

C6 – DISTRIBUTIVNI SISTEMI I MALE ELEKTRANE

IZVJEŠTAJ

- R.C6.01. **Meliha Džizić, Elvisa Bećirović, Snježana Tepavčević**
Pouzdanost isporuke električne energije u elektrodistributivnoj mreži – primjer JP Elektroprivreda BiH, Sarajevo
- R.C6.02. **Pavo Dujmenović**
Mjerenje kvalitete električne energije u „EP HZ HB“ DP Sjever
- R.C6.03. **Malik Kulender, Viktor Lovrenčić. Simon Peulić**
Sustav LiSa kao element kvaliteta električne energije – Primjer pilotske instalacije Elektro Primorska
- R.C6.04. **Davor Micek, Darijo Runjić**
Tehnička rješenja u automatizaciji SN mreže distribucijskog EES-a
- R.C6.05./R.B5.01. **Sanela Suljović-Fazlić, Haris Čaušević, Ekrem Softić**
Distributivni centar upravljanja – Koncept u JP EP BiH
- R.C6.06./R.B5.02. **Emil Hadžović, Sanela Suljović-Fazlić**
Sistem daljinskog nadzora i upravljanja TS 35/20 (10) kV Vrtoče
- R.C6.07./R.D2.01. **Haris Čaušević, Moamera Kevrić, Elmedin Karović**
Digitalni radio sistem u funkciji sistema daljinskog nadzora i upravljanja u Elektrodistribuciji Sarajevo
- R.C6.08. **Ahmed Mutapčić, Fuad Matoruga**
Pilot projekti daljinske komunikacije s brojlilima el.energije u JP EP BiH (AMR projekti)
- R.C6.09. **Džemal Hadžiosmanović, Tina Jakaša, Suzana Javornik Vončina**
Primjena uskopojasnog PLC-a u Elektroprivredi HZ Herceg-Bosne u uvjetima dereguliranog tržišta električne energije

C6 – DISTRIBUTIVNI SISTEMI I MALE ELEKTRANE

- R.C6.10. **Ahmed Mutapčić**
Uticaj mjernih transformatora na tačnost mjerenja
- R.C6.11. **Senad Aganović**
Disperzioni izvori i elektrodistributivne mreže
- R.C6.12. **Vinko Bošnjak, Nadir Redžić**
Distribuirana proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini
- R.C6.13. **Mirza Kušljugić, Amir Nuhanović, Tatjana Konjić**
Tehnički uticaji distribuiranih generatora na distributivnu mrežu
- R.C6.14. **Samir Avdaković, Enver Jamak**
Distributivna mreža u uslovima povećane proizvodnje električne energije distribuiranih izvora
- R.C6.15. **Mirza Kušljugić, Elvisa Bećirović**
Prekostrujna zaštita elektrodistributivnih mreža sa distribuiranim generatorima
- R.C6.16. **Dino Bačinović, Izet Džananović, Adamir Jahić**
Tehno – ekonomska analiza rada male hidroelektrane „MODRAC“
- R.C6.17. **Mario Perić, Drago Ban, Mijo Sobota, Krešimir Spiegl, Kristina Glavaš**
Proširenje kogeneracijskog sustava na CPS Molve 2
- R.C6.18. **Izet Džananović, Sabahudin Salihović, Amir Softić, Dženana Malkočević**
Uticaj nerazvijenosti prenosne mreže na kvalitet električne energije na području Elektrodistribucije Tuzla

C6 – DISTRIBUTIVNI SISTEMI I MALE ELEKTRANE

- R.C6.19. **Tatjana Konjić, Tahir Brčanić, Emir Alibašić**
Napajanje električnom energijom jugoistočnog dijela Opštine Živinice – Kratkoročna i dugoročna rješenja
- R.C6.20. **Sakib Jusić, Mensur Hajro**
Hladno vršno opterećenje u dijelovima elektroenergetske distributivne mreže
- R.C6.21. **Arifa Fetahagić, Belma Čongo**
Pravna regulativa Evropske unije iz područja proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije
- R.C6.22. **Suada Penava, Samir Avdaković**
Pomoćne usluge u elektrodistributivnom sektoru Bosne i Hercegovine
- R.C6.23. **Rafo Jozić**
O nužnosti stalne edukacije u rudarskoj elektrotehnici i eksplozivnoj zaštiti

<i>predsjednik</i>	Branko Antunović, dipl.ing.el.
<i>dopredsjednik</i>	Mr. Snježana Tepavčević, dipl.ing.el.
<i>stručni izvjestioci</i>	Mr. Ahmet Hukić, dipl.ing.el.
	Mr. Mustafa Čečo, dipl.ing.el.
	Mr. Snježana Tepavčević, dipl.ing.el.
	Adamir Jahić, dipl.ing.el.
	Mr. Branka Živković - Babić, dipl.ing.el.
	Amela Brkanić, dipl.ing.el.
	Haris Čaušević, dipl.ing.el.
	Mr. Suada Penava, dipl.ing.el.
	Mr. Vinko Bošnjak, dipl.ing.el.
	Dr. Tatjana Konjić, dipl.ing.el.
	Mr. Izet Džananović, dipl.ing.el.
	Dr. Zijo Pašić, dipl.ing.el.
	Nurfeta Badnjević, dipl.ing.el.
	Mr. Semin Petrović, dipl.ing.maš.
	Dr. Amir Nuhanović, dipl.ing.el.
	Mr. Jusuf Delić, dipl.ing.el.

IZVJEŠTAJ

Za VIII Savjetovanje BH K CIGRE, Studijski komitet C6, definirane su slijedeće preferencijalne teme:

1. Kvalitet električne energije
 - Zakonodavstvo,
 - Monitoring i tehnike praćenja kvaliteta električne energije.
2. Rad, vođenje i upravljanje distributivnim mrežama
 - Daljinsko upravljanje,
 - Mjerenje svih energetskih veličina,
 - Rad pod naponom.
3. Male elektrane – obnovljivi izvori električne energije
 - Primjena i regulacija u skladu sa evropskim normama.
4. Razvoj distributivnih sistema
 - Razvoj metoda i provjera modela za prognoziranje potrošnje električne energije, proračune gubitaka električne energije, optimalno planiranje kompenzacije reaktivne energije i slično
5. Organizacione vještine menadžmenta
 - Zakonska regulativa Evropske unije,
 - Regulacija tržišta električne energije,
 - Održivi razvoj.

Za VIII savjetovanje prispjela su 23 referata i prihvaćena su 23 referata.

R.C6.01. Meliha Džizić, dipl.ing.el.,
Elvisa Bećirović, dipl.ing.el.,
Snježana Tepavčević, dipl.ing.el.
Pouzdanost isporuke električne energije u elektrodistributivnoj mreži – primjer JP Elektroprivreda BiH, Sarajevo
Izvestioci: Mr. Ahmet Hukić, dipl.ing.el.

Autori su u uvodnom dijelu prikazali pristup ocjeni pouzdanosti elektrodistributivnih mreža u Evropi, pozivajući se na podatke iz literature o najnovijim preporukama ekspertnih udruženja i izveli indirektan zaključak da strožiji zahtjevi za povećanjem kvaliteta isporučene električne energije nameću povećanje troškova distributivnih kompanija.

U nastavku rada dat je prikaz početnih aktivnosti koje se u sklopu JP Elektroprivreda BiH Sarajevo provode na uspostavljanju uslova za praćenje pokazatelja pouzdanosti isporuke električne energije na distributivnom nivou.

Za sada je razrađen sistem praćenja zastoja, koji počiva na vođenju dispečerskog izvještaja u koji se zapisuju zastoji na srednjenaponskoj elektrodistributivnoj mreži po elektrodistributivnim dijelovima i zbirno na nivou JP Elektroprivreda BiH.

Za praćenje prekida u napajanju u niskonaponskim mrežama je tek utvrđena metodologija i tek se planira uspostava sistema praćenja prekida i na ovom naponskom nivou.

U radu su prikazani rezultati praćenja kvaliteta isporuke električne energije za srednjenaponske distributivne mreže JP Elektroprivreda BiH za 2.006 godinu u vidu statističke obrade podataka pokazatelja pouzdanosti definisanim prema standardu IEEE 1366 (SAIFI, SAIDI i CAIDI) iz kojih su vidljive velike razlike u indeksima za Elektrodistribuciju Sarajevo i ostale distributivne podružnice. U radu nisu analizirani uzroci ovih razlika, da li je u pitanju kvalitet mreža ili neujednačen način vođenja evidencija.

Pitanja za diskusiju:

1. Iako se praćenje zastoja i izračunavanje određenih indeksa pouzdanosti vodi kratko vrijeme (tek godinu dana), da li je moguće na osnovu ovih početnih rezultata rangirati pouzdanost isporuke

električnu energiju u elektrodistributivnim mrežama JP Elektroprivreda BiH u odnosu na zemlje u okruženju i razvijene evropske zemlje?

2. Da li su prilikom izdavanja elektroenergetskih saglasnosti javljali kupci koji su tražili veću pouzdanost u napajanju, nego što je nudi standardni radijalno napajan distributivni vod i na koji način su rješavani takvi zahtjevi?
3. Da li metode ocjene pouzdanosti u napajanju prepoznaju razliku između ispada u napajanju i najavljenog planskog zastoja radi remonta i revizije dijelova elektroenergetskih mreža i postrojenja?
4. Koliko su (ili koliko će) raspoloživi podaci o kvarovima uticati na poboljšavanje procesa održavanja elektrodistributivnih objekata?

R.C6.02.Pavo Dujmenović, dipl.ing.el.

Mjerenje kvalitete električne energije u „EP HZ HB“ DP Sjever

Izvjestio: mr. Mustafa Čečo, dipl.ing.el.

Rad je obradio osnovne postavke problema praćenja kvaliteta električne energije saglasno zahtjevima norme EN 50 160 i dao informacije o mjernom uređaju MEMOBOX 300 smart, Power Quality Analyser.

Iako naslov rada implicira jedan kontinuirani i sveobuhvatan proces kontrole kvaliteta napona na području EP HZ HB DP Sjever, u radu su dati rezultati mjerenja na samo jednom trafopodručju.

U osnovi rad je dobro koncipiran i daje dobre smjernice za diskusiju.

Pitanja za diskusiju:

1. Da li se proces kontrole napona po EN 50160 na području DP Sjever provodi planski i sistemski ili je rad odraz zanimanja autora za ovu vrlo značajnu oblast?
2. Iz analize nije vidljivo da li se radi o mjerenju napona na trafostanici koja napaja široku potrošnju, ali se to može pretpostaviti. Da li je autor pokušao da analizira mjerenja na različitim trafostanicama kako bi analizirao uticaj npr neke industrijske potrošnje, jer jedino industrijska potrošnja bi mogla imati negativan uticaj na kvalitet napona?
3. Da li se u DP Sjever ima uvid u industrijske potrošače koji bi mogli biti potencijalni „zagađivači“ električne energije?
4. Nije jasno, da li se komentar koji je dat u radu po pitanju prekida u napajanju, odnosi na područje DP Sjever ili na neko drugo područje. Pretpostavljam da se isti odnosi na neko šire područje pa ga je trebalo tako i navesti sa pozivom na izvor podataka. Naime broj prekida u mreži zavisi od nizu faktora (vrsta mreže - gradska mreža, seoska mreža, industrijska, naponski nivo, izgrađenost mreže, tretman neutralne tačke, fizičko stanje mreže, nadzemna ili kablovska itd).

5. Kakav kvalitet napona se dobiva sa prenosne mreže i da li se isti analizira. Posebno pitanje kakve su naponske prilike u ranim jutarnjim satima?
6. Zahtjevi po nivou kvaliteta električne energije prema EN 50160, obzirom da su iste pisali distributeri nisu uopšte strogi, osim prelaska na napon 230 V. Kako u DP Sjever planiraju riješiti pitanje obezbjeđenja napona $230 \pm 10 \% V$ na cjelokupnom području kontinuirano?

R.C6.03.Malik Kulender, dipl.ing.el.,

Mr. Viktor Lovrenčić, dipl.ing.el.,

Simon Peulić, dipl.ing.el.

Sustav LiSa kao element kvaliteta električne energije – Primjer pilotske instalacije Elektro Primorska

Izvjestio: Mr. Mustafa Čečo, dipl.ing.el.

Rad je obradio iskustva iz Elektroprimorske koja se odnose na detekciju prekida vodiča primjenom Sustava LiSa. Sustav LiSa pomoću mjerenja nesimetrije međufaznih napona, prepoznaje prekid PIV vodiča. Problem prekida u napajanju je vrlo često uzrokovan pojavom zemljospojeva u mreži koji su vrlo često posljedica prekida vodiča. Sustav LiSa nudi patentirano rješenje detekcije prekida vodiča. Sustav je ugrađen na realnu mrežu. U radu su data iskustva u korištenju navedenog sustava.

Pitanja za diskusiju:

1. Nije navedeno da li je mreža TS Ilirska Bistrica izolovana ili uzemljena preko malog otpora?
2. Nije dat princip rada uređaja. Iako je data oprema na mjernim tačkama nije potpuno jasno na bazi kojih veličina se definiše da je vodič prekinut; Vrš se analiza napona SN i analiza napona NN, ili istovremena analiza i struja i napona, pa je teško dati osvrt na eventualne probleme analize navedenih veličina. Naime zbog spojeva transformatora SN/NN sa primarne strane u trokut i vrijednosti otpora na mjestu kvara, različiti kvarovi se vrlo slično manifestuju.
3. Kakve vrijednosti otpora kvara može prepoznati uređaj?
4. Postoji više vrsta kvarova sa prekidima vodiča i zemljospojevima (osnovni, povratni i kvar preko zemlje sa prekidom vodiča) Koji su kvarovi analizirani?
5. Kakva su iskustva distributera Elektroprimorske sa primjenom ovog sustava.

R.C6.04.Davor Micek, dipl.ing.el.,

Dario Runjić, dipl.ing.el.

Tehnička rješenja u automatizaciji SN mreže distribucijskog EES-a

Izvjestio: Mr. Snježana Tepavčević, dipl.ing.el.

U radu se daje prikaz tehničkih rješenja koja se koriste u automatizaciji nadzemnih, kablovskih, i mješovitih SN mreža sa ciljem da se poveća pouzdanost i

raspoloživost ovih mreža. Pošto današnje SN mreže karakteriše dugotrajno pronalaženje i otklanjanje kvarova, tehnička rješenja automatizacije se temelje na ugradnji dovoljnog broja sklopnih aparata opremljenih sa opremom za daljinsko vođenje i na uspostavi odgovarajućih komunikacijskih sistema za izvršenje željenih funkcija.

Automatizacija nadzemne SN mreže počiva na opremanju ciljnih stubnih mjesta sa rastavnim sklopkama koje posjeduju uređaje za daljinsko vođenje i za detekciju stuje kvara. U radu je prikazan tehnički sistem KonDUR 2003 koji predstavlja novu generaciju sistema za daljinski nadzor i upravljanje rastavnim sklopkama. Detaljno su opisani svi vitalni dijelovi: rastavna sklopka, naponski transformator, uređaj za detekciju struje kvara, ormar daljinskog upravljanja kao i način ostvarenja funkcije daljinskog i lokalnog vođenja.

Automatizacija kablovskih i mješovitih SN mreža počiva na dodatnom opremanju SN razvoda u TS 10(20)/0,4 kV sa opremom koja omogućava daljinski nadzor i upravljanje sklopnim blokovima ili pojedinačnim sklopnim aparatima.

Komunikacijski sistemi u funkciji automatizacije predstavljaju ključni faktor za uspjeh automatizacije. Današnji tehnološki dometi u oblasti komunikacija nude vrlo širok spektar mogućnosti izbora i u radu je data kratka analiza i usporedba raspoloživih sistema: telefonska komunikacija (telefonske parice u vlasništvu distributera ili iznajmljene), optički kablovi, bežična mreža-GSM/GPRS, bežična mreža-satelitski sistem, DLC (Distribution Line Carrier) i Analogni i digitalni radio sistemi-za potrebe distributera.

Na kraju, u analizi *sljedećih koraka u procesu automatizacije*, autori ukazuju na činjenicu da se prečesto pojam automatizacije distributivne mreže povezuje samo sa daljinskim nadzorom i upravljanjem, te detekcijom kvara u dubini SN mreže. Međutim, problem je mnogo kompleksniji što se ilustruje šematskim prikazom seta funkcija automatizacije distribucije, prema CIRED-WG03, od kojih se dio funkcija realizira putem savremenih tehničkih rješenja uređaja za automatizaciju po dubini mreže, dok se dio funkcija odnosi na programske pristupe vođenju mreže iz centra vođenja sistema, koji u većoj ili manjoj mjeri zahtijevaju «on-line» prikupljanje podataka iz mreže. To, na nov način problematizira koncepte sistema daljinskog vođenja na nivou SN mreže, u smislu povećanja nivoa automatizacije

Rad tretira aktuelan i važan problem za elektrodistributivne kompanije, jer se u procesu razvoja tržišta električne energije od njih traži povećanje sigurnosti i stabilnosti snabdijevanja električnom energijom, što se sigurno postiže uvođenjem automatizacije.

Vrijednost rada je u cjelovitom prikazu osnovnih tehničkih rješenja koje zahtijeva automatizacija SN mreža, kao i ponuđenom širem kontekstu o kome se

mora voditi računa prilikom definisanja željenog nivoa automatizacije.

Rad, s pravom, ukazuje na potrebu vrednovanja svih raspoloživih iskustava iz pogona u cilju provjere standardnog koncepta sistema daljinskog vođenja SN mreža.

Pitanja za diskusiju:

1. Koja tehnološka unapređenja se mogu očekivati na nivou uređaja za daljinski nadzor i upravljanje u SN mrežama ?
2. Koja iskustva iz zamjene starih SCADA sistema sa novim DMS sistemima su važna za problem automatizacije SN mreža, i kakve promjene u konceptima SDV na nivou SN mreža se mogu očekivati ?
3. Kako tehno-ekonomski vrednovati nivo automatizacije SN mreža u odnosu na tržišnu vrijednost povećane pouzdanosti i kvaliteta snabdijevanja kupaca (koliki nivo automatizacije se isplati) ?

R.C6.05./R.B5.01.Sanela Suljović-Fazlić, dipl.ing.el.

Haris Čaušević, dipl.ing.el.

Ekrem Softić, dipl.ing.el.

Distributivni centar upravljanja – Koncept u JP EP BiH

Izvestioca: Adamir Jahić, dipl.ing.el.

U radu je predstavljen koncept distributivnog centra upravljanja u JP EP BiH uzimajući u obzir specifičnu organizaciju energetskog sektora u BiH i strategiju razvoja na tom polju.

U uvodnom dijelu rada dat je presjek sadašnjeg stanja sistema automatizacije u JP EP BiH uz posebno istaknutu činjenicu da su koncepti postojeće hardverske softverske konfiguracije različiti.

U nastavku rada su izloženi neki principi koncepta distributivnog centra upravljanja, usvojeni u JP EP BiH koji se u potpunosti oslanjaju na postojeće stanje a takođe i na primjenu međunarodnih standarda i normi na tom polju.

Sam koncept distributivnog centra upravljanja opremljenog SCADA/DMS funkcijama obrazložen je po segmentima uz predodjenje osnovnih funkcija. Poseban akcenat je stavljen na značaj odabira potrebnih funkcija za svaki konkretni dispečerski centar upravljanja, imajući u vidu naponski nivo, veličinu i kompleksnost distributivne mreže. Takav princip eliminiše nepotrebne funkcije i na kraju svodi cijenu DCU-a na prihvatljivi nivo.

Na kraju autor rada zaključuje da je JP EP BiH sa ovakvim konceptom sigurno na dobrom putu u implementaciji sistema daljinskog nadzora i upravljanja.

Pitanja za diskusiju:

1. Da li postoji sistematski pristup u JP EP BiH kada se govori o zamjeni primarne i sekundarne opreme u transformatorskim stanicama koje će biti uvezane

u sistem daljinskog nadzora i upravljanja, odnosno da li će projektom Power 4 biti obuhvaćene baš sve transformatorske stanice koje će biti uključene u sistem daljinskog nadzora i upravljanja?

2. Da li je u JP EP BiH rađena tehnološka ekonomska analiza za koncept SCADA/DMS distributivnih centara upravljanja i ako je jeste koji su pokazatelji u pogledu opravdanosti i isplativosti ove investicije?

R.C6.06./R.B5.02. Emil Hadžović, dipl.ing.el.,
Sanela Suljović-Fazlić, dipl.ing.el.
Sistem daljinskog nadzora i upravljanja TS 35/20 (10) kV Vrtoče
Izvjestioc: Mr. Branka Živković-Babić, dipl.ing.el.

U referatu je dat prikaz postojećeg stanja opremljenosti sekundarnom opremom TS 35/20(10) kV Vrtoče. Zatim, opisane su slijedeće etape projekta realizacije sistema daljinskog nadzora i upravljanja TS 35/20(10) kV Vrtoče i način povezivanja na budući DCU (Distributivni centar upravljanja) ED Bihać. Realizacijom ovog projekta će se omogućiti povećanje pouzdanosti, sigurnosti i raspoloživosti EES-a uz smanjenje troškova održavanja.

Pitanja za diskusiju:

1. U referatu je definisano da se potpuno opremanje TS za daljinski nadzor i upravljanje, uspostavljanje komunikacione veze stanica-centar i izgradnja centra upravljanja planira tokom 2007. godine. Šta je od toga realizovano dosada?
2. Koje TS pored TS 35/20(10) kV Vrtoče su predviđene da se povežu na budući distributivni centar upravljanja?

R.C6.07./R.D2.01. Haris Čaušević, dipl.ing.el.,
Moamera Kevrić, dipl.ing.el.,
Elmedin Karović dipl.ing.el.
Digitalni radio sistem u funkciji sistema daljinskog nadzora i upravljanja u Elektrodistribuciji Sarajevo
Izvjestioc: Amela Brkanić, dipl.ing.el.

Referat daje prikaz jednog od rješenja pristupnih mreža implementiranih u telekomunikacionom sistemu EPBiH za potrebe daljinskog nadzora i upravljanja TS 35/x kV, a koje se zasniva na upotrebi digitalnih radio modema. Prikazano je konkretno rješenje povezivanja tri TS 35/x kV koje je implementirano u ED Sarajevo, korištenjem opreme proizvođača Racom, sa specifičnim rješenjem paketskog radio prenosa (MORSE sistem). Na početku je opisano postojeće stanje sistema daljinskog nadzora i upravljanja objektima koji su u nadležnosti ED Sarajevo, uz navođenje različitih rješenja primjenjivanih za povezivanje objekata u ovaj sistem, te davanje argumentacije za korištenje određenih pristupnih rješenja, a izbjegavanje drugih (npr. loš kvalitet bakarne infrastrukture BH Telecom-a za neke lokacije). U nastavku je dat prikaz konkretne

realizovane mreže, sa rasporedom opreme po lokacijama, koji je (u Prilogu referata) popraćen podacima o geografskim lokacijama, rasporedom lokacija na mapi područja i rezultatima softverske analize kvaliteta signala. Zatim su predstavljene tehničke karakteristike radio modema MR400, koji su korišteni u ovom projektu, kao i specifičnosti ove opreme u odnosu na neka konkurentna rješenja. Zaključno je prikazan sistem za monitoring elemenata mreže i statusa prenosnih linkova (RANEC), koji je implementiran u DCU Sarajevo. Generalno, u referatu je dat prikaz praktične implementacije jednog od mogućih rješenja za daljinski nadzor i upravljanje TS 35/x kV u distributivnoj mreži.

Pitanja za diskusiju:

1. Obzirom da je prikazani sistem daljinskog nadzora i upravljanja već određeno vrijeme u eksploataciji, dati konkretne podatke o ostvarenoj raspoloživosti komunikacionih kanala (DCU – svaka od tri TS), na bazi podataka sa RANEC sistema, kao i na bazi podataka o raspoloživosti komunikacionih kanala sa SCADA sistema.
2. U referatu su opisane dvije moguće konfiguracije RANEC sistema (Base i Advanced). Dati komentar tehnološko-ekonomske isplativosti korištenja Advanced konfiguracije u korelaciji sa veličinom nadzirane mreže (ukoliko autori raspolazu podacima o cijenama ovih konfiguracija).

R.C6.08. Ahmed Mutapčić, dipl.ing.el.,
Fuad Matoruga, dipl.ing.el.
Pilot projekti daljinske komunikacije s brojlama električne energije u JP EP BiH (AMR projekti)
Izvjestioc: Haris Čaušević, dipl.ing.el.

Referat daje presjek tri pilot projekta daljinske komunikacije s brojlama u JP EP BiH u dosadašnjem periodu. Od projekta Enelovih brojila za domaćinstva sa DLC komunikacijom, preko Iskraemecovih brojila MT 851 za industrijske kupce sa GSM i PSTN komunikacijom, do MT 351 brojila sa DLC komunikacijom do koncentratora P2LPC u TS 10/0,4 kV i GSM komunikacijom prema centru. Date su osnovne karakteristike svakog od navedenih projekata, filozofija projektovanog rada, obim informacija koje su se prenosile, mogućnosti proširenja sistema, te posebno ukazano na probleme u implementaciji i radu istih.

Pitanja za diskusiju:

1. Da li iskustva iz navedenih pilot projekata daju dovoljnu podlogu da se definiše strategija AMR/AMM sistema u JP EP BiH, kako po pitanju medija za komunikaciju, tako i po pitanju obima podataka i funkcija koje bi takav sistem trebao da obezbijedi?
2. Koliko postojeća standardizacija u ovoj oblasti omogućava uključivanje različitih proizvođača

na jedinstven AMR/AMM sistem, postoje li praktični primjeri?

R.C6.09. Džemal Hadžiosmanović, dipl.ing.el.,
Tina Jakaša, dipl.ing.el.,
Mr. Suzana Javornik Vončina, dipl.ing.el.
Primjena uskopojasnog PLC-a u Elektroprivredi HZ Herceg-Bosne u uvjetima dereguliranog tržišta električne energije
Izvjestio: Haris Čaušević, dipl.ing.el.

Referat daje presjek primjene PLC komunikacije, definišući usluga koje bi se mogle implementirati, stepen deregulacije energetskog tržišta, kako u EU, tako i u BiH, opisujući projekte uskopojasnog PLCa u Italiji, Švedskoj, Nizozemskoj i Španiji, te donosi informacije o tri pilot projekta PLCa u JP EP HZ HB.

