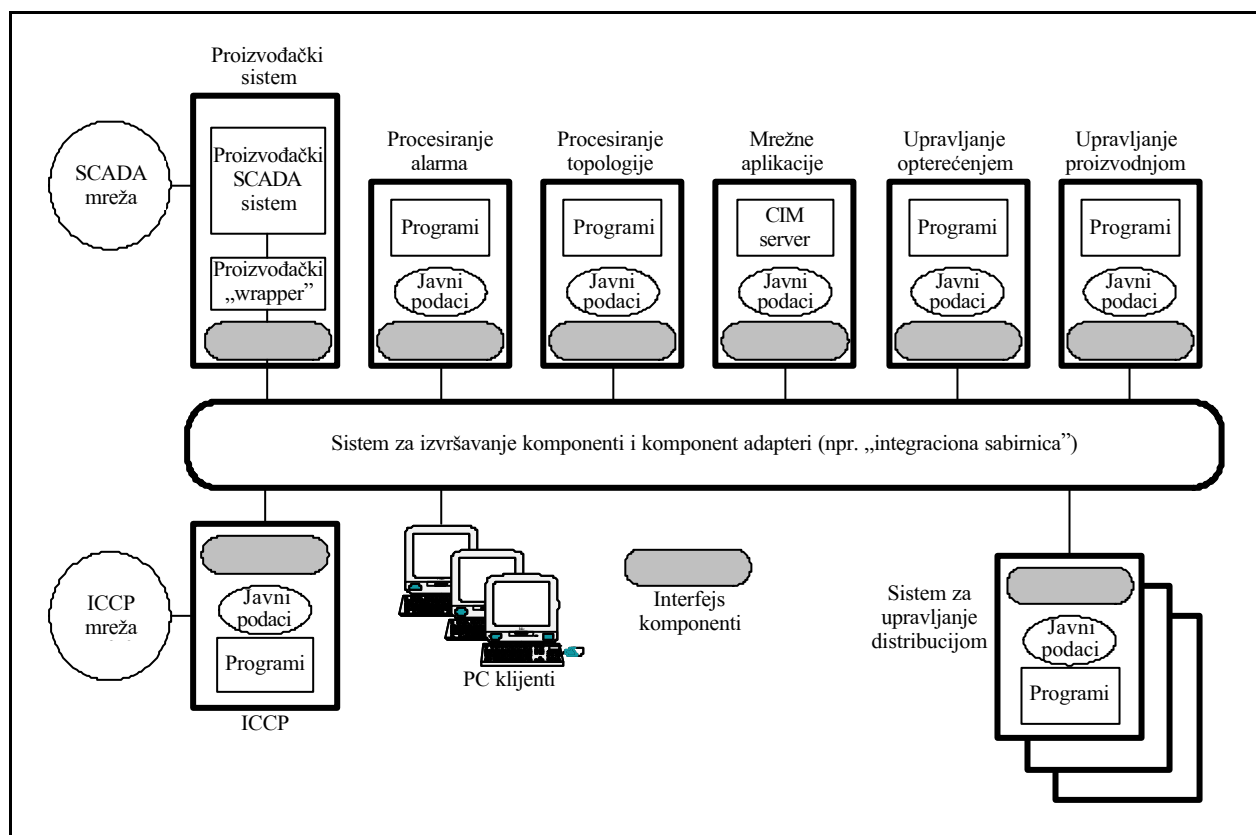
Key words: API, CIM, XML, SCADA/EMS/DMS

1. UVOD

Serijski standardi IEC 61970 i IEC 61968, koji se pripremaju od strane IEC TC 57 WG 13 i WG 14 respektivno, predviđaju da podrže inter-aplikativnu integraciju elektroprivrednih preduzeća kojom treba da se povežu različite aplikacije koje su već u upotrebi, ali i one koje se nameravaju implementirati, a podržane su različitim okruženjem i heterogene su u pogledu: programskih jezika, operativnih sistema, komunikacionih protokola i pratećeg alata. Uporedo sa razvojem elektroenergetskih sistema rasla je potreba da se standardizuje industrijski Aplikativni Programski Interfejs (API - Application Program Interface) koji bi omogućio primenu aplikacija unutar centra upravljanja jednog elektroenergetskog sistema, ali i u drugim elektroprivrednim preduzećima. Na samom početku razvoja, centrima upravljanja bio je dostupan izuzetno mali set informacija, a razmena i tako malog skupa informacija je bila veoma skupa.

Takođe, prilikom eventualne potrebe da se integriše neka dodatna funkcija moralo se ići, po pravilu, na uvek istog isporučioaca, budući da su isporučio-ci aplikacija koristili, po pravilu, svoje interfejsse. Svaka dodatna integracija je zahtevala dosta sredstava, dugo je trajala i po pravilu je probijala sve zadate rokove za integraciju. Poseban problem su bile napredne funkcije koje često nisu mogle da se integrišu. Početkom devedesetih, na inicijativu EPRI (Electric Power Research Institute) započelo se na izradi CCAPI (Control Centre Application Program Interface) koji je trebalo da omogući projektovanje jednog otvorenog informacionog sistema koji bi se realizovao u centru upravljanja za potrebe upravljanja nad elektroenergetskim sistemom. Ciljevi koji su pri tome bili postavljeni su:

- Omogućiti jednostavnu integraciju aplikacija,
- Sačuvati investiciju u aplikacije na duži vremenski period,



Slika 1. Prikaz EMS koji koristi EMSAPI standardni interfejs komponenti

- Definirati okvir za integraciju velikog broja aplikacija proizvedenih od strane različitih proizvođača, i
- Obezbediti zajednički model podataka (CIM - Common Information Model) kojim bi se olakšala razmena informacija.

Liderska pozicija EPRI na polju CCAPI, koja se pre svega ogleda na nastojanju da obezbedi otvorene i interoperabilne aplikacije za upravljanje elektroenergetskim sistemom u centrima upravljanja kroz korišćenje standardizovanih interfejsa, izbacila je u prvi plan potrebu za formiranjem zajedničkog modela podataka (CIM). Ova potreba je nastala iz nužnosti da se definiše osnovna struktura podataka modela jednog elektroenergetskog sistema. Ove aktivnosti je pomno pratio Savet za pouzdanost SAD (NERC - North American Electric Reliability Council) koji je tragao za najboljim načinom elektronske razmene podataka sa 15 Nacionalnih Centara Upravljanja (NCU) na teritoriji Sjedinjenih Američkih Država (SAD). NERC je veoma brzo zaključio da najefikasniji način razmene omogućuje upravo CIM model koji koristi industrijski standardizovan jezik XML (eXtensible Markup Language) za razmenu podataka. Inicijalno opisivanjem CIM modela pomoću XML jezika, koji je u tom trenutku već bio podržan od strane većine softverskih platformi, omogućilo je da se ova inicijativa obezbedi na duži vremenski period. Takođe, usvojena je sintaksa za definisanje i organizovanje XML, kao i RDF šema (RDF - Resource Description Framework). Ovako postavljen koncept je omogućio da se upravo kroz sprovedene, ali i naredne testove operabilnosti između aplikacija/sistema koji su napravljeni od strane različitih proizvođača, omogućila validacija usvojenih XML i RDF modela za razmenu podataka. Na slici 1 je prikazana predviđena integracija veoma širokog skupa aplikacija na nivou centra upravljanja sa realizovanim vezama ka drugim elektroprivrednim preduzećima.

Sveobuhvatna razmena informacija unutar jednog elektroenergetskog sistema uslovlila je da se u poslednje vreme intenzivno radi na harmonizaciji aktivnosti na realizaciji serija standarda koje se realizuju u okviru IEC TC 57, sa jasnim zadatkom da se obezbedi jedan nesmetan protok informacija unutar jednog elektroenergetskog sistema. Harmonizacija se pre svega odnosi na definisanje + konzistentnog CIM modela, budući da model treba obuhvatiti sve podatke vezane za centar upravljanja, postrojenja i mrežu, kao i definisane poslovne funkcije.

2. STANDARD IEC 61970

Ovom serijom standarda predviđeno je da se definiše referentni model kao okvir, ali i preduslovi

koje je potrebno obezbediti da bi se aplikacije integrisale prema EMSAPI (Energy Management System Application Program Interface) standardnom interfejsu. Predviđeni referentni model se bazira na komponentnoj arhitekturi, koja u svoje centralno mesto stavlja standardizaciju komponentnog interfejsa za razmenu podataka između aplikacija. Referentni model je primenljiv i za razmenu podataka između centara upravljanja, kao i prema njihovom okruženju (TSO, ISO, distributivni sistemi, itd.). U okviru standarda, definisan je CIM model u okviru dela 61970-3xx, specifikacija interfejsnih komponenti (CIS - Component Interface Specifications) u delu 61970-4xx, dok je mapiranje (Technology Mapping) opisano u delu 61970-5xx.

2.1. CIM model

CIM model predstavlja apstraktni model u kome su opisani većina objekata koji se nalaze u okviru elektroenergetskog sistema. Samo modelovanje je započelo upravo modelovanjem sistema koji je bio pod nadležnošću EMS sistema, što je kasnije prouzrokovalo više problema prilikom modelovanja distributivnog elektroenergetskog sistema, budući da nisu mogli biti primenjeni jedinstveni pristupi prilikom modelovanja. Velike distributivne dimenzije elektroenergetskog sistema prouzrokovale su i nepremostive probleme prilikom modelovanja same topologije mreže, imajući u vidu da se u distributivnom sistemu ne može direktno primeniti „prostorni” model mreže. Takođe, prilikom modelovanja primećan je problem modelovanja različitih koncepata mreže, pre svega misleći na veoma različite koncepte u evropskim zemljama od onih primenjenih u zemljama zapadne hemisfere. U svakom slučaju, CIM model obezbeđuje standardan pristup modelovanja resursa elektroenergetskih mreža kroz objektivne klase i atribute, njihove međusobne relacije, pri čemu otvara put ka izuzetno jednostavnoj integraciji aplikacija koje su razvijene od strane nekoliko proizvođača.

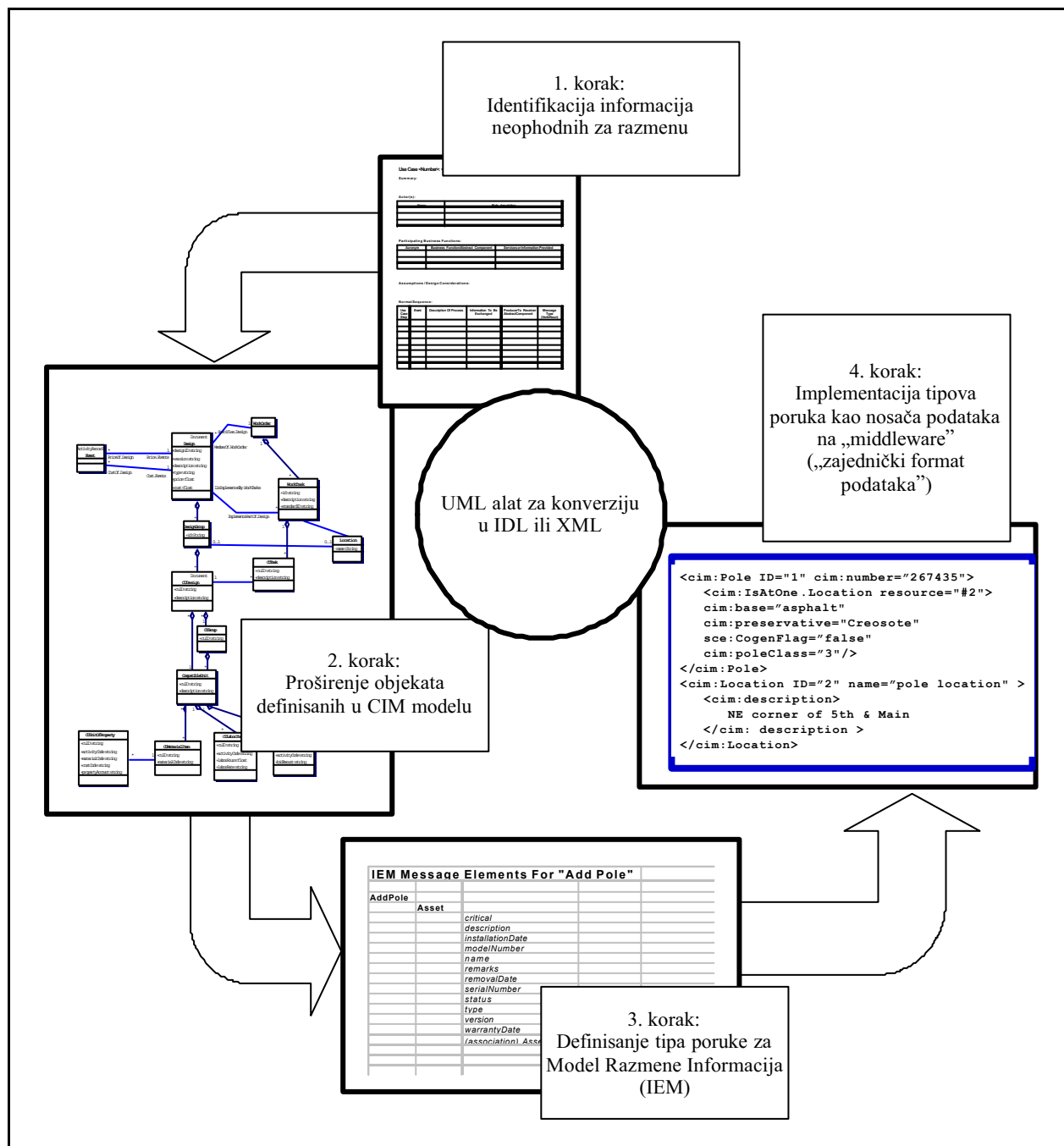
Glavne prednosti primene CIM modela:

- Rešenja vođena od strane modela podataka olakšava interoperabilnost.
- Obezbeđuje zajedničku semantiku za razmenu informacija između heterogenih sistema.
- Podržava automatsko generisanje poruka u XML.
- Definiše zajednički jezik za sve definisane poruke.
- Eliminuje proizvođačke formate poruka koje su zasnovani na internim shemama.
- Eliminuje rad na generisanju DTD za svaki tip poruke.

Ključ rešenja problema efikasnog korišćenja informacija u različitim delovima jednog elektroprivrednog sistema je definisanje referentnog modela kao okvira, ali i preduslovi

vrednog preduzeća leži u korišćenju jedinstvenog jezika za modelovanje, koji proširuje prirodni jezik dodavanjem formalnih konstrukcija kao pomoć u komunikaciji. Ovakav jezik je dovoljno bogat da ispoštuje detaljne zahteve, grafički je orijentisan, široko prihvaćen i podržan pristupačnim softverskim alatom. Standard preporučuju da se sistemski interfejs inter-aplikativne strukture elektroprivrednog preduzeća definiše korišćenjem univerzalnog jezika za modelovanje (UML - Unified Modeling Language).

Polazni korak u modelovanju predstavlja definisanje skupa slučajeva upotrebe („use case”) koji opisuju aktivnosti/procese koji se sprovode i specificira učesnike u njima. Slučajevi upotrebe opisuju kako bi učesnici želeli da razmenjuju podatke između različitih aplikacija, i na osnovu njih je generisan objektno-orijentisan CIM model [2, 3]. Na osnovu slučajeva upotrebe moguće je identifikovati zajedničke zahteve koji se moraju zadovoljiti prilikom specificiranja interfejsne arhitekture.



Slika 2 Prikaz integracije vodene modelom podataka

Na slici 2 je prikazana integracija vođena CIM modelom (MDI - Model Driven Integration), pri kojoj se obezbeđuje „zajednički jezik podataka” kroz prikazana četiri koraka. Alati za modelovanje koji se baziraju na UML notaciji koriste se pri CIM/IEM konverziji i sinhronizaciji u stanju su da izvrše generisanje u obliku jezika IDL (Interfaces Definitions Language) ili jezika XML.

Glavne prednosti primene integracije vođene CIM modelom:

- Korišćenje standardnih industrijskih notacija za modelovanje (UML, XML), i
- Dostupno je korišćenje softverskih alata za:
 - Definisanje i održavanje modela podataka,
 - Automatsko generisanje dokumentacije modela podataka, i
 - Automatsko generisanje „nosača” podataka.
- Moguće je automatsko generisanje IDL, JAVA i C koda.

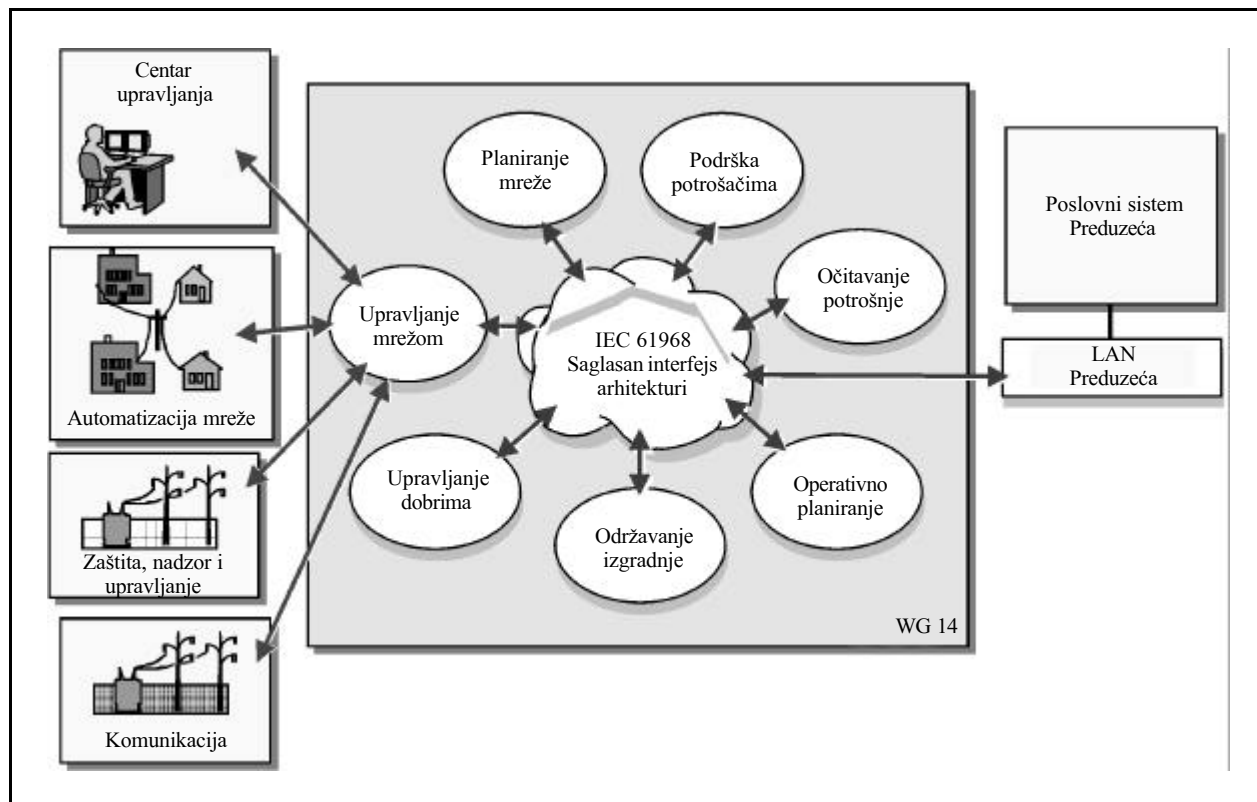
Prilikom implementacije CIM modela u okviru svog informacionog sistema, ostavljena je mogućnost svakom korisniku da model može efikasno proširiti i unaprediti, ali da se pri tome u velikoj meri ne naruši postavljena struktura CIM modela. U tom slučaju je potrebno sprovesti sledeće:

- Definirati cilj proširenja CIM modela,
- Definirati sve poslovne procese,

- Izraditi nedostajuće slučajeve upotrebe („use cases”),
- Definirati integracioni scenario (identifikovati podatke koje je potrebno razmenjivati),
- Proširiti CIM model da se omogući postavljeni integracioni scenario,
- Definirati standardne poruke (XML shemu za svaki tip poruke),
- Definirati integracioni okvir za razmenu podataka putem XML „nosača” (standardni API), i
- Obezbediti tehnologiju za realizaciju komunikacione infrastrukture.

3. MIDDLEWARE

Standard 61970 definiše apstraktni *middleware* servis od koga se zahteva da podrži komunikaciju između aplikacija definisanih u referentnom modelu interfejsa (IRM - Interface Reference Model). Pri inter-aplikativnoj integraciji unutar integralnog informacionog sistema (IIS) elektroenergetskog preduzeća, koriste se interfejs adapteri za one aplikativne sisteme koji nisu saglasni sa predviđenim standardom. Pri tako izvršenoj integraciji, svaki od njih, kao i oni koji su saglasni sa standardom, nastavljaju da koriste dotadašnju intra-aplikativnu integracionu tehnologiju. Samo one informacije koje su potrebne za



Slika 3. Prikaz glavnih DMS funkcija definisanih serijom standarda IEC 61968

razmenu na nivou IIS preduzeća treba da koriste *middleware* servise predviđene standardom. Aplikativni sistem koji je u posedu zahtevane informacije, nju publikuje preko *middleware* servisa. Publikovane informacije se mogu arhivirati u realizovana skladišta podataka, pri čemu aplikacije koje podržavaju skladištenje podataka treba da budu konektovane na *middleware* servis. Da bi se zadovoljio standard u celini, svaka aplikacija mora da podrži jedan ili više interfejsa/apstraktnih komponenti. Komponenta je modul aplikativnog softvera koja predstavlja *publisher* („izdavač-izvor”) informacije ili *subscriber* („pretplatnik-primalac”) informacije na integracionoj inter-aplikativnoj magistrali razmene informacija. Poslovni proces započinje identifikacijom informacije koju treba razmeniti, kao i komponentata koje u toj razmeni učestvuju. Najčešće je to jedan *publisher* koji ima informaciju i inicira razmenu, i *subscriber(s)* koji su prijavljeni za prijem informacije. Cilj standarda nije da definiše aplikacije i informacione podsisteme koje isporučio treba da izrade, već da se konkretnim referentnim modelom obezbedi željena funkcionalnost jedne ili više logičkih (apstraktnih) komponenti, odnosno da se zadovolje ciljni poslovni procesi.

4. STANDARD IEC 61968

Predviđena serija standarda IEC 61968 propisuje sistemске interfejse za upravljanje distributivnim elektroenergetskim sistemom. Zajednički imenitelj serija standarda IEC 61970 i IEC 61968 se ogleda u tome što se oba standarda baziraju na istom CIM modelu. U osnovi serija standarda IEC 61968 se bazira na osnovnom CIM modelu koji je opisan u delu 61970-301, pri čemu je inicijalno ostavljena mogućnost da se on dodatno proširi kroz posebno definisan 61968 podmodel („package”) unutar CIM modela. Obe serije standarda su u izradi, te je evidentno prisutan problem modelovanja, budući da se izmene rade prema novim definicijama iz slučajeva upotrebe. U ovom trenutku jedan od primarnih zadataka je održavati CIM model na jednom konzistentnom nivou. Stoga u poslednje vreme obe radne grupe rade na zajedničkim sastancima, a u cilju postizanja što većeg stepena harmonizacije.

Takođe, serija standarda IEC 61968 razmatra mogućnosti razmene informacija između poslovnih funkcija distributivnog elektroenergetskog sistema [1], slično na način kako je to urađeno u delu 61970-4xx standarda, ali nema nameru da pokuša da definiše aplikativne interfejse. U svakom slučaju, serija standarda IEC 61968 predviđa da standardne poruke („message”) definiše tako da mogu biti prenete preko API definisanog u seriji IEC 61970.

5. INTEGRACIONA SCENARIJA

Informacioni sistem za upravljanje elektroenergetskim sistemom (EMS) je, po pravilu, sastavljen od velikog broja informacionih podsistema (SCADA, upravljanje proizvodnjom, prognoza opterećenja, itd.), pa je samim tim i normalno da se napravi nekoliko različitih integracionih scenarija, koja bi uvažili specifičnosti ovih realizovanih podsistema. Izuzetno je važno poznavati postojeće realizovane sisteme, koje poseduju svoje posebne interfejse, da bi se razvili i koristili interfejsi koji se preporučuju najnovijim standardom. Analizom se došlo do nekoliko tipičnih scenarija:

1. Integracija aplikacija koje su napravljene od strane više proizvođača u jedan jedinstven sistem.
2. „On-line” razmena podataka između odvojenih sistema.
3. Integracija različitih sistema koji koriste iste podatke.
4. Razmena podataka između istih aplikacija koje su realizovane u različitim sistemima.
5. Razvoj novih aplikacija u jedinstvenom informacionom sistemu.

Cilj EMSAPI standarda je da obuhvati sve aplikacije koje se mogu tipično vezati za jedno standardno okruženje centra upravljanja, pri čemu se podrazumeva da taj centar ima interfejse ka spoljnim sistemima u cilju podrške sopstvenim *real-time* aplikacijama. Dosadašnji naponi pri definisanju EMSAPI standarda su se odnosili, pre svega, na definisanje interfejs standarda u odnosu na standardne aplikacije.

6. TRENUTNI STATUS STANDARDA

Posle višegodišnjeg rada na izradi standarda, koji je započeo sredinom devedesetih godina predmetne serije standarda nisu kompletno završene. Početni delovi standarda su pripremljeni i usvojeni kroz standardnu proceduru usvajanja, dok je većina delova pripremljena u verziji nacrt (CD - Committee Draft). Pojedini delovi standarda su pretrpeli korenite promene, dok se od realizacije pojedinih delova čak i odustalo, a u međuvremenu ubačeni su i neki novi delovi. U tabelama 1 i 2 dati su aktuelni statusi na izradi delova standarda IEC 61970 i IEC 61968 [5, 6, 7].

Kao što se iz priloženih tabela može uočiti, prisutna je velika aktivnost i želja da se predmetni standardi u potpunosti završe. Problem harmonizacije između serija standarda u okviru IEC TC 57, presudno je uticao na kašnjenje u realizaciji predmetnih standarda, koji je, prema preliminarnim prognozama trebalo da bitu gotovi krajem 2003.

Tabela 1.

Aktuelni statusi na izradi serije standarda IEC 61970

Deo	Ime	Trenutna verzija	Trenutni status	Planirani status	Aktivnost
1	Direktive i opšta razmatranja	8	CDV	FDIS	Publikovanje
2	Pojmovnik	3	CDV	FDIS	Publikovanje
301	CIM Osnovni	7	FDIS	IS	Publikovanje
302	CIM Razmena energije, rezervacija i finansije	2	CDzadržan		
303	CIM SCADA	3	CD	CDV	Prikupljanje komentara
401	CIS Pregled i okvir	5	FDIS	IS	Publikovanje
402	Zajednički servisi (osnovni servisi)	3	CD	CD	Prikupljanje komentara
403	Generički pristup podacima (Zahtev i odgovor)	3	CD	CD	Prikupljanje komentara
404	Pristup podacima velikom brzinom	2	WD	CD	Prikupljanje komentara
405	Generičko logovanje i prijavljivanje (Dogadaji i prijavljivanje)	1	WD	CD	Prikupljanje komentara
406	Metode pozivanja		Otkazano		
407	Pristup istorijskim podacima		Zadržan	WD	Priprema drafta
450	CIS Uputstvo za specifikaciju modela za razmenu podataka (CIS sadržaj podataka)	1	WD	CD	Prikupljanje komentara
451	SCADA CIS	3	WD	CD	Prikupljanje komentara
452	CIM Specifikacija modela za razmenu	0	WD	CD	Prikupljanje komentara
453	Razmena grafike	1.1	Draft sa CCAPI	CD	Prikupljanje komentara
501	CIM RDF shema	3	CD	CDV	Publikovanje
502	GDA CORBA mapiranje		Zadržan	WD	Promena dela
503	CIM XML format modela za razmenu	2	WD	CD	Prikupljanje komentara
504	GDA C jezik mapiranje			WD	Promena dela

WD - pisanje nacrt; CD - nacrt; CDV - nacrt za glasanje; FDIS - predlog međunarodnog standarda

Tabela 2.

Aktuelni statusi na izradi serije standarda IEC 61968

Deo	Ime	Trenutni status	Planirani status	Aktivnost
1	Opšta razmatranja	Završeno		
2	Pojmovnik	FDIS	FDIS	Publikovanje
3	Interfejs standard za upravljanje mrežom	FDIS	FDIS	Publikovanje
4	Interfejs standard za upravljanje dobrima	CD	CD	Prikupljanje komentara
5	Interfejs standard za operativno planiranje i optimizaciju			
6	Interfejs standard za održavanje i izgradnju	Definisanje	CD	Priprema drafta
7	Interfejs standard za plansku energetiku			
8	Interfejs standard za odnose sa potrošačima	Definisanje	CD	Priprema drafta
9	Interfejs standard za očitavanje potrošnje i upravljanje opterećenjem	Definisanje	CD	Priprema drafta
10	Interfejs standard za eksterne sisteme, koji podržavaju upravljanje elektrodistributivnim preduzećem			
11	Zajednički model podataka (CIM)	CD	CDV	Prikupljanje komentara
12	Slučajevi upotrebe („Use case”)	Definisanje	CD	Priprema drafta

WD - pisanje nacrt; CD - nacrt; CDV - nacrt za glasanje; FDIS - predlog međunarodnog standarda

godine. Ovo kašnjenje u realizaciji standarda ima direktan uticaj na njihovu implementaciju u praksi, budući da veliki broj zainteresovanih korisnika za njegovu implementaciju čeka završetak rada na njima. Očekuje se da se kompletan posao na izradi predmetnih standarda završi najkasnije do prve polovine 2006. godine.

7. TEST INTEROPERABILNOSTI

Trenutno se sprovode pripremne radnje na organizaciji šestog po redu testa interoperabilnosti, koji će se održati maja meseca 2004. godine, pod pokroviteljstvom EPRI. Predviđeni test će obuhvatiti sve standarde koji se odnose na CIM model, uključujući CIM XML, GID (Generic Interface Definition) i poruke zasnovane na CIM standardima. Cilj ovog testiranja je da razgraniči specifične interese učesnika u njemu. Testiranje će obuhvatiti sledeće delove ovih standarda:

- 61970 CIM RDF XML razmenu modela EES putem XML dokumenta (razmena kompletnog modela, razmena dela modela, inkrementalni „update” modela),
- 61970 GID (pristup podacima GDA (Generic Data Access), generičko događanje i prijavljivanje), i
- 61968 poruke (delovi 61968 - 3,4,5,6).

Test interoperabilnosti treba da potvrdi sposobnost aplikacije/sistema jednog od učesnika testiranja da bude operabilna sa aplikacijom/sistemom drugog učesnika u testiranju. U tom smislu, potrebno je da učesnici obezbede da njihovi proizvodi koriste istu tehnologiju za implementaciju (npr. DCOM ili WEB servise). Testiranje uključuje validaciju operacija između ovih proizvoda, bilo da se radi o direktnoj „peer” vezi (fajl transfer) ili klijent/server konekciji (GID-API). Pored testa interoperabilnosti, biće sproveden i test konformanse. Testiranje konformanse treba da potvrdi saglasnost interfejsa da je standardna definicija interfejsa mapirana prema specificiranoj tehnologiji za mapiranje. Pri ovome je potrebno obezbediti da je platforma za testiranje raspoloživa za interakciju sa aplikacijom/sistemom.

8. ARHITEKTURA SISTEMA I PROTOKOLI

Prilikom projektovanja najnovijih informacionih sistema koji treba da se baziraju na preporučenim standardima, potrebno je posebno voditi računa o sledećem:

- **Arhitektura sistema.** Planirane sisteme je moguće realizovati na klijent/server konceptu, servisno orijentisanom ili decentralizovanom, pri čemu je moguće da će se sistem specificirati u nekoliko

slojeva (arhitektura podataka, servisi, komunikacija).

- **Sigurnost podataka.** Potrebno je razmotriti specifične zahteve za sigurnošću raznih podataka koji se razmenjuju, sa posebnim osvrtom na korišćenje javnih ili privatnih mreža, ali i potrebe da se izvrši enkripcija pojedinih grupa podataka. Trenutno se realizuju specifikacije standardnih modela bezbednosti podataka, kao i protokoli za zaštitu podataka (npr. HTTPS, osigurani ICCP, VPN (Virtual Private Network), itd.). Predmet ove oblasti se rešava u okviru IEC TC 57 WG 15.
- **Model za razmenu podataka (IEM).** Prilikom razmene podataka, potrebno je koristiti efikasne „nosače” poruka, koji se mogu realizovati u obliku XML shema ili OASIS template fajla, ali u svakom slučaju u propisanom XML obliku..
- **Protokoli.** Raspoloživ je veliki broj protokola koji obezbeđuju efikasnu komunikaciju (TCP/IP, ICCP, HTTPS, SOAP, SMXP).
- **Zahtevane performanse.** Zadovoljenje performansi sistema koji se želi realizovati predstavlja kritičan korak, te je potrebno voditi računa o zadovoljenju sledećih ograničenja: kritično vreme, raspoloživost, kao i pouzdanost razmene informacija.

9. IMPLEMENTACIONE STRATEGIJE

Sagledavajući sve propisane integracione pristupe, može se konstatovati da je integracija bazirana na WEB servisima znatno lakša za realizaciju, pre svega zbog činjenice da je podržana veoma jakim industrijskom podrškom [4]. Ovaj pristup baziran na J2EE i NET okvirima, koji predstavljaju najnovije i sigurne tehnološke pravce, obezbediće siguran pristup rešavanju integracije. Ova tehnološka podrška neumitno olakšava razvoj aplikacija koje se baziraju na WEB servisima i sigurno vodi ka razvoju stabilnih, portabilnih i realizaciji na jedan duži vremenski period. Implementacija integriranih informacionih sistema koji se baziraju na WEB servisima predstavlja pre evolutivan, negoli revolucionaran pristup. U sadašnjem trenutku, realizacija integriranja informacionih sistema se bazira na činjenici da se WEB servisi uglavnom koriste da omoguće postojećim aplikacijama, koje su zatvorene od strane proizvođača, pristup putem WEB-a, a da pri tome oni ne narušavaju monolitnu strukturu postojećih informacionih sistema. Kako dalji procesi integracije bude odmicali, tako će sve veći broj postojećih proizvođačkih aplikacija biti integrisan, pri čemu će se imati vremena da se postojeći sistem dodatno stabilizuje u cilju daljeg prihvata aplikacija koje rade odvojeno.

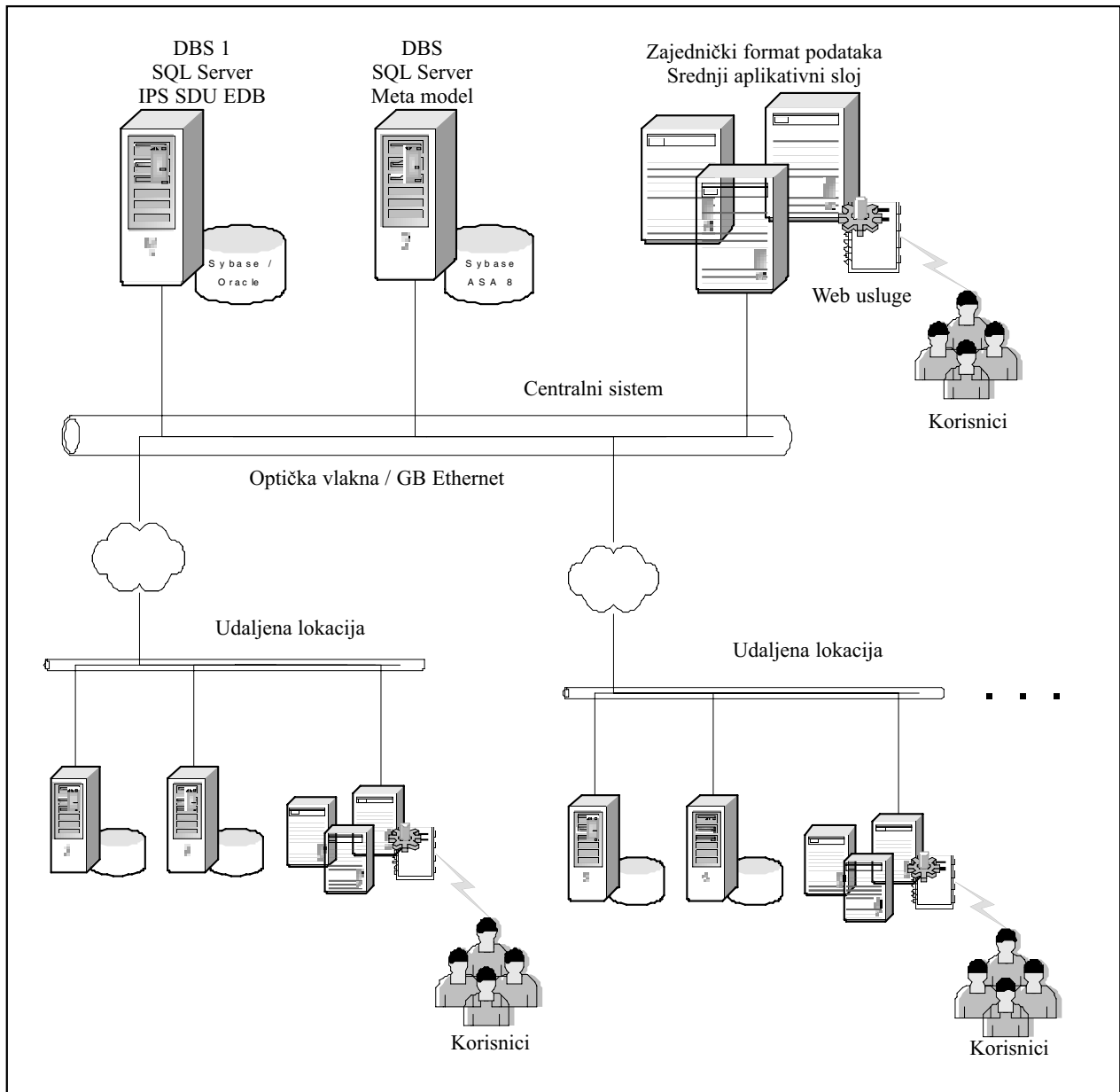
10. PRIMENA IEC STANDARDA NA REALIZACIJI IPS SDU EDB

U okviru postojećeg Informacionog Pod sistema Sistema Daljinskog Upravljanja EDB (IPS SDU EDB), predviđena je zamena nekoliko aplikacija koje su do sada radile sa nezavisnim bazama podataka (aplikacija za prikaz mreže DEES, aplikacija za rad sa tehničkom bazom podataka o potrošačima, aplikacija za obradu zahteva za isključenje, aplikacija za prijavu kvarova), kao i integracija energetske proračuna (matematički model mreže, estimacija opterećenja, proračun tokova snaga, proračun struja kratkih spojeva, itd.).

Domen rada sistema IPS SDU EDB treba da obuhvati:

- Obradu centralne baze podataka SDU EDB,
- Obradu grafičke baze podataka (VN, SN i NN elektrodistributivne mreže EDB),
- Upravljanje nad DEES EDB preko SDU,
- Prijem merenja i signalizacije preko SDU,
- Izvršavanje energetskih proračuna,
- Obradu prijave kvarova u okviru centara upravljanja DEES EDB, i
- Upravljanje dispečerskim ekipama i ekipama održavanja.

U prvoj fazi razvoja izvršena je analiza i urađen je objektni model podataka u skladu sa serijama stan-



Slika 3. Struktura sistema IPS SDU EDB

darda IEC 61970 i IEC 61968, pri čemu je osnovni CIM model unapređen i proširen. Pri definisanju proširenja maksimalno su sagledane potrebe EDB, uz uvažavanje trenutnog pravca razvoja CIM modela, a koja bi trebala da rezultira jednostavnom implementacijom konačne definicije CIM modela. Veliki problem u implementaciji IPS SDU EDB predstavljaće problem prikupljanja, obrade i verifikacije velikog broja podataka koji će biti vezani za dislocirane (potpuno ili delimično) nezavisne lokacije. Takođe, biće potrebno obezbediti daleko pouzdanije i brže veze za komunikaciju između aplikacija koje trenutno rade, i onih koje se trenutno integrišu.

10.1. Opis sistema IPS SDU EDB

Implementacijom IPS SDU EDB treba da se zadovolje sledeći zahtevi:

1. Da se ostvari jedinstvena baza podataka svih resursa, dokumenata, merenja i poslovnih pravila,
2. Da se omogući distribuirani rad sistema sa različitim tipovima veza između centra upravljanja i podređenih lokacija (stalne brze, stalne spore i povremene veze),
3. Na svakoj lokaciji je potrebno da se omogući pristup: različitim sistemski procesima (aplikacijama za prikaz mreže, energetskim funkcijama, telemetrisanim podacima, „batch” procedurama, itd.), korisnicima iz različitih okruženja (COM „interop”, DCOM, Web servisi, direktni klijenti) i to preko različitih protokola (SOAP, COM „interop”, TCP/IP) i
4. Forme za pristup podacima treba da budu primenljive u skladu sa vrstom korisnika i poslom kojim se bave.

10.2. Struktura sistema IPS SDU EDB

IPS SDU EDB koji se implementira sastoji se od sledećih komponenti:

1. Primarni SQL Server sa svim podacima (održava centralnu IPS SDU EDB bazu podataka),
2. Sekundarni SQL Server koji opslužuje „meta-model” („meta-model” sadrži definicije dokumenata i poslovna pravila),
3. Middleware (Net WEB servisi i „remoting” komponente),
4. Direktni korisnici aplikacija ili aktivacija softverskih komponenti u okviru drugih aplikacija, i
5. Replikacije sistema na udaljenim lokacijama koje sadrže identične softversko/hardverske komponente sa podskupom podataka iz centralne baze.

Srednji aplikativni sloj *middleware* izvršava procese aktivirane od strane klijenata („Client Activated Objects”) i WEB servise, pri čemu su hardver-

ske performanse realizovanih servera presudne za dobijanje dobrih performansi sistema. Ovako realizovano rešenje je skalabilno, jer mogu da se koriste funkcije balansiranja opterećenja. Na udaljenim lokacija je predviđeno da se izvrši objedinjavanje funkcija u jedan server ili više, u zavisnosti od veličine baza podataka i opterećenja sistema.

Trenutno se ne zna tačan obim podataka, pa se oslonac ovakvog rešenja našao upravo u modularnoj i skalabilnoj varijanti sistema. Implementirana arhitektura dozvoljava dalji rad sistema i prilagođavanje potrebama korisnika bez zastoja u radu.

11. ZAKLJUČAK

Promene uslova poslovanja svih elektroprivrednih preduzeća u našoj zemlji koja se očekuje u najskorije vreme zbog donošenja nove zakonske regulative, usloviće da se započne sa energičnijim procesima integracije postojećih aplikacija unutar elektroprivrednih preduzeća, ali i izvan njih. Odlaganje primene prezentiranih standarda onemogućiće da naša elektroprivredna preduzeća spremno dočekaju predstojeće promene. Sa druge strane, nije ni dovoljno da samo neka preduzeća prihvate iste, već je neophodno da sva preduzeća započnu sa njihovom opsežnom primenom, jer je potrebno postignuti veliki stepen orkestracije u okviru zajedničkog okruženja. Pažnju je potrebno pre svega usmeriti ka implementaciji CIM modela, pri čemu je neophodno da kroz početne faze njegove implementacije, naša elektroprivredna preduzeća izvrše njegovu verifikaciju i proširenje saglasno svojim poslovnim potrebama.

12. LITERATURA

- [1] E. Lambert, W. D. Wilson INTRODUCING THE FIRST PART OF A NEW STANDARD FOR SYSTEM INTERFACES FOR DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM (DMS), CIRED 1999, Nice
- [2] G. Robinson MODEL DRIVEN INTEGRATION (MDI) FOR ELECTRIC UTILITIES, GITA 2002, Enterprise Application Integration Seminar
- [3] G. Robinson KEY STANDARDS FOR UTILITY ENTERPRISE APPLICATION INTEGRATION (EAI), GITA 2002, Enterprise Application Integration Seminar
- [4] Jun Zhu WEB SERVICES PROVIDE THE POWER TO INTEGRATE, IEEE Power & Energy magazine, nov/dec 2003, str. 40-49
- [5] COMMITTEE DRAFTS OF IEC 61970, TC57 WG13 (www.iec.ch)
- [6] COMMITTEE DRAFTS OF IEC 61968, TC57 WG14 (www.iec.ch)
- [7] WEB SAJT TC 57 WG 13/14 (www.wg14.com)



Dušan T. Vukotić (1968) je diplomirao na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu 1993. godine, na smeru za Elektroenergetske sisteme. Magistrirao je na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu 2000. godine. Od 1994. godine zaposlen je u EPS - JP „Elektro distribucija Beograd“, gde od 2001. godine radi na mestu šefa Službe za analizu, programiranje i Sistem Daljinskog Upravljanja (SDU) u okviru Direkcije održavanja i upravljanja DEES. Rukovodi sa nekoliko projekta vezanih za unapređenje postojećeg Sistema Daljinskog Upravljanja EDB, kao i sa Studijom iz oblasti automatizacije srednjenaponske elektrodistributivne mreže EDB. Stručni je izvestilac STK-4 u okviru JUKO CIRED-a iz oblasti integracije SCADA sistema, energetskih proračuna i tehničkih baza podataka, kao i automatizacije SN elektrodistributivne mreže. Član je Komisije za standardizaciju KSN 57 - Upravljanje i komunikacije u elektroenergetskim sistemima, gde je zadužen za oblast elektrodistributivnih sistema. Aktivan je član u okviru međunarodne radne grupe IEC TC 57 WG 14, koja radi na izradi serije standarda IEC 61968 „System interfaces for DMS“. Član je STK C6 - Distributivni sistemi i distribuirana proizvodnja u okviru JUKO CIGRE. Autor je ili koautor više radova u domaćim časopisima i na domaćim savetovanjima. Na 3. Savetovanju JUKO CIRED 2002. godine u Vrnjačkoj Banji, nagrađen je kao koautor za najzapaženiji rad u okviru STK-5 na temu mogućnosti primene distribuirane proizvodnje na konzumnom području EDB. Trenutno radi na doktorskoj disertaciji iz oblasti upravljanja distributivnim elektroenergetskim sistemom.

Gojko Dotlić,
Đorđe Golubović, Borislav Azlen i Dušan Maksić

Telezaštitni sistemi na interkonektivnim vodovima 400 kV

Stručni rad
UDK: 621.391

Rezime:

U referatu se daje pregled postojećih i budućih rešenja telezaštitnih sistema na interkonektivnim vodovima 400 kV koji povezuju elektroenergetski sistem Srbije sa sistemima susednih zemalja. Novina u odnosu na dosadašnja rešenja je u tome što su, pored VF veza za realizaciju telezaštitnih sistema, na ovim vodovima uvedene i optičke veze u funkciji telezaštite. Samim tim, trebalo je preispitati postojeću praksu u skladu sa UCTE praksom. Takođe se u referatu predlaže unifikacija rešenja prenosa signala zaštite, kako po broju signala i primenjenoj logici isključenja kvarova, tako i po broju komunikacionih puteva i ostvarivanju 100 % redundanse u prenosu signala zaštite.

Ključne reči: telezaštita, interkonektivni vod

Abstract:

TELEPROTECTION SYSTEMS ON INTERCONNECTIVE LINES 400 kV

The paper gives an overview of existing and future solutions for teleprotection systems on interconnective lines 400 kV connecting the power systems of Serbia with power systems of neighbouring countries. On these lines is applied the new approach with optical communications for teleprotection function beside the PLC communications applied in the existing solutions. Therefore, the paper reviews the existing practice in accordance with the UCTE practice. Also, the paper suggests unification of the solutions for transmission of protection signals according to the number of signals and applied interlocking for tripping of faults, as well as numbers of communications and realisation 100 % redundancy for protection signals transmission.

Key words: teleprotection, interconnective line

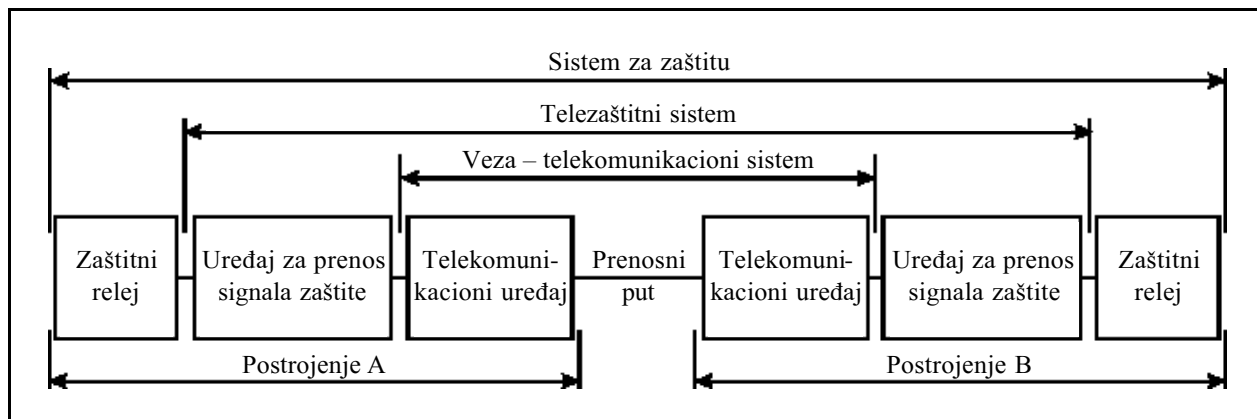
1. UVOD

Elektroenergetski sistem Srbije, u momentu uključanja u UCTE sistem tokom 2004. godine, povezaće se sa sistemima susednih zemalja preko 4 interkonektivna voda 400 kV. To su:

– DV 404 Niš 2 - Sofija Zapad (Bugarska)

– DV 405 Đerdap 1 - Portile de Fier (Rumunija)
– DV 409/2/3 Mladost - (Sremska Mitrovica 2) - Ernestinovo (Hrvatska)
– DV 454 Subotica 3 - Segedin (Mađarska)
Narednih godina očekuje se uvođenje DV 409/2/3 Mladost - (Sremska Mitrovica 2) - Ernestinovo (Hrvatska) u TS 400/220/110 kV/kV/kV

Mr Gojko Dotlić, e-mail: gojko.dotlic@elis.eps.co.yu, mr Đorđe Golubović, Borislav Azlen, dipl. ing., Dušan Maksić, dipl. ing. – „EPS” JP „Elektroistok”, 11 000 Beograd, Kneza Miloša 11



Slika 1. Blok šema sistema za zaštitu sa prenosom signala

Sremska Mitrovica 2 (tj. „skraćenje” postojećeg interkonektivnog voda na deonicu DV 409/3 Sremska Mitrovica 2 - Ernestinovo), kao i povezivanje elektroenergetskog sistema Srbije i UCTE sistema preko još 2 nova interkonektivna voda 400 kV: DV Sremska Mitrovica 2 - Ugljevik (Republika Srpska) i DV Niš 2 - Skoplje 5 (Makedonija).

Na svim navedenim interkonektivnim vodovima 400 kV koriste se sledeće komunikacije, odnosno prenosni putevi podataka zaštite:

- visokofrekventni signali po provodnicima visokog napona (VF veze);
- optička vlakna u zaštitnom užetu (OPGW).

2. SISTEMI ZAŠTITE INTERKONEKTIVNIH VODOVA 400 kV

Sistem za zaštitu mogu da budu izvedeni sa:

- nezavisnim zaštitnim relejima (npr. distantne zaštite i dr.) u sklopu telezaštitnih sistema (slika 1);
- međusobno zavisnim zaštitnim relejima (npr. parovi podužnih diferencijalnih zaštita).

Za razliku od međusobno zavisnih zaštitnih releja, nezavisni zaštitni releji obično rade bez komunikacionih veza. Međutim, da bi se obezbedila bolja selektivnost i brzina isključenja kvara, ove zaštite se međusobno povezuju u telezaštitni sistem.

U oba slučaja potrebne su odgovarajuće komunikacione veze. Razlika je u tome što se kod telezaštitnih sistema prenose signali u obliku impulsa trajanja ≥ 20 ms, dok se kod primene podužnih diferencijalnih zaštita po komunikacionim vezama razmenjuju merene vrednosti (struje ili faze) na krajevima voda.

2.1. Distantne zaštite

Na postojećim interkonektivnim vodovima 400 kV koriste se koncepcija zaštite sa 2 glavne distantne zaštite, odnosno za kratke vodove koncepcija sa

jednom glavnom diferencijalnom zaštitom i rezervnom distantnom zaštitom. Postojeće zaštite na interkonektivnim vodovima 400 kV su sledeće (stanje sa početka 2004. godine):

TS Niš 2 (DV polje br. 404)	(1) L8 - BBC;	(2) RAZFE - ASEA
RP Đerdap 1 (DV polje br. 405)	(1) RN27b - SIEMENS;	(2) R3Z27 - SIEMENS
RP Mladost (DV polje br. 409/2/3)	(1) L8 - BBC;	(2) RAZFE - ASEA
TS Subotica 3 (DV polje br. 454)	(1) REL 521 - ABB;	(2) RAZFE - ASEA

Do povezivanja elektroenergetskog sistema Srbije i UCTE sistema očekuje se rekonstrukcija zaštita na DV 405 Đerdap 1 - Portile de Fier (Rumunija) i to tako da će se na oba kraja ugraditi po 2 para mikroprocesorske diferencijalne zaštite voda. Umesto postojeće žične komunikacije elektromehaničke diferencijalne zaštite RN27b - SIEMENS, jedan par novih diferencijalnih zaštita komuniciraće preko optičkog kabela položenog duž brane, a drugi par preko optičkih vlakana u zaštitnom užetu OPGW na samom vodu. (Napomena: Ukoliko se bude kasnilo sa polaganjem OPGW-a, moguće je da će u početku obe zaštite komunicirati preko optičkog kabela položenog duž brane i za tu namenu su rezervisana 4 optička vlakna, tj. 2 para.) Ukupna dužina DV 405 Đerdap 1 - Portile de Fier (Rumunija) je 1,951 km tako da je moguće direktno povezivanja mikroprocesorskih diferencijalnih zaštita (bez dodatnih komunikacionih uređaja - multipleksa). Jedna od mikroprocesorskih diferencijalnih zaštita treba da ima i funkciju rezervne distantne zaštite.

2.2. Načini povezivanja distantnih zaštita

Na postojećim interkonektivnim vodovima 400 kV, kao i ostalim prenosnim vodovima 400 kV u

elektroenergetskom sistemu Srbije, koriste se sledeći načini povezivanja distantnih zaštita na krajevima voda:

2.2.1. PUT - Permissive Underreach Tripping

Ovaj telezaštitni sistem je primenjen uz distantne releje tipa L8 - BBC na DV 404, a koristiće se i na DV 409/2/3 do ulaska u pogon 400 kV postrojenja u TS 400/220/110 kV/kV/kV Sremska Mitrovica 2.

Prvi stepen na oba distantna releja podešava se normalno na 85 % dužine voda. Kada se desi kvar u zoni < 85 % dužine voda, relej isključuje svoj prekidač u prvom stepenu i istovremeno šalje signal na drugu stranu voda. Ukoliko je za relej na drugoj strani to takođe kvar u zoni < 85 % dužine voda, i taj relej će da isključi svoj prekidač u prvom stepenu i istovremeno šalje signal na drugu stranu voda. Međutim, ako je za relej na drugoj strani to kvar u zoni > 85 % dužine voda i ako je relej pobuđen, primljeni impuls se preko kontakata pobudnih organa prosleđuje do prekidača. Na ovaj način se kvarovi na vodu isključuju u vremenu prvog stepena (oko 80 ms uključujući vreme isključenja prekidača) ili nešto duže (tj. 80 ms uvećano za vreme potrebno za prenos signala reda 25 ms).

2.2.2. PUA - Permissive Underreach Acceleration

Ovaj telezaštitni sistem je primenjen uz distantne releje tipa RAZFE - ASEA na DV 404, DV 409/2/3 i DV 454, kao i mikroprocesorski distantni relej REL 521 - ABB na DV 454.

I u ovom slučaju, prvi stepen na oba distantna releja podešava se normalno na 85 % dužine voda. Kada se desi kvar u zoni <85 % dužine voda, relej isključuje svoj prekidač u prvom stepenu i istovremeno šalje signal na drugu stranu voda. Ukoliko je za relej na drugoj strani to takođe kvar u zoni <85 % dužine voda, i taj relej će da isključi svoj prekidač u prvom stepenu i istovremeno šalje signal na drugu stranu voda. Međutim, ako je za relej na drugoj strani to kvar u zoni >85 % dužine voda, po prijemu signala taj relej produžuje doseg prvog stepena na doseg drugog stepena (120 % dužine voda). Ako je kvar u zoni drugog stepena, primljeni impuls se prosleđuje do prekidača bez vremenske zadržke drugog stepena. Zato se ovaj telezaštitni sistem i zove „ubrzanje drugog stepena”. Na ovaj način se kvarovi na vodu isključuju u vremenu prvog stepena (oko 80 ms uključujući vreme isključenja prekidača) ili nešto duže (tj. 80 ms uvećano za vreme potrebno za prenos signala reda 25 ms i vreme potrebno za preklapanje prvog na drugi stepen i dopunsko merenje pri produženom prvom stepenu reda 20 ms). Kod vi-

šesistemskih distantnih releja RAZFE - ASEA i REL 521 - ABB vrši se jednovremeno merenje u svim stepenima, tako da vreme za preklapanje i dopunsko merenje pri produženom prvom stepenu nije potrebno da se uzima u obzir.

2.2.3. BOT - Blocking Overreach Tripping

Ovaj telezaštitni sistem se ne koristi na postojećim interkonektivnim vodovima 400 kV. U planu je njegova primena na kratkom DV 405 Đerdap 1 - Portile de Fier (Rumunija), s tim što još nisu odabrani tipovi i isporučiooci mikroprocesorskih distantnih zaštita (funkcija).

Distantne zaštite moraju biti dvosmerno usmerene (minimalno prvi stepen „napred” u smeru voda i jedan stepen „nazad” u smeru sabirnica). Prvi stepen na oba distantna releja podešava se na 120 % dužine voda, tj. preko sabirnica u susednom postrojenju. Da ne bi došlo do neselektivnog isključenja za kvarove iza susednih sabirnica u smeru voda, ne sme se dozvoliti da releji pošalju komandu za isključenje prekidača čim detektuju kvar u prvom stepenu, tj. relej mora biti da čeka informaciju sa druge strane voda. Ukoliko je za relej na drugoj strani takođe detektovao kvar voda, i taj relej čeka signal i isključuje svoj prekidač u prvom stepenu uvećanom za vreme čekanja. Međutim, ako za relej na drugoj strani to nije kvar u smeru voda (već u smeru sabirnica, iza leđa), taj relej šalje impuls blokade isključenja distantne zaštite u prvom stepenu. Na ovaj način se kvarovi na vodu uvek isključuju u vremenu prvog stepena (oko 80 ms uključujući vreme isključenja prekidača) uvećanom za potrebno vreme blokade releja (reda 30 ms).