Posebno se naglašava, u svijetlu novih tehnologija i njihove primjene, definisanje strategije za uvođenje Mjeriteljstva kao posebne organizacijske cjeline.

Pitanja za diskusiju:

1. Obzirom da referat nema Zaključak, da li je realizacija pilot projekata ponudila odgovore na postavljene ciljeve?
2. Koji obim i koje tehničke zahtjeve bi predložili za slijedeći projekat u uvođenju AMR/AMM sistema?

R.C6.10. Ahmed Mutapčić, dipl.ing.el.
Uticaj mjernih transformatora na tačnost mjerenja
Izvjestio: Suada Penava, dipl.ing.el.

Kada govorimo o gubicima električne uvijek treba imati na umu da se zapravo radi o gubitku vlastitog proizvoda te posljedično o finansijskom gubitku za jednu elektroprivrednu kompaniju. Upravo iz ovog razloga, među strateškim poslovnim ciljevima svake takve kompanije redovno se nalazi i smanjenje gubitaka električne energije. Ovo u punoj mjeri vrijedi i za Elektroprivredu BiH i za njenu elektrodistributivnu djelatnost, unutar koje se u poslijeratnom periodu poduzelo mnogo aktivnosti koje su doprinijele tome da su danas distributivni gubici električne energije reda 10%, što ovu kompaniju svrstava među uspješnije u regionu.

Od niza mjera koje se u elektrodistributivnom sektoru Elektroprivrede BiH poduzimaju s ciljem smanjenja gubitaka električne energije, posebno su značajne one koje se odnose na obračunsko mjerno mjesto. Naime, obračunsko mjerenje je ključna komponenta u lancu vrijednosti svake elektrodistributivne kompanije te je u tom smislu, nužno obezbijediti tačno i precizno mjerenje isporučene/potrošene električne energije te na taj način gubitke električne energije smanjiti na što je moguće niži nivo. U ovom radu se pažnja skreće na važnost ispravnog dimenzioniranja elemenata poluindirektnih i indirektnih obračunskih mjernih

mjesta, pri čemu je posebno istaknuta uloga mjernih transformatora. Činjenica da mnogi prijeratni kupci sa poluindirektnim i indirektnim mjerenjem danas rade sa smanjenim kapacitetom problematizira pitanje neadekvatno dimenzioniranih strujnih transformatora i ovaj rad, kao i neki raniji radovi istog autora, upravo skreće pažnju na ovaj problem.

Rad tretira aktuelan i važan problem za distributivne kompanije i predstavlja kvalitetno teoretsko razmatranje. Rad bi bio značajno obogaćen kada bi u njemu bila prezentirana i neka praktična iskustva o efektima primijenjenih mjera na zamjeni neadekvatno dimenzioniranih elemenata mjernih mjesta te ostaje preporuka autoru da na nekom od slijedećih savjetovanja slične vrste obradi ovu problematiku i sa ovog praktičnog aspekta.

Pitanja za diskusiju:

1. U kojoj mjeri se u Elektrodistribuciji Zenica na sistemski način prati i analizira promjena opterećenja kupaca te s tim u vezi poduzimaju mjere zamjene neadekvatno dimenzioniranih strujnih mjernih transformatora? Da li autor zna kakva je situacija u drugim elektrodistributivnim dijelovima Elektroprivrede BiH i da li je eventualno ovaj problem posebno izražen u nekom od tih dijelova?
2. U radu se samo jednom konstatacijom pominju pozitivna iskustva u zamjeni strujnih mjernih transformatora. O kakvim se iskustvima radi i da li je moguće finansijski iskazati njihove efekte?
3. Kakva su iskustva autora vezano za promjene opterećenja kupaca u zimskom i ljetnom periodu te da li je, i na koji način, za takve slučajeve moguće optimalno dimenzionirati strujne mjerne transformatore?

R.C6.11. Senad Aganović, dipl.ing.el.
Disperzioni izvori i elektrodistributivne mreže
Izvjestio: Mr. Vinko Bošnjak, dipl.ing.el.

U radu su obrađena osnovna pitanja vezana za disperzione izvore električne energije u Bosni i Hercegovini. U osnovi ovaj referat obrađuje temeljna pitanja vezana za realizaciju ovakve vrste elektrana te moguće ograničavajuće faktore koji su u osnovi institucionalne, tehničke i ekonomske naravi. Pošto se često radi o tkz. "neupravljivim", izvorima električne energije oni ne bi trebali biti stihijno građeni bez jasnog sagledavanja njihovog mjesta i uloge u elektroenergetskom sistemu Bosne i Hercegovine. Mjesto i ulogu ovih izvora električne energije je trebalo definirati u okviru Elektroenergetske strategije Bosne i Hercegovine koja još nije donesena (u toku su aktivnosti na pripremi izrade Elektroenergetske strategije BiH, jer se radi Studija razvoja elektroenergetskog sektora kao podloga za donošenje strategije).

U radu je dat pregled sadašnjeg stanja u oblasti zakonske regulative te navedeni zakonski i podzakonski

akti koji definiraju ovu oblast. Takođe je opisan redoslijed koraka pri izgradnji ovih elektrana kao i neke barijere koje utiču na ovaj proces.

Na području Federacije BiH na snazi je Odluka o metodologiji utvrđivanja nivoa otkupnih cijena električne energije iz obnovljivih izvora instalisane snage do 5 MW („Službene novine Federacije BiH“ br. 32/02). Prema ovoj Odluci nivo otkupne cijene električne energije iz obnovljivih izvora instalirane snage do 5 MW, utvrđuje se primjenom korekcionih koeficijenata na iznos važećih tarifnih stavova (viši sezonski-veći dnevni) za prodaju aktivne energije za kategoriju potrošnje na 10(20) kV naponu. U radu su naglašene negativne tehničke posljedice koje se mogu pojaviti radi povećanog udjela disperzionih izvora koji može biti posljedica prekomjernih subvencija za proizvodnju električne energije iz ovih izvora (npr. izgradnja vjetroelektrana i grupa malih hidroelektrana) koji mogu uzrokovati i pojavu specijalnih problema u standardnim elektroenergetskim sistemima. Veoma često pogodne lokacije za izgradnju vjetroelektrana ili grupa malih hidroelektrana ne poklapaju se sa zahtjevima iz dnevnog dijagrama potrošnje na tom lokalitetu. Najčešće i stepen izgrađenosti distributivne i prenosne mreže na koju se priključuju ove elektrane nije adekvatan (područja visoke iskorištenosti vjetra odnosno lokacije malih hidroelektrana najčešće se nalaze u ruralnim predjelima, gdje je u pravilu relativno slabo razvijena prijenosna i distributivna mreža).

Obradeni su mogući tehnički problemi koji se mogu pojaviti uslijed priključenja disperzionih izvora na elektrodistributivnu mrežu (regulacija napona i kompenzacija jalove snage, stabilnost napona, kvalitet električne energije, zaštita, planiranje distributivnih mreža i sl.). U radu je analiziran i uticaj pomoćnih usluga na razvoj proizvodnje električne energije iz disperzionih izvora.

Pitanja za diskusiju:

1. Iz kojih razloga Autor koristi termin „diperzioni“ izvori električne energije jer su u upotrebi i drugi termini npr. „distribuirani“, „decentralizirani“ itd.
2. Kada se očekuje da će FERK na osnovu člana 27. „Pravilnika za tarifnu metodologiju i tarifne postupke“ odrediti cijene električne energije i regulirati pitanje obaveze preuzimanja električne energije iz obnovljivih izvora do 5 MW?
3. Da li FERK u okviru tarifnih postupaka uzima u obzir povećanje troškova koje najčešće uzrokuje primjena Odluke o obaveznom otkupu električne energije iz obnovljivih izvora?
4. Kakve su šanse za „distribuirane“ izvore električne energije u uslovima potpunog otvaranja tržišta električne energije?

R.C6.12.Mr. Vinko Bošnjak, dipl.ing.el.

Nadir Redžić, dipl.ing.el.

Distribuirana proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini

Izvestioci: dr. sc. Tatjana Konjić, dipl.ing.el.

U radu je prezentovana mogućnost proizvodnje električne energije iz distribuiranih/obnovljivih izvora na području Bosne i Hercegovine. Dat je osvrt na regulativu u oblasti otkupa električne energije iz obnovljivih izvora. Posebna pažnja posvećena je malim hidroelekrenama kao najšire zastupljenom vidu distribuirane proizvodnje u Bosni i Hercegovini. Izgradnja malih hidroelektrana je u znatnoj mjeri dovela do promjene koncepcije rada same elektrodistributivne mreže, te je pored zakonske regulative obrađen i aspekt problematike priključenja malih hidroelektrana na distributivnu mrežu.

Pitanja za diskusiju

1. Kakva su iskustva zemalja iz okruženja (Slovenija, Hrvatska, Srbija) po pitanju zakonske regulative vezane za otkup električne energije iz obnovljivih izvora? Postoji li subvencioniranje malih proizvođača od strane države i u kojoj mjeri?
2. Da li se i u kojoj mjeri u JP Elektroprivreda BiH pri planiranju razvoja distributivne mreže vodi računa o mogućim priključenjima distribuirane proizvodnje?
3. Da li priključeni distribuirani izvori električne energije u BiH utiču na podizanje ili obaranje kvaliteta električne energije? Kakva su dosadašnja iskustva?

R.C6.13.Dr. Mirza Kušljagić, dipl.ing.el.

Dr. Amir Nuhanović, dipl.ing.el.

Dr. Tatjana Konjić, dipl.ing.el.

Tehnički uticaji distribuiranih generatora na distributivnu mrežu

Izvestioci: Mr. Izet Džananović, dipl.ing.el.

U radu se obrađuje problematika uticaja distribuiranih generatora na elektrodistributivnu mrežu, sa posebnim akcentom na promjenu karaktera distributivne mreže, koja priključenjem distribuiranih generatora postaje aktivna mreža sa dvosmjernim tokovima snaga. Priključenje distribuiranih generatora nameće novi pristup u: projektovanju, eksploataciji i upravljanju distributivnim mrežama. Obradeni tehnički uticaji ukazuju na kompleksnost problema, naročito za neizgrađene distributivne mreže sa slabim parametrima. Iz prezentiranih iskustava zemalja Evropske unije, se može zaključiti da je u ovoj oblasti neophodno uvesti standarde i norme, te oblast urediti zakonima, kako bi se izbjegli značajni negativni efekti izazvani neselektivnom gradnjom i priključenjem distribuiranih generatora na slabe i neizgrađene distributivne mreže. Činjenica je da je u radu naglašeno da se radi o analizi uticaja distribuiranih generatora, sa teorijskog aspekta, ali prezentirane analize ukazuju na kompleksnost problematike i potrebu sveobuhvatne elaboracije ove problematike za određene geografske prostore, na kojima se planira izgradnja distribuiranih generatora.

Pitanja za diskusiju:

1. Imajući u vidu konstatacije navedene u zaključku rada i iskustva sa priključenjem izgrađenih distribuiranih generatora u BiH, navesti tehničke uticaje, koje je potrebno posebno obraditi i čiji uticaj je dominantan prilikom priključenja distribuiranih generatora na mreže u Bosni i Hercegovini.
2. Dati prijedlog aktivnosti, koje je neophodno provesti u narednom periodu, u cilju uvođenja normi u ovoj oblasti ?

R.C6.14.Mr. Samir Avdaković, dipl.ing.el.

Enver Jamak, dipl.ing.el.

Distributivna mreža u uslovima povećane proizvodnje električne energije distribuiranih izvora

Izvjestio: dr.sc. Tatjana Konjić, dipl.ing.el.

U radu je obrađena problematika priključenja malih hidroelektrana (mHE) u elektroenergetski sistem Bosne i Hercegovine. U prvom dijelu rada dati je izvod važnijih zakonskih odredbi na nivou FBiH koje tretiraju problematiku priključenja distribuiranih izvora. U drugom dijelu analizirana je distributivna mreža poslije priključenja mHE, te je ukazano na postojeće i moguće probleme koji se javljaju u tom slučaju.

Pitanja za diskusiju

1. Koliko su postojeće tehničke preporuke JP EP BiH usklađene sa preporukama EU?
2. Na koji način se rješava problem pojave više malih hidroelektrana na nekoj lokaciji čija ukupna snaga prevazilazi ukupnu snagu lokalne potrošnje SN odvoda na koje se priključuju?
3. Koji parametri kvaliteta električne energije se prate i ocjenjuju pri radu mHE? Koji se uređaji koriste u tu svrhu i gdje se priključuju?
4. Da li je sa proizvođačima električne energije iz malih hidroelektrana regulisano pitanje isporuke i preuzimanja reaktivne energije iz EES?

R.C6.15.Dr. Mirza Kušljagić, dipl.ing.el.

Elvisa Bećirović, dipl.ing.el.

Prekostrujna zaštita elektrodistributivnih mreža sa distribuiranim generatorima

Izvjestio: Dr. Zijo Pašić, dipl.ing.el.

Autori razmatraju uticaj distribuiranih generatora na uslove rada postojećih zaštita u distributivnoj mreži. Ukazano je na potrebne izmjene podešenja i promjenu funkcionalnosti zaštita. Pokazano je takođe da se simulacija odziva mreže sa distribuiranim generatorima u režimima kratkog spoja može vršiti programskim paketom MATLAB-PSAT (kome to nije osnovna namjena).

Pitanja za diskusiju:

1. Kakva su iskustva J.P.Elektroprivreda BiH sa neophodnim intervencijama u sistemu zaštite EES, uzrokovanim priključenjem malih elektrana?

R.C6.16.Dino Bačinović, dipl.ing.el.

Mr. Izet Džananović, dipl.ing.el.

Adamir Jahić, dipl.ing.el.

Tehno – ekonomska analiza rada male hidroelektrane „MODRAC“

Izvjestio: Nurfet Badnjević, dipl.ing.el.

Ovaj rad je dobro napisan i po svom sadržaju dao je odgovor na postavljeni zadatak. Prikazani dijagrami su slikovito pokazali ono do čega se došlo u zaključku ovoga rada. Suštinska bit izgradnje ove male hidroelektrane da ona u svom ostrvskom radu može da zadovolji potrebe napajanja rashladnom vodom, ali u slučaju raspada elektroenergetskog sistema da obezbedi izvor napajanja električnom energijom za pokretanje TE Tuzla, a što je i u zaključku ovog rada konstatovano.

Pored toga što je ovaj rad dao odgovor na bitna pitanja smatram da u istom treba napraviti određenih prilagođavanja koja ću taksativno nabrojati:

- U uvodnom dijelu koji govori uopšteno o podjelama malih elektrana po raznim kriterijima našao se opisni dio za MHE Modrac koji smatram da treba prebaciti u uvodni dio tačke 4.
- U nekoliko navrata se pominje naponski nivo od 6kV koji bi trebalo popraviti na 6,3 kV.
- Ekonomska analiza je pored prihodovne strane i dijela troškovne strane (redovnog i investicionog održavanja) trebala da obuhvati i učešće ličnih dohodaka zaposlenih za pomenuti period, doprinose za iskorištenu i potrošenu vodu kao i još neke troškove, koji će produžiti povrat uložених sredstava, istina ne drastično.
- U tabeli su dati podatci za koje se kaže da su mjesečni, a u suštini su to podatci na godišnjem nivou.
- MHE Modrac je napravljena na postojećoj brani koja je iskorištena za dogradnju hidroelektrane. To znači da je investicija umanjena za vrijednos investicije izgradnje brane a time i povećana specifična cijena i isplativost. Jasno da je to sretna okolnost da se iskoristi već postojeći objekat. Mislim da se u radu trebalo ući u analizu izgradnje brane i na bazi tog podatka doći do podatka ekonomske isplativosti i u ovom slučaju, a onda uporediti ovaj slučaj sa opisanim slučajem u radu.

U svakom slučaju rad je pokazao da je izgradnja malih elektrana isplativa investicija, a da energija dobijena na takav način nema štetnih uticaja na eko sistem te da se postojeći vodni resursi trebaju iskoristiti, ali uz maksimalnu zaštitu eko sistema.

R.C6.17.Mr. Mario Perić, dipl.ing.el.
 Dr. Drago Ban, dipl.ing.el.
 Mijo Sobota, dipl.ing.el.
 Krešimir Spiegl, dipl.ing.el.
 Kristina Glavaš, dipl.ing.el.
Proširenje kogeneracijskog sustava na CPS Molve 2
 Izvjestioci: mr. Semin Petrović, dipl.ing.maš.

Referat obrađuje vrlo aktuelnu temu gradnje kogeneracijskog postrojenja, odnosno proširenje postrojenja u okviru postojećeg kogeneracijskog sustava na CPS MOLVE 2. Osnovne značajke referata bi se mogle sažeti u sljedećim tačkama:

- referat obrađuje temu gradnje kogeneracijskog postrojenja, a što predstavlja jedan od prioriteta zemalja EU u energetskej politici i što su one iskazale kroz EU direktivu 2004/08/EC o promociji kogeneracije, gdje su sve zemlje EU dobile zadatak da naprave procjenu potencijala za realizaciju kogeneracijskih postrojenja,
- referat obrađuje gradnju kogeneracijskog postrojenja na CPS MOLVE 2, gdje već postoji vlastiti energetski izvor za kogeneraciju (prirodni plin), i gdje postoje značajne potrebe za električnom energijom (posebno je značajno napomenuti da su liberalizacijom tržišta električne energije stečeni preduvjeti za prodaju viškova proizvedene električne energije u mrežu što može biti značajan izvor prihoda vlasnicima kogeneracijskih postrojenja koji proizvode električnu i toplotnu energiju za vlastite potrebe ali su u mogućnosti da ostvare i viškove proizvodnje)
- realizirano kogeneracijsko postrojenje koje obrađuje referat predstavlja postrojenje sastavljeno od najsavremenijih komponenti (turbine, generatora, reduktora, kotla-utilizatora) s maksimalnom posvećenošću upravljanju i nadzoru postrojenja, što će dovesti do ostvarivanja maksimalnih stepena iskorištenja (s obzirom da je postrojenje pušteno u pogon u februaru 2007. godine, rezultati nakon jedne godine pogona biće relevantni za to),
- realizirano kogeneracijsko postrojenje, obrađeno u ovom referatu, ima još jednu vrlo značajnu osobinu – protueksplozijska zaštita novog turboelektričnog agregata je realizirana i ispitana prema ATEX regulativi, još jednoj značajnoj direktivi EU koja posvećuje maksimalnu pažnju mjerama protueksplozijske zaštite,
- treba napomenuti da autori referata dolaze iz naučnih institucija (fakultet elektrotehnike i računarstva) i industrije (Končar-inžinjeri za energetiku i transport, i INA), što takođe predstavlja kvalitet referata u smislu suradnje znanstveno-istraživačkih institucija i industrije.

Pitanja za diskusiju:

1. Eventualna saznanja autora referata o mogućnostima realizacije sličnih postrojenja u različitim industrijskim postrojenjima u Hrvatskoj
2. Saznanja autora o (ne)upućenosti vlasnika industrijskih postrojenja o prednostima kogeneracijskih postrojenja za njihovu efikasnost i produktivnost

R.C6.18.Izet Džananović, Sabahudin Salihović,
 Amir Softić, Dženana Malkočević
Uticaj nerazvijenosti prenosne mreže na kvalitet električne energije na području Elektrodistribucije Tuzla
 Izvjestioci: Dr. Amir Nuhanović, dipl.ing.el.

Rad se bavi posljedicama donošenja strateške odluke o zaustavljanju razvoja 35 kV naponskog nivoa na područje koje napaja ED Tuzla. Opisan je razvoj potrošnje na ovom području u posljednjih 10 godina koji nije pratila odgovarajuća izgradnja prenosnih kapaciteta. U jednom od uvodnih dijelova rada prezentirani su parametri kvaliteta električne energije u skladu sa normom EN koji su korišteni u ocjeni postojećeg stanja dijelova elektrodistributivne mreže. Značajan broj primjera koji se odnose na zastoje na SN mreži, kako usljed kvarova, tako i planske, gubitke električne energije, opterećenja transformatorskih stanica i padove napona na vodovima, pokazuju potrebu hitnog poduzimanja odgovarajućih aktivnosti za prevazilaženje postojeće situacije. U radu se detektiraju kako objektivni, tako i neopravdani razlozi koji onemogućavaju brže djelovanje i iniciranje rješavanja problema.

Pitanja za diskusiju:

1. Kakva bi bila procjena stanja distributivnog sistema u nadležnosti ED Tuzla da nije donešena odluka vezana za 35 kV naponski nivo, obzirom na prezentirani razvoj i promjene opterećenja na ovom području?

R.C6.19.Dr. Tatjana Konjić, dipl.ing.el.
 Tahir Brčanić, dipl.ing.el.
 Emir Alibašić, dipl.ing.el.
Napajanje električnom energijom jugoistočnog dijela Opštine Živinice – Kratkoročna i dugoročna rješenja
 Izvjestioci: Dr. Amir Nuhanović, dipl.ing.el.

U uvodnom dijelu rada navedeno je niz pitanja koja se moraju razmatrati u procesu planiranja razvoja distributivnih mreža. U ovom dijelu su date i osnovne značajke elektrodistributivnog područja ED Tuzla koje su bitne za analizu koja u radu slijedi, a koje se odnose na veliku naseljenost i nagli razvoj pojedinih dijelova područja. Kao karakterističan primjer takvog područja izabrana je opština Živinice, odnosno njen jugoistočni dio. U prvom su dijelu opisani problemi u ovom dijelu distributivne mreže koji se odnose na velike gubitke u

pojednim dijelovima mreže, te na naponske prilike koje ne udovoljavaju standardima kvaliteta električne energije. U radu su predložene dvije varijante načina rješavanja ovog problema. Prikazane varijante uključuju zamjene postojećih užadi manjeg presjeka većim, te na priključenje jednog dalekovoda na transformatorsku stanicu koja će uskoro postati vlasništvo ED Tuzla. Za ove potrebe bi trebalo izgraditi i dalekovod dužine 4.300m. Na opisani način, kako to pokazuje proračun, osim što bi se obezbijedio potreban kvalitet električne energije potrošačima na ovom području, povećala bi se i sigurnost u napajanju električnom energijom.

Pitanja za diskusiju:

1. Kojom metodologijom je rješavan problem poboljšanja naponskih prilika i smanjenje gubitaka u dijelu distributivnog sistema?
2. Da li su iskorišteni svi raspoloživi resursi u sistemu koji bi mogli doprinijeti poboljšanju postojeće situacije?
3. Na čemu se temelje razmatranja s povećanom potrošnjom električne energije na ovom području, odnosno kakav je njen trend?

R.C6.20.Mr. Sakib Jusić, dipl.ing.el.

Dr. Mensur Hajro, dipl.ing.el.

Hladno vršno opterećenje u dijelovima elektroenergetske distributivne mreže

Izvjestio: dr.sc. Tatjana Konjić, dipl.ing.el.

U radu je obrađena veoma interesantna tema vezana za ponašanje opterećenja u distributivnom sistemu nakon nekog poremećaja, nazvano hladno vršno opterećenje (CLPU). Opisano je ponašanje karakterističnih potrošača električne energije u širokoj potrošnji pri prekidu u napajanju električnom energijom, te je predstavljen jedan od načina aproksimacije krive opterećenja nakon prekida. Prikazano je i više rezultata mjerenja CLPU efekta na realnom potrošačkom konzumu opštine Kakanj. Predložen je eksponencijalni model sa vremenskim kašnjenjem koji se s dobrom preciznošću može uzeti za modelovanje CLPU efekta.

Pitanja za diskusiju

1. Koliko i kako je moguće uticati na smanjenje oscilovanja opterećenje u mreži pri priključenju potrošača nakon prekida u napajanju?
2. Šta utiče na vrijednosti faktora CLPUn i CLPUm?
3. Koji parametri definišu algoritam restauracije napona? Kako se ti parametri određuju?
4. Da li je u praksi JP EP BiH formiranje u radu opisanog algoritma restauracije napona?

R.C6.21.Mr. Arifa Fetahagić, dipl.ing.hem.teh.

Belma Čongo, dipl.ing.arh.

Pravna regulativa Evropske unije iz područja proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije

Izvjestio: Mr. Vinko Bošnjak, dipl.ing.el.

U radu je obrađena pravna regulativa Evropske unije koja tretira pitanje obnovljivih izvora energije. Pravna regulativa je zasnovana na ciljevima evropske unije u oblasti obnovljive energije. U posljednjem vijeku narušena je globalna ravnoteža između prirode i čovjekovih aktivnosti. Ubrzana degradacija prirodne sredine postala je alarmantna, čime je pobuđena svijest o neophodnosti ponovnog uspostavljanja ravnoteže između čovjeka i prirode. Uticaj energetskeg sektora na okolinu je dominantan jer se radi o zagađivaču kako na lokalnom tako i prekograničnom nivou (zagađenje zemljišta i voda, emisija sumpornih i dušičnih oksida, emisije pepela i drugih polutanata), te i na globalnom nivou (emisija ugljendioksida i drugih plinova sa efektom staklene bašte, a što utiče na oštećenje ozonskog omotača i globalno zagrijavanje). Opća pojava u evropskoj uniji je buđenje ekološke svijesti, implementacijom kompleksnih mjera zaštite okoline i kreiranjem novog filozofskog pristupa korištenju prirodnih resursa. Pojavila se i teorija održivog razvoja kao jedan od strateških ciljeva razvoja. Ovi ciljevi razvoja u evropskoj uniji pretočeni su u pravnu regulativu vezanu za obnovljive izvore energije od kojih su autori naveli sljedeće:

- Bijelu knjigu o energetskej politici COM(95) 682;
- Bijelu knjigu o obnovljivim izvorima energije COM(97) 599;
- Zelenu knjigu o Evropskoj strategiji za održivu, konkurentnu i sigurnu energiju COM(2006) 105;
- Direktivu 2001/77/EC Evropskog parlamenta i Vijeća od 27. septembra 2001. o podsticanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije na unutrašnjem tržištu električne energije;
- Direktivu 2003/54/EC Evropskog parlamenta i Vijeća od 26. juna 2003. o opštim pravilima za unutrašnje tržište električne energije i prestanku važenja Direktive 96/02/EC;

Pored ove regulative urađen je niz programa te drugih dokumenta za implementaciju i sprovođenje regulative za korištenje obnovljivih izvora energije. Autori su dali i veoma kratki osvrt na stanje u Bosni i Hercegovini vezano za obnovljive izvore.

Pitanja za diskusiju:

1. Da li su autori analizirali obaveze iz zakonske regulative u Bosni i Hercegovini koja tretira pitanja okoliša i njen uticaj na razvoj obnovljivih izvora?
2. Koji bi bili najprihvatljiviji izvori financiranja proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora za Bosnu i Hercegovinu?

R.C6.22.Mr. Suada Penava, dipl.ing.el.

Mr. Samir Avdaković, dipl.ing.el.

Pomoćne usluge u elektrodistributivnom sektoru Bosne i Hercegovine

Izvjestio: Mr. Ahmet Hukić, dipl.ing.el.

Ovaj rad se bavi pomoćnim uslugama u elektrodistributivnoj mreži, a osnovni cilj mu je da

ukaže na ulogu distribuiranih izvora električne energije kao potencijalnih davalaca takvih usluga.

U prvom dijelu je dat osnovni opis pomoćnih usluga, kategorizacija istih prema FERC-u, kao i kategorizacija pomoćnih usluga u prenosnom sistemu BiH, na način kako ih kategorizira Nezavisni operator sistema – NOS. Nakon osvrta na tržište pomoćnih usluga, autori su veći dio referata posvetili ulozi distribuiranih izvora energije kao potencijalnim davaocima pomoćnih usluga u elektrodistributivnom sistemu i na kraju zaključili da se zbog intermitiranog karaktera proizvodnje protočnih malih hidroelektrana, na iste ne može računati kao na pouzdane davaoce pomoćnih usluga.

Radi toga predlažu da se razmotri i tehnoeкономski evaluira promjena koncepta gradnje malih hidroelektrana bez akumulacije, što je sada preovlađajuća praksa u Bosni i Hercegovini.

Pitanja za diskusiju:

1. Obzirom na sadašnje učešće proizvodnje malih hidroelektrana u ukupnoj proizvodnji (i potrošnji) električne energije u Bosni i Hercegovini, kao i na karakteristike njihovog rada, koliko je realno i ekonomično zasnivati koncept pružanja pomoćnih usluga na ove izvore električne energije?
2. Koliko je ekonomično pripremati male hidroelektrane kao potencijalne davaoce pomoćnih usluga i u čemu je i koliki interes potencijalnih privatnih investitora za opremanje elektrana da mogu pružati iste, ako u postojećem tarifnom sistemu uopšte nije predviđena naknada proizvođačima za pružanje ovih usluga?
3. Da li sadašnji stepen razvijenosti komunikacija i sistema daljinskog vođenja i upravljanja (vodeći računa i o intermitiranim pogonima) malih hidroelektrana pruža dovoljno tehničkih mogućnosti da distribucija određenim suinvestiranjima u mHE pripremi iste za pružanje pomoćnih usluga?
4. Da li su u revidovanoj TP-17 (Tehnička preporuka za priključenje i pogon distribuiranih generatora) JP Elektroprivreda BiH, nakon revizije održane dana 6. septembra 2007. ugrađeni i zahtjevi koji

pružaju tehničke mogućnosti za pružanje pomoćnih usluga?

R.C6.23.Rafo Jozić, dipl.ing.el.

O nužnosti stalne edukacije u rudarskoj elektrotehnici i eksplozivnoj zaštiti

Izvjestio: Mr. Jusuf Delić, dipl.ing.el.

Radom je prezentiran temelj priručniku za kontinuiranu edukaciju elektrotehničkih kadrova koji su odnosno koji će biti angažovani na poslovima vezanim za prostore ugrožene eksplozivnim smješama. Težina i obaveza ove zadaće proizilazi iz činjenice da protivekplazijski zaštićeni uređaj, instaliran u datim prostorima, nije sam sebi svrha, nego je dio funkcionalnog djelovanja u okviru postrojenja, u kojem postoji ugrožen prostor. Sigurnost ovih uređaja mora biti kontrolisana u svim fazama od projektovanja, gradnje, prije puštanja u rad i u toku rada jer se radi o sistemima, “živim organizmima”, koji se u toku eksploatacije troše, kvare, remontuju, mijenjaju i popravljaju. Potpunu sigurnost ovog sistema čine ljudi, procesi, proizvodi i usluge. Nesreće dolaze ako neko u tom lancu ne uradi posao kako treba te se nameće potreba da se istom pride ozbiljno, savjesno i nadasve stručno. Doprinos tome mogu dati samo stručno i kontinuirano obučeni kadrovi.

Sprovodeći u djelo Zaključke ovog rada stati ćemo u kraj tradiciji te preduhitriti nesreće koje su pratili prostora ugroženih eksplozivnim smješama. Nažalost, ovu problematiku do sada nisu rješavali niti ozbiljno shvatili za to nadležni državni organi.

Pitanja za diskusiju:

1. Kako je u susjednim državama, nastalim raspadom Jugoslavije, regulisano ovo pitanje posebno gledajući s aspekta zakonske regulative i redosljeda aktivnosti vezanih od programa obuke, institucija koje isto izvode i nadzora nad radom ovih tijela?
2. Da li obuku kadrova mogu vršiti institucije koje nisu verifikovane za obrazovanje?
3. Kakva su iskustva autora vezana za obuku kadrova obavljenih u Rudnicima Kreka?

POUZDANOST ISPORUKE ELEKTRIČNE ENERGIJE U ELEKTRODISTRIBUTIVNOJ MREŽI – PRIMJER JP ELEKTROPRIVREDA BIH, SARAJEVO

RELIABILITY OF ELECTRICITY SUPPLY IN POWER DISTRIBUTION NETWORK – JP ELEKTROPRIVREDA BIH, SARAJEVO

Meliha Džizić, dipl.ing.el. Elvira Bećirović, dipl.ing.el. Snježana Tepavčević, dipl.ing.el.
JP Elektroprivreda BiH, Sektor za distribuciju

Sarajevo, Bosna i Hercegovina

Sažetak: Pouzdanost isporuke električne energije, kao jedan od aspekata kvaliteta električne energije, poprima sve veći značaj u tržišnim uslovima djelovanja elektroenergetskog sektora.

Postoje određene razlike u praksi distributivnih kompanija u Evropi kod izračunavanja pokazatelja pouzdanosti isporuke električne energije i ekspertna udruženja koja se bave pitanjima kvaliteta električne energije (EURELECTRIC, CEER i drugi) kontinuirano rade na ujednačavanju regulatornih okvira u evropskim zemljama. U radu se daje pregled najnovijih preporuka ekspertnih udruženja, jer se očekuje da će domaće regulatorne agencije slijediti iskustva i preporuke evropskih regulatornih agencija i na sličan način formirati buduće zahtjeve za distributivne kompanije.

U JP Elektroprivreda BiH je početkom 2005. godine uspostavljen sistem praćenja zastoja u srednjenaponskoj distributivnoj mreži, a od januara 2006. godine se izračunavaju pokazatelji pouzdanosti isporuke prema međunarodnim standardima i prihvaćenoj praksi u većini distributivnih kompanija u Evropi. U radu su prikazani rezultati dvogodišnjeg praćenja pokazatelja pouzdanosti isporuke u JP Elektroprivreda BiH, ukupno i na nivou pet elektrodistributivnih dijelova, kao i pravci daljeg razvoja sistema za praćenje zastoja u distributivnoj mreži.

Ključne riječi: kvalitet električne energije, pokazatelji pouzdanosti isporuke, SAIFI, SAIDI, CAIDI.

Abstract: Reliability of electricity supply, as an aspect of power quality, is given significant importance in power markets.

Due to different practice of power distribution utilities in calculation of reliability of supply indices, some expert associations on power quality (EURELECTRIC, CEER and others) are continuously working on regulatory framework harmonization in European countries. Paper presents some recent recommendations of expert associations, because it is expected that domestic regulatory agencies will follow their experiences and create future requests for power distribution utilities accordingly.

In Public enterprise Elektroprivreda BiH, monitoring system outages in MV distribution network was introduced in 2005, and from January 2006 reliability of electricity supply indices are calculated according to international standards and practice of various European distribution utilities. Results of reliability of electricity supply monitoring system both for Elektroprivreda BiH and its five branch offices, obtained during two-year period, are presented in this paper.

Key words: power quality, reliability of electricity supply indices, SAIFI, SAIDI, CAIDI

UVOD

Pouzdanost isporuke, kao jedan od najznačajnijih aspekata kvaliteta električne energije, poprima sve veći značaj u uslovima deregulacije i liberalizacije tržišta električne energije. Normiranjem kvaliteta električne energije, preko pokazatelja pouzdanosti isporuke koji se definišu određenim međunarodnim standardima, stvara se osnova za međusobno poređenje i tržišno vrednovanje distributivnih kompanija, što je posebno značajno u uslovima uvođenja konkurentskog tržišta.

Ciljevi poslovanja i obaveze prema kupcima definisane u Opštim uslovima za isporuku električne energije doveli su do potrebe da se u JP Elektroprivreda BiH stvore uslovi za praćenje pokazatelja pouzdanosti isporuke električne energije na distributivnom nivou. Odabrana su rješenja koja se oslanjaju na međunarodne standarde i praksu distributivnih kompanija u zemljama Evrope i koja omogućavaju da JP Elektroprivreda BiH ispuni svoje obaveze definisane u Licenci za distributivnu djelatnost, izdatu od strane Regulatorne komisije za električnu energiju u Federaciji BiH (FERK). Postojeći regulatorni mehanizam FERK-a ne stavlja u prvi plan kriterije za vrednovanje distributivnih kompanija, ali uporedo sa većim otvaranjem tržišta električne energije očekuje se da će protokoli praćenja pokazatelja pouzdanosti isporuke biti postepeno inkorporirani u regulatorni mehanizam.

1. POUZDANOST ISPORUKE ELEKTRIČNE ENERGIJE U DISTRIBUTIVNIM KOMPANIJAMA U EVROPI

Prema podacima iz literature koja analizira praksu distributivnih kompanija [1], [2], za ocjenu pouzdanosti isporuke električne energije iz distributivnih mreža koristi se oko desetak pokazatelja koje definiše Standard IEEE 1366-2003 „Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices“ (Vodič pokazatelja pouzdanosti distributivnog sistema) [3].

Izračunavanje pokazatelja pouzdanosti zasnovano je na registrovanju broja i dužine trajanja prekida u isporuci električne energije i utvrđivanju posljedica prekida. U zavisnosti od odabranog načina praćenja posljedica prekida, izračunavaju se pokazatelji pouzdanosti prema broju kupaca koji su ostali bez napajanja ili prema neisporučenoj energiji.

Na osnovu analize posljednjih izvještaja koji proučavaju pokazatelje pouzdanosti isporuke električne energije u distributivnim kompanijama evropskih zemalja [1], [4], zaključuje se da:

- Postoje razlike u shvatanju pojma kvaliteta usluge, odnosno kvaliteta isporuke električne energije, što dovodi do razlika u izboru metodologije praćenja zastoja na distributivnoj mreži i izračunavanja pokazatelja pouzdanosti isporuke električne energije.

- Rezultati praćenja pokazatelja pouzdanosti isporuke električne energije pokazuju da vrijednosti pokazatelja u velikoj mjeri zavise od karaktera zastoja (planirani, neplanirani), strukture distributivnog sistema (naponski nivoi distributivnih mreža, gustina naseljenosti, udio kablova u ukupnoj dužini distributivne mreže i slično) i vremenskih uslova u periodu računanja pokazatelja pouzdanosti (velike vremenske nepogode i slično).
- Stalni pritisak koji regulatorne agencije vrše na distributivne kompanije, sa ciljem smanjenja troškova poslovanja, dovodi do snižavanja investicionih ulaganja u distributivni sistem, što direktno utiče na snižavanje kvaliteta isporuke električne energije. Istovremeno, u nekim zemljama Evrope se uvode još strožiji zahtjevi za kvalitet isporuke električne energije od zahtjeva definisanih važećim standardima (najčešće se koristi standard EN 50160), što nameće povećanje troškova distributivnih kompanija.

Regulatorne agencije, u okviru definisanih regulatornih mehanizama, zahtijevaju da distributivne kompanije prate i publikuju ostvarene pokazatelje pouzdanosti što omogućava njihovo međusobno poređenje. U okviru regulatornog mehanizma, uz uvažavanje specifičnih uslova svake zemlje, kreiraju se odgovarajuće metodologije praćenja pokazatelja pouzdanosti i kriteriji za vrednovanje distributera. Kroz regulatorne mehanizme se provjeravaju potrebe i očekivanja kupaca po pitanju kvaliteta isporuke električne energije, odnosno procjenjuje se spremnost kupaca da plate veću cijenu električne energije za poboljšanu pouzdanost isporuke (*willingness to pay*).

Evropsko Udruženje Regulatornih Agencija (CEER – Council of European Energy Regulators) je formiralo Radnu grupu za kvalitet, koja od 2001. godine izdaje Benchmarking izvještaj o kvalitetu isporuke električne energije, sa ciljem međusobnog poređenja distributivnih kompanija, harmonizacije postojećih praksi u praćenju pouzdanosti isporuke električne energije i pružanja pomoći distributivnim kompanijama koje su u početnoj fazi uspostavljanja sistema praćenja pokazatelja pouzdanosti isporuke. Analiza ostvarenih pokazatelja pouzdanosti [1] ukazuje na potrebe za unapređenjem postojećih sistema za praćenje pokazatelja pouzdanosti u distributivnim kompanijama u zemljama Evrope. Posebnu važnost imaju sljedeće preporuke [4]:

- Preciziranje definicije kvaliteta isporuke i harmoniziranje postojećih metodologija praćenja pokazatelja pouzdanosti isporuke.
- Definisanje odgovarajućih protokola praćenja pouzdanosti isporuke u okviru usvojene metodologije.
- Javno objavljivanje rezultata praćenja pokazatelja pouzdanosti isporuke.
- Utvrđivanje ciljnih pokazatelja kvaliteta isporuke nakon što se ispune određeni uslovi,

kao npr. praćenje rezultata u dovoljno dugom vremenskom periodu.

- Detaljnije upoznavanje distributivnih kompanija sa vlastitom strukturom kapitalnih troškova (CAPEX) i operativnih troškova (OPEX), kako bi se mogla dati preciznija ocjena o dijelu troškova koji je namijenjen za poboljšanje kvaliteta isporuke električne energije.

2. REZULTATI PRAĆENJA KVALITETA ISPORUKE ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA DISTRIBUTIVNE MREŽE JP ELEKTROPRIVREDA BIH

U JP Elektroprivreda BiH u djelatnosti distribucije, od marta 2005. godine je uspostavljen sistem stalnog praćenja zastoja na srednjenaponskoj distributivnoj mreži, a od januara 2006. godine se računaju pokazatelji pouzdanosti napajanja prema međunarodnim standardima i prihvaćenoj praksi elektrodistributivnih kompanija u Evropi.

Cjelokupan sistem praćenja zastoja [5] počiva na vođenju dispečerskog izvještaja u koji se zapisuju zastoji na srednjenaponskoj elektrodistributivnoj mreži sa podacima: (1) naponski nivo i vrsta objekta u zastoju, (2) tip i uzrok zastoja, (3) dužina trajanja zastoja i (4) posljedice prekida, odnosno zastoja koji je izazvao prekid u napajanju kupaca. Podaci o zastojima se svakodnevno registruju kroz dispečerske izvještaje i vode se odvojeno za svih pet elektrodistributivnih dijelova. Obrada podataka o zastojima i izračunavanje pokazatelja se vrši na mjesečnom nivou, po elektrodistributivnim dijelovima i zbirno na nivou JP Elektroprivreda BiH.

U prvoj fazi razvoja sistema praćenja zastoja, tokom 2005. godine, vršena su određena testiranja i razvoj sistema, a za međusobna poređenja elektrodistributivnih dijelova su korišteni pokazatelji izvedeni iz raspoloživih podataka iz dispečerskih izvještaja.

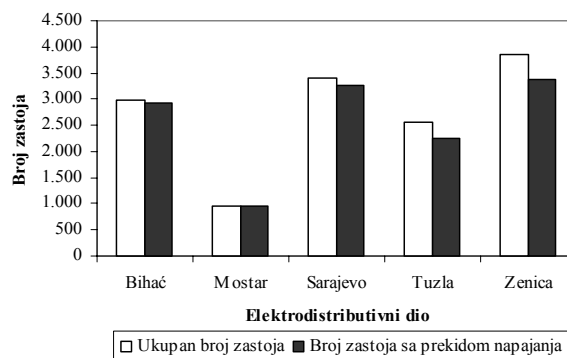
Od 2006. godine izračunavaju se pokazatelji pouzdanosti isporuke definisani prema standardu IEEE 1366 (SAIFI, SAIDI i CAIDI), kao i određeni pokazatelji uspostavljeni u prethodnom periodu.

U nastavku su date statističke obrade podataka o zastojima iz 2006. godine, kao i rezultati pokazatelja SAIFI, SAIDI i CAIDI [6], po elektrodistributivnim dijelovima i zbirno za JP Elektroprivreda BiH. Osnovi podaci o elektrodistributivnim dijelovima su dati u prilogu 1.

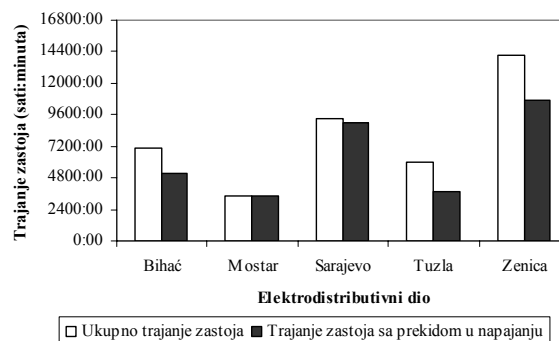
2.1. Broj i trajanje zastoja na srednjenaponskoj mreži

Na slici 1. i slici 2. su dati podaci o ukupnom broju i trajanju zastoja na srednjenaponskoj elektrodistributivnoj mreži i broju i trajanju zastoja koji

su izazvali prekid u napajanju kupaca električnom energijom, u 2006. godini.

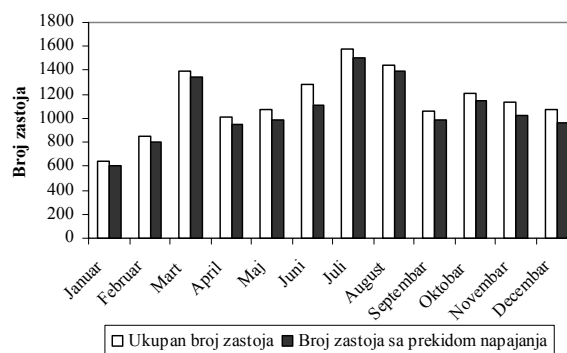


Slika 1. Ukupan broj zastoja i broj prekida u napajanju kupaca na SN mreži, po elektrodistributivnim dijelovima u 2006. godini



Slika 2. Ukupno trajanje zastoja i trajanje prekida u napajanju kupaca na SN mreži, po elektrodistributivnim dijelovima u 2006. godini

Broj zastoja po mjesecima tokom 2006. godine, na nivou JP Elektroprivreda BiH, je predstavljen na slici 3.



Slika 3. Ukupan broj zastoja i broj prekida u napajanju kupaca na SN mreži po mjesecima u 2006. godini, na nivou JP Elektroprivreda BiH

Na osnovu statističke obrade podataka o ukupnom broju i trajanju zastoja na srednjenaponskoj mreži u 2006. godini, zaključuje se sljedeće:

- više od 93% od ukupno 13.746 zastoja koji su registrovani na nivou JP Elektroprivreda BiH,

dovelo je do prekida u napajanju kupaca električnom energijom (12.785 zastoja);

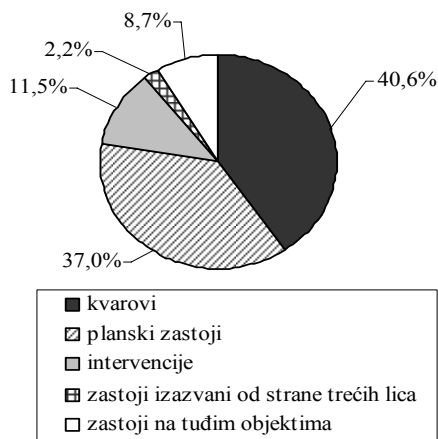
- prosječan broj zastoja u toku jednog mjeseca iznosio je 1.146 zastoja, a prosječan broj zastoja sa prekidom u napajanju u istom periodu je iznosio 1.065 zastoja;
- ukupno trajanje zastoja na nivou JP Elektroprivreda BiH iznosilo je 39.902 sata, a trajanje zastoja sa prekidom u napajanju kupaca iznosilo je 31.897 sati.

Podaci potvrđuju dominantan uticaj konfiguracije distributivne mreže na kvalitet isporuke; većina zastoja na srednjenaponskim distributivnim objektima dovodi do prekida u napajanju kupaca električnom energijom.

Takođe se potvrđuje da u periodu pogodnih vremenskih uslova za izvođenje radova na održavanju i izgradnji novih objekata u distributivnoj mreži dolazi do značajnijeg povećanja broja zastoja.

2.2. Broj zastoja po uzrocima zastoja

U toku 2006. godine je korištena sljedeća klasifikacija uzroka zastoja na srednjenaponskoj elektrodistributivnoj mreži: kvarovi, planski zastoji, intervencije, zastoji izazvani od strane trećih lica i zastoji na tuđim objektima. Na slici 4. je prikazano procentualno učešće karakterističnih uzroka zastoja u ukupnom registrovanom broju zastoja na nivou JP Elektroprivreda BiH u toku 2006. godine.



Slika 4. Procentualno učešće karakterističnih uzroka zastoja na nivou JP Elektroprivreda BiH u 2006. godini

Najveći broj zastoja u 2006. godini je nastao zbog kvarova na elektrodistributivnoj mreži (40,6%), a zatim slijede zastoji zbog planskih radova (37,0%) i zastoji zbog intervencija (11,5%) koji obuhvataju preventivne radove da bi se spriječili kvarovi. Zastoji zbog kvarova ili planskih radova na tuđim objektima (prenosna mreža) čine 8,7% ukupnih zastoja.

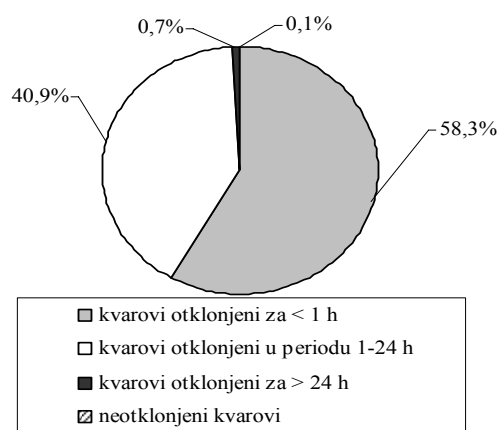
Početkom 2007. godine je uvedena nova klasifikacija uzroka zastoja sa osnovnom podjelom na planirane i neplanirane zastoje koja se primjenjuje u većini

evropskih distributivnih kompanija. Uvedene su i odgovarajuće pod-klasifikacije unutar ove dvije grupe.

2.3. Broj zastoja po vremenu otklanjanja

U odnosu na vrijeme otklanjanja, odabrano je da se zastoji klasificiraju u četiri grupe: (1) zastoj otklonjen za manje od 1 sat, (2) zastoj otklonjen u periodu od 1 do 24 sata, (3) zastoj otklonjen u periodu dužem od 24 sata i (4) zastoji koji nisu otklonjeni u toku posmatranog mjeseca.

Procentualno učešće zastoja po vremenu otklanjanja je prikazano na slici 5.



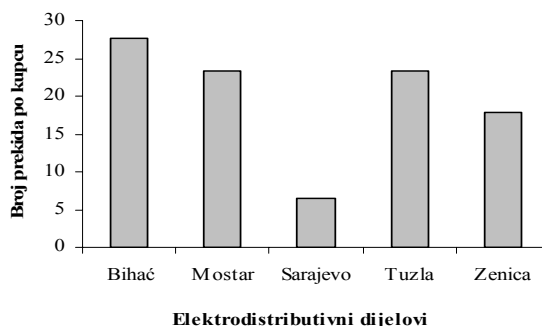
Slika 5. Procentualno učešće zastoja po vremenu otklanjanja na nivou JP Elektroprivreda BiH u 2006. godini

Najveći broj zastoja je otklonjen za manje od jednog sata (58%), a zatim slijede zastoji otklonjeni u periodu od 1 do 24 sata (41%). Zastoji koji su trajali duže od 24 sata ili ostali neotklonjeni u posmatranom mjesecu čine tek 1% svih zastoja.

2.4. Indeks prosječne učestanosti prekida sistema (SAIFI)

Pokazatelj SAIFI pokazuje koliko je često svaki kupac u prosjeku ostao bez napajanja električnom energijom u odabranom vremenskom intervalu.

Slika 6. pokazuje pokazatelj SAIFI po elektrodistributivnim dijelovima u 2006. godini.



Slika 6. Indeks prosječne učestanosti prekida sistema

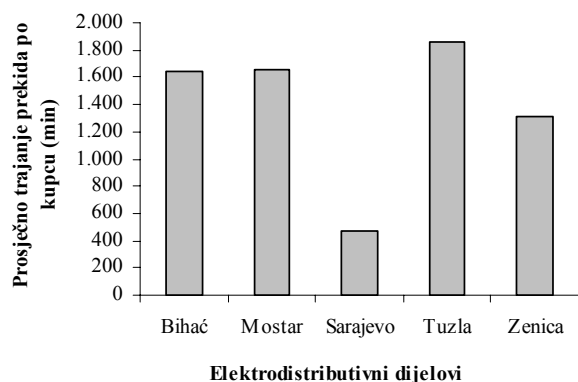
(SAIFI) po elektrodistributivnim dijelovima u 2006. godini

U 2006. godini, najlošiji pokazatelj SAIFI je zabilježen u ED Bihać, gdje je svaki kupac u prosjeku imao 27,2 prekida u napajanju električnom energijom u toku godine. Najbolji pokazatelj SAIFI je zabilježen u ED Sarajevo, gdje je svaki kupac u prosjeku imao 6,5 prekida u napajanju električnom energijom, što je usporedivo sa podacima koje ostvaruju neke evropske kompanije. Posmatrano na nivou JP Elektroprivreda BiH, kupci su u prosjeku imali 17,5 prekida u 2006. godini.