2.3. Primena ostalih zaštita u telezaštitnim sistemima

Na većini postojećih interkonektivnih vodova 400 kV, kao i ostalim prenosnim vodovima 400 kV u elektroenergetskom sistemu Srbije, za sada se ne koriste ostale zaštite u funkciji telezaštitnih sistema. Međutim, sasvim je izvesno da će se posle rekonstrukcije zaštita u postojećim postrojenjima (TS 400/220/110 kV/kV/kV Niš 2 i RP 400 kV Đerdap 1) ili posle izgradnje novih postrojenja (TS 400/220/110 kV/kV/kV Sremska Mitrovica 2) proširiti broj signala u funkciji sledećih telezaštitnih sistema:

2.3.1. BOS/DEFP - Blocking Overreaching Scheme

Mikroprocesorski terminali sa distantnim zaštitama vodova najčešće imaju, u osnovnoj verziji ili opciono, usmerenu zemljospojnu zaštitu (DEFP -

Directional Earth Fault Protection). Po načinu detekcije kvara, usmerena zemljospojna zaštita je mnogo osjetljivija od distantne zaštite u slučajevima zemljospojeva na vodu preko velikih prelaznih otpora. S obzirom na to da njen doseg zavisi od uklopnog stanja mreže i vrste zemljospoja, i kao takvog nije ga moguće tačno podesiti (obično prebacuje susedne sabirnice u smeru voda), da bi se omogućilo brzo isključenje zemljospoja na vodu, preporučuje se primena komunikacione šeme sa blokiranjem isključenja. U tom slučaju, kao kod primene distantnih zaštita, usmerena zemljospojna zaštita šalje signal blokade isključenja bez vremenskog zatezanja na suprotnu stranu voda kada detektuje kvar „iza leđa”. Na ovaj način se zemljospojevi na vodu uvek isključuju u osnovnom vremenu delovanja usmerene zemljospojne zaštite (oko 80 ms uključujući vreme isključenja prekidača) uvećanom za potrebno vreme blokade releja (reda 30 ms).

Na postojećim interkonektivnim vodovima 400 kV, kao i ostalim prenosnim vodovima 400 kV u elektroenergetskom sistemu Srbije ovaj telezaštitni sistem nije se primenjivao, jer postojeći setovi elektromehaničke i statičke zaštite nisu sadržavale usmerenu zemljospojnu zaštitu saglasno važećim preporukama EPS-a. Na žalost, sledeći logiku važećih preporuka EPS-a, mikroprocesorski zaštitni terminal REL 521 - ABB na DV 454 Subotica 3 - Segedin (Mađarska) takođe ne sadrži usmerenu zemljospojnu zaštitu. U toku su izmene tehničkih preporuka i primena BOS - Blocking Overreaching Scheme sa usmerenim zemljospojnim zaštitama biće realizovana na interkonektivnim vodovima 400 kV u rekonstruisanim i novim postrojenjima.

2.3.2. DTT - Direct Transfer Tripping

To su sistemi koji omogućavaju da zaštita na jednom kraju voda istovremeno šalje impuls isključenja prekidača na drugoj strani. Broj signala zavisi pre svega, od stanja postrojenja i ugrađenih zaštita. Moguća rešenja su:

- prenos signala isključenja zaštite od otkaza prekidača u DV polju 400 kV. Ovo rešenje se primenjuje jednostrano na DV 454 u TS Subotica 3, za slučaj otkaza prekidača u TS Segedin sa vremenskom zadržkom trajanja signala od 100 ms.
- prenos signala isključenja diferencijalne zaštite sabirnica 400 kV. Ovo se može izostaviti u slučajevima kada je uz diferencijalnu zaštitu integrisana i zaštita od otkaza prekidača,
- prenos signala isključenja pada pritiska SF_6 gasa u prekidaču DV polja 400 kV. Većina proizvođača zahteva da se prekidač blokira u zatečenom (uključenom) položaju pri padu pritiska SF_6 gasa ispod

drugog kritičnog stepena (prvi je alarm). S obzirom na to da je za otklanjanje curenja gasa potrebno isključenje prekidača, prirodno je da se najpre isključi suprotna „zdrava” strana, a onda bez tereća i prekidača u kvaru. Međutim, sa aspekta upravljanja elektroenergetskim sistemima, ovo treba sprovesti samo uz saglasnost dispečerskih službi, jer je ponekad bolje ostaviti neko vreme za rasterećenje i pripremu voda za isključenje, nego automatski bez vremenske zadržke isključivati dalekovod - naravno uz sreću da se u međuvremenu ništa ne desi na samom vodu.

Za početak, sistem direktnog prenosa isključenja zaštite od otkaza prekidača (BF) primeniće se na DV 404 Niš 2 - Sofija Zapad (Bugarska) i DV 409/2/3 Mladost - (Sremska Mitrovica 2) - Ernestinovo (Hrvatska), ali samo u smeru od susednih postrojenja prema našim postrojenjima, kao što je realizovano na DV 454 Subotica 3 - Segedin (Mađarska).

2.4. Podužne diferencijalne zaštite

Kao što je rečeno, podužne diferencijalne zaštite rade na bazi poređenja razlike i smera struja na krajevima voda. Kod elektromehaničkih izvedbi podužnih diferencijalnih zaštita, kao što je trenutno primenjena na DV 405 Đerdap 1 - Portile de Fier (Rumunija), analogne veličine struje se prenose sa jednog kraja voda na drugi preko žičanih veza (parica).

Novo diferencijalne zaštite na tom vodu biće mikroprocesorske, tj. koristiće metodu digitalizacije mernih veličina struje za njihovo pređenje i detekciju kvara na vodu. Samo procesuiranje signala na krajevima voda zahteva određeno vreme (npr. svakih 5 meseci se šalje signal na drugi kraj voda), tako da se ne postavljaju zahtevi za velikim brzinama u njihovoj međusobnoj komunikaciji (do 64 kbit/s). Tipično vreme isključenja kvara delovanjem podužne diferencijalne zaštite voda je 90 ms (uključujući vreme isključenja prekidača od 60 ms).

3. OSNOVNE KARAKTERISTIKE TELEZAŠTITNIH SISTEMA

3.1. Telezaštitni sistemi nezavisnih uređaja za zaštitu

Telezaštitni sistem nezavisnih uređaja za zaštitu čine (slika 1):

- uređaj za prenos signala zaštite (distantne i dr.);
- telekomunikacioni uređaj.

Uređaj za prenos signala zaštite pripada grupi uskopojasnih sistema. To su niskofrekventni sistemi koji rade unutar 4 kHz opsega NF kanala (0-4 kHz,

odnosno 0,3 do 3,72 kHz) i koriste deo ili kompletan NF kanal za prenos informacija - signala - za jedan pravac prenosa. U 400 kV prenosnoj mreži Srbije koriste se sledeći tipovi uređaja za prenos signala zaštite: NSD 40 - BBC, DZ 6 - ISKRA i TZ 300 (odnosno novija generacija TZ 400) - Institut Mihailo Pupin.

Zbog činjenice da upotrebljavaju deo 4 kHz kanala za prenos signala distantne zaštite, može se upotrebiti sledeća vrsta veza:

- VF veze po dalekovodima;
- veze po optičkim kablovima;
- RR veze;
- klasični kablovi.

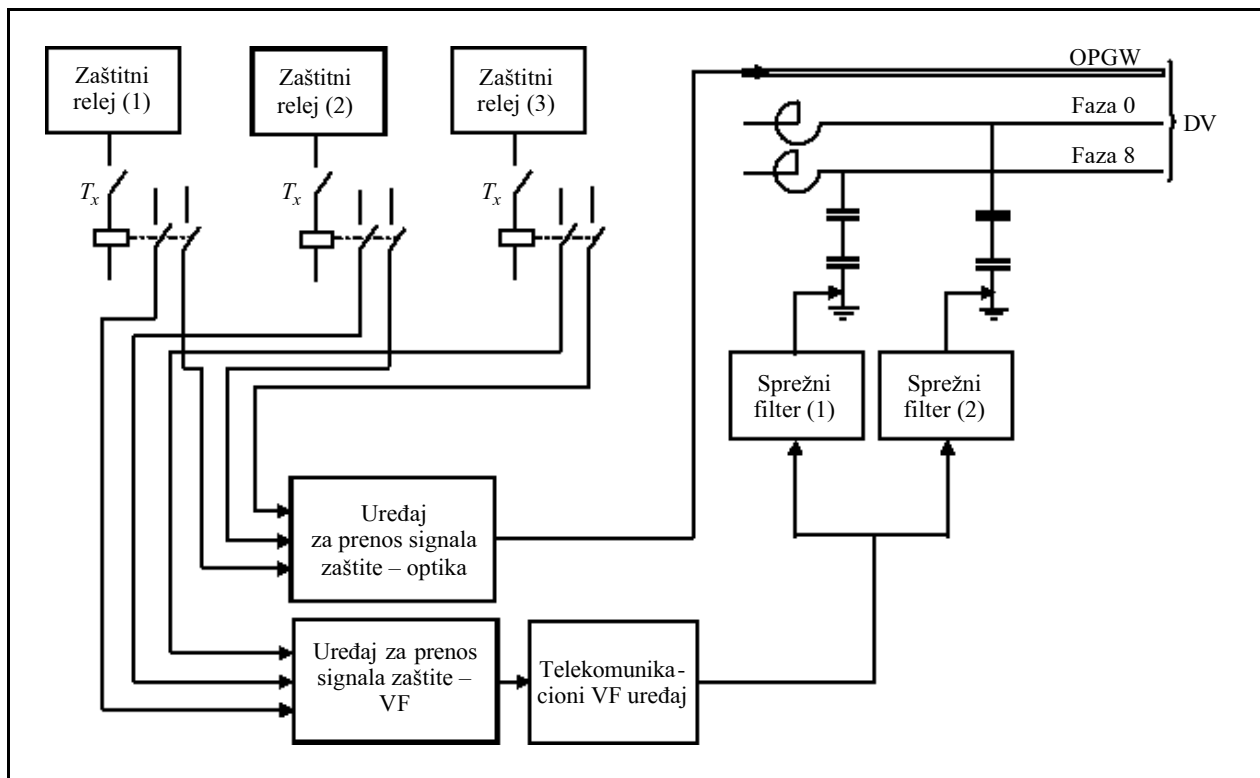
Do nedavno VF veze po dalekovodima su imale privilegovani položaj u pogledu prenosa signala distantne zaštite i čine onu vrstu veza koja se najviše upotrebljava u ovu svrhu. Razlog je u tome što su VF veze u principu sastavni deo voda koji se štiti i da je prenos zaštitnih signala preko ovih veza veoma pouzdan.

Ugradnjom zaštitnih užadi sa optičkim kablovima na interkonektivnim vodovima 400 kV tokom 2003. godine, omogućena je primena novih telezaštitnih sistema (slika 2). Međutim, na samom početku, trebalo je da se odgovori na niz konceptijskih pitanja: Da li se odustaje od dalje primene VF veza i preorijentiše na veze po optičkim kablovima za prenos signala distantne zaštite? Ako se primenjuju oba telezaštitna sistema, kakva je međusobna funkcionalna (ne)zavisnost ta dva sistema?

3.1.1. VF veze po dalekovodima

VF prenos signala se sastoji od sledećih elemenata:

- VF komunikacionog uređaja. U 400 kV prenosnoj mreži Srbije koriste se sledeći parovi VF komunikacionih uređaja, uređaja za prenos signala zaštite i distantnih zaštita: ET 1/NSD 40 - BBC uz distantnu zaštitu L8 - BBC, ET 6/DZ 6 - ISKRA ili PET 300/TZ 300 (TZ 400) - Institut Mihailo Pupin



Napomene:

1. Prikazani način umnožavanja T_x kontakata primenom pomoćnih releja treba shvatiti samo kao principijelno rešenje. Za umnožavanje T_x signala, u praksi će se koristiti mogućnost softverske konfiguracije I/O izlaza/ulaza kod mikroprocesorskih zaštita, ili će se koristiti slobodni kontakti za slanje/prijem signala kod klasičnih zaštita, a samo izuzetno će se raditi umnožavanje kontakata kako je prikazano na slici, jer to produžava vreme prenosa signala za 10-ak milisekundi.
2. Obrnuti princip primenjuje se u slučaju prijema signala (tj. vrši se sabiranje primljenih signala po svakom komunikacionom putu i uvođenje R_x signala u odgovarajuće zaštite).

Slika 2. Blok šema telezaštitnih sistema sa 2 prenosna puta

uz distantnu zaštitu RAZFE - ASEA i REL 521 - ABB.

– spojne grupe za vezivanje VF uređaja na visokonaponski vod. Ovaj visokonaponski deo se sastoji od: (a) kondenzatora (tipično 4 400 pF) koji štiti VF uređaj od visokog napona dalekovoda i sprečava prolaz struje 50 Hz ka telekomunikacionom uređaju; (b) prigušnice (tipično od 0,1 do 0,2 mH) koja sprečava da struja VF signala ne bude odvedena negde drugde, a ujedno ne predstavlja prepreku za prolaz električne struje 50 Hz po vodu. Niskonaponski deo čini sprežni filter sa prenaponskom zaštitom i prigušnicom za prilagođenje.

Specifično za ovaj prenosni put je slabljenje signala zbog uticaja kvara na vodu, tim pre što upravo u trenutku nastanka kvara nužno mora da sledi prenos signala zaštite. Ovo slabljenje ili prigušenje zavisi od mesta i vrste kvara. Iz tih razloga, na postojećim interkonektivnim vodovima 400 kV, kao i ostalim prenosnim vodovima 400 kV u elektroenergetskom sistemu Srbije, koristi se VF prenos signala po 2 fazna provodnika (dvofazna sprega) u koje se, zavisno od toga koji distantni relej je proradio, utiskuje signal komande odgovarajuće učestanosti (npr. DZ 6 i NSD 40 uređaji), odnosno u vidu posebno kodiranog digitalnog signala (npr. TZ 300 i TZ 400 uređaji).

Bitno je uočiti da postojeći koncept zaštite 400 kV vodova sa 2 glavne distantne zaštite i VF prenosom signala po 2 fazna provodnika, nije praćen 100 % redundancijom u VF komunikacionim uređajima i uređajima za prenos signala zaštite. Taj cilj će se realizovati tek sa primenom veza po optičkim kablovima na interkonektivnim vodovima 400 kV.

Specifičnost postojećeg rešenja na DV 454 je da se jedan kanal koristi za obe distantne zaštite, a da se drugi kanal koristi za direktno isključenje. U slučaju kvara telekomunikacione veze, posle 10 s, ostvaruje se:

- obe distantne zaštite prebacuju podešenje drugog stepena na isključenje u osnovnom vremenu
- za rezervu zaštite od otkaza prekidača u TS Segedin aktivira se neusmerena zemljospojna zaštita sa vremenskim podešenjem od 5 s.

3.1.2. Veze po optičkim kablovima

Ukoliko se ugrađuju mikroprocesorske distantne zaštite (npr. REL 521 - ABB), moguća je upotreba fiber optičkih interfejsa u terminalu zaštite koji mogu da komuniciraju sa zaštitom na drugom kraju bez dodatnih uređaja za prenos signala i to za odvojenih vlakana do dužine oko 30 km. Za veća rastojanja zahteva se ugradnja posebnih uređaja za prenos signala (npr. FOX 20 - ABB, OMPX - PRO-

TECTA, itd.) i na taj način je moguće obezbediti komunikaciju na rastojanjima do 120 km po monomodnim vlaknima. Svi navedeni uređaji, pored prenosa signala distantne zaštite, imaju funkciju multiplexera i u tom slučaju obezbeđuju određen broj kanala sa brzinom komunikacije od 64 kbit/s do 1,25 Mbit/s (zavisno od isporučioča uređaja) za neke druge servise po potrebi.

Ovde treba naglasiti da se u telezaštitnim sistemima ne razmenjuju numerički podaci nekim protokolom od strane zaštite, već se klasični signalni I/O prosleđuje preko OPGW veze. Tipično su to kartice koje imaju više uzajamno ukrštenih I/O kanala (obično 4 do 8), pa se preko njihovih slobodnih I/O kanala mogu razmenjivati i ostale funkcije zaštite i automatike.

Ako bismo govorili o „privlačnosti” u korišćenju ovih prenosnih puteva, kao kvalitet broj jedan bi bila neosetljivost sistema na spoljašnje smetnje i malo slabljenje signala. Ovaj telezaštitni sistem će se primeniti na DV 454 Subotica 3 - Segedin (Mađarska), i to uređaja za prenos signala tipa OMPX - PROTECTA uz distantne zaštite RAZFE - ASEA i REL 521 - ABB.

Primena veza po optičkim kablovima za potrebe telezaštitnih sistema otvorila je pitanje svrsishodnosti dalje primene VF prenos signala po 2 fazna provodnika. Naime, značajna ušteda bi se postigla primenom VF prenos signala po jednom faznom provodniku (kao što je praksa na 220 kV i 110 kV vodovima). Ne postoji neka UCTE regulativa koja se odnosi na rešenja telezaštitnih sistema i sve se svodi na međusobni dogovor dve zainteresovane strane. EPS se u tim dogovorima opredelio da zadrži postojeći koncept VF prenosa signala po 2 fazna provodnika, bez obzira na novougrađenu OPGW zaštitnu užad. U vezi sa tim, verovatno bi trebalo odustati od realizovane logike kod prekida komunikacije preko VF veze na DV 454. Osim toga, mađarska strana je predložila rešenje sa alternativnim pravcima po optičkim kablovima, što je moguće u perspektivi (treće rešenje kad prethodna dva zataje).

Ovde treba napomenuti da se pri polaganju OPGW zaštitnog užeta obavezno vrši njegova termička provera pri zemljospoju i, po potrebi, predviđa zamena postojećeg užeta na odgovarajućoj deonici „provodnijim” homogenim alumoweld užetom ili drugim tipom homogenog ili kombinovanog užeta prema IEC 61089 sa većom dozvoljenom strujom kvara. Termička provera zaštitnog užeta pri zemljospoju treba da uvaži realno vreme isključenja, odnosno I^2t . Pod uslovom da je realizovan neki od prethodno opisanih telezaštitnih sistema, realno vreme isključenja je ≤ 105 ms (oko 5 perioda). Međutim, ako dođe do otkaza 400 kV prekidača, treba računati

ti sa vremenom isključenja zaštite od otkaza prekidača (tipično ≤ 200 ms). Ukoliko telezaštitni sistem pak nije u funkciji, vremena isključenja je tri puta duže pri zemljospoju na kraju 400 kV voda (tačnije, od 85 % do 100 % dužine voda), s tim što je povoljnost da su za ta mesta kvara udeli struja značajno manji.

3.2. Telezaštitni sistemi diferencijalnih zaštita

Da bi bio u funkciji kompletan sistem podužne diferencijalne zaštite voda, moraju biti u funkciji oba uređaja za zaštitu na krajevima voda (par uređaja) i prenosni komunikacioni put. U principu, direktne komunikacije mogu da budu žičane (preko RS 232 ili 485 interfejsa za dužine do 1 km) ili optičke preko 820 nm interfejsa (za dužine do 2 km), odnosno 1300 nm interfejsa (za dužine do 30 km). Za veća rastojanja (do 120 km) zahteva se ugradnja posebnih uređaja - multipleksera za prenos signala (npr. FOX 20 - ABB, itd.) koji vrše prenos podataka sa brzinom 56 ili 64 kbit/s. Za ovako duga rastojanja, mogući su problemi oko sinhronog rada komunikacije diferencijalnih zaštita (kašnjenje signala zavisi od broja i tipa među uređaja u prenosnom putu), kao i problemi oko rezervnog puta (komunikacioni uređaji mogu da rerutiraju pakete ali se kašnjenje na taj način menja). Prednosti ovih zaštita (ako su osnovne na dalekovodima 400 kV) je da se u nuždi mogu realizovati i zvezdaste strukture (npr. T odcep ili kruta veza) bez gubitka osnovne funkcionalnosti, što kod primene distantnih zaštita tipično nije moguće.

Jedna od dobrih osobina korišćenja mikroprocesorskog terminala podužne diferencijalne zaštite voda koji sadrži i funkciju distantne zaštite voda, sa aspekta primene telezaštitnih sistema distantnih zaštita, je u tome što se ne zahtevaju posebni komunikacioni putevi za prenos signala isključenja ili blokade. Naime, po pravilu se uz 64 kbit/s optički kanal za prenos podataka podužne diferencijalne zaštite obezbeđuje kanal za prenos više I/O signala.

Ovde treba napomenuti da je na insistiranje rumunske strane, na interkonektivnom vodu 400 kV DV 405 Đerdap 1 - Portile de Fier (Rumunija) usvojen koncept zaštite sa dve (glavne) podužne diferencijalne zaštite, s tim da jedan terminal pored funkcije podužne diferencijalne zaštite ima i funkciju rezervne distantne zaštite. Jedan par podužnih diferencijalnih zaštita treba da komunicira preko optičkog kabla položenog duž brane, a drugi par preko OPGW zaštitnom užetu. Numerička razmena podataka podužnih diferencijalnih zaštita vrši se za sada po sopstvenim (proizvođačkim) protokolima, pa ih je nemoguće sparivati.

4. ZAKLJUČCI

Primena telezaštitnih sistema je obavezna na interkonektivnim vodovima 400 kV kako bi se obezbedilo isključenje zemljospoja za ≤ 200 ms. To značajno umanjuje troškove za izbor tipa i polaganje OPGW zaštitne užadi na interkonektivnim vodovima 400 kV.

Telezaštitni sistemi na interkonektivnim vodovima 400 kV treba da obezbede 100 % redundansu, kako u broju primenjenih zaštita (2 glavne distantne zaštite, odnosno za kratke vodove koncepcija sa jednom glavnom diferencijalnom zaštitom i rezervnom distantnom zaštitom), tako u broju komunikacionih uređaja i veza. Ostaje se pri konceptu primene VF prenosa signala po 2 fazna provodnika i prenosa signala po OPGW zaštitnim užadima.

Treba iskoristiti kapacitete prenosa signala po OPGW zaštitnim užadima i pored telezaštitnih sistema sa distantnim zaštitama, na interkonektivnim vodovima 400 kV primeniti i telezaštitni sistem sa usmerenim zemljospojnim zaštitama, kao i direktno isključenje prekidača na suprotnom kraju - kada se za to steknu tehnički uslovi (rekonstruišu postojeće zaštite ili izgrade nova postrojenja).

Broj rezervisanih optičkih vlakana u OPGW zaštitnim užadima na interkonektivnim vodovima 400 kV za relejnu zaštitu (4 od 48), zadovoljava potrebe za realizaciju telezaštitnih sistema. U budućnosti treba očekivati da će se sve više na važnim interkonektivnim vodovima 400 kV primenjivati podužne diferencijalne zaštite (bez obzira da li su kratki ili dugi), jer je to za sada najbolje rešenje kada je u pitanju selektivnost i brzina isključenja. U tom smislu, rezervacija 4 vlakna je u potpunosti opravdana i blagovremena.

S obzirom na perspektivu korišćenja optičkih vlakana u OPGW zaštitnim užadima, u komunikacionim uređajima - multiplekserima treba obezbediti i module minimalne brzine prenosa podataka 64 kbit/s (za potrebe podužnih diferencijalnih zaštita), i module za prenos I/O signala (za potrebe telezaštitnih sistema nezavisnih zaštitnih uređaja) sa maksimalnim vremenom prenosa od 25 ms. Brzine prenosa podataka veće od minimalnih su dobrodošle za daljinski monitoring mikroprocesorskih zaštitnih uređaja (npr. prenos masivnih podataka o zapisu kvara, i dr.) pomoću protokola IEC 61850, odnosno u cilju usklađivanja sa već ugrađenom opremom izuzetno i pomoću protokola IEC 60870-5-103.

5. LITERATURA

- [1] Z. Dabić, D. Karavidović: UPOTREBA TELEKOMUNIKACIONIH VEZA U FUNKCIJI ZAŠTITE OD KVAROVA, SK 34 JUKO CIGRE, Beograd, 1984.

- [2] D. Karavidović, Z. Dabić, D. Kostić: UPOTREBA TELEKOMUNIKACIONIH VEZA U ZAŠTITI DALEKOVODA, XVII Savetovanje elektroenergetičara Jugoslavije - CIGRE, Struga, 1985.
- [3] TEHNIČKI USLOVI ZA UREĐAJE ZA PRENOS SIGNALA DISTANTNE ZAŠTITE (Studija), Obrađivač: Iskra - Avtomatika - Ljubljana, Naručilac: Zajednica jugoslovenske elektroprivrede - Beograd, 1989.
- [4] F. Božuta, M. Golubović, M. Milosavljević, J. Nahman, A. Ogorelec, S. Panić, Z. Pašić, P. Vujović, Ž. Zlatar: ASPEKTI ZAŠTITE ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA, SVJETLOST - Sarajevo, 1988.

Rad je primljen u uredništvo 10. 08. 2004. godine



Gojko Dotlić je rođen 1949. godine. Diplomirao je 1973. godine na Elektrotehničkom Fakultetu - Elektroenergetski odsek na Univerzitetu u Beogradu. Na istom fakultetu je magistrirao 1989. godine na smeru Elektroenergetski sistemi.

Radni vek je započeo 1974. godine u preduzeću Mašinoprojekt - Beograd, gde je radio na projektovanju industrijskih elektroenergetskih postrojenja i elektromotornih pogona. Stručni ispit iz elektrotehnike položio je 1984. godine. U elektroprivredi Srbije, odnosno javnom preduzeću za prenos električne energije Elektroistok - Beograd zaposlio se 1978. godine.

Od tada se pretežno bavi poslovima lokalne automatike i relejne zaštite u elektroenergetskim postrojenjima. Trenutno se nalazi na radnom mestu direktora Sektora Tehnika u Elektroistok-u.

U periodu od 1997. do 2001. godine kao priznati stručnjak je više puta bio angažovan od domaćih i inostranih kompanija na izgradnji elektroenergetskih postrojenja i mreža u inostranstvu (Katar, Oman).

Višegodišnji je član Studijskog komiteta br. 34 - Zaštita, JUKO CIGRE. Objavio je preko 20 referata na domaćim i inostranim simpozijumima. Autor je ili koautor više stručnih knjiga i priručnika. Radio je na izradi skoro svih preporuka i tehničkih uputstava iz oblasti relejne zaštite koje se koriste u elektroprivredi Srbije.

Od 1980. godine deo svojih aktivnosti posvetio je Savezu mašinskih i elektrotehničkih inženjera i tehničara Srbije (SMEITS). Sada je predsednik SMEITS-a, predsednik Komisije za polaganje stručnih ispita u oblasti elektrotehnike - Elektroenergetski smer i ispitivač u Komisiji za tehničko rukovođenje gasovodnim sistemom i rukovanje i održavanje gasnih uređaja, postrojenja i instalacija. Za dostignuća u oblasti procesne tehnike za 2001. godinu dobio je Povelju „Procesne tehnike“.



Đorđe Golubović (1956) Pomoćnik Direktora EPS-Elektroistok, diplomirao i magistrirao na ETF-Beograd. Zaposlen od 1982. godine u Elektroistoku, na poslovima trafostanica: opreme, zaštite, merenja i upravljanja. Član JUKO CIGRE od 1983. godine. Predsednik STK34/ B5 od 1999. godine. Autor više od 30 objavljenih Referata.



Borislav Azjen rođen je 1947. godine u Bilju kod Osijeka. Diplomirao na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu 1971. godine. Posle početka rada u Industriji kablova u Svetozarevu od 1972. godine radi u „Elektroistoku“ u Pogonu „Srbobran“ na poslovima relejne zaštite i automatike. Od 1996. do 2001. godine radi u „Elektrovojvodini“, Elektro distribucija „Novi Sad“ na mestu stručnog saradnika i tehničkog direktora. Trenutno je direktor Elektroistokovog Pogona prenosa „Novi Sad“.



Dušan B. Maksić (1953) je diplomirao 1978. godine na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu, na smeru za Telekomunikacije. Od 1980. godine radi u JP Elektroistok na investicionim poslovima iz oblasti telekomunikacija, sa posebnim angažovanjem na problemima uticaja EE postrojenja na telekomunikaciona postrojenja. Od 1994. godine radi u Tehničkom sektoru, na mestu šefa Odeljenja za VF veze i TT terminale. Za rukovodioca TK službe JP Elektroistok imenovan je marta 2000. godine. Njegovo stručno interesovanje čine VF veze po dalekovodima i optički sistemi prenosa.

Tomislav Savović,
Dušan Maksić, Bojan Banjac i Žarko Markov

Procena kvaliteta IP telefonskih veza u budućoj telefonskoj mreži Elektroprivrede Srbije

Stručni rad
UDK: 621.391

Rezime:

U ovom radu je prikazan proračun kvaliteta IP telefonskih veza u budućoj telefonskoj mreži Elektroprivrede Srbije. Takođe se proračunava slabljenje kvaliteta govornog signala zbog kašnjenja govornog informacionog paketa, promenljivog kašnjenja, odjeka, gubitka paketa, višestrukog kodovanja, tranzitiranja u mešovito analogno-digitalno-paketskoj mreži i šuma na vodovima visokog napona kada se isti pojavljuje kao nosilac telekomunikacionog signala. Proračun pokazuje da će u okviru iste IP mreže kvalitet govornog signala biti zadovoljavajući sa činiocem dobrote $R \gg 85$. Kombinacija VF veza po vodovima visokog napona, tehnike mobilne telefonske mreže i IP tehnike će znatno umanjiti kvalitet govornih veza.

Ključne reči: telefonska mreža, EPS, VoIP, E-model

Abstract:

THE QUALITY ESTIMATION OF FUTURE IP TELEPHONE NETWORK OF THE ELECTRIC POWER INDUSTRY OF SERBIA

The quality of future IP telephone network of Electric Power Industry of Serbia is calculated in this paper. The impairment of speech signal due to VoIP packet delay, jitter, echo, packet loss, transcoding, tandeming and power line noise are estimated. Estimation shows that speech signal quality in pure IP network will be satisfying with rating factor $R \gg 85$. Combinations of Power Line Carrier, cellular and IP techniques will degrade the speech quality.

Key words: telephone network, EPS, VoIP, E-model

1. UVOD

Postoji velika verovatnoća da će se u budućoj telefonskoj mreži Elektroprivrede Srbije (TM EPS) koristiti telefonska tehnika zasnovana na paketskom prenosu signalizacije i govornog signala. (Ova se tehnika popularno naziva IP telefonskom tehnikom, pa ćemo je i mi tako zvati). Idejni projekat telefon-

ske mreže EPS-a, [1], predviđa korišćenje paketske mreže za ostvarivanje telefonskih veza. U projektu se predviđa prenos nekomprimovanog (G.711, [2]) ili kvazikomprimovanog govornog signala (G.711+VAD, *Voice Activity Detector*, [3]). Poznato je da je kvalitet primljenog govornog telefonskog signala manji ako se prenosi preko IP mreže, nego ako se prenosi klasičnom telefonskom mrežom.

Tomislav Savović, dipl. ing., Dušan Maksić, dipl. ing., Bojan Banjac, dipl. ing. –
„EPS” JP „Elektroistok”, 11 000 Beograd, Kneza Miloša 9
Prof. dr Žarko Markov, dipl. ing. – Iritel, 11 080 Zemun, Batajnički put 23

Uzroci manjeg kvaliteta su kašnjenje paketizovanog telefonskog signala, promenljivo kašnjenje, odjek, kodovanje, višestruko kodovanje, mešovita analogno - digitalna mreža, izgubljeni paketi. Cilj ovog rada je da pruži ocenu kvaliteta telefonskog signala prenetog budućom paketskom mrežom EPS-a. U ovom procenjivanju koristiće se jedan poznati metod, koji se naziva E-model, i poznate ili realno pretpostavljene vrednosti parametara EPS-ove mreže.

2. E - MODEL

Za ocenjivanje kvaliteta primljenog telefonskog signala koriste se subjektivne, objektivne tj. merne i proračunske metode.

Subjektivne metode se zasnivaju na izjašnjavanju većeg broja ocenjivača koji se razlikuju po ličnim svojstvima. Te ocene se obrađuju i dobijaju se prosečne ocene: MOS (*srednja ocena – Mean Opinion Score*), % GoB (*procenat dobrog ili boljeg – percentage of Good or Better*) i % PoW (*procenat lošeg ili goreg – percentage of Poor or Worse*) od kojih su poslednje dve očigledno komplementarne. Jasno je da bi primena ove metode u nekoj novoj mreži bila vrlo složena a možda i zakasnela.

Objektivne metode se zasnivaju na merenju svojstava primljenog telefonskog signala. Nevolja sa ovim metodama je što korisnici telefonske mreže teško mogu da protumače šta izmerena svojstva praktično znače.

Za nas najinteresantniji proračunski metod, E-model, [4], predstavlja kombinaciju objektivnih i subjektivnih metoda. Naime, za jednu vezu se proračunava uticaj svakog svojstva veze tako što se kvalitet veze smanjuje ili povećava, u zavisnosti od uticaja pojedinih parametara. Vrednosti za koje se kvalitet veze smanjuje (ili povećava) su unapred određene subjektivnim metodama ili merenjem i date su u [4]. Kaže se da pojedinačni uticaji na kvalitet veze poseduju osobinu aditivnosti, što znači da se brojno izraženi uticaji mogu sabirati. Ocena veze se izražava činiocem dobrote veze R (*Rating factor*) koji može uzimati vrednosti od $R=1$ do $R=100$. Opseg vrednosti R se dalje deli na sledeće podopsege:

$R < 50$ neprihvatljiv kvalitet,
 $50 < R < 60$ skoro svi korisnici nezadovoljni,
 $60 < R < 70$ mnogi korisnici nezadovoljni,
 $70 < R < 80$ neki korisnici nezadovoljni,
 $80 < R < 90$ korisnici zadovoljni, i
 $90 < R$ korisnici vrlo zadovoljni.

Treba reći da se ovim metodom, za „idealnu” telefonsku vezu čiji je opseg učestanosti govornog signala 3 100 Hz a prenos je digitalni, protoka 64 kb/s od govornika do slušaoca (tzv. ISDN lokalna veza), bez činilaca koji umanjuju kvalitet veze, dobija najveća moguća vrednost $R=94$.

Treba takođe napomenuti da su odgovarajući parovi ocena podjednagog kvaliteta veze, izraženi činiocem R i subjektivnom ocenom MOS, (R ;MOS), sledeći: (50;2,6), (60;3,1), (70;3,6), (80;4,0), (90;4,3), (94;4,4)

Uticaj mreže tj. uređaja i postupaka na kvalitet veze se izražava preko jednačine:

$$R = R_0 - I_s - I_d - I_e + A \quad (1)$$

koja objedinjava sve uticaje na jednu vezu i iskazuje ih u obliku brojne ocene R .

U jednačini (1) se pojavljuju sledeći činiooci koji imaju nenegativnu vrednost:

R_0 – činilac koji potiče od nivoa šuma. Ovaj činilac ima četiri komponente koje potiču od osnovnog šuma (*noise floor, Nfo*) koji se ne može izbeći, šuma okoline na predajnoj, Nos , i prijemnoj strani, Nor , i šuma koga unosi uređaj i medijum prenosa sa svim uticajuma, Nc .

I_s – činilac koji objedinjuje istovremene ometajuće pojave, kao što su premala vrednost slabljenja, preveliki uticaj sopstvenog glasa govornika i šum kvantizacije;

I_d – činilac koji iskazuje uticaj kašnjenja govornog signala i odjeka na smanjenje kvaliteta veze;

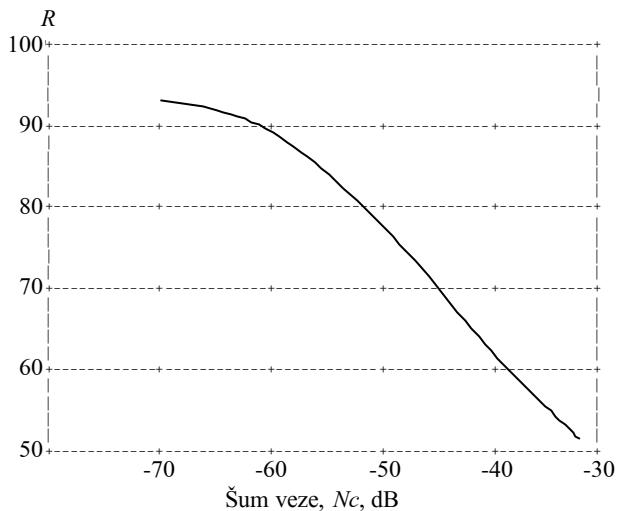
I_e – (*equipment Impairment factor*) - činilac koji iskazuje uticaj niskoprotočnih kompresora i gubitka paketa na smanjenje kvaliteta veze;

A – činilac unapređenja kvaliteta veze je psihološki činilac koji pokazuje subjektivni osećaj poboljšanja veze, ukoliko se očekuje loša veza ili se ne očekuje njeno ostvarenje. Ovaj činilac, koji može imati vrednost od 0 do 20, može da se iskoristi samo kod ocene vrlo loših veza u EPS-ovoj mreži, na primer kod analognih VF veza sa velikim šumom.

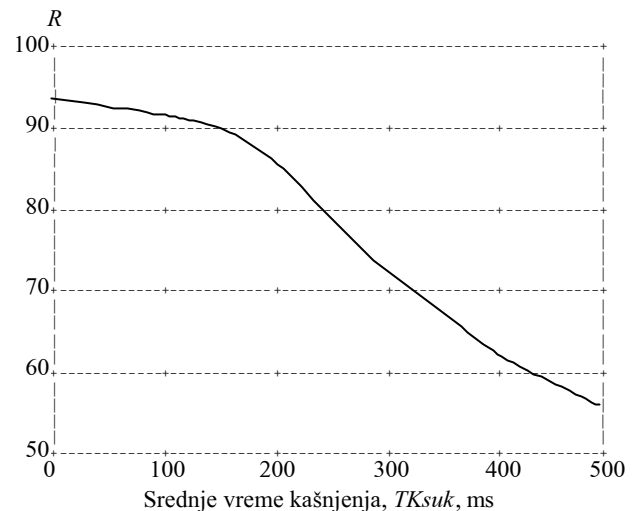
Svi činiooci sem činiooca A se mogu izračunati na osnovu podataka o vezi i iskorišćenoj opremi. Vrednost R za idealnu tj. referentnu (sada se kaže *default*) vezu se može izračunati na osnovu podataka datih u tabeli II u [4].

Na osnovu referentnog E modela izračunava se da kvalitet veze, R opada sa porastom šuma kojeg unosi uređaj i medijum prenosa, Nc , kao na slici 1.

Vrlo je interesantno odrediti kvalitet analogne VF veze po dalekovodu. Pod pretpostavkom da je nivo šuma veze i uticaja dalekovoda $Nc = -30$ dB, da komandor dinamike popravi šum na -40 dB i da činilac A ima vrednost 10, vidi se da se kvalitet VF veze po dalekovodu ne može nikad oceniti činiocem R veće vrednosti od 70. Zbog nedostataka detaljnijih podataka, pretpostavljamo da se kvalitet veze po digitalizovanoj VF vezi po dalekovodu (DVF) ne razlikuje od kvaliteta veze po analognoj VF vezi.



Slika 1. Zavisnost kvaliteta veze R od nivoa šuma koji unosi uređaj i medijum za prenos



Slika 2. Zavisnost kvaliteta veze (R) od ukupnog srednjeg vremena kašnjenja (TK_{suk}) govornog signala

2.1. UTICAJ KAŠNJENJA

Kašnjenje paketa je poznata i štetna pojava u paketskim telekomunikacijama. IP telefonska tehnika je posebno osetljiva na kašnjenje paketa, jer se umanjuje kvalitet veze, a omogućava se povećani uticaj druge štetne pojave - odjeka. Kašnjenje paketa ima više uzroka. Postoje, u načelu, kašnjenja na polaznoj strani (kompresor govornog signala, VAD, paketizer, polazna lokalna mreža), kašnjenja u mreži (linkovi i ruteri) i kašnjenja na dolaznoj strani (dekompresor, bafer za izgladivanje promenljivog kašnjenja - džitera i postupak za nadoknadu izgubljenih paketa).

Kašnjenje u kompresorima je direktno zavisno od stepena kompresije. Kašnjenje na linkovima se sastoji od trajanja vremena slanja paketa (*insertion time*) i trajanja vremena prostiranja (*propagation time*). Kašnjenje zbog rutera se sastoji od promenljivog dela (čekanje na obradu, *queuing time*) i fiksnog dela (obrada, *processing time*).

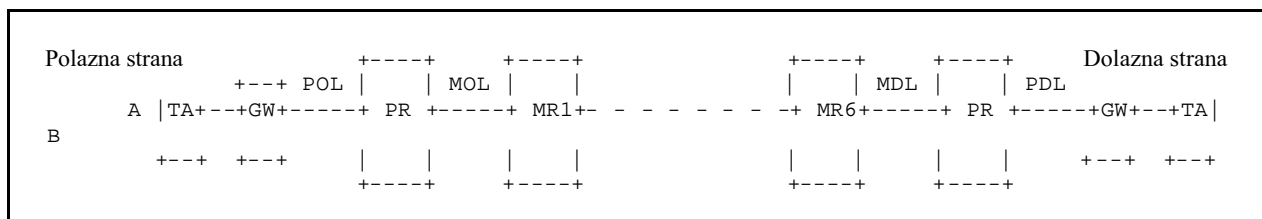
Zavisnost kvaliteta veze (R) od ukupnog srednjeg vremena kašnjenja (TK_{suk}) govornog signala je data u [5] i prikazana na slici 2. Sada je jasno da je potrebno da odredimo ukupno srednje vreme kašnjenja u EPS-ovoj paketskoj mreži, pa na osnovu toga da odredimo

za koliko će jedinica da opadne kvalitet telefonskog signala u odnosu na idealnu vrednost $R=94$.

EPS-ova paketska mreža preko koje se ostvaruje IP telefonska veza je predstavljena slikom 3. Na slici 3 skraćenice imaju sledeća značenja: TA - telefonski aparat, GW (*gateway*) telefonsko-paketski prenosnik (koji sadrži paketizer, polazni bafer, VAD, izgladivački bafer, depaketizer), MOL (MDL) magistralni odlazni (dolazni) link, PR (MR) periferni (magistralni) ruter, POL (PDL) periferni (dolazni) link.

Saglasno preporukama iz [1], [5] i [6] za elemente mreže se usvajaju sledeća svojstva.

- Prenos govora je nekomprimovan pa je zanemarljivo kašnjenje kompresora. Ovaj stav ne važi za veze sa mrežama koje koriste kompresiju, kao što je veza TM EPS - mobilna mreža.
- Najveća dužina veze može biti 600 km, tako da je kašnjenje izazvano prostiranjem signala 3ms.
- Govorni paketi se sastoje od 120 okteta.
- Periferni polazni i dolazni link imaju protok 10 Mb/s.
- Magistralni linkovi imaju protok 155 Mb/s.
- U delu magistralne mreže veza se ostvaruje preko 6 rutera.
- Postoje dva periferni rutera.



Slika 3. EPS-ova paketska mreža preko koje se ostvaruje IP telefonska veza

– Korišćenje kodera G.711 zahteva upotrebu postupka nadoknade izgubljenih paketa (*PLC Packet Loss Concealment*) koji unosi kašnjenje 5ms.

(U načelu, veze koje koriste kodere razvijene pre pojave IP telefonije veoma su osetljive na gubitak paketa).

Treba reći da su ove pretpostavke realne, da je mreža zamišljena sa velikim brojem rutera i da je posmatrana najduža moguća veza tako da se proračun vrši za najgori slučaj. Jasno je, takođe, da se još gori slučaj može postići linkovima manjeg protoka.

U literaturi [5] i [6] su dati podaci o mogućim vrednostima kašnjenja elemenata paketske mreže.

Kašnjenje koje unose pojedini elementi je prikazano u tabeli 1. U tabeli 1 oznake imaju sledeća značenja: TK_s - srednje vreme kašnjenja, $TKVg$ - najveća vrednost promenljivog kašnjenja, $TKsuk$ - srednja vrednost ukupnog vremena kašnjenja na pojedinim vrstama elemenata mreže, $TKVguk$ - najveća vrednost ukupnog promenljivog vremena kašnjenja.

Sa slike 2 se vidi da će za vrednost ukupnog kašnjenja kroz EPS-ovu paketsku mrežu $TKsuk = 81$ ms kvalitet govornog signala da opadne na $R = 92$. Ovde se mora još jednom naglasiti da je ovo pogoršanje kvaliteta izazvano samo kašnjenjem a da su svi drugi uticaji zanemareni.

Tabela 1.

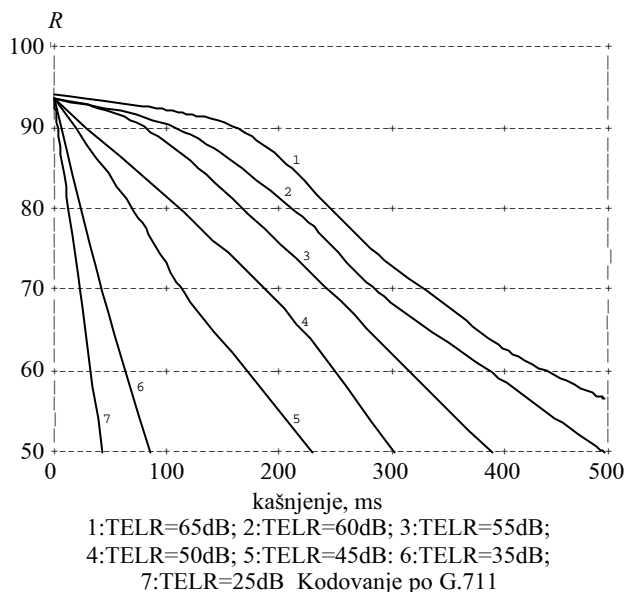
Moguće vrednosti kašnjenja koje unose elementi paketske mreže

Element mreže	Broj elemenata	TK_s ms	$TKVg$ ms	$TKsuk$ ms	$TKVguk$ ms
GWA, uzorak	1	10	0	10	0
Prostiranje	1	3	0	3	0
POL, PDL	2	≈0	0	0	0
PR	2	10	16	20	32
MR	6	3	3	18	18
ML	7	≈0	0	0	0
PLC	1	5	0	5	0
GWB, dedžiter	1	25	0	25	0
Ukupno vreme kašnjenja $TKsuk$, ms				81	

2.2. Uticaj odjeka

Odjek obara kvalitet govornog signala preko dva svojstva: snagom povratnog signala (odjeka) i povećanom vremenskom razlikom između primarnog i povratnog signala.

Na slici 4 je prikazana zavisnost činioca dobrote govornog signala R od odnosa snaga primarnog i



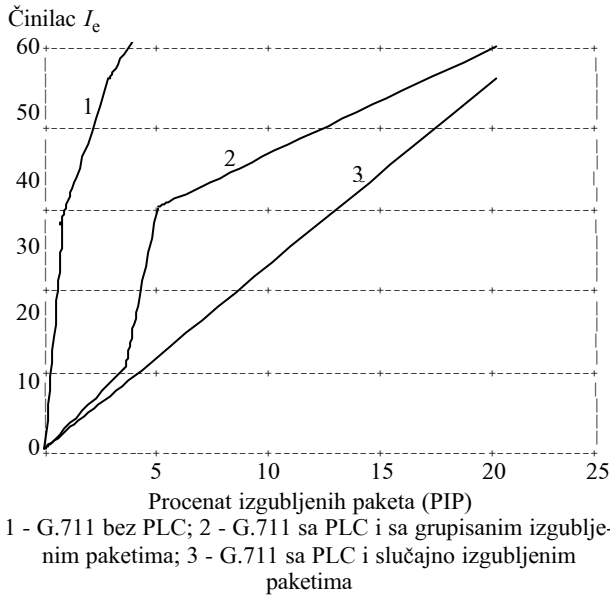
Slika 4. Zavisnost činioca dobrote govornog signala R od odnosa snaga primarnog i povratnog signala, TELR (*Talker Echo Loudness Rating, TELR*) i kašnjenja

povratnog signala, TELR (*Talker Echo Loudness Rating, TELR*) i kašnjenja. Odavde zaključujemo da se ne sme dozvoliti da snaga povratnog signala u EPS-ovoj paketskoj mreži bude viša od - 55 dB u odnosu na primarni signal. Ukoliko se ne bi mogao postići ovaj odnos, morala bi biti primenjena tehnika prigušenja odjeka (echo suppressor, echo canceller). U tom slučaju se za kvalitet govornog signala može reći da neće, samo zbog odjeka, pasti za više od 4 jedinice tj. ispod vrednosti $R=90$.

2.3. Uticaj izgubljenih paketa

Prenos govornog signala se u IP tehnici vrši protokolom RTP, (*Real-time Transport Protocol*) tako da je moguć gubitak paketa. Izgubljeni paketi, takođe, obaraju kvalitet govornog signala u IP telefoniji. Pokazuje se da je signal koji se prenosi paketskom mrežom, a kodovan je po standardu G.711 najosetljiviji na gubitak paketa. Ukoliko se u paketskoj mreži EPS-a mora računati sa gubitkom paketa, tada se moraju koristiti postupci za nadoknadu paketa, PLC, koji smanjuju činilac I_e ali povećavaju kašnjenje za oko 5ms. (Korišćenje prethodnog paketa umesto izgubljenog ne unosi kašnjenje ali daje veću vrednost I_e).

Na slici 5 je prikazana zavisnost činioca ometanja veze, I_e od procenta izgubljenih paketa (PIP), vrste izgubljenih paketa (grupni, slučajni) i nadoknade paketa, PLC. Vidi se da na smanjenje kvaliteta veze više utiču grupni gubici paketa, koji su u EPS-ovoj mreži verovatniji od slučajnih, zbog prenapon-



Slika 5. Zavisnost činioca ometanja veze, I_e od procenta izgubljenih paketa (PIP), vrste izgubljenih paketa (grupni, slučajni) i nadoknade paketa, PLC

skih smetnji dužeg trajanja. Nije, međutim, verovatno da se u dobro organizovanoj privatnoj paketskoj mreži pojavi gubitak paketa veći od 1 % ili 2 %. Zbog toga se pad kvaliteta govora, I_e , zbog gubitka paketa može proceniti na oko tri jedinice tj. $I_e=3$.

2.4. Uticaj višestrukog kodovanja

Poznato je da se koder G.711 smatra idealnim u odnosu na druge kodere i kompresore govornog signala. Zbog toga će se on koristiti u IP telefonskoj mreži EPS-a. Međutim, u vezama koje se ostvaruju između korisnika EPS-ove paketske mreže i neke

Tabela 2.

Uticaj kompresora i kodera na pogoršanje kvaliteta govornog signala, I_e

Koder	Protok, kb/s	I_e
G.711	64,0	0
G.726,G.727	40,0	2
G.721,G.726,G.727	32,0	7
G.726,G.727	24,0	25
G.726,G.727	16,0	50
G.728	16,0	7
G.728	12,8	20
G.729	8,0	10
G.729A+VAD	8,0	11
G.723.1	6,3	15
G.723.1	5,3	19
GSM 06.10	13,0	20
GSM 06.20	5,6	23
GSM 06.60	12,2	5

druge paketske mreže može doći do višestrukog kodovanja tj. koderom G.711 u mreži EPS-a a nekim drugim kompresorom u drugoj mreži. U ovom slučaju kvalitet govornog signala će neminovno opasti. Koderi i kompresori unose pogoršanje kvaliteta govornog signala, I_e prema tabeli II, [7].

U tabeli 2 su sa GSM 06.10,20,60 označeni najčešće korišćeni koderi u mreži mobilne telefonije. Odavde sledi da će veza između korisnika EPS-ove paketske telefonske mreže (sa koderima G.711) i korisnika mobilne mreže sa koderom - kompresorom GSM 06.x0 biti bar za $I_e=5$ jedinica lošijeg kvaliteta od veza unutar EPS-ove mreže.

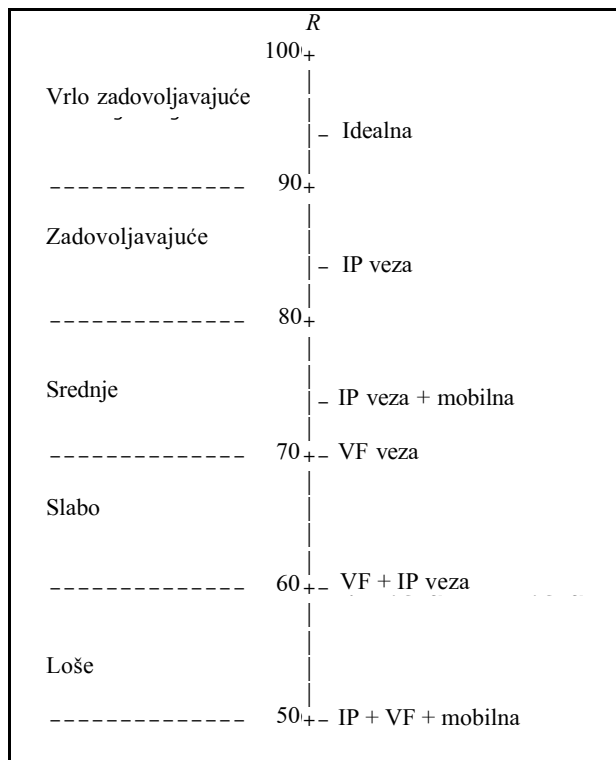
2.5. Paketske veze u kojima je uključen i DVF

Pojava višestrukog kodovanja pogoršava kvalitet veze i u mreži sa komutacijom kanala. Ako se na ovo pogoršanje dodaju i pogoršanja koja su uzrokovana paketskim prenosom, kvalitet mora biti još lošiji jer se činioci I_e sabiraju.

Poseban slučaj višestrukog kodovanja može se pojaviti u vezama u kojima je deo veze ostvaren preko digitalizovanog VF uređaja po dalekovodu. Ovo, naravno nije paketski deo veze, ali je ovakva veza moguća. Pošto se u ovim uređajima po pravilu koriste koderi - kompresori koji daju mali protok, ali imaju veliku vrednost I_e može se tvrditi da će veza u kojoj učestvuje i DVF biti lošijeg kvaliteta od ostalih IP veza bar za $I_e=10$ jedinica. Pošto se veza koja ide po dalekovodu već ocenjuje kvalitetom od najviše $R=70$, moglo bi se desiti da kvalitet paketske veze, čiji deo je veza po DVD, bude na donjoj granici prihvatljivosti.

2.6. Uticaj mešovite mreže

Pre završetka procesa prelaska mreže u digitalnu i paketsku, mreža će sadržati i analogne delove tj. biće mešovita ili prelazna. Zbog obilaznog upućivanja, koje je svojstveno telefonskoj mreži EPS-a, može se desiti da u jednoj telefonskoj vezi u mešovitoj mreži bude nekoliko analognih i nekoliko digitalnih deonica (*asynchronous tandeming*). To znači da će govorni signal od govornika do slušaoca pretrpeti više od jednog para A/D i D/A pretvaranja. Svako A/D pretvaranje govornog signala unosi šum kvantovanja, koji se meri jedinicama qdu (*quantization distortion unit*). Jedna qdu umanjuje kvalitet govornog signala isto kao i jedna I_e jedinica. U literaturi [7] se navodi da svaki sledeći par A/D, D/A pretvaranja, posle prvog, umanjuje činilac dobrote govornog signala R za 2 jedinice. Dakle, govorni signal koji je od govornika do slušaoca pretrpeo 4 A/D i D/A pretvaranja (što bi za EPS-ovu mešovitu



Slika 6. Procenjen kvalitet veza u telefonskoj mreži EPS-a

mrežu bio maksimum) imao bi, uz sve ostale idealne uslove (nema: kašnjenja, odjeka, izgubljenih paketa, itd), kvalitet umanjen za $qdu=6$ jedinica. Ovo je primer veze koja bi se ostvarila preko pet analognih centrala koje su povezane digitalnim sistemima prenosa.

3. ZAKLJUČAK

Telefonske IP veze u EPS-ovoj paketskoj telefonskoj mreži će uvek imati manji kvalitet, od idealne telefonske veze. U odnosu na idealni kvalitet $R=94$ paketske telefonske veze u EPS-ovoj mreži će imati smanjen kvalitet najviše za:

- 2 jedinice zbog kašnjenja,
- 4 jedinice zbog odjeka ali uz korišćenje prigušivača, i

– 3 jedinice zbog gubitka paketa uz korišćenje postupka nadoknade izgubljenih paketa.

Veze u mešovitoj mreži će samo zbog višestrukih konverzija imati smanjen kvalitet do 6 jedinica.

Veze sa mobilnom telefonskom mrežom će imati umanjenje kvaliteta samo, zbog višestrukog kodovanja bar za 5 jedinica.

Veze preko DVF će samo zbog višestrukog kodovanja imati umanjenje kvaliteta bar za 10 jedinica.

Kvalitet veza u prelaznoj mreži će biti lošiji nego u kasnijoj, digitalno-paketskoj mreži.

Kvalitet veza u digitalno-paketskoj mreži se može proceniti na $R=85$, slika 6. Telefonske veze u TM EPS-a koje su delimično paketske, a delimično po VF-u će imati kvalitet ne veći od $R=65$.

Veze sa drugim paketskim mrežama koje koriste kompresore niskog protoka (na primer: mreža mobilne telefonije) će imati kvalitet procenjen na $R=75$. Ovaj kvalitet se može oceniti zadovoljavajućim.

Međutim, bilo koje odstupanje od pretpostavki kao što su:

povećanje kašnjenja zbog korišćenja linkova male propusnosti,

gubici paketa zbog malog bafera za izgladivanje džitera,

nepostojanje nadoknade izgubljenih paketa,

mali odnos primarnog signala i signala odjeka (TE-LR), a bez prigušivača,

bilo koje povećanje nivoa šuma,

bi dovelo do naglog pogoršanja kvaliteta veze.

Napomena – Ovaj rad su pomogli savetima: Jovanka Gajica, Momčilo Spasić, Vasilije Drašković, Slavko Milivojević. Autori zahvaljuju.

4. LITERATURA

- [1] IDEJNI PROJEKAT TELEFONSKE MREŽE EPS-a, EPS, Direkcija za telekomunikacije, 2003
- [2] ITU-T RECOMMENDATION G.711
- [3] ITU-T RECOMMENDATION G.711, Appendix II
- [4] ITU-T RECOMMENDATION G.107
- [5] ITU-T RECOMMENDATION G.114
- [6] ITU-T RECOMMENDATION Y.1541
- [7] ITU-T RECOMMENDATION G.113

Rad je primljen u uredništvo 10. 08. 2004. godine



Tomislav Savović rođen 1938. godine u Vranju. Završio Elektrotehnički fakultet u Beogradu 1965. godine. Zaposlen u JP „Elektroistok” od 1970. godine, gde je radio u službi za telekomunikacije sektora „Tehnika”, u Odeljenju za elektroprivredne automatske telefonske centrale. Autor i koautor mnogih radova iz oblasti elektroprivredne telefonije i jedan je od pionira u ovoj oblasti.



Dušan B. Maksić rođen 1953. godine. Diplomirao 1978. godine na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu, na smeru za Telekomunikacije. Od 1980. godine radi u JP Elektroistok na investicionim poslovima iz oblasti telekomunikacija, sa posebnim angažovanjem na problemima uticaja EE postrojenja na telekomunikaciona postrojenja. Od 1994. godine radi u Tehničkom sektoru, na mestu šefa Odeljenja za VF veze i TT terminale. Za rukovodioca TK službe JP Elektroistok imenovan je marta 2000. godine. Njegovo stručno interesovanje čine VF veze po dalekovodima i optički sistemi prenosa.