2.5. Indeks prosječnog trajanja prekida sistema (SAIDI)

Pokazatelj SAIDI pokazuje koliko je prosječno trajanje prekida u napajanju kupca električnom energijom, u toku određenog vremena.

Na slici 7. je prikazan pokazatelj SAIDI, po elektrodistributivnim dijelovima u 2006. godini.



Slika 7. Indeks prosječnog trajanja prekida sistema (SAIDI) po elektrodistributivnim dijelovima u 2006. godini

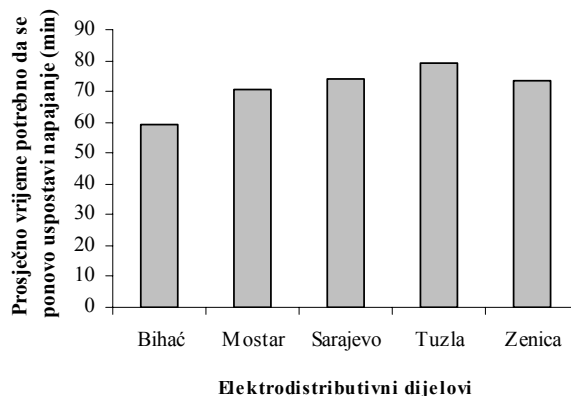
U 2006. godini, na nivou JP Elektroprivreda BiH, prosječno trajanje prekida u napajanju kupca je iznosilo 1.126,8 minuta (cca 19 sati) na godišnjem nivou.

Najduže prosječno trajanje prekida u napajanju su imali kupci u ED Tuzla, prosječno 1.856,9 minuta (cca 30 sati). Kupci u ED Sarajevo su najkraće bili bez napajanja električnom energijom, u prosjeku 476,8 minuta (cca 8 sati).

2.6. Indeks prosječnog trajanja prekida (CAIDI)

Pokazatelj CAIDI pokazuje koliko je prosječno vrijeme potrebno da se ponovo uspostavi napajanje kupaca električnom energijom, u toku određenog vremena. Izračunava se kao odnos SAIFI/SAIDI.

Na slici 8. je prikazan pokazatelj CAIDI po elektrodistributivnim dijelovima u 2006. godini.



Slika 8. Indeks prosječnog trajanja prekida (CAIDI) po elektrodistributivnim dijelovima u 2006. godini

Posmatrano na nivou JP Elektroprivreda BiH, vrijeme potrebno za ponovnu uspostavu napajanja kupaca električnom energijom je u prosjeku iznosilo 72,3 minute (cca 1 sat). Podaci po elektrodistributivnim dijelovima, pokazuju mala odstupanja od ove vrijednosti i kreću se od 59,5 minuta (ED Bihać) do 79,3 minute (ED Tuzla).

3. PRIMJERI UPOTREBE REZULTATA

Nakon dvogodišnjeg sistemskog praćenja zastoja na srednjenaponskoj distributivnoj mreži JP Elektroprivreda BiH, od januara 2007. godine se uspostavljaju mehanizmi korištenja rezultata praćenja zastoja kao pouzdanih parametara za:

- ocjenu dostizanja poslovnog cilja „unapređenje pouzdanosti isporuke električne energije“ i
- poboljšanje procesa održavanja elektrodistributivnih objekata

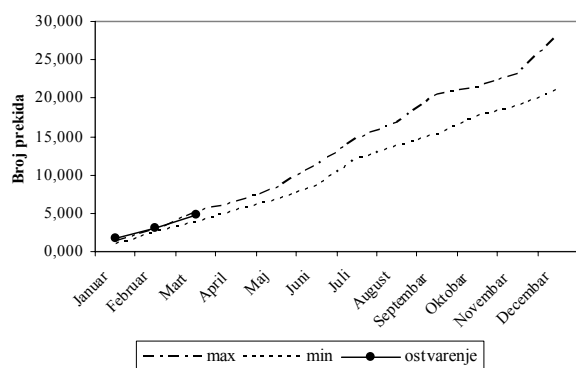
3.1. Pouzdanost isporuke električne energije kao poslovni cilj

Poboljšanje pouzdanosti isporuke električne energije je definisano kao jedan od pet poslovnih ciljeva kvaliteta koje treba dostići u distributivnoj djelatnosti JP Elektroprivreda BiH (pored smanjenja gubitaka u mreži, povećanja stepena naplate i poboljšanja drugih parametara ekonomičnosti). Utvrđeno je da se pouzdanost isporuke mjeri pokazateljima SAIFI, SAIDI i CAIDI, na nivou elektrodistributivnog dijela.

Za potrebe ovih analiza, definisana je metodologija koja podrazumijeva planiranje pokazatelja i praćenje ostvarenja na mjesečnom nivou i kumulativno na kvartalnom nivou. Analiza rezultata se vrši kvartalno, kada se utvrđuju i korektivne mjere za slučaj neostvarenja ciljeva.

Prema metodologiji, planske vrijednosti pokazatelja za tekuću godinu utvrđuju se na bazi ostvarenih pokazatelja u prethodnoj godini, odnosno u prethodne tri godine

kada se za to steknu uslovi. Zbog karaktera samih pokazatelja, dozvoljena su odstupanja od +20%, -10% u odnosu na prethodnu godinu. Na slici 9. prikazan je primjer praćenja pokazatelja SAIFI za prvi kvartal 2007. godine, u ED Tuzla.



Slika 9. Praćenje pokazatelja SAIFI za prvi kvartal 2007. godine, u ED Tuzla

Podaci na slici 9. pokazuju da je na kraju prvog kvartala pokazatelj SAIFI u granicama očekivanih vrijednosti i da za sada nema potrebe za poduzimanje korektivnih mjera. Za slučaj prekoračenja maksimalne planirane vrijednosti, predviđeno je da se vrši provjera da li je viša sila prouzrokovala takav rezultat, a potom detaljnija analiza uzroka zastoja u okviru planiranih i neplaniranih zastoja. Pošto se radi o prvoj godini primjene ove metodologije, očekuje se da će iskustva iz 2007. godine usmjeriti dalji razvoj metodologije.

3.2. Poboljšanje procesa održavanja elektrodistritivnih objekata

Raspoloživi podaci o zastojima i uvedena klasifikacija uzroka zastoja omogućavaju da se izdvoje i posebno analiziraju elektrodistritivni objekti koji su, zbog kvarova na njima, najviše doprinosili smanjenju kvaliteta isporuke električne energije. Na taj način je bilo moguće izdvojiti elektrodistritivne objekte koji su:

- imali višestruke prekide,
- dovodili do najdužeg trajanja prekida,
- izazvali prekide u napajanju velikog broja kupaca.

Te objekte treba posebno održavati ili poduzimati investicione radove na njima.

Uvođenjem nove klasifikacije uzroka kvarova, početkom 2007. godine, svi kvarovi na srednjenaponskoj elektrodistritivnoj mreži će se moći dodatno analizirati prema mjestu nastanka i uzroku kvara.

Ovo je tek početak aktivnosti koje se provode na unapređenju kvaliteta održavanja elektroenergetske opreme. Analizom podataka o uzrocima kvarova bit će moguće prepoznati nepouzdanu opremu u sistemu, i boljim planom održavanja te opreme smanjiti prekide u napajanju kupaca.

4. PLANOWI UNAPREĐENJA

U daljem razvoju sistema praćenja zastoja planira se:

- nastavak primjene odabranog načina praćenja pokazatelja pouzdanosti isporuke električne energije, da bi se dobili podaci o pokazateljima pouzdanosti za period od najmanje tri godine;
- proširenje sistema praćenja prekida i na niskonaponsku mrežu; u aprilu 2007. godine je utvrđena metodologija za praćenje prekida na NN mreži i do septembra 2007. godine će trajati pripremna faza primjene, nakon čega se planira uspostava sistema praćenja prekida u napajanju na NN mreži na nivou JP Elektroprivreda BiH;
- okončanje započetih aktivnosti na informatizaciji sistema praćenja zastoja na srednjenaponskoj mreži, uvođenjem računarske aplikacije razvijene na Oracle platformi.

LITERATURA

- [1] CEER: Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005, 2005
- [2] Radić, Čarnić i Milankov: Reliability Indicators Analysis for Distribution Network in Elektrovojvodina, Zbornik referata međunarodnog regionalnog savjetovanja o elektrodistritivnim mrežama (JUKO CIRED), Herceg Novi, 2004
- [3] IEEE: IEEE-1366 Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, 2003
- [4] EURELECTRIC: EURELECTRIC's View on Quality of Electricity Distribution Network Services, 2006
- [5] Tepavčević, Džizić, Bećirović: Pokazatelji pouzdanosti isporuke električne energije za elektrodistritivne sisteme – primjer JP Elektroprivreda BiH, Sarajevo, Zbornik referata Drugog regionalnog savjetovanja o elektrodistritivnim mrežama (JUKO CIRED), Zlatibor, 2006
- [6] JP Elektroprivreda BiH: Godišnji izvještaj o zastojima na srednjenaponskim distritivnim objektima januar – decembar 2006. godine, 2007

Prilog 1. Osnovni podaci o elektrodistributivnim dijelovima JP Elektroprivreda BiH

Redni broj	Podaci	Jedinica mjere	ED Bihać	ED Mostar	ED Sarajevo	ED Tuzla	ED Zenica	JP EP BiH
1	Broj kupaca	kupci	90.160	33.381	196.867	165.609	173.314	659.331
2	Ukupna godišnja potrošnja u 2006. godini	MWh	371.961	154.837	1.079.053	946.673	765.485	3.318.009
3	Dužina SN mreže	km	1.894	774	1.630	1.857	2.773	8.928
4	Udio kablova u SN mreži	%	7%	18%	58%	15%	20%	22%
5	Dužina NN mreže	km	3.348	1.509	3.695	6.145	7.670	22.367
6	Površina područja	km ²	4.125	2.570	1.526	2.649	5.884	16.754
7	Gustina kupaca	kupaca/km ²	22	13	129	63	29	39
8	Gustina potrošnje	MWh/km ²	90	60	707	357	130	198
9	Dužina SN mreže na 1000 kupaca	km/1000 kupaca	21,0	23,2	8,3	11,2	16,0	13,5

MJERENJE KVALITETE ELEKTRIČNE ENERGIJE U "EPHZHB" DP SJEVER

POWER QUALITY MEASUREMENT IN "EPHZHB"

Pavo Dujmenović, dipl.ing.el.
J. P. Elektroprivreda HZHB d.d. Mostar

Orašje – Bosna i Hercegovina

Sažetak: Kako se svaki elektrodistributivni sustav sastoji od velikog broja različitih elemenata s nelinearnim karakteristikama u tim mrežama se javljaju viši harmonici. Osim njih javljaju se i razni drugi poremećaji koji također mogu izazvati štetne posljedice kod posebice osjetljivih trošila. Svi ti poremećaji mogu ugroziti ispravnost mreže i utjecati na rad trošila, kao i smanjiti im korisnost i radni vijek ili ih čak ozbiljno oštetiti.

Ovaj rad prikazuje rezultate analize kvalitete električne energije čije je mjerenje izvedeno na glavnom sekundarnom napajanju niskonaponske strane transformatora 10(20)/0.4 kV. Mjerenja su izvedena mrežnim analizatorom Memobox 300 Smart a prema Europskoj normi EN 50160.

Ključne riječi: kvaliteta električne energije, norma EN 50160, parametri kvalitete, mrežni analizator

Abstract: Distribution power networks contain a greater number of elements with non-linear characteristics that produce higher order harmonics. These harmonics and other disturbances can cause unwished consequences, especially by sensitive loads. All those disturbances could cause disorder in the work of the distribution power network. This paper shows measuring data of electric power quality. The measurements were taken on the main secondary low-voltage supply. A modern power quality performance analyser MEMOBOX 300 Smart is used according to the European Norm EN 50160.

Key words: power quality, European norm EN 50160, quality parameters, network performance analyser

UVOD

Pored pouzdanosti i kontinuiteta napajanja, komponenta koja poprima sve veću važnost pri distribuciji električne energije jest njena kvaliteta. Pojavom sve većeg broja nelinearnih trošila kao što su npr. osobna računala, TV aparati, fluorescentne žarulje, uređaji za klimatizaciju i dr., u mreži dolazi do jačanja negativnog utjecaja na kvalitetu električne energije. Dakle, ta trošila narušavaju kvalitetu el. energije a istovremeno su osjetljiva na promjene sinusoidalnog napona i za svoj ispravan rad zahtijevaju njegovu stabilnost.

Razni oblici poremećaja kao što su prenaponi, propadi i prekidi napona, nesimetričnost između faza opskrbnog napona, treperenje, harmonici i drugi poremećaji mogu izazvati neželjene posljedice kod posebice osjetljivih trošila. Svi ovi navedeni poremećaji u elektroenergetskoj mreži mogu imati utjecaja na ispravnost rada trošila kao i na njihov životni vijek i korisnost, a u krajnjem slučaju mogu ih čak i ozbiljno oštetiti.

Iz gore navedenih razloga mjerenja kvalitete električne energije bi trebala biti svakodnevna praksa, kako bi se na osnovu analiza dobivenih rezultata mogle poduzeti odgovarajuće aktivnosti u smjeru poboljšanja kvalitete električne energije, a samim time i pravovremeno spriječiti eventualne reklamacije potrošača. Upravo je to

bio povod da se započne s mjerenjima kvalitete električne energije i na području Elektroprivrede HZ HB.

U ovom radu su prikazani sažeti rezultati mjerenja na glavnom sekundarnom napajanju niskonaponske strane transformatora 10(20)/0.4 kV jedne distributivne transformatorske stanice u DP Sjever. U tu svrhu je korišten mrežni analizator LEM Memobox 300 Smart koji uz pripadajući programski paket Codam omogućava cjelovit pristup analizi kvalitete električne energije. Memobox 300 Smart je univerzalni mjerni instrument za analizu kvalitete, traženje smetnji, te optimiziranje mreže a podešen je i radi prema Europskoj normi EN 50160.

1. KVALITETA ELEKTRIČNE ENERGIJE

1.1. Pojam kvalitete električne energije

Kvaliteta električne energije u nekoj točki elektroenergetskog sustava se definira u odnosu na referentne tehničke parametre, koji su dobiveni višegodišnjim iskustvom stečenim analiziranjem stanja elektroenergetskih mreža a prema dogovoru na međunarodnoj razini. Poznat primjer jednog takvog dogovorenog tehničkog parametra je iznos frekvencije napona koja u Europskim zemljama iznosi 50 Hz.

Karakteristike električne energije se promatraju preko opskrbnog napona, tj. njegovog valnog oblika, amplitude, frekvencije i simetričnosti. Te se značajke za vrijeme normalnog pogona mijenjaju poradi kolebanja tereta, smetnja iz određenih postrojenja i kvarova.

Analiza kvalitete električne energije u pravilu obuhvaća sljedeće tehničke parametre:

- Promjene osnovne mrežne frekvencije;
- Veličina napona;
- Promjene napona;
- Jakost treperenja (flikeri) ;
- Naponski propadi i prekid;
- Naponska nesimetrija;
- Naponi viših harmonika;
- Naponi međuharmonika;
- Prisutnost signalnih napona.

Poznate međunarodne organizacije koje određuju vrijednosti tehničkih parametara u svojim preporukama definiraju referentne vrijednosti tih parametara ali i njihova dozvoljena odstupanja. U slučaju da se vrijednost određenog parametra kreće unutar preporučenih granica, ne bi trebalo doći do smetnji u radu trošila jer se ona izrađuju s odgovarajućom tolerancijom.

1.2. Norma EN 50160

Ova norma definira i opisuje bitne značajke razdjelnog napona na mjestu predaje potrošaču u javnim niskonaponskim i sredjenaponskim mrežama pri normalnim pogonskim uvjetima.

U određenoj razdjelnoj mreži povezanoj s EES-om, 10-sekundna srednja vrijednost osnovne frekvencije mora

biti u sljedećim granicama: 50 Hz $\pm$ 1% tijekom 99,5% tjednog intervala, tj. 50 Hz +4% / - 6% tijekom 100% trajanja intervala.

Nazivni napon U_n za niskonaponske javne mreže između faznih i neutralnog vodiča iznosi 230 V. Ne uzimajući u razmatranje prekid opskrbe, 95% 10-minutnih srednjih vrijednosti efektivne vrijednosti opskrbnog napona promatranog tjednog intervala mora biti u opsegu $U_n \pm 10\%$. Preostalih 5% se mora nalaziti u granicama $U_n +10\%$ / - 15% (tj. maksimalno 253 a minimalno 195,5 V).

Pri normalnim pogonskim uvjetima, dugotrajna jakost treperenja uzrokovana promjenama napona ne smije prelaziti vrijednost $Plt=1$ tijekom bilo kojeg promatranog tjedna. Budući da je reagiranje na treperenje subjektivno, u nekim slučajevima smetnje je moguće uočiti kod vrijednosti $Plt=1$, dok u drugim situacijama smetnje nisu uočljive i pri većim iznosima od 1.

Kratkotrajna smanjenja opskrbnog napona na vrijednosti između 90% i 1% nazivnog napona zovu se propadi napona. Norma EN 50160 ne definira dopušteni broj propada. Njihov je godišnji broj vrlo različit, ovisno o vrsti mreže i o promatranoj točki mreže. Godišnje se može očekivati između deset i tisuću propada, a većina ih je dubine manje od 60% U_n i trajanja kraćeg od 1s.

Pri normalnim pogonskim uvjetima kratki prekidi opskrbnog napona pojavljuju se s učestalošću od desetak do nekoliko stotina godišnje. 70% ovih prekida ima trajanje kraće od 1s. Orijentacijske vrijednosti učestalosti dugih prekida opskrbnog napona su u granicama od 10 pa do 50 i imaju trajanja preko 3 min. I za kratke i za duge prekide vrijedi definicija da je to stanje pri kojem napon pada na vrijednost ispod 1% nazivnog napona.

Tablica 1. Maksimalne dozvoljene vrijednosti pojedinih naponskih harmonika

NEPARNI VIŠI HARMONICI			
nisu višekratnik 3		jesu višekratnik 3	
harm. br.	U_h u % U_n	harm. br.	U_h u % U_n
5	6,0	3	5,0
7	5,0	9	1,5
11	3,5	15	0,5
13	3,0	21	0,5
17	2,0		
19	1,5		
23	1,5		
25	1,5		
PARNI VIŠI HARMONICI			
redni broj harmonika		U_h u % U_n	
2		2,0	
4		1,0	
6 - 24		0,5	

Ukupni sadržaj viših harmonika (THD) opskrbnog napona ne smije prelaziti vrijednost 8% U_n tijekom

95% 10-minutnih srednjih vrijednosti efektivne vrijednosti opskrbnog napona promatranog tjednog intervala. U tablici 1 navedene su maksimalne dopuštene vrijednosti viših harmonika u postotku nazivnog napona do 25. harmonika.

Deset minutna srednja vrijednost efektivne vrijednosti inverzne komponente napona ne smije prijeći 2% odgovarajuće izravne komponente tijekom 95% srednjih vrijednosti svakog tjednog intervala. U nekim mrežama toleriraju se i naponske nesimetrije do 3%.

Poradi sve veće primjene pretvarača frekvencija i sličnih upravljačkih uređaja povećava se i razina međuharmonika u elektroenergetskim mrežama. Budući da se ne raspolaze sigurnim iskustvenim vrijednostima, dopuštene granice se još razmatraju.

Norma EN 50160 ipak ne vrijedi u svim situacijama. Dakle, postoje slučajevi (poplava, potres, sabotaža, rat i dr.) kada je upravljanje kvalitetom napona izvan kontrole isporučitelja energije, a u kojima može doći do izlaženja određenih tehničkih parametara izvan zadanih granica. U tim okolnostima EN 50160 se ne primjenjuje.

2. ANALIZATOR KVALITETE ELEKTRIČNE ENERGIJE – MEMOBOX 300 SMART

Memobox 300 smart je mjerni instrument za nadgledanje parametara kvalitete električne energije i mjerenje svih električnih veličina, te za lociranje poremećaja u niskonaponskim i srednjenaponskim mrežama. Ovaj instrument mjeri do tri napona i do četiri struje. Rukovanje ovim analizatorom je vrlo jednostavno, a sam postupak mjerenja se odvija u četiri koraka:

- programiranje mjernog zadatka,
- instaliranje instrumenta na mjesto,
- mjerenje i
- očitanje i obrada izmjerenih vrijednosti.

Za svaku fazu i za N-vodič postoji LED pokazivač koji ovisno o načinu treperenja pokazuje da li se mjerne struje i naponi nalaze u okviru nazivnog opsega ili su podopterećeni/preopterećeni.

Memobox 300 smart se isporučuje s aplikacijskim softverom Codam Basic/Plus pomoću kojeg je moguće na jednostavan način predstaviti rezultate mjerenja u obliku preglednih tabela, grafičkih dijagrama ili statističkih skupova. Zahvaljujući ovoj softverskoj podršci rezultati mjerenja koji nas zanimaju mogu se direktno ispisivati ili eksportirati u neki drugi program radi dodatne obrade tih podataka.

Kao i većina instrumenata koja se danas koristi za mjerenje kvalitete električne energije, tako i Memobox 300 smart ima u svojoj programskoj podršci ugrađene postavke normi za kvalitetu električne energije. U ovom mjernom instrumentu to je upravo EN 50160.

Ovisno o mjernoj funkciji proizvođač nudi na raspolaganje tri izvedbe ovog instrumenta:

Q: Analiza mrežnog napona, traženje smetnje

P: Mjerenje tereta, optimiziranje mreže

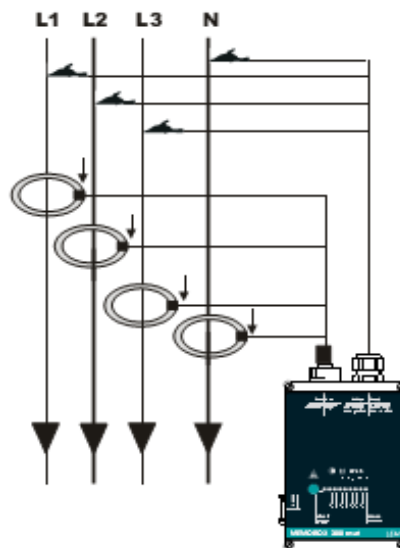
A: Kombinacija verzije Q i verzije P

Tablica 2. Veličine koje se mogu mjeriti ovisno o verziji koju podržava instrument

Mjerna funkcija	P	Q	A
Napon: min, max, sred. vrijednost	+	+	+
Struja: max, srednja vrijednost	+	+	+
Struja N-vodiča	+	+	+
Propadi, prenaponi, prekidi	+	+	+
Snaga: P, P , Q, S, PF, tan	+		+
Energija	+		+
Flickeri: Plt, Pst	+	+	+
Naponski harmonici		+	+
Strujni harmonici			+
THD U	+	+	+
THD I	+		+
CF (tjemeni faktor)		+	+
Nesimetrija		+	+
Frekvencija		+	+

3. REZULTATI MJERENJA

Mjerenja su izvedena na jednoj transformatorskoj stanici 10(20)/0.4 kV u DP Sjever, na glavnom sekundarnom napajanju transformatora.

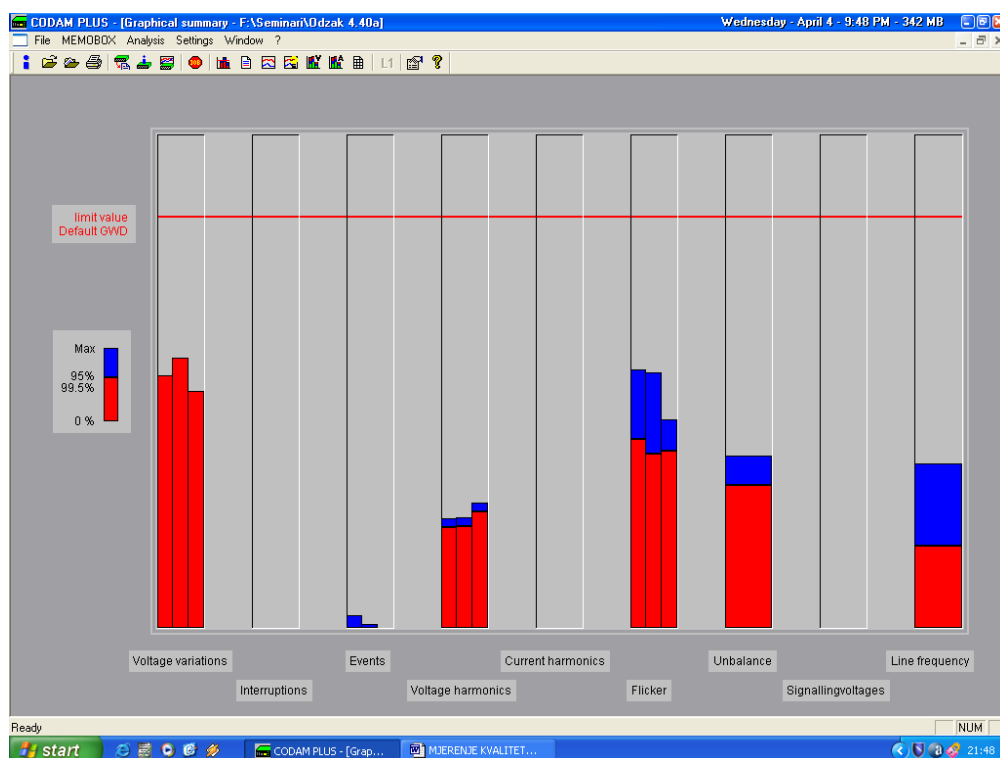


Slika 1. Shema priključka za izvođenje mjerenja u 3-faznoj četverožičnoj mreži

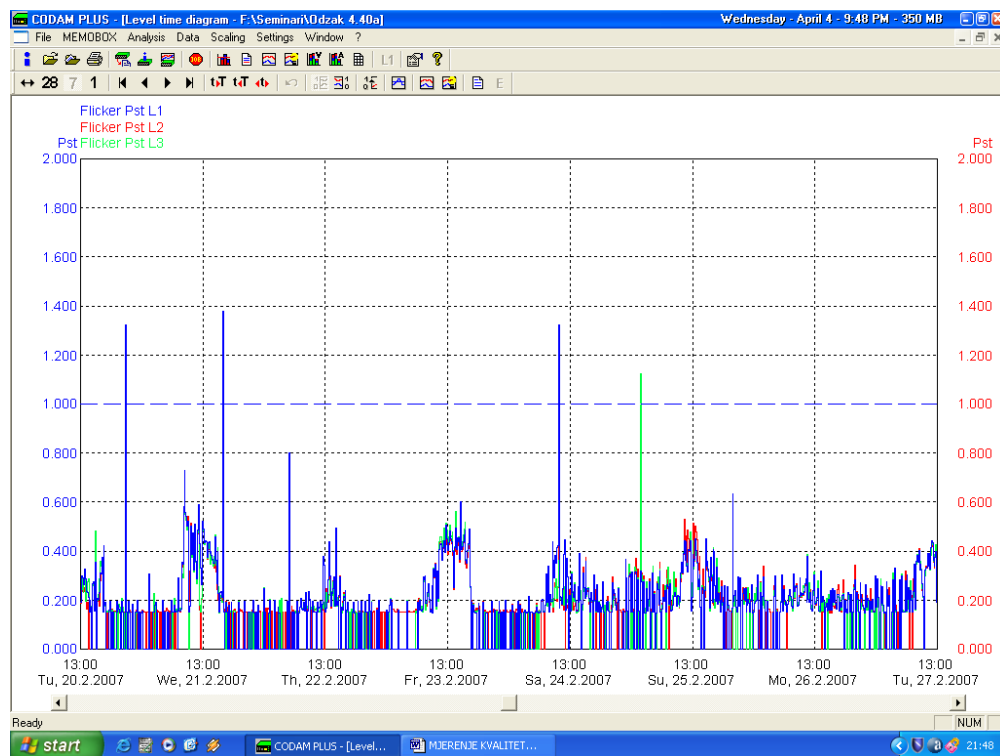
Mjerenje faznih napona izvršeno je direktno pomoću delfin-hvataljki dok je mjerenje struje izvedeno pomoću LEM-flex strujnih senzora kojima su obuhvaćeni glavni fazni i N-vod (Sl. 1).