Bojan Banjac rođen 1969. godine u Beogradu. Diplomirao na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu 1997. godine. Zaposlen u JP „Elektroistok” od 1997. godine u Sektoru „Tehnika”, u službi za telekomunikacije u Odeljenju za održavanje elektroprivrednih automatskih telefonskih centrala. Do sada koautor rada na Telforu 2003 „Telefonska centrala ETCE-D: Tačka sučelja analognih, digitalnih i paketskih veza”. Oblast stručnog interesovanja elektroprivredna telefonija.



Žarko Markov rođen 1946. godine. Diplomirao 1969, magistrirao 1975. godine i doktorirao 1976. godine na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu. Radi u Iritelu na razvoju i proizvodnji telefonskih centrala za elektroprivrednu telefonsku mrežu (videti <http://www.iritel.com/english/products/etce/Digital%20Telephone%20Exchange%20-%20ETCE-D.htm>). Autor nekoliko desetina radova objavljenih u zemlji i inostranstvu, od kojih se petnaestak odnosi na elektroprivrednu telefoniju. Učestvovao u izradi Tehničkih uslova za elektroprivredne telefonske centrale i u projektima digitalne telefonske mreže EPS-a. Objavio nekoliko knjiga i udžbenika. Ima naučno zvanje naučnog savetnika i nastavno zvanje vanrednog profesora.



Uvodna reč

CIREĐ komitet Srbije i Crne Gore (JUKO CIREĐ) u saradnji sa CIREĐ komitetima Rumunije i Bosne i Hercegovine, kao i sa kompanijama i stručnjacima iz Makedonije i drugih zemalja regiona organizovali su prvo međunarodno regionalno savetovanje o elektrodistributivnim mrežama (IV u organizaciji JUKO CIREĐ). Na savetovanju je učestvovalo oko 600 stručnjaka i poslovnih ljudi iz elektroprivrednih kompanija, univerziteta, instituta i proizvodnih i izvođačkih kompanija iz više zemalja regiona (Srbija i Crna Gora, Rumunija, Bosna i Hercegovina, Makedonija, Hrvatska, Slovenija).

Zemlje regiona nalaze se na sličnom tehničkom nivou razvoja i prakse distribucije električne energije i sa sličnim problemima u eksploataciji i upravljanju distributivnim mrežama. Većina zemalja u regionu se nalazi na početku procesa restrukturiranja, deregulacije i privatizacije elektroprivrede i pred sličnim izazovima otvaranja tržišta električne energije. Ovo Savetovanje obezbedilo je razmenu znanja i iskustva o zajedničkim problemima razvoja tehnologije, reorganizacije i modernizacije distribucije električne energije u regionu.

Introductory word

The First Regional Conference and Exhibition on Electricity Distribution (IV organized by JUKO CIREĐ) was organized in Herceg Novi, October 5 - 8, 2004, by the CIREĐ Committee of Serbia and Montenegro (JUKO CIREĐ) in cooperation with the CIREĐ Committees of Rumania and Bosnia & Herzegovina, as well as with companies and experts from Macedonia and other countries in the region. Approximately 600 experts and businessmen from power utilities, universities, institutes and manufacturing and construction companies from many countries in the region (Serbia & Montenegro, Rumania, Bosnia & Herzegovina, Macedonia, Croatia, Slovenia).

The countries in the region are similar in respect to technical development and electricity distribution practice and problems regarding operation and management of distribution networks. Most of the countries in the region are in the initial process of restructuring, deregulation and privatization of the electric power industry and are facing similar challenges of opening electricity markets. This conference has provided exchange of know-how and experience on common problems of technological development, reorganization and modernization of electricity distribution in the region.

Međunarodni komitet CIRED-a odobrio je i podržao održavanje regionalnog savetovanja i prihvatio pokroviteljstvo nad radom savetovanja. Takođe, Vlada Republike Crne Gore, Ministarstvo Ekonomije, kao zemlja domaćin savetovanja, prihvatili su pokroviteljstvo nad radom savetovanja. Savetovanje su pomogle Elektroprivrede Srbije i Crne Gore, kao i mnoge strane i domaće kompanije iz regiona.

Na savetovanju je razmatrano 144 referata u okviru 6 stručnih komisija, usvojeni su preliminarni zaključci savetovanja i izabran je najbolji referat u svakoj komisiji. Održan je izuzetno interesantan i posećen „Pred Seminar” o deregulaciji i restrukturiranju elektroprivreda u regionu sa prezentacijama od strane stručnjaka iz više zemalja regiona. Takođe, održan je „Okrugli sto”, koji je bio posvećen problematici upravljanja srednjenaponskim distributivnim mrežama. Organizovana je velika izložba opreme i tehnoloških dostignuća iz oblasti elektrodistribucije, uz učešće oko 30 stranih i domaćih kompanija, koje su imale priliku da pored izložbe održe i specijalne prezentacije svojih proizvodnih programa.

Savetovanje je opravdalo epitet najznačajnijeg skupa u oblasti elektrodistribucije, sada i u regionu, a međunarodnim aspektom dodata je nova dimenzija i kvalitet u razmeni znanja i unapređenju delatnosti distribucije električne energije.

*Predsednik JUKO CIRED
Dr Nenad Katić*

The international committee CIRED gave its approval of and support to this regional conference and accepted sponsorship over the symposium work. Montenegro being the hosting country, the Government of the Republic of Montenegro, the Ministry of Economy, accepted sponsorship over the conference work. The conference was supported by the Electric Power Industries of Serbia and Montenegro, as well as many foreign and local companies in the region.

At the conference were discussed 144 papers within 6 expert commissions, preliminary conclusions of the conference were adopted and the best paper in each commission was selected. An extremely interesting and well-attended „Pre-Symposium” was held on deregulation and restructuring of power utilities in the region with presentations given by experts from many countries within the region. A „round table”, dedicated to the problem of managing medium-voltage distribution networks was also held. A large exhibition of equipment and technological achievements in the field of electricity distribution was organized, including the participation of 30 foreign and local companies, which had an opportunity to hold special presentations of their production programmes in addition to the exhibition.

The conference fulfilled the expectations by proving to be the most significant gathering in the field of electricity distribution, and now in the region as well, a new dimension and quality having been provided by international participation, through exchange of know-how and promotion of the electricity distribution activity.

*Chairman of JUKO CIRED
Dr. Nenad Katić*

Proračun napona na zatezanje ugaono zateznog uporišta sa uzimanjem u obzir otklona stabla stuba od betona

Stručni rad

UDK: 691.328; 666.981.2; 624.012.46; 621.311.1

Rezime:

Ovaj rad je nastavak referata označenog u Literaturi pod rednim brojem [1], objavljenog na savetovanju JUKO CIRED-a u oktobru 2002. godine. U tom radu se analizirao uticaj pomeranja (savijanja) vrha stabla linijsko zateznog stuba na promenu napona na zatezanje provodnika i ugibe u rasponima. U ovom radu se određuje uticaj tog pomeranja u slučaju ugaono zateznog uporišta nadzemnog voda sa stubovima od armiranobetonske konstrukcije i Al-Če provodnicima. Do pomeranja uporišta dolazi usled promene temperature provodnika i/ili zbog različitih maksimalnih radnih napona na zatezanje provodnika dva susedna raspona, a koja usvaja projektant nadzemnog voda. Ovaj rad tretira samo otklon stabla stuba usled različitih napona na zatezanje provodnika na datoj temperaturi. Uticaj temperature na napone na zatezanje i ugib se ostavlja za neki drugi rad. Pokazuje se da se problem izložen u radu [1], može posmatrati kao poseban slučaj problema koji se ovde rešava. Dobijeni rezultati pokazuju da uticaj savijanja stabla stuba u mnogim okolnostima pri proračunu voda nije zanemarljiv. Otklon usled savijanja smanjuje napon na zatezanje i povećava ugib provodnika.

Ključne reči: mehanički proračun, nadzemni vod, otklon stuba

Abstract:

CALCULATION OF CONDUCTOR TENSIONS OF A TENSION ANGLE SUPPORT TAKING INTO ACCOUNT SHIFTING OF THE POLE BODY

The problem considered here was treated in Ref. [1] for particular case of tension-line support. This paper deals with the influence of shifting (declination) of a tension-angle support on conductor tensions and sags in neighbouring sections of an overhead distribution line. The overhead line designed with reinforced concrete pole and steel reinforced aluminum conductors is analysed. Shifting of tension-angle support is caused either by changing of conductor temperatures and/or different maximum working conductor tensions in two neighbouring sections (spans) defined by designer of overhead line. Shifting of the support caused only by different conductor tensions at critical temperature is treated here. Influence of temperature on conductor tensions and sags will be the subject of some other paper. It is pointed out that problem which appears in Ref. [1] can be treated as a special case of approach exposed here. Results tell us that pole body shifting decreases the conductor tension stress and increases the sags. This influence can be considerable in many cases of overhead line design.

Key words: Mechanical calculation, Overhead Lines, Pole Shifting

1. UVOD

Pri proračunu nadzemnog voda projektant usvaja maksimalne radne napone na zatezanje provodnika u zateznim poljima na kritičnoj temperaturi: $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ili $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ sa dodatnim teretom. Na osnovu ovih usvojenih vrednosti se pri različitim temperaturama izračunavaju ugibi u pojedinim rasponima i ostale veličine od interesa. Prečutno se podrazumeva da je uporište idealno nepomično, odnosno da je stablo stuba od betona idealno kruto. Da li je raspodela napona na zatezanje provodnika u susednim rasponima posmatranog ugaono zateznog uporišta različita od usvojene ako pretpostavimo da stablo stuba nije idealno kruto i nepomično? Na osnovu prirode problema je jasno da će uporište napraviti otklon u smeru delovanja rezultantne sile, do tačke kada se uspostavlja ravnoteža svih zateznih sila kao i sile reakcije usled otklona stabla. Ovaj referat će pokušati da da odgovor na ovo pitanje.

Tabela 1.

Rezultati ispitivanja betonskog stuba
12 m/1 000 daN

Sila (daN)	Pomeranje vrha (mm)	Stvarno pomeranje vrha (mm)	Zaostalo pomeranje vrha (mm)
0	61	35	26,2
500	247	176	71,0
1 000	442	348	93,7
1 300	578	462	115,9
1 600	728	616	111,6
1 800	830	677	153,0

Na osnovu tipskog ispitivanja armirano-betonskih stubova okruglog poprečnog preseka stablo stuba se ne može smatrati apsolutno krutim, već se pod delovanjem sile stablo povija, što dovodi do otklona vrha, odnosno pomeranja zateznog uporišta.

Kako će rezultati proračuna napona na zatezanje provodnika u dva susedna zatezna polja biti prikazani na jednom konkretnom broječnom primeru nadzemnog voda sa armirano-betonskim stubovima visine 12 m, u tabeli 1 su prikazani rezultati ispitivanja jednog stuba visine 12 m i nominalne vršne sile 1 000 daN.

Matematičko modelovanje uticaja otklona se ostvaruje uvođenjem veličine koja se naziva krutost stabla stuba, C , prema izrazu.

$$C = \frac{F_{v,nom}}{x_{nom}} \quad (1)$$

gde je $F_{v,nom}$ - nominalna vršna sila u daN, a x_{nom} - nominalni otklon stabla stuba u m.

Krutost stabla stuba je moguće definisati i kao količnik sile u vrhu stabla i otklona vrha stabla, ali ne preko nominalnih podataka, već preko prvog izvoda krive zavisnosti sile od otklona i to u koordinatnom početku, tj. za male vrednosti otklona vrha stuba.

$$C = \left. \frac{dF_v}{dx} \right|_{0,0}$$

U broječnom primeru na kraju rada je korišćen ovaj drugi način.

2. PRETPOSTAVKE I UPROŠĆENJA

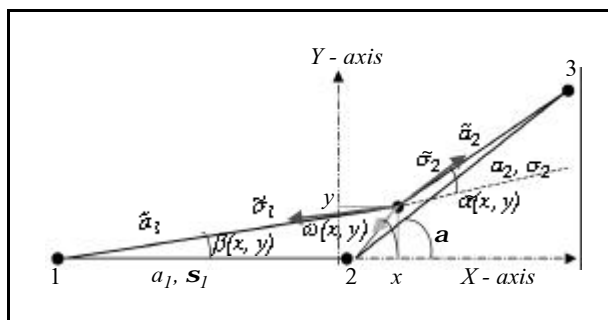
Posmatra se jedan ugaono zatezni stub i dva susedna raspona. Da bi se jasnije uočila priroda problema uvode se sledeće pretpostavke i uprošćenja:

- rasponi su horizontalni,
- zadaje se ugao skretanja trase voda (koji može biti jednak nuli),
- posmatra se vod sa Al/Če provodnicima,
- tačke zavešenja provodnika na prethodnom i sledećem stubnom mestu su nepomične. Ovo znači da promene u dužinama susednih raspona nastaju isključivo kao posledica otklona posmatranog stuba.

3. IZVOĐENJE MATEMATIČKOG MODELA

Na slici 1 je prikazano stubno mesto postavljeno u ishodištu koordinatnog sistema sa dve upravne ose X i Y . Dužine susednih raspona su označene sa a_1 i a_2 , naponi na zatezanje provodnika u tim rasponima S_1 i S_2 , respektivno, a ugao skretanja trase voda sa α . Koordinate pomerenog uporišta su označene sa x i y . Promenjene dužine raspona i odgovarajući naponi na zatezanje su označeni kao \tilde{a}_1 , \tilde{a}_2 , \tilde{S}_1 i \tilde{S}_2 , a promenjeni ugao skretanja trase vode sa $\tilde{\alpha}$. Sve sile koje deluju na posmatrano stablo stuba se svode na vrh stabla, kao u literaturi [2].

Razlaganjem sve tri sile koje deluju na posmatrano uporište na X -osu i Y -osu dobijaju se dve jednačine:



Slika 1. Ugaono zatezni stub sa dva susedna raspona

$$F_1(x, y, \tilde{\alpha}_1, \tilde{\alpha}_2) = k \tilde{\alpha}_2 S \cos(\tilde{\alpha}_{(x,y)}) - C \sqrt{x^2 + y^2} \cos(\tilde{\alpha}_{(x,y)}) - k \tilde{\alpha}_1 S \cos(\tilde{\alpha}_{(x,y)}) = 0 \quad (2)$$

$$F_2(x, y, \tilde{\alpha}_1, \tilde{\alpha}_2) = k \tilde{\alpha}_2 S \sin(\tilde{\alpha}_{(x,y)}) - C \sqrt{x^2 + y^2} \sin(\tilde{\alpha}_{(x,y)}) - k \tilde{\alpha}_1 S \sin(\tilde{\alpha}_{(x,y)}) = 0 \quad (3)$$

U gornjim jednačinama k je koeficijent svodnja sila na vrh stabla stuba dat izrazom, (vidi [2]):

$$k = 3 \cdot 2 \frac{h}{L_{stuba}}$$

gde je:

h – visinska razlika donjih tačaka zavešenja provodnika u odnosu na vrh stuba pri rasporedu u trougao. ($h=0$, u slučaju rasporeda provodnika u jednoj ravni),

L_{st} – visina stabla stuba,

a veličine $\mathbf{a}_{(x,y)}$, $\mathbf{b}_{(x,y)}$ i $\mathbf{w}_{(x,y)}$ su određene u literaturi [3], prvopotpisanog autora, i date su izrazima:

$$\tilde{\alpha}_{(x,y)} = \arctg \frac{a_2 \sin y (a_1 - x) + y(a_2 \cos x)}{(a_2 \cos x)(a_1 - x) + y(a_2 \sin y)}$$

$$\tilde{\alpha}_{(x,y)} = \arctg \frac{y}{a_1 - x}$$

$$\tilde{\alpha}_{(x,y)} = \arctg \frac{y}{x}$$

Jednačina stanja provodnika daje dve dodatne jednačine:

$$\tilde{L}_1 = L_1 + L_1 \frac{1}{E} (\tilde{\alpha}_1 - \alpha_1) \quad (4)$$

$$\tilde{L}_2 = L_2 + L_2 \frac{1}{E} (\tilde{\alpha}_2 - \alpha_2) \quad (5)$$

Izražavajući dužine lančanica preko odgovarajućih raspona i napona na zatezanje, prethodne dve jednačine dobijaju oblik:

$$F_3(x, y, \tilde{\alpha}_1, \tilde{\alpha}_2) = \frac{2 \tilde{\alpha}_1}{p} sh\left(\frac{\tilde{a}_1(x,y)p}{2 \tilde{\alpha}_1}\right) - \frac{2 \alpha_1}{p} sh\left(\frac{a_1 p}{2 \alpha_1}\right) - \frac{2 \tilde{\alpha}_1}{p} sh\left(\frac{a_1 p}{2 \alpha_1}\right) \frac{1}{E} (\tilde{\alpha}_1 - \alpha_1) = 0 \quad (6)$$

$$F_4(x, y, \tilde{\alpha}_1, \tilde{\alpha}_2) = \frac{2 \tilde{\alpha}_2}{p} sh\left(\frac{\tilde{a}_2(x,y)p}{2 \tilde{\alpha}_2}\right) - \frac{2 \alpha_2}{p} sh\left(\frac{a_2 p}{2 \alpha_2}\right) - \frac{2 \tilde{\alpha}_2}{p} sh\left(\frac{a_2 p}{2 \alpha_2}\right) \frac{1}{E} (\tilde{\alpha}_2 - \alpha_2) = 0 \quad (7)$$

U jednačinama (6) i (7) veličine $\tilde{a}_1(x,y)$ i $\tilde{a}_2(x,y)$ su dužine raspona 1 i 2 nastale nakon pomeranja tač-

ke uporišta u položaj (x, y) i određene su u literaturi [3] preko izraza:

$$\tilde{a}_1(x, y) = \sqrt{(a_1 - x)^2 + y^2} \quad (8)$$

$$\tilde{a}_2(x, y) = \sqrt{(a_2 \cos x)^2 + (a_2 \sin y)^2} \quad (9)$$

Sada je moguće posmatrati sistem jednačina (2), (3), (6), i (7):

$$\begin{cases} F_1(x, y, \tilde{\alpha}_1, \tilde{\alpha}_2) = 0 \\ F_2(x, y, \tilde{\alpha}_1, \tilde{\alpha}_2) = 0 \\ F_3(x, y, \tilde{\alpha}_1, \tilde{\alpha}_2) = 0 \\ F_4(x, y, \tilde{\alpha}_1, \tilde{\alpha}_2) = 0 \end{cases} \quad (10)$$

Rešenje ovog sistema nelinearnih jednačina su uređene četvorke $(x, y, \mathbf{S}_1, \mathbf{S}_2)$. Na osnovu fizičke prirode problema jasno je da je rešenje sistema jednačina (10) jedinstveno. Kada se izračunaju veličine x i y otklon stabla stuba u vrhu se dobija kao:

$$z = \sqrt{x^2 + y^2} \quad (11)$$

a ugao otklona prema X-osi prema izrazu:

$$\text{tg } \theta = \frac{y}{x} \quad (12)$$

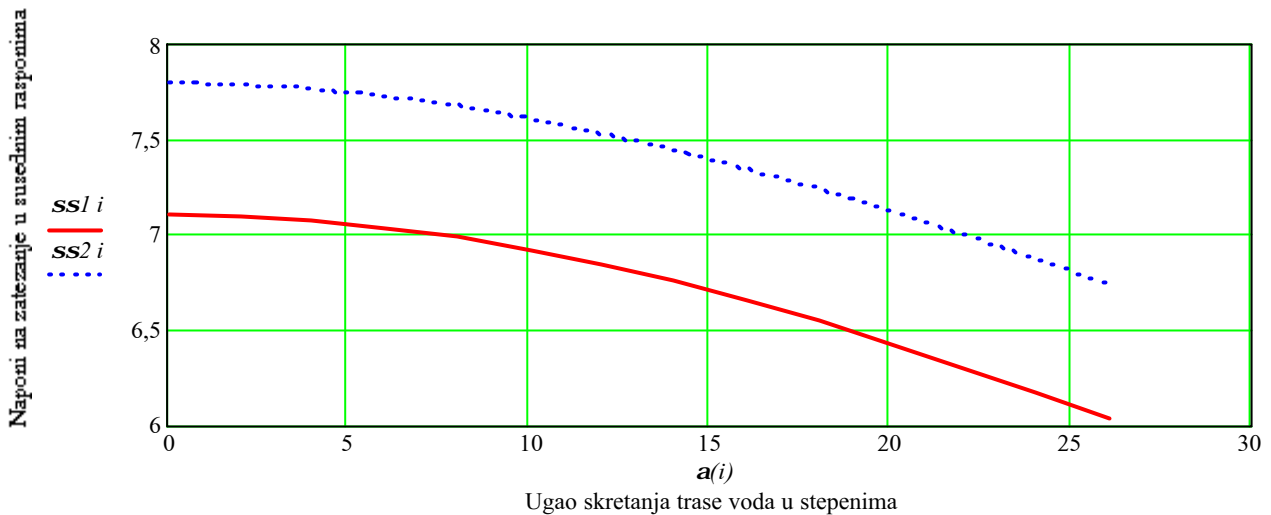
Ugibi u rasponima pri otklonjenom stubu se mogu dobiti iz odgovarajućih izraza za ugib provodnika koristeći izraze (8) i (9) za dužine raspona pri otklonjenom stubu, \tilde{a}_1, \tilde{a}_2 .

Sistem nelinearnih jednačina (10) je analitički nerešiv (rešenje se ne može izraziti u obliku algebarske funkcije, jer su jednačine transcendentne), pa se koristi neki od iterativnih postupaka rešavanja ovakvih sistema jednačina, npr. Njutnov iterativni postupak. U numeričkom primeru proračuna koji se daje u ovom radu je korišćen odgovarajući MAT-HCAD-ov softverski paket za rešavanje ovakvih sistema jednačina. Isti softver je korišćen i za grafičko predstavljanje dobijenih rezultata.

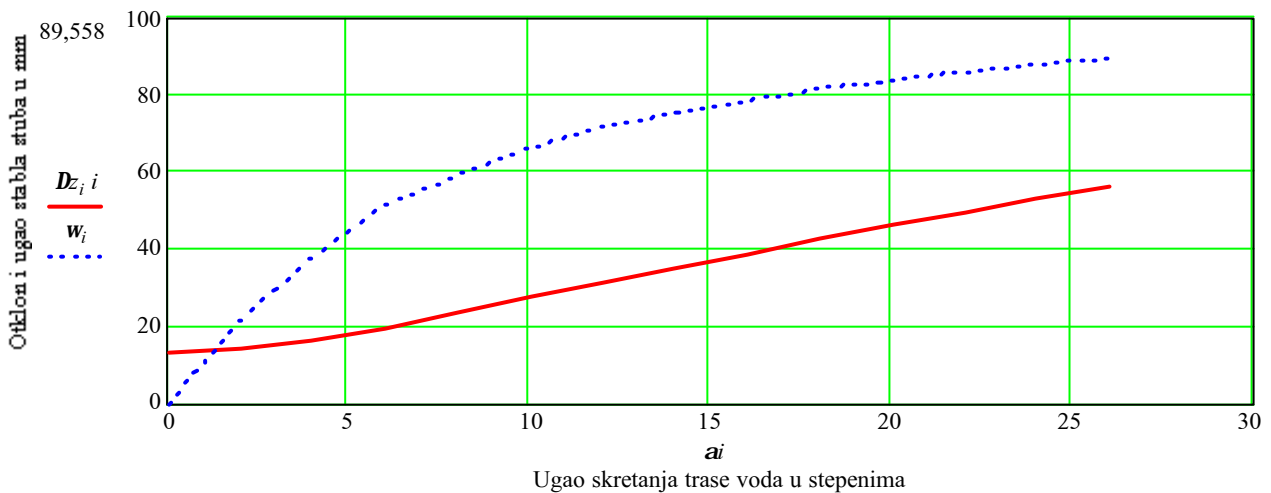
Da bi se sistem jednačina (10) rešio bilo kojim iterativnim metodom moraju se zadati početne vrednosti nepoznatih nezavisnih promenljivih. U ovom slučaju potrebno je zadati početne vrednosti za uređenu četvorku $(x, y, \mathbf{S}_1, \mathbf{S}_2)$.

4. PRIMER PRORAČUNA

Rezultati proračuna napona na zatezanje u sušnim zateznim poljima, kao i otklona stabla stuba u vrhu jednog ugaono zateznog uporišta, biće prikazani na jednom konkretnom primeru nadzemnog vo-



Slika 2. Zavisnost napona na zatezanje pri otklonu stuba od ugla skretanja trase voda



Slika3. Zavisnost otklona i ugla otklona od ugla skretanja trase voda

da sa Al/Če užadima sa rasporedom u jednakokraki trougao na armirano-betonskom stubu od 12 m. Ulažni i izlazni podaci proračuna su prikazani u tabeli 2. Susedni rasponi a_1 i a_2 se mogu shvatiti i kao ekvivalentni rasponi u dva zatezna polja.

Rezultati proračuna prikazani u tabelama 2 i 3 su grafički prikazani na slici 2 i slici 3. Na slici 2 se vide naponi na zatezanje s_1 i s_2 u daN/mm^2 u funkciji ugla skretanja trase voda a u stepenima. Iz krive se vidi da se usvojeni naponi na zatezanje provodnika $s_{1,max} = 6 daN/mm^2$ $s_{2,max} = 9 daN/mm^2$ razlikuju od stvarnih napona. Odstupanja su veća pri većim uglovima skretanja trase voda.

Na slici 3 je prikazana zavisnost otklona stabla stuba Dz u mm i ugla otklona w od ugla skretanja trase voda a . Otklon se povećava sa povećanjem ugla skretanja trase voda, jer raste rezultantna sila od napona na zatezanje na stablo stuba.

Interesantno je izvršiti poređenje rezultata proračuna po ovoj metodi i po metodi iz referata [1], gde se rešava isti problem, ali samo za slučaj linijskog stuba, drugačijom metodom i uz aproksimaci-

Tabela2.

Ulazni podaci za proračun
(usvojeno $s_{1,max} = 6 daN/mm^2$ $s_{2,max} = 9 daN/mm^2$)

Dužina raspona a_1 u m	80
Dužina raspona a_2 u m	80
Specifična težina provodnika p u $daN/m \cdot mm^2$	0,003 48
Dužina stabla stuba L_{st} u m	12
Visinska razlika donjih tačaka zavešenja od vrha stuba h u m	1,4
Modul elastičnosti provodnika E u daN/mm^2	8 100
Provodnika Al/Če 50/8, stvarni presek S u mm^2	56,3
Krutost stabla stuba C u daN/m	8 000

Izlazni podaci proračuna

Ugao α ($^{\circ}$)	x (mm)	y (mm)	Dz (mm)	w ($^{\circ}$)	\bar{S}_1 (daN/mm 2)	\bar{S}_2 (daN/mm 2)
0	13,000	0,000	13,000	0,000	7,106	7,793
2	13,000	5,124	13,973	21,512	7,099	7,785
4	13,000	10,000	16,401	37,569	7,076	7,762
6	12,000	15,000	19,209	51,340	7,038	7,725
8	12,000	20,000	23,324	59,036	6,985	7,673
10	11,000	25,000	27,313	66,251	6,919	7,608
12	9,954	30,000	31,608	71,644	6,841	7,531
14	8,914	34,000	35,149	75,309	6,751	7,442
16	7,746	38,000	38,781	78,479	6,650	7,343
18	6,464	42,000	42,495	81,251	6,541	7,235
20	5,079	46,000	46,280	83,699	6,423	7,120
22	3,604	49,000	49,133	85,788	6,299	6,998
24	2,051	53,000	53,040	87,784	6,170	6,871
26	4,316	56,000	56,166	85,593	6,037	6,740

ju hiperboličkih funkcija odgovarajućim polinoma. Rezultati su prikazani u tabeli 4.

Tabela 4.

Poređenje rezultata proračuna napona na zatezanje po metodi datoj u [1] i po metodi iz ovog rada

Ulazni podaci: $s_1 = 7 \text{ daN/mm}^2$, $s_2 = 9 \text{ daN/mm}^2$, $\alpha=0$			
Rezultati proračuna	s_1 daN/mm 2	s_2 daN/mm 2	Dz mm
metodom datom u literaturi [1]	7,757	8,204	8,708
putem prethodne metode	7,759	8,207	8,477

5. ZAKLJUČAK

Pri proračunu raznih tehničkih sistema se polazi od određenih pretpostavki i uprošćenja (aproksimacija). Ovakvim postupkom uprošćava se matematički model koji opisuje ponašanje sistema, čime se postiže veća jasnoća i lakše sagledavanje suštine prirode problema koji se rešava. U mehaničkom proračunu provodnika nadzemnog voda se, na primer, polazi od pretpostavke da se zategnuti provodnik u proizvoljnom rasponu ponaša kao idealno savitljiva, gipka nit, čime se provodnik tretira kao lančanica i opisuje hiperboličkim funkcijama. Jasno je da je ovakav pristup aproksimativan. Takođe se smatra da je stablo stuba od armirano-betonske konstrukcije idealno kruto (nesavitljivo), odnosno da su uporišne tačke provodnika idealno nepomične. Ovo je tačno, ali samo približno.

Korišćenjem savremenih računarskih softverskih alata, moguće je u proračunu nadzemnog voda uzeti u obzir veličine čiji se uticaj ranije zanemario. U matematičkom modelu predstavljenom u ovom radu se uzima u obzir uticaj savijanja stabla stuba (pomeranja uporišnih tačaka). Uticaj je uračunat preko veličine nazvane krutost stabla stuba, označene simbolom C , i u prvoj aproksimaciji definisane kao količnik nominalne vršne sile koja deluje na stablo stuba i otklona vrha stabla.

Na konkretnom brojčanom primeru nadzemnog voda sa ugaono-zateznim stubom 1 000 daN - 12 m je pokazan uticaj savijanja stabla stuba. Odstupanja izračunatih napona na zatezanje provodnika se nezanemarljivo razlikuju od usvojenih (smatrajući uporišne tačke nepomičnim), naročito pri većim razlikama napona na zatezanje provodnika u dvama susednim rasponima.

6. LITERATURA

- [1] UTICAJ OTKLONA STABLA STUBA U VRHU NA NAPONE NA ZATEZANJE, PROVODNIKA I UGIBE HORIZONTALNOG RASPONA, JUKO - CIGRE, 2002. godine, Vrnjačka Banja, G. Živadinović
- [2] Tehnička preporuka 10a,
- [3] IZRAČUNAVANJE NOVIH RASPONA I UGLOVA SKRETANJA TRASE PRI POMERANJU PROIZVOLJNOG BROJA STUBOVA NADZEMNOG VODA, JUKO - CIGRE, 2001. godine, Herceg Novi, G. Živadinović
- [4] Priručnik PROVODNICI ZA NADZEMNE VODOVE, Đ. Glišić / Đ. Tufegdžić.



Goran Živadinović, je rođen 04. 02. 1962. godine. Diplomirao na Energetskom odseku Elektrotehničkog fakulteta u Beogradu 1986. godine. Od 1987. do 1998. godine radio u Gradskom Saobraćajnom Preduzeću Beograd (u Konstrukcionom Birou, u Zavodu za Studije i Projektovanje, i u Pogonu „Centrala” na održavanju tramvaja).

Od 1998. do 2000. godine radio u preduzeću „Enipinvest” na konstrukciji industrijskih elektronskih uređaja i uređaja iz oblasti električne vuče.

Od 2000. godine radi u „JP Elektrodistribucija” - Beograd na poslovima vodećeg inženjera nadzora za elektroenergetske objekte 10 i 1 kV.



Đorđe Glišić je rođen 1950. godine u Beogradu. Diplomirao 1973. godine na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu. Od 1974-1979. godine radio u Elektronskoj Industriji - Fabrika Signalnih Uređaja u Beogradu, kao projektant automatskih uređaja putnih prelaza za železnicu. Od 1979. godine radi u Elektrodistribucija - Beograd Sektor za razvoj, kao vodeći inženjer za distributivne nadzemne vodove.

Procena rizika kvarova srednjenaponskih nadzemnih vodova usled atmosferskih pražnjenja

Stručni rad
UDK: 651.594.22; 621.316.932

Rezime:

U elektroenergetskim sistemima, posebno u elektrodistributivnim mrežama, često se pojavljuje problem atmosferskih pražnjenja, koje nazivamo udar groma. Atmosfersko pražnjenje u elektrodistributivnu mrežu može biti prolaznog ili trajnog karaktera. Postoje više načina zaštite elektroenergetskih mreža od ove prirodne pojave. Napravljen je značajan napredak u proceni ugroženosti elektroenergetskih objekata od atmosferskih prenapona i gromobranske zaštite, što je od posebnog značaja u tržišnim uslovima, gde igra važnu ulogu i ekonomski uticaj na izbor određenog sistema za zaštitu. U tržišnim uslovima ne uvažava se samo direktna šteta usled atmosferskog pražnjenja, već i potreba za kvalitetnim napajanjem potrošača električnom energijom bez prekida i tranzijenata. Najznačajnija osnova za dimenzionisanje sistema gromobranske zaštite su izokerauničke karte, koje daju broj grmljavinskih dana u toku godine za određeno područje. Kada se planira gromobranska zaštita, projektant proračunava na osnovu empirijskih formula gustinu pražnjenja u toku jednog grmljavinskog dana po jedinici površine. Ova veličina služi za određivanje uslova na osnovu kojeg se bira odgovarajući nivo zaštite. U aprilu 1998. godine, Slovenski centar za lokalizaciju atmosferskih pražnjenja (SCALAR) postavljen je da registruje atmosferska pražnjenja koja se događaju iznad Slovenije. Nacrtana je prva karta gustine pražnjenja. Ona zamenjuje približan pristup određivanju godišnjeg broja udara po kvadratnom kilometru. Rezultati istraživanja u ovom radu koriste najnovije rezultate određivanja gustine udara po jedinici površine. Ovi rezultati služe kao osnova za uporednu analizu broja lokalizovanih kvarova pomoću SCADA sistema i izloženosti određenih srednjenaponskih nadzemnih vodova atmosferskim pražnjenjima.

Ključne reči: praćenje temperature kablova, optički kablovi, toplotno kritična mesta

Abstract:

RISK ASSESSMENT OF MIDDLE-VOLTAGE OVERHEAD TRANSMISSION LINE FAILURES RESULTING FROM LIGHTNING DISCHARGES

In the area of electric power economy, and in particular in electricity distribution, we are often faced with the issue of lightning (atmospheric) discharges, or usually termed in a simpler way as lightning strokes. The effect of lightning strokes taking place in the electric power system (EPS) distribution network is sensed either as a transient disturbance or permanent failure. There are several ways of protecting the Electric Power System from consequences of this natural phenomenon. There has been a notable progress made in the area of electric power engineering with regard to lightning activity and lightning protection

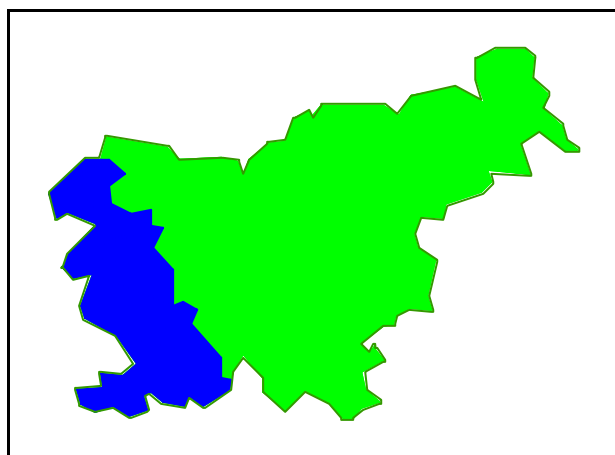
Miloš Protić, dipl. ing. – Elektro Primorska, Erjavčeva 22, Nova Gorica
Dr Janko Kosmač – Elektroinštitut „Milan Vidmar“, Hajdriheva 2, Ljubljana, Slovenija

systems. Economic impact on the selection of a particular protection system is considerable. Under market conditions, it is not only the damage caused by lightning strokes that counts. What is particularly important is assurance of a continuous, uninterrupted, consumer supply. A most valuable reference for lightning protection system dimensioning are isokeraunic maps. They give an insight into the frequency of thunderstorm days on a particular location. When planning a lightning protection system, the designer calculates, by using experience formulas, the lightning stroke density rate which serves as a marginal condition for the selection of the appropriate protection level. In April 1998, the Slovenian Centre for Automatic Localisation of Lightning Discharges (SCALAR) was established to register data about lightning events over Slovenia. The first lightning stroke density map has been drawn, too. It replaces approximate assessing of the number of lightning strokes on the surface of one square kilometer. Moreover, in our research addressed in this paper we made use of the most recent map giving information on the lightning stroke density. It served us as a basic comparative criterion for the number of the localised failures obtained with the SCADA system and failure exposure rate for particular middle-voltage (MV) overhead transmission line (OHL) paths.

Key words: Mechanical calculation, Overhead Lines, Pole Shifting.

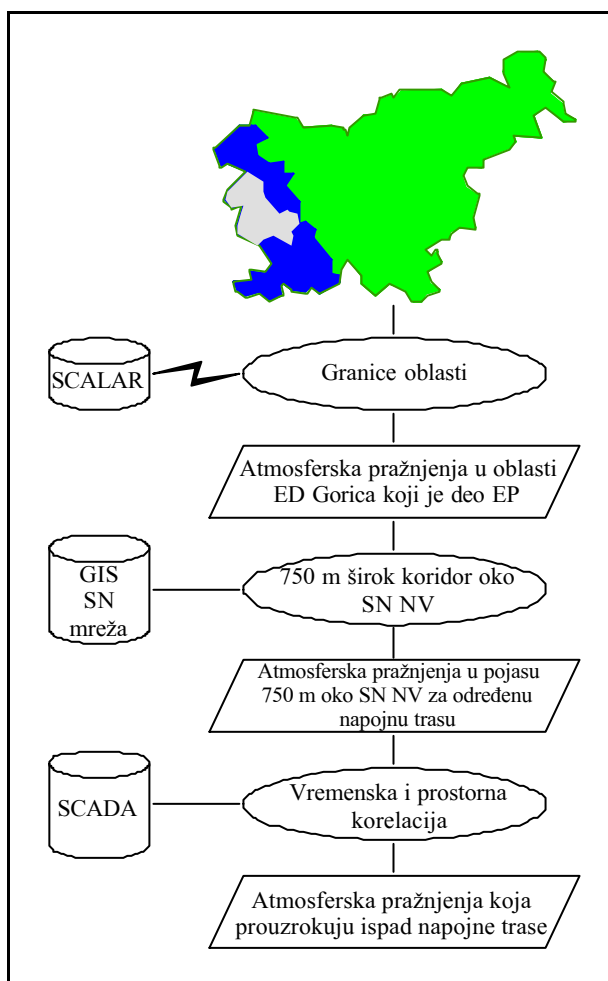
1. OPIS METODE

Pomoću opisane metode, u radu se želelo da se odredi odnos između broja kvarova na nadzemnim vodovima na osnovu dnevnika događaja i gustine atmosferskih pražnjenja na posmatranoj lokaciji. Metoda se bazira na poređenju broja kvarova srednjena-ponskih nadzemnih vodova koji su prouzrokovani atmosferskim pražnjenjima i broja lokalizovanih atmosferskih pražnjenja. Podaci o kvarovima se dobijaju na osnovu dnevnika događaja, u kojima se registracija radi na dva načina. Jedan način je klasičan, gde se upisuju podaci o događajima u dnevnik događaja, a drugi je elektronski, koji omogućava statističke analize i druge vrste naknadnih analiza. U tu svrhu se koristi program „Izveštaj o stanju u distributivnom sistemu Elektro Primorska”. Broj lokalizovanih atmosferskih pražnjenja duž trase distributivnog sistema dobija se filtriranjem podataka koji je dobijen od sistema SCALAR duž radijalne strukture napojnog sistema i registrovanih događaja iz baze



Slika 1. Geografska pozicija elektrodistribucije Elektro Primorska (Slovenija)

podataka o kvarovima dobijenih od SCADA sistema. Osim toga, dat je i geografski profil oblasti koja pokriva elektro-distribuciju Elektro Primorska (EP).



Slika 2. Korelacija između kvarova i atmosferskih pražnjenja

Istraživanja koja su opisana u radu su se odvijala u periodu od 1. januara 2000. do 31. decembra 2003. godine. Ovako dugačak period analize je izabran da bi se sagledao što je moguće veći broj događaja na sistemima SCADA i SCALAR.

Primenjena procedura koja omogućava akviziciju podataka o broju registrovanih kvarova u srednjenaponskom distributivnom sistemu traži dosta vremena zbog strukture podataka koji opisuju vrstu i lokaciju kvarova deskriptivnim putem. Osim toga, vremenski korak registracije je približno 1 minut. Osim toga, program za određivanje korelacije rezultata registracije atmosferskih pražnjenja pomoću sistema SCALAR i registrovanih kvarova pomoću SCADA sistema je takođe složen.

Glavna prednost geografskog informacionog sistema (GIS) je iskorišćena u prezentaciji primenjenog procesa. To su Map 5 i ArcView 8.3 (program-

sko okruženje za obradu GIS), koji su opremljeni makro programima. U prvom koraku je objekat istraživanja bio ograničen podacima o broju atmosferskih pražnjenja koji je dobijen od sistema SCALAR. Zbog kompleksnosti analize, posmatrani region je podeljen na 4 podregiona koji su u saglasnostima sa organizacionom šemom distributivnog preduzeća EP. U sledećem koraku su definisani koridori oko pojedinih srednjenaponskih vodova. Zatim su verifikovana sva atmosferska pražnjenja unutar definisanih koridora i dodeljen je kod koji odgovara odgovarajućem vodu. U poslednjem koraku određena je vremenska i prostorna korelacija između podataka dobijenih od SCALAR sistema o pražnjenjima i registrovanih podataka iz SCADA sistema. Rezultat je izveštaj o korelaciji između atmosferskih pražnjenja i događaja registrovanih pomoću SCADA sistema u mreži.

Tabela 1.

Pogonski događaji zabeleženi u dnevniku događaja koji su direktno povezani sa atmosferskim pražnjenjima

Redni broj	Postrojenje	Napojni vod	Opis voda	Uzrok događaja	Datum i vreme
1.	Ajdovščina	NZ Razdrto	DV 20 kV RTP Ajdovščina-Razdrto	atmosfersko pražnjenje	25. 06. 2000. 09:13:00
2.	Ajdovščina	NZ Vipava	DV 20 kV RTP Ajdovščina - Razdrto	kvar nadzemnog voda	28. 06. 2000. 17:53:00
3.	Ajdovščina	NZ Gorica	dv 20 KV RTP Ajdovščina-Gorica	kvar nadzemnog voda	07. 11. 2000. 23:59:00
4.	Grgar	NZ Banjšice	DV 10 kV RP Grgar-Skalnica	odvodnik prenapona	07. 11. 2000. 22:59:00
5.	Vrtojba	NZ Gorica -Gradišče	DV 20 kV Bilje 1-Žigoni	proboj izolatora	08. 11. 2000. 16:43:00
6.	Ajdovščina	NZ Gorica	DV 20 kV Ajdovščina-Gorica	grmljavina	08. 11. 2000. 17:45:00
7.	Vrtojba	NZ Gorica -Gradišče	DV 20 kV RP Sela - Kostanjevica	grmljavina zemljospojna zaštita	17. 11. 2000. 14:53:00
8.	Vrtojba	NZ Volčja draga	DV 20 kV RTP Vrtojba - Volčja draga	grmljavina prekostrujna zaštita	17. 11. 2000. 14:44:00
9.	Vrtojba	NZ Bilje 3	DV 20 kV RP Bilje - TP Šampionka	grmljavina odvodnik prenapona -	17. 11. 2000. 14:44:00
10.	Grgar	NZ Banjšice	DV 10 kV RP Grgar - Banjšice	grmljavina kratak spoj	08. 01. 2001. 09:19:00
11.	Plave	NZ Anhovo 1	DV 10 kV Anhovo -Kanal 2	pokidano uže na 35 kV NV Plave -MOST	28. 06. 2001. 10:16:00
12.	Ajdovščina	NZ Razdrto	TR 1 110/20 kV/kV RTP Ajdovščina	udar groma	22. 03. 2002. 13:03:00
13.	Vrtojba	NZ Gorica-Gradišče	DV 20 kV RP Gradišče-Komen	grmljavina	28. 06. 2002. 15:00:00
14.	Grgar	NZ Skalnica	DV 10 kV Grgar Skalnica	grmljavina	24. 10. 2002. 05:06:00
15.	Vrtojba	NZ Gorica-Gradišče	DV 20 kV Komen Štanjel	grmljavina	24. 10. 2002. 04:49:00

1.1. Podaci o kvarovima na srednjenaponskim nadzemnim vodovima iz dnevnika događaja

Dnevnik događaja se nalazi u komandnom centru za daljinsko upravljanje sistemom. U dnevniku događaja se nalaze svi događaji koji su imali za posledicu kvar ili isključenje nekog dela sistema. U oba slučaja se vrši isključenje SN mreže. Isti podaci se registruju pomoću programa za pisanje izveštaja i statističku analizu. U dnevniku događaja podaci su prikazani u deskriptivnom (opisnom) obliku. To znači da mesto kvara nema geografsko ili topografsko obeležje. Isto važi i za vremenski trenutak kada je izvršeno isključenje. Registracije se vrše sa preciznošću od nekoliko minuta. Na osnovu opisa poremećaja se može zaključiti koja je vrsta kvara ili koji je njegov uzrok. Za posmatrani period vremena izvršen je izbor 243 isključenja koja su povezana sa atmosferskim pražnjenjima. Ovi događaji su selektovani pomoću programa za pisanje izveštaja o događajima u elektroenergetskom sistemu. Izbor je izvršen između 2 001 potencijalnih događaja za koje je postojala mogućnost da je isključenje prouzrokovano atmosferskim pražnjenjem. Posle grube vremenske korelacije (vremenski interval je +/- 5 min) izdvojeno je 118 kvarova za koje je utvrđena nezavisnost između atmosferskog pražnjenja i isključenja u mreži. Nije bilo moguće ostalih 122 isključenja sa dovoljnim nivoom sigurnosti svrstati u grupu isključenja koja su u korelaciji sa atmosferskim pražnjenjima. Razlog je veliki vremenski korak u kome se vrše registracije događaja. U tabeli su prikazani podaci o kvarovima koji su posledica atmosferskih

pražnjenja u elektroenergetskom sistemu Slovenije, posebno u distributivnom preduzeću EP distributivne jedinice Gorica.

1.2. Podaci i događaji dobijeni od SCADA sistema

SCADA sistem registruje većinu događaja koji imaju uticaja na elektroenergetski sistem. Pogonski događaji se arhiviraju u kolekciju događaja gde su najvažniji elementi prikazani u sledeće dve tabele: tabela sa spiskom pogonskih događaja i tabela sa hronološkim sekvencama pogonskih događaja. Kolekcije se formiraju za svaki dan posebno. U analizama koje su opisane u radu najvažniji podaci su hronološke sekvence događaja. Hronološke sekvence događaja se ne arhiviraju u svim centrima za daljinsko komandovanje, pa je u takvim slučajevima korišćena tabela sa spiskom pogonskih događaja. U oba slučaja kriterijum za izbor događaja je bio pogonski događaj - isključenje. Unutar posmatranog perioda bilo je registrovano 18 479 isključenja u posmatranom delu elektroenergetske mreže. U tabeli sa hronološkim sekvencama pogonskih događaja svakom događaju je pridruženo obeležje - vreme događaja. Vreme je usaglašeno sa GPS vremenom. Vremensko obeležje pridruženo svakom događaju odgovara trenutku kada se glavni računski sistem u daljinskom centru upravljanja obrati kompjuteru u kome je izvršeno registrovanje, što izaziva kašnjenje od oko 15 s između događaja i njegovog arhiviranja. Kada se određuje korelacija između atmosferskih pražnjenja i registrovanih isključenja zabeleženih

Tabela 2.

Događaji registrovani pomoću SCADA sistema koji su direktno povezani sa atmosferskim pražnjenjima

CSE					Atmosferska pražnjenja duž trase napojnih vodova				Uslovi			
Postrojenje	Polje		Datum i vreme	Vreme	Događaj	Postrojenje	Polje	Vreme	Amplitude	Razlika vremena	Postrojenje	Polje
Hubelj	NZ Predmeja	JA03	09. 11. 2001. 04:14:26	04:14:26.059	Isključenje	Hubelj	JA04	9. 11. 2001. 4:14	-10,6	8	DA	NE
Gorica	DV Vrtojba-Gradišče	JA13	12. 11. 2001. 00:55:52	00:55:52.03	Isključenje	Gorica	JA13	12. 11. 2001. 0:55	-26,5	-2	DA	DA
Ajdovščina	NZ Razdrto	JA05	22. 03. 2002. 13:02:24	13:02:24.601	Isključenje	Ajdovščina	JA05	22. 3. 2002. 13:02	127	1	DA	DA
Hubelj	NZ Predmeja	JA03	28. 06. 2002. 15:23:32	15:23:32.971	Isključenje	Hubelj	JA04	28. 6. 2002. 15:23	-24,7	-2	DA	NE
Hubelj	NZ Predmeja	JA03	28. 06. 2002. 15:23:32	15:23:32.971	Isključenje	Hubelj	JA03	28. 6. 2002. 15:23	-19,5	0	DA	DA

SCADA sistemom, nezavisno se traže podaci u tabelama hronološke sekvence događaja i u tabelama događaja. Ukupan broj isključenja koji je u korelaciji sa atmosferskim pražnjenjima unutar koridora širine 750 m oko nadzemnih vodova koji čine distributivnu mrežu bio je 682. Interesantno je da su sa jednim događajem isključenja u distributivnoj mreži u korelaciji bila dva ili čak tri atmosferska pražnjenja. U tabeli 2 prikazana su neka isključenja koja su u korelaciji sa atmosferskim pražnjenjima. Može se uočiti da je 28. juna 2002. godine zabeležen poslednji događaj kod koga su u korelaciji isključenje i atmosfersko pražnjenje.

1.3. Podaci o atmosferskim pražnjenjima dobijeni od sistema SCALAR

Podaci o atmosferskim pražnjenjima koji su korišćeni u analizi dobijeni su od sistema SCALAR koji registruje atmosferska pražnjenja u Sloveniji od 1998. godine. Ovi podaci imaju označeno vreme i lokaciju pražnjenja. Podaci iz sistema SCALAR su filtrirani tako da se uzimaju u obzir samo pražnjenja unutar koridora od 750 m oko posmatranih radijalnih vodova. Razmatrana su pražnjenja u periodu od 4 godine. Za geografski informacioni sistem (GIS) koristi se najsavremeniji softver. Za svako atmosfersko pražnjenje se vezuje određena površina oko napojne linije. Na taj način se započinje istraživanje korelacije između atmosferskih pražnjenja i prekida koje registruje SCADA: Tabela 3 sadrži neke statističke podatke o atmosferskim pražnjenjima koja su se pojavila na posmatranoj površini.

Tabela 3.

Statistički podaci o broju atmosferskih pražnjenja i veličini posmatrane površine

Distributivni podsystemi	Površina (km ²)	Zajednički delovi podsystema	Broj atmosferskih pražnjenja registrovan u posmatranom vremenu	Gustina pražnjenja km ² /god
Gorica	1 137	26 %	30 124	5,3
Koper	341	8 %	6 307	3,7
Sežana	1 552	36 %	28 950	3,7
Tolmin	1 313	30 %	32 907	5,0
EP	4 342	100 %	93 260	4,4

2. PRIMENA OPISANOG METODA ZA PROCENU RIZIKA KVAROVA

Metoda je testirana na celoj teritoriji koju prekriva EP distribucija za period od 1. januara 2000. do 31. decembra 2003. godine. Pošto je broj događaja, pa samim tim i arhiviranih fajlova ekstremno veliki (365 fajlova godišnje), istraživanje je limitirano na 80 fajlova godišnje. Težište je bačeno na dane sa više od 3 atmosferska pražnjenja u toku jednog dana.

2.1. Opis dela elektroenergetskog sistema elektrodistribucije Elektro Primorska

Oblast analize obuhvata 20 razvodnih postrojenja, 41 distributivno postrojenje i 2 543 transformator.

Tabela 4.

Podaci o dužinama nadzemnih vodova obuhvaćenih distributivnim preduzećem EP

SN mreža (dužina u km)	Podsystem DE Gorica	Podsystem DE Koper	Podsystem DE Sežana	Podsystem DE Tolmin	Ukupno
35 kV NZ	55,6	25,2	84,4	7,4	172,6
20 kV NZ	502,5	216,8	500,6	464,1	1 684,0
10 kV NZ	130,6	24,6	76,6	20,5	252,2
Ukupno NZ	688,6	266,6	661,7	492,0	2 108,8
35 kV PZ	0,8	2,6	2,3	0,4	6,1
20 kV PZ	118,3	147,0	145,0	85,4	495,7
10 kV PZ	4,8	5,2	13,5	2,1	25,6
Ukupno PZ	124,0	154,8	160,8	87,8	527,4
Ukupno	812,5	421,4	822,5	579,8	2 636,2

matorskih stanica. Tabela 4 prikazuje podatke dužinama prenosnih vodova za kompletan region, za svaki naponski nivo i svaki tip prenosnog voda (nadzemnog (NZ) ili podzemnog (PZ)).

Istraživanja su bila ograničena samo na napojne vodove koji su bili izloženi atmosferskim pražnjenjima.

3. REZULTATI

Tabela 5 prikazuje podatke za jednu distributivnu jedinicu (distributivni podsistem) posmatranog napojnog dela sistema. Podaci su dati samo za nadzemni deo distributivne mreže, prosečnu gustinu po dužini napojnog voda, kao i broj kvarova koji su u korelaciji sa atmosferskim pražnjenjima po napojnom vodu. Slike 3 i 4 prikazuju gustinu atmosferskih pražnjenja po jedinici i atmosferska pražnjenja koja su u korelaciji, kao i profil gustine pražnjenja duž putanje nadzemnog voda.

Događaji koji su u korelaciji klasifikovani su u dve grupe u zavisnosti od njihovog nazivnog napona. Za svaku grupu izvršeno je istraživanje mogućnosti primene linearne aproksimacije između gustine atmosferskih pražnjenja nezavisne promenljive i godišnjeg broja kvarova na 100 km nadzemnog voda. U slučaju linearne aproksimacije koja ima sledeći oblik

$$y = kx + n \quad (1)$$

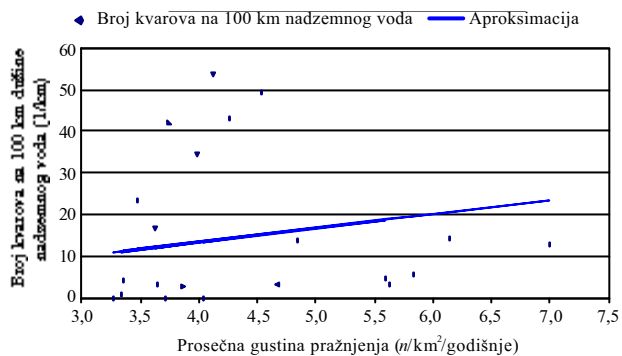
usvojen je parametar $n = 0$. To znači da je u slučaju kada je gustina pražnjenja 0 i broj kvarova je 0.

Vrednost koeficijenta k određena je metodom najmanjih kvadrata. Za 10 kV mrežu određeno je $k = 3,35$, a za 20 kV mrežu je $k = 2,39$. Praktično ova dva rezultata znače da za gustinu pražnjenja od 1 udar/km², godišnje na dužini od 100 km pojavljuje se u 10 kV nadzemnoj mreži 3,35 kvarova godišnje, a u 20 kV nadzemnoj mreži 2,39 kvarova godišnje. U slučaju ka-

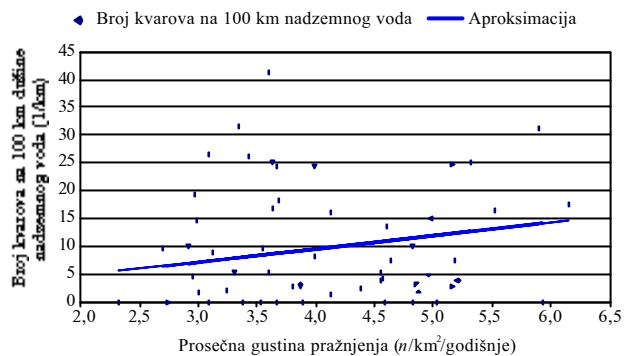
Tabela 5.

Podaci o uticajnim faktorima po pojedinačnim nadzemnim vodovima

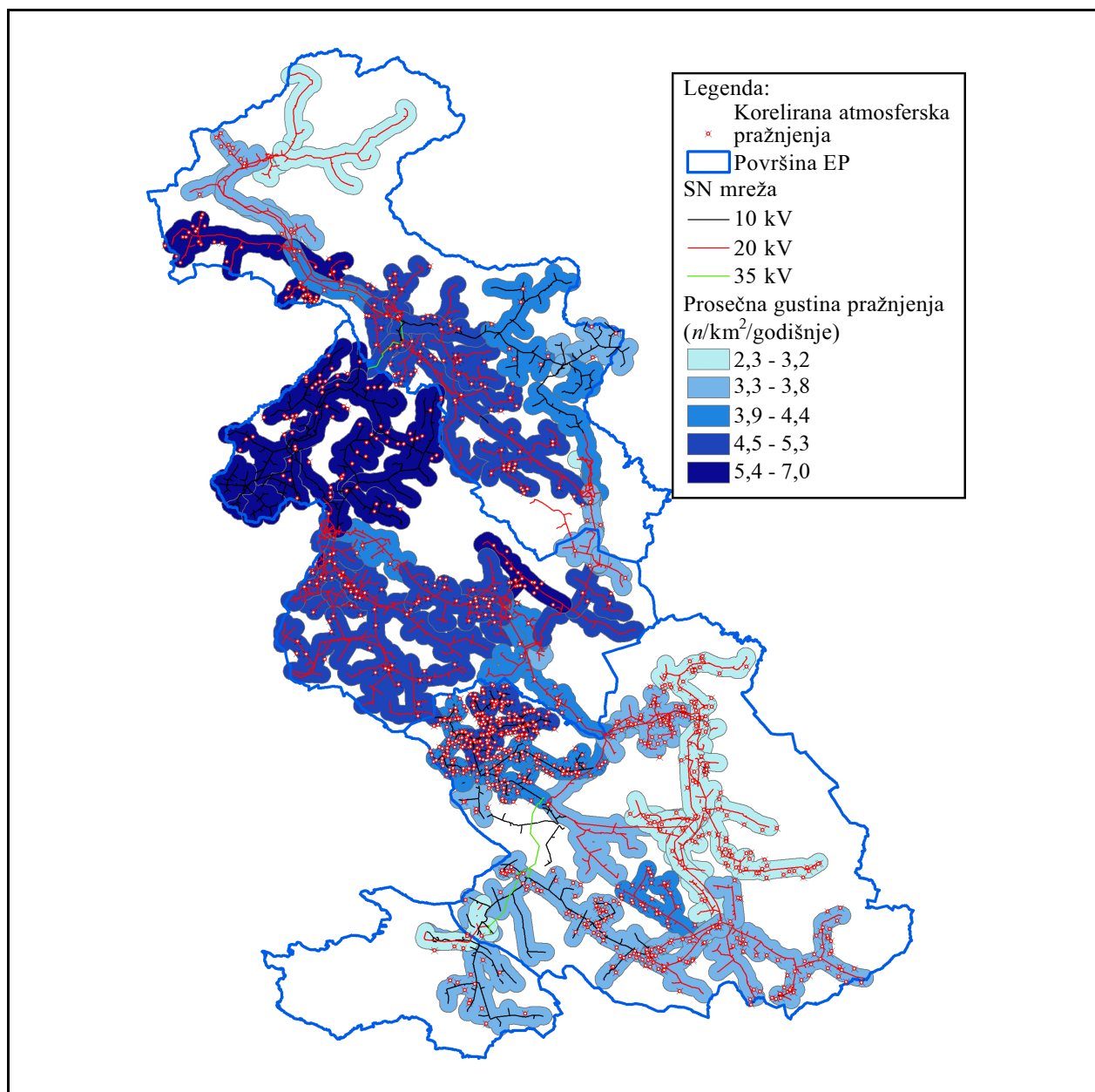
Postrojenje	U_n (kV)	Naziv polja	Dužina (km)	Prosečna gustina ($n/\text{km}^2/\text{god}$)	Broj događaja	Broj kvarova ($n/\text{god} / 100 \text{ km}$)
Vrtojba	20	NZ Gorica-Gradi.	157,3	4,370	22	0,47
Ajdovščina	20	NZ Gorica	34,8	4,114	12	1,15
Hubelj	20	NZ Predmeja	17	4,891	10	1,96
Ajdovščina	20	NZ Razdrto	28,4	3,557	9	1,06
Vrtojba	20	NZ Bilje 3	23,4	4,615	8	1,14
Hubelj	20	NZ Lokavec	16	3,816	4	0,83
Vrtojba	20	NZ Volčja Draga	12	4,498	4	1,11
Črni Vrh	20	NZ Mrzli Log	14,9	4,352	3	0,67
Gorica	20	NZ Ajdovščina	27,4	4,110	2	0,24
Ajdovščina	20	NZ Planina	6,3	4,245	1	0,53
Ajdovščina	20	NZ Vipava	10,9	3,385	1	0,31
Črni vrh	20	NZ Lome	6,1	3,503	1	0,55
Črni vrh	20	NZ Zadlog	11,7	3,936	1	0,28
Gorica	20	NZ Vrtojba-Gradi.	8,3	4,584	1	0,40
Gorica	20	UGL Solkan	2,5	4,744	1	1,33
Vrtojba	20	NZ Miren	4,4	4,484	1	0,76
Grgar	10	NZ Banjšice	23,1	6,269	9	1,30
Grgar	10	NZ Čepovan	43,7	6,005	9	0,69
Grgar	10	NZ Trnovo	11,8	5,553	4	1,13
Plave	10	NZ Anhovo 1	51,7	5,790	4	0,26
Plave	10	NZ Dobljar	19,6	5,209	3	0,51
Grgar	10	NZ Skalnica	2,3	6,093	2	2,90
Plave	10	NZ Brda	21,1	5,689	2	0,32
Plave	10	NZ Dobrovo	21,8	5,378	2	0,31
Gorica	10	NZ Grgar	9,7	5,514	1	0,34
Dobrovo	10	NZ Dobrovo	5,1	5,292	0	0,00



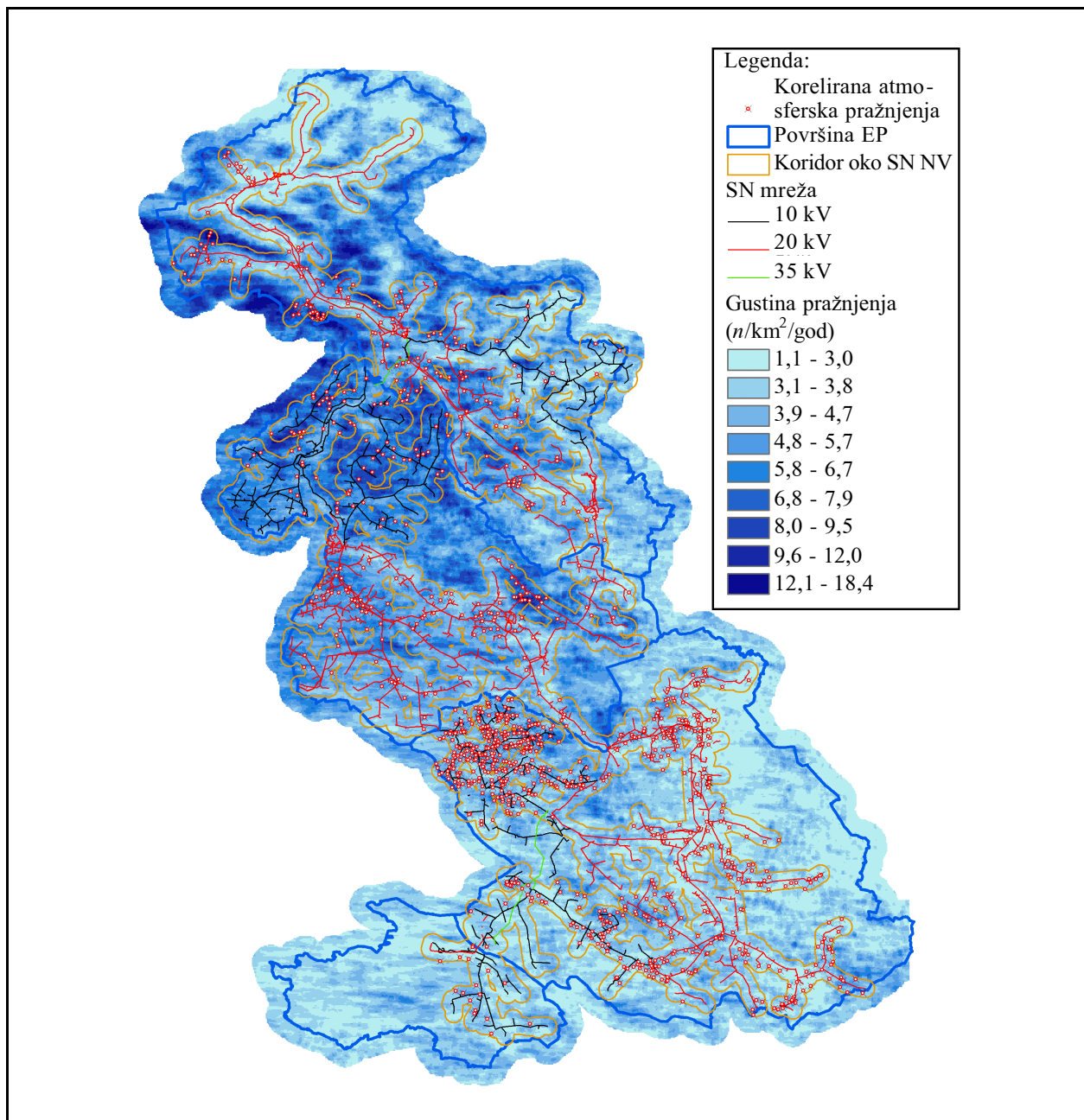
Slika 3. Broj kvarova na 100 km kao funkcija gustine pražnjenja za 10 kV nadzemne vodove



Slika 4. Broj kvarova na 100 km kao funkcija gustine pražnjenja za 20 kV nadzemne vodove



Slika 5. Prosečna gustina pražnjenja duž putanje napojnog voda



Slika 6. Atmosferska pražnjenja koja su u korelaciji sa kvarovima u mreži

da bi gustina pražnjenja bila 5 udara po $\text{km}^2/\text{godišnje}$, tada bi se i broj kvarova linearno povećao.

Na slikama 3 i 4 prikazana je međusobna zavisnost broja kvarova i prosečne gustine atmosferskih pražnjenja za 10 i 20 kV mreže.

Na osnovu gornjih rezultata mogu se doneti sledeći zaključci:

1. Ako je statistički uzorak mali - razmatrana je samo jedna distribucija za period od 5 godina - rasipanje rezultata je veliko.
2. Gustina pražnjenja za posmatranu obast je velika (preko 3 udara/ km^2 , godišnje vidi sliku 5). To zna-

či da se ne može sa velikom pouzdanošću napraviti procena za oblasti sa malom ili srednjom gustinom pražnjenja (ispod 3 udara/ km^2 , godišnje).

3. Moguće je odrediti koeficijent k linearne regresije, koji je pozitivan, koristeći metodu najmanjih kvadrata (videti jednačinu 1). To znači da za područje u kome je gustina pražnjenja velika, broj kvarova je takođe veliki. Slično se može zaključiti i na osnovu slike 4.
4. Izvršena je kvantitativna procena broja kvarova koji se statistički mogu očekivati za određenu gustinu pražnjenja za 10 i 20 kV mreže.

4. ZAKLJUČAK

Opisana metoda omogućava procenu broja kvarova srednjenaponskih nadzemnih vodova po jedinici dužine vodova u funkciji gustine pražnjenja koja je registrovana duž trase voda. Analiza je bazirana na podacima iz dnevnika događaja distribucije za koju je procenjena velika ili veoma velika prosečna gustina pražnjenja. Iako je analiza rađena za relativno kratak period vremena, tj. četiri godine, i uključila je samo jedno distributivno preduzeće, što predstavlja nedovoljno statističkih podataka za pouzdanu statističku analizu, ipak rezultati pokazuju jasnu korelaciju između broja kvarova na nadzemnim vodovima i gustinu atmosferskih pražnjenja. Može se zaključiti da su dnevnici događaja najvredniji izvor informacija. Ako se vode konsekvantno i precizno, dnevnici događaja omogućavaju kvalitetnu statističku analizu.

Da bi se pojednostavila analiza u budućnosti, bilo bi korisno obezbediti novu verziju softvera koji bi regularno zapisivao uzroke kvarova, čime bi se minimizirale nepreciznosti oko tumačenja događaja

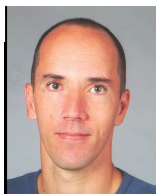
i olakšalo pretraživanje podataka u različitim fajlovima. Da bi se rezultati optimizirali po ovom metodu, potrebno bi bilo analizirati i ona područja u kojima je gustina pražnjenja manja nego što je na području koje je analizirano u ovom radu (Suha krajina, Prekmurje, Dravsko polje). Period posmatranja bi morao da se produži na najmanje 5 godina, što je ujedno i period za koji su poznati podaci iz SKALAR sistema. Rezultati dobijeni ovom metodom predstavljaju dobru osnovu za prve kvantitativne procene verovatnoće kvarova u mrežama srednjeg napona.

Preveo: prof. dr Milan Savić

5. LITERATURA

- [1] J. Kosmač, KORELATOR IZPADA NADZEMNEGA VODA Z UDAROM STRELE ZA POMOĆ PRI OPERATIVNEM VODENJU DES, Ref. št. 1596, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana 2001
- [2] S. Batistič, DCV Elektro Primorska, PROCESNI RAČUNALNIŠKI SISTEM - DUALNA KONFIGURACIJA, Projekt izvedenih del, N. Gorica 1994.

Rad je primljen u uredništvo 22. 11. 2004. godine



Miloš Protić je diplomirao na Fakultetu za elektrotehniku na Univerzitetu u Ljubljani. Zaposlen je u distributivnom preduzeću Elektro Primorska d.d., gde radi kao razvojni inženjer - projektant distributivne srednjenaponske mreže. Pored tog područja odgovoran je i za integraciju GIS-a. Predsednik je studijskog komiteta br. 5 „RAZVOJ DISTRIBUCIJSKIH SISTEMA” tehničkog komiteja CIRED.



Janko Kosmač je diplomirao, magistrirao i doktorirao na Fakultetu za elektrotehniku, Univerziteta u Ljubljani. Njegovo glavno područje rada je povezano sa slovenačkim centrom za automatsku lokalizaciju atmosferskih pražnjenja (SCALAR), gde radi na razvoju i istraživanju sistema. Autor je ili koautor brojnih radova, gde analizira podatke o atmosferskim pražnjenjima na području Slovenije. Druga područja interesovanja su mu prenaponi vakumskih prekidača, modeliranje elemenata za potrebe digitalne simulacije, savremene informacijske tehnologije i drugo.

Sreten Škuletić,
Jadranka Radović, Vladan Radulović i Velimir Strugar

Proračuni i analize mogućnosti povećanja pogonske pouzdanosti elektrodistributivnih sistema

Stručni rad
UDK: 621.316; 621.311.1

Rezime:

U radu su, na osnovu matematičkog modela metode Markovljevih modela stanja i metode blok-šeme, urađeni programi u MATLAB-u koji omogućavaju proračune i analize pokazatelja pouzdanosti elektrodistributivnih sistema. Primjena ovih programa i upoređivanje njihovih mogućnosti i osobina ilustrovana je na primjeru proračuna pouzdanosti konkretnog elektrodistributivnog sistema Tivta. Korišćenjem urađenih programa i statistički obrađenih dostupnih podataka o otkazima na pojedinim elementima ovog elektrodistributivnog sistema određeni su karakteristični pokazatelji pouzdanosti posmatranog elektrodistributivnog sistema.

Analizom dobijenih rezultata, pored poređenja karakteristika korišćenih modela, razmatrane su mogućnosti i dati predlozi za povećanje pogonske pouzdanosti i sigurnosti napajanja u okviru posmatranog elektrodistributivnog sistema, kao i optimalnog planiranja njegovog održavanja.

Ključne riječi: pouzdanost, elektrodistributivni sistemi, Metoda Markovljevih modela stanja, Metoda blok-šeme

Abstract:

***CALCULATIONS AND ANALYSIS OF POSSIBILITIES FOR INCREASE
OF DISTRIBUTION SYSTEMS RELIABILITY***

In the paper, programs written in MATLAB, which enable calculations and analysis of reliability parameters for distribution systems, have been made on the basis of mathematical models of Markov's state models method and block-scheme method. Application of these programs and comparison of their possibilities and characteristics are illustrated on the example of reliability parameters calculation for concrete distribution system of town Tivat. By using derived programs and accessible statistically processed data of exploitation of elements in this distribution system, characteristic reliability parameters have been calculated.

By using analysis of obtained results, beside comparison of applied methods, possibilities and suggestions for increase power reliability and supply assurance within observed distribution system, as well as optimal planning of its maintenance, have been presented, too.

Key words: reliability, distribution systems, Method of Markov's state model, Method of block scheme

*Prof. dr Sreten Škuletić, prof. dr Jadranka Radović, Vladan Radulović, dipl. ing. el.,
- Elektrotehnički fakultet Podgorica, 81 000 Podgorica, Cetinjski put bb
Velimir Strugar, dipl. ing. el., - „Elektroprivreda Crne Gore” A.D. 81 400 Nikšić, Elektrodistribucija Tivat, Mažina bb*

1. UVODNE NAPOMENE

Razrada metoda proračuna pouzdanosti kao i određivanje i izračunavanje pokazatelja pouzdanosti, osnovne su etape u izučavanju pouzdanosti elektrodistributivnih sistema.

U literaturi postoji niz metoda kojima se analizira problem pouzdanosti, kako za pojedine djelove elektroenergetskog sistema (generatori, postrojenja, vodovi i sl.) tako i za sistem u cjelini. Ove metode se međusobno razlikuju s obzirom na uvedene pretpostavke i zanemarenja, mogućnosti računanja različitih uticaja i stanja i prema složenosti primjene. Najčešće korišćene su: metoda Markovljevog modela stanja, metoda Monte Karlo simulacije, metoda blok-šeme, metoda stabla kvara, i sl.

U ovom radu su, na osnovu matematičkog modela metode Markovljevih modela stanja i metode blok-šeme, urađeni programi u MATLAB-u koji omogućavaju proračune i analize pokazatelja pouzdanosti elektrodistributivnih sistema. Primjena ovih programa i upoređivanje njihovih mogućnosti i osobina ilustrovana je na primjeru proračuna pouzdanosti konkretnog elektrodistributivnog sistema Tivta. Korišćenjem urađenih programa i statistički obrađenih dostupnih podataka o otkazima na pojedinim elementima ovog elektrodistributivnog sistema, određeni su karakteristični pokazatelji pouzdanosti posmatranog elektrodistributivnog sistema.

Analizom dobijenih rezultata, pored poređenja karakteristika korišćenih modela, razmatrane su mogućnosti i dati predlozi za povećanje pogonske pouzdanosti i sigurnosti napajanja u okviru posmatranog elektrodistributivnog (ED) sistema, kao i optimalnog planiranja njegovog održavanja.

2. PRORAČUN POUZDANOSTI

Osnovni cilj analize pouzdanosti EDS je dobijanje kvantitativnih karakteristika pouzdanosti, prije svega broja i trajanja prekida napajanja u toku godine za posmatranu tačku (čvor) sistema posmatrane mreže. Broj prekida u snabdijevanju električnom energijom zavisi od strukture sistema, konfiguracija mreža, pouzdanosti elemenata, kulture eksploatacije i dr. Trajanje prekida zavisi od brzine dobijanja informacija, mjesta, uzroka i vrste kvara koji je izazvao prekid, nivoa automatizovanosti, mogućnosti i trajanja prebacivanja na rezervno napajanje, efikasnosti osoblja, trajanja opravke kvara ili vremena potrebnog za zamjenu havarisanog elementa i sl.

Za ocjenu pouzdanosti sistema neophodno je pojedinačno razmotriti pouzdanost svih elemenata, i utvrditi kako prekid u izvršavanju funkcije pojedinih elemenata utiče na pouzdanost susjednih eleme-

nata i sistema u cjelini, odnosno na prekid napajanja za pojedine tačke mreže.

Izbor modela i metode za proračun pouzdanosti sistema zavisi od njegove složenosti, nivoa računanja uticajnih faktora, baze ulaznih podataka o pouzdanosti elemenata i strukturi sistema, zahtijevane tačnosti i zadataka i ciljeva proračuna.

Pri određivanju kvantitativnih karakteristika pouzdanosti sistema napajanja polazi se od pouzdanosti elemenata, jer do prekida napajanja potrošača dolazi usljed kvarova (superpozicije kvarova), odnosno otkaza elemenata sistema. Osnovni izvor za dobijanje objektivnih kvantitativnih karakteristika pouzdanosti elemenata su statistički podaci o otkazima i planskim remontima elemenata mreža u eksploataciji.

Sistem za napajanje potrošača električnom energijom realizuje se kao niz međusobno povezanih (od izvora napajanja do potrošača, po hijerarhijskom principu) tehničkih modula (grupa elemenata odnosno elemenata). U okviru elektrodistributivnih sistema, najčešće se srijeću sledeće strukture tehničkih modula:

1. Dva paralelna elementa, npr. dvostruki vodovi, oba dimenzionisana prema ukupnom opterećenju. U praksi je najčešće situacija da u slučaju planskog remonta jednog elementa ne dolazi do prekida napajanja, jer cjelokupno opterećenje preuzima preostao u pogonu element, dok u slučaju otkaza jednog elementa u određenim slučajevima može doći do prekida napajanja.
2. Dva međusobno rezervna elementa, npr. polupeglje vodova u prstenastoj konfiguraciji, oba dimenzionisana prema ukupnom opterećenju. U slučaju otkaza ili planskog remonta jednog elementa njegovo opterećenje preuzima, nakon vremena potrebnog za „uključenje” rezerve, rezervni element. Trajanje prekida napajanja za potrošače napajane preko elementa koji je otkazao, odnosno koji je u planskom remontu, jednako je vremenu potrebnom za izvršenje svih manipulacija radi prebacivanja opterećenja sa jednog elementa na drugi. Ovo vrijeme je reda sekunde u slučaju automatskog uključenja rezerve, a reda desetina minuti do sata u slučaju ručnog uključenja rezerve.
3. Jedan element, ili dva elementa u jednom sklopu, npr. u bloku kabl i transformator. Otkaz ili planski remont elementa, odnosno bilo kojeg od elemenata, znači prekid napajanja trajanja jednakog vremenu obnavljanja ili trajanja planiranog remonta. U rednoj vezi elemenata ovog tipa, planirani remont oba elementa obavlja se jednovremeno u trajanju vremena remontovanja elementa čije je vrijeme remonta duže.

2.1. Metod blok šeme za proračun pouzdanosti distributivnih sistema

Proračun pouzdanosti metodom blok-šeme zasniva se na zamjeni realne šeme snabdijevanja posmatranog potrošačkog čvora blok-šedom sastavljenom od redno i paralelno vezanih, u smislu pouzdanosti [1,2,4], blokova koji ekvivalentiraju jedan ili grupu elemenata sistema. Time se proračun pouzdanosti svodi na analizu strukture s redno i paralelno vezanim elementima.

Za sastavljanje blok šeme u polaznoj šemi snabdijevanja objedinjuju se svi izvori napajanja i numerišu elementi šeme, obično, od potrošača ka izvoru. *Izvore napajanja* kod proračuna pouzdanosti distributivnih sistema predstavljaju napojne sabirnice distributivnih transformatorskih i razvodnih postrojenja. Pri tome je moguće, s aspekta problema koji se razmatra, izvore napajanja tretirati kao *apsolutno pouzdane* elemente, ili se oni zamjenjuju blokovima sa pokazateljima pouzdanosti dobijenim iz proračuna pouzdanosti, po istoj metodologiji, sistema snabdijevanja izvora napajanja.

Zatim se, na osnovu polazne šeme, za koju su definisane prenosne mogućnosti i pogonska stanja pojedinih elemenata, vrši analiza uticaja otkaza pojedinih elemenata na snabdijevanje električnom energijom posmatranog čvora, i na osnovu te analize izdvajaju grane s redno vezanim elementima (u smislu pouzdanosti) i definišu paralelne veze.

Elementi se, dalje, zamjenjuju blokovima koji se međusobno vežu, adekvatno prethodnoj analizi, formirajući blok šemu pouzdanosti snabdijevanja posmatranog čvora sistema.

Sastavljena blok-šema se na kraju uprošćava i svodi na ekvivalentni blok sa pokazateljima pouzdanosti koji predstavljaju pokazatelje pouzdanosti sistema snabdijevanja u odnosu na posmatrani čvor.

2.2. Metoda Markovljevih modela stanja

Ovaj metod proračuna pouzdanosti je dosta rasprostranjen i pretpostavlja da matematički model sistema mora računavati ne samo sva moguća stanja pojedinih elemenata i sistema u cjelini, već i njihov prelaz iz stanja u stanje. Za njegovu primjenu je neophodno imati matematički model u obliku skupa stanja u kojima se elementi i sistem mogu nalaziti pri otkazima, opravci i remontu svih njegovih elemenata.

Procesi promjene stanja posmatranog sistema mogu se predstaviti matematičkim modelom u obliku grafa stanja (prostorni dijagram stanja), koji ilustruje proces izmjene stanja i služi za dobijanje sistema diferencijalnih jednačina.

Modelovanje procesa otkaza, obnavljanja i remonta Markovljevim procesima zahtijeva prelazak sa električne šeme sistema na njen graf mogućih stanja, iz koga se sastavlja, a zatim analizira i rješava sistem diferencijalnih jednačina. Ovaj dovoljno tačan, ali i za složene sisteme dosta obiman proračun, opravdano je koristiti u slučajevima kada se zahtijeva veća tačnost rezultata, za slučajeve kada se posmatraju dvo ili više-vremenska stanja, kao i kada je neophodno uzimati u obzir početna stanja pojedinih elemenata, tj. kada se pokazatelji pouzdanosti proračunavaju na relativno malim vremenskim intervalima.

Prednost korišćenja metode Markovljevih procesa stanja pri analizi pouzdanosti sistema je i u tome što se ovim metodom uključenja dopunskih faktora kao što su: isključenje elemenata zbog preopterećenja ili gubitka stabilnosti, razvoj havarije i drugo mogu dosta lako uzeti u obzir preko odgovarajućih prelazaka u grafu stanja.

Uzimajući u obzir moguća uprošćenja i pretpostavke, kao i to da je u komplikovanim sistemima veoma teško, rješavanjem sistema diferencijalnih jednačina dobiti uopštene vremenski zavisne izraze, ovakvi sistemi se najčešće posmatraju kao stacionarni Markovljevi procesi, čime se sistem diferencijalnih jednačina svodi na sistem linearnih algebarskih jednačina, iz kojih se pokazatelji pouzdanosti lakše dobijaju.

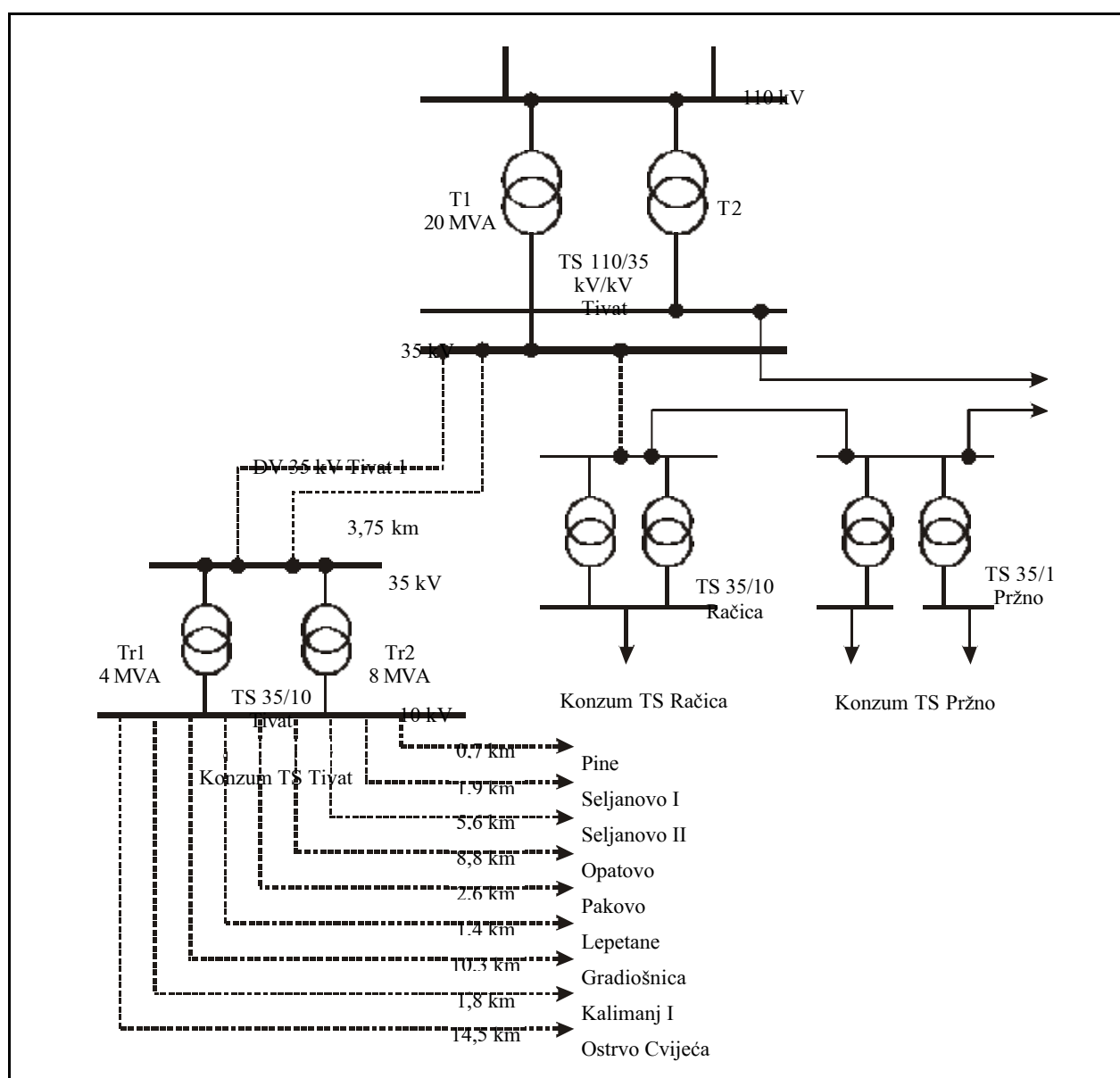
3. PRIMJER PRORAČUNA POUZDANOSTI

Metodi proračuna pouzdanosti pomoću blok-šeme i Markovljevih modela stanja ilustrovani su primjerom proračuna pouzdanosti napajanja elektrodistributivnog sistema Tivta, čija je jednopolna šema data na slici 1 sa unijetim dužinama vodova i snagama transformatora. TS 110/35 kV/kV Tivat je napojna i za ED Tivat i za ED Kotor. Napajanje ove dvije distribucije je odvojeno tj. sa odvojenih sistema sabirnica 35 kV, iz razloga što transformator 110/35 kV/kV koji napaja ED Tivat radi u režimu uzemljene neutralne tačke preko niskoomske impedanse na 35 kV-noj strani, dok transformator koji napaja ED Kotor radi u režimu izolovanog zvjezdišta na 35 kV-noj strani. Napajanje TS 35/10 kV/kV Tivat je obezbijeđeno sa dva kablovska voda 35 kV formirana od sedam jednožilnih kablova, pri čemu je jedna žila rezervna za oba kabla. Elektrodistributivnom sistemu Tivta pripadaju i TS 35/10 kV/kV Račica i 35/10 kV/kV Pržno. Ove TS napajaju relativno mali dio konzuma u odnosu na TS 35/10 kV/kV Tivat, pa ove TS nijesu uzete u obzir pri analizi pouzdanosti napajanja.

Osnovna karakteristika 10 kV mreže u ED Tivat je to što najveći dio čini kablovska mreža (podzem-

Vrijednosti pokazatelja pouzdanosti u ED Tivat

Element	Napon	Intenzitet otkaza	Vrijeme obnavljanja	Učestanost remonta	Trajanje remonta
	(kV)	(1/godina, km)	(h)	(1/godina)	(h)
Prekidač	110,35	0,014 0	35,000 0	0,3	100
Rastavljač	110,35	0,000 6	4,000 0	1,0	4
Sabirnice	35,10	0,001 0	4,000 0	1,0	4
Kabl	35,10	0,110 0	0,379 0	0,0	0
		0,142 0	0,689 5	1,0	8
Transformator	110/35	0,250 0	1,008 3	1,0	30
	35/10	0,187 5	0,857 5	1,0	15



Slika 1. Jednopolna šema ED Tivat

Rezultati proračuna pouzdanosti primjenom metode blok šeme

Element	I	K_O	f	T_O (h)	K_p	f_p	T_p (h)
I	0,618 858	$4,963 \times 10^{-5}$	0,618 827	0,702 676	0,000 456	1	4
II	0,215 500	0,000 143	0,215 469	5,823 96	0,004 946	1	43,333 3
III	0,215 500	0,000 143	0,215 469	5,823 96	0,004 946	1	43,333 3
IV	0,092 140 4	$1,371 \times 10^{-5}$	0,092 1391	1,303 91	0,000 456	1	4
V	0,452 500	0,000 112	0,452 449	2,171 73	0,004 109	1	36
VI	0,452 500	0,000 120	0,452 446	2,325 63	0,004 109	1	36
VII	0,392 196	0,000 154	0,392 136	3,454 17	0,006 088	1	53,333 3
A	0,046 440 3	$2,263 \times 10^{-5}$	0,046 4392	4,270 74	0,009 893	2	43,333 3
B	0,204 756	$1,678 \times 10^{-5}$	0,204 753	0,718 424	0,008 219	2	36
Šema	0,962 195	0,000 102 7	0,962 096	0,935 759	0,011 035	2	48,333 3

gdje je:

K_O - faktor nerasploživosti usljed otkaza

K_p - faktor nerasploživosti usljed remonta

na ili nadzemna), osim vodova Seljanovo II i Gradišnica koji imaju i dionice sa nadzemnim neizolovanim Al-Fe provodnicima.

Proračun pouzdanosti je izvršen sa pokazateljima pouzdanosti elemenata datim u tabeli 1, koji su dobijeni statističkom obradom podataka o kvarovima na ovim elementima iz dostupne pogonske evidencije postrojenja u ED Tivat, u dovoljno dugom periodu u prošlosti.

3.1. Primjena metoda blok-šeme za proračun pouzdanosti

Formiranje i etape ekvivalentiranja blok - šeme pouzdanosti prikazani su na slici 2.

Rezultati proračuna pouzdanosti po pojedinim elementima, blokovima i ukupno za cijelu šemu sa aspekta napajanja potrošača jednog od 10 kV-nih vodova dati su u tabeli 2.

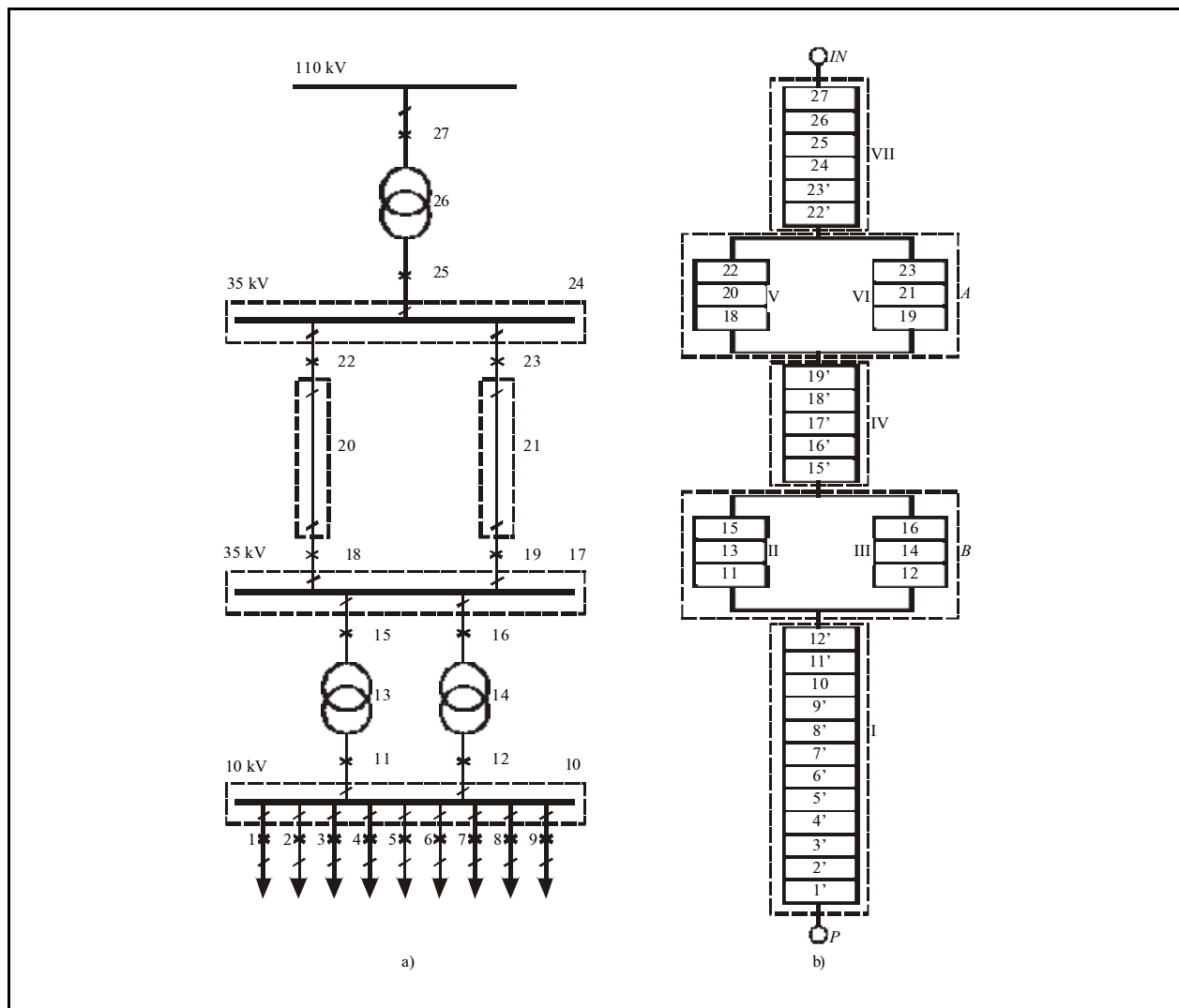
3.2. Primjena metode Markovljevih modela stanja

Na osnovu električne šeme postrojenja sa slike 1 formira se proračunska šema sa aspekta pouzdanosti, koja se etapnim sažimanjem rednih i paralelnih elemenata dovodi do jednog ekvivalentnog elementa sa traženim pokazateljima pouzdanosti (slika 3). Rezultati proračuna pouzdanosti po pojedinim elementima, blokovima i ukupno za cijelu šemu sa aspekta napajanja jednog od 10 kV vodova i za ulazne podatke date u tabeli 1, dati su u tabeli 3.

4. ANALIZA DOBIJENIH REZULTATA

Na osnovu rezultata proračuna pouzdanosti u posmatranom primjeru datih u tabelama 2 i 3 i analize postupka primjene pojedinih metoda, može se zaključiti sljedeće:

- Zbog različitog načina ekvivalentiranja odnosno sažimanja proračunskih šema pouzdanosti nije moguće u potpunosti upoređivati rezultate dobijene različitim metodama po pojedinim etapama proračuna.
- Prva odstupanja između vrijednosti pokazatelja pouzdanosti za čitavu šemu dobijenih različitim metodama javljaju se usljed različitog proračuna pokazatelja planiranog remonta.
 - Proračun pouzdanosti kod metode blok šeme za rednu vezu elemenata ili blokova izvršen je sa srednjim tokom planiranih otkaza i remonta.
 - Kod metode Markovljevih modela stanja vrijednosti pokazatelja pouzdanosti za redno - paralelnu vezu elemenata u znatnoj mjeri zavise od raspoloživih mogućnosti za remonte. Zbog mogućih velikih razlika između vrijednosti dobijenih za različite situacije u pogledu remonta, neophodno je pri proračunima pouzdanosti koristiti model koji odgovara raspoloživim mogućnostima remonta, čime se izbjegavaju moguće velike greške u dobijenim rezultatima (1).
- Sa aspekta karakteristika proračuna primjenom pojedinih metoda, može se zaključiti da metod blok-šeme omogućava relativno jednostavno određivanje pokazatelja pouzdanosti napajanja pojedinih čvorova mreže na osnovu zamjene realne šeme snabdijevanja posmatranog potrošačkog čvora blok-šedom sastavljenom od redno i paralelno vezanih, u smislu pouzdanosti blokova koji ekvivalentiraju jedan ili grupu elemenata sistema.

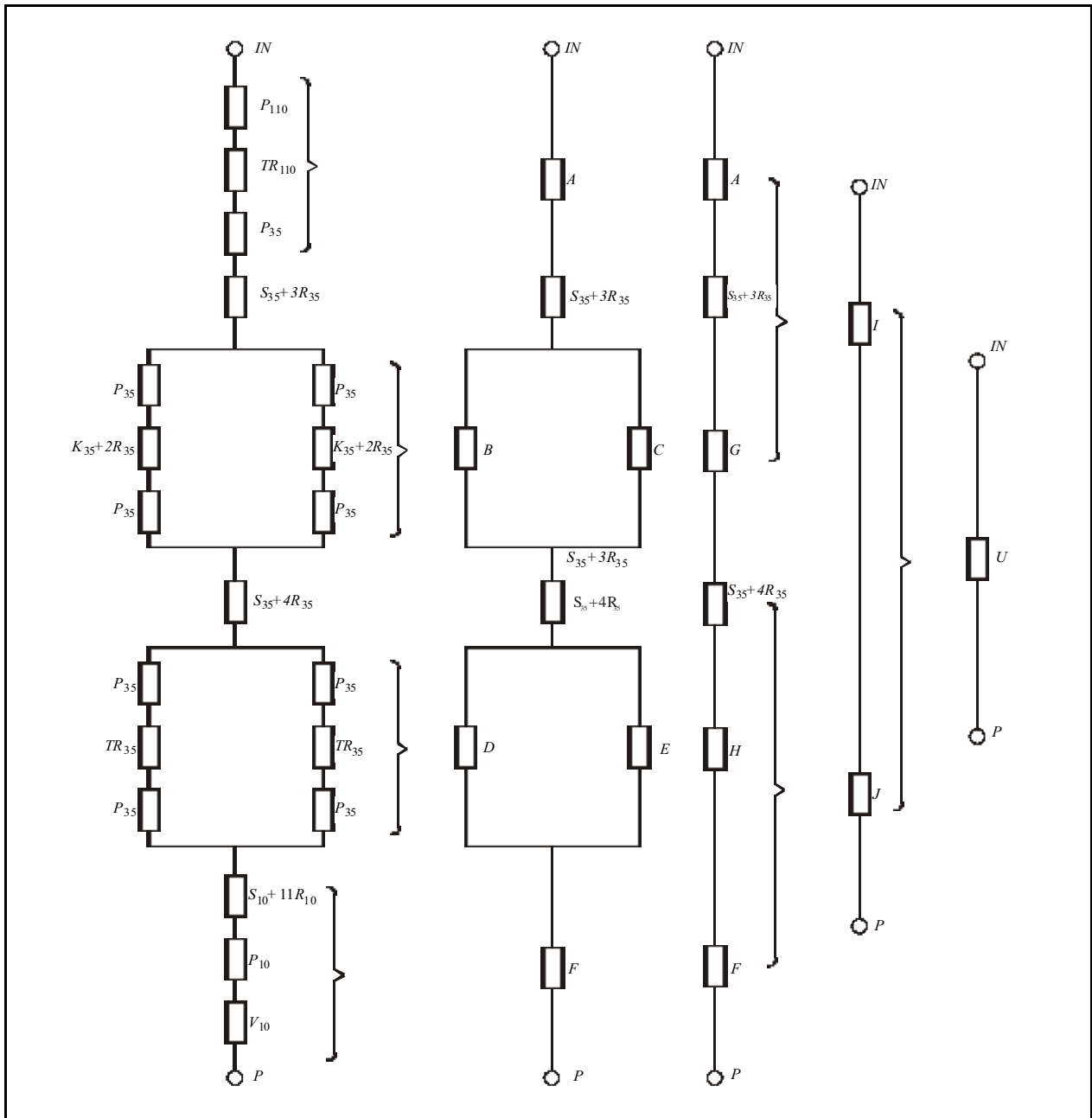


Slika 2.
 a) Formiranje blok šeme pouzdanosti
 b) Blok - šema i etape ekvivalentiranja blok - šeme

Proračun pouzdanosti primjenom metode Markovljevih modela stanja

Tabela 3.

Element	I	K_O	f	T_O (h)	K_p	f_p	T_p (h)
A	0,274 895	0,000 139	0,274 86	4,431 24	0,011 414	1	100,000 0
B	0,436 565	0,000 128	0,436 51	2,584 11	0,011 414	1	100,000 0
C	0,436 565	0,000 128	0,436 51	2,584 11	0,011 414	1	100,000 0
D	0,213 087	0,000 115	0,213 06	4,762 68	0,011 411	1	100,000 0
E	0,213 094	0,000 141	0,213 06	5,823 05	0,011 414	1	100,000 0
F	0,822 695	0,001 439	0,822 58	1,533 20	0,011 414	1	100,000 0
G	0,000 112	$1,657 \times 10^{-8}$	0,000 112	1,292 05	$7,485 \times 10^{-8}$	0,002 6	2,519 0
H	$5,364 \times 10^{-5}$	$1,604 \times 10^{-8}$	$5,364 \times 10^{-5}$	2,619 87	$2,758 \times 10^{-6}$	0,004 8	5,024 3
I	0,292 900	0,000 147	0,292 89	4,393 90	0,001 193	2	52,258 2
J	0,813 358	0,000 142	0,813 24	1,533 20	0,011 417	1	99,550 0
Šema	1,081 140	0,000 282	1,080 80	2,290	0,023 020	2	68,016 1



Slika 3. Šema za proračun pouzdanosti po metodi Markovljevih modela stanja

Primjena metoda Markovljevih modela stanja zahtijeva poznavanje ne samo mogućih stanja pojedinih elemenata i sistema u cjelini, već i njihov prelaz iz stanja u stanje. Kod razmatranja složenijih sistema, pri povećanju njihovog broja elemenata raste i broj mogućih stanja sistema, čime se povećava i broj diferencijalnih (ili algebarskih, ako se posmatraju stacionarni Markovljevi procesi) jednačina, što znatno otežava mogućnost njihovog rješavanja i analize. Iz toga razloga je metoda Markovljevih modela stanja praktična samo uz primjenu računara.

4.1. Predlozi za povećanje pouzdanosti u ED Tivat

Analizom rezultata pouzdanosti napajanja konzuma ED Tivta može se zaključiti da je pouzdanost isporuke električne energije potrošačima u ED Tivat na relativno zadovoljavajućem nivou, imajući u vidu stanje opreme i uslova rada postrojenja u ovom ED sistemu. Ovome prvenstveno doprinosi relativno mala učestanost kvarova koji se dešavaju na 10 kV mreži, jer je ona svojim najvećim dijelom izvedena kao kablovska.

Ipak, detaljnom i pojedinačnom analizom uslova rada pojedinih elemenata sistema mogu se uočiti mogućnosti povećanja nivoa pouzdanosti i smanjenja vremena trajanja prekida u isporuci električne energije.

Naime, prilikom analize beznaponskih stanja i njihovih uzroka u ED Tivat, prvo treba poći od klimatskih i geografskih karakteristika ambijenta u kome se nalazi posmatrani ED sistem. U okviru karakteristika ove vrste bitnih za pouzdanost elemenata sistema treba izdvojiti blizinu mora (koja utiče na veliku vlažnost i salinitet vazduha), vrlo veliki keramički nivo i kraški sastav terena (koji utiče na veliku vrijednost otpora rasprostiranja uzemljenja čelično rešetkastih stubova).

Ovakvi pogonski uslovi dominantno utiču na izuzetno veliki broj kvarova na onim 10 kV kablovskim vodovima koji imaju dionice sa neizolovanim nadzemnim Al-Fe provodnicima (DV Seljanovo II i DV Gradiošnica). S ovim u vezi, logično bi bilo zamijeniti ove dionice poluizolovanim Al-Če provodnicima. Ipak, zbog velikih investicionih sredstava potrebnih za realizaciju ovog rješenja, za sada je izvršena adekvatna rekonstrukcija problematičnih raspona.

Na pouzdanost napajanja u ED Tivat veliki uticaj ima i režim rada transformatora u TS 110/35 kV/kV Tivat zbog različitog načina radnog uzemljenja i procedure isključenja ovih transformatora u slučajevima kada je potrebno staviti oba transformatora u paralelan rad (zbog postojanja jedino rastavljača na impedansi za uzemljenje zvjezdišta jednog od ovih transformatora). Iz navedenih razloga dolazi do vrlo velikog broja kratkotrajnih prekida napajanja izazvanih manipulacijama u ovoj TS. Za rješenje ovog problema bi trebalo, prije svega, provjeriti uslove bezopasnosti napona dodira i koraka, a nakon toga, u zavisnosti od dobijenih rezultata, razmotriti mogućnosti i način optimalnog uzemljenja drugog transformatora.

Redovno održavanje remonta postojeće opreme i modernizacija postrojenja uvođenjem daljinskog nadzora i upravljanja bi dodatno smanjilo broj kvarova i vrijeme reagovanja na kvarove što direktno utiče na povećanje pouzdanosti i ukupnog kvaliteta napajanja u ED Tivat.

5. ZAKLJUČAK

Pouzdanost snabdijevanje električnom energijom jedan je od osnovnih zahtjeva koji postavljaju potrošači, a kojem treba da udovolji kako elektroenerget-

ski sistem u cjelini, tako i njegovi podsistemi i pojedine komponente koje obezbjeđuju napajanje potrošača.

U literaturi postoji niz metoda kojima se analizira problem pouzdanosti, kako za pojedine djelove elektroenergetskog sistema (generatori, postrojenja, vodovi i sl.), tako i za sistem u cjelini. Ove metode se međusobno razlikuju s obzirom na uvedene pretpostavke i zanemarenja, mogućnosti računanja različitih uticaja i stanja i prema složenosti primjene. Najčešće korišćene su: metoda Markovljevog modela stanja, metoda Monte Karlo simulacije, metoda blok-šeme, metoda stabla kvara, i sl.

U ovom radu su na osnovu matematičkog modela metode Markovljevih modela stanja i metode blok-šeme urađeni programi u MATLAB-u, koji omogućavaju proračune i analize pokazatelja pouzdanosti elektrodistributivnih sistema. Primjena ovih programa i upoređivanje njihovih mogućnosti i osobina ilustrovana je na primjeru proračuna pouzdanosti konkretnog elektrodistributivnog sistema Tivta. Korišćenjem urađenih programa i statistički obrađenih dostupnih podataka o otkazima na pojedinim elementima ovog elektrodistributivnog sistema, određeni su karakteristični pokazatelji pouzdanosti posmatranog elektrodistributivnog sistema.

Korišćenjem dobijenih rezultata, izvršeno je porođenje posmatranih metoda i analiza pokazatelja pouzdanosti napajanja ED sistema Tivta. Detaljnom i pojedinačnom analizom uslova rada pojedinih elemenata u ovom sistemu, uočene su mogućnosti i dati predlozi za povećanje nivoa pouzdanosti i smanjenje vremena trajanja prekida u isporuci električne energije.

6. LITERATURA

- [1] Škuletić S., 1980, OBUHVATANJE REMONTA PRI ANALIZI POUZDANOSTI RAZVODNIH POSTROJENJA, Doktorska disertacija, Titograd.
- [2] Živković J., 1980, PRORAČUN POUZDANOSTI DISTRIBUTIVNIH SISTEMA, Elektrotehnika, br 9, str. 1.
- [3] Radović J., Škuletić S, 1987, PRORAČUN POUZDANOSTI DISTRIBUTIVNIH MREŽA RAZLIČITIH KONFIGURACIJA, XXIV Simpozijum o operacionim istraživanjima SYM-OP-IS '87, Herceg Novi.
- [4] Nahman J., 1992, METODE ANALIZE POUZDANOSTI ELEKTROENERGETSKIH SISTEMA, Naučna knjiga, Beograd.



Sreten Škuletić je rođen 24. juna 1949. godine u Nikšiću, Crna Gora. Diplomirao je 1972. godine na Elektrotehničkom fakultetu u Podgorici, magistrirao 1975. godine na ETF-u u Beogradu, doktorirao 1981. godine na ETF-u u Podgorici.

Odmah nakon diplomiranja, 1972. godine zaposlio se na Katedri za Energetiku Elektrotehničkog fakulteta u Podgorici, gde je prošao sva asistentska i nastavnička zvanja, da bi 1992. godine bio izabran za redovnog profesora.

Do sada je, sam ili u saradnji sa drugim autorima, uradio i objavio 165 referenci, od čega 79 na našem jeziku, 85 na engleskom jeziku, i 1 na slovenačkom jeziku.

Kao rukovodilac, koordinator ili član tima, učestvovao je u izradi više domaćih i međunarodnih naučno-istraživačkih projekata. Za ostvarene rezultate, dobitnik je više stručnih i naučnih priznanja i nagrada.

U dosadašnjem radu bio je veoma aktivno uključen u rad više domaćih i inostranih stručnih i naučnih udruženja i asocijacija, kao rukovodilac ili njihov aktivni član. Nacionalni je koordinator za saradnju sa UNESCO-om i CEI. Nalazi se na rosteru međunarodnih eksperata tri organizacije UN: UNESCO-a, UN DTCD-a i UNIDO-a.



Jadranka Radović je rođena 1952. godine u Zadru. Diplomirala je 1975. godine na Elektrotehničkom fakultetu u Podgorici, magistrirala 1980. godine na ETF-u u Beogradu i doktorirala 1990. godine na ETF-u u Beogradu. Radi na Elektrotehničkom fakultetu u Podgorici u zvanju redovnog profesora, na katedri za elektroenergetske sisteme.

Oblast stručnog interesovanja su elektrodistributivni sistemi i kvalitet električne energije.



Vladan M. Radulović je rođen u Podgorici 1979. godine. Elektrotehnički fakultet u Podgorici završio je 2002. godine. Radi kao saradnik na katedri za elektroenergetske sisteme na Elektrotehničkom fakultetu u Podgorici, gdje istovremeno završava poslijediplomske studije. Oblast njegovog stručnog interesovanja je tehnika visokog napona, projektovanje i modelovanje elektroenergetskih sistema pomoću računara. Do sada je kao koautor objavio tri rada na domaćim savjetovanjima i jedan rad na međunarodnom savjetovanju UPEC 2004.



Velimir Strugar je rođen 1970. godine u Podgorici. Elektrotehnički fakultet u Podgorici završio je 1995. godine, kada je i angažovan za period od dvije nastavne godine na matičnom fakultetu na Katedri za elektroenergetske sisteme, kao saradnik u nastavi. Nakon toga, prelaskom u EPCG AD Nikšić, obavlja poslove inženjera za relejnu zaštitu u Elektroprenosu Podgorica, a potom šefa Službe za mjerenje i zaštitu u ED Tivat. Od avgusta 2002. godine je na dužnosti tehničkog direktora ED Tivat. Student je poslijediplomskih studija na ETF Podgorica. Oblast interesovanja su svi aspekti kvaliteta električne energije. Ima više objavljenih stručnih radova u domaćim časopisima i na naučnim i stručnim skupovima.

Pilot projekat sistema za daljinski nadzor i upravljanje srednjenaponskom distributivnom mrežom

Stručni rad
UDK: 621.316

Rezime:

Automatizacija elektrodistribucije u domenu tehničkih procesa obuhvata automatizaciju visokonaponskih elektroenergetskih objekata, automatizaciju srednjenaponske mreže (srednjenaponske-niskonaponske trafo stanice i pripadajući srednjenaponski vodovi) i automatizaciju na niskom naponu sve do kućnih priključaka. Osnovni motivi za automatizaciju distribucije su skraćenje beznaponskih pauza, povećanje kvaliteta isporučene električne energije i minimizacija ukupnih troškova eksploatacije elektroenergetskih objekata. Ovi motivi, koji u uslovima strogo regulisanog tržišta nemaju uvek i snagu obaveze, u uslovima orijentacije ka otvorenom tržištu električne energije za elektrodistributivno preduzeće postaju primarni zahtevi.

Uvođenje sistema za automatizaciju srednjenaponske distributivne mreže treba započeti realizacijom pilot projekta. Odabir lokacija objekata u srednjenaponskoj mreži koje će biti obuhvaćene ovim sistemom treba izvršiti u skladu sa usvojenim kriterijumima za izbor optimalne lokacije i broj upravljivih resursa, vodeći računa da izabrani objekti čine celinu na kojoj se mogu testirati sve funkcije sistema za automatizovano vođenje srednjenaponske distributivne mreže. Rad sistema je potrebno pratiti minimalno 12 meseci nakon puštanja pilot projekta u probni rad, kako bi se zapazili i pravovremeno korigovali eventualni nedostaci pre prelaska na sledeće etape širenja sistema.

U ovom radu su pobrojani resursi srednjenaponske distributivne mreže (rastavljači snage u ulazno-izlaznim i transformatorskim poljima transformatorskih stanica srednji napon/niski napon i linijske rastavne sklopke i rastavljači na srednjenaponskim nadzemnim vodovima) koji predstavljaju objekte za implementaciju sistema daljinskog nadzora i upravljanja, i predstavljena arhitektura i komponente sistema za automatizaciju distribucije.

Osim adekvatne primarne energetske opreme, automatizacija srednjenaponske distributivne mreže zahteva implementaciju kompleksnog sistema koji obuhvata podsisteme i uređaje:

- indikatore kvara u objektima srednjenaponske mreže,*
- daljinsku stanicu (Remote Terminal Unit) na objektima za lokalno prikupljanje i obradu podataka,*
- komunikacioni podsistem,*
- računarsku opremu u centru upravljanja,*
- programsku podršku.*

U radu su analizirani funkcionalni zahtevi koje svaka od navedenih komponenti sistema treba da ispunjava i predočena moguća rešenja pri realizaciji pojedinih podsistema s obzirom na postojeće stanje u Elektrovojvodini i tehnološka rešenja prisutna na tržištu.

Ključne reči: nadzor, upravljanje, rasklopna oprema, komunikacije, pilot projekat

Abstract:

*PILOT PROJECT FOR REMOTE MONITORING
AND CONTROL SYSTEM IN MEDIUM VOLTAGE ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORK*

The main goal of distribution companies is to provide enough quantity of high-quality electric energy to the customers simultaneously making the business more competitive. In order to meet this goal, efficient and reliable management of distribution network is required. Implementation of Information Technologies (IT) and Distribution Automation Systems (DAS) inside distribution network and control centers enables these requirements by reducing outage time and upgrading service level.

Distribution automation systems consist of following subsystems and devices:

- primary equipment in substations and overhead medium voltage (MV) electrical networks adjusted for remote monitoring and control;
- Ring Main Units (RMU) in distribution substations,
- Outdoor pole mounted line reclosers and overhead switches,
- fault detectors in MV network,
- control units for remote monitoring and control - Remote Terminal Units (RTU) for MV substations and overhead MV electrical networks,
- equipment and devices for communication infrastructure,
- program support in network control center (SCADA).

Our company will start automation of distribution network with realization of pilot project. Objects in MV distribution network which have to be included in the project are selected on the base of accepted criteria for choosing optimal location and number of controlled resources, having in mind that selected objects should comprise entity for testing functionality of the system.

Before starting next phase of expansion of the system, it is necessary to observe it at least one year for noticing and correcting eventually observed disadvantages.

Cost/benefit analyses of implemented remote controlled system in MV distribution network should be made on the basis of data from the observed pilot project. These results should define further expansion strategy.

In this paper all subsystems of the distribution automation system are described, together with the way of realization.

Key words: *supervision, control, primary equipment, communication, pilot project.*

1. UVOD

Deregulacija tržišta električne energije i reorganizacija vertikalno integrisanih elektroprivrednih kompanija (izvori, prenos, distribucija) zahteva optimalno upravljanje elektrodistributivnom mrežom na svim njenim nivoima. Utakmica čiji je cilj kontinualna isporuka kvalitetne električne energije potrošačkom konzumu na najekonomičniji način, iziskuje da se postojeći sistem daljinskog nadzora i upravljanja (SDU) transformatorskim stanicama (TS) proširi na celu mrežu, kako bi se optimizovala i automatizovala kontrola, nadzor i upravljanje ključnim parametrima distributivnog sistema. Takođe, veliki broj srednjenaponskih (SN) objekata i velika frekvencija planiranih i neplaniranih pogonskih događaja uzrokuju brojne manipulacije i izmene konfiguracije SN mreže, te je značaj programski podržanog vođenja distributivne mreže ogroman kako u tehničkom, tako i u ekonomskom smislu. Upravo zbog toga je automatizacija SN distributivne mreže veoma aktuelna tema za sve distributivne kompanije [1,2,4].

Automatizacija rada elektrodistributivne mreže zahteva implementaciju veoma kompleksnog sistema koji obuhvata podsisteme i uređaje:

- rasklopnu opremu u objektima SN mreže - primarna energetska oprema u TS SN/NN i na SN nadzemnim vodovima koja omogućava (ili je prilagođena za) daljinski nadzor i upravljanje,
- indikatore kvara u objektima SN mreže,
- daljinsku stanicu ili RTU (Remote Terminal Unit) na objektima za lokalno prikupljanje i obradu podataka,
- komunikacioni podsistem,
- računarsku opremu u centru upravljanja sa programskom podrškom.

2. RESURSI SN MREŽE KAO OBJEKTI UPRAVLJANJA U SDU

Resursi SN distributivne mreže koji čine podsistem SDU na nivou objekta obuhvataju sledeću rasklopnu opremu:

- rastavljače snage u ulazno - izlaznom, transformatorskom i spojnom polju u TS SN/NN,
- linijske rastavljače na dalekovodnim stubovima u SN mreži.