Budući da norma EN 50160 zahtijeva da period mjerenja bude točno tjedan dana, mjerenja su trajala od 20.02.2007. do 27.02.2007. godine. Slika 2 prikazuje

sumarni grafički pregled devet najvažnijih pokazatelja kvalitete.



Slika 2. Sumarni prikaz pokazatelja kvalitete električne energije



Slika 3. Prikaz kratkotrajnih treptaja napona (fikeri) u sve tri faze

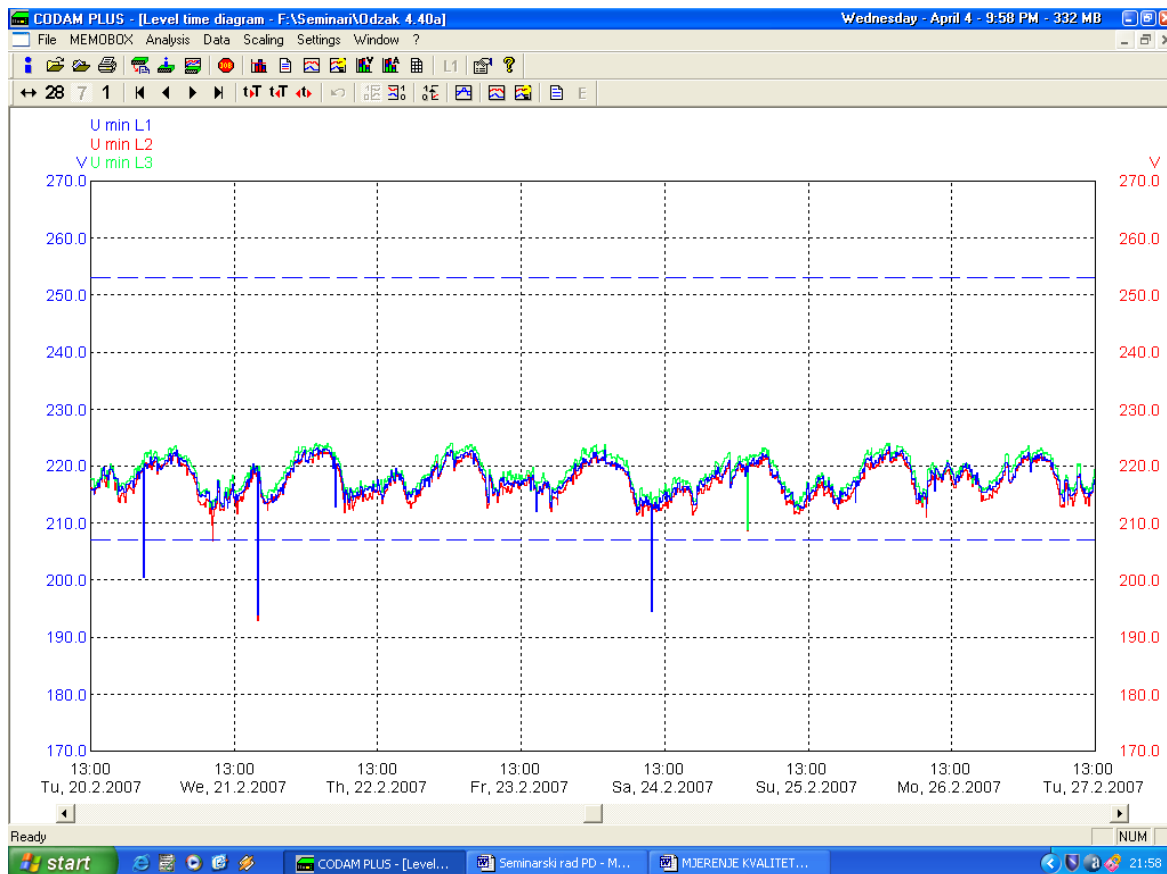
Vidljivo je da sumarni pokazatelji kakvoće električne energije ne prelaze granične vrijednosti određene

normom, pa se odmah može zaključiti da je opskrbeni napon tijekom promatranog tjedna bio zadovoljavajuće

kvalitete. Ipak, iz ovog grafičkog sumarnog prikaza nije moguće vidjeti sve parametre koje ovaj instrument može mjeriti, pa ćemo neke od tih pokazatelja pojedinačno analizirati.

Na slici 3 možemo vidjeti prikaz kratkotrajnih treptaja napona koji su tijekom mjerenja u četiri navrata izlazili

iz normom dopuštenih granica. Do toga je došlo zbog naglih većih promjena u opterećenju. Napomenimo da se mjere samo kratkotrajne vrijednosti treperenja (P_{st}) tijekom vremenskog intervala od 10 minuta, dok se dugotrajna jakost treperenja (P_{lt}) računa temeljem niza od 12 uzastopnih vrijednosti P_{st} .

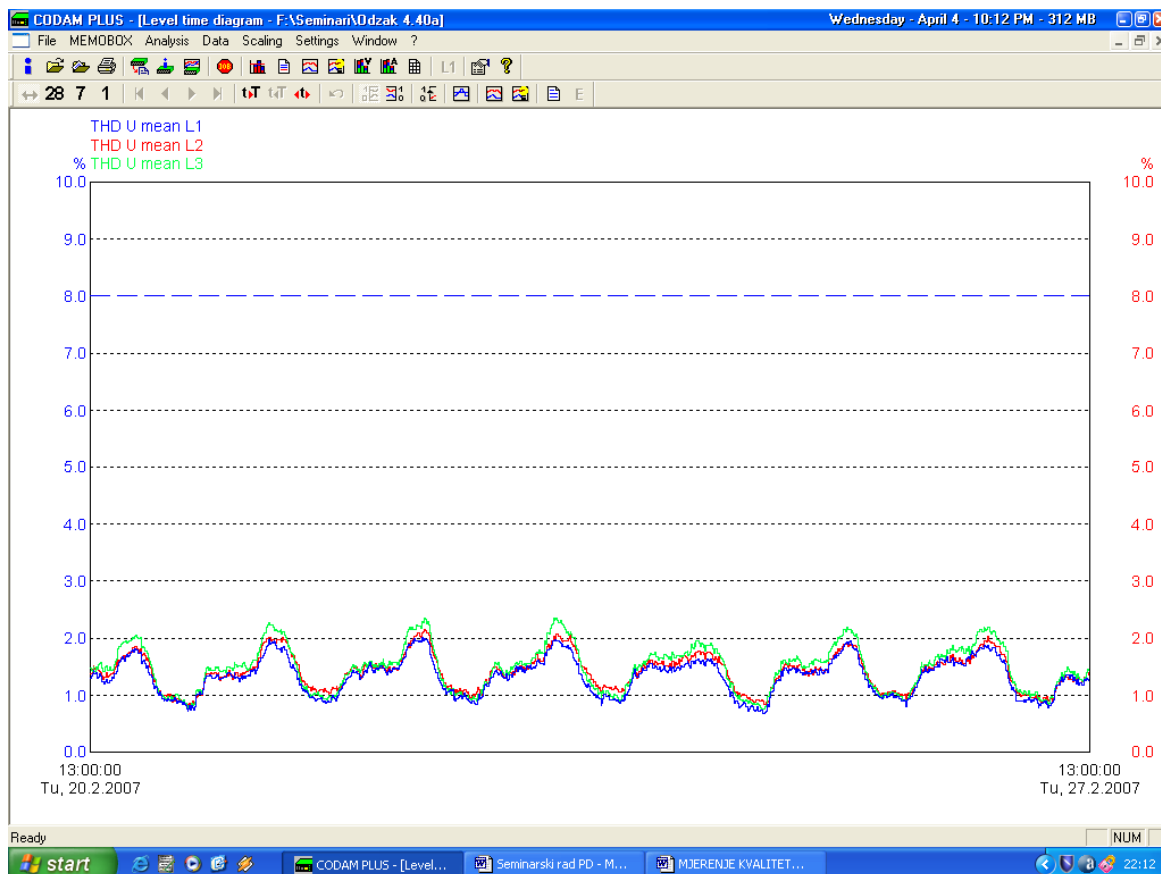


Slika 4. Minimalne vrijednosti napojnog napona su u četiri propada bile izvan granica norme EN 50160

Za procesnu industriju najveće štete uzrokovane su naponskim propadima ili prekidima napajanja kada se računalna oprema (mikroprocesori), koja upravlja procesima i trošilima, "zamrzne". Ti su događaji kratkotrajni, pa ih je teško dokazati ukoliko ne postoji trajno praćenje stanja u elektroenergetskoj mreži. Slika 4 prikazuje minimalne vrijednosti mrežnog napona za sve tri faze tijekom promatranog intervala zajedno s granicama koje preporučuje norma EN 50160. Napomenimo da je dijagramom moguće prikazati također i srednje i maksimalne vrijednosti. Iz dijagrama se jasno vidi da su minimalne vrijednosti napona u fazi L1 tri puta a vrijednosti napona u fazi L2 dva puta prelazile dozvoljene granice. Iz popisa mjernih vrijednosti koje pruža ovaj instrument, može se na jednostavan način očitati da je najveći propad iznosio 192.99 V i da se dogodio 21.02.2007. u intervalu od 16:50-17:00. Propadi napona u niskonaponskim mrežama su najčešće uzrokovani kvarovima ili naglim povećanjem opterećenja.

Na slici 5 se može vidjeti da je ukupno harmoničko izobličenje (eng. THD - Total Harmonic Distortion) na sekundaru transformatora duboko ispod dozvoljene

granice koju preporučuje norma EN 50160, tj. $THD < 8\%$. Više harmonike u mrežnom naponu najčešće proizvode viši harmonici struja nelinearnih trošila, koja su priključena na različitim razinama distribucijske mreže. Ti viši harmonici struje stvaraju na impedancijama unutar distribucijske mreže odgovarajuće više harmonike napojnog napona. Napomenimo da se THD računa na način da se u obzir uzmu efektivne vrijednosti (RMS) svih viših harmonika do 40. višeg harmonika.



Slika 5. Ukupni sadržaj viših harmonika

4. ZAKLJUČAK

Kako je električna energija prije bila javna usluga a danas je postala roba, kojom se trguje na otvorenom tržištu, ona mora ispunjavati zadane kriterije kvalitete. Sve šira primjena energetske elektronike, posebice u distribucijskim mrežama, dovodi do raznih problema uzrokovanih izobličenjem napona i struje. Budući da su novi uređaji sve osjetljiviji na kvalitetu električne energije raste interes za razvoj sustava za nadzor kvalitete s kojima se mogu predvidjeti problemi vezani za kvalitetu električne energije prije njihovog nastajanja.

Ovaj rad prikazuje sažete rezultate mjerenja kvalitete električne energije izvedene mrežnim analizatorom Memobox 300 smart na sekundaru transformatora 10(20)/0.4 kV. Iz analize mjerenja koje je obavljeno u periodu od 20.02.-27.02.2007. godine, uočava se da su parametri opskrbnog napona sukladni europskoj normi EN 50160, te da u promatranom periodu zadovoljavaju. No, napomenimo da vremenski odsječak od tjedan dana (minimalno razdoblje propisano normom EN 50160) nije dovoljno reprezentativan da bi se za neko promatrano mjesto dao siguran zaključak o kvaliteti električne energije.

LITERATURA

- [1] EN 50160, "Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems", CENELEC, 1999.
- [2] MEMOBOX 300 smart, Power Quality Analyser - Operating Instructions
- [3] CODAM PLUS, Software for Memobox 300 Smart - Operating Instructions
- [4] Novinc, Ž.: Kvaliteta električne energije - priručnik, Elektrotehnički fakultet Osijek, 2006.

SUSTAV LiSa KAO ELEMENT KVALITETA ELEKTRIČNE ENERGIJE – PRIMJER PILOTSKE INSTALACIJE ELEKTRO PRIMORSKA

SYTEM LiSa LIKE COMPONENT FOR QUALITY OF ELECTRIC ENERGY – CASE OF PILOT INSTALLATION ON ELEKTRO PRIMORSKA AREA

Malik Kulender, dipl.ing.el.
C&G d.o.o. Sarajevo

Sarajevo – Bosna i Hercegovina

mr Viktor Lovrenčić, univ.dipl.ing.el.
C&G d.o.o. Ljubljana

Ljubljana - Slovenija

Simon Peulić, dipl.ing.el.

C&G d.o.o. Ljubljana

Sažetak: Prikazan je uređaj za otkrivanje i isključenje voda sa prekinutim vodičem, koji je patentiran i za koju je obezbijeđeno rješenje Ureda RS za intelektualnu imovinu broj SI 21482. U referatu su prikazana i opisana rješenja, koja su bila pilotski izvedena na odsjeku DV Matulji, poduzeća Elektro Primorska. Opisana je konstrukcija uređaja i praktični primjer djelovanja uređaja te pregledana funkcionalna el. shema indikatora odnosno detektora kvara (prekida) voda.

Ključne riječi: uređaj za otkrivanje i isključenje voda sa prekinutim vodičem i DV Matulji

Summary: Article presents Discovering and Disconnecting Gear for power line with broken conductors, which was patented and for which was published the decree by Office of RS for intellectually ownership No. SI 21482. The Report presents and describes researches, Gear design, and practical pilot case on OHL Matulji of Elektro Primorska company, sample of Gear function and its fault detector schematics.

Key words: Discovering and Disconnecting Gear for power line with broken conductors and OHL Matulji of Elektro Primorska company

UVOD

U Sloveniji postoji oko 600 km SN vodova izvedenih sa poluizoliranim (PIV) vodičima. Zbog loše montaže, neodgovarajućeg materijala, udara groma ili drugih uzroka dolazi do čestih prekida (pucanja) vodiča (otprilike nešto više od 70 slučajeva u zadnjih godinu dana). Zaštita u trafo stanicama (zbog izolacije između vodiča i zemlje) često ne prepoznaje takav kvar, odnosno prekid poluizoliranog (PIV) vodiča, pa radi toga ne isključuje pokvareni vod.

Zato je udruženje elektrodistribucija Slovenije godine 2004. uvelo moratorij na daljnju izgradnju električne mreže sa PIV vodičima dok se ne izradi studija koja će istražiti sve uzroke stalnih prekida PIV vodiča te dati usmjerenja za buduću izgradnju mreže. Tome usmjerenju nedvojbeno pripada zaštitni uređaj za otkrivanje prekinutoga vodiča, jer će u pouzdanim i brižljivo građenim vodovima i dalje dolaziti do prekida vodiča zbog različitih uzroka (mehanička oštećenja, udar groma, itd.).

U Elektro Primorskoj su odlučili da će 20 kV dalekovod Matulji između TS »Ilirska Bistrica« i TS »Sviščaki 1« opremiti električnom zaštitom (LiSa®). Ustanovili su da kod prekida PIV vodiča električna zemljospojna zaštita u TS Ilirska Bistrica, izvod Matulji, nije prepoznala zemljospojnu struju pa vod u kvaru nije isključila.

Prepoznavanje prekinutih PIV vodiča nije bilo moguće niti sa osjetljivom zemljospojnom zaštitom. U sustav je potrebno uključiti i dodatne uređaje (mjerne točke). U našem slučaju to je električna zaštita LiSa® koja, pomoću mjerenja nesimetrije sustava međufaznih napona, prepoznaje prekid PIV vodiča u sustavu.

Detaljnije je predstavljeno kako je na dalekovodu Matulji (TS Ilirska Bistrica – TS Sviščaki 1) protekla ugradnja (trasa, mjerne točke, itd.) električne zaštite LiSa®, djelovanje sustava i priključenje u centre upravljanja, odnosno na koncentrator signala.

1. OPIS SISTEMA

Opšte

Investitor Elektro Primorska je odlučio da 20 kV DV Matulji između TS »Ilirska Bistrica« i TS »Sviščaki 1« opremi električnom zaštitom za detekciju prekida vodova budući da su došli do saznanja da kod višestrukih prekida PIV vodiča, koji inače dodiruju tlo, električna zaštita u TS »Ilirska Bistrica«, izvod Matulji, ne prepoznaje struju zemljospoja i ne isključuje vod u kvaru.

Kratak opis trase

Za cjelokupnu trasu (preko 20 km) je karakteristično da ima dvije duže sekcije izvedene sa PIV i to 5.5 km dugačak vod sa PIV između TS »Ilirska Bistrica«, izvod Matulji i drugi 4.9 km dugačak vod sa PIV između stubnog mjesta s prekidačem na stubu DVPLM »Zabiće« te između DVPLM »Zabiće« i TS »Sviščaki 1« koji se nalazi na kraju voda.



Slika 1: Prikaz trase dalekovoda DV Matulji.

Kratak opis projekta

Zaštita od prekinutih vodiča je izvedena zaštitnim uređajima MC LiSa®, koji su ugrađeni u mjernim tačkama:

- na krajnjoj točki DV Matulji: u TS »Sviščaki 1«,

- između obje sekcije vodova sa PIV: na stubu sa daljinski upravljanim prekidačem DVPLM »Zabiće«,
- na početku voda: u TS »Ilirska Bistrica«, izvod Matulji.

U DCU je instaliran koncentrator koji prima različite SMS poruke. S obzirom na oblik kvara, uređaj će slati odgovarajuće SMS poruke iz mjernih točaka i tako na osnovi primljenih informacija automatski preuzimati mjere za slanje komande za isključenje odgovarajućeg prekidača i informirati nadređeni centar, ili će pak prepustiti preuzimanje odgovarajućih mjera nadređenom centru.

Kratak opis djelovanja zaštite

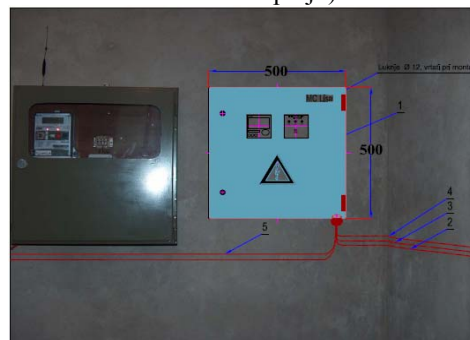
Kod prekida vodiča u prvoj sekciji voda sa PIV između TS Ilirska Bistrica i stuba s prekidačem DVPLM Zabiće bit će aktiviran zaštitni uređaj MC LiSa® DVPLM »Zabiće« i zaštitni uređaj MC LiSa® na kraju voda u TS Sviščaki 1. Zato će taj kvar isključiti prekidač u TS »Ilirska Bistrica« u čeliji sa izvodom Matulji. Kod prekida vodiča u drugoj sekciji, to jest između DVPLM Zabiće i TS Sviščaki 1, bit će aktiviran samo zaštitni uređaj MC LiSa® u TS Sviščaki 1 i zato će taj kvar isključiti prekidač na stubu Zabiće.

2. MJERNE TOČKE

Konačna mjerna točka

TS »Sviščaki 1«, je zidana transformatorska stanica sa novim 20 kV SF6 prekidačem, proizvođača Siemens. Ormar za unutrašnju montažu sa komponentama:

- mjerni centar MC760L,
- komunikacijski modul MI480L,
- modul Mitsubishi Alpha20,
- UPS modul 230 V/230 V,
- K1 kontakti za slanje komande „isključenje prekidača“,
- LED indikacija prorade zaštite,
- testno tipkalo,
- indikator D1 (signal D₁),
- ulaz za D2 (signalizacija za položaj rastavljača 20 kV u transformatorskome polju).



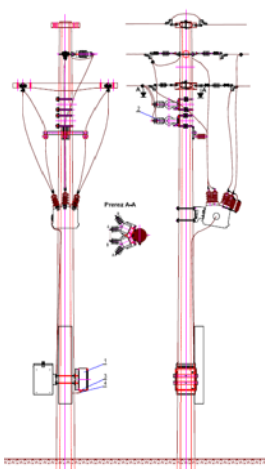
Slika 2: Krajnja mjerna točka, ormarić za unutrašnju montažu sa svim ugrađenim komponentama.

Mjerna točka između obje sekcije vodova

DVPLM »Zabiče«, stub sa daljinskim upravljanim prekidačem za vanjsku montažu.

Ormar za vanjsku montažu sa komponentama:

- mjerni centar MC760L,
- komunikacijski modul MI480L,
- modul Mitsubishi Alpha20,
- transformator 110 V/230 V,
- UPS modul 230 V/230 V,
- K1 kontakti za slanje komande „isključenje prekidača“,
- LED indikacija prorade zaštite,
- testno tipkalo,



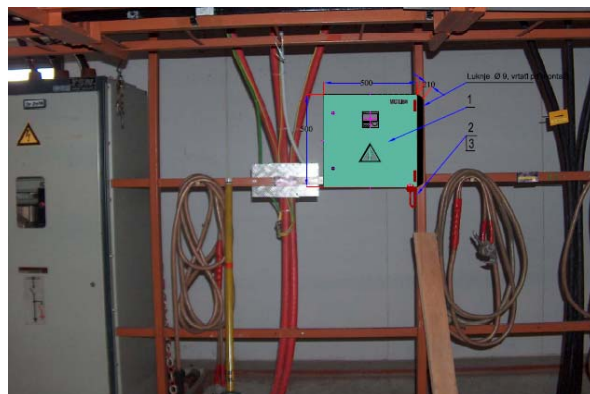
Slika 3: Prikaz montaže umjesne mjerne točke, ormarić za vanjsku montažu sa svim ugrađenim komponentama.

Mjerna točka na samome početku izvoda

Izvod Matulji – TS »Ilirska Bistrica«, 20 kV izvod Matulji sa daljinsko upravljanim prekidačem.

Ormarić za unutrašnju montažu sa komponentama:

- mjerni centar MC760L,
- komunikacijski modul MI480L,
- modul Mitsubishi Alpha20,
- UPS modul 230 V/230 V,
- K1 kontakti za slanje komande za isključenje prekidača,
- LED indikacija prorade zaštite,
- testno tipkalo,
- digitalni ulazni signal D1.

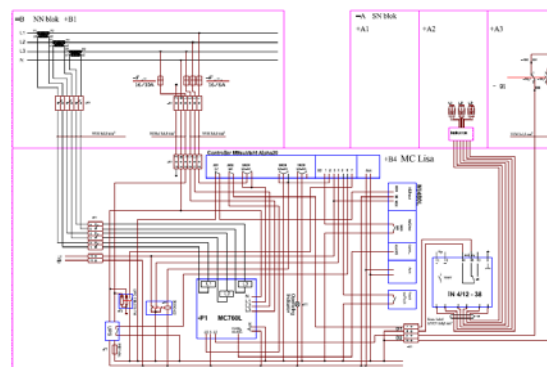


Slika 4: Prikaz montaže početne mjerna točka, ormarić za unutrašnju montažu sa svim ugrađenim komponentama.

3. ELEKTRIČNE ŠEME I UPOTREBLJENA OPREMA U POJEDINAČNIMA MJERNIM TAČKAMA TS »Sviščaki 1«

20 kV SF6 prekidač sa kapacitivnim djeliteljima napona i sa signalnim relejom na 20 kV rastavljaču u transformatorskome polju – dodatno ugrađena oprema:

- 1 kom indikator prisutnih napona – MC 760L, 230 VAC,
- 1 kpl kablovska veza između elektroda i indikatora (ukupna dužina iznosi 5 m),
- 1 kpl MC LiSa® (mjerenje sekundarnih napona, signal prisutnosti primarnoga napona - D1,
- signal položaja (uključenje/isključenje) SN rastavljača u transformatorskome polju - D22, vanjski napon za napajanje 230 VAC,
- materijal za montažu.

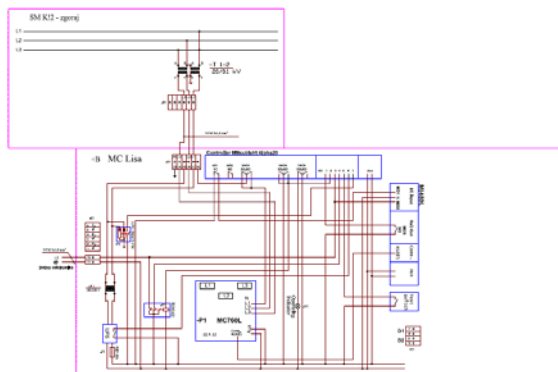


Slika 5: Zadnja mjerna točka, priključna shema.

DVPLM »Zabiče«

Betonski stub Z 12 sa daljinsko upravljanim prekidačem i sa postojećim dvopolno izolovanim naponskim transformatorom tipa VZF 24-03 i dodatno ugrađena oprema:

- 1kom dvopolno izolovanim naponskim transformatorom 20/0,11 kV tip VZF 24-03,
- 1 kom nositelj dvopolnog izolovanoga naponskoga transformatora,
- 1 kom MC LiSa[®],
- relej K1 s kontaktom za daljinsko isključenje prekidača,
- materijal za montažu.