Rastavljači snage u ulazno-izlaznim i transformatorskim poljima u TS SN/NN.

Rastavljači snage u ulazno-izlaznim i transformatorskim poljima uglavnom su predviđeni za ručnu manipulaciju. Za potrebe daljinskog nadzora i upravljanja neophodno je izvršiti dodatno prilagođenje i opremanje ovih rasklopnih uređaja opremom koja ima mogućnost daljinskog upravljanja, uređajima za akviziciju signala statusa, alarma i merenja sa objekta i uređajima za indikaciju i lokalizaciju kvara.

Izbor i instalacija ovih uređaja i opreme mora biti usklađen sa postojećom primarnom opremom u objektu. U fazi pripreme mreže za njeno automatsko vođenje najveći zahvati upravo su potrebni na primarnoj energetskoj opremi koja mora da se osposobi za daljinsko upravljanje. Iskustva elektrodistribucija iz zemalja u okruženju ukazuju na to da nije ekonomski opravdana dorada, odnosno prilagođenje stare energetske opreme, već se sugeriše kompletna zamena stare primarne energetske opreme novom automatizovanom opremom [5]. Stoga je u TS SN/NN najbolje rešenje zamena postojeće SN rasklopne opreme novim, integrisanim blokovima - Ring Main Unit (RMU), koji sadrže rasklopnu opremu sa elektromotornim pogonom i integrisane zaštitne uređaje i indikatore kvara [5,6,7,8]. Dodatno prilagođenje ovih blokova za daljinsku akviziciju podataka nije potrebno - oni se povezuju direktno sa daljinskom stanicom u objektu.

Prilikom projektovanja i izgradnje novih elektroenergetskih objekata u distributivnoj mreži, potrebno je odmah predvideti ugradnju odgovarajuće primarne opreme i uređaja koji zadovoljavaju postavljene zahteve za uvođenje sistema automatizacije, a u skladu su sa savremenim tehničkim rešenjima.

2.1. Rasklopna oprema na SN vodovima

Automatizacija distributivne mreže obuhvata i rasklopne uređaje na dalekovodnim stubovima SN mreže. Sekcionisanje SN nadzemne mreže obično se izvodi pomoću tipskih rasklopnih uređaja - rastavnih sklopki ili rastavljača. Ovi elementi su predviđeni za horizontalnu ili vertikalnu montažu na dalekovodnim stubovima i imaju ručni mehanički pogonski mehanizam.

Kako ni rasklopna oprema na SN nadzemnim vodovima u Elektrovojvodini nije daljinski upravljiva, potrebno ju je dopuniti elektromotornim ili ne-

kim drugim pogonom, ili izvršiti zamenu postojeće, novim rasklopnim uređajima. U cilju obezbeđenja funkcije autonomnog rada linijskih rastavljača u svrhu sekcionisanja deonice mreže u kvaru, potrebna je ugradnja modula za detekciju struje kvara i modula za lokalnu upravljačku logiku. Daljinski nadzor i upravljanje obezbeđuje se ugradnjom odgovarajuće daljinske stanice.

Linijski rastavljači na SN vodovima mogu biti automatizovani do različitog nivoa, što kao posledicu nosi i različit stepen automatizacije distributivne mreže. Na tržištu su na raspolaganju autonomni automatizovani linijski rastavljači, daljinski upravljani linijski rastavljači i daljinski upravljivi linijski prekidači [5,6].

3. INDIKATORI - DETEKTORI KVARA

Detekcija i upravljanje kvarovima (Fault Management) jedna je od osnovnih funkcija automatizovanog vođenja distributivne mreže [9].

Dva osnovna tipa kvara u sredjenaponskoj mreži su kratak spoj i zemljospoj. Tip uzemljenja neutralne tačke sistema, kao i struktura mreže umnogome određuju tip primenljivanih uređaja za detekciju kvara i proceduru za njegovu lokalizaciju i izolaciju.

Indikatori kvarova su uređaji namenjeni brzom pronalazenju deonice u kvaru na SN nadzemnim i kablovskim vodovima i spadaju u opremu za osnovni nivo automatizacije SN mreža. Mesta na kojima se mogu instalirati indikatori kvara i detektori napona su: TS SN/NN, razvodna postrojenja SN, podzemni ili nadzemni vodovi [3,4,5].

Indikatori kvara detektuju i signaliziraju prolaz struje kvara koji je posledica zemljospoja ili kratkog spoja. Indikacija se aktivira samo u slučaju kada se uređaj nalazi između napojne TS VN/SN i deonice u kvaru. Ostali indikatori, preko kojih struja kvara ne prolazi se ne pobuđuju, što znači da se kvar nalazi iza poslednjeg indikatora u statusu „pobuđen”, ili na prvoj deonici ukoliko se ni jedan uređaj nije pobuđio. Bitno je napomenuti da izmena u topologiji distributivne mreže ne sme uticati na opisani algoritam rada indikatora kvara [5,6].

Iako standardna rešenja podrazumevaju ugradnju indikatora kvara i u odvodnim i u dovodnim ćelijama TS SN/NN, postavlja se pitanje tehnokonomske opravdanosti ovakvog načina ugradnje. Naime, u većini objekata TS SN/NN, funkcionalno i operativno je dovoljno da se indikatori kvara ugrade samo u odvodne ćelije, jer je kvar u samom objektu malo verovatan događaj u odnosu na događaje u mreži srednjeg napona.

Detektori struje kvara u većini slučajeva dobijaju informaciju o događanju na liniji preko strujnih mernih transformatora koji su vezani u strujni krug SN. Ovi uređaji detektuju većinu tipova kvara (dvo-fazni i trofazni kratak spoj i zemljospoj). Savremeni uređaji za detekciju kvara se baziraju na mikroprocesorskim platformama koje pružaju velike mogućnosti u smislu podešavanja različitih pogonskih parametara kao što su osetljivost detekcije i kašnjenje indikacije. Pored detekcije kvara, ovi uređaji se koriste i za merenje struje po fazama.

Opremanje SN mreže indikatorima kvara spada u osnovni nivo automatizacije distributivne mreže, kojim se postiže pouzdanije i brže lociranje mesta kvara. Njihova ugradnja pokazuje veoma dobre rezultate u smislu skraćivanja vremena potrebnog za pronalaženje mesta kvara i male vrednosti investicija. Ukoliko se ovi uređaji dopune sistemom za daljinsko javljanje detektovanog kvara, dobija se podloga za vođenje ovih poslova iz centra upravljanja, pomoću programa za nadzor i upravljanje u realnom vremenu (Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA) i programa za upravljanje distributivnom mrežom (Distribution Management System - DMS), čija je jedna od funkcija i automatsko lociranje mesta kvara, izolovanje sekcije u kvaru i restauracija napajanja dela mreže koji nije pogođen kvarom.

4. LOKALNA OBRADA PODATAKA - DALJINSKA STANICA

Sistem daljinskog upravljanja u TS SN/NN odnosi se na rastavne sklopke u SN ulazno-izlaznim poljima i SN trafo polju, a nadzor podrazumeva praćenje statusa svih prekidačkih elemenata, praćenje alarma i mernih veličina. Za prikupljanje ovih podataka i njihovu lokalnu obradu, kao i izdavanje komandi zadužena je daljinska stanica (RTU) na objektu.

Daljinska stanica u TS SN/NN se razlikuje od one koja se ugrađuje u VN/SN objekte. U najopštijem smislu, ona bi trebalo da ima sledeće karakteristike [4]:

- da obavlja funkcije lokalnog i daljinskog nadzora i upravljanja u realnom vremenu - komandovanje rasklopnim uređajima, akviziciju signala statusa rasklopnih uređaja, akviziciju signala alarma, akviziciju mernih vrednosti merenih veličina (struje, napona, aktivne snage...), automatsku detekciju i izolaciju deonice u kvaru, automatsko uspostavljanje napajanja na deonicama koje nisu u kvaru, arhiviranje podataka o događajima i vrednostima merenih električnih veličina u sistemu za potrebe kasnije analize;
- da ima mogućnost blokade daljinskog upravljanja;

- da ima mogućnost sinhronizacije tačnog vremena;
- da ima odvojeno besprekidno napajanje za energetske opremu i uređaje u sistemu automatizacije, sa mogućnošću kontrole napona;
- da ima mogućnost komunikacije sa udaljenim dispečerskim centrom;
- da je u sprezi sa detektorom napona, odnosno indikatorom kratkog spoja i zemljospoja;
- da je malih dimenzija (što omogućava i smanjen obim potrebnih informacija);
- da je prilagođena kako za unutrašnju montažu u TS SN/NN, tako i spoljašnju montažu na dalekovodne stubove;
- da daljinska stanica za linijske rastavljače sadrži (ili je povezana sa) strujni i naponski merni transformator, kao i rezervno, baterijsko napajanje. Opciono može da bude opremljena i pobudom (pogonom) za rastavnu sklopku (elektromotor, inertni gas);
- da funkcija prenosa podataka do udaljenog centra upravljanja osim ciklične prozivke (tzv. „polling”) sadrži i opciju „on event”;
- da komunikacioni modul omogućava komunikaciju po širokom spektru komunikacionih medija i protokola. Između ostalih, mora da podržava IEC 60870-5-101 protokol kao standardni komunikacioni protokol za prenos telemetrijskih poruka;
- da u slučaju komunikacije putem radio-veze, zbog širokog geografskog područja koje treba pokriti, poseduje mogućnost rada kao repetitorska stanica na principu „store and forward”.

5. KOMUNIKACIONI PODSISTEM

Telekomunikacioni (TK) podsistem treba da obezbedi pouzdani prenos i razmenu informacija između daljinskih stanica i centra upravljanja, koristeći komunikacione medije i protokole visokih performansi [9].

TK podsistem mora imati mogućnost rada kako u modu ciklične prozivke, kada centar upravljanja periodično proziva i prikuplja podatke od konektovanih daljinskih stanica, tako i u modu komunikacije „on event”, koja se inicira registrovanjem (unapred definisanih) događaja od strane daljinske stanice u objektu u kome je instalirana.

Izbor optimalnog komunikacionog prenosnog puta zavisi od sledećih kriterijuma:

- količine informacija za prenos,
- učestanosti razmene, odnosno, gustine saobraćaja,
- vrste informacija koje se razmenjuju u sistemu,
- pouzdanosti prenetih informacija, koja se zahteva u sistemu,

- razdaljine na koju se prenose podaci,
- geografskog izgleda područja,
- pouzdanosti i raspoloživosti prenosnog medija,
- cene razmene informacija i
- uslova održavanja TK podsistema.

Za realizaciju TK podsistema na raspolaganju su široke mogućnosti - TK tehnologije. Prihvatljive alternative moraju da odraze zahteve za prenosom relativno malih količina podataka skromnijim brzinama, ali sa velikim (ili vrlo velikim) brojem prostorno rasutih objekata i finansijska ograničenja zbog brojnosti objekata koje komunikaciono treba povezati.

Izbor mogućih tehnologija za realizaciju TK podsistema je sledeći:

- klasične analogne monokanalne radio-veze sa koncepcijom prenosa podataka na zahtev („on event”) i, eventualno, sa povremenim cikličnim prozivanjem svih objekata u sistemu iz centra upravljanja (radi provere ispravnosti sistema);
- savremene digitalne mobilne radio-veze realizovane po „TETRA” specifikacijama;
- radio-sistemi „tačka-više tačaka” u proširenom spektru u ISM opsegu frekvencija (0,43 ili 2,4 GHz) ili nekom od licenciranih nižih mikrotalasnih opsega (WLAN);
- javni mobilni GSM sistem;
- PLC/DLC (Power Line Carrier / Distribution Line Carrier) sistemi „tačka - tačka” ili „tačka - više tačaka” po 20 (10) kV vodovima;
- korišćenje dvosmernih rezervisanih TK prenosnih kapaciteta u KDS (Kablovski Distributivni Sistemi) za prenos TV signala kod KDS provajdera;
- sistemi prenosa po optičkim kablovima postavljenim po SN nadzemnim vodovima (optički kabl može biti postavljen unutar faznog provodnika, omotan oko faznog provodnika ili postavljen kao samonosivi nemetalni kabl „okačen” na stubovima SN nadzemnog voda);
- sistemi prenosa po optičkim kablovima postavljenim unutar SN podzemnih energetskih vodova ili preko optičkih kablova postavljenih u isti rov sa SN energetskim kablovima kod izgradnje SN kablovskih deonica;
- sistemi prenosa po klasičnim telekomunikacionim kablovima (parični ili koaksijalni TF kablovi) položeni u zemlju ili na TF stubove o trošku elektrodistributivnog preduzeća ili iznajmljenih od javnog TK operatora.

Pažljivom analizom konkretnog konzumnog područja (uzimajući u obzir i cene realizacije pojedinih varijanti), u okviru izrade odgovarajuće projektno dokumentacije za TK podsistem, potrebno je odabrati optimalnu varijantu ili kombinaciju TK tehnologija za realizaciju TK podsistema.

Najveći broj proizvođača opreme za upravljanje distributivnom mrežom nudi mogućnost izbora nekog od standardnih komunikacionih protokola (IEC 60870-5, IEC 60870-6, IEC 61850, DNP 3,0, MODBUS, CIM...), dok pojedini proizvođači imaju razvijene i sopstvene protokole. U Evropi su najčešće u upotrebi komunikacioni protokoli bazirani na IEC standardima i to [10]:

- serija IEC 60870-5 - bit serijska komunikacija namenjena za prenos signala, merenja i komandi za SCADA sisteme relativno niskim brzinama (do 64 kbps) preko fiksnih ili komutiranih veza. Vreme odziva kreće se između 1 i 10 msec. Obuhvata standarde:
- IEC 60870-5-103 za komunikaciju između IED uređaja unutar elektroenergetskog objekta. IED uređaji su sa master jedinicom na nivou TS povezani u star konfiguraciju. Veza se ostvaruje po principu tačka-tačka (point-to-point) i po master-slave proceduri;
- IEC 60870-5-101/104 za razmenu podataka između RTU ili IED uređaja i udaljenog kontrolnog centra. Baziraju se na tri sloja OSI modela (Physical, Link i Application Layer). standard 104 se koristi kada je medijum prenosa digitalna računarska (Ethernet) mreža i predstavlja kombinaciju aplikativnog nivoa koga definiše 101 standard i transportnog nivoa po TCP/IP protokolu;
- IEC 60870-6 (TASE.2) - poznat i kao Inter-Control Centre Communication Protocol (ICCP), namenjen za komunikaciju između kontrolnih centara putem WAN mreže. Informacije koje se prenose su: trenutne i arhivske vrednosti jednostrukih i dvostrukih signalizacija, merene vrednosti, trend dijagrami, vrednosti brojača energije, poruke dispečera. Protokol koristi svih sedam slojeva OSI modela.
- IEC 61850 (Communication Networks and Systems in Substations), odnosno UCA 2.0 - za komunikaciju putem računarske LAN i WAN mreže velikim brzinama prenosa i sa malim brzinama odziva (reda mikrosek) koje zahteva distribuirana arhitektura IED uređaja u trafo stanicama. Nije kompatibilan sa IEC 60870-5 serijom. Koristi svih sedam slojeva OSI modela na čiji vrh dodaje još dva, u cilju definisanja objektno orijentisanog modela podataka i servisa, što treba da omogući međusobnu komunikaciju IED uređaja različitih proizvođača u okviru trafo stanice, a u centrima upravljanja međusobnu spregu SCADA, DMS i EMS sistema.

Na slici 1 su prikazani najčešće korišćeni protokoli u sistemu daljinskog nadzora i upravljanja elektroenergetskim objektima. Centri upravljanja su hijerarhijski povezani i imaju različite nadležnosti i

odgovornosti, što se podešava u statičkoj bazi podataka koja opisuje ceo sistem.

6. PODSISTEM U CENTRU UPRAVLJANJA SA PROGRAMSKOM PODRŠKOM

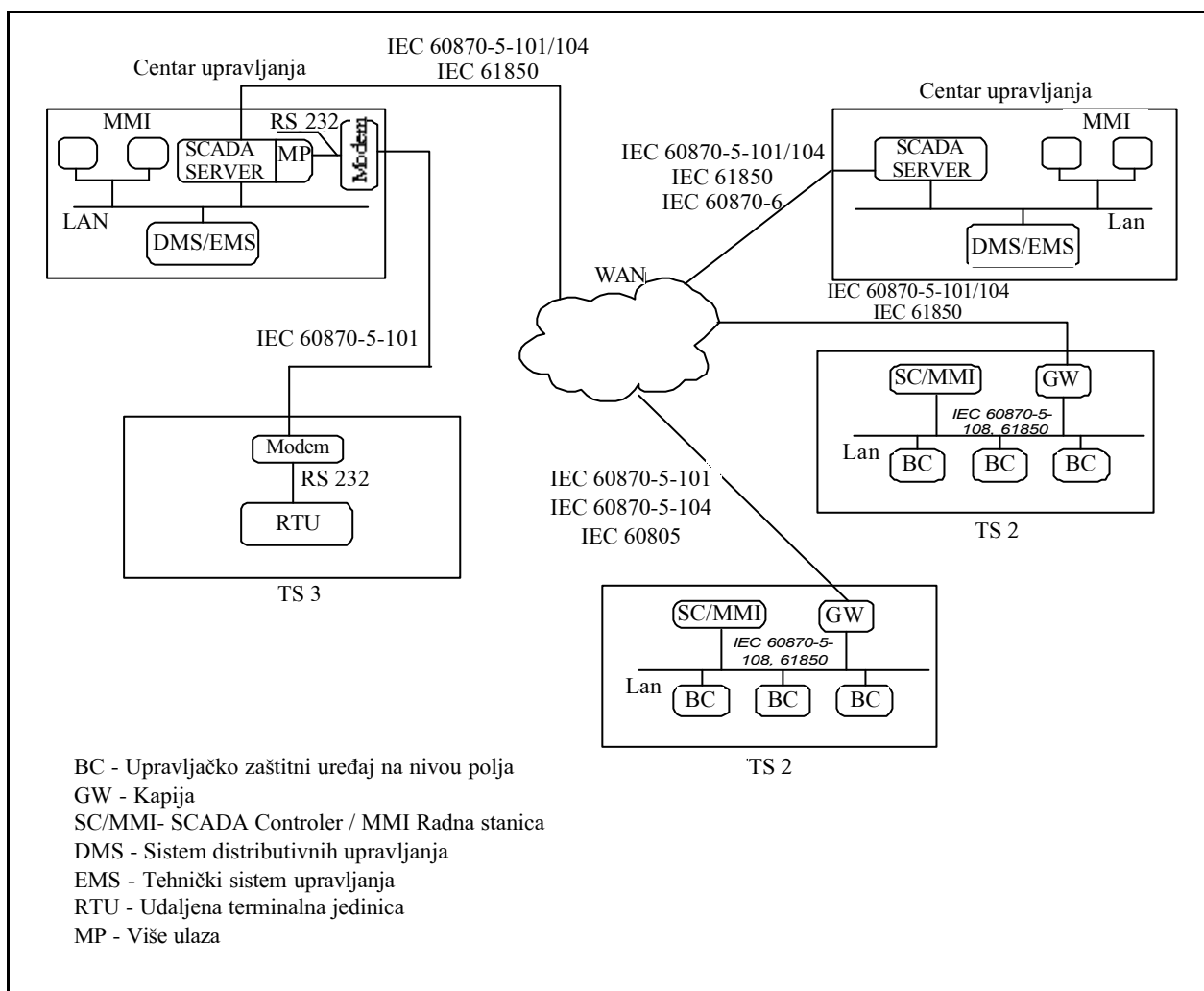
Nadzor i upravljanje elektrodistributivnom mrežom vrši se iz dispečerskog centra uz pomoć složenih softverskih alata, tzv. DMS ili DAS (Distribution Automation System) sistema. Ovi sistemi u sebi objedinjuju funkcije (slika 2):

- uvid u signale statusa, alarma i vrednosti mernih veličina, upravljanje rasklopnom opremom (SCADA),
- tzv. funkcije višeg nivoa (detekcija, lokalizacija i izolacija kvara, estimacija stanja, restauracija i rekonfiguracija mreže, analiza kratkih spojeva, distributivni tokovi snaga, optimalna regulacija napona...).

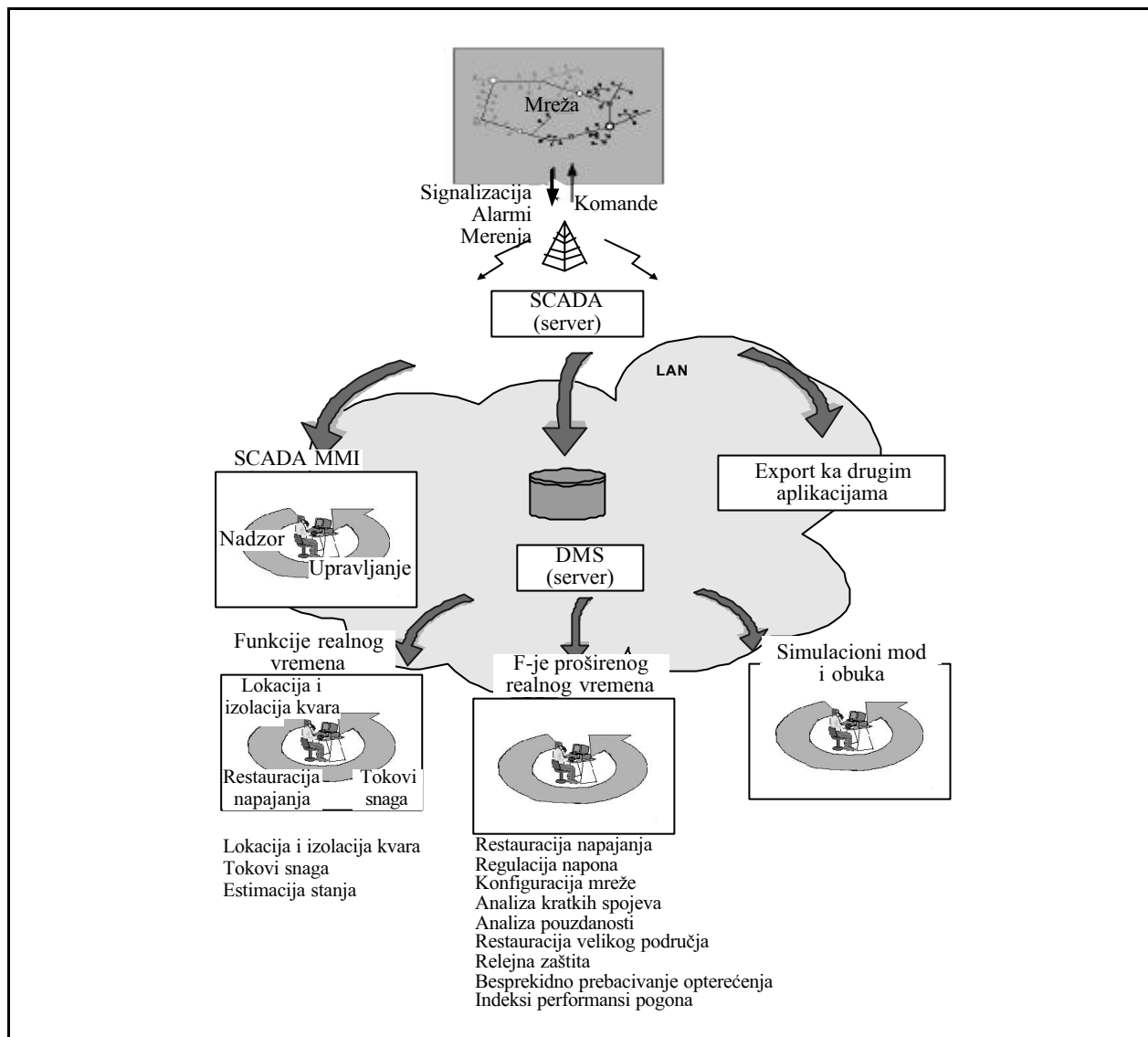
Srž sistema za automatizaciju distribucije čini SCADA sistem koji predstavlja tzv. „real-time” pro-

gram namenjen akviziciji statusa rasklopne opreme, detektovanih kvarova i alarma i merenih veličina iz sistema, kao i upravljanju opremom koja to omogućava. SCADA sistemi su uglavnom realizovani kroz „client/server” arhitekturu u „master/slave” konfiguraciji. Većina ih je realizovana na „Unix-like” platformama (Unix, Linux...), ali na tržištu postoje i SCADA sistemi realizovani na Windows NT platformi i snažnim PC računarima. Takođe, savremeni softverski alati otvorene arhitekture danas omogućavaju konekciju i jedinstveni rad heterogenih računarskih sistema, pa su moguće i kombinacije gde su SCADA serveri implementirani na Unix, a radne stanice - Man Machine Interface (MMI) na Windows NT platformi.

Akvizicija i obrada podataka se vrši na SCADA serveru, a nadzor i upravljanje mrežom u realnom vremenu sa grafičkih prezentacija na MMI radnim stanicama. Podaci o nadziranoj mreži smešteni su u statičkoj, a podaci iz elektroenergetskog sistema u



Slika 1. Najčešće korišćeni komunikacioni protokoli u automatizaciji rada elektrodistributivne mreže [10]



Slika 2. Arhitektura podsistema u centru upravljanja sistema za automatizaciju rada elektrodistributivne mreže

dinamičkoj, ili „real-time” bazi podataka. Kako je sinhronizacija vremena sistema veoma važan zahtev, SCADA server ima i funkciju distribucije tačnog vremena iz centra upravljanja do svih krajnjih stanica (RTU), za šta je neophodna ugradnja uređaja za prijem tačnog vremena (GPS prijemnika) u centrima upravljanja.

Nadgradnju SCADA sistema u smislu realizacije funkcija višeg nivoa čini DMS programska podrška. Prikupljeni podaci o stanju SN mreže se sa SCADA servera prosleđuju do DMS servera i predstavljaju bazične podatke za DMS programski paket za automatizovano vođenje distributivne mreže.

Energetske funkcije savremenog DMS softverskog paketa su: tokovi snaga, estimacija stanja, analiza uklopnog stanja, konfiguracija mreže, lokalizacija kvara, restauracija pogona, besprekidno prebacivanje

opterećenja, regulacija napona, kratki spojevi, struja kvara, relejna zaštita, analiza pouzdanosti, indeksi performansi pogona, prognoza potrošnje [11].

Implementaciju programa za automatizaciju distribucije moguće je ostvariti na neki od načina:

- Odvojeni serveri za SCADA sistem za TS 110/x kV/kV, 35/10 kV/kV i RP 20(10) kV, SCADA sistem za SN mrežu i DMS sistem. Ovakva koncepcija ima prednosti u povećanoj sigurnosti sistema i podeli dužnosti i odgovornosti dispečerskih službi u hijerarhijskoj organizaciji njihovih nadležnosti u okviru pojedinih upravljačkih centara. Međutim, ona donosi problem redundantnosti podataka koje treba održavati u više baza podataka;
- Odvojeni serveri za SCADA i DMS sistem. Podaci iz cele distributivne mreže (VN i SN objekata i vodova) prikupljaju se na jednom SCADA serveru

koji ima razdvojene kontekste (dve odvojene SCADA sesije sa posebnim bazama podataka na istoj mašini) za SCADA sistem za TS VN/SN i SCADA sistem za SN mrežu. Prednosti i nedostaci ovakvog pristupa su isti kao i u gornjem slučaju.

Svi serveri bi trebalo da rade u dualnom režimu.

U svakom od navedenih slučajeva, s obzirom na prirodu SCADA programa kao „real-time” programa čija je osnovna karakteristika stabilna, pouzdana i brza konekcija sa procesom, SCADA server treba da predstavlja „gateway” prema objektima koji se nadgledaju i kojima se upravlja.

7. NAČIN REALIZACIJE

Automatizaciju pogona distributivne mreže treba započeti realizacijom pilot projekta sistema na objektima SN mreže koje treba odabrati prema usvojenim kriterijumima za izbor optimalne lokacije i broja upravljivih resursa, vodeći računa da odabrani objekti čine celinu na kojoj se mogu testirati sve funkcije sistema.

Pilot projekat treba da obuhvati:

- ugradnju daljinski nadziranih indikatora - detektora struje kvara na izabranim izvodima kako u nadzemnoj, tako i u kablovskoj 20 kV mreži. Indikatori kvarova su relativno jednostavni uređaji pomoću kojih se može postići značajno skraćanje vremena ispada, a ne zahtevaju značajnije investicije;
- instalaciju daljinski upravljivih linijskih rastavljača za montažu na stub, na izabranim izvodima u nadzemnoj vangradskoj 20 kV mreži, sa ugrađenim detektorima struje kvara integrisanih u sistem za automatsku izolaciju kvara i restauraciju distributivne mreže nakon kvara;
- instalaciju daljinski upravljivih rastavljača u MBTS 20/0,4 kV/kV na izabranim SN izvodima u gradskoj kablovskoj mreži sa detektorima struje kvara (i/ili detektorima napona);
- ugradnju uređaja za akviziciju podataka sa lokalnom logikom za automatsku izolaciju kvara i restauraciju distributivne mreže posle kvara;
- instalaciju telekomunikacionog podsistema za prenos akviziranih podataka do centra upravljanja;
- implementaciju podsistema u centru upravljanja.

Prilikom realizacije pilot projekta, kao i prilikom dalje implementacije i širenja sistema, moguće je opredeliti se za jednu od sledećih mogućnosti:

- realizacija celog sistema od strane jednog isporučioća opreme po principu „ključ u ruke” ili
- samostalna nabavka i povezivanje (uz pomoć proizvođača ili isporučioća opreme) pojedinih komponenti u integrisan sistem, što je omogućeno postojanjem standarda u svim segmentima sistema.

Rad sistema je potrebno pratiti najmanje godinu dana, kako bi se zapazili i pravovremeno korigovali eventualni nedostaci pre prelaska na sledeće etape širenja sistema.

Na osnovu analize podataka dobijenih praćenjem rada mreže obuhvaćene pilot projektom, potrebno je izraditi detaljnu tehno-ekonomsku analizu isplativosti uvođenja sistema daljinskog upravljanja u SN distributivnu mrežu i na osnovu dobijenih rezultata definisati dalju strategiju uvođenja SDU u SN mrežu elektrodistribucije.

8. ZAKLJUČAK

Uvođenje sistema za automatizaciju pogona distributivne mreže je veoma složen i multidisciplinaran zadatak za koji ne postoji univerzalan pristup. Na osnovu iskustva elektrodistributivnih preduzeća u razvijenim zemljama kao i u zemljama u okruženju, može se zaključiti da je najracionalnije uvoditi sistem daljinskog upravljanja u više nivoa i u više etapa. Bez obzira na izbor strategije, uvođenje sistema za automatizaciju SN distributivne mreže treba započeti realizacijom pilot projekta.

Kod odabira daljinske stanice, na objektu upravljanja treba obratiti pažnju na postojanje i algoritam rada funkcije za detekciju, lokalizaciju i izolaciju kvara, transfer opterećenja i restauraciju napajanja.

Telekomunikacioni podsistem treba projektovati na osnovu analize konkretnog konzumnog područja kao optimalnu varijantu ili kombinaciju TK tehnologija.

Programsku podršku u centru upravljanja čini paket aplikacija za akviziciju podataka i daljinsko upravljanje objektima (SCADA), koji mora biti čvrsto spregnut sa programom za vođenje distributivne mreže (DMS). Ovi programski paketi mogu biti realizovani na različitim platformama (računarska oprema i operativni sistemi), a savremene tehnologije omogućavaju njihovu integraciju u jedinstveni sistem.

Za uvođenje i realizaciju sistema za automatizaciju rada SN distributivne mreže potrebno je formirati stručni tim koji će definisati strategiju i vršiti nadzor i koordinaciju prilikom implementacije sistema.

9. LITERATURA

- [1] Jackson R. E. and Walton C. M., 2003, A CASE STUDY OF EXTENSIVE MV AUTOMATION IN LONDON, 17th International Conference on Electricity Distribution CIRED, session 3, paper 36, Barcelona 2003

- [2] Bargigia A., Cerretti A., Di Lembo G., Rogai S. and Veglio G., 2003, TELECONTROL AND AUTOMATION ON ENEL DISTRIBUTION NETWORK: STRATEGY AND RESULTS, 17th International Conference on Electricity Distribution CIRED, session 3, paper 33, Barcelona 2003
- [3] EPS JP Elektrovojvodina, 1999, PROJEKTI ZA ZADATAK ZA IZRADU IDEJNOG PROJEKTA SISTEMA DALJINSKOG NADZORA I UPRAVLJANJA U SREDNENAPONSKOJ MREŽI, str. 7
- [4] EPS JP Elektrovojvodina, 2000, IDEJNO REŠENJE RAZVOJA I REALIZACIJE SISTEMA AUTOMATIZACIJE U SREDNENAPONSKOJ ELEKTRODISTRIBUTIVNOJ MREŽI, str. 2, 8/4, 13/4
- [5] Runjić D., 2002, AUTOMATIZACIJA DISTRIBUTIVNE SREDNENAPONSKE MREŽE, Treće Jugoslovensko savetovanje o elektrodistributivnim mrežama CIRED, I-4.17, Vrnjačka Banja 2002, str. 5,6
- [6] Kržišnik M., 2002, AUTOMATIZACIJA SREDNENAPONSKIH DISTRIBUTIVNIH MREŽA I INDIKACIJA KVAROVA NA NADZEMNIM VO-
DOVIMA, Treće Jugoslovensko savetovanje o elektrodistributivnim mrežama CIRED R-4.18, Vrnjačka Banja 2002, str.1,2,5
- [7] Schneider Electric, MODULAR UNITS FOR MV/LV TRANSFORMER SUBSTATIONS, INDUSTRIAL DISTRIBUTION AND MW SWITCHING
- [8] Siemens, 2002, MEDIUM-VOLTAGE SWITCHGEAR, Catalogues HA 45.31 2000, HA 40.1 2000, HA 45.11 2000, HA 41.11 2001, HA 25.71 2002, HA 41.21 2002
- [9] Working Group 03 Fault Management, 1998, Fault management in electrical distribution systems, Final report of the CIRED Working Group WG03 Fault Management, Espoo, Finland, page 1-10,20-24
- [10] Working Group 07 of CIGRE Study Committee 34, 2001, THE AUTOMATION OF NEW AND EXISTING SUBSTATIONS: WHY AND HOW, CIGRE, page 16-22
- [11] DMS Grupa, 2001, KORISNIČKO UPUTSTVO ZA DMS - ENERGETSKE FUNKCIJE, str. 43-105

Rad je primljen u uredništvo 03. 11. 2004. godine



Bratislava Radmilović je rođena 1959. godine. Diplomirala je 1984. godine na Fakultetu tehničkih nauka u Novom Sadu, smer Elektrotehnika, odsek Elektronika i telekomunikacije. Od 1985. godine zaposlena je u Elektrovojvodini. Radila je na poslovima razvoja i proizvodnje elektronskih uređaja za potrebe elektroprivrede, administracije baza podataka i poslovi-
ma vezanim za nadzor i upravljanje elektroenergetskim objektima i distributivnom mrežom. Sistemima za upravljanje i nadzor u realnom vremenu bavi se od 1997. godine. Član je tima za uvođenje sistema daljinskog nadzora i upravljanja srednjenaponskom distributivnom mrežom u Elektrovojvodini.

Tarifni sistem za reaktivnu energiju i ekonomski kriterijumi za kompenzaciju reaktivnih snaga u distributivnim mrežama

Stručni rad
UDK: 621.3.016.25; 621.316

Rezime:

U radu je prezentiran model za utvrđivanje tarifnih troškova za reaktivnu energiju u tarifnim sistemima. Model se zasniva na postupku za proračun marginalnih gubitaka snage i marginalnih troškova za prenos reaktivnih snaga. Uz relevantne pretpostavke za prenosnu mrežu i elemente distributivnih mreža, model daje mogućnost za proračun ukupnih marginalnih troškova prenosa reaktivnih snaga od izvora do mesta priključka potrošača na različitim naponskim nivoima. Model je primenjen na elektroenergetski sistem Elektroprivrede Srbije, sa 4 naponska nivoa, za četiri nivoa srednjih opterećenja, tj. za periode: viša sezona-viša tarifa, viša sezona-niža tarifa; niža sezona-viša tarifa i niža sezona-niža tarifa, kako je to definisano u aktuelnom tarifnom sistemu.

Dobijeni rezultati potvrđuju opravdanost promene po kojoj se, u aktuelnom tarifnom sistemu Javnog preduzeća Elektroprivrede Srbije, plaća sva utrošena reaktivna energija. Ali, rezultati analiza pokazuju da bi odnos cena reaktivne energije, po naponskim nivoima, približno trebalo da bude NN:SN:VN = 2:1,5:1, umesto sadašnjeg odnosa 9:3:1. To znači da su cene reaktivne energije, u odnosu na ekonomski opravdane cene koje daje i naša analiza:

– manje za oko 2,5 puta, za potrošače na srednjem naponu (10-35 kV), i

– manje za oko 4,5 puta, za potrošnju na 110 kV,

pa bi ih trebalo za toliko povećati i uskladiti sa cenama za reaktivnu energiju na 0,4 kV u istom tarifnom sistemu.

Ukazuje se i na štetnu posledicu zbog neekonomskih cena za reaktivnu energiju - potrošači na srednjem naponu, a pogotovu na visokom naponu, nisu stimulisani da investiraju u kompenzaciju reaktivne energije, iako bi to bilo i te kako opravdano sa aspekta ekonomičnosti rada kompletnog elektroenergetskog sistema.

Ključne reči: reaktivna snaga, marginalni gubici snage, troškovi prenosa reaktivnih snaga, tarifni sistem za reaktivnu energiju, kompenzacija reaktivnih snaga

Abstract:

TARIFF SYSTEM FOR REACTIVE ENERGY AND ECONOMIC CRITERIA FOR COMPENSATION REACTIVE POWER IN DISTRIBUTION NETWORK

The model for determining of tariff costs for reactive energy in tariff systems is presented in the paper. The model is based on the procedure for calculation of marginal power losses and marginal costs for transmission of reactive power. With relevant assumptions about transmission network and elements of distribution networks, the model enables calculation of total marginal costs for transmission of reactive power from

Dr Miloje Kostić, – Institut „Nikola Tesla”, 11 000 Beograd, Koste Glavinića 8a

source to the customer on different voltage level. The model is applied to the Electric Power System of Electric Power Industry of Serbia with four voltage levels, for four tariff periods: High season-High daily tariff (HS-HT), High season-Low daily tariff (HS-LT); Low season-High daily tariff (LS-HT) and Low season-Low daily tariff (LS-LT), as defined in the existing tariff system.

The acquired results confirm justification of the change, which was implemented in the tariff system of the Electric Power Industry of Serbia, that all used reactive energy is to be paid for. But, the results of this analysis show that ratio of the price of reactive energy by voltage levels should be close LV: MV: HV = 2: 1.5: 1, instead of the current ratio 9: 3: 1 in the tariff system of Public Enterprise Electric Power Industry of Serbia. This means that the prices of reactive energy, in comparison with the economically justifiable prices, which our analysis gives are:

- less, for consumers on the medium voltage (10-35 kV), and
- by 4.5 times less, for consumers on voltage 110 kV,

and, that those prices should be increased so much, in order to be in accord with the prices of reactive energy at 0.4 kV in the same tariff system.

Here is only indicated a harmful consequence due to uneconomical prices for reactive energy - consumers at the medium voltage (MV), and especially high voltage (HV) level are not encouraged to invest in compensation of reactive energy, even though that would certainly be justifiable from the economic aspect of the work of the entire Electric Power System.

Key words: reactive power, marginal power losses, costs of reactive power transmission, tariff system for reactive energy, compensation of reactive powers.

1. UVOD

Potrošači koji, uz aktivnu, preuzimaju i reaktivnu energiju opterećuju elemente elektroenergetskog sistema (EES) povećanom strujom, počev od mesta priključka pa zaključno sa generatorom u elektrani. To ima za posledicu povećane gubitke snage i porast prividnih opterećenja (u kVA) koji zahteva pojačano dimenzionisanje prenosnih kapaciteta. A jedno i drugo prouzrokuje dodatne troškove koji se mogu pripisati reaktivnoj energiji. To je i razlog da se u tarifnim sistemima kao tarifni elemenat (obračunski kriterijum) definiše i prekomerna reaktivna energija. U EES, kod kojih su troškovi za prenos reaktivne energije veći, pooštrava se kriterijum za obračun prekomerne reaktivne energije- od potrošača se zahteva veći faktor snage ($\cos j \geq 0,95$), a i cene reaktivne energije su veće.

Razlike u cenama reaktivne energije, od jednog do drugog EES, po pravilu su veće u odnosu na razlike u cenama aktivne energije. Tako se u nekim EES reaktivna energija ne naplaćuje, ali se najčešće njen obračun i naplata vrše u vreme viših dnevnih tarifa. To sugeriše na zaključak da je porast nivoa opterećenja u EES praćen, i relativno većim, povećanjem reaktivnih opterećenja zbog bržeg rasta gubitaka reaktivnih snaga, posebno na transformatorima i mrežama viših naponskih nivoa (≥ 110 kV). Propisani nivo cena reaktivne energije, u relativnim ili apsolutnim jedinicama, definiše se kao odgovarajući tarifni stav u datom tarifnom sistemu. Nivo cene 1 kvarh reaktivne energije, u tarifnim sistemima većine zemalja, iznosi 10-25 % od cene 1 kWh aktivne energije u

istom vremenskom periodu (tj. u istoj tarifi), što najviše zavisi od dostignutog nivoa opterećenja.

Kada određeni potrošač provede kompenzaciju reaktivne energije u meri da (prirodnu) vrednost faktora snage $\cos j = 0,80$ poveća na vrednost $\cos j = 0,95$ (ili vrednost $tg j = 0,60$ smanji na $tg j = 0,33$), u napojnom vodu se vrednost opterećenja smanji za 15,8 %. Odgovarajuća smanjenja reaktivnih opterećenja u distributivnoj mreži sledećeg naponskog nivoa su samo nekoliko procenata, dok u prenosnoj mreži ove promene iznose nekoliko promila. Radi se o marginalnim promenama reaktivnih opterećenja. Navedena (marginalna) smanjenja reaktivnih opterećenja dovode do rasterećenja mreže i odgovarajućih smanjenja u gubicima snage. Radi se o marginalnim efektima kompenzacije reaktivnih snaga. Za datu mrežu i elektroenergetski sistem, pomenuti marginalni efekti su veći [1-5]:

- što su opterećenja i odgovarajući gubici snage (P_{Cu}) veći i
- što su vrednosti faktora snage ($\cos j$) u EES manje.

Očigledno je da su troškovi prenosa reaktivnih opterećenja do posmatranog potrošača jednaki tako definisanim marginalnim efektima kompenzacije, i na osnovu njih bi trebalo određivati cenu reaktivne energije u tarifnom sistemu, odnosno proračunavati efekte kompenzacije reaktivnih snaga. Metode i postupci za proračun marginalnih efekata kompenzacije i troškova prenosa reaktivnih snaga se izlažu u literaturi, npr. [1-5], ali se najčešće posebno vrši proračun efekata:

1. po osnovu smanjenja gubitaka snage,
2. po osnovu oslobađanja elemenata EES za nove potrošače, i

3. po osnovu povećanja napona u mreži.

Pri utvrđivanju ukupnih efekata se često uzima u obzir samo jedan od efekata koji je dominantan u razmatranom slučaju, npr. po osnovu oslobađanja kapaciteta, ili se aritmetički saberu efekti po sve tri osnove [1]. Po pravilu to nije tačno, jer se npr. kompenzacijom u cilju oslobađanja kapaciteta smanjuju i gubici snage koji odgovaraju prvobitnom opterećenju, ali je to smanjenje manje u odnosu na slučaj kad nema priključka novih potrošača [4]. Efekti po osnovu povećanja napona u mreži se mogu kvantifikovati pomoću efekata pod (1) i (2), na osnovu razmatranja u [4]. Sledeći korak je da se marginalni efekti po osnovu smanjenja gubitaka snage izraze preko troškova za gubitke pri ekonomskim gustinama struje, a da se marginalni efekti po osnovu oslobađanja preseka voda izraze pomoću troškova mreže pri ekonomskom preseku voda, kada su obe vrste navedenih baznih troškova iste po vrednosti [5]. Proračun marginalnih efekata zbog smanjenja reaktivnih opterećenja se vrši po postupku koji je autor predložio u [5], ali se u ovom radu taj postupak razvija dalje da bi se omogućio proračun navedenih efekata u EES kao celini, tj. od elektrane do mesta priključka potrošača.

2. PRORAČUN MARGINALNIH EFEKATA SMANJENJA REAKTIVNIH SNAGA

2.1. Marginalni efekti smanjenja reaktivnih opterećenja u vodu

U radovima [1–4] dati su izrazi za proračun marginalnih efekata kompenzacije ili smanjenja reaktivnih snaga, i to:

1. po osnovu smanjenja gubitaka snage (P_{CuQ})

$$dP_{CuQ}/dQ_C = 2tg \cdot p_{CuP} \quad (1a)$$

$$dP_{CuQ}/dQ_C = 2sin \cdot cos \cdot p_{Cu} \quad (1b)$$

2. po osnovu oslobađanja kapaciteta mreže i elementa EES za prividna (S) ili aktivna (P) opterećenja (u kVA/kvar ili kW/kvar):

$$dS/dQ_C = sin \quad (2a)$$

$$dP/dQ = tg \quad (2b)$$

gde su relativni gubici snage $p_{CuP} = P_{CuP}/P$ i $p_{Cu} = (P_{CuP} + P_{CuQ})/P$.

U [4] su dati izrazi koji omogućavaju da se efekti po osnovu povećanja napona izraze preko dodatnih efekata po osnovu (1) i (2). Naime, diferencijalno smanjenje reaktivnog opterećenja (dq_c) zbog kompenzacije, u relativnim jedinicama ($P=I r_j$), dovodi do marginalnog povećanja napona (du/dq_c) za:

$$du/dq_c = (x/r)^3 p_{CuP} \quad (3)$$

a time i

– do smanjenja marginalnih gubitaka snage (u kW/kvar), za iznos

$$dP_{Uc}/dQ_C = 2 du/dq_c \cdot p_{Cu} \quad (4)$$

$$dP_{Uc}/dQ_C = 2 (x/r) p_{CuP} \cdot p_{Cu} \quad (4a)$$

– i do povećanja marginalnih kapaciteta EES (u kVA/kvar), za iznos

$$dS_{Uc}/dQ_C = x/r \cdot 1/\cos \cdot p_{cup} \quad (5)$$

Ukupni (totalni) marginalni efekti po osnovu smanjenja gubitaka snage, na osnovu izraza (1) i (4) i poznate zavisnosti $p_{Cu} = (1 + tg^2 j)$, se mogu izraziti kao

$$(dP_{CuQ}/dQ_C)_t = 2tg \cdot p_{CuP} \cdot 1 + 1 \cdot tg^2 \cdot 2 du/dq_c \quad (6)$$

a ukupni marginalni efekti po osnovu oslobađanja kapaciteta (u kVA/kvar), na osnovu (2) i (5), su

$$(dS_{Qc}/dQ_C)_t = sin \cdot du/dq_c \quad (7)$$

gde se član du/dq_c , koji kvantifikuje efekte po osnovu povećanja napona zbog smanjenja (kompenzacije) reaktivne snage, izračunava po izrazu (3).

U slučaju da je uticaj povećanja napona mali ($du/dq_c \approx 0$), izrazi (6) i (7) se svode na izraze (1) i (2) koji su poznati u literaturi. Za kablovske mreže su vrednosti du/dq_c male ($\leq 0,02$), zbog niskih vrednosti p_{CuP} i odnosa x/r , ali mogu biti vrednosti $du/dq_c > 0,2$ kada su u pitanju vazdušne mreže većih vrednosti karakteristika x/r , p_{CuP} .

2.2. Proračun marginalnih efekata smanjenja reaktivnih opterećenja u EES

Na osnovu izraza (6) i (7) vrši se proračun uticaja smanjenja reaktivnih opterećenja na smanjenje gubitaka snage i rasterećenje (oslobađanje kapaciteta) prenosnog voda. Pri tome su dati samo efekti koji nastaju zbog povećanja napona na posmatranom vodu karakteristika (x) i (r), relativne vrednosti gubitaka p_{CuP} i faktora snage $cos j$.

Ukoliko bi ovaj vod bio direktno priključen na generator, to bi ujedno bilo i ukupno povećanje na-

pona zbog smanjenja reaktivnih opterećenja. Uobičajeno je da se elektroenergetski sistem za neke proračune predstavlja kao radijalna mreža koja se sastoji iz mreža raznih naponskih nivoa, vezanih sukcesivno. Prenosna mreža je predstavljena kao jedna celina, čija ekvivalentna impedansa reprezentuje gubitke aktivne i reaktivne snage u vodovima i transformatorima iste. Distributivne mreže su preko transformatora 110 kV/X kV priključene na prenosnu mrežu. Celokupna distributivna mreža, po pravilu, je radijalna i sadrži:

- transformatore 110 kV/35 kV, ili 110 kV/20 (10) kV,
- vazdušnu i (ili) kablovsku mrežu 35 kV, 20 (10) kV,
- transformatore 10 (20) kV/0,4 kV i
- vazdušnu i (ili) kablovsku mrežu 0,4 kV.

U tom sukcesivnom nizu elemenata EES, generator (elektrana) predstavlja prvi a mreža 0,4 kV zadnji (n -ti) elementat. Očigledno je da se, pri kompenzaciji reaktivne snage na i -tom elementu (npr. na kraju 10 kV-tne mreže), smanjuju opterećenje počev od tog (i -tog) elementa pa redom u svim delovima EES koji mu prethode, zaključno sa generatorom. To znači da će povećanje napona na kraju i -tog elementa biti jednako zbiru smanjenja padova napona na svim elementima od generatora do mesta priključka kondenzatora, tj.

$$du/dq_c \quad i \quad du/dq_j \quad (8)$$

Ukupni marginalni efekti u EES, zbog smanjenja (kompenzacije) reaktivnih opterećenja na i -tom elementu, analogno izrazima (1) i (3), se mogu izraziti analitički. Ti efekti, po osnovu smanjenja gubitaka snage, iznose:

- na i -tom elementu EES

$$dP_{CuQ}/dQ_i \quad 2p_{Cup} \quad tg \quad i \quad 1 \quad 1 \quad tg^2 \quad i \quad du/dq_j \quad (9)$$

- na svim elementima EES, od generatora zaključno sa i -tim elementom:

$$dP_{CuQ}/dQ_{EES} \quad i \quad dp_{Cuq}/dQ_i \quad (10)$$

Marginalni efekti po osnovu rasterećenja (osobađanja) prenosnih kapaciteta EES, od generatora zaključno sa i -tim elementom, su:

- na i -tom elementu EES

$$dS_Q/dQ_i \quad \sin \quad i \quad i \quad du/dq_c \quad j \quad (11)$$

- na svim elementima EES, od generatora zaključno sa i -tim elementom

$$dS_Q/dQ_{EES} \quad i \quad dS_Q/dQ_i \quad (12)$$

Troškovi prenosa reaktivnih snaga kroz elemente EES, za koje je $J \geq J_{ec}$, jednaki su sa troškovima za odgovarajuće (marginalne) gubitke snage do tačke priključka potrošača Sdp_{CuQ}/dQ_i - [5]. Međutim, često se i troškovi prenosa reaktivnih snaga kroz elemente EES, za koje je $J \leq J_{ec}$ identifikuju samo sa navedenim marginalnim gubicima snage, pogotovu ukoliko se radi samo o delovima koji učestvuju sa manje od $\leq 30\%$ u ukupnim gubicima snage zbog prenosa reaktivnih opterećenja. Kako je to slučaj sa posmatranim EES Elektroprivrede Srbije (EPS), to će biti učinjeno i u ovoj analizi.

3. MARGINALNI GUBICI SNAGE PRI PRENOSU REAKTIVNIH OPTEREĆENJA U EES EPS-a

Primena predloženog postupka i dobijenih izraza biće ilustrovana na primeru EES EPS-a za proračun marginalnih gubitaka snage pri prenosu reaktivnih snaga, pošto su oni jednaki marginalnim efektima smanjenja (kompenzacije) reaktivnih opterećenja. Osnovni podaci neophodni za proračun (vrednosti $p_{cup}\%$, $tg \mathbf{j}$, x/r) su relativno tačni, pošto su za delove distributivnih mreža dobijeni kombinacijom:

- Procene gubitaka na osnovu instaliranih kapaciteta transformatora 35 kV/10 kV i 10 (20) kV/0,4 kV, strukture vodova u mrežama 35 kV, 20 kV, 10 kV i 0,4 kV i procenjenih opterećenja za iste;
- Vrednosti gubitaka energije, koji se dobija kao razlika energije koju distributivna preduzeća preuzimaju na pragu prenosa i količine energije koja se isporuči potrošačima.

3.1. Marginalni gubici prenosa reaktivnih opterećenja u režimu maksimalnih opterećenja EES EPS-a

Podaci o relativnim gubicima snage (p_{Cup}) i vrednostima koeficijenta reaktivne snage ($tg \mathbf{j}$) su procenjeni za režim maksimalnih opterećenja EES EPS-a od oko 6 400 MW, za koji su vrednosti $p_{Cup}\%$ i $tg \mathbf{j}$, za prenosnu mrežu EPS-a, utvrđeni u studijskoj analizi [6]. Tako dobijeni podaci su uneti u kolone za $p_{Cup}(\%)$, $tg \mathbf{j}$ i x/r , tabele 1.

Prvo se po izrazu (3) izračunaju vrednosti marginalnih promena napona (du/dq_c) _{i} za sve navedene delove EES EPS-a. Na osnovu tako dobijenih vrednosti (du/dq_c) _{i} , i unetih u tabelu 1, po izrazu (8), utvrđene su zbirne vrednosti promena napona $\Sigma(du/dq_c)_i$. Zatim su, po formuli (9), sračunati marginalni gubici snage (dP_{CuQ}/dQ) _{i} na svim delovima

Tabela 1.

Marginalni gubici snage (dp_{CuQ}/dq) u EES - EPS-a, pri $P=P_{max}=6\ 400\ MW$

Delovi EES	p_{CuP} %	S_{CuP} %	$tg\ j$ /	x/r /	du/dq_c	S_{du/dq_c} /	$\frac{dP_{CuQ}}{dQ}$ %	$S_{\frac{dP_{CuQ}}{dQ}}$ %
Elektrane								
Prenosna mreža $\geq 110\ kV$	3,50	3,50	0,490	5,00	0,175	0,175	4,92	4,92
TS 110/X (kV/kV)	0,37	3,87	0,386	16,00	0,059	0,234	0,44	5,36
Mreža 35 kV *	2,92	6,79	0,386	1,35	0,040	0,040**	2,46	7,82
TS 35/X (kV/kV) *	0,27	7,06	0,386	9,00	0,024	0,064	0,24	8,06
Mreža 10(20) kV *	3,60	10,66	0,333	0,87	0,031	0,095	2,90	10,96
TS 10(20)/0,4* (kV/kV)	0,39	11,05	0,333	3,00	0,012	0,107	0,32	12,28
Mreža 0,4 kV	4,50	15,55	0,333	0,65	0,029	0,136	3,90	16,18
Ukupno:	* Mreže i transformatorske stanice za napajanje industrijskih potrošača. ** Pretpostavljeno je da se regulatorima napona u TS 110/X (kV/kV) u potpunosti kompenzuju padovi napona u mrežama napona $\geq 110\ kV$.							

EES, i njihove vrednosti unete u tabelu 1. Ukupni marginalni gubici snage pri prenosu reaktivnih opterećenja od generatora (G) kroz nekoliko, npr. (i) delova EES, sračunati su pomoću izraza (10) i uneti u odgovarajuću kolonu tabele 1. Interesantno je da su, po vrednostima, približno jednaki iznosi marginalnih gubitaka snage pri prenosu reaktivnih opterećenja (dP_{CuQ}/dQ u %) sa procentnim vrednostima ukupnih gubitaka snage zbog prenosa aktivnih opterećenja (p_{CuP} u %) na istim delovima EES -tabela 1, kao i odgovarajuće vrednosti zbirnih (ukupnih) gubitaka snage $\Sigma(dP_{CuQ}/dQ)_i \approx \Sigma(p_{CuP})_i$. Isto važi i za odgovarajuće zbirne iznose (dP_{CuQ}/dQ u %) i (p_{CuP} u %) od elektrane do posmatrane tačke u mreži. Objasnjenje se može naći na osnovu izraza (9) i (10), kao i vrednosti koeficijenta reaktivne snage ($tg\ j$) na odgovarajućim delovima EES.

3.2. Marginalni gubici snage pri prenosu reaktivnih snaga u karakterističnim režimima EES EPS-a

Postupci za proračun marginalnih gubitaka snage i marginalnih troškova prenosa reaktivnih snaga su izloženi u ovom radu (poglavlje 2) i ilustrovani na primeru konkretnih proračuna istih za režim maksimalnih opterećenja EES EPS-a (6 400 MW) - poglavlje 3.1. Pokazano je da se za posmatrani režim opterećenja, na osnovu datih vrednosti x/r , $tg\ j$ ($i\ sin\ j$) i procenjenih iznosa relativnih gubitaka snage p_{CuP} , za pojedine elemente EES EPS-a, utvrđuju, redom, odgovarajući iznosi marginalnih gubitaka snage (u procentima) dP_{CuQ}/dQ i $S_{dP_{CuQ}/dQ}$.

Kao karakteristični nivoi opterećenja definišu se srednje vrednosti opterećenja po tarifnim sezonama i dnevnim tarifama koje su propisane u tarifnom sistemu Elektroprivrede Srbije:

- 5 700 MW, za višu sezonu potrošnje tokom više dnevne tarife (VS-VT);
- 3 600 MW, za višu sezonu potrošnje tokom niže (noćne) tarife (VS-NT);
- 3 800 MW, za nižu sezonu potrošnje tokom više dnevne tarife (NS-VT);
- 2 000 MW, za nižu sezonu potrošnje tokom niže (noćne) tarife (NS-NT).

Za navedene karakteristične tarifne sezone i dnevne tarife (periode) procenjene su srednje vrednosti koeficijenta reaktivnih opterećenja $tg\ j$, za sve elemente EES EPS-a u navedenim karakterističnim režimima opterećenja. Odgovarajući procentni iznosi gubitaka snage na pojedinim elementima (p_{CuP}) su sračunati na osnovu izraza

$$p_{CuP,i} = p_{CuP,max,i} \cdot (P/P_{max})_{EES} \quad (13)$$

gde su

$p_{CuP,max,i}$ – date vrednosti u tabeli 1 po elementima EES-a za maksimalno opterećenje $P_{max} = 6\ 400\ MW$

P_i – srednje vrednosti opterećenja, u datim režimima, na pragu elektrana

Relativni odnosi parametara (x/r) za pojedine elemente EES EPS-a su već dati u tabeli 1.

Na osnovu tako utvrđenih vrednosti p_{CuP} , $tg\ j$ i x/r , izvršen je proračun odgovarajućih vrednosti gubitaka snage dP_{CuQ}/dQ i $S_{dP_{CuQ}/dQ}$, a vrednosti

ovih poslednjih date su u tabeli 2- vrste dP_{CuQ}/dQ , za navedene relevantne režime opterećenja-tarifne sezone.

4. TARIFNI TROŠKOVI I TARIFNI STAVOVI ZA REAKTIVNU ENERGIJU U EES EPS-a

Polazeći od osnovnog principa tarifnih sistema da potrošač za bilo koji vid potrošnje energije treba da snosi troškove koje time prouzrokuje u EES, proizilazi da i za preuzete količine reaktivne energije treba da snosi odgovarajuće troškove. U ukupne troškove za isporučenu reaktivnu energiju ulaze:

- troškovi proizvodnje reaktivne energije,
- troškovi prenosa reaktivne energije (ili reaktivnih snaga) kao i
- ostali troškovi zbog prenosa reaktivnih snaga (uticaj promena napona na potrošače i slično).

Troškovi proizvodnje reaktivne energije su vezani za povećanje prividne snage generatora i odgovarajuće gubitke energije u generatorima. Uobičajeno su ti troškovi mali i najčešće se mogu zanemariti. Ali pri radu sa niskim faktorom snage $\cos \mathbf{j} = 0,85$ ($\operatorname{tg} \mathbf{j} = 0,62$), marginalni gubici snage dostižu iznose $dP_{CuQ}/dQ \approx 1\%$, pa je to i mera za troškove proizvodnje reaktivne energije za periode VS-VT i NS-VT. Međutim, troškovi proizvodnje reaktivne energije mogu biti i znatno veći, što će biti pokazano na primeru EES EPS-a. Radi se o periodima kada su opterećenja $\geq 6\,000$ MW, i kada pojedini generatori bivaju prinuđeni da rade sa faktorom snage $\cos \mathbf{j}_G \leq \cos \mathbf{j}_{Gn}$ [7]. Tada dolazi do smanjenja u raspoloživoj aktivnoj snazi generatora ($dP/dQ \geq 1$), pa svaki prekomerni kilovar donosi gubitak u snazi generatora $\Delta P_G \geq 1$ kW/kvarh ili ≥ 1 kWh/kvarh isporučene prekomerne reaktivne energije. Ako generatori smanjuju svoju proizvodnju aktivne energije samo 100 h/godišnje, to iznosi nešto iznad 3 % raspoloživog fonda

sati rada u VS-VT (2 912 h), pa se u našoj proceni kao dodatno povećanje troškova za reaktivnu energiju koristi iznos od 3 % kWh/kvarh, za tarifu VS-VT (ali, i za tarifu NS-VT).

Troškovi prenosa reaktivnih snaga kroz elemente EES, za koje je $J \geq J_{ec}$ su jednaki sa troškovima za odgovarajuće (marginalne) gubitke snage do tačke priključka potrošača dP_{CuQ}/dQ ; . Međutim, često se i troškovi prenosa reaktivnih snaga kroz elemente EES, za koje je $J \leq J_{ec}$ identifikuju sa navedenim gubicima, pogotovu ukoliko se radi samo o delovima koji čine $\leq 30\%$ posmatranog EES ili distributivnih mreža, pa će to biti korišćeno i u ovoj analizi.

Troškovi vezani za ostale posledice prenosa reaktivnih opterećenja uključuju troškove vezane za regulaciju napona u mrežama EES, kao i uticaj promena napona na potrošnju energije (karakteristike potrošnje). Tome treba dodati i troškove za merenje i evidenciju utroška reaktivne energije, što ukupno čini dodatnih 1-3 % poena.

Na osnovu iznetih razmatranja proizilazi da pri utvrđivanju tarifnih stavova za reaktivnu energiju, vrednosti marginalnih gubitaka snage (dP_{CuQ}/dQ), date u tabeli 2, treba uvećati

- za 2 % indeksna poena, na ime svih pobrojanih posledica i troškova, za sve sezone i tarife,
- za 1-5 %, u zavisnosti od toga da li i u kolikom trajanju egzistiraju režimi sa $\cos \mathbf{j}_G \leq \cos \mathbf{j}_{Gn}$ - predlaže se povećanje troškova od 3 % samo po ovom osnovu, za VS-VT (i eventualno za vreme NS-VT), s obzirom na to da su i u tim periodima evidentirani takvi režimi u EES EPS-a.

Tako procenjeni dodatni troškovi od 5 % se pripisuju reaktivnoj energiji koja se isporučuje u tarifnom periodu VS-VT (i eventualno za vreme NS-VT), a dodatni troškovi od 2 % se pripisuju za sve

Tabela 2.

Marginalni gubici snage (dP_{CuQ}/dQ) zbog prenosa reaktivnih snaga do potrošača, za različite napone priključka i nivoe opterećenja u EES- tarifne sezone, i odgovarajući tarifni stavovi (T_I) za reaktivnu energiju

Napon (mesto) priključka: Sezona i tarifa:		Dodatni troškovi	Elektrane	110 (kV)	35 (kV)	10 (kV) 20 (kV)	0,4 (kV)
VS-VT (5 700 MW)	dP_{CuQ}/dQ (%)		0	4,24	6,60	9,34	13,00
	T_I (%kWh/kvarh) (%)	2	3	9,26	11,60	14,34	18,00
VS-NT (3 600MW)	dP_{Cu}/dQ (%)		0	2,04	3,97	5,61	7,54
	T_I (%kWh/kvarh) (%)	2	0	2,04	3,97	5,61	7,54
NS-VT (3 800 MW)	dP_{CuQ}/dQ (%)		0	2,60	4,30	6,14	8,46
	T_I (%kWh/kvarh) (%)	2	(3)	(7,60)	(9,30)	(11,14)	(13,46)
NS-NT (2 000 MW)	$dP_{CuQ}/dQ = T_I$ (%)		0	0,877	1,746	3,083	4,125

sezone i tarife, izuzev za NS-NT. Na osnovu toga i podataka u tabeli 1 i izraza (13), dolazi se do:

- ukupnih marginalnih gubitaka snage (dP_{CuQ}/dQ) zbog prenosa reaktivnih opterećenja, kao i
- (tarifnih) troškova vezanih za proizvodnju i prenos reaktivne energije (T_I).

Ti troškovi su dati u procentnim jedinicama cena aktivne energije u odgovarajućoj sezoni i tarifi. U tabeli 2, u cilju preglednosti, na jednom mestu su dati podaci o marginalnim gubicima snage (dP_{CuQ}/dQ) pri prenosu reaktivnih snaga do potrošača koji su priključeni na uobičajenim naponskim nivoima, kao i odgovarajući tarifni stavovi (T_I) koji su utvrđeni na prezentirani način.

Analizom podataka u tabeli 2 se izvode značajni zaključci za izradu tarifnog sistema za reaktivnu energiju.

1. Tarifni troškovi prenosa reaktivne energije uveliko zavise od režima opterećenja, i oni su
 - izrazito visoki u vreme VS-VT, na svim naponskim nivoima isporuke, a visoki su i u vreme NS-VT, pa ih obavezno i u odgovarajućim iznosima treba naplaćivati;
 - ti troškovi su manji za period VS-NT, i izrazito su mali u vreme NS-NT, pošto su bazne jedinice (cene aktivne energije u nižim dnevnim tarifama) manje za 2-3 puta.
2. Pri definisanju tarifnih stavova za reaktivnu energiju treba poći od podataka iz tabele 2, odnosno:
 - treba utvrditi tarifne stavove za periode VS-VT i NS-VT, kako je to uobičajeno,
 - ali je opravdano vršiti njen obračun i naplatu i za period VS-NT, iako to nije čest slučaj u drugim EES.

Interesantno je da relativni tarifni stav, za kategoriju „potrošnja na niskom naponu (NN)”, iznosi 21 % (=100 · 0,85 rj/4,00 rj), od cene aktivne energije u višoj tarifi (VT), u tarifnom sistemu JP EES-a [8] i nešto je veći od datog u tabeli 2 (18,00 %). Ali su cene reaktivne energije, u odnosu na navedenu cenu za potrošače na niskom naponu

- manje za 3 puta, za potrošače na srednjem naponu (SN) - 10-35 kV), i
- manje za 9 puta, za potrošnju na visokom naponu (VN) - 110 kV,

pa su tako utvrđeni tarifni stavovi i cene znatno niži od onih koji su dobijeni u ovoj analizi. Iz navedenog se zaključuje da bi odnos cena reaktivne energije po naponskim nivoima, u tarifnom sistemu JP EES-a, mogao približno da bude : NN: SN : VN = 2: 1,5: 1, umesto sadašnjeg odnosa 9: 3: 1 [8]. To znači da bi cene za reaktivnu energiju trebalo:

- povećati za oko 150 %, za potrošače na srednjem naponu (SN)- 10-35 kV), i

- povećati za oko 350 %, za potrošnju na visokom naponu (VN)- 110 kV.

Na osnovu iznetih činjenica proizilazi da, u cilju poštovanja ekonomskih kriterijuma i konzistentnosti, treba značajno povećati tarifne stavove (cene) za reaktivnu energiju na srednjem i visokom naponu. Ukoliko bi to povećanje bilo izvršeno u skladu sa navedenim predlozima (podacima iz tabele 2), te cene bi bile usklađene i sa cenom reaktivne energije na 0,4 kV, tj. one bi stajale u relativnim odnosima kakav je uobičajen i u drugim tarifnim sistemima, npr. [9].

Čini se da bi predloženi model za utvrđivanje troškova prenosa i proizvodnje reaktivne energije mogao biti dobra osnova za utvrđivanje tarifnih stavova za reaktivnu energiju. Do tačnijeg utvrđivanja podataka, kakvi se daju u tabeli 2, moguće je doći tek na osnovu odgovarajućih studijskih proračuna i analiza za konkretan EES i utvrđene režime potrošnje i opterećenja.

Treba pomenuti da se u tarifnom sistemu JP EPS-a:

1. Reaktivna energija plaća tokom svih 8 760 h/godišnje, čime se malo razlikuje od našeg predloga koji isključuje samo period NS-NT, ili samo period od 1/6 godine, tokom koje se potroši manje od 10 % iste.
2. Takođe se vrši naplata svih količina utrošene reaktivne energije, a ne samo prekomerne (za $\cos \mathbf{j} \leq 0,95$), što je opravdano s obzirom na visok nivo reaktivnih opterećenja u prenosnim mrežama i na pragu elektrana EES EPS-a.

5. EKONOMSKI KRITERIJUMI ZA POVEĆANJE FAKTORA SNAGE POTROŠAČA

Ulaganja u kompenzaciju reaktivne energije, sa aspekta potrošača, mogu biti isplativa samo do dostizanja traženog faktora snage. Po pravilu je granica te isplativosti nešto niža, i zavisi od vremena korišćenja (h/godina) poslednjeg dela kondenzatorske baterije kojim se dostiže zadata vrednost faktora snage, npr. $\cos \mathbf{j}=0,95$. Pomenuto (minimalno) ekonomsko vreme korišćenja T_{Qec} (h/godina) se izračunava pomoću izraza:

$$T_{Qec} = 0,25 \times C_{1kvar} / C_{IRE} \quad (19)$$

gde su:

C_{IRE} (USD/kvarh) – cena koju potrošač plaća za reaktivnu energiju,

C_{1kvar} (USD/kvar) – cena postrojenja za kompenzaciju po 1 kvar instalisane snage.

To znači da (delovi) kondenzatorske baterije koje se, u cilju dostizanja traženog faktora snage $\cos \mathbf{j}$, najmanje uključuju tokom godine moraju biti u radu $T_{Q_{min}} \geq T_{Q_{ec}}$ (h/godina), kako bi investicija u istu bila isplativa. Da bi bile kompenzovana sva reaktivna snaga za koju je to ekonomski opravdano, potrebno je i da cene reaktivne energije budu određene po ekonomskim kriterijumima koji su izloženi u 3. i 4. poglavlju. U slučaju kada je cena reaktivne energije potcenjena, potrošač neće imati interesa da ulaže u uređaj za kompenzaciju, uopšte ili do nivoa koji bi bio opravdan. Tako npr. pri sadašnjoj ceni reaktivne energije, za potrošače na 110 kV, od $C_{IRE}=0,001$ (USD/kvarh), potrošač ima interes da kompenzuje samo one količine reaktivne snage čije je trajanje $T_{Q_{min}} \geq 4-5\ 000$ (h/godina), iako bi to npr. bilo opravdano i za one sa $T_{Q_{min}} \geq 1\ 000$ (h/godina), da je cena reaktivne energije bar tri puta veća - $C_{IRE} \geq 0,004$ (USD/kvarh). Naime, ta cena odgovara ekonomskoj, sa aspekta ekonomičnosti rada EES, već za potrošače koji su priključeni u tački mreže sa $\Sigma(dP_{Cu} Q/dQ)_i \geq 0,03$ kW/kvar, tj. na napon 110 kV, kako je dato u tabelama 1 i 2. Logično je da cena niža od ekonomske utiče da kompenzacija bude zastupljena ispod ekonomskih kriterijuma i da EES radi neekonomično. Upravo, takav slučaj je sada sa EES EPS-a, zbog niskih cena reaktivne energije za potrošače na srednjem naponu (6 - 35 kV), i izrazito niskih cena iste na visokom naponu (110 kV), u Tarifnom sistemu Elektroprivrede Srbije.

6. ZAKLJUČAK

U radu je razvijen model za utvrđivanje tarifnih stavova za reaktivnu energiju u tarifnim sistemima. Model se zasniva na postupku za proračun marginalnih gubitaka snage i marginalnih troškova prenosa reaktivnih snaga. Tako dobijeni model daje mogućnost za proračun ukupnih marginalnih troškova prenosa reaktivnih snaga od izvora do mesta priključka potrošača na EES. Model je primenjen na EES EPS-a, tj. za utvrđivanje (ili procenu) tarifnih troškova i odgovarajućih tarifnih stavova za reaktivnu energiju.

Dobijeni rezultati potvrđuju opravdanost nekih promena, koje su uvedene u tarifnom sistemu JP EPS - naime sada se plaća sva utrošena reaktivna energija i to tokom svih 8 760 h/godišnje. Interesantno je da relativni tarifni stav, za kategoriju „potrošnja na niskom naponu”, iznosi $21\ \% = 100 \cdot (0,85\ \text{rj}/4,00\ \text{rj})$, od cene aktivne energije u višoj tarifi (VT), u tarifnom sistemu JP EES-a [8] i nešto je veći od datog u tabeli 2 (18,00 %).

Ali, rezultati analiza pokazuju da bi odnos cena reaktivne energije po naponskim nivoima, u tarifnom sistemu JP EPS, trebalo približno da bude NN: SN: VN = 2: 1,5: 1, umesto sadašnjeg odnosa 9: 3: 1 [8].

To znači da su cene reaktivne energije, u odnosu na ekonomski opravdane cene koje daje naša analiza:

– manje za oko 2,5 puta, za potrošače na srednjem naponu (10-35 kV), i

– manje za 4,5 puta, a za potrošnju na 110 kV.

Iz navedenog se takođe zaključuje da cene nisu usklađene sa cenama za reaktivnu energiju na 0,4 kV u istom tarifnom sistemu, što samo potvrđuje da se radi o nedostatku.

Ukazuje se i na štetnu posledicu zbog neekonomskih cena za reaktivnu energiju - potrošači na srednjem, a pogotovu, na visokom naponu, nisu stimulisani da investiraju u kompenzaciju reaktivne energije, iako je to i te kako opravdano sa aspekta ekonomičnosti rada kompletnog EES-a.

6. LITERATURA

- [1] T. Gönen, 1986, ELECTRIC POWER DISTRIBUTION SYSTEM ENGINEERING, McGraw - Hill Book Company, pp 740.
- [2] R. A. Zimmerman, 1953, ECONOMIC MERITS OF SECONDARY CAPACITORS, AIEE Trans. Vol. 72, pp 694-97.
- [3] M. Maxwell, THE ECONOMIC APPLICATION OF CAPACITORS FOR DISTRIBUTION FEDERS, AIEE Trans. Vol. 79, pt. III, August 1960, pp 353-59.
- [4] M. Kostić, EKONOMSKI FAKTOR SNAGE I JEDINIČNI EFEKTI KOMPENZACIJE, Elektroprivreda br. 1, 2001, str. 24-33.
- [5] M. Kostić, POSTUPAK ZA PRORAČUN I ANALIZU UKUPNIH MARGINALNIH EFEKATA KOMPENZACIJE REAKTIVNIH SNAGA, Elektroprivreda br. 2/2002, str. 39-45
- [6] ANALIZA GUBITAKA ELEKTRIČNE ENERGIJE U PRENOSNOJ MREŽI JP EPS-a I INICIRANJE MERA ZA NJIHOVO SNIŽENJE, Institut Nikola Tesla, Studija, 1999.
- [7] M. Kostić, ZNAČAJNO POBOLJŠANJE KOMPENZACIJE REAKTIVNE ENERGIJE U EES EPS-a BEZ INVESTICIONIH ULAGANJA, II Savetovanje JUKO CIRED, 2000. godine, Herceg Novi, Referat R-6. 19.
- [8] ODLUKA O TARIFNOM SISTEMU ZA PRODAJU ELEKTRIČNE ENERGIJE, JP EPS, april 2001.godine.
- [9] TARIFNI SISTEM EDF (Elektroprivrede Francuske), 1983. godine.
- [10] POBOLJŠANJE KOMPENZACIJE REAKTIVNE ENERGIJE U EES EPS-A KORIŠĆENJEM POSTOJEĆIH KONDENZATORSKIH BATERIJA, Institut Nikola Tesla, 2001. godina.



Miloje Kostić je rođen 01. 10. 1950. godine u Bioski, opština Užice. Srednju elektrotehničku školu je završio u Užicu 1969. godine. Na elektrotehničkom fakultetu u Beogradu je diplomirao 1974. godine, a magistrirao 1983. godine. Doktorirao je na Tehničkom fakultetu u Čačku 1990. godine.

U preduzeću „Prvi partizan”, u Užicu, radio je od 1974. do 1991. godine, kada prelazi u Elektrotehnički institut „Nikola Tesla” u Beogradu, gde i sada radi. Šira područja rada su mu električne mašine, elektromotorni pogoni, električne mreže i industrijska elektroenergetika. U oblasti racionalizacije potrošnje električne energije, u proteklih 20 godina, uradio je i realizovao veliki broj studija i projekata, koji donose značajne energetske i velike finansijske uštede. U primenu uvodi savremena rešenja, ali i sopstvena tehnička unapređenja i patente. U protekloj deceniji se bavi energetskim i ekonomskim analizama rada elektroprivrednih sistema, uključujući i izradu studija koje su osnova za izradu Tarifnog sistema JP „EPS-a”, a rezultati jedne od tih analiza se saopštavaju u ovom radu.

Do sada je objavio 78 radova u časopisima i zbornicima domaćih i međunarodnih konferencija iz navedenih područja svoga rada, kao i dve knjige – monografije autora.

Slobodan Maksimović,
Dobrivoje Vujić i Maja Slijepčević

Analiza i prognoza vršne snage

Stručni rad
UDK: 621.3.016.2

Rezime:

U radu se analiziraju faktori uticaja na vršnu snagu konzumnog područja JP „Elektrodistribucija - Beograd”, na osnovu podataka o 13 poslednjih godina (10 po starom tarifnom sistemu i 3 po novom). Uočeno je 6 faktora uticaja. Zbog nepoznavanja tipa zavisnosti, pretpostavljeno je da svi faktori na vršnu snagu utiču linearno, osim poslednjih promena tarifnog sistema, za koje je pretpostavljena eksponencijalna zavisnost. Regresionom analizom utvrđeni su parametri faktora uticaja. Izvršeno je ispitivanje osetljivosti vršne snage na promenu pojedinih faktora. Na osnovu procene scenarija promene faktora uticaja, izvršena je prognoza vršne snage za budućih 15 godina. Dati su odgovarajući zaključci.

Ključne reči: vršna snaga, prognoza, tarifni sistem

Abstract:

SOUTH-EASTERN EUROPE ELECTRICITY MARKET FORMATION

In this paper are analyzed factors of influence on peak load value on the consumer area of „Elektrodistribucija - Beograd” (hereinafter EDB). Analysis was based on data from the past 13 years, 10 of them taken from the old tariff system and 3 taken from the new one. Six factors of influence were noticed. Since it was unknown how these factors affect the peak load value, linear influence was presumed for all factors except for exponential influence referring to the last changes of tariff system. Parameters of factors of influence were determined by regression analysis. Changes of peak load value were observed by varying certain factors. Forecast of peak load for the next 15 years was made, based on assumed change of factors of influence. Adequate conclusions are given.

Key words: peak load, forecast, tariff system

1. UVOD

Do donošenja novog tarifnog sistema, vršna godišnja snaga u EDB prognozirana je pomoću linearne ekstrapolacije u funkciji vremena, pri čemu je dužina istorijskog perioda bila 10 godina. Druge i treće zime po primeni novog tarifnog sistema (zime

2002/2003. i 2003/2004), došlo je do znatnog pada vršne snage na nivou konzuma i na većem broju TS X/10 kV/kV. To je dovelo do nedoumice: da li nastaviti sa dosadašnjom praksom linearne ekstrapolacije ili pokušati sa modelovanjem uticaja novog tarifnog sistema. Ovde je učinjen pokušaj modelovanja uticaja novog tarifnog sistema, a usput i nekih drugih

Mr Slobodan Maksimović, mr Dobrivoje Vujić, Maja Slijepčević, dipl. ing.

– EPS JP „Elektrodistribucija - Beograd”, 11 000 Beograd, Gospodar Jevremova 28

faktora uticaja na vršnu snagu. Zbog nepoznavanja oblika zavisnosti, pretpostavljeno je da svi faktori na vršnu snagu utiču linearno, osim poslednjih promena tarifnog sistema, za koje je pretpostavljena eksponencijalna zavisnost.

2. FAKTORI UTICAJA

Novi tarifni sistem [1] doneo je niz promena u pogledu obračuna utrošene energije i angažovane vršne snage. Međutim, za matematičko modelovanje te promene moraju se definisati numerički. Pošto se njegov uticaj ovde vidi tek na tri zime, broj promenljivih ne sme biti veći od tri. Osim toga, iz podataka se vidi da je efekat primene novog tarifnog sistema došao sa vremenskim kašnjenjem. Naime, prve zime primene došlo je, nasuprot očekivanjima, do blagog porasta opterećenja, druge do osetnog pada i treće do još znatnijeg pada. Zbog toga, uticaj novog tarifnog sistema modelovan je preko sledećih veličina:

1. Smanjenje snage usled primene novog tarifnog sistema, DP
2. Vremenske konstante smanjenja snage, T
Ostali faktori čiji je uticaj razmatran su:
3. vremenska koordinata, god (redni broj godine koji je prethodio zimi u kojoj je izmerena vršna snaga)
4. prosečna zarada na nivou Beograda u godini koja je prethodila zabeleženoj vršnoj snazi, pl
5. cena električne energije (reprezentovana kroz srednju cenu kWh u godini koja je prethodila zabeleženoj vršnoj snazi), ce

6. praznični efekat, modelovan pomoću promenljive sa vrednošću 1 u danu kada se očekuje praznični efekat i vrednošću 0 u danu kada se ne očekuje, pe
7. srednja dnevna temperatura dana sa zabeleženom vršnom snagom, $temp$
8. najveća udarna brzina vetra dana sa zabeleženom vršnom snagom, v

Odabir ovih promenljivih i istorijskog perioda u mnogome je uzrokovan mogućnošću pribavljanja podataka. Podaci o zavisno promenljivoj i nezavisno promenljivim, potrebni za analizu na nivou konzuma EDB, dati su u tabeli 1. Podaci od 1991-2000. su po starom tarifnom sistemu, a oni od 2001-2003. po novom.

3. MODEL

3.1. Stari tarifni sistem

Vršna snaga konzuma po starom tarifnom sistemu modelovana je kao linearna kombinacija nezavisno promenljivih iz tabele 1 (redni broj podataka 1 - 10), po relaciji:

$$P = A + B \text{ god} + C \text{ pl} + D \text{ ce} + E \text{ temp} + F \text{ v} + G \text{ pe} \quad (1)$$

Parametri A, B, C, D, E, F i G određeni su računarski. Interesantno je da se kao rezultat optimizacije ne dobija teoretski optimum, koji se, inače, može odrediti formiranjem sume kvadrata odstupanja izmerenih i izračunatih vrednosti i izjednačavanjem sa

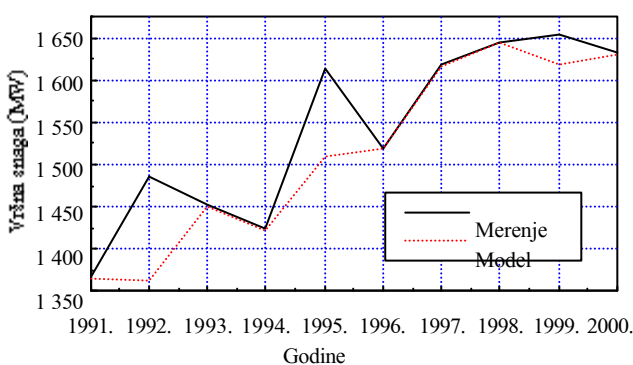
Tabela 1.

Redni broj	P (MW)	God (godina)	pl (EUR)	ce (Evroceni)	$Temp$ (°C)	v (m/s)	pe
1	1 368,7	1991/1992.	175,79	4,65	-8,2	5,0	0
2	1 487,0	1992/1993.	41,48	0,90	-9,3	5,1	1
3	1 452,0	1993/1994.	33,80	0,37	-6,2	22,6	0
4	1 425,0	1994/1995.	79,28	1,23	-2,1	7,2	1
5	1 614,0	1995/1996.	83,12	1,30	-4,8	17,8	0
6	1 520,0	1996/1997.	94,83	2,24	-7,8	6,1	1
7	1 618,5	1997/1998.	115,96	3,15	-5,0	19,0	1
8	1 645,0	1998/1999.	104,19	2,15	-7,9	13,6	1
9	1 653,1	1999/2000.	59,21	1,46	-11,6	6,7	1
10	1 631,3	2000/2001.	57,02	0,96	-0,8	20,5	0
11	1 640,5	2001/2002.	100,57	1,89	-6,9	6,2	0
12	1 473,3	2002/2003.	175,26	3,10	-3,3	3,0	1
13	1 376,6	2003/2004.	205,50	3,62	-5,1	12,2	0

nulom parcijalnog izvoda te sume po parametrima A, B, C, D, E, F i G . Bolji rezultati postižu se odabirom određenih 7 godina, pomoću kojih se tačno odrede nepoznati parametri, a pri kojima je odstupanje ostale tri godine takvo da daje minimalan zbir kvadrata greške. Primenom ovakve procedure dobija se sledeća linearna zavisnost vršne snage od pobrojanih promenljivih:

$$P = -61\,230 + 31,337 \text{ god.} + 1,2 \text{ pl} - 22,11 \text{ ce} - 7,588 \text{ temp} + 6,442 \text{ v} + 36,479 \text{ pe} \quad (2)$$

Grafički prikaz ovako estimiranih i izmerenih vrednosti dat je na slici 1.

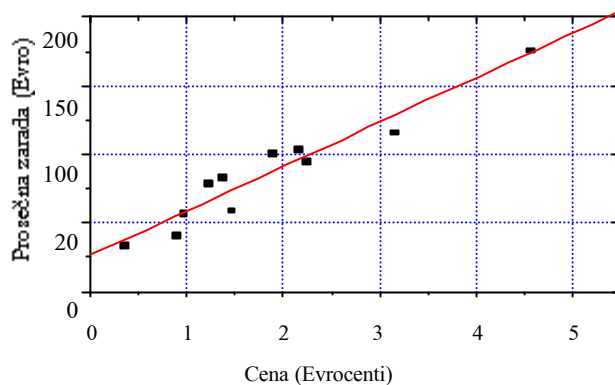


Slika 1.

Kako se vidi sa slike, model idealno estimira 7 godina, a odstupaju 1992, 1995. i 1999. godina.

Interesantno je analizirati pojedinačan uticaj svake od promenljivih na vršnu snagu. To se može videti iz znaka koeficijenta uz nezavisno promenljivu. Vidi se logičan uticaj:

- vremenske koordinate (vršna snaga povećava se sa povećanjem rednog broja godine)
- meteoroloških parametara, kao što su:
 - srednja dnevna temperatura u danu u kome je dostignuta vršna godišnja snaga (vršna snaga se smanjuje sa porastom srednje dnevne temperature);



Slika 2.

- maksimalna udarna brzina vetra u danu u kome je dostignuta vršna godišnja snaga (vršna snaga se povećava sa povećanjem udarne brzine vetra);
- prazničnog efekta (danima koji su prethodili praznicima ili su bili praznični, vršna snaga je veća, nego „običnim” danima).
- ekonomskih parametara, kao što je:
 - visina zarade (sa porastom zarade vršna snaga se povećava);
 - cena električne energije (sa porastom cene električne energije vršna snaga se smanjuje).

ne energije u razmatranom periodu nisu bile nekorelisane veličine, što se vidi iz dijagrama na slici 2.

Korelacija cene i zarade može se analitički definisati relacijom:

$$PI [\text{EUR}] = 26,458 + 32,339 \cdot ce [\text{Eurocenti}] \quad (3)$$

Unošenjem ove zavisnosti u relaciju (2) mogla bi se eliminisati jedna od nezavisno promenljivih.

Takođe, na isti način može se zaključiti da udarna brzina vetra i srednja dnevna temperatura nisu nekorelisane veličine, ali je koeficijent korelacije znatno manji.

Tabela 2.

Redni broj	Nezavisno promenljiva	Promena nezavisno promenljive	Promena vršne snage (MW)	Promene vršne snage u odnosu na referentnu vrednost (%)
1	Vreme (godine)	10	212,27	20,30
2	Zarada (EUR)	22,8 - 175,8	170,40	11,05
3	Cena (Eurocenti/(kWh))	0,27 - 4,65	95,80	6,05
4	Temperatura (°C)	(-11,6) do (0,8)	81,05	5,20
5	Udarne brzine vetra (m/s)	2 - 22,6	122,00	8,00
6	Praznični efekat	0 - 1	36,48	2,37

3.2. Analiza uticaja

Osetljivost linearnog modela na promenu faktora uticaja može se analizirati variranjem određene nezavisno promenljive u nekim granicama, uz fiksiranje ostalih na nekoj odabranoj vrednosti. Referentna veličina vršne snage biće prosečna vrednost, dok će nezavisno promenljive biti varirane u svom maksimalnom opsegu u razmatranom periodu. Uz takve pretpostavke, promene pojedinih nezavisno promenljivih, izazvaće promenu vršne snage prikazane u tabeli 2.

Kako se vidi iz tabele 2, kada se izuzmu ostali uticaji, prirast vršne snage u poslednjih 10 godina bio je oko 31,3 MW/god, što je 2,03 % u odnosu na referentnu vrednost. Interesantno odrediti uticaj ekonomski najbolje (1990) i najgore (1993) godine na vršnu snagu, tako što će se uvrstiti odgovarajuće veličine plate i cene električne energije, a ostali parametri biće referentni. Taj uticaj je 74,51 MW ili 4,8 % u odnosu na referentnu vrednost. Meteorološki parametri mogu uticati: temperatura, maksimalno 81,95 MW ili 5,3 %, a vetar maksimalno 123 MW ili 8 %. Ovo se dobija ako se uvrste maksimalne, odnosno minimalne temperature, odnosno brzine vetra. Uočava se da je uticaj vetra veći. Efekti od temperature i vetra ne mogu se sabirati jer se pri nižim temperaturama ima slabiji vetar i obratno. Takođe je interesantno utvrditi najbolju i najgoru godinu u pogledu meteorologije. To se može utvrditi fiksiranjem svih parametara na referentne vrednosti, osim temperature i vetra. Meteorološki najpovoljnija bila je 1994. (-2,1 °C i 7,2 m/s), a najnepovoljnija 1993. godina (-6,2 °C i 22,6 m/s). Razlika vršnih snaga usled ovakvih meteoroloških prilika je 130,32 MW ili 8,4 %, odnosno ± 4,2 %, što bi bio maksimalni uticaj meteorologije. U danima koji su praznični ili prethode prazniku, vršna snaga je u proseku veća 36,48 MW ili 2,37 %.

3.3. Novi tarifni sistem

Novi tarifni sistem [1] doneo je čitav niz novina, kao što je ukidanje perioda niže tarife radnim danom po podne i vikendom, blok tarifa po energiji, promena odnosa cena dnevne niže i više tarife sa 1:2 na 1:4, povećanje cene električne energije itd. Ciljevi ovih promena bili su racionalnija potrošnja električne energije i smanjenje vršne snage. Efekti primene novog tarifnog sistema u pogledu smanjenja vršne snage konzuma EDB osetili su se sa vremenskim kašnjenjem. Uticaj novog tarifnog sistema analiziran je prognozom vršnih snaga za 2001, 2002. i 2003. godinu po linearnom modelu na osnovu istorijskog perioda od 10 godina za stari tarifni sistem i

njihovim poređenjem sa ostvarenim vršnim snagama po novom. Linearni model za period 1991-2000. koji prolazi kroz tačku 1 640,55 MW ostvarenu 2001. godine definisan je pravom:

$$P \text{ [MW]} = -58\,729,62 + 30,17 \cdot \text{god} \quad (4)$$

Rezultati prognoze po starom tarifnom sistemu i ostvarene vršne snage po novom prikazani su u tabeli 3.

Tabela 3.

Redni broj	Godina (god)	Ostvareno P (MW)	Prognoza P (MW)	DP (MW)
1	2001.	1 640,55	1 640,55	0
2	2002.	1 473,30	1 670,72	197,42
3	2003.	1 376,64	1 700,89	324,25

Razlika u vršnoj snazi po novom tarifnom sistemu i linearnoj ekstrapolaciji po starom će se modelovati po eksponencijalnoj krivoj, kako bi se modelovalo kašnjenje efekata primene:

$$\Delta P = \Delta P_{max} \left(1 - e^{-\frac{\text{godina } 2000}{T}} \right), \text{ god} \geq 2\,000 \quad (5)$$

Parametri ΔP_{max} i T određuju se minimizacijom odstupanja estimiranih i „tačnih” vrednosti DP . Kao rezultat dobija se relacija:

$$\Delta P = 552,13 \left(1 - e^{-\frac{\text{godina } 2000}{2,26}} \right), \text{ god} \geq 2\,000 \quad (6)$$

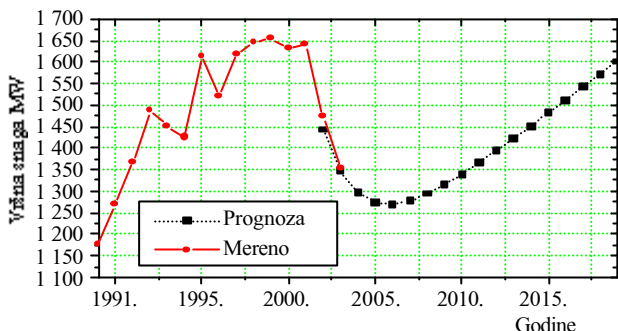
Kao što se vidi iz relacije (6), ukupan efekat novog tarifnog sistema je smanjenje vršne snage za 552,13 MW na nivou konzuma, što je znatno. Međutim, ovaj uticaj će se osećati postupno sledećih 7 godina (3 vremenske konstante). U isto vreme, snaga linearno raste sa vremenom, tako da je ukupan efekat superpozicija dva opisana. Ovu analizu treba uzeti sa rezervom, jer je uzorak za utvrđivanje modela mali (svega 3 godine), pa će biti moguće preciznije sagledati ukupan efekat za koju godinu, ako se na novom tarifnom sistemu istraje.

4. PROGNOZA VRŠNE SNAGE

Na osnovu relacija (5) i (6) konačna jednačina za prognozu je onda:

$$P = -58\,729,62 + 30,17 \cdot \text{godina} + 552,13 \left(1 - e^{-\frac{\text{god } 2000}{2,26}} \right), \text{ godina} \geq 2\,000 \quad (7)$$

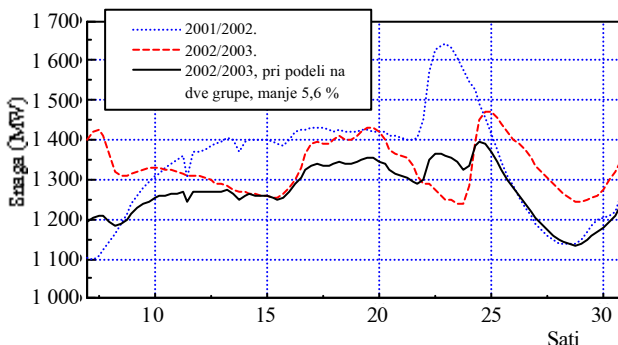
Rezultati prognoze za sledećih 15 godina dati su na slici 3.



Slika 3.

Sa slike se vidi da će vršna snaga opadati još sledeće 3 godine, ako se sačuva trend iz 10 godina po starom tarifnom sistemu i ako je verovati efektu kašnjenja po novom samo na osnovu tri godine. Nakon toga sledi ponovni rast, a maksimum konzuma od 1 653 MW iz prethodnog perioda očekuje se po ovoj prognozi tek oko 2020. godine.

Mera koja je još ostala za smanjenje rasta vršne snage je nejednovernost perioda niže tarife u istom distributivnom preduzeću [2]. Radi ilustracije efekata ove mere, na slici 4 prikazana je simulacija dnevnog dijagrama EDB u vreme vršnog opterećenja ako bi jednoj polovini konzuma period niže tarife počinjao u 22 h, a drugoj u 24 h. Dijagram je nastao normalizacijom dnevnih dijagrama opterećenja u danima godišnjeg vrha zime 2001/2002. (kada je period niže tarife počinjao u 22 h) i zime 2002/2003. (kada je period niže tarife počinjao u 24 h), njihovim deljenjem sa dva, međusobnim sabiranjem i mno-



Slika 4.

Rad je primljen u uredništvo 03. 11. 2004. godine



Slobodan Maksimović rođen je 1951. godine u Nišu. Diplomirao je 1976. godine na Energetskom odseku Elektrotehničkog fakulteta u Beogradu. Od 1976. do 1978. godine radio je kao profesor srednje elektrotehničke škole i projektant električnih instalacija. Od 1978. godine do danas radi u „Elektrodistribuciji - Beograd” na internoj standardizaciji električnih instalacija, TS 10/0,4 kV/kV, energetskih transformatora, kao i perspektivnom razvoju elektrodistributivne mreže 110 i 35 kV. Godine 2001. magistrirao je na temi iz oblasti proračuna

ženjem sa vršnom snagom zime 2002/2003. Vršno opterećenje ovakvog dnevnog dijagrama manje je od onog zime 2002/2003. za 5,6 %. Radi ravnopravnosti, polovine konzuma trebalo bi da imaju početak niže tarife naizmenično, u 22 h i 24 h, s tim što bi periodi sa istim početkom trajali 1 mesec.

5. ZAKLJUČCI

Na promene vršne snage utiče više faktora. Analiza je pokazala da postoji bar 6 faktora od uticaja. Zbog nepoznavanja tipa zavisnosti, pretpostavljeno je da svi faktori na vršnu snagu utiču linearno. Na vršnu snagu najviše utiče vremenska koordinata, prosečna zarada na teritoriji Beograda i udarna brzina vetra. Regresionom analizom utvrđeni su parametri faktora uticaja, na osnovu podataka iz perioda od 10 godina prema starom tarifnom sistemu. Primena novog tarifnog sistema dovela je do pada vršne snage na celom konzumnom području EDB. Na osnovu podataka iz tri poslednje godine, modelovan je ovaj efekat i na osnovu njega, izvršena prognoza vršne snage za budućih 15 godina. Ukoliko ostane na snazi novi tarifni sistem, prognoza pokazuje da će se maksimalna vrednost vršne snage ostvarena u prethodnom periodu od 13 godina dostići tek oko 2020. godine.

Simulacija dnevnog dijagrama opterećenja pokazuje da bi pomeranje početka perioda niže tarife za 2 sata polovini potrošača istog konzumnog područja doveo do novog smanjenja vršnog opterećenja od 5,6 %.

7. LITERATURA

- [1] 2001, TARIFNI SISTEM ZA PRODAJU ELEKTRIČNE ENERGIJE, „Sl. glasnik RS br. 24”, str. 40 - 43
- [2] 1991-2004, GODIŠNJI IZVEŠTAJI O OPTEREĆENJU ELEMENATA MREŽE U TOKU ZIMSKOG PERIODA 1989/90. - 2002/03. GODINE, Interni dokumenti EDB, Beograd
- [3] Maksimović S., Tanasković M., 2002, ENERGETSKI EFEKTI NOVOG TARIFNOG SISTEMA ZA PRODAJU ELEKTRIČNE ENERGIJE, 3. savetovanje JUKO CIRED, Vrnjačka Banja

opteretljivosti distributivnih transformatora u zatvorenom, prirodno ventilisanom prostoru. Autor je ili koautor tridesetak radova objavljenih u domaćim časopisima i na domaćim savetovanjima i jednog objavljenog u Archiv-u für Elektrotechnik.



Dobrivoje Vujić je rođen 1969. godine u Beogradu, gde je završio Elektrotehnički fakultet 1994. godine na smeru „Elektroenergetski sistemi“. Magistrirao je 1999. godine na smeru „Elektroenergetske mreže i sistemi“, sa temom „Korišćenje optimizacionih tehnika pri planiranju gradskih distributivnih mreža srednje-visokih napona“. U Elektrodistribuciji Beograd, Direkciji planiranja i razvoja, Sektoru planske energetike se zaposlio 1995. godine. Do 1999. godine je radio u Službi za objekte 10 i 1 kV, a od tada radi u Službi za objekte 110 i 35 kV kao vodeći inženjer.



Maja Slijepčević rođena je u Beogradu 1973. godine. Diplomirala je na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu 1999. godine, smer elektroenergetski sistemi. Zaposlena je u JP „Elektrodistribucija - Beograd“ od februara 2000. godine, u Direkciji planiranja i razvoja, kao projektant za objekte 10 kV i 0,4 kV. Od 2002. godine radi u Službi za objekte 110 i 35 kV na poslovima prognoze opterećenja i planiranja mreže.



Uvodna reč

18. Simpozijum o kablovima u organizaciji JUKO CIGRE i IEEE pod nazivom ICS' 2004 održao se u hotelu Palisad na Zlatiboru u periodu od 12. do 15. septembra 2004. godine.

ICS' 2004 kao i prethodni simpozijumi, imao je za cilj razmenu tehničkih informacija iz oblasti kablovske tehnike, koja obuhvata sve aktivnosti počev od razvoja preko proizvodnje do eksploatacije energetskih i telekomunikacionih kablova i kablovskog pribora. Svakim danom elektroenergetske i telekomunikacione kablovske mreže postaju sve složenije, a problemi koji se javljaju u njima traže sve više teorijskog i praktičnog znanja za njihovo rešavanje.

Danas treba imati na umu da elektroenergetski i telekomunikacioni sistemi predstavljaju krvotok u prenosu energije i informacija koje su od vitalnog značaja za funkcionisanje svakog društva.

ICS' 2004 se po četvrti put održao kao skup sa međunarodnim učešćem i obuhvatio sledeće preferencijalne teme:

1. Primena optičkih kablova u industriji i kontroli parametara prilikom korišćenja
2. Kablovski pribor nove generacije
3. Starenje i druge pojave u eksploataciji kablova
4. Primena kablova sa čvrstom dielektrikom za SN mreže u zavisnosti od primenjene tehnologije

Introductory word

The 18th Cable Symposium organized by JUKO CIGRE and IEEE, under the title ICS'2004 was held at Hotel „Palisad” on Zlatibor from September 12th to 15th, 2004.

The goal of ICS' 2004, as well as the previous symposiums, was to exchange technical information in the area of cable techniques encompassing all the activities starting from the development and production to the exploitation of power and telecommunication cables and cable equipment.

Every day power and telecommunication cable networks are becoming more complicated and the problems in this area require more theoretical and practical knowledge for their resolving. Today, one has to keep in mind that the electric power and telecommunication systems represent the blood circulation in the transfer of energy and information, which are of vital significance for the functioning of each society.

ICS' 2004 is the fourth gathering with international participation comprising the following preferential subjects:

1. Application of optical cables in the Industry and control of cable parameters during operation
2. New generation of cable accessories
3. Aging and other phenomena in cables during the exploitation
4. Application of Solid Dielectric Cables for MV Networks Relating to the Applied Technology

5. *Određivanje strujne prenosne moći SN kabla u zavisnosti od mikrolokacije*
 6. *Mesto i uloga sertifikacionog tela u održavanju kvaliteta proizvoda*

5. *Current Carrying Capacity of MV Cables Depending on Micro-location*
 6. *Place and the role of the Certification Body in Maintaining the Quality of Product*

	Mesto održavanja Venue	Godina održavanja Year	Broj učesnika Number of participants	Broj referata Number of papers
I	Zagreb	1967.	300	22
II	Vrnjačka Banja	1969.	242	28
III	Novi Sad	1971	358	23
IV	Split	1973.	350	24
V	Zadar	1976.	345	27
VI	Vrnjačka Banja	1978.	372	29
VII	Vrdnik	1980.	242	24
VIII	Donji Milanovac	1982.	370	26
IX	Negotino	1984.	180	24
X	Split	1986.	288	35
XI	Svetozarevo	1988.	380	43
XII	Vrdnik	1990.	276	28
XIII	Donji Milanovac	1994.	280	28
XIV	Jagodina	1996.	246	28
XV	Novi Sad	1998.	198	33
XVI	Sokobanja	2000.	232	38
XVII	Zlatibor	2002.	200	31
XVIII	Zlatibor	2004.	190	23

Iz tabele se vidi da je na prethodnih 18 simpozijuma prezentovano 514 referata, svrstanih u 18 knjiga o kablovima, koje predstavljaju dobru literaturu za sve one koji se bave problematikom kablovske tehnike.

Pored prezentacije referata, na Okruglom stolu na ICS'2004 bilo je analizirano mesto i uloga kablovske industrije u razvoju Srbije i Crne Gore.

S poštovanjem,

*Predsednik ICS' 2004
 Prof. dr Stojan Nikolajević, dipl. ing.*

The above table shows that 514 papers were presented at the previous 18 symposiums. These papers gathered in 18 books on cables, represent good literature for those who deal with the problems of cable techniques.

Besides the presentation of papers on ICS' 2004, the round table analyzed the place and the role of cable industry in development of Serbia and Montenegro.

Sincerely yours,

*President ICS' 2004
 Prof. dr Stojan Nikolajevic, B. S. E. Eng*

*Aleksandra Popovac-Damljanović
i Milutin Sredojević*

Merenje i praćenje temperature plašta visokonaponskih kablova

Stručni rad
UDK: 621.315.2

Rezime:

U referatu je prikazan način merenja i praćenja temperature plašta visokonaponskih kablova primenom optičkih vlakana. Opisane su komponente mernog sistema i način ugradnje u distributivnu mrežu.

Ključne reči: praćenje temperature kablova, optički kablovi, toplotno kritična mesta

Abstract:

MEASUREMENT AND MONITORING OF THE TEMPERATURE OF HIGH VOLTAGE CABLE SHEATH

This paper presents the method of measurement and monitoring of high voltage cable sheath using fiber optics. The components of the measuring system as well as the way of installation into distribution network are also given.

Key words: temperature monitoring, optic cables, hot spots

1. UVOD

Intenzivan razvoj i izgradnja gradova stalno postavljaju nove zahteve za povećanjem obima, stepena bezbednosti i pouzdanosti kod njihovog snabdevanja električnom energijom. U urbanim sredinama gde su posebno prisutni problemi dobijanja lokacija za elektroenergetske objekte, rastojanja između podzemnih instalacija svedena su na minimum, pa su vrlo česte pojave ukrštanja, paralelnih vođenja i drugih međusobnih približavanja.

Na tim mestima, u toku eksploatacionog veka energetske kablova dolazi do smanjenja njihove prenosne moći. Značaj istraživanja procesa zagrevanja podzemnih elektroenergetskih kablova je više-

struk. Ako se u toku projektovanja, a i kasnije tokom eksploatacije ne vodi računa o takvim mestima, dolazi do nedozvoljenih pregrevanja kablova, što dalje dovodi do ubrzanog starenja električne izolacije kablova, a kasnije i do njenog električnog proboja. Ova mesta se smatraju kritičnim mestima i moraju se pažljivo razmotriti.

U fazi izrade projektne dokumentacije, naročito prilikom analize geotehničkih i ambijentnih uslova na trasi polaganja kablovskog voda, sagledava se struktura zemljišta u koje će se kablovski vod položiti. Tada je potrebno uočiti sva kritična mesta na trasi kablovskog voda, koja će nastati bilo usled: – zagrevanja zemljišta oko kablova,

*Mr Aleksandra Popovac-Damljanović, dipl. ing. el. – „EPS” JP „Elektrodistribucija Beograd”, 11 000 Beograd, Masarikova 1-3
Milutin Sredojević, dipl. ing. el. – Elektrotehnički institut „Nikola Tesla”, 11 000 Beograd, Koste Glavinića 8a*

- prisustva drugih izvora toplote, kao što su toplovodi, grupno položeni energetski kablovi i sl.,
- nepovoljnog sastava zemljišta (visoke vrednosti specifičnog toplotnog otpora zemljišta).

Pojava isušivanja zemljišta ima veliki uticaj na strujnu opteretljivost kablova, jer dovodi do porasta specifičnog toplotnog otpora zemljišta oko kabla. Smatra se da se isušivanje peskovitog zemljišta kablovske posteljice dešava već na oko 30 °C, dok se zemljišta koja u osnovi sadrže glinu isušuju na oko 50 °C.

U toku izrade projektne dokumentacije kablovskog voda, vrši se proračun strujnog opterećenja prema stvarnim ambijentnim uslovima, u kojima će se kablovi položiti. Međutim, u toku eksploatacije dolazi do promene ambijentnih uslova, pa je neophodno vršiti stalno usklađivanje dozvoljene strujne opteretljivosti kabla sa novonastalom situacijom na terenu. Rezultati obavljenih višegodišnjih istraživanja na kablovskim trasama na području Beograda, slika broj 1 su pokazali da je pri eksploataciji podzemnih energetskih kablova potrebno uzeti u obzir pojavu obrazovanja lokalno isušene zone zemljišta oko kablova na trasi, [1]. Usklađivanje ambijentnih uslova u lokalnom zemljištu na trasi sa intenzitetima dozvoljenih strujnih opterećenja posmatranog kablovskog voda regulisano je propisom IEC 297/1982, Amandman 2/1991.

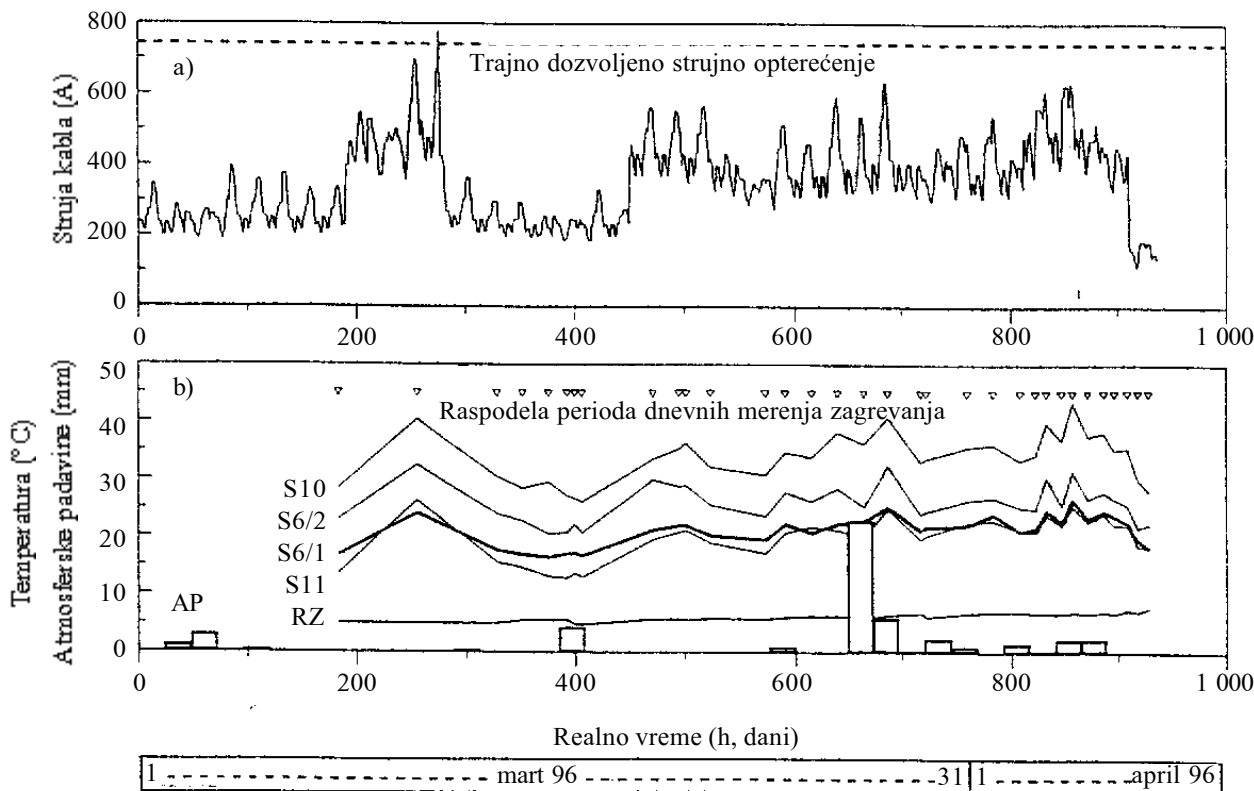
Prilikom obavljanja istraživačkih procesa zagrevanja na visokonaponskim kablovskim vodovima ukazala se potreba da se izradi sistem za merenje i praćenje temperature kabla koji bi koristio kao potrebno i efikasno sredstvo za bezbedno prikupljanje i pouzdano vrednovanje rezultata istraživanja procesa zagrevanja na kablovskim trasama.

2. SISTEM ZA MERENJE I PRAĆENJE TEMPERATURE ENERGETSKIH KABLOVA

Uvođenje optičkih kablova u sisteme prenosa u razvijenim industrijskim zemljama u potpunosti je zamenilo klasične koaksijalne kablove. Optički kablovi su našli primenu u elektrodistributivnim mrežama i to kao:

- kablovi koji se ugrađuju u zemljovodna užad,
- samonosivi optički kablovi bez metalnih delova,
- podzemni optički kablovi.

Jedna od mogućnosti primene optičkih kablova u kablovskim distributivnim mrežama je i u sistemu za merenje i praćenje temperature plašta energetskih kablova. Uočavanje takvih kritičnih mesta i njihovo praćenje do sada je vršeno putem termoelemenata. Međutim, primenom optičkih vlakana omogućava se stalno praćenje i kontrola promene temperature



Slika 1. Prikaz rezultata višemesecnog merenja temperature plašta kablovskog voda 110 kV u eksploataciji korišćenjem prenosivih instrumenata

duž kabla (temperature-monitoring). Kako su promena temperature i strujna opteretljivost kabla međusobno povezane veličine, njihovim pravilnim usklađivanjem omogućava se optimalno iskorišćenje kablovskih vodova.

Primena optičkih vlakana ima višestruke prednosti, kako tehničke tako i ekonomske. Izuzetno širok propusni opseg uz primenu multipleksiranja po talasnim dužinama omogućava da jedno vlakno zameni nekoliko bakarnih kablova, a istovremeno je uvek moguće proširiti korišćeni opseg dogradnjom elektronike na predajnoj i prijemnoj strani; niski prenosni gubici omogućavaju prenos na velike daljine bez primene skupih linijskih pojačivača; mala težina uz lako instaliranje donosi relativno jeftinu instalaciju. Pored toga, imunost na elektromagnetnu interferenciju eliminiše probleme preslušavanja i ne zahteva skupa testiranja; moguće je proizvesti duge kablovske sekcije, što smanjuje broj spojnih mesta i povećava pouzdanost, a posebno je značajno napomenuti sigurnost prenosa, s obzirom na to da je gotovo nemoguće ući u prenos signala optičkim vlaknom a da se to ne primeti.

Prototip sistema za merenje i praćenje temperature energetskih kablova realizovan je u Institutu

„Nikola Tesla” i funkcionalno ispitan u laboratorijskim uslovima. Sistem za merenje i praćenje temperature energetskih kablova sastoji se iz dve celine koje se ugrađuju :

- na mernom mestu (toplotno kritična mesta),
- u transformatorskoj stanici.

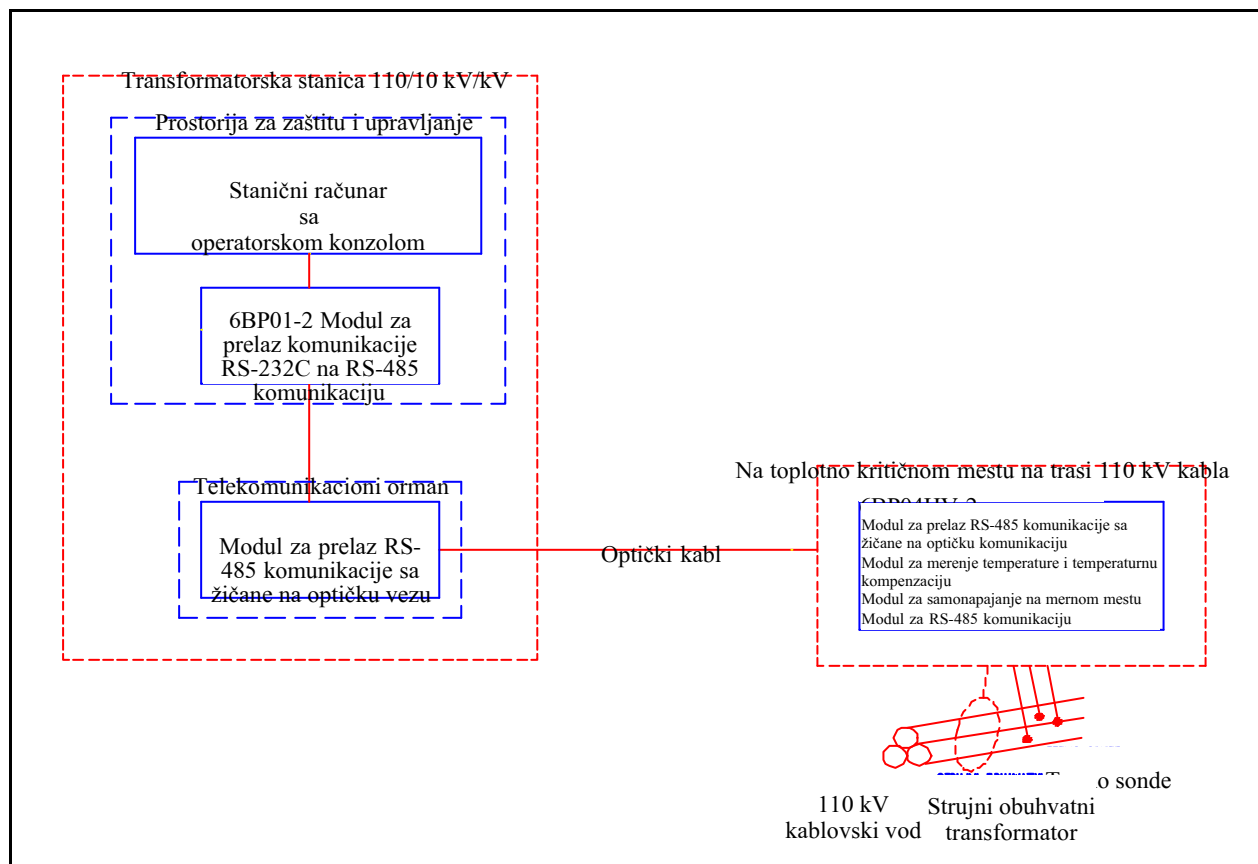
Način komunikacije između PC računara u TS (stanični računar) i perifernih mernih jedinica na toplotno kritičnim mestima na trasi predviđa se optičkim kablovima. Šematski prikaz sistema za merenje i praćenje temperature visokonaponskih kablova prikazan je na slici broj 2.