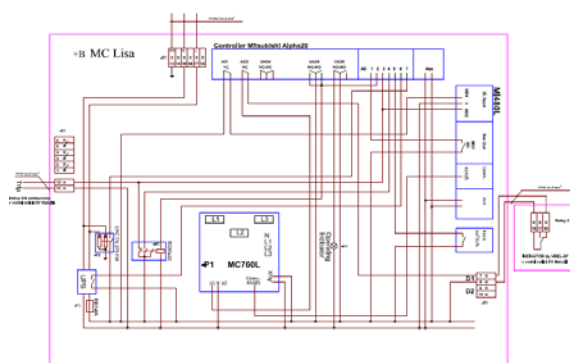


Slika 6: Umjesna mjerna točka, priključna shema.

TS Ilirska Bistrica

Postojeći djelatnici napona i postojeći indikator prisutnosti napona, proizvođač firma »Jordan« - dodatno ugrađena oprema:

- 1 kpl MC LiSa[®],
- signal D1 (mjerenje jednofaznoga napajackoga napona),
- vanjski napajacki napon 230 VAC,
- relej K1 sa kontaktom za isključenje prekidača u izvodnome polju Matulji,
- materijal za montažu.



Slika 7: Početna mjerna točka, priključna shema.

4. DJELOVANJE SISTEMA

Uređaj MC LiSa[®] vrši komunikaciju na dva načina:

- GPRS i

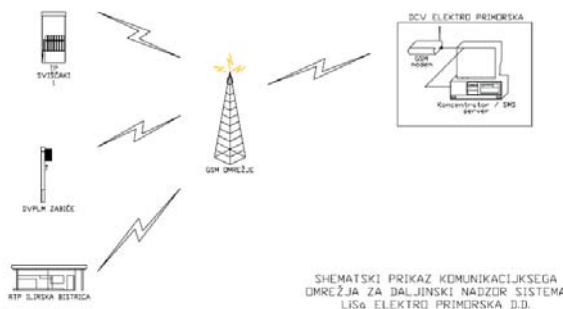
- GSM sa pomoću SMS poruka.

GPRS komunikaciju koristi MC LiSa[®] za slanje rezultata mjerenja serveru u intervalu prenosa od 15 minuta do 48 sati. Sa pomoću GPRS komunikacije možemo da pristupamo do komunikacijskoga modula MI480L.

MC LiSa[®] koristi komunikaciju GSM (SMS poruke) za slanje alarma kod svih vrsta kvarova u SN mreži, TS i za slanje različitih upozorenja i informacija korisniku.

5. DJELOVANJE KONCENTRATORA

U DCV Nova Gorica je u okviru ovog projekta je instaliran koncentrador, koji dobiva (kod kvara) SMS poruke iz mjernih točki. Na osnovi sadržaja SMS poruke i lokacije mjerne tačke, koja je poruku poslala, koncentrador će pomoću određenoga algoritma ustanovi vrstu i lokaciju kvara.



Slika 8: Prikaz komunikacijske mreže za daljinsku kontrolu sistema LiSa[®].

id	GSM posiljalca	SMS	Čas prijema	Čas potdrtive	Stojno mesto	Daljnovid	Datum	SMS izpis
290	3869143822	12-42 Zaprane Primary out or 3 lines out	26.09.2006 12-42	26.09.2006 12-42	TP SVIŠČANI 1	DV MATULJI	26.09.2006 12-47	Iskaza ovisno napajanje ali svjetlost 3 uopisi
291	3869143822	12-42 Zaprane TS out or 1 phase supply	26.09.2006 12-42	26.09.2006 12-44	DVPLM ZABOJE	DV MATULJI	26.09.2006 12-47	Iskaza ovisno napajanje TP 30
292	3869143822	12-48 Zaprane Status OK	26.09.2006 12-48	26.09.2006 12-48	DVPLM ZABOJE	DV MATULJI	26.09.2006 13-05	Iskaza napajanje
293	3869143822	12-47 Zaprane Status OK	26.09.2006 12-48	26.09.2006 12-48	TP SVIŠČANI 1	DV MATULJI	26.09.2006 13-05	Iskaza napajanje
294	3869143822	12-48 Zaprane 1 line out	26.09.2006 12-49	26.09.2006 12-51	TP SVIŠČANI 1	DV MATULJI	26.09.2006 13-05	Iskaza napajanje
295	3869143822	12-41 Zaprane 2 phase supply	26.09.2006 12-51	26.09.2006 12-52	DVPLM ZABOJE	DV MATULJI	26.09.2006 13-05	Iskaza ovisno napajanje TP
296	3869143822	12-41 Zaprane Primary out or 3 lines out	26.09.2006 12-51	26.09.2006 12-52	TP SVIŠČANI 1	DV MATULJI	26.09.2006 13-05	Iskaza ovisno napajanje TP
297	3869143822	12-41 Zaprane TS out or 1 phase supply	26.09.2006 12-51	26.09.2006 12-52	DVPLM ZABOJE	DV MATULJI	26.09.2006 13-05	Iskaza ovisno napajanje TP
298	3869143822	12-48 Zaprane 2 lines out	26.09.2006 12-52	26.09.2006 12-52	TP SVIŠČANI 1	DV MATULJI	26.09.2006 13-05	Iskaza ovisno napajanje TP
299	3869143822	12-48 Zaprane Primary out or 3 lines out	26.09.2006 12-52	26.09.2006 12-52	TP SVIŠČANI 1	DV MATULJI	26.09.2006 13-05	Iskaza ovisno napajanje TP
300	3869143822	12-48 Zaprane 1 line out	26.09.2006 12-52	26.09.2006 12-52	DVPLM ZABOJE	DV MATULJI	26.09.2006 13-05	Iskaza ovisno napajanje TP
301	3869143822	12-48 Zaprane 2 phase supply	26.09.2006 12-52	26.09.2006 12-52	DVPLM ZABOJE	DV MATULJI	26.09.2006 13-05	Iskaza ovisno napajanje TP
302	3869143822	12-48 Zaprane Primary out or 3 lines out	26.09.2006 12-52	26.09.2006 12-52	TP SVIŠČANI 1	DV MATULJI	26.09.2006 13-05	Iskaza ovisno napajanje TP
303	3869143822	12-48 Zaprane TS out or 1 phase supply	26.09.2006 12-52	26.09.2006 12-52	TP SVIŠČANI 1	DV MATULJI	26.09.2006 13-05	Iskaza ovisno napajanje TP
304	3869143822	12-48 Zaprane Test failure	26.09.2006 12-52	26.09.2006 12-52	DVPLM ZABOJE	DV MATULJI	26.09.2006 13-05	Iskaza ovisno napajanje TP

Slika 9: Primjer tabele signala, koju je ispisao koncentrador

6. ZAKLJUČAK

Zaštitni sistem MC LiSa[®] je bio instaliran na DV Matulji krajem 2006. godine. U tome vremenu do kraja godine nije bilo nikakvih bitnih događaja, osim redovnih isključenja DV radi radova na dalekovodu. I te

radove možemo zaobići ako uređaj MC LiSa® na te aktivnosti pravovremeno »obavijestimo«.

U tekućoj 2007. godini je bilo nešto više događaja koje je sustav MC LiSa® prepoznao i isključio DV Matulji radi prorade zemljospojne zaštite (20.1., 1.2., 6.3. i 16.3. 2007.). Dana 13.02.2007. došlo je do prekida vodiča i to u dijelu između DVPLM »Zabiče« i TS »Sviščaki 1«, poslije čega je uslijedio i zemoljspoj na mjestu prekida vodiča.

Pored zaštite od prekida PIV, LiSa® zaštitni uređaj se koristi i kao indikator kvarnih struja koji omogućuje brže otkrivanje lokacije kvara na terenu i time puno kraće beznaponsko stanje voda. Na osnovu analize trase ustanovljeno je da smo sa tri dodatna indikatora na DV Matulji otkrili najproblematičnije lokacije zemljospojnih i prekostrujnih kvarova u mreži koje trenutačno isključuje numerička zaštita na DV »Matulji« (prekidač na izvodu u TS Ilirska Bistrica).

Referat možemo završiti konstatacijom da zaštitni uređaji rade kao što je bilo ranije planirano. Kod operatera se pojavljuje razmišljanje o njihovom čestom

javljanju i o slučajevima kada bi i ostale zaštite reagirale na isti kvar u sustavu. Zato bi bilo dobro koncentrator povezati u SCADA sustav i dograditi program, tako da SCADA alarme iz uređaja MC LiSa® ispusti ako bi djelovala zaštita u TS. Djelovala bi samo ako bi neki od uređaja MC LiSa® javio prekid vodiča, a da ostali zaštitni uređaji takav kvar u sustavu nisu prepoznali. Tim događajima bi uslijedilo trajno isključenje voda ili samo alarm ovisno o ocjeni rizika i zahtjevu potrošača koji su priključeni na vod.

LITERATURA

- [1] M. Bezjak, »OPIS SISTEMA ELEKTRIČNE ZAŠČITE PIV MC LiSa®_DV MATULJI«, Maribor, november 2006.
- [2] M. Bezjak, Z. Toroš, Z. Bombek, »Naprava za otkrivanje in izklop voda s prekinjenimi vodniki – Patent SI 21482«, Cigre – Velenje, 2005.
- [3] Z. Dimović, V. Lovrenčić, »Naprava za otkrivanje in izklop voda s prekinjenimi vodniki – LiSa®«, Agencija Poti – revija eR, 1/2006, marec 2006.

TEHNIČKA RJEŠENJA U AUTOMATIZACIJI SN MREŽE DISTRIBUCIJSKOG EES-A MV DISTRIBUTION NETWORK AUTOMATION - TECHNICAL SOLUTIONS

Davor Micek, ing. Darijo Runjić, dipl.ing.
Končar - Inženjering za energetiku i transport d.d.

Zagreb - Hrvatska

Sažetak: U referatu su opisana tehnička rješenja primijenjena u procesu automatizacije SN mreže (10(20)kV) distribucijskih poduzeća u Hrvatskoj. Automatizacija se temelji na niz nadogradnji veznih uz elektroenergetska postrojenja nadzemne i kableske SN mreže, komunikacijski sustav, te centar daljinskog nadzora i upravljanja. Detaljnije je opisana oprema koja je ugrađena i omogućava daljinski nadzor i upravljanje po dubini SN mreže, te komunikacijski sustav koji se koristi za povezivanje daljinskih stanica u postrojenjima na centar daljinskog nadzora i upravljanja. Pregled kompletnog opsega funkcija automatizacije distribucije dan je na kraju referata.

Ključne riječi: automatizacija SN mreže, daljinski nadzor i upravljanje, komunikacijski sustav, automatizacija distribucije

Abstract: In this paper gives an overview of technical solutions applied in Croatia in the field of MV network remote monitoring and control. Distribution Automation in Croatian distribution utilities is based on several upgrades of MV plants in overhead and underground network, as well as communication systems and control centre. Furthermore, detail review of equipment used for remote monitoring and control and communication system selected for data transmission is given. Complete scope of Distribution Automation functions and their possible applications are presented at the end of this paper.

Key words: Distribution automation, remote monitoring and control, communication system, MV network

UVOD

Procesi privatizacije i restrukturiranja elektroprivrednih poduzeća doveli su do sučeljavanja istih na otvorenom tržištu čija pravila nalažu podizanje razine sigurnosti i stabilnosti opskrbe električnom energijom. Glavni problemi koji se javljaju u SN mreži, a uzrokovani velikom ukupnom duljinom vodova i velikim brojem događaja i kvarova, su dugotrajno pronalaženje i otklanjanje kvarova, visoki troškovi održavanja, prekidi u opskrbi potrošača, te neisporučena električna energija. Zbog navedenih problema sve više distribucijskih poduzeća, pa tako i u Hrvatskoj, nadograđuje svoje sustave inteligentnim tehnologijama po dubini SN mreže s ciljem povećanja pouzdanosti i raspoloživosti svoje mreže.

1. NADZEMNA SN MREŽA DISTRIBUCIJSKOG EES-a

Automatizacija nadzemne SN mreže temelji se na opremanju ciljanih stupnih mjesta rastavnom sklopka sa opremom za daljinsko vođenje i detekciju

struje kvara. Osim ovih osnovnih, primijenjene su i neke funkcije višeg stupnja automatizacije.

1.1. Daljinski nadzor i upravljanje rastavnih sklopki na dalekovodnim stupovima u nadzemnoj SN mreži – sustav KonDUR 2003

Sustav KonDUR 2003 nova je generacija dosadašnjeg sustava KonDUR 2000 (prikazan na sl. 1.), a omogućava daljinski nadzor i upravljanje rastavnom sklopkom i detekciju struje kvara u nadzemnoj SN mreži. Sva oprema sustava KonDUR montira se na betonski ili čelično-rešetkasti dalekovodni stup.



Slika 1. Smještaj opreme na dalekovodnom stupu – Sustav KonDUR 2000

Sustav KonDUR 2000 baziran je na klasičnoj rastavnoj sklopki otvorenog tipa koja je polužjem povezana na motorni pogon u upravljačkom ormaru. Osnovna razlika sustava KonDUR 2003 (prikazanog na sl. 2.) u odnosu na sustav KonDUR 2000 je u rastavnoj sklopki nove generacije koja je smještena u metalno hermetički zatvoreno kućište, sa SF6 plinom kao izolacijom i motorom pogonom prigradenim direktno na osovinu rastavne sklopke. Prednosti novog sustava u pogledu pouzdanosti i održavanja ne treba posebno isticati, a masovnija ugradnja počela je zbog pada cijena spomenutih rastavnih sklopki nove generacije.



Slika 2. Smještaj opreme na dalekovodnom stupu – Sustav KonDUR 2003

Oprema na dalekovodnom stupu može se podijeliti na primarnu opremu, tj. rastavnu sklopku i naponski transformator, te sekundarnu opremu većinom smještenu u ormar daljinskog upravljanja prikazan na sl. 3. (daljinska stanica, razvod pomoćnog napajanja, radio postaja), dok se oprema za detekciju struje kvara, te



odgovarajuća antena montiraju na dalekovodnom stupu kao samostojeće jedinice.

Slika 3. Razmještaj sekundarne opreme u ormaru KonDUR 2003

1.1.1. Rastavna sklopka nove generacije

Ranije spomenutom rastavnom sklopkom moguće je upravljati ručno sa zemlje (teleskopskom motkom) ili motornim pogonom (pomoću tipkala ili daljinski integriranim u kućište rastavne sklopke. Na dalekovodni stup montira se u horizontalnom položaju ispod ili iznad vodiča. Izvedba rastavne sklopke može biti i sa integriranim uzemljivačem. Standardna oprema zaštite sklopke su odvodnici prenapona.

1.1.2. Naponski transformator

Naponski transformator 10(20)kV/100V, 100 VA, kl. 1 služi za napajanje elementa sustava, ali omogućava i mjerenje linijskog napona.



Slika 4. Rastavna sklopka, naponski transformator i usmjerena antena na dalekovodnom stupu

1.1.3. Detekcija struje kvara (zemljospoj ili kratki spoj)

Detekcija struje kvara može se izvesti pomoću magnetskog senzora (npr. KonLOK 100) koji signalizira pojavu struje kratkog spoja i dozemnog spoja na vodu. Ugrađuje se za 4m ispod visokonaponske linije bez galvanskog kontakta sa vodičem, a radi na principu registracije promjene magnetskog polja koji nastaje kao posljedica struje kratkog spoja ili dozemnog spoja. U slučaju kvara detektor signalizira pojavu istog zatvaranjem bežnaponskog kontakta. Postoji verzija uređaja i sa detekcijom smjera struje kvara.

Drugi način za detekciju struje kvara je prigradnja rastavnoj sklopki strujnih transformatora/senzora. U ovom slučaju mjerenja sa strujnih transformatora i naponskog transformatora proslijeđuju se u daljinsku stanicu, koja na temelju internog algoritma detektira pojavu i smjer struje kvara.

U oba slučaja informaciju o pojavi struje kvara daljinska stanica šalje u centar upravljanja. Na osnovu te informacije, kao i informacija sa ostalih postrojenja opremljenih sličnom opremom, može se sa sigurnošću utvrditi koja je sekcija dalekovoda u kvaru. Nakon toga slijedi odluka o izolaciji sekcije u kvaru, te po potrebi rekonfiguraciji mreže. Gore navedene aktivnosti mogu biti izvedene djelovanjem operatera u centru ili izvođenjem odgovarajućih algoritama programiranih u SCADA sustavu (DMS funkcije, „outage management“...), te u daljinskoj stanici (npr. automatski isklop u bežnaponskoj pauzi). Zbog danas relativno male razlike u cijeni prigradnje obuhvatnih strujnih transformatora/ senzora sklopkama nove generacije, te evidentno točnijih rezultata detekcije, ova metoda je gotovo u potpunosti izbacila primjenu magnetskih senzora.

1.1.4. Ormar daljinskog upravljanja

Centralna jedinica u ormaru daljinskog upravljanja je daljinska stanica DSR 100 prikazana na sl. 5.



Slika 5. Daljinska stanica DSR 100

Daljinska stanica DSR 100 namjenski je razvijena za realizaciju daljinskog nadzora i upravljanja rastavljačima i rastavnim sklopkama u SN mreži distribucijskog EES-a. Kapaciteti daljinske stanice su: 12 optički izoliranih digitalnih ulaza, 8 analognih ulaza, te 2 digitalna izlaza. Napon napajanja daljinske stanice je 24VDC. Osim komunikacijskog sučelja za komunikaciju s centrom upravljanja, postoje i sučelja za lokalno parametrisiranje daljinske stanice i integriranog modema RM 1200 sa FFSK modulacijom (pretvorba digitalnih serijskih podataka u ton-frekvencijski modulirane signale) za prijenos podataka radijskom vezom. Kod korištenja radio veze vrlo često je korištena funkcija „store and forward“. Ova funkcija programira se u onoj daljinskoj stanici koja treba biti posrednik u komunikaciji centra sa optički nevidljivom daljinskom stanicom/postrojenjem. Na ovaj način riješeni su brojni problemi povezani sa konfiguracijom terena i pokrivenošću signalom, a bez potrebe za instalacijom repetitora.

Akumulatorske baterije 12 V, 30 Ah (2 komada) zajedno sa punjačem baterija PBR24-03 predstavljaju interni sustav besprekidnog napajanja koji ispunjava uvjete autonomije u uvjetima kvara ili nestanka primarnog napona. Baterije imaju 48-satnu autonomiju, uključujući 20 manipulacija rastavnom sklopkom. Punjač PBR24-03 pomoću bežnaponskih kontakata, proslijeđuje daljinskoj stanici signalizaciju prisutnosti primarnog napona, stanje baterija, te informaciju o kvaru punjača.

U slučaju sa slike 2. ormar je opremljen analognom radio postajom za prijenos podataka radio vezom. Upravljačka ploča (prikazana na sl. 6.) sadrži tipkala za uklop/isklop, sklopku lokalno-daljinski, te interni razvod napajanja.



Slika 6. Upravljačka ploča ormara KonDUR 2003

1.1.5. Ostvarene funkcije daljinskog i lokalnog vođenja

U centar nadzora i upravljanja daljinska stanica proslijeđuje stanja položaja sklopnog aparata, odabrano mjesto upravljanja (lokalno ili daljinski), alarmnu signalizaciju položaja vrata, nestanka ulaznog napona, niskog napona baterije, kvara punjača, pojave struje kvara na vodu (kratki spoj i/ili dozemni spoj). U centar se mogu proslijediti i informacije o mjerenjima kao što su temperatura unutrašnjosti ormara, linijskog napona ili struje pojedinih faza. Na zahtjev nekoliko distribucijskih poduzeća realizirana je i funkcija automatskog isklopa u beznaponskoj pauzi. Ova funkcija izvršava se na način da daljinska stanica na osnovu mjerenja sa strujnih i naponskih transformatora/senzora, te na bazi internog algoritma detektira pojavu struje kvara. Na osnovu podešenih parametara, daljinska stanica nakon neuspješno izvršenog APU-a (prekidač u napojnoj TS) izvršava operaciju isklopa u pauzi između brzog i sporog APU-a. Pokazala se izuzetno korisnom i na slijepim otcjepima dalekovoda.

2. KABELSKA I MJEŠOVITA SN MREŽA DISTRIBUCIJSKOG EES-a

Postrojenja koja se uključuju u proces automatizacije kableske SN mreže su transformatorske stanice i rasklopišta 10(20)/0,4kV prikazana na sl. 7. i 8. Opremu u postrojenjima možemo podijeliti na primarnu i sekundarnu opremu.



Slika 7. Kabelska trafostanica 10(20)kV



Slika 8. Rasklopište 10(20) kV

2.1. Primarna oprema

S obzirom da većina postrojenja (osim novih) ovog tipa ima SN razvode izvedene klasičnim sklopnim blokovima ili pojedinačnim sklopnim aparatima, prvi korak uvođenja ovih postrojenja u sustav daljinskog nadzora i upravljanja je prigradnja motornih pogona, te priprema za daljinsko vođenje. Suvremeni sklopni SN blokovi tvornički su pripremljeni za ostvarenje funkcije daljinskog vođenja. Primjer jednog suvremenog sklopnog bloka prikazanog na sl. 9. je VDA24 sklopni blok sa aparatima smještenim u kućištu punjenom SF6 plinom kao izolatorom, s tim da se prekidanje električnog luka koji se javlja prilikom sklapanja odvija u vakumskim komorama. U većini slučajeva, tehnno-ekonomska analiza nije pokazala isplativost gore navedenih prigradnji u odnosu na ugradnju novog SN bloka pripremljenog za daljinsko vođenje.



Slika 9. SN sklopni blok tvornički pripremljen za daljinsko vođenje

2.2. Sekundarna oprema

U sekundarnu opremu spadaju daljinska stanica DSSN 200, oprema za prilagođenje na primano postrojenje, izvor i razvod pomoćnog napajanja 48 (ili 24) VDC, te komunikacijska oprema. Sva oprema smještena je u kompaktni samostojeći ormar daljinskog upravljanja. Izvor i razvod pomoćnog napona čine odgovarajuće dimenzionirani baterije i ispravljač za punjenje, te automati istosmjernog razvoda. U primjeru sa slike 8. za sustav besprekidnog napajanja koriste se akumulatorske baterije 12 V, 30 Ah (4 komada) zajedno sa punjačem baterija PBR 48-24-12. Baterije imaju 48-satnu autonomiju, a punjač služi i za generiranje napona 24VDC (napajanje daljinske stanice) i 12 VDC (napajanje radiopostaje).

Opremu prilagođenja primarnog dijela postrojenja na funkcije daljinskog vođenja predstavljaju komandni odvojni releji, te mjerni pretvarači. Komunikacijsku opremu čine modem RM 1200, odgovarajuća antena koja se montira na vanjskoj fasadi postrojenja te radio stanica. Tipičan ormar daljinskog upravljanja sa potrebnom opremom prikazan je na sl. 10.



Slika 10. Ormar daljinskog upravljanja u TS 10(20)/0,4kV

Centralna jedinica u ormaru daljinskog upravljanja je daljinska stanica DSSN 200 prikazana na sl. 11. Daljinska stanica DSSN 200 je principijelno potpuno identična daljinskoj stanici DSR 100 opisanoj u poglavlju 2.1.4. Razlika je u povećanom kapacitetu stanice DSSN 200: 64 optički izolirana digitalna ulaza,

8 analognih ulaza, 16 digitalnih izlaza. Tipičan opseg informacija koje se prikupljaju i prosljeđuju u centar su mjerenja (pomoćni napon postrojenja, struja NN razvoda...), signalizacije (uklopna stanja aparata, kvar punjača, nizak napon baterija, nestanak ulaznog napona,



Slika 11. Daljinska stanica DSSN 200

ispad DC prekidača, položaj sklopke lokalno-daljinski, ulaz u postrojenje ...). Osim navedenih, moguće je prikupljanje niza drugih korisnih informacija iz postrojenja što zahtjeva ugradnju dodatne opreme. Tako postoji mogućnost slanja u centar informacije o pojavi struje kvara na SN kabelima, indikacije prisutnosti napona na vodnom polju, mjerenje struja SN razvoda, detekcija požara, podaci sa numeričke zaštite (ako je ugrađena), itd....

3. KOMUNIKACIJSKI SUSTAV(I)

Pouzdanost i raspoloživost komunikacijskog sustava u funkciji automatizacije pokazali su se i u Hrvatskoj kao ključni faktor uspješnih projekata automatizacije. Osnovni kriteriji za odabir komunikacijskog sustava su:

- broj daljinski nadziranih i upravljivih postrojenja
- geografski položaj postrojenja
- opseg informacija koje se prenose u dispečerski centar

Slijedi kratka analiza i usporedba komunikacijskih sustava koje je moguće primijeniti u ovakvim projektima:

TK – telefonske parice u vlasništvu distribucije: Velika pouzdanost prijenosa podataka i najniža cijena održavanja prednosti su ovih sustava. Problem je što se u sustav daljinskog vođenja mogu uključiti (bez većih ulaganja) postrojenja u neposrednoj blizini postojećih objekata sa TK infrastrukturom, a i to je pravilo samo u gradskim područjima.

TK – iznajmljene telefonske parice: Ovaj komunikacijski sustav jednak je prethodnom, samo što kod pojave prekida ili kvara na telefonskim paricama

distribucijsko poduzeće nema utjecaj na vrijeme popravka istih, a i cijena najma nije prihvatljiva.

Optički kable: Optika kao medij pruža najveću kvalitetu prijenosa podataka, kao i mogućnost prijenosa velikog broja informacija. Kako je cijena opreme i instalacija prilično visoka, a zasad nema potrebe za svim karakteristikama koje optika pruža, postavlja se pitanje isplativosti optičkih linkova u SN postrojenjima.

Bežična mreža – GSM/GPRS: Prednost ovih sustava je jednostavna instalacija. Potrebni su odgovarajući modem i ugovor sa „provider-om“. U hrvatskim distribucijama ovaj način komunikacije nije zaživio zbog (još uvijek) nedovoljno dobre pokrivenosti signalom u područjima prostiranja poglavito nadzemne SN mreže, te (još uvijek) nepovoljnih tarifnih modela. Dolaskom konkurencije na području pružatelja usluga bežične komunikacije cijene ove usluge „padaju“, pa postoji mogućnost za sve većim korištenjem ovakvog načina komunikacije.