Optički kabl se polaže po trasi energetskih visokonaponskih kablova.

Sistem za merenje i praćenje temperature visokonaponskih kablova čine:

- termosonde sa termoelementima,
- obuhvatni (rasklopivi) strujni transformator za samonapajanje na mernom mestu,
- moduli,
- optički kablovi,
- stanični računar sa softverom i operatorskom konzolom.

Na mernom mestu, odnosno toplotno kritičnom mestu, predviđa se sledeća oprema koja se smešta u



Slika 2. Šematski prikaz sistema za merenje i praćenje temperature plašta 110 kV kablova

odgovarajuće kućište koje je zaštićeno od elektromagnetnog uticaja, prodora vlage i korozije:

- modul za prelaz RS-485 komunikacije sa žičane na optičku vezu,
- modul za RS-485 komunikaciju,
- modul za merenje temperature i temperaturnu kompenzaciju,
- modul za samonapajanje na mernom mestu.

U transformatorskoj stanici se vrši priključenje optičkog kabla u odgovarajućem telekomunikacionom ormanu i vrši povezivanje sa staničnim računom preko modula za prelaz komunikacije RS-485 na RS-232C komunikaciju.

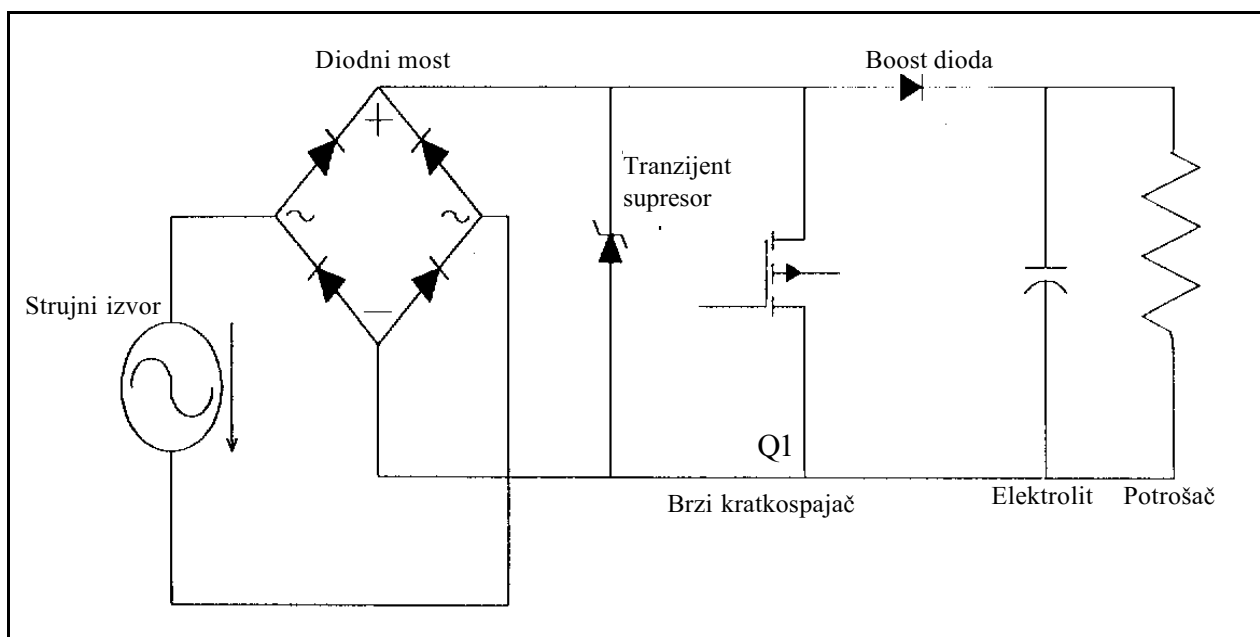
Termosonde se sastoje od termoelemenata tipa T i postavljaju se na plašt jednožilnih visokonaponskih kablova i u središtu snopa.

3. MODUL ZA SAMONAPAJANJE NA MERNOM MESTU

Napajanje mernog modula i modula za komunikaciju na svakom mernom mestu vrši se preko obuhvatnog strujnog transformatora i modula za samonapajanje. Energija se ekstrahuje iz elektromagnetnog polja energetskog kabla putem obuhvatnog strujnog transformatora koji ima rasklopivo jezgro. Na rasklopivom jezgrou se nalazi kalem sa potrebnim brojem navojaka. Tako realizovan strujni transformator se ponaša približno kao idealan strujni izvor. Pri tome je važno istaći da strujni transformator radi u približnom kratkom spoju. Idejno rešenje modula za samonapajanje je prikazano na slici broj 3. Ula-

zna naizmjenična struja se ispravlja i tako ispravljena se zatvara preko brzog tranzistorskog kratkospajča ili se pušta kroz boost diodu u paralelnu vezu potrošača i elektrolitičkog kondenzatora. Regulatorni sistem je tako podešen i realizovan da se održava zadata vrednost napona na izlazu, a to se postiže promenom relativnog trajanja kratkog spoja tranzistorskog kratkospajča. Primenjena frekvencija prekidanja je 2 kHz, a upravljanje je izvedeno pomoću integrisanog kola.

Supresor dioda služi da zaštiti modul od pregrevanja u trenucima kada se dešava kratak spoj na energetskom kablou i ima funkciju da u trenutku kad se kabl priključuje ograniči ulazni napon, dok ne proradi tranzistorski kratkospajč. Opisani energetski pretvarač je realizovan i postignut je željeni opseg radne struje (na probnom ispitivanju modul je uspešno radio pri naizmjeničnoj struji kabla 60-600 A). Princip regulacije napona ovog modula zasniva se na propuštanju određene količine naelektrisanja u izlazni kondenzator, tačno onoliko koliko je potrebno da se nadoknadi pad napona zbog struje koju uzima potrošač. Regulisani napon na izlazu ovog modula slabo zavisi od promene ulazne naizmjenične struje u širokom opsegu. Sa porastom struje kroz obuhvaćeni provodnik, zona regulacije postaje šira. Potrebna snaga za napajanje svih mernih senzora iznosi oko 4,8 W, što odgovara opterećenju sa kojim je vršeno testiranje ovog modula. To opterećenje je u toku rada sistema za merenje temperature konstantno.



Slika 3. Šema modula za samonapajanje

3.1. Modul za merenje temperature kabla

Modul za merenje temperature kabla je analogni ulazno/izlazni modul koji omogućava priključenje termoelemenata na RS-485 komunikaciju. Ovaj modul ima funkciju kondicioniranja signala, izolovanja ulaza, podešenja mernog opsega, A/D ili D/A konverzije i podržavanja digitalne komunikacije. Modul za merenje temperature ima izolovan signalni ulaz i napajanje u odnosu na RS-485 komunikaciju. Svi delovi u modulu su automatski asemblirani i povezani kao komponente za površinsku montažu. Modul za merenje temperature je deklarisan za upotrebu u potpunom industrijskom opsegu temperatura od $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ do $+85\text{ }^{\circ}\text{C}$. Modul predstavlja kompletan mikro-kompjuterski akvizicioni sistem. Glavna prednost mikrokompjutera u modulu je mogućnost rekonfiguracije modula za razne tipove senzora i opsege merenja.

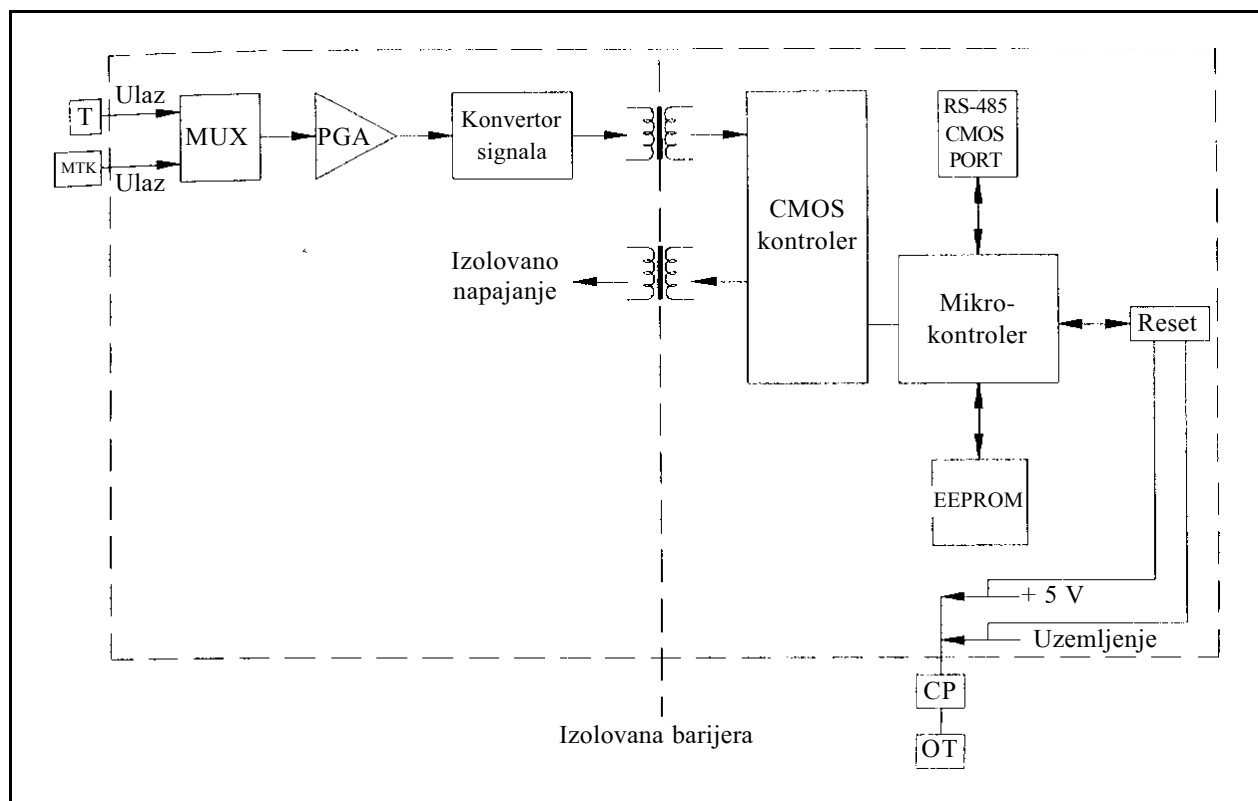
Modul za merenje temperature pokriva opseg ulaznih signala od $\pm 15\text{ mV}$ do $\pm 50\text{ V}$ i sve tipove termoelemenata i otporničkih senzora temperature. Blok šema unutrašnjeg kola modula za merenje temperature prikazana je na slici broj 4. Ulazni signal je kondicioniran i skaliran pomoću pojačavača sa programiranim pojačanjem i digitalizovan pomoću 16 bitnog A/D konvertora pod kontrolom lokalnog mikroproce-

sora. Digitalizovana vrednost merene veličine se serijski prenosi kroz elektromagnetski izolovanu barijeru (izolacionog nivoa 2 500 V rms) i taktovana je pomoću specijalno urađenog integrisanog kola. Mikrokontroler na pločici modula konvertuje izmerene podatke u standardne merne jedinice, kao što je određeno parametrima mernog kanala, tj. da i merni signal dolazi sa termoelemenata. Između konverzija mikrokontroler vrši autopodešavanje nule merenja i podešava pojačanje osmatranjem temperature modula i referentnog napona. Na ovom stepenu obrade signala takođe se vrši kompenzacija hladnog spoja.

Merni modul se konfigurira pomoću softvera za veliki broj parametara, uključujući tip senzora, format izlaznog digitalnog signala, brzinu komunikacije preko RS-485 veze.

Visokokvalitetno procesiranje signala, kombinovano sa preciznim A/D (ili D/A) konvertorom, omogućava postizanje tačnosti od $\pm 0,05\%$ opsega merenja u celokupnom opsegu radne temperature.

Sam merni modul i modul za prelaz RS-485 komunikacije sa žičane na optičku vezu lokalno se napajaju, na izolovan način. Tako se sprečava prodiranje tranzijentnih napona u računarski merni sistem što je veoma važno u eksploataciji. Modul za merenje temperature je dizajniran da tačno procesira signale niskog nivoa u teškom industrijskom okruže-



Slika 4. Blok šema unutrašnjeg kola modula za merenje temperature

nju, obezbeđujući neprekidnu izolovanost signala i napajanja, koja je ostvarena pomoću izolacionih transformatora. Tako se eliminišu zatvorene petlje signalnih puteva kroz uzemljenje, štite merni moduli i računarsko-upravljačka oprema od tranzijentnih prenapona, i takođe otklanjaju problemi vezani za različite nivoe zajedničkog napona.

4. ZAKLJUČAK

Imajući u vidu značaj visokonaponskih kablova, kao i velike probleme kod urbanista za dobijanje novih lokacija za transformatorske stanice, a sa njima i priključenje novih visokonaponskih kablova vrlo je važno znati stvarnu opteretljivost visokonaponskih kablova tokom eksploatacije. Kako strujno opterećenje visokonaponskih kablova zavisi od ambijentalnih uslova (temperatura zemljišta, specifični otpor tla itd.) izrada sistema za merenje i praćenje temperature kablova omogućava da se u svakom trenutku zna koliko se stvarno kablovski vodovi mogu opteretiti. Na ovaj način se dobija termička slika kabla i izračunava na osnovu podataka o kablovskom vodu

maksimalno dozvoljeno strujno opterećenje, što je od presudnog značaja u uslovima velikih opterećenja.

5. LITERATURA

- [1] Institut „Nikola Tesla”, Elaborat br. 350406 - SISTEM ZA MERENJE I MONITORING PLAŠTA KABLOVSKOG VODA 110 kV TS BEOGRAD 17-TS OBILIĆ, februar 2004. godine
- [2] Kieron Leeburn Reinhard Schroth, TUTORIAL ON THERMAL ENVIRONMENT AND MONITORING BASED DYNAMIC CURRENT RATING OF UNDERGROUND CABLES, Electra, N0 211-decembar 2003. godine
- [3] Georg E. Balog, Einar Kaldhussaeter, CABLE TEMPERATURE MONITORING, Alcatel kabel.
- [4] Dr Nenad Parčina, Roy Higgins, KONSTRUKCIJA I PRIMENA OPTIČKIH KABLOVA U ELEKTRO-ENERGETSKIM DISTRIBUTIVNIM SISTEMIMA, JUKO CIGRE, XVI Simpozijum o kablovima 27-30. maj 2000. godine, Soko Banja.
- [5] Mr Branislav P. Đurić, OPTOELEKTRONSKE KOMUNIKACIJE Beograd 1983. godine

Rad je primljen u uredništvo 03. 11. 2004. godine



Aleksandra Popovac-Damljanović je rođena 1968. godine u Beogradu. Diplomirala je 1991. godine na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu, energetske sekcije, smer elektroenergetski sistemi. Magistrirala je 1998. godine na temi iz oblasti kvaliteta električne energije. Od 1993. godine radi u JP ED Beograd u Sektoru za projektovanje objekata 110 i 35 kV, a od 2004. godine u Sektoru za tehnički razvoj i istraživanje, Služba za razvoj elemenata mreže, kao vodeći inženjer za objekte 110 i 35 kV. Autor je više radova na domaćim i stranim savetovanjima.



Milutin Sredojević, rođen je 23. 05. 1947. godine u Ratkovu u Vojvodini, Srbija. Diplomirao je 1972. godine na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu. Radi od 1972. godine u Elektrotehničkom institutu „Nikola Tesla” u Beogradu, u grupi Kablovska tehnika na istraživačko-razvojnim projektima procesa zagrevanja podzemnih energetskih kablova u eksploataciji, posebno na trasi kablovskih vodova 110 kV na području Beograda. Sa grupom saradnika iz Instituta i Elektroprivrede Srbije objavio je više članaka na Savetovanjima u zemlji i inostranstvu.

Sonja Angelovska Koleva,
Jovan Dimitriev, Stojan Nikolajević i Biljana Stojanović

Neki efekti konstrukcije kablova sa izolacijom od čvrstog dielektrika na eksploatacione karakteristike

Stručni rad
UDK: 621.315.2

Rezime:

U referatu se prezentira konstrukcija kablova sa izolacijom od umreženog polietilena za slučaj polaganja u zemlji i vazduhu kao i univerzalna konstrukcija trožilnog kabla sa električnom zaštitom preko jezgra kabla. Električna zaštita utiče na pojedine parametre kabla koji su od važnosti za eksploataciju kao što su impedanse - nulta, direktna, inverzna i redukcionog faktora. U referatu se analizira redukcionni faktor i nulta impedansa iz ugla preseka električne zaštite. Pored toga, uticaj armature na vrednosti redukcionnog faktora i nulte impedanse je značajan u zoni dok ne dođe do magnetnog zasićenja. Uticaji električne zaštite električne i magnetne armature prezentirani su kroz primere iz prakse.

Ključne reči: konstrukcija kablova sa izolacijom od XLPE, uticaj električne zaštite, nulta impedansa i redukcionni faktor

Abstract:

*SOME EFFECTS OF SOLID DIELECTRIC CABLE CONSTRUCTION
AND EXPLOITATION CHARACTERISTICS*

This paper presents the construction of cables insulated with XLPE for the case of laying in ground and in air as well as the universal construction of three core cable with electric screen over the cable core. Electric screen affects some cable parameters important for the exploitation such as zero, direct and inverse impedance and reduction factor. This paper presents the analysis of reduction factor and zero impedance from the point of electric protection cross section. Besides that, the influence of the armature on the value of reduction factor and zero impedance is important in the zone before the magnetic saturation. The influence of the electric and magnetic armature are presented through examples from practice.

Key words: construction with cross-linked polyethylene (XLPE) cable insulation, influence of metallic screen, zero impedance (Z_0), reduction factor (r)

1. UVOD

Do velikih gradskih sredina i jakih industrijskih centara dovod električne energije vrši se preko moć-

nih elektroenergetsko-prenosnih i distributivnih sistema. Uvođenjem kablovskih vodova velike prenosne moći u gradsko tkivo, nastali su problemi zbog uticaja energetskih vodova na telekomunikacioni

*Sonja Angelovska Koleva, dipl. ing., Jovan Dimitriev, dipl. ing., – Fabrika kablova Negotino – Makedonija
Prof. dr Stojan Nikolajević, dipl. ing., mr Biljana Stojanović, dipl.ing. – „EPS” JP „Elektrodistribucija Beograd”,
11 000 Beograd, Masarikova 1-3*

prenosni sistem. Direktni ili indirektni uticaj elektromagnetnog polja može da dovede do pojave viših napona na telekomunikacionim vodovima. Problem se višestruko usložnjava za vreme kvarova na energetskim vodovima koji mogu da budu uzemljeni na različite načine. Električna zaštita i armatura kabla igraju veoma veliku ulogu u elektromagnetnoj zaštiti instalacija koje se nalaze u neposrednoj blizini energetskih kablova.

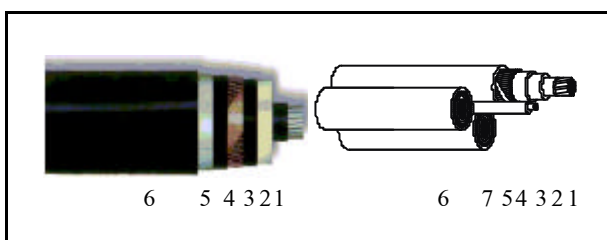
Električna zaštita služi: da obezbedi simetričnu raspodelu električnog polja, da električno polje ograniči na izolaciju, kao zaštitno uzemljenje, za odvođenje struje zemljospoja i za zaštitu od elektromagnetnog uticaja instalacije koje su položene u neposrednoj blizini energetskih kablova. Električna zaštita se obično izvodi u obliku omota od okruglih bakarnih žica, preko kojih je, u obliku otvorene zavojnice helikoidalno u suprotnom smeru, postavljena bakarna traka. Uloga bakarne trake je da izvrši međusobno spajanje žica i da na što kraćem rastojanju od eventualnog mesta proboja izolacije, izjednači strujno opterećenje svih žica.

Električna zaštita kod kablova sa izolacijom od impregnisanog papira, uljnih i gasom punjenih kablova izvodi se od metalne bešavne cevi, plašta, od olova ili aluminijuma. Kod kablova kod kojih se očekuju veća mehanička naprezanja, u svojoj konstrukciji imaju mehaničku zaštitu, armaturu. Kod jednožilnih kablova za naizmjenični prenos armatura je od nemagnetnog materijala, najčešće od legure aluminijuma, dok je kod trožilnih kablova od čeličnih traka ili žica. U ovom radu biće reči o kablovima sa izolacijom od umreženog polietilena.

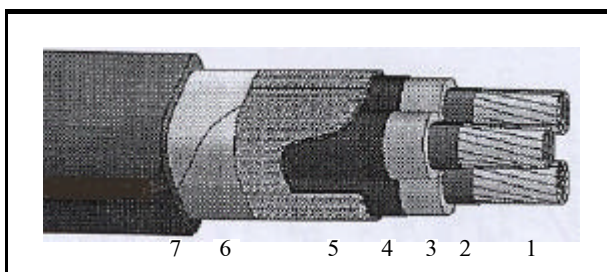
2. KABLOVI SA ČVRSTIM DIELEKTRIKOM

Konstrukcija kablova sa izolacijom od čvrstog dielektrika (PE, UPE, EPR) izvodi se slično kao i kod kablova sa izolacijom od impregnisanog papira. Najčešća konstrukcija kablova sa čvrstim dielektrikom je u jednožilnoj izradi, mada mogu često da se sretnu i u trožilnoj izradi za napone 10 kV. Konstrukcija provodnika je okrugla, mada mogu da se sretnu i sektorskog oblika najčešće u trožilnoj izradi. Preko provodnika dolazi izolacioni sistem, zatim metalni ekran od bakarnih žica i traka i spoljašnja zaštita. U slučaju da se očekuju veća mehanička naprezanja vrši se armiranje kablova žicom od legure aluminijuma ili nekog drugog nemagnetnog materijala kod jednožilnih kablova i čeličnom trakom ili čeličnom okruglom ili pljosnatom žicom kod trožilnih kablova. Preko dolazi spoljašnja zaštita, plašt kabla od polietilena koji je otporan na prodor vlage i ima malu vrednost apsorpcije. Kod kablova sa izolacijama na bazi polietilena (PE i UPE) obavezna je zaštita izolacionog sistema

od prodora vlage, korišćenjem odgovarajućih bubrećih materijala, najčešće bubreće trake. Stavljanjem bubrećeg materijala u provodnik i metalni ekran, eliminiše se prodor vlage podužno u kabl u slučaju oštećenja kabla. U slučaju kada se kabl polaže u vodu, onda je preporučljivo da se poveća zaštita izolacije pomoću aluminijum kopolimer trake koja se stavlja ispod spoljašnjeg plašta od polietilena u istoj tehnološkoj operaciji. Tokom ekstruzije spoljašnjeg plašta, pod uticajem temperature sloj kopolimera se rastapa i tako se formira zatvorena metalna cev od aluminijuma koja štiti izolacioni sistem kabla od prodora vlage. Na slici 1 date su konstrukcije srednjenaponskih jednožilnih kablova sa izolacijom od umreženog polietilena za slučajeve polaganja u zemlji i vazduhu - samonosivi kablovski snop. Pored klasične konstrukcije samonosivog kablovskog snopa datog na ovoj slici, predlaže se univerzalna konstrukcija srednjenaponskog kabla sa izolacijom od umreženog polietilena datog na slici 2 koja se sastoji od tri použene žile kabla u jezgro kabla preko koga dolazi koncentrični metalni ekran koji ima i ulogu električne zaštite. Kod ove konstrukcije, neophodno je na pravi način dimenzionisati električnu zaštitu posmatrano iz ugla mehaničkih naprezanja. U ovom slučaju električna zaštita pored elektro funkcije ima i ulogu mehaničkog nošenja konstrukcije kabla.



Slika 1. Konstrukcija srednjenaponskog kabla sa izolacijom od umreženog polietilena, a) jednožilni kabl i b) samonosivi kablovski snop: 1- provodnik, 2- ekran provodnika, 3- izolacija, 4- ekran izolacije, 5- električna zaštita, 6- plašt, 7- noseći provodnik sa polietilenskim plaštom



Slika 2. Univerzalna konstrukcija srednjenaponskog kabla sa izolacijom od umreženog polietilena, 1- provodnik, 2- ekran provodnika, 3- izolacija, 4- ekran izolacije, 5- električna zaštita, 6- Al kopolimer plašt, 7- polietilenski plašt

Električna zaštita - U tabeli 1 dati su preseci električne zaštite u zavisnosti od preseka provodnika prema VDE standardu. Kod trožilnih kablova za iste preseke provodnika uzima se da je električni presek električne zaštite jednak zbiru električnih zaštita pojedinih žila.

Tabela 1.

S_{pr} provodnika (mm ²)	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400
S_{ez} električne zaštite (mm ²)	16	16	16	16	16	16	25*	25*	25*	25	35

* U slučaju kada su kablovi položeni u zemlju

Kod kablova sa izolacijom od čvrstog dielektrika električna zaštita se izvodi od bakarnih traka ili kombinacije bakarnih žica i trake u kontraspirali. Razlog za ovakvu konstrukciju je ostvarivanje što efikasnijeg kontakta između električnih zaštita pojedinih žila. Ono što je najinteresantnije je to da se za iste geometrijske preseke električne zaštite (ili vrlo slične) dobijaju vrlo različite vrednosti struja kratkog spoja. Tabela 2 daje i stvarne vrednosti geometrijskog preseka električnog ekrana. Kako se može primetiti, maksimalna razlika u geometrijskom preseku za istu konstrukciju jednožilnog i trožilnog kabla je 3 mm², ali je kod trožilnih kablova proračunata vrednost struje kratkog spoja, približno dva puta manja. Proračun je urađen prema ICEAP-45-482. 1979, i to za radnu temperaturu kabla 90 °C i maksimalnu dozvoljenu temperaturu kratkog spoja 200 °C.

Možda ovo razmatranje izgleda nelogično ako se radi preko geometrijskog preseka električne zaštite.

Međutim, ako isti problem posmatramo preko ukupne mase bakra koja treba pri zadatim uslovima da provede struju kratkog spoja bez štetnih posledica po termoplastični plašt i električnu zaštitu, onda su rezultati sasvim prihvatljivi. Zbog toga, u tabeli 2 dat je uporedni pregled masa bakra za pojedine konstrukcije ekrana. Ipak postavlja se pitanje koliko je opravdano govoriti na ovaj način o kablovima npr. 3 x 95/16 mm² ili 1 x 95/16 mm², kada se zapravo ne radi u oba slučaja o ekranima od 16 mm².

U prilogu ovom rezonovanju ide i VDE, koji zahteva da se i trožilni kablovi rade isključivo sa metalnim ekranima u vidu kombinacije bakarnih žica i traka u kontraspirali, a čime se odbacuju navedene nedoumice.

Polaganje jednožilnih kablova se vrši u zavisnosti od uslova gde se formira kablovski vod a najčešće je u snopu ili ravni. Gubici koji se javljaju u električnoj zaštiti kabla su u funkciji od načina na koji je izvedena električna zaštita i polaganja kablova kada se radi o jednožilnim kablovima. Elektromagnetno polje u kablu naizmenične struje izaziva dopunske gubitke u električnoj zaštiti - metalnim plaštevima, metalnim ekranima i armaturi - mehaničkoj zaštiti koji su rezultat proticanja struje nastale usled indukovane elektromotorne sile i vihornih struja i gubitaka usled histerezisa (ako je armatura od feromagnetnog materijala). Struja koja protiče zavisi od načina uzemljenja električne zaštite i armature. Pri uzemljenju električne zaštite i armature samo sa jedne strane, struja je jednaka nuli i imamo samo gubitke usled vihornih struja. To znači, da struja koja nastaje u električnoj zaštiti prouzrokuje gubitke koji utiču na zagrevanje kabla, što dovodi do redukcije njegovog strujnog opterećenja. Pored

Tabela 2.

Tip kabla i naponski nivo	Konstrukcija kabla (mm ²)	Konstrukcija električnog ekrana (nxmm)	Geometrijski presek (mm ²)	Masa bakra (kg/km)	Trajanje kratkog spoja (sec)			
					0,1	0,2	0,5	1,0
					I_k (kA)			
XHP 486/10 kV	3x16/10	0,15x25	11,25	213	1,96	1,39	0,88	0,62
	1x16/10	19x0,7 0,15x20	10,31	110	3,97	2,81	1,77	1,25
XHP 8112/20 kV	3x95/16	0,15x45	20,25	398	3,67	2,60	1,64	1,16
	1x95/16	34x0,7 0,15x20	17,24	197	6,19	4,38	2,77	1,96
XHP 8112/20 kV	3x185/25	0,20x45	27,00	627	5,79	4,10	2,59	1,83
	1x185/25	58x0,7 0,15x20	25,32	296	9,75	6,89	4,36	3,08

toga, način povezivanja električne zaštite utiče i na vrednost redukcionog faktora. Iz tih razloga je neophodna analiza načina povezivanja električne zaštite duž kablovskog voda i na krajevima.

3. UTICAJ KONSTRUKCIJE ENERGETSKIH KABLOVA NA REDUKCIONI FAKTOR I NULTU IMPEDANSU SISTEMA

U slučaju jednopolnog ili dvopolnog kratkog spoja sa zemljom, javljaju se veoma velike vrednosti struje, posebno kada se radi o visokonaponskim mrežama. Za određivanje ovih struja, pored pogonske, potrebno je poznavanje i nulte impedanse kabla, a veoma bitan parametar je i redukciono faktor kojim se definiše uticaj ovih struja na instalacije koje se nalaze u blizini energetskog voda.

Za izračunavanje ove dve veličine koriste se izrazi:

$$\underline{Z}_0 = 3 \underline{Z}_1 \frac{\underline{Z}_{12}}{\underline{Z}_2} \quad (1)$$

$$\underline{r} = \frac{R_m}{R_u \underline{Z}_2} \quad (2)$$

gde su: \underline{Z}_1 - impedansa kola provodnik - povratni put kroz zemlju, \underline{Z}_2 - impedansa kola metalni omotač - povratni put kroz zemlju, \underline{Z}_{12} - međusobna impedansa prethodna dva kola, R_m - omski otpor metalnog omotača kabla i R_u - otpor uzemljenja izvornog i napojnog postrojenja.

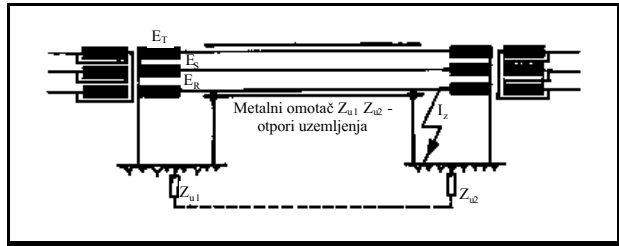
Osnovni problem pri određivanju nulte impedanse kabla i redukcionog faktora je računanje impedanse \underline{Z}_2 kod kablova koji sadrže čeličnu armaturu, s obzirom na to da impedansa takve armature jako zavisi od jačine struje kroz armaturu. Za njezino računanje potrebno je poznavati karakteristiku kompleksnog magnetnog permeabiliteta čeličnih elemenata u kablju.

3.1. Nulta impedansa sistema

Da bi odredili parametre nulte impedanse sistema u jednačini 1, pođimo od stvarne kablovske mreže pri jednopolnom zemljospoju i odredimo impedanse u električnom kolu, datog na slici 3. Najpre, pođimo od kola koje čini ekvivalentni provodnik - zemlja, za impedansu ovog kola može da se piše izraz

$$\underline{Z}_1 = R_{pr} R_z j L_1 \quad (3)$$

Za određivanje induktivnosti ekvivalentni provodnik - zemlja u prethodnoj jednačini, posmatrajmo jednožični provodnik velike dužine kroz koji teče struja I i neka je gustina struje po preseku provod-



Slika 3. Zamenska šema kablovskog voda u slučaju zemljospoja jedne faze

nika kabla jednaka a povratni provodnik beskonačno udaljen. Određene koeficijente induktivnosti dobijamo iz odnosa fluksa i struje koje stvara taj fluks. Da bi se problem pojednostavio, uvedimo pojmove: srednji geometrijski poluprečnik (SGP) i srednji geometrijski poluprečnik grupe od n provodnika (SGP_{npr}). Pod srednjim geometrijskim poluprečnikom (SGP) podrazumeva se poluprečnik fiktivnog cilindra beskonačno male debljine zida, čiji je fluks do rastojanja x od ose jednak zbiru unutrašnjeg i spoljnog fluksa stvarnog provodnika do istog tog rastojanja. U slučaju n provodnika, pod srednjim geometrijskim poluprečnikom (SGP_{npr}) podrazumeva se poluprečnik fiktivnog cilindra male debljine koji zamenjuje ekvivalentnih n provodnika, čiji je fluks do rastojanja x jednak zbiru unutrašnjeg i spoljnog fluksa koji stvara ekvivalentni provodnik.

Na osnovu ovoga ukupna induktivnost kabla po jedinici dužine u slučaju jednožičnog provodnika može da se definiše relacijom

$$L_1 = L_{uk} L_u L_s \frac{0}{8} \frac{0}{2} lu \frac{x}{r_{pr}} \frac{0}{2} lu \frac{x}{SGP} \quad (4)$$

Uvođenjem ukupne induktivnosti koja nastaje kao rezultat ukupnog fluksa nastalog od struje I koja teče kroz ekvivalentni cilindar poluprečnik SGP sa debljinom zida koji teži nuli, dobili smo samo spoljašnji fluks odnosno ekvivalentnu ukupnu induktivnost koja je jednaka zbiru unutrašnje i spoljašnje induktivnosti jednog provodnika. SGP zavisi od materijala, konstrukcije provodnika i konstrukcije kabla. Ukoliko je provodnik višežilni, ovaj odnos se menja i zavisi od broja žica u provodniku, i iznosi: za provodnik sa 7 žica $SGP_7 = 0,726 r_{pr}$, za provodnik sa 19 žica $SGP_{19} = 0,758 r_{pr}$, za provodnik sa 37 žica $SGP_{37} = 0,768 r_{pr}$, za provodnik sa 61 žicom $SGP_{61} = 0,772 r_{pr}$ itd.

U slučaju grupe od n kablova istih konstrukcija, za srednji geometrijski poluprečnik ove grupe kablova (ili kabla koji ima n provodnika), može se pisati.

$$SGP_{npr} = \sqrt[n]{SGP_1 S_{12} S_{13} \dots S_{1i} \dots S_{1n} \dots S_{n1} S_{n2} S_{n3} \dots S_{ni} \dots S_{nn}} \quad (5)$$

gde je: SGP - srednji geometrijski poluprečnik jednog provodnika, S_{ki} osno rastojanje kablova k i i .

Odavde imajući u vidu izraz (11), induktivnost kola ekvivalentni provodnik kabla - zemlja za n jednožilnih kablova (ili kabla sa n žila) može se za induktivnost ovog kola pisati

$$L_1 = \frac{0}{8} \frac{0}{2} \ln \frac{x}{SGP_{npr}} \quad (6)$$

Ovde je potrebno, pri proračunu, uzeti osobenosti koje su moguće u pojedinim slučajevima a zavise od konstrukcije kablova, načina polaganja i sl. Na primer, u slučaju da je trožilni kabl izrađen od provodnika sektorskog oblika može se za približni proračun uzeti da je srednji geometrijski poluprečnik SGP_{3pr} sektorskog oblika približno 10 % manji od srednjeg geometrijskog poluprečnika trofaznog kabla sa okruglim provodnicima koji imaju isti poprečni presek provodnika i istu debljinu izolacije.

3.1.1. Prostiranje naizmjenične struje kroz zemlju

Za određivanje induktivnosti kola ekvivalentni provodnik (n jednožilnih kablova ili kabl sa n žila) - zemlja, otpornost zemlje i samoinduktivnost zemlje korišćena su proučavanja Pollaczeka i Carsona na problemu prostiranja naizmjenične struje kroz zemlju. Polazeći od toga da se pri kratkom spoju jedne ili dve faze kabla sa zemljom, strujno kolo zatvara preko električne zaštite (i armature) i zemlje. Raspodela struje kvara kroz ova dva parametra zavisice od veličine njihovih otpornosti.

Zemlja se pri proticanju struje ponaša slično kao metalni provodnik, te se električno polje može izraziti koristeći Omov (Ohm) zakon, kao proizvod gustine struje (J) i specifične provodnosti zemljišta (g_z):

$$J = g_z K; \quad (7)$$

Specifična provodnost zemljišta je promjenljiva veličina koja zavisi od više faktora od kojih su najvažniji sastav, vlažnost i temperatura zemljišta, kao i prisustvo metalnih površina u zemlji. Ova zavisnost se odnosi naročito na površinske slojeve zemlje, dubine oko 1,5 m, pošto se kablovi do te dubine polažu (obično 0,5 - 1,5 m).

Struja zemljospoja, proticanjem kroz zemlju stvara elektromagnetsko polje, koje nepovoljno utiče na telekomunikacione kablove i druge instalacije koje se nalaze u neposrednoj blizini (vodovod, gasovod, uzemljivači, šine elektrovođe itd). Da bi došli do konkretne relacije za ove veličine, usvajamo sledeće realno važeće uslove:

– homogena struktura zemlje omogućava njenu konstantnu specifičnu električnu provodnost

($g_z = \text{const}$), magnetnu permeabilnost zemlje jednaku magnetnoj permeabilnosti vakuumu (m_0) i zemlja se ponaša kao polubeskonačna masa ispod svođa horizontalne ravni i ne obuhvata provodnik, već se provodnik nalazi u vazduhu.

- struje pomeraja su zanemarljivo male prema struji provođenja u zemlji,
- struja u dovodnom otporniku je ustaljena sa svojim periodičnim stanjem kružne učestalosti ω , a provodnik je beskonačno dugačak.

Struja zemljospoja (spoj jedne ili više faza sa zemljom) prelazi preko mesta kvara u zemlju i prostire se kroz nju do uzemljivača kablovskog sistema. Prolazeći kroz zemlju, struja nailazi na otpor zemlje koja je veoma promenljiva veličina, iako je zemlja u aproksimaciji uzeta kao homogena. Specifični električni otpor zemlje tj. specifična električna provodnost zemlje zavisi od sastava zemlje, temperature, vlažnosti, prisustva metalnih elemenata u zemlji i dr. Ova zavisnost se posebno odnosi na površinske slojeve zemlje. Vrednosti specifične električne provodnosti sredine kroz koje prolazi struja zemljospoja kreće se od 10^9 S/m za slučaj peskovite stene do 10^{-2} S/m za vlažno zemljište. Suva zemlja i slana voda specifična električna provodnost imaju 10^{-3} S/m.

Zemlju kroz koju protiče struja zemljospoja treba posmatrati kao provodnik koji stvara elektromagnetsko polje. Zemlja kao provodna sredina ima sledeće veličine: samoinduktivnost, međusobnu induktivnost i otpornost zemljišta. Pollaczek i Carson su koristeći teorijska razmatranja elektromagnetskog polja u prisustvu zemlje došli do relacije kojom je definisana samoinduktivnost kola metalnog omotača kabla, u slučaju kada kabl ima metalni plašt, u zemlji (L_2), pri čemu se metalni omotač iskazuje ekvivalentnim cilindričnim provodnikom poluprečnika r_{pl} i debljine koja teži nuli, a ekvivalentna dubina zemlje

do koje protiče struja D_z , ($D_z = \frac{658}{\sqrt{z f}}$)

$$L_2 = \frac{0}{8} (1 + 4 \ln \frac{D_z}{r_{pl}}) \quad (8)$$

Dubina prostiranja struje kvara kroz zemlju zavisi od njene učestalosti i specifične električne provodnosti sredine kroz koje se prostire struja.

Kod kablova gde je električna zaštita od bakarnih žica, bakarnih traka ili kombinacije bakarnih žica i traka, uzima se ekvivalentni plašt koji ima svoje dimenzije, unutrašnji i spoljašnji prečnik (debljinu plašta).

Međusobna induktivnost između metalnog plašta (energetskog) kabla i metalnog plašta (telekomunikacionog) kabla ili neke druge metalne površine postavljene u zemlji, koristeći Pollaczek i Carsonova istraživanja, izraziti kao funkciju od specifične

otpornosti zemlje, rastojanja između ometajućeg i ometanog voda (a) i učestanosti struje ometajućeg voda (f):

$$M = \frac{0}{2} \ln \frac{D_z}{a} 10^3 \quad (9)$$

gde je a rastojanje između posmatranih metalnih površina.

Ekvivalentna omska otpornost zemlje ne utiče bitno na veličinu redukcionog faktora (r_i i r_u). Zbog toga neki autori u formulama za redukcione faktore izostavljaju ovu veličinu. Ekvivalentni otpor zemlje je konstantan, a izračunava se prema obrascu:

$$R_z = 0 \frac{10^3}{8} = 0,0494$$

Konačno za impedansu kola ekvivalentni provodnik - zemlja može se pisati (u slučaju n jednožilnih kablova ili kabla sa n žila umesto SGP treba staviti SGP_{npr})

$$\bar{Z}_1 = R_{pr} = \frac{0}{8} j \left(\frac{0}{2} \ln \frac{D_z}{SGP} \right) \quad (10)$$

Impedansa kola metalni omotač - zemlja (Z_2) zavisi od konstrukcije kabla i karakteristika zemljišta kroz koga teče struja zemljospoja. Kada se govori o konstrukciji kabla potrebno je imati u vidu njegov značajan uticaj na ovu impedansu. Najopštiji izraz impedanse kola metalni omotač - zemlja je:

$$\bar{Z}_2 = R_M + R_z + j L_2 + j \bar{L}_{ar} \quad (20)$$

Ekvivalentni električni otpor metalnih elemenata kabla (izuzimajući provodnike kablova) zavisi od tipa i konstrukcije energetskog kabla i obuhvata sledeće elemente: električnu zaštitu, koncentrični provodnik, olovni ili aluminijumski omotač i mehaničku zaštitu (armaturu) od čeličnih žica, čeličnih traka ili čeličnih cevi ako su kablovi u njima položeni. Električna zaštita i koncentrični provodnik sastoje se od nemagnetnog materijala obično od bakarnih traka ili žica i kombinacije žice i trake. Ovako konstruisanu električnu zaštitu imaju kablovi sa čvrstim dielektrikom. Kod kablova sa slojevitim dielektrikom električna zaštita je od olovnog ili aluminijumskog plašta. Svi ovi elementi su na krajevima spojeni i uzemljeni, to znači da je ukupni otpor jednak paralelno vezanim otporima električne zaštite, metalnog plašta i armature kabla. U proračunu električnog otpora električne zaštite kablova sa čvrstim dielektrikom potrebno je uzeti zazor i korak obavijanja traka i žica. U slučaju bakarnih žica omski otpor se izračunava iz izraza:

$$R_{ez} = \frac{4}{n} \frac{cu}{d^2 \cos} \quad (21)$$

a u slučaju električne zaštite od bakarnih traka, omski otpor električne zaštite je:

$$R_{ez} = cu \frac{D_{sr}}{n d_t b_t^2} \quad (21')$$

gde su: r_{cu} - specifični električni otor bakarnih žica odnosno trake, n - broj žica, odnosno broj traka, d - prečnik žice, d - ugao obavijanja žice, D_{sr} - srednji prečnik električne zaštite, d_t - debljina trake, b_t - širina trake, x - odnos širine trake i te iste širine trake uvećane za iznos zazora ($x = b_t/h$ - odnos širine trake i te iste širine uvećane za veličinu zazora koja određuje korak obavijanja trake - h).

Za slučaj električne zaštite od metalnog plašta, omski otpor se izračunava iz izraza:

$$R_{mp} = \frac{mp}{r_s^2 r_u^2} \quad (22)$$

gde su: r_{mp} - specifični električni otpor materijala od koga je urađena električna zaštita u vidu metalnog plašta, r_u - unutrašnji prečnik plašta, r_s - spoljašnji prečnik plašta

Induktivnost kola metalni plašt - zemlja gde se metalni plašt nalazi preko jezgra kabla, dat je jednačinom :

$$L_2 = \frac{0}{2} \ln \frac{D_z}{SGP_{mp}} \quad (23)$$

gde je: SGP_{mp} - srednji geometrijski poluprečnik metalnog plašta (olovnog, aluminijumskog).

U slučaju tri jednožilna kabla sa metalnim omotačima spojeni paralelno, srednji geometrijski poluprečnik bi bio :

$$SGP_{mp} = \sqrt[3]{\frac{r_s r_u}{2} SGP_{3pr}^2} \quad (24)$$

gde je: r_s - spoljni poluprečnik omotača, r_u - unutrašnji poluprečnik omotača, SGP_{3pr} - srednje geometrijsko rastojanje tri provodnika je jednako

$$\sqrt[3]{S_{ab} S_{ac} S_{bc}}$$

Kod kablova koji imaju mehaničku zaštitu (armaturu) od magnetnog materijala problem je složeniji, naime postoji u relaciji (20) u impedansi koja definiše impedansu kola svih metalnih elemenata kabla (izuzimajući provodnike) - zemlja nalazi se i član $j\omega L_{ar}$ koji definiše prisustvo armature od feromagnetnog materijala i za čije rešenje je potrebno imati krivu koja prikazuje kompleksnu magnetnu permeabilnost u Gausovoj ravni, a takođe tada u R_{mp} treba dodati i omski otpor mehaničke zaštite paralelno vezan za otporima metalnih elemenata kabla. U zavisnosti od načina izvedene mehaničke zaštite izračunava se njena otpornost. Prema tome, koristeći izraze (21) za slučaj žice i (21') za slučaj trake

unoseći u izrazima specifičnu električnu otpornost materijala od koga je urađena armatura kabla i dimenzije koje se odnose na armaturu kabla, možemo pisati za slučaj armature od čeličnih žica da se vrednost omskog otpora računa prema izrazu

$$R_{ez} = \frac{4}{n} \frac{cu}{d^2 \cos} \quad (25)$$

a za armaturu od čeličnih traka omski otpor je:

$$R_{ar} = \frac{D_{sr}}{Fe n b^2 d_T} \quad (26)$$

gde su: r_{Fe} - specifični električni otpor čeličnih žica odnosno čelične trake, n - broj žica, odnosno broj traka, d - prečnik žice u armaturi kabla, d - ugao obavijanja žice, D_{sr} - srednji prečnik armature, d_t - debljina trake, b_t - širina trake, x - odnos širine trake i te iste širine trake uvećane za iznos zazora ($x = b/h$ - odnos širine trake i te site širine uvećane za veličinu zazora koja određuje korak obavijanja trake - h).

Veličina jw_{Lar} čelične trake kojom se u strujnim kolima obuhvata delovanje armature - magnetne mehaničke zaštite određena je jednačinom:

$$j \bar{L}_{ar} = j \frac{ar}{\bar{I}_z} \quad (27)$$

gde je: F_{ar} - kompleksni magnetni fluks kroz mehaničku zaštitu, definisan relacijom

$$\bar{F}_{ar} = \bar{H} S_{ar} \quad (28)$$

gde je: \bar{m}_{ur} - kompleksna magnetna permeabilnosti, H - magnetno polje koje se uspostavlja u armaturi - mehaničkoj zaštiti i može se približno izračunati pomoću relacije:

$$\bar{H} = \frac{\bar{I}_k}{D_{sr}} \frac{\bar{I}_{ez}}{D_{sr}} \frac{\bar{I}_z}{D_{sr}} \quad (29)$$

Koristeći izraze (26), (27) i (29), u slučaju čelične trake možemo pisati za reaktansu koja nastaje usled delovanja čelične trake

$$X_{art} = j \bar{L}_{ar} = j \frac{ar}{D_{sr}} n d_T j A \bar{ar} \quad (30)$$

gde je: $A = \frac{n d_T}{D_{sr}} \quad (31)$

a u slučaju čelične žice, koristeći izraze (26), (27) i (29) dobijamo:

$$X_{arz} = j \bar{L}_{ar} = j \frac{ar}{8} \frac{nd^2}{r_s^2 r_u^2} \frac{r_s^4}{r_s^2 r_u^2} lu \frac{r_s}{r_u} \cdot \frac{3r_s^2 r_u^2}{4 r_s^2 r_u^2} j A \bar{ar} \quad (32)$$

gde je: \bar{m}_{ur} kompleksna permeabilnost fermanentnog materijala od kojih je izrađena mehanička zaštita kabla (traka ili žica), i zavisi od sastava, režima žarenja, stepena deformacije itd. s jedne strane, a jačine magnetnog polja odnosno veličine struje kvara i učestalosti s druge strane, a parametar A ima vrednost:

$$A = \frac{1}{8} \frac{nd^2}{r_s^2 r_u^2} \frac{r_s^4}{r_s^2 r_u^2} lu \frac{r_s}{r_u} \frac{3r_s^2 r_u^2}{4 r_s^2 r_u^2} \quad (33)$$

Relativna magnetna permeabilnost feromagnetnog materijala koji se koristi u izradi čeličnih traka i žica za armiranje kablova, \bar{m}_{ur} data u vidu polarne krive u Gausovoj ravni sa jačinom magnetnog polja H kao parametrom, pri određenoj učestanosti, slika 4. Sa slike se vidi da relativna permeabilnost gvožđa u početku raste sa porastom jačine magnetnog polja, zatim prolazi kroz maksimum, a onda, usledi zasićenje gvožđa, pada na niže vrednosti.

Napred navedene relacije izvedene su pod pretpostavkom da je polje prostoperiodična funkcija vremena, a definicija kompleksnog permeabiliteta data je u odnosu na osnovni harmonik magnetne indukcije. U stvarnosti, magnetno polje po pravilu nije prostoperiodična funkcija vremena, a indukovana elektromotorna sila srazmerna je maksimalnoj vrednosti magnetne indukcije, a ne samo njenom osnovnom harmoniku. Iz ovih razloga se u praktičnom proračunu i radi sa efektivnim vrednostima i operiše sa njima kao da su prostoperiodične funkcije vremena. U skladu sa ovom aproksimacijom, treba tretirati i definiciju kompleksnog permeabiliteta. Određivanjem kompleksne magnetne permeabilnosti, određen je izraz $jw\bar{L}_{ar}$, te konačno, izraz kojim je određena jednačina kola električne zaštite (metalnog omotača) - zemlja izgleda

$$\bar{Z}_2 R_{mp} R_z j L_2 A \bar{ar} R j X A \bar{ar} \quad (34)$$

gde je: A - faktor zavisen od konstrukcije kabla a određen je za slučajeve armature - mehaničke zaštite od čeličnih traka relacijom (31), odnosno armature kabla od čeličnih žica relacijom (33).

$$R = R_{mp} + R_z \quad (35)$$

$$X = w L_2$$

Gornji izraz može se prilagoditi tako da se grafičkim putem dobije rešenje jednačine (34), deljenjem leve i desne strane sa parametrom A i iz poznatog dijagrama \bar{m}_{ur} u polarnoj Gausovoj ravni, slika 4.

$$\frac{\bar{Z}_2}{A} \frac{R}{A} j \frac{X}{A} A \bar{ar} \quad (36)$$

Skidanjem sa dijagrama na slici 4 vrednost $0^\circ N$ iz nove Gausove ravni sa centrom pomerenim u 0°

dobijamo impedansu kola električne zaštite (metalnog plašta) - zemlje:

$$\bar{Z}_2 = R + jX \quad A_{ar} \quad (37)$$

Međusobna impedansa kola ekvivalentnog provodnika - zemlja i kola metalni plašt zemlja određena je izrazom:

$$\bar{Z}_{12} = R_2 + j L_{12} \quad (38)$$

Međusobna induktivnost L_{12} između kola ekvivalentni provodnik - zemlja i metalni plašt - zemlja

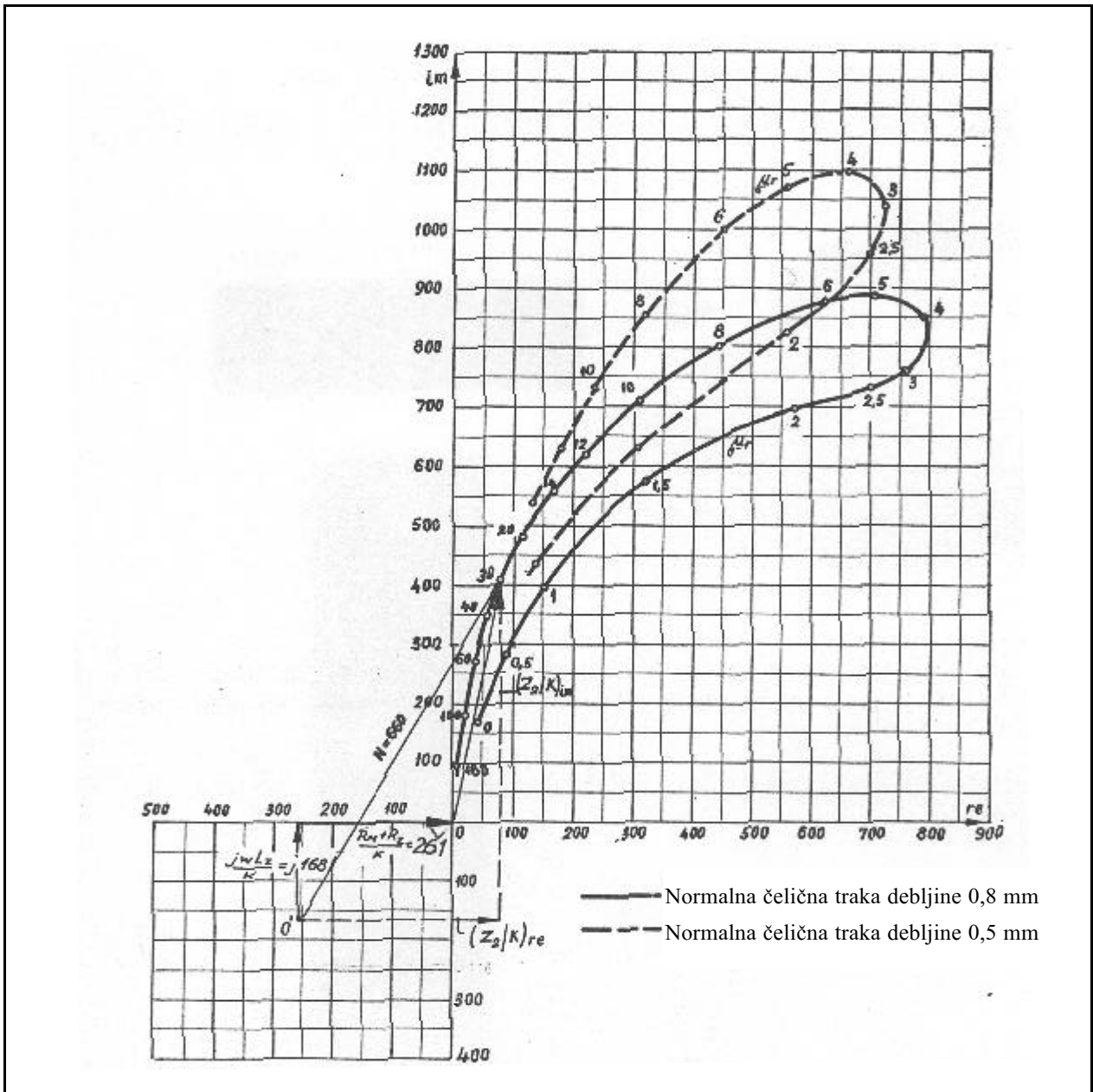
zavisi od tipa i konstrukcije kabla. Kod traženog kabla L_{12} je određena izrazom:

$$L_{12} = \frac{\mu_0 \mu_r l}{2} \ln \frac{2D_z}{r_s r_u} \quad (39)$$

Kod tri jednožilna kabla:

$$L_{12} = \frac{\mu_0 \mu_r l}{2} \ln \frac{D_z}{SGP_{3PI} SGP_{3PR}} \quad (40)$$

gde je: $SGP_{3PI} SGP_{3PR} = \sqrt[3]{SGP_{3PR}^2 \frac{r_s r_u}{2}}$, r_s i r_u spoljni i unutrašnji poluprečnik metalnog plašta.



Slika 4. Grafičko izračunavanje magnetne permeabilnosti date relacijom

Na osnovu krivih na slici 4 i vrednosti $(\frac{R_m R_z}{A})$ kao i vrednosti $(\frac{j L_z}{A})$ možemo za svaku datu vrednost magnetnog polja odrediti impedansu Z_2 data relacijom 36.

Relativna magnetna permeabilnost gvožđa u početku raste sa porastom jačine magnetnog polja, odnosno sa porastom struje kvara, a zatim usled zasićenja gvožđa pada na niže vrednosti. Ova pojava se odražava na vrednosti nulte impedanse i redukcionog faktora.

Ovim je određen poslednji član u izrazu kojim je definisana nulta impedansa kablovskog sistema data jednačinom 1.

3.2. Redukcioni faktor

Mera zaštitnog dejstva od previsokog napona na telekomunikacionim i drugim vodovima usled dejstva energetskih sistema koja se ostvaruju preko metalnih omotača, električne zaštite, armature (mehaničke zaštite) energetskih i telekomunikacionih kablova i drugih metalnih elemenata ili vodova položениh pored ovih vodova, naziva se redukcioni faktor i njegova vrednost se kreće od nule do jedinice. Redukcioni faktor je veličina koja utiče na određivanje vrednosti potencijala uzemljivača, nulte impedanse kabla, napona dodira, indukovanih napona na telekomunikacionim i drugim kablovskim vodovima koji se koriste za upravljanje i signalizaciju, vodovodima, gasovodima i drugim instalacijama. Pojave viših napona na telekomunikacionim i drugim vodovima predstavlja opasnost po osoblje, aparate i uređaje, kao i smetnje u prijemu i predaji informacija. Ova opasnost i smetnje su uvećane za vreme kvara na energetskim vodovima, kod kojih struje kratkih spojeva mogu da iznose i nekoliko desetina kA , što je slučaj kod jakih energetskih sistema. U principu za proračun uticaja energetskih vodova na telekomunikacione vodove je merodavna početna struja kratkog spoja. U slučaju dvopolnog zemljospoja, ova struja se razlikuje od trajne struje kratkog spoja, dok kod jednopolnog zemljospoja struja kratkog spoja opada relativno sporo. Iz tih razloga treba imati na umu da je drugi slučaj karakterističniji pri određivanju uticaja energetskih vodova na telekomunikacione i on treba da se uzme pri proračunu a i češći je u eksploataciji.

U slučaju dozemnog kratkog spoja jedne ili više faza kabla u energetskom kablovskom sistemu, električno strujno kolo se zatvara preko metalnih plašteva, električne zaštite i armature energetskog kabla i metalnih plašteva i armature telekomunikacionog kabla i drugih metalnih elemenata položenih

pored energetskog kabla do uzemljenja nulte tačke transformatora.