Bežična mreža - Satelitski sustavi: Kod ovakvih sustava vrlo je važna vidljivost satelita, što zahtjeva visoke zahtjeve kod instalacije. Za vrijeme loših vremenskih uvjeta sustavi postaju nepouzdana. Uz sve navedeno postoji potencijal korištenja ovakvih sustava na područjima sa smanjenom pokrivenošću radio ili GSM signala.

DLC (Distribution Line Carrier). Ovi sustavi koriste radio signal putem energetskog kabela. Problemi prekida za vrijeme kvarova na dalekovodu osnovni su nedostaci ovog sustava.

Analogni i digitalni radio sustav – privatna mreža:

Analizirajući gore navedene sustave, nije teško zaključiti zašto je najčešći komunikacijski sustav primijenjen u Hrvatskoj, za vezu SN 10(20) kV postrojenja sa centrom nadzora i upravljanja analogna radio veza. U prošlosti se često koristio mobilni sustav govornih veza elektroprivrednih poduzeća (VHF frekvencijsko područje), što je rezultiralo problemima kod povećanja broja upravljivih postrojenja. Danas većina distribucija koristi posebnu frekvenciju (UHF) rezerviranu isključivo za prijenos podataka u podsustavu daljinskog vođenja SN mreže. Priključak na radio vezu ostvaren je preko radio modema integriranog u daljinskim stanicama. U svrhu optimiranja pokrivenosti radio signalom, oprema instalirana u SN postrojenjima ima mogućnost ostvarivanja funkcije „store and forward“ (opisane u točki 2.1.4.), što se u praksi pokazalo kao odlično rješenje, a ujedno isključuje dodatne troškove oko instalacije repetitora. Ovisno o koncepciji SDV-a pojedinog poduzeća, te opsegu informacija, primjenjuju se daljinsko vođenje u strvarnom vremenu, ali i takav način komunikacije gdje daljinske stanice u slučaju nekog događaja same iniciraju prozivanje iz centra, a automatska provjera veze se izvršava napr. svakih 8 sati. Komunikacijski protokol izveden je u skladu sa preporukama IEC 60870-5-101 standarda.

Područja pod ingerencijom distribucija Osijek, Slavonski Brod, Požega, Vinkovci, te ostalih

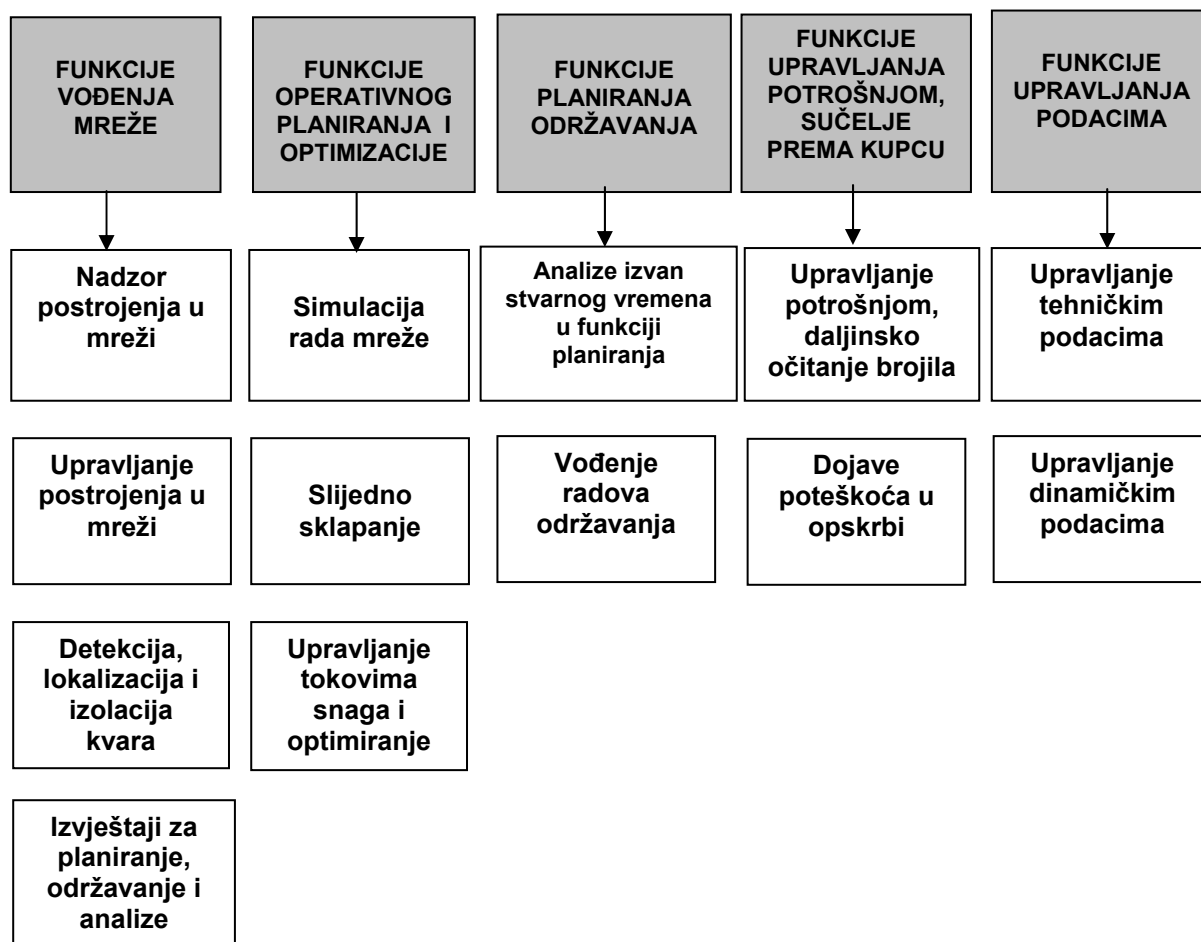
distribucija u istočnom dijelu Hrvatske koriste privatni digitalni radio sustav baziran na TETRA standardu. U ovom slučaju sa daljinskom stanicom DSR 100 koristi se radio modem TM100.

Osim navedenog komunikacijskog sustava u Hrvatskoj je korištena i žičana veza – TK kabel. Ovaj način komunikacije uglavnom je iskorišten za područje Grada Zagreba gdje je mreža TK kabela bila izgrađena za potrebe povezivanja primarnih trafostanica i poslovnih objekata elektroprivrede. Optika, kao medij za komunikaciju, korišten je na području novo izgrađenih autocesta gdje su se slobodne parcele između ostalog koristile i za povezivanje tunelskih trafostanica sa centrom za daljinsko vođenje. Sve češća je pojava korištenja optike u gradskim središtima.

4. SLJEDEĆI KORACI U PROCESU AUTOMATIZACIJE

Pojam automatizacije distribucijske mreže prečesto se povezivao isključivo sa daljinskim nadzorom i upravljanjem, te indikacijom kvara u dubini SN mreže, mada isti znatno prelazi te okvire. Na slici 12, prikazan je set funkcija automatizacije distribucije (izvor:CIRED-WG03) sa pripadajućim podfunkcijama. Kao što je vidljivo iz definicija podfunkcija na sl.12, dio njih se realizira kroz instalaciju ranije opisanih, ali i ostalih suvremenih tehničkih rješenja za automatizaciju po dubini SN mreže, dok se dio funkcija odnosi isključivo na programske sustave u centru vođenja sustava koji u većoj ili manjoj mjeri zahtijevaju "on-line" prikupljanje podataka iz distribucijske mreže. Naravno, svaka od podfunkcija na navedenoj slici ima svoj niz funkcija čija konačna definicija ovisi i o odabranom nivou automatizacije. Naime, iz globalnog prikaza funkcija automatizacije na sl.12. ne vidi se nivo automatizacije, koji je, primjera radi, u hrvatskim distribucijama, bez obzira na broj postrojenja SN mreže uključenih u SDV, prilično nizak jer odluke o sklopnim operacijama u mreži donosi isključivo operater, a na osnovu prikupljenih podataka i indikacija. U Hrvatskoj je u tijeku i niz projekata zamjene starih SCADA (System Control And Data Acquisition) sustava, pa je sljedeći korak u nadogradnji centara vođenja i instalacija programskih paketa, tj. funkcija koje imaju zajednički nazivnik DMS (Distribution Management System), ili "Outage management", a to će biti i trenutak kada će biti potrebno definirati (novi) nivo automatizacije i u vezi s tim detaljnu specifikaciju podfunkcija prikazanih na sl.12.

Za sada, a u smislu prikupljanja dodatnih informacija i skraćena vremena traženja mjesta kvara dodatno se ugrađuju indikatori kvara kao samostalne jedinice (prikazan na sl. 13) sa mogućnošću dojava kvara u nadređeni centar. Indikatori koriste magnetske senzore (KonLOK100) za detekciju pojave struje kvara. Napajanje je izvedeno pomoću solarnog panela.



Slika 12. Automatizacija Distribucije – opseg funkcija

Za komunikaciju sa centrom odustalo se od radio veze zbog relativno skupe instalacije (radio postaja, antena, napajanje), pa se poglavito koristi GPRS, te manjim dijelom satelitske komunikacije (naša iskustva u praksi – pilot projekti). Prednosti prijenosa podataka korištenjem GPRS-a su relativno jeftini i pouzdani GPRS moduli, te zbog malih dimenzija mogućnost prigradnje u sam detektor struje kvara. Trenutni nedostaci koji postoje kod ovakvog načina rada leže u zasad visokoj eksploatacijskoj cijeni, zbog velikog broja stupnih mjesta koje je potrebno opremiti sa ovakvim indikatorima, te još uvijek nepovoljnim tarifnim modelima koje nude provideri GSM usluga.



Slika 13. Detektor struje kvara sa dojavom u centar

Najveća prednost upotrebe satelitske komunikacije je „pokrivenost“ signalom. Mane sustava su raspoloživost za vrijeme loših vremenskih uvjeta, veći instalacijski trošak u odnosu na GPRS instalaciju (eksploatacijski troškovi su praktički isti), te potreba za stalnim priključkom na Internet u centru vođenja (podaci se iz sabirnog centra providera šalju Internetom u VPN mreži).

Na kraju, treba napomenuti da se sve više postrojenja u SN mreži oprema sa numeričkim relejima (za ciljane vodna polja), mjernim terminalima i sličnom opremom, što uvjetuje potpunu promjenu koncepcije sekundarne opreme u postrojenju. Ovime daljinska stanica postaje jedan od elemenata na drugoj hijerarhijskoj razini u postrojenju, a javlja se potreba za tkz. komunikacijsko kontrolnim uređajima ili centralnim jedinicama koje su odgovorne za komunikaciju prema centru s jedne strane te sa spomenutom opremom s druge strane. Ovakav koncept je do sada bio karakterističan samo za VN postrojenja. Tek će vrijeme nakon završetka projekata zamjene centara vođenja pokazati jesu li ove aktivnosti izolirani slučajevi, ili će doći do značajnije promjene koncepta SDV-a na nivou SN mreže, a u smislu povećanja nivoa automatizacije.

5. ZAKLJUČAK

U Hrvatskim distribucijskim poduzećima do trenutka pisanja ovog referata, preko 300 postrojenja SN mreže je opremljeno za daljinsko vođenje i detekciju struje kvara. Ti projekti su se pokazali u potpunosti opravdanim jer su umnogome doprinjeli povećanju pouzdanosti i raspoloživosti mreže. Raspoloživost primjenjenog komunikacijskog sustava se pokazala kao osnova uspješnosti projekta automatizacije.

U Hrvatskoj je u tijeku i niz projekata zamjene starih SCADA (System Control And Data Acquisition) sustava u centrima vođenja, pa je slijedeći korak u nadogradnji istih i instalacija programskih paketa, tj. funkcija koje imaju zajednički nazivnik DMS ("Distribution

Management System"), ili "Outage Management System". Tek će vrijeme i aktivnosti nakon završetka navedenih projekata pokazati dali će doći do značajnije promjene koncepta SDV-a na nivou SN mreže, a u smislu povećanja nivoa automatizacije.

LITERATURA

- [1] Darijo Runjić: "Opseg funkcija automatizacije distribucije", HR CIGRE, 2005
- [2] CIRED, Tutorial: "Basics of Distribution Automation", Barcelona, 2003
- [3] Darijo Runjić: Automatizacija distribucijske SN mreže, JUKO CIRED, 2002

DISTRIBUTIVNI CENTAR UPRAVLJANJA - KONCEPT U JP EP BiH

DISTRIBUTION CONTROL CENTER - CONCEPT IN JP EP BiH

Sanela Suljović-Fazlić, dipl.ing.el. Haris Čaušević, dipl.ing.el. Ekrem Softić, dipl.ing.el.
JP Elektroprivreda BiH d.d., Sarajevo

Sarajevo – Bosna i Hercegovina

Sažetak: U budućem konkurentskom tržištu električne energije, od elektrodistributivnih kompanija će se očekivati da obezbijede pouzdano napajanje električnom energijom sa što nižim troškovima. Automatizacija i daljinsko upravljanje su jedan od načina primjene napredne tehnologije za postizanje ovih ciljeva. Unaprijeđenje kvaliteta isporuke električne energije, te osiguranje kontinuiranog napajanja kupaca električnom energijom su razlozi što je i JP EP BiH usmjerila svoja nastojanja ka automatizaciji srednjenaponskih elektroenergetskih objekata.

U ovom radu je predstavljen koncept distributivnog centra upravljanja u JP EP BiH sa stanovišta hardversko-sofverske konfiguracije i dat koncept pripadnog telekomunikacionog sistema za povezivanje elektrodistributivnih objekata sa centrom. Pri tome je uzeta u obzir specifična organizacija energetskog sektora u BiH i trenutnog stanja istog iz ugla uvođenja tehničkog sistema upravljanja, te u skladu sa tim, usvojeni principi razvoja nadzora i upravljanja. Upravljački sistemi u objektima nisu predmet rada.

Ključne riječi: SCADA, DMS, distributivni centar upravljanja

Abstract: In future concurrent energy market conditions it will be expected from distribution electricity companies to ensure reliable power supply including the lowest possible costs. Automatization and remote controlling are the ways of applying the modern technology to reach these aims.

The improvement of electric power delivering quality and the ensurement uninterrupted electrical energy supply are the main reasons that JP EP BiH has directed its own efforts to automatization of middle voltage facilities.

This paper presents the concept of distribution control center in JP EP BiH from point of hardware-software configuration and the concept belonging telecommunication system for collecting data from electrodistribution facilities too. The specific organization of electrical sector in BiH and its current stage from point of introducing technical control system are regarded and according that some principles for improving the supervisory and control functions are adopted.

The object control systems are not the subject of this paper.

Key words: SCADA, DMS, distribution control center

UVOD

Trenutno stanje opreme u elektroenergetskom sistemu BiH nije dobra platforma za brzo i efikasno uvođenje tehničkog sistema za nadzor i upravljanje u elektrodistributivnu djelatnost. Primjena sistema automatizacije je trenutno vrlo različita na različitim nivoima elektroenergetskog sistema BiH.

Na nivou prenosa, tj. u okviru Elektroprenosne kompanije napravljena su značajna ulaganja u automatizaciju. U okviru projekta Power III finansiranog kreditom EBRD-a i namijenjenog za rekonstrukciju elektroenergetskog sistema BiH, za JP EP BiH su bitna dva podprojekta iz oblasti nadzora i upravljanja, a koja su realizovana ili su u realizaciji. Prvi podprojekat je „SAS“, kojim su 7 objekata 400/X i 220/X opremljeni lokalnim SCADA sistemima. Drugi podprojekat je „SCADA/EMS i telekomunikacije u BiH“ u okviru koga će se, između ostalog, 104 objekta 110/X u potpunosti opremiti za daljinsko upravljanje RTU/ISAS uređajima. Ovo jesu objekti u vlasništvu Elektroprenosa, ali, sa druge strane, predstavljaju značajne objekte za distributivne kompanije na čijem se području nalaze, a kako će srednjenaponski dio u njima biti u potpunosti opremljen za daljinski nadzor i upravljanje kroz ova dva projekta, to će uvezivanje ovih informacija prema pripadnim DCU predstavljati jedan od glavnih zadataka.

Kad je riječ o srednjenaponskim distributivnim objektima u JP EP BiH, situacija je takva da je mali broj objekata trenutno opremljen za daljinski nadzor i upravljanje, pri čemu se trenutno daljinski upravlja sa svega 12 objekata: sa tri objekta iz DCU Tuzla, sa tri objekta iz DCU Zenica i sa 6 objekata iz DCU Sarajevo. Ova tri dispečerska centra nemaju jedinstveni koncept sa stanovišta hardversko-sofverske konfiguracije, što je i razumljivo, s obzirom da su opremljeni kao rezultat donacija.

U toku su pripremne aktivnosti (2006-2008. godina) na projektu Power IV, koji će se realizovati na nivou BiH i u okviru kojeg će se, pored ostalog, dati prioritet na obnovi primarne i sekundarne opreme u distributivnim objektima sa ciljem pripreme istih za uvođenje sistema daljinskog nadzora i upravljanja. Nakon toga, a i paralelno sa tim, neophodno će biti opremanje distributivnih centara upravljanja. Jedan od preduvjeta za intenziviranje aktivnosti u ovoj oblasti, jeste postojanje jedinstvenog koncepta upravljanja na nivou distribucije, koji bi služio kao tehnička podrška osoblju u elektrodistributivnim dijelovima vezano za potrebe izrade projektne, tenderske i ostale investicione dokumentacije.

U nastavku su izloženi neki od principa koncepta distributivnog centra upravljanja, usvojeni u JP EP BiH.

1. TELEKOMUNIKACIONI SISTEM

Komunikacioni interfejs

Komunikacioni interfejs treba biti prilagođen ugrađenom sistemu upravljanja i zaštite u transformatorskoj stanici i sistemu korištenom u distributivnom centru upravljanja.

Obavezno je koristiti međunarodne standardizirane komunikacione interfejse, kao što su RS 232 i RS 485.

Komunikacioni protokoli

Svi protokoli koji se koriste za komunikaciju sa DCU trebaju biti standardizirani i otvoreni.

Za komunikaciju između EEO i DCU, preporučuje se korištenje komunikacionih protokola, definisanih međunarodnim standardima IEC 60870 – 5 – 101 (BAS EN 60870 – 5 – 101) i/ili IEC 60870 – 5 – 104 (BAS EN 60870 – 5 – 104).

Brzine prijenosa podataka po objektima

Minimalno zahtjevane brzine prijenosa za elektrodistributivne objekte, po kriteriju važnosti objekta, su sljedeće:

- Za objekte važnosti 1 (npr. TS 35/10 kV), gdje se zahtjeva više prijenosnih kanala (podaci, govor, i slično), sinhroni prijenos brzinama $n \times 64$ kbps;
- Za objekte važnosti 2 (npr. manje značajnije TS 35/10 kV, čvorne TS 10 (20) /0,4 kV itd.), asinhroni prijenos brzinom od minimalno 19,2 kbps;
- Za objekte važnosti 3 (npr. manje značajnije TS 10 (20) /0,4 kV, ULR, mjerna mjesta, itd.), prijenos brzinom od minimalno 2,4 kbps.

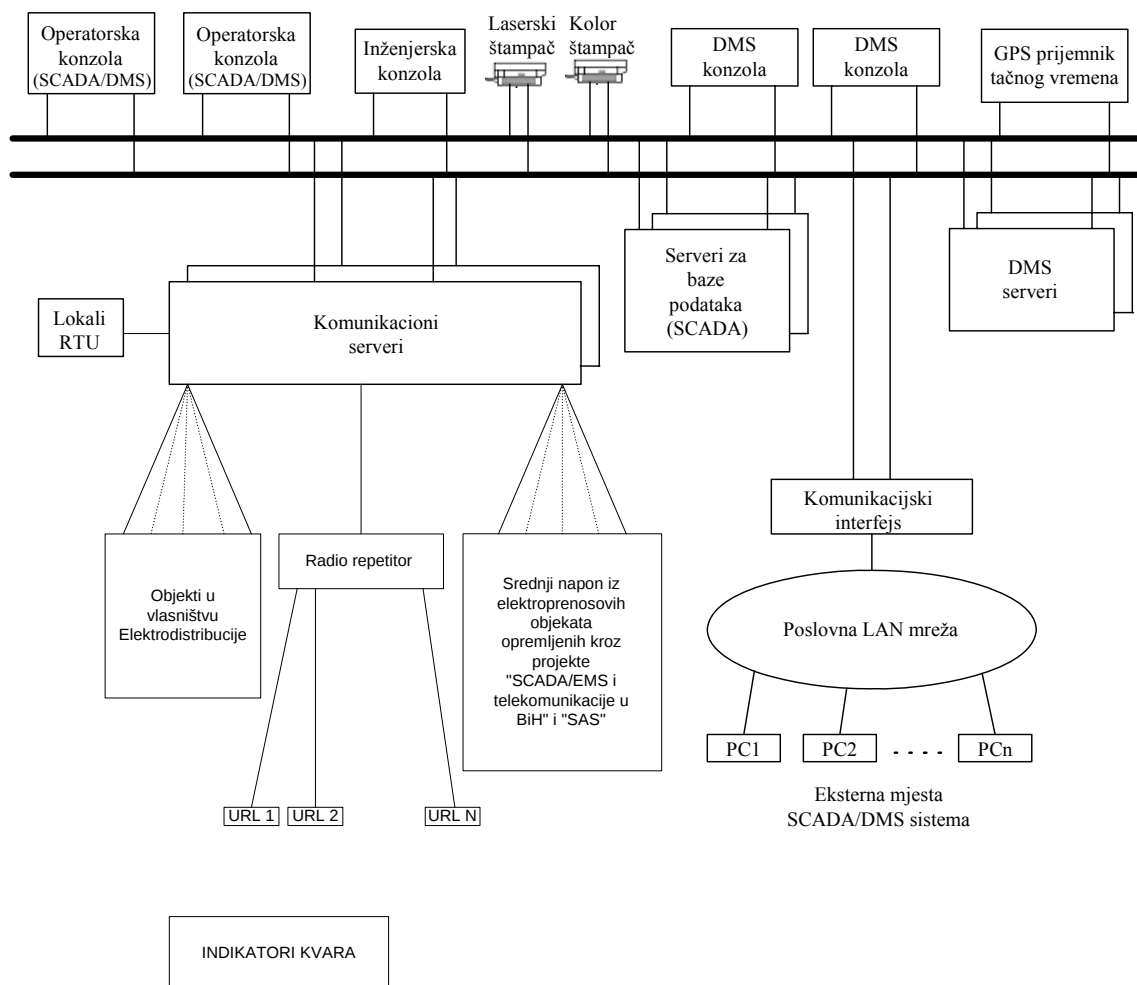
Telekomunikacione tehnologije za realizaciju navedenih brzina prijenosa podataka sa elektrodistributivnih objekata, trebaju biti odabrane optimizacijom tehno-ekonomskih parametara.

2. DISTRIBUTIVNI CENTAR UPRAVLJANJA

DCU radi u saradnji sa PCU, te sa drugim oblicima dežurstava na područjima izvan domena odgovornosti nadležne Elektrodistribucije. Saradnja se ostvaruje po svim pitanjima koja su od značaja za:

- sigurnost ekipa i pojedinaca pri izvođenju manipulacija i radova na postrojenjima i mreži,
- kvalitetno i kontinuirano napajanje potrošača električnom energijom,
- sigurnost i stabilnost cjelokupnog elektroenergetskog sistema.

Koncept SCADA/DMS distributivnog centra upravljanja izgleda kao na slijedećoj slici:



Slika 1. Koncept DCU-a opremljenog SCADA/DMS funkcijama

Lokalni RTU je RTU odgovarajućeg kapaciteta i služi za prikupljanje lokalnih podataka iz zgrade dispečerskog centra.

Centar se realizuje kao LAN mreža podataka, pri čemu se za komponente sistema koje obavljaju kritične funkcije implementira redundantna šema, kako bi se osigurala visoka pouzdanost i raspoloživost sistema.

Komunikacioni serveri – Središnju komponentu sistema predstavljaju komunikacioni računari koji obezbjeđuju komunikaciju između objekata i SCADA sistema u centru. Struktura ovih uređaja treba omogućiti putem različitih komunikacionih medija komunikaciju sa RTU, ISAS i SAS uređajima u objektima (telefonske veze, radiofrekventne veze, fiber optičke veze i dr.), te povezivanje različitih uređaja po različitim protokolima (uz istovremeni rad po više različitih protokola). Ovi računari moraju obavezno podržavati protokole za komunikaciju sa centrom daljinskog upravljanja koji su implementirani na RTU, ISAS i SAS uređajima u objektima koji su već opremljeni za daljinski nadzor i upravljanje, te takođe moraju imati implementiran međunarodni

standardizovani protokol za komunikaciju stanica-centar IEC 870-5-101.

Serveri za baze podataka – Na ovim serverima su smještene sve datoteke, programi, biblioteke, baze i konfiguracijske datoteke, koji su potrebni ostalim računarima za obavljanje njihovih funkcija u sistemu. Na njima je instaliran SCADA softver ili neki od njegovih modula.

Osnovne funkcije ovih servera su:

- komunikacija sa komunikacionim računarima,
- baza podataka,
- komunikacija sa operatorskim konzolama i inženjerskom konzolom.

Operatorske konzole – To su računari namijenjeni za neposredan rad operatora-dispečera. Na ovim računarima treba biti instaliran modul SCADA softvera za korisnički interfejs, a njegove osnovne funkcije obuhvataju:

- signalizaciju stanja elemenata elektroenergetskog sistema,
- nadzor i izdavanje komandi,
- procesiranje alarma,

- postavljanje sigurnosnih oznaka, tabelarni i grafički prikaz procesnih podataka,
- slanje parametara prema procesu,
- ručni unos podataka i aritmetičke operacije nad mjerenjima,
- izradu izvještaja.

Inženjerska konzola – Na ovoj konzoli se takođe instalira neki od modula SCADA softvera namijenjen sistem inženjeru za obavljanje poslova održavanja sistema.

Štampači – Služe za štampanje lista događaja, jednodolnih šema objekata, raznih vrsta izvještaja i sl.

GPS prijemnik tačnog vremena – Služi za eksternu akviziciju i automatsku sinhronizaciju tačnog vremena računara spojenih u lokalnu LAN mrežu centra.