Telekomunikacioni vodovi često su izloženi elektromagnetno induktivnom dejstvu energetskih vodova. Usled elektromagnetske sprege između ovih vodova indukuje se u provodnicima elektromotorna sila koja može da prouzrokuje smetnje stvarajući šumove u telekomunikacionom prenosu, smetnje pri radu priključenih elektroređaja, pojavu opasnih napona. Pojava prenapona može da bude i takvog intenziteta da uništi uređaje.

Strujni i naponski redukcioni faktor koji su uobičajeni u terminologiji ove oblasti definišu uticaj energetskih sistema na telekomunikacione i druge vodove. Strujni redukcioni faktor energetskog kabla (r_l) predstavlja meru zaštitnog dejstva metalnog omotača i obloga energetskog kabla i definisan je kao odnos komponente struje dozemnog kratkog spoja kroz zemlju i ukupne struje kvara.

$$r_l = \frac{\bar{I}_z}{\bar{I}_k} \frac{\bar{I}_{Tpl}}{\bar{I}_k} \frac{\bar{I}_T}{\bar{I}_k} \frac{\bar{I}_k \bar{I}_{ez}}{\bar{I}_k} \quad (41)$$

gde su: I_{ez} - struja kroz električnu zaštitu (aluminijumski ili olovni plašt, čeličnu cev, električnu zaštitu od bakarnih traka ili žica i armatura) energetskog kabla, I_{Tpl} - struja kroz metalni plašt i oblogu telekomunikacionog kabla, I_z - struja kroz zemlju, I_T - struja kroz ostale metalne elemente položene pored energetskog voda (na primer tramvajske šine).

Naponski redukcioni faktor ili redukcioni faktor telekomunikacionog kabla (r_u) sa metalnim plaštom i oblogom definisan je kao odnos podužne elektromotorne sile indukovane u provodniku telekomunikacionog kabla (E_p) i podružne elektromotorne sile indukovane u provodniku telekomunikacionog kabla ali kada bi bio bez metalnog plašta i obloge (E_o):

$$r_u = \frac{\bar{E}_p}{\bar{E}_o} \quad (42)$$

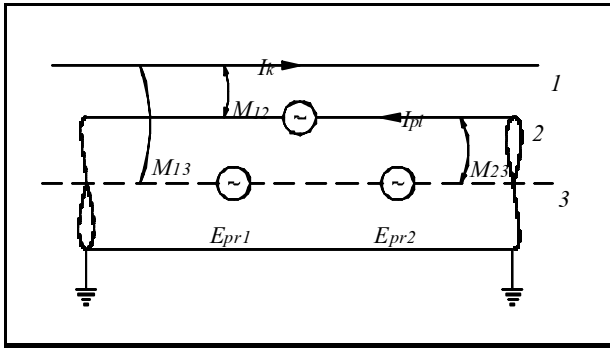
U napred posmatranom slučaju, slika 5, kada imamo paralelno vođenje energetskog i telekomunikacionog kabla onda rezultatni redukcionog (r) faktor može se približno izračunati kao:

$$\bar{r} = \bar{r}_i \bar{r}_u \quad (43)$$

Koristeći sliku 5 i osnovne relacije iz elektromagnetike i definiciju redukcionog faktora dolazi do konačne relacije za redukcioni faktor u obliku izraza:

$$r_u = \frac{R_M}{R_u R_z j L_2} \quad (44)$$

ili u slučaju ako postoji armatura od feromagnetnog materijala:



Slika 5. Raspodela struje kvara nastala jednofaznim kratkim spojem (zemljospojem) u energetskom kablju i paralelno položenom telekomunikacionom kablju

$$\bar{r}_u = \frac{R_M}{R_u R_z j L_2 j L_{ar}} \quad (44-1)$$

Ovako dobijen izraz daje mogućnost da se vrednost imenioca nađe grafičkim putem, kao i u slučaju dobijanja nulte impedanse kabla, slika 12, ako transformišemo izraz (44-1) dolazimo do uprošćenog izraza koji rešavamo tako što vrednost imenioca dobijamo koristeći dijagram na slici 12.

$$\bar{r} = \frac{R_{M/A}}{\frac{R}{A} j \frac{X}{A} - r} \quad (45)$$

Veza između struje kvara i magnetnog polja u armaturi (mehaničkoj zaštiti) kabla data je relacijom:

$$I_z = \frac{D_{sr} H}{r} \quad (46)$$

Izraz 44-1 možemo da posmatramo za različite specifične uslove uticaja energetskih vodova na telekomunikacione kablove. Vidan je uticaj armature - mehaničke zaštite od feromagnetnog materijala određene preko m , jasno se vidi iz oblika polarne krive date na slici 4 u Gausovoj ravni, gde se efektivna vrednost jačine magnetnog polja javlja kao parametar. Kompleksna magnetna permeabilnost zavisi od sastava, stepena deformacije, režima žarenja, frekvencije, debljine čeličnih traka i prečnika čeličnih žica (armature) i jačine magnetnog polja, što će biti detaljno objašnjeno u sledećem poglavlju. Iz tih razloga, rešenje je najjednostavnije tražiti grafičkim putem, kao što je prikazano na slici 4, kao što je to rađeno i pri proračunu nulte impedanse.

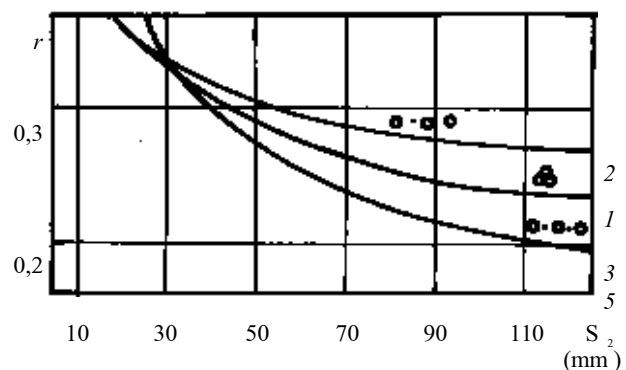
3.3. Neki praktični primeri uticaja pojedinih elemenata kola i konstrukcije kabla na nultu impedansu i redukcionog faktora

Načini koji mogu da se koriste da bi smanjili uticaj energetskih sistema na telekomunikacione vodove, a izražen merom redukcionog faktora, su:

- konstrukcijom energetskih i telekomunikacionih kablova,
- smanjenje dužina deonica na kojoj je telekomunikacioni kabl u pojasu uticaja energetskog sistema,
- povećanje udaljenosti između voda visokog napona i telekomunikacionog kabla
- ugradnjom kompenzacionog voda pored energetskog ili telekomunikacionog kabla.

U slučaju polaganja kompenzacionog voda koji ima za zadatak da smanji redukcionu vrednost a samim tim i uticaj energetskog sistema na telekomunikacioni kabl ogleda se u tome što u jednom provodniku položenom pored energetskog ili telekomunikacionog

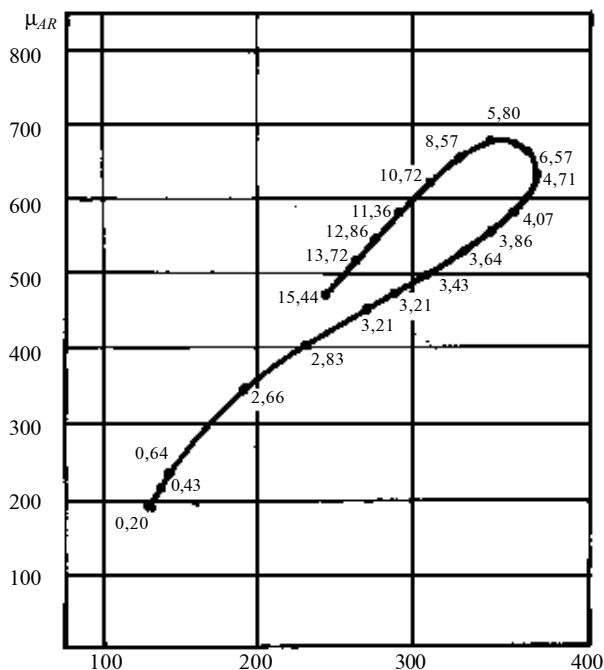
voda indukuje se električnom sila koja daje struju kroz dodati vod. Ova indukovana struja je u faznoj opoziciji sa inicirajućom strujom, te smanjuje njeno induktivno dejstvo. Iz ovih razloga se i položeni vod naziva kompenzacioni vod. Pri polaganju kompenzacionog voda blizu energetskog voda u njemu se indukuje velika protiv struja, ali je međusobna induktivnost mala u odnosu na međusobnu induktivnost sa telekomunikacionim vodom, dok u slučaju polaganja kompenzacionog voda pored telekomunikacionog kabla imamo malu indukovanu struju a veliku međusobnu induktivnost. Najveća vrednost redukcionog faktora se postiže u slučaju polaganja kompenzacionog voda pored energetskog kabla, u tom slučaju se kompenzacioni vod poistovećuje sa energetskim kablom. Posmatrajmo praktičan slučaj uticaja kompenzacionog voda na redukcionu vrednost, i to u zavisnosti od preseka i položaja ovog voda. Kriva (1) na slici 6 prikazuje promenu redukcionog faktora sa presekom bakarnog kompenzacionog provodnika. Kompenzacioni vod nalazi se u središtu između tri jednožilna energetska kabla XHP 48 1 x 300/25mm², 10 kV koji su položeni u trouglu. Krive (2) i (3) su za jedan, odnosno dva kompenzaciona voda koji su smešteni između istih energetskih kablova položenih u ravni. Za slučaj (3) veličina S predstavlja presek oba kompenzaciona voda. Prisustvo kompenzacionog voda smanjuje redukcionu vrednost, a njegova vrednost zavisi kako od



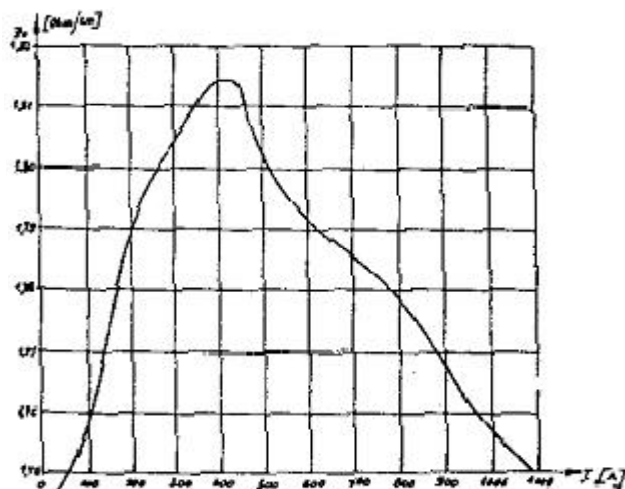
Slika 6. Uticaj kompenzacionog voda na redukcionu vrednost

preseka voda, tako i od međusobnog položaja energetskih kablova i kompenzacionog provodnika.

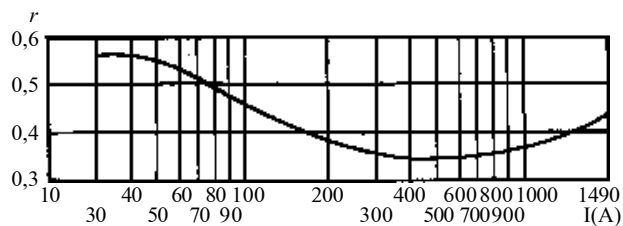
Posmatrajmo sada primer određivanja redukcionog faktora merenjem na kablu tipa XHP 84 3 x 300/25 mm², napona 10 kV sa neuzemljenim krajevima kablova. Konstrukcija ovog kablova se sastoji od sledećih elemenata: izolovane fazne žile sa električnom zaštitom preko ekrana izolacije su použene u jezgro kablova preko koga je unutrašnji plašt a preko armatura od čeličnih okruglih žica i preko spoljašnji plašt od PVC-a. Prečnik čelične žice koja se koristi za armiranje je 3,15 mm.



Slika 7. Magnetna permeabilnost čelične žice napona 11 kV



Slika 8. Nulta impedansa kabla XHP 84 3 x 300/25 mm²/mm²



Slika 9. Redukcioni faktor kabla XHP 84 3 x 300/25 mm²/mm², prečnika 3,15 mm napona 10 kV

Impedansa kola provodnik - povratni put kroz zemlju je:

$$\underline{Z}_1 = R_{pr} + j L_{pr} = 0,1259 + j 0,6528 \frac{\Omega}{km}$$

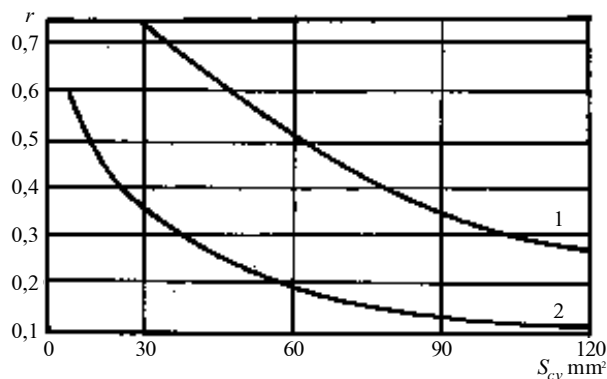
Impedansa kola metalni omotač - povratni put kroz zemlju je:

$$\underline{Z}_2 = R_m + j L_m = 1,3870 + j 0,6283 \frac{\Omega}{km}$$

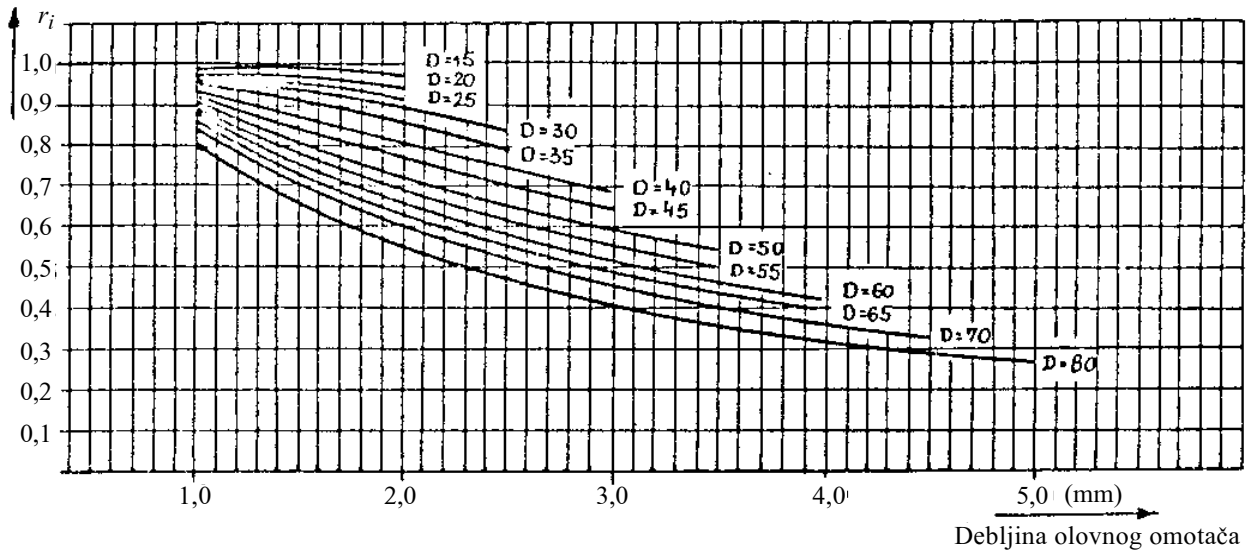
$$\underline{Z}_{12} = R_z + j M_{12} = 0,0493 + j 0,5692 \frac{\Omega}{km}$$

Korišćenjem grafika sa slike 7 i izraza za računanje \underline{Z}_0 i \underline{Z} , dobijamo promenu ovih veličina u funkciji struje u armaturi kabla datih na slikama 8 i 9 u funkciji struje kvara.

Na slici 10 prikazana je promena redukcionog faktora u zavisnosti od preseka električne zaštite trožilnog kabla tipa XHP48 3 x 300 mm², 10 kV sa koncentričnim provodnikom univerzalne konstrukcije date na slici 3 i za tri jednožilna kabla XHP 48 1 x 300 mm², 10 kV sa električnom zaštitom oko svake žile. Kao što se sa slike vidi, u pogledu redukcionog faktora znatno su bolje konstrukcije ako je električna zaštita oko svake žile kablova.

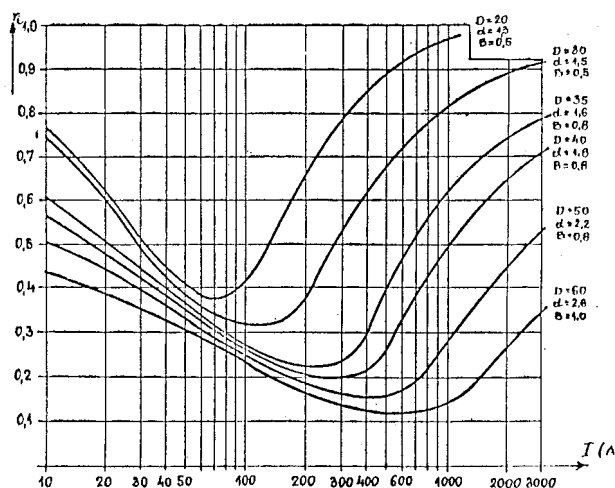


Slika 10. Promena redukcionog faktora u funkciji od konstrukcije i preseka električne zaštite kabla XHE 48 preseka 300 mm², napona 10 kV, 1- trožilni kabl, 2-tri jednožilna kabla u trofaznom sistemu položena u snopu

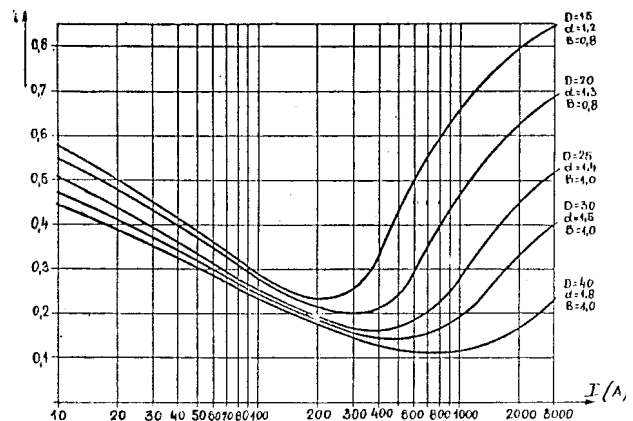


Slika 11. Redukcioni faktor narmiranih kablova sa olovnim i PVC plaštom

U sledećim primerima datim na slikama 11-14 se vide uticaji preseka olovnog plašta, slika 11, i uticaj armature, slike 12 i 13, na redukcioni faktor pored uticaja olovnog plašta. Na slici 12 dat je uticaj olovnog plašta postavljenog preko jezgra kablova i armature na redukcioni faktor a na slici 13 oblik redukcionog faktora u funkciji struje kvara za slučaj srednjenaponskih kablova sa električnom zaštitom preko svake žile kablova (olovnim plaštom) i armiranih čeličnim trakama debljine 0,8 mm i 1,0 mm.



Slika 12. Redukcioni faktor u funkciji od struje kvara za kablove 10 kV sa olovnim plaštom i armaturom od čelične trake



Slika 13. Redukcioni faktor u funkciji od struje kvara za kablove sa električnom zaštitom oko svake žile (troolovni kablovi) 20 i 35 kV i armaturom od čelične trake

Sa slika 13 i 14 se vidi da ako se jačina magnetnog polja dalje povećava, doći će do magnetnog zasićenja čelične armature od trake, pa će redukcioni faktor naglo rasti. Ako nastupi magnetno zasićenje čelične trake, usled velike struje kvara, njen uticaj na redukcioni faktor se praktično može zanemariti.

5. ZAKLJUČAK

Problematika dimenzionisanja i konstrukcije metalnog ekrana, električne zaštite i armature je jedan od veoma bitnih elemenata u savremenim konstrukcijama energetskih kablova koja je od važnosti u funkcionisanju energetskog sistema, pa se iz analize date u ovom radu može zaključiti sledeće:

1. *Smanjenjem preseka električne zaštite kod jednožilnih kablova u formiranom energetsom sistemu dolazi do porasta nulte impedanse i redukcionog faktora. Porast nulte impedanse ima pozitivan efekat sa aspekta struje zemljospoja ali porast redukcionog faktora ima negativan efekat sa stanovišta izrade uzemljivača i elektromagnetnog uticaja na telekomunikacione i druge instalacije položene pored ovog voda. Promena preseka električne zaštite ne utiče značajno na promenu direktne i inverzne impedanse.*
2. *Smanjenjem preseka električne zaštite dolazi do smanjenja cirkulacionih struja u električnoj zaštiti. U slučaju većeg preseka električne zaštite cirkulacione struje mogu da dostignu velike vrednosti i da značajno smanje prenosnu moć kablovskog voda.*
3. *Armatura kabla od magnetnog materijala ima pozitivan efekat na redukcionu faktor i nultu impedansu u zonama van magnetnog zasićenja.*

6. LITERATURA

- [1] S.P. Hassler, etc: SHIELD -INTERRUPT OVERVOLTAGES ON 138 KV EXTRUDED DIELECTRIC CABLES, IEEE PAS, No.11 1984.
- [2] A. Popovac-Damjanović, S. Nikolajević, Z. Mitrović: METODE TRANSPOZICIJE METALNIH PLAŠTEVA VISOKONAPONSKIH KABLOVA, JUKO CIGRE 2001, Herceg Novi
- [3] COUPLING TO SHIELDED CABLES - Edvard F. Vance. 1978.
- [4] SHORT CIRCUIT PERFORMANCE OF METALLIC SHIELDS AND SHEATHS OF INSULATED Cable-ICEA Publication P 45-82, 1979.
- [5] R. J. Provencal: THE ROLE OF THE PREMOLDED CONNECTOR SHIELD IN THE CABLE SYSTEM SHIELDING CIRCUIT, Elastimold Division, New Jersey
- [6] D. Mc Allister: ELECTRIC CABLES HANDBOOK, 1982.
- [7] J. Nahman: UZEMLJENJE NEUTRALNE TAČKE DISTRIBUTIVNIH MREŽA
- [8] V. Jovanović: ELEKTRIČNA MERENJA
- [9] S. Nikolajević, D. Anđelković, A. Ibrić, B. Anatonijević: METALNI EKRANI I UTICAJ KONSTRUKCIJE ENERGETSKIH KABLOVA NA TELEKOMUNIKACIONE SISTEME, XIX Savetovanje JUKO CIGRE 1989,.
- [10] Referati iz Zbornika radova IEEE DIMENZIONISANJE ELEKTRIČNE ZAŠTITE SREDNJE I VISOKONAPONSKIH KABLOVA JEDNOŽILNE KONSTRUKCIJE, 27-28. novembar 2003, Beograd.

Rad je primljen u uredništvo 03. 11. 2004. godine



Sonja Angelevska Koleva, dipl. el. inženjer, diplomirala je na Univerzitetu „Kiril i Metodija” u Skoplju - Makedonija, 1993. godine.

Od 1994. godine radi u fabrici kablova AD „FKN”-Negotino. Poslednjih 5-6 godina radi kao glavni konstruktor kabla. U Studijski komitet B1 (STK B1) u sklopu MAKO - CIGRE radi kao sekretar, redovno učestvuje sa referatima na MAKO-CIGRE, Simpozijuma kablova na Zlatiboru, Med Power'02, Med Power'04.



Jovan Dimitriev, dipl. el. inženjer, diplomirao je na Univerzitetu „Kiril i Metodija” u Skoplju - Makedonija, 1987. godine.

Već 17 godina radi u fabrici kablova AD „FKN”-Negotino. Radio je kao konstruktor kabla, a sada je direktor Proizvodnog-tehničkog sektora. Isto tako, uzimao je učešće u JUKO-CIGRE, redovno učestvuje u MAKO-CIGRE i obavlja funkciju predsednik STK B1.



Stojan Nikolajević je rođen 1944. godine u selu Vučadelci, Srbija. Elektrotehnički fakultet je završio 1968. godine u Beogradu, gde je 1974. godine magistrirao, a 1987. godine doktorirao. Radi u JP EPS „Elektrodistribucija Beograd” od 1994. godine do danas, kao šef razvoja elemenata elektrodistributivnih mreža.

Biljana B. Stojanović, rođena 13. maja 1962. godine u Jagodini. Diplomirala 1986. godine na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu. 2000. godine magistrirala na Queensland University of Technology u Brisbejnu, Australija. Od 1995. godine radi u JP „Elektrodistribucija-Beograd” u Sektoru za tehnički razvoj i istraživanje kao vodeći inženjer za TS 10/0,4 kV/kV.

Prednosti kablova sa XLPE izolacijom u elektrodistributivnim mrežama

Stručni rad
UDK: 621.315.2

Rezime:

U radu je razmatrana tehnologija izrade i razvoja kopolimera u proizvodnji kablova, kao i njihova primena tokom poslednjih godina. Pokazano je da korišćenje kopolimera ima mnoge prednosti u toku izrade, postavljanja i eksploatacije kablova.

Ključne reči: kopolimeri, umreženje, izolacija i plašt kabla

Abstract:

THE ADVANTAGES OF XLPE INSULATED CABLES IN THE ENERGY DISTRIBUTION NETWORK

The paper deals with the technology of application development of moisture curable copolymers in overhead underground cables in the past fifteen-year period. Given examples show advantages of crosslinkable ethylene-vinyl silane copolymers in cable laying and cable operation.

Key words: copolymers, crosslinking, insulation and jacketing

1. UVOD

Danas se posvećuje sve veća pažnja pouzdanoj distribuciji energije, kako bi se omogućio nesmetan rad 24 sata dnevno. Već prekid od 30 min u napajanju električnom energijom može prouzrokovati ozbiljan poslovni gubitak za kupca. Iz tog razloga trebalo bi instalirati odgovarajuće kablove za distribuciju energije. Umreženi polietilen se u proteklih 30 godina pokazao kao pouzdan izolacioni materijal za kablove sa visokim zahtevima. Štaviše, uvođenje procesa umreženog silana kod niskonaponskih kablova omogućio je proizvođačima kablova da za industriju proizvode kablove po povoljnim cenama. Kopolimeri od umreženog etilen-vinilskog silana (EVS) specifični za globalno tržište provodnika i kablova, uvedeni su pre petnaest godina. U ovom radu

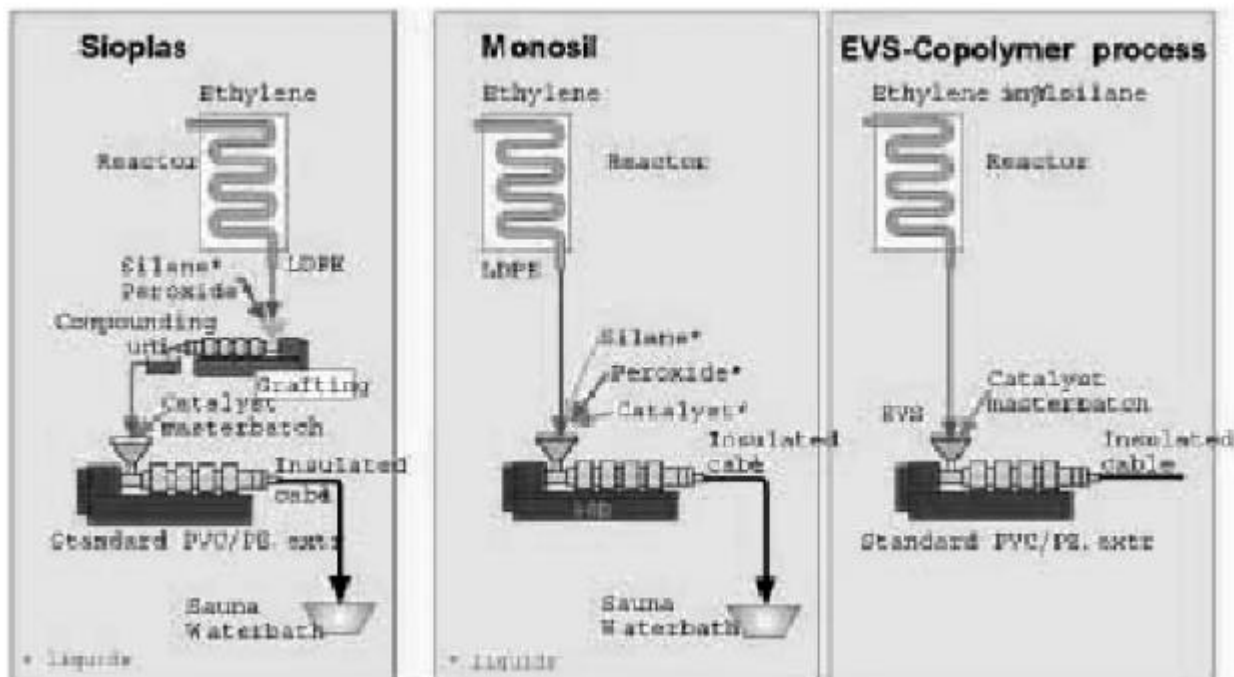
je učinjen pokušaj da se razmotre tehnologija i razvoj njene primene tokom poslednjih godina. Ovaj razvoj je svrstao kopolimere za uklanjanje vlage u dominantnu poziciju izolacionih materijala za kablove nazivnog napona 1 kV pri 90 °C.

Oblasti primene ovih vrsta materijala se šire i nedavno su razvijene konkurentne tehnologije za nadzemne i podzemne kablove.

Takođe će biti reči i o korišćenju plašta sa visokom performansom, sa aspekta rada i troškova kablova.

2. PROIZVODNJA POLIMERA KOJI SE UMREŽAVAJU U VLAŽNOJ SREDINI

Konkurentna tehnika umreženja niskonaponskih kablova nastala je 1968. godine sa uvođenjem



Slika 1. Silanski postupci umrežavanja

SioplasTM, prvog procesa umrežavanja vlagom (videti sliku 1). Nekoliko godina kasnije usledio je MonosilTM, jednostepeni proces kalemljenja. U ovim procesima, vinil svilan, ili češće poznat kao vinil-trimetoksilan (VTMS) kalemi se na polietilenski molekul.

U silanskom kopolimernom postupku, jedinice vinil silana neophodne za umreženje se kopolimerizuju sa etilenom koristeći tradicionalni postupak visokog pritiska, prvobitno razvijenog za proizvodnju polietilena male gustine (LDPE). U svim postupcima vlagom, mora se dodati agens za umrežavanje, prvobitno poznat kao organo-kalaj derivat kao što je di-n-butilkalaj-dilaurat (DBTDL). U kopolimernom i Sioplas postupku on se dodaje putem katalizatora, a u Monosilnom postupku upumpava se u ekstruder. U svim ovim postupcima umreženje se prvobitno izvodilo van pogona („off-line”) uvođenjem jezgra doboša kabla u parni kabinet (kutiju) ili kadu sa vodom zagrejanu od 70 - 90 °C tokom 6-48 sati za 1 kV kablove. [3]

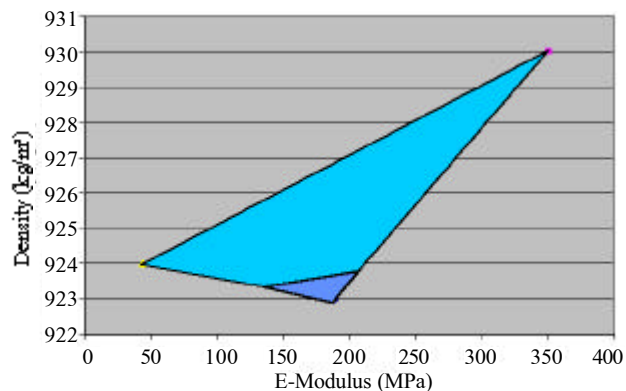
U silanskom kopolimernom postupku rešeni su neki problemi vezani za starije silanske tehnologije, pošto je taj postupak poboljšao konzistentnost proizvoda i doveo do proizvodnje kabla bez korišćenja eksploziva i zapaljivih tečnosti. Kopolimeri imaju visoku stabilnost skladištenja i ne sadrže isparljive materije. To je takođe dovelo do smanjenih investicija, pošto nema potrebe za posebno projektovanim

jedinicama za izbacivanje, kao u slučaju procesa koji iziskuju hemijsko kalemljenje.

Kopolimerni postupak je, dakle, omogućio korišćenje običnih polietilenskih i PVC vodova za izbacivanje, bez ikakve modifikacije. Jedini uslov je dodavanje male napojne linije (feeder) za dodavanje glavne serije katalizatora (obično 5-10 %) i po mogućnosti sušare za glavne serije boja.

2.1. Polimerizacija

EVS kopolimeri se proizvode putem slobodne radikalne polimerizacije u skladu sa originalnim postupkom polimerizacije. Takozvani „postupak visokog pritiska” otkriven je još 1933. godine. Zajedno



Slika 2. Razvoj proizvodnih mogućnosti reaktorski proizvedenih silanskih kopolimera (4)

sa etilenom, manje količine vinil silana, kao i neznatne količine radikalnog inicijatora napajaju se u reaktor. Proizvedeni radikali otpočinju polimerizaciju pod pritiskom od 2-3 000 bara i pri temperaturama od 200-350 °C.

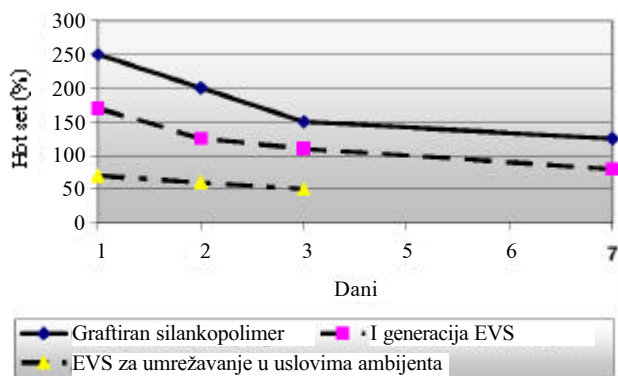
Polimerizacija je veoma jednostavna i obezbeđuje visoku konverziju silana. Ona kao rezultat daje polimer sa izraženom stabilnošću skladištenja, 7 dobro raspoređene grupe silana, definisanu viskoznost oslobođenu silana koji nije reagovao. Postupak je veoma fleksibilan i dosad se komercijalno prodavao samo manji deo polimera. Noviji razvoj je pokazao silan srednje gustine i ter-polimer, što podrazumeva silanski kopolimer zajedno sa akrilatom. Polimer može da primi veliku količinu punila.

2.2. Obrada XLPE-a umrežovanog u vlažnoj sredini

Aditiv koji reaguje praktično sa svom vodom prisutnom tokom postupka ekstruzije, omogućio je da se razviju jedinjenja sa većim brzinama umrežavanja. Grupa katalizatora koja se bazira na ovoj tehnologiji uvedena je 1999. godine. Zaista je ustanovljeno da ove glavne serije umrežavaju niskonaponske kablove pri realnim brzinama u uslovima ambijenta.

Neki primeri umrežavanja prikazani su na slici 3. U uslovima ambijenta, izolacije ispod 1 mm se umrežavaju u roku od 48 sati pri 50 % relativne vlage. Brzina ozdravljenja prvenstveno zavisi od debljine i temperature izolacije. Relativna vlaga takođe ima određen uticaj. Sada je patentovana klasa substanci za umrežavanje silanski umreženih polimera 5 u uslovima okoline (ambijenta).

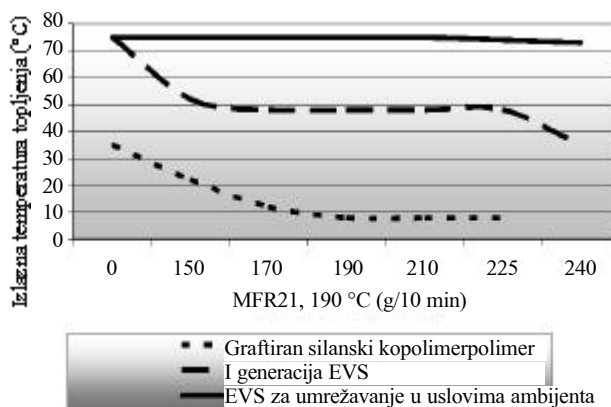
U novoj familiji (grupi) proizvoda koji se umrežavaju u uslovima ambijenta, dosad je bilo moguće kombinovati veliku brzinu umrežavanja sa izuzetnom preradljivošću, otpornošću na predumrežavanje, spoljašnjom obradom i malom količinom ili od-



Slika 3. Razvoj stope umreženja EVS od uvođenja istog 1986. godine

sustvom „plavljenja matrice”. Odsustvo povećanja molekula u toku obrade rezultira boljim kvalitetom kablova, manjom količinom otpada i mogućnošću kratkih prekida radi promene alata itd., bez potrebe za čišćenjem materijala.

Periodi proizvodnje od nekoliko nedelja bez čišćenja predstavljaju realnost. Nedostatak predumrežavanja i stabilna viskoznost otopljenog materijala omogućavaju proizvodnju vrlo malih izolacija, npr. provodnika od 0,2 mm, pri brzini voda preko 1 500 m/min. Druge prednosti su da nije potrebno sušenje katalizatora. U stvari, sušenje ima negativan efekat, pošto konzumira agens za čišćenje koji je prisutan u ovoj familiji glavnih serija katalizatora.



Slika 4. Uticaj aditiva koji sprečava predumrežavanje kao i vrste katalizatora prema promenama viskoznosti topljenja (molekularna uvećanja) koje nastaju tokom ekstruzije polimera umreženih u vlažnoj sredini

Šest godina praktičnog iskustva pokazalo je da EVS sa umrežavanjem u uslovima ambijenta omogućava značajno odvijanje proizvodnje i smanjenje investicija.

3. PRIMENE U OBLASTI NISKO NAPONA

Glavna primena polietilenskog umrežavanja u vlažnoj sredini je za izolovanje podzemnih, industrijskih i nadzemnih kablova napona 1 kV. Zbog boljih električnih svojstava i više naznačene radne temperature, ovi kablovi imaju mnogo veću prenosnu moć u poređenju sa tradicionalnim PVC kablovima. Bolja električna svojstva imaju kao rezultat značajne uštede materijala zbog smanjene debljine izolacije. Pored nižih troškova, postiže se veća pouzdanost prenosa, zbog povećanog opterećenja i otpornosti kratkog spoja.

Kopolimeri koji sprečavaju predumrežavanje pojednostavili su proces ekstruzije i omogućili korišćenje običnih PE/PVC ekstrudera. Postupak umrežavanja u uslovima ambijenta je dalje smanjio troškove proizvodnje niskonaponskih XLPE kablova.

Tabela 5.
Poređenje PVC i XLPE izolacionih mešavina
(kompanada)




Karakteristike	PVC	XLPE
Gustina, kg/m ³	1 350-1 450	923
Maksimalna temperatura provodnika, °C	70	90
Maksimalna temperatura kratkih spojeva, °C	150	250
Termo-oksidativni uslovi starenja	80 °C, 7 dana	135 °C, 7 dana
Faktor gubitaka (tan a)	0,007	0,000 5
Faktor snage	0,030	0,001 15
Zapremina otpornosti, Ω cm	10 ¹³ 10 ¹⁴	> 10
Temperatura lomljenja	(-9) - (-20)	< 60
Apsorbovanje vode mg/cm ²	~2,5	< 0,1

3.1. Podzemni, građevinski i industrijski kablovi

Uvođenje tehnologije umrežavanja u uslovima ambijenta pokazalo je da se u skladu sa IEC 60502 mogu proizvesti niskonaponski kablovi koji koriste standardne ekstrudere čija dužina dostiže od 18 do 34 L/D. Brzina obrade dostiže 1 500 m/min. Umrežavanje izolacije, čija debljina dostiže 2,5 mm, odvija se čak i u severnom delu Evrope na otvorenom u oblasti skladištenja. Za mnoge konstrukcije takođe je moguće izvršiti izolaciju i postaviti plašt u kaskadi.

Zbog manjih gubitaka XLPE i više naznačene radne temperature za XLPE kablove, ovi kablovi mogu da prenesu više energije do potrošača i mogu da priušte veće vršno opterećenje.

Tabela 6.
Električno opterećenje zavisi od veličine
provodnika za 0,6/1 kV/kV kablove

Izolacioni sistemi sa bakarnim provodnicima	PVC/PVC		XLPE/HDPE	
	Redosled			
Prečnik provodnika (mm ²)	Električno opterećenje (A)			
25	208	138	229	148
70	365	238	400	256
95	438	286	480	307
Aluminijum 95	340	222	372	238

To znači da kod bakarnog provodnika poprečnog preseka 95 mm² možete da prenesete 10 % više energije korišćenjem XLPE kabla u odnosu na korišćenje PVC kabla. Pored toga, debljina izolacije za PVC izolaciju je 1,6 mm i samo 1,1 mm prema HD603. Elektroprivredna preduzeća mogu da kori-

ste manje kablove koji su lakši za rukovanje, pošto je njihova težina samo polovina težine PVC kabla.

EVS čađ

3.2. Nadzemni kablovi

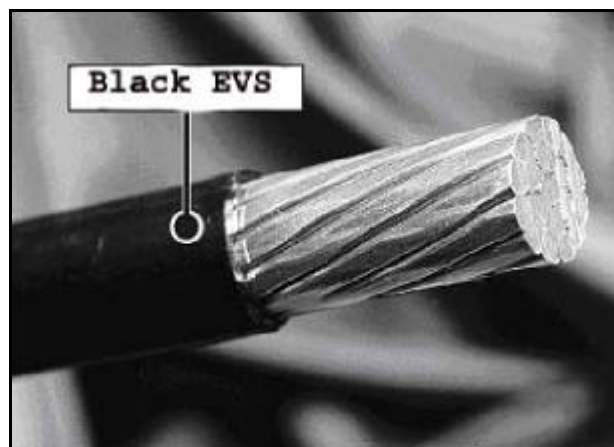
Ekonomičniji i sigurniji način distribuiranja energije je postavljanjem izolovanih nadzemnih vodova. Troškovi instalisanja mirnih vodova su samo dvaput veći od golih provodnika s obzirom na to da imaju znatno niži rizik kvara kabla. (6) Jedan primer gde se sve više povećava primena XLPE izolacije je kod nadzemnih kablova. Ovde je značajna prednost polietilena u odnosu na druge polimere.

3.2.1. Slaboizolovani provodnici

Izolovani nadzemni kablovi nazivne snage do 24 kV koriste se počev od kraja sedamdesetih. Ovi kablovi se uglavnom koriste u unutrašnjosti i konstrukcija treba da zaštiti kablove od munje, jakih vetrova, snežnih padavina, dodirivanja drveća itd. Oni se obično nazivaju „slaboizolovani provodnici” ili „provodnici za drveće” i ne smatraju se izolovanim proizvodima. Razlog za prelazak na slaboizolovane provodnike su veća pouzdanost i smanjenje prostora, pošto se rastojanje između provodnika može smanjiti za jednu trećinu. Korišćenje slaboizolovanih provodnika je smanjilo kvarove sa 4,5 kvara/100 km za gole provodnike na 0,9 kvara za slaboizolovane provodnike [7].

Slaboizolovani provodnik obično se sastoji od 2,4 mm vlage za umrežavanje izolacije koja sadrži čađ kao UV zaštitu. Međutim, kod izvesnih konstrukcija potrebno je manje čađi zahvaljujući pužajućim strujama.

Instalacija i okruženje mogu da napadnu slaboizolovane provodnike. Zahvaljujući električnom



Slika 7. Slaboizolovani provodnik



Slika 8. Instalisanje slaboizolovanih provodnika

praznjenju izolacija može da potpuno degradira, kao što se vidi na slici 9. Ova pojava se zove puzajuća struja i tipična je za plastiku na električnom polju.

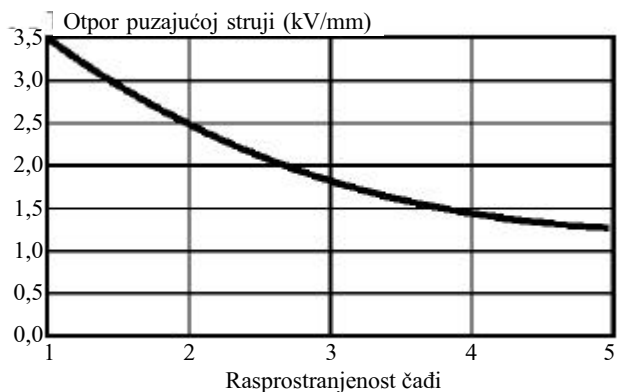
Otpor polietilena na puzajuće struje se značajno povećava umrežavanjem. Uobičajeni crni polietilen ima otpornost na puzajuće struje od 200 h prema ASTM D 2132, s tim što njegova umrežena verzija utrostručuje ovo svojstvo na 600 h. (8)

Merena u skladu sa ASTM D 2303 otpornost puzajuće struje treba da je $\geq 2,0$ kV, kako bi se obezbedio dug vek slaboizolovanih provodnika. Srednja gustina EVS zajedno sa crnim katalizatorskim masterbeč puniocima sigurno zadovoljava ove zahteve, imajući otpornost na puzajuće struje od 2,75 kV.



Slika 9. Puzajuće struje kablova

Važna karakteristika otpornosti na puzajuće struje je rasprostranjenost čađi. Kao što je dole navedeno, isti materijal može imati odličnu ili veoma lošu otpornost na puzajuće struje zavisno od rasprostranjenosti čađi. Pošto je daleko lakše izmeriti rasprostranjenost čađi, treba je pažljivo pratiti u toku obrade ovih kablova.



Slika 10. Uticaj sadržine čađi i njene rasprostranjenosti na otpornost puzajuće struje (ASTM 2303). Pokazatelj rasprostranjenosti čađi izmerene u skladu sa Britanskim standardom 2782 deo 8.9

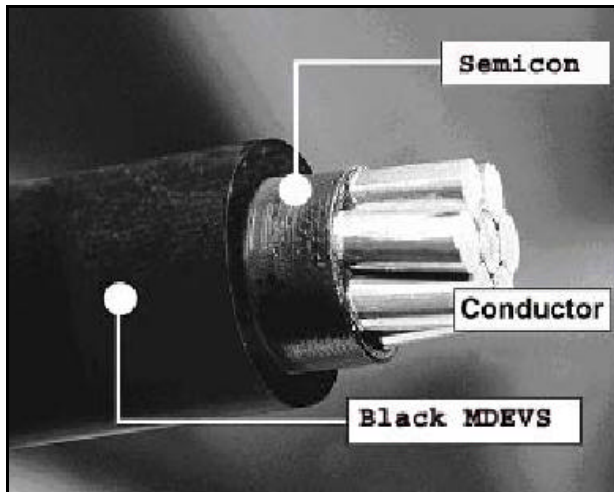
Još jedno svojstvo jedinjenja koje utiče na otpornost puzajuće struje je gustina osnovnog polimera.

Što veća gustina, utoliko je bolja otpornost puzajuće struje. Dakle, treba koristiti EVS srednje gustine kod kablova otpornih na puzajuće struje. To vam omogućava veći otpor na abraziju i veći otpor na trasiranje.

Zajedno sa posebno razvijenim katalizatorskim otporom na puzajuće struje, on ispunjava najstrožije uslove za puzajuće struje, navedene u brazilskoj specifikaciji (ABRADEE CODE - 3.2.18.23.1). Ovdje je korišćena modifikovana verzija ASTM D2303. Da bi se naglasile puzajuće struje, uništava se površinski sjaj kabla pomoću šmirgle finoće 600. Kabl zatim mora da izdrži 2,75 kV bez pojave puzajućih struja. EVS srednje gustine bez posebno razvijenih katalizatorskih masterbičeva ispunjava ovaj uslov. Ovaj masterbič se sastoji od kalajskog katalizatora u kombinaciji sa UV stabilizatorom i manjom količinom čađi.

3.2.2. Delimično izolovani kablovi (PIC)

Dalje poboljšanje nadzemnih kablova predstavlja delimično izolovani kablovi. Konstrukcija je prikazana na slici 11. Debljina izolacije varira između 2,8 - 5,4 mm. Postoje dva razloga za postavljanje ove vrste kablova. Razdaljina između faza može se smanjiti na približno 30 cm, a stopa kvara može se dalje smanjiti za 50 %. (10)

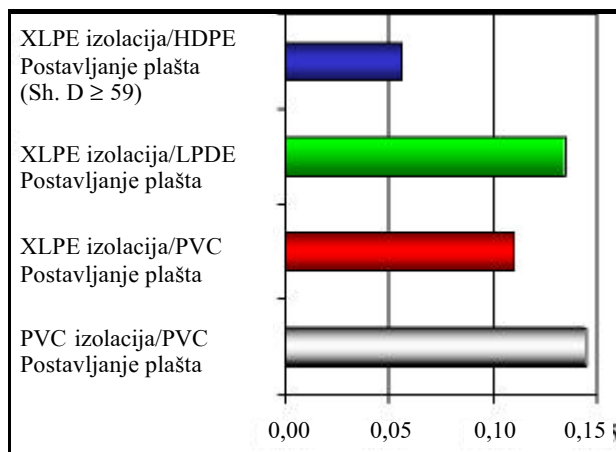


Slika 11. Delimično izolovan kabl

Unutrašnji poluprovodni sloj se ekstrudira radi smanjenja električnog polja i daljeg poboljšanja dielektričnih osobina kabela. Radi uštede troškova, spoljašnji sloj se može izbaciti kao dvoslojna konstrukcija, korišćenjem standardne izolacije istog sistema kao unutrašnjeg sloja, a koji ima spoljašnji sloj otporan na puzajuće struje.

3.3. Postavljanje plašta na podzemne kablove

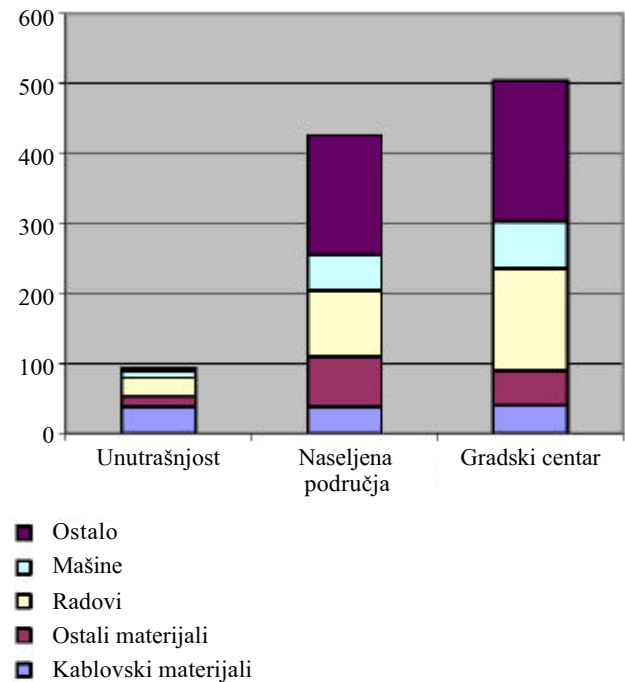
Postoji sve više dokaza da postavljanje plašta na kablove ima važan uticaj na vek trajanja kabela. Step en kvara dobrim delom zavisi od vrste plašta korišćenog kod kablova, kao što je prikazano na slici 12. Štaviše, ispadi sistema koji koriste XLPE/HDPE mogu se znatno smanjiti. Na donjoj slici prikazani su ispadi na jednoj evropskoj mreži. Može se jasno videti da korišćenje XLPE kabela zajedno sa grubim plaštom dovodi do smanjenja ispada za preko 50 %. Ovo uz to povećava i pouzdanost mreže.



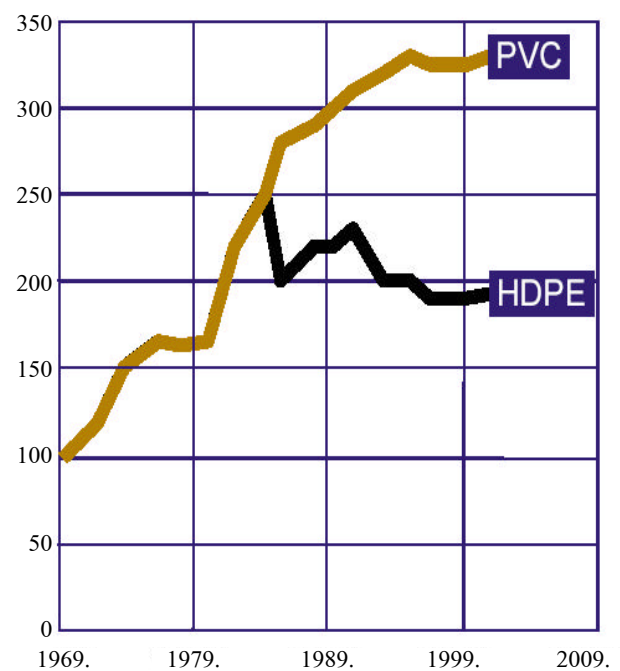
Slika 12. Ispadi sistema po kilometru sistema i godini

3.3.1. Troškovi postavljanja kablova

Značajan faktor troškova tokom izgradnje kablovskih vodova predstavljaju troškovi postavljanja kablova. Ovo može zavistiti od područja gde su instalisani kablovi. Na slici 13 prikazani su tipični troškovi instalisanja niskonaponske mreže. (11)



Slika 13. Troškovi postavljanja kablova



Slika 14. Evolucija troškova postavljanja kablova

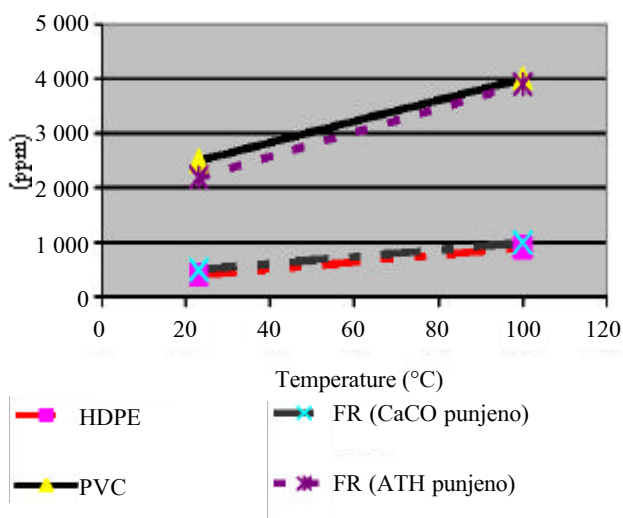
Korišćenjem plašteva velike gustine i tvrdoće (npr. Shore D ~ 59), mogu se znatno smanjiti troškovi postavljanja kablova. Kanali mogu biti manji, a rizik od oštećenja kablova u toku instalacije je manji. Pored toga, zemljište koje se dobija iskopavanjem kanala (rovova) može se koristiti za njihovo ponovno popunjavanje, umesto peska, što dovodi do daljeg smanjenja troškova. Na slici 12, prikazuju se troškovi elektroprivrednog preduzeća koje je uvelo specifikaciju o tvrdoći 1985. godine. Oni su mogli da zadrže pod kontrolom troškove instalisanja i da poboljšaju performansu (funkcionisanje) svoje mreže.

3.3.2. Postavljanje plašta koji ne podržava gorenje

Štaviše, postavljaju se uslovi po pitanju materijala za plašteve koji treba da se koriste kao aplikacija sa malom količinom dima i bez plamena, pošto je prednost PVC-a njegovo sprečavanje nastanka plamena.

Novi razvoj je poboljšao svojstvo i proizveo plašt koji sprečava plamen koji ispunjava uslove IEC 80671 ST 7 i HD620 DMZ-1.

Može se koristiti u tunelima i, zbog svoje slabe propustljivosti vlage, takođe i za podzemne kablove bez promene vrste kabla. Dobijaju se iste brzine eks-trudovanja kao kod standardnih plašteva.



Slika 15. Apsorpcija vode

U proteklom periodu, NHFR plaštevi su imali taj nedostatak da su ovi materijali bili suviše meki, a apsorpcija vode bila suviše visoka. Danas, međutim, na tržištu postoje materijali koji ne podržavaju gorenje i koji imaju tvrdoću od oko 56 (Shore D) i apsorpciju vode od čistog polietilena, dok kablovi sa plaštom od PVC-a sprečavaju prodor vlage.

Ova prednost se već koristi kod projekata sa izuzetno visokim naponom, a u nekoliko evropskih zemalja u toku je razvoj za niskonaponske instalacije.

4. ZAKLJUČCI

U ovom članku je pokazano da korišćenje XLPE-a kao izolacije niskonaponskih kablova omogućava sledeće prednosti:

- Tanje kablove zbog boljih električnih svojstava XLPE u odnosu na PVC,
- Manje provodnike ili veće opterećenje zbog boljih termičkih svojstava XLPE,
- Bolju obradu zbog superiornih karakteristika EVS,
- Odličnu performansu koja koristi MD-EVS kao slaboizolovane provodnike,
- Smanjenje troškova postavljanja korišćenjem HDPE plašteva,
- Smanjenje stope kvara mreže korišćenjem XLPE/HDPE kablova,
- Omogućavanje ekološki slobodne alternative za PVC kada je potrebno odlaganje plamena.

5. LITERATURA

- [1] US patent 3646155, CROSSLINKING OF A POLYOLEFIN WITH A SILANE, H.G. Scott, Midlands Silicones, Dow. Corning (1968).
- [2] US patent 4117195, MANUFACTURE OF EXTRUDED PRODUCTS, P. Swarbrick, W.J. Green and C. Maileffer, BICC Ltd and Maileffer SA, (1974).
- [3] B. A. Sultan et al., A REVIEW OF FIFTEEN YEARS DEVELOPMENT IN MOISTURE CURABLE COPOLYMERS AND A FUTURE OUTLOOK, Cablewire 2002
- [4] R. Carlsson, DEVELOPMENTS IN REACTOR DESIGNED MOISTURE CURABLE CABLES, Cables 2003, Köln
- [5] European Patent 0736065, WO 95/17463, POLY-ETHYLENE COMPATIBLE SULPHONIC ACIDS AS, CROSSLINKING CATALYSTS, R. Dammert, B. Gustavsson and B-Å Sultan, Borealis A/S, (1993)
- [6] J. Bucholc et al., A 110 kV SAX LINE IN POLAND, ICC 1997, Capenhurst
- [7] With the courtesy of Nokia Cables OY, Finland.
- [8] D. Wald, THE USE OF TRACK RESISTANT XLPE INSULATION FOR MEDIUM VOLTAGE AERIAL CABLES, ICC 1996,

- [9] Capenhurst
[10] D. Wald, THE INFLUENCE OF PROCESSING ON THE PERFORMANCE OF TRACK RESISTANCE OVERHEAD CABLES, ICCC, 1999, Capenhurst
[11] Hendrix, PRODUCT INFORMATION
- [12] 11 M. Björn et al, A PERFORMANCE AND COST COMPARISON BETWEEN DIFFERENT INSULATION AND JACKETING MATERIALS FOR 1 kV CABLES, Cables 2004, Köln
[13] H. Stöger, Elektrizitätswirtschaft, 83 (1984), H. 26, 1099 - 1104, updated information agent

Prevela: Lela Lončar, dipl. fil.

Rad je primljen u uredništvo 04. 11. 2004. godine

Izvinjamo se čitaocima što nismo bili u mogućnosti da dobijemo biografiju i sliku autora.



***Svim čitaocima i saradnicima
časopisa „Elektroprivreda”
Zajednica jugoslovenske elektroprivrede
želi srećnu i uspešnu 2005. godinu***