URL – Preporučuje se integracija postojećeg sistema daljinskog upravljanja i nadzora učinskim linijskim rastavljačima u jedinstvenu platformu centra. S obzirom da je prijenos podataka u ovom sistemu realizovan radio vezom i protokolom Modbus, obavezno planirati protokol konverziju Modbus-a u IEC 60 870-5-101.

Indikatori kvara – Predstavljaju značajan element praćenja distributivne mreže i ponovnog uspostavljanja napajanja nakon poremećaja iste, kako za kablovsku, tako i za nadzemnu mrežu.

Pored SCADA funkcija koje obezbjeđuju real-time nadzor i upravljanje i istorijski nadzor elektroenergetskim sistemom, distributivni centar upravljanja može imati implementirane i DMS (Distribution Management System) funkcije koje omogućavaju napredne mrežne funkcije. Neke od tih funkcija su: Model mreže (Network Model), Analizator topologije (Topology Analyzer), Prognoza opterećenja (Load Forecasting), Tokovi opterećenja (Load Flow), Proračun kvara (Fault Calculation), Analiza pouzdanosti (Reliability Analysis), Estimator stanja (State Estimation), Rekonfiguracija mreže (Network Reconfiguration), Gubici energije (Energy Losses), Upravljanje kvarovima (Fault Management), Simulator za obuku dispečera (Dispatcher Training Simulator) itd. Za rad DMS aplikacija, osim SCADA podataka, su neophodni i drugi ulazni podaci, a koji se dobijaju od korisnika sa poslovne LAN mreže. Takođe je korisno da neki od ovih korisnika imaju uvid u stanje elektroenergetskog sistema tj. u podatke sa SCADA/DMS sistema u svrhe raznih analiza, proračuna i sl. S obzirom na ovo, neophodno je ostvariti vezu između SCADA/DMS LAN mreže i poslovne LAN mreže. Komunikaciona oprema (router-i, firewall-i itd.) koja treba da omogući povezivanje ove dvije mreže mora biti dizajnirana tako da omogući fizičko i logičko razdvajanje mreža, a u cilju potpune zaštite sigurnosti SCADA/DMS hardversko-sofverske platforme.

DMS serveri - Na DMS serverima se nalazi baza podataka neophodna za rad DMS aplikacija. Osnovne funkcije ovih servera su:

- komunikacija sa SCADA bazom podataka na serverima za baze podataka,

- DMS baza podataka,
- komunikacija sa DMS aplikacijama.

DMS konzole – Na ovim računarima se izvršavaju DMS aplikacije. To su “study mode” DMS aplikacije, dok se neke od DMS aplikacija (“real-time”) izvršavaju na operatorskim SCADA konzolama.

Prije realizacije bilo kakvog centra upravljanja, neophodno je naravno imati osnovne pretpostavke u smislu opremljenosti elektrodistributivnih objekata za nadzor i upravljanje. Realizacijom projekta POWER IV i opremanjem ovih objekata za daljinski nadzor i upravljanje stvoriće se osnovne pretpostavke i za realizaciju centara.

Kada je riječ o odabiru funkcija pojedinih dispečerskih centara (SCADA/DMS), u tom smislu treba voditi računa o:

- veličini mreže u nadležnosti DCU-a, što je mreža veća veći je i broj događaja i broj funkcija koje DCU treba izvršavati kao pomoć dispečeru,
- naponskom nivou koji pripada DCU, viši naponski nivo ima veći prioritet i veću kompleksnost u upravljanju pogona.

U konkretnom slučaju za JP EP BiH može se utvrditi da npr. mreža Sarajevskog kantona ima najveću kompleksnost s cca. 20 primarnih stanica gornjeg napona 110 i 35 kV i 1500 stanica 10/0,4 kV. Takva struktura zahtijeva veliku količinu funkcija koje olakšavaju rad dispečerima, pogotovo u 10 kV mreži, koja je najvećim dijelom kablovska. Informacije o mogućnostima napajanja, opterećenju pojedinih vodova i stanica, mogućnostima prebacivanja opterećenja s jedne na drugu primarnu stanicu vrlo su korisne u ovako velikoj mreži i vrlo ih je teško odrediti bez pomoći računarskog sistema upravljanja.

Kod ostalih distribucija karakteristično je da imaju veći broj primarnih stanica gornjeg naponskog nivoa 35 kV i veći udio zračnih vodova u SN mreži. SN zračni vodovi imaju ograničene mogućnosti redundantnog napajanja, te je prema tome i pogon mreže jednostavniji. Npr. ukoliko se ima mali broj mogućih uklopnih stanja, sigurno ne postoji potreba za korištenjem funkcije optimalnog uklopnog stanja.

S jednostavnošću mreže opada broj funkcija koje su potrebne u upravljanju. S takvim pristupom moguće je eliminisati nepotrebne funkcije i svesti kompleksnost DCU i njegovu cijenu na prihvatljiv nivo.

3. ZAKLJUČAK

Kvaliteta isporuke električne energije je temeljna zadaća svakog distributera. Osim zahtijeva vezanih za kolebanje napona, glavni cilj distributera je osiguranje kontinuiteta isporuke električne energije. Početkom 21. stoljeća, veliki dio elektrodistributivne djelatnosti će biti podvrgnut deregulaciji i privatizaciji, pa će primjena alata za upravljanje elektrodistributivnim mrežama, koji dovode do povećanja kvaliteta snabdijevanja i usluga prema potrošačima, te

maksimizacije dobiti od investicija uložениh u elektrodistributivnu mrežu, postati imperativ u oblasti distribucije i maloprodaje električne energije.

U tom smislu JP EP BiH se nalazi na dobrom “kursu”. Implementacijom projekata Power III i Power IV elektrodistributivni objekti će u potpunosti biti spremni za daljinski nadzor i upravljanje. Nakon toga, naš cilj bi trebao biti opremanje distributivnih centara upravljanja i obezbjeđivanje telekomunikacionih veza za komunikaciju na relaciji objekat-centar. Nadamo se da će ovaj rad biti dobra osnova za realizaciju pomenutih ciljeva.

LITERATURA

- [1] Tehničke preporuke za tehnički sistem upravljanja i dispečiranja u elektrodistributivnoj djelatnosti, JP Elektroprivreda BiH, Sarajevo, decembar 2004. godine
- [2] Smjernice za izgradnju tehničkog sistema nadzora i upravljanja u elektrodistributivnoj djelatnosti, JP Elektroprivreda BiH, Sarajevo, mart 2006. godine

SKRAĆENICE

SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition
DMS – Distribution Management System
EBRD – European Bank for Reconstruction and Development
SAS – Substation Automation System
EMS – Energy Management System
RTU – Remote Terminal Unit
ISAS – Integrated Substation Automation System
DCU – Distributivni centar upravljanja
EEO – elektroenergetski objekat
TS- trafostanica
ULR – učinski linijski rastavljač
PCU – Prenosni centar upravljanja
GPS – Global Positioning System
LAN – Local Area Network
PC – Personal Computer
SN – srednjenaponski(a)

SISTEM DALJINSKOG NADZORA I UPRAVLJANJA TS 35/20(10) kV VRTOČE

REMOTE SUPERVISORY AND CONTROL SYSTEM OF SUBSTATION 35/20(10) kV VRTOČE

Emil Hadžović, dipl.ing.el. Sanela Suljović-Fazlić, dipl.ing.el.
JP Elektroprivreda BiH d.d., Sarajevo

Sarajevo – Bosna i Hercegovina

Sažetak: Rad opisuje projekat realizacije sistema daljinskog nadzora i upravljanja TS 35/20(10) kV Vrtoče u Elektrodistribuciji Bihać. Pomenuta trafo-stanica je 1999. godine djelomično opremljena za daljinski nadzor i upravljanje (mjerno-zaštitno-upravljački i mjerno-zaštitni moduli po poljima i signalni uređaj za opšte signale iz trafo-stanice), dok se potpuno opremanje trafo-stanice za daljinski nadzor i upravljanje, uspostavljanje komunikacione veze stanica-centar i izgradnja centra upravljanja namjerava realizovati tokom 2007. godine.

U radu je dato tehničko rješenje koncepta sistema daljinskog nadzora i upravljanja, te izloženi planovi za buduću nadogradnju istog.

Ključne riječi: daljinski nadzor i upravljanje, SCADA

Abstract: This paper presents the project of realisation remote supervisory and control system of substation 35/20(10) kV Vrtoče in Elektrodistribucija Bihać. That substation was partially equipped for remote supervisory and control functions in 1999. (control-protection-measuring and protection-measuring modules per bays and signaling modul for common signals from substation), while complete substation equipping for supervisory and control functions, establishing communication link between substation and control center, and establishing the main control center are supposed to be done during 2007.

The technical solution for supervisory and control system concept is shown in this paper, and there are also exposed some plans for its future improvement.

Key words: remote supervisory and control, SCADA

1. OPIS POSTOJEĆEG STANJA U TS 35/20(10) kV VRTOČE

Trafo-stanica je opremljena opremom proizvođača ABB. Po dalekovodnim poljima 35 kV i 20(10) kV, kao i na trafo-polju sa primarne i sekundarne strane nalaze se mjerno-zaštitno-upravljački moduli tipa SPAC 535C1, dok su mjerna polja 35 kV i 20(10) kV opremljena sa mjerno-zaštitnim modulima tipa SPAU 330C1. Svi pomenuti moduli su povezani na VN stranu postrojenja i u funkciji su. Međusobno povezivanje ovih modula u optičke petlje nije izvršeno, mada su SPA-ZC 17 BB moduli za uvezivanje sekundarne opreme na SPA bus ugrađeni u svim ćelijama TS. Pomenuti uređaji (SPAC 535C1 i SPAU 330C1) nisu programirani za prijenos informacija ka nadređenom masteru po SPA protokolu.

U stanici postoji signalni uređaj tipa SACO 64D4 za prikupljanje opštih signala iz trafo-stanice i koji je u funkciji. Na ovaj modul su žičanim putem dovedeni najvažniji signali sa zaštitnih releja u svrhu signalizacije. U TS postoje i modul tipa SPA-ZC 22A

5BOM koji se koristi za koncentraciju više fiber optičkih krugova. Namjena mu je da se u njega fizički uvedu optičke petlje sa zaštitnih uređaja i SACO 64D4 modula sa jedne strane i povežu na telemetrijski uređaj sa druge strane, vršeći pri tom konverziju optičkog signala u električni RS 232 i/ili RS 485 signal. Ovo povezivanje takođe nije izvršeno.

2. PROJEKAT REALIZACIJE SISTEMA DALJINSKOG NADZORA I UPRAVLJANJA (SDNiU) TS 35/20(10) kV VRTOČE

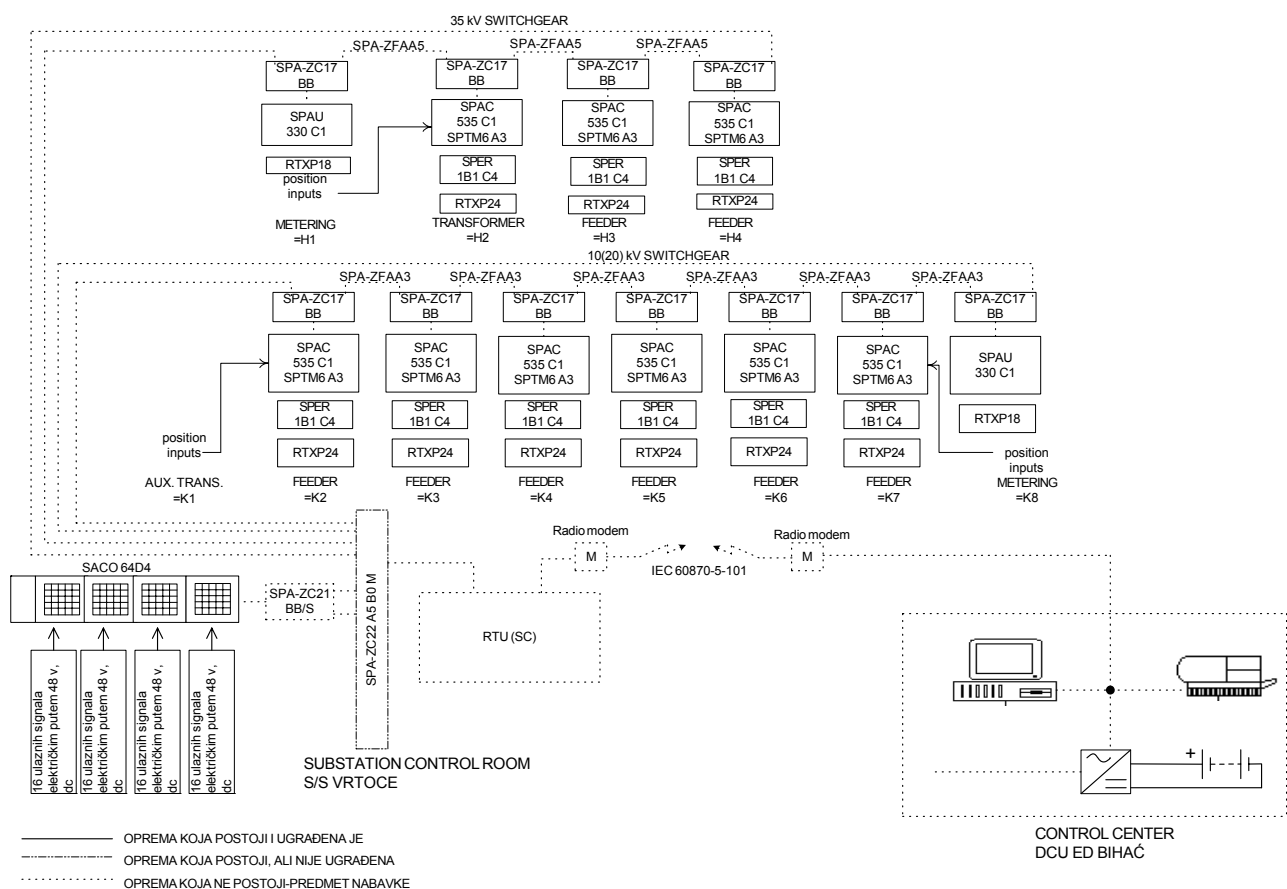
Projekat se sastoji od nabavke, montaže/instalacije, parametriranja i povezivanja opreme, izrade potrebnih aplikacionih programa, izrade izvedbene projektne

dokumentacije i tehničke dokumentacija korištenja sistema, obuke osoblja, testiranja rada sistema i svih drugih radova neophodnih za puštanje u SDNiU navedenog objekta.

Obim projekta obuhvata tri dijela:

- oprema i radovi na sistemu za daljinski nadzor i upravljanje na nivou TS,
- telekomunikaciona oprema i pripadni radovi za prijenos informacija iz TS ka nadređenom centru,
- oprema i radovi na nivou Distributivnog centra upravljanja (DCU) ED Bihać.

Na slijedećoj slici je data blok šema planiranog tehničkog rješenja sakupljanja informacija iz TS Vrtoče i njihovog prosljeđivanja ka DCU ED Bihać.



Slika 1. Blok šema SDNiU TS 35/20(10) kV Vrtoče

Oprema za daljinski nadzor i upravljanje na lokaciji TS Vrtoče

Za TS Vrtoče se planira isporuka telemetrijskog uređaja (RTU- Remote Terminal Unit ili SC- Substation Controller ili SCU-Substation Communication Unit) za prenos podataka na relaciji TS-DCU ED Bihać. Takođe se planira isporuka i

montaža odgovarajućih modula za međusobno uvezivanje mjerno-zaštitno-upravljačkih, mjerno-zaštitnih i mjerno signalnog uređaja, kao i za njihovo povezivanje sa telemetrijskim uređajem, a u konfiguraciju datu rješenjem na Slici 1. Dalje je potrebno izvršiti neophodna kabliranja u TS i formirati odgovarajuće optičke petlje, te parametrisati mjerno-zaštitno-upravljačke i mjerno-zaštitne module sa ciljem

obezbjediđivanja prenosa informacija sa navedenih modula ka telemetrijskom uređaju i njihovog daljnjeg prosljediđivanja ka DC ED Bihać.

Telemetrijski uređaj za TS Vrtoće treba imati slijedeće karakteristike:

- Mogućnost prihvata podataka iz trafo-stanice po komunikacionom protokolu SPA bus, bilo preko modula tipa SPA ZC 22, ili direktno sa mjerno-zaštitno-upravljačkih ili mjerno-zaštitnih uređaja (digitalni prenos informacija).
- Mogućnost razmjene zahtijevanih podataka sa DCU ED Bihać po komunikacionom protokolu IEC 60870-5-101. Ti podaci su:
 - digitalni ulazi (alarmi i statusne indikacije),
 - analogni ulazi (analogna mjerenja),
 - akumulatorski podaci (impulsna mjerenja-mjerenja energije),
 - komande poslane od strane centra upravljanja na konkretne elemente unutar trafo-stanice (prekidače).
- Mogućnost prijema informacija sa I/O podsistema po komunikacionim protokolima IEC 60870-5-103 i IEC 61850 (namijenjeno za eventualne buduće zamjene modula u trafo-stanici).
- Kapacitet prihvata minimalno 230 I/O tačaka iz trafo-stanice (100 analognih ulaza, 25 impulsnih ulaza, 55 digitalnih „double-point“ ulaza, 150 digitalnih „single-point“ ulaza i 15 digitalnih „double-point“ izlaza). Tip i obim informacija koje se iz TS prosljediđuju u centar definisani su u skladu sa internim dokumentom JP EP BiH „Smjernice za izgradnju tehničkog sistema nadzora i upravljanja u elektrodistributivnoj djelatnosti“
- Odgovarajući port za komunikaciju sa centrom upravljanja, kao i dovoljan broj komunikacionih portova za povezivanje sa perifernim modulima u trafo-stanici (bilo da se radi o direktnom povezivanju sa samim uređajima u poljima, ili preko SPA ZC optičko-električnog konvertora).
- Mogućnost pristupa internim podacima unutar telemetrijskog uređaja putem dijagnostičkog prenosnog računara i odgovarajućeg softverskog okruženja. Stoga telemetrijski uređaj mora imati i jedan poseban RS 232 komunikacioni port namijenjen za konfigurisanje, dijagnostiku, održavanje i nadogradnju, kao i pripadni softver za ove namjene.

2.3. Komunikaciona oprema

Sistem za komunikaciju između DCU ED Bihać i TS Vrtoće će koristiti radio komunikaciju u UHF (0,7 m) opsegu, u frekventnom opsegu 440 – 441 MHz, minimalne brzine 9.600 bps. Za realizaciju projekta koristiće se repetitorsko-posredničke tačke (RPT) Ljutoč i Vođenica, a komunikacija na relaciji TS

Vrtoće-DCU ED Bihać će se odvijati po protokolu IEC 60870-5-101.

Projektom je predviđena nabavka odgovarajuće komunikacione opreme (antene, radio-stanice, modemi itd.) na lokacijama TS Vrtoće, RPT i DCU ED Bihać, njena montaža i programiranje pribavljanje odgovarajućih dozvola za rad radio-sistema, funkcionalno ispitivanje i puštanje u rad, sa vršenjem potrebnih mjerenja (nivo signala i sl.).

2.3. DCU ED Bihać

Za DCU ED Bihać se planira nabavka centralne računarske stanice koja će se sastojati od: računara, monitora, UPS-a i štampača, a na kojoj će se instalirati SCADA softver za daljinski nadzor i upravljanje TS Vrtoće, s mogućnošću da se u budućnosti na taj SCADA sistem mogu uvezati i novi objekti.

Osnovne funkcije ovog softvera obuhvataju:

- Prikupljanje i obrada procesnih podataka poslanih od strane telemetrijskih uređaja u objektima;
- Signalizacija stanja elemenata EES-a;
- Nadzor i izdavanje komandi;
- Procesiranje alarma;
- Postavljanje sigurnosnih oznaka; Arhiviranje procesnih podataka;
- Tabela i grafički prikaz procesnih podataka;
- Ručni unos podataka i aritmetičke operacije nad mjerenjima;
- Izrada i štampanje izvještaja.

SCADA softver koji će se instalirati u DC ED Bihać treba da ispuni odgovarajuće zahtjeve za performansama, raspoloživosti, otvorenosti, modularnosti, portabilnosti, mogućnosti proširenja, jednostavnosti korištenja, fleksibilnosti, efikasnosti, koji su skladu sa standardima koji se koriste u svijetu, a imaće i podršku lokalnom jeziku. Osim toga, SCADA softver treba da obezbijedi mogućnost za nadzor i dijagnosticiranje komunikacija putem interaktivnog pristupa parametrima baze podataka i komunikacionih linkova. Uz softver će se isporučiti i kompletna dokumentacija i odgovarajući kursevi za obuku, a sve sa krajnjim ciljem da poslove održavanja i nadogradnje sistema u budućnosti obavlja osoblje JP EP BiH, odnosno ED Bihać.

3. ZAKLJUČAK I BUDUĆA NADOGRADNJA SISTEMA

SCADA sistemi omogućavaju pouzdanije upravljanje elektroenergetskim objektima i mrežom, kvalitetnije isporuke električne energije, daju mogućnost bržeg lociranja kvara, znatno smanjuju vrijeme potrebno za manipulacije i beznaponske pauze i sl., dakle, povećavaju pouzdanost, sigurnost i raspoloživost EES-a, pri čemu smanjuju troškove održavanja istog.

Realizacijom ovog projekta imaće se 24-satni nadzor objekta TS Vrtoče. Dalje, TS Vrtoče će se u potpunosti opremiti za daljinski nadzor i upravljanje i prije budućeg projekta "POWER IV", te neće biti potrebne nikakve investicije u pomenuti objekat u ovom smislu u okviru navedenog projekta. Osim toga, otvara se mogućnost priključenja novih objekata (planirano je minimalno četiri nova objekta) na centar i njihov daljinski nadzor i upravljanje. To mogu biti neki od elektrodistributivnih objekata iz regije ED Bihać koji su već spremni za daljinski nadzor i upravljanje, ili koji će se opremiti kroz budući projekat "POWER IV", ali isto tako to može biti i srednjenaponski dio iz nekog od objekata u vlasništvu Elektroprijenosne kompanije, a koji su prethodno opremljeni kroz "POWER III" projekat.

Imajući u vidu pokazatelje iz svjetske literature po kojima se investicije u SCADA sisteme otplaćuju u roku 2-3 godine nakon realizacije investicije i činjenicu da je ovaj projekat u potpunosti "tehnički kompatibilan" sa projektom "POWER IV", kao i sa

budućim projektima iz domena SCADA/DMS i pripadnih telekomunikacija koji se namjeravaju realizovati na nivou distribucije, može se zaključiti ED Bihać na ovaj način stvara dobre polazne pretpostavke za realizaciju pomenutih projekata, a da će do tada svakako biti na dobitku u smislu boljeg nadzora svoje elektrodistributivne mreže i tokova energije u istoj, kao i obučenosti vlastitog kadra za poslove koji slijede.

LITERATURA

- [1] Tehničke specifikacije za realizaciju projekta „Sistem daljinskog nadzora i upravljanja TS 35/20(10) kV Vrtoče“, JP Elektroprivreda BiH, februar 2007. godine

DIGITALNI RADIO SISTEM U FUNKCIJI SISTEMA DALJINSKOG NADZORA I UPRAVLJANJA U ELEKTRODISTRIBUCIJI SARAJEVO

DIGITAL RADIO SYSTEM IN FUNCTION OF SYSTEM OF REMOTE MONITORING AND CONTROL IN ELEKTRODISTRIBUCIJA SARAJEVO

Haris Čaušević, dipl.ing.el.

Moamera Kevrić, dipl.ing.el
JP Elektroprivreda BiH

Elmedin Karović, dipl.ing.el.

Sarajevo – Bosna i Hercegovina

Sažetak: U cilju uvođenja TS 35/10 kV Nišići, TS 35/10 kV Igman u sistem daljinskog nadzora i upravljanja, te poboljšanja komunikacionog puta za TS 35/10 kV Bjelašnica u Elektrodistribuciji Sarajevo je u 2006. godini realizovan MORSE digitalni radio sistem čijom realizacijom je omogućen kvalitetan komunikacioni put za prijenos podataka u DC Sarajevo. U radu su navedene tehničke karakteristike MORSE (MOdems for Radio-based SystEms) radio sistema namijenjenog za paketski prenos digitalnih podataka, te karakteristike radio modema korištenih u konkretnom slučaju.

Kao sastavni dio svakog savremenog digitalnog radio sistema, u radu je opisan i implementirani sistem nadzora i upravljanja radio mrežom.

Ključne riječi: MORSE, radio modemi, DC Sarajevo, daljinski nadzor i upravljanje

Abstract: For the purpose of implementation of system of remote monitoring and control on TS 35/10 kV Nišići and TS 35/10 kV Igman, and improving of communication path between TS 35/10 kV Bjelašnica and dispatching center (DC) Sarajevo, during of year 2006. MORSE digital radio system is realized in Elektrodistribucija Sarajevo. With implementation of this system quality communication paths for transfer of data in DC Sarajevo are achieved.

In this work technical characteristics of MORSE (MOdems for Radio-based SystEms) radio system, which is designed for packet transfer mode of digital

data are described. Also in this work there is presentation of technical characteristics of particular radio modems that are used.

As a integral part of every modern digital radio system, this work describes implemented system of monitoring and control of radio network.

Key words: MORSE, radio modems, DC Sarajevo, remote monitoring and control

UVOD

U cilju proširenja postojećeg sistema daljinskog nadzora i upravljanja u ED Sarajevo realizovan je projekat opremanja i uvezivanja objekata TS 35/10 kV Igman, TS 35/10 kV Nišići, te uvođenje novog komunikacionog puta za TS 35/10 kV Bjelašnica. Iako je mreža ED Sarajevo u dobroj mjeri pokrivena objektima 110/x i oni predstavljaju osnovu primarne mreže, ipak u područjima Bjelašnice, te nišićkog platoa i dugoročno je planirano primarno napajanje iz objekata 35/10 kV. U skladu sa ovim opredjeljenje pristupilo se i uvezivanju navedenih objekata u postojeći sistem daljinskog nadzora i upravljanja u ED Sarajevo. Obzirom na lokacije navedenih objekata, na postojeći nivo (ne)razvijenosti telekomunikacione mreže, kako vlastite, tako i one koja se nudi od strane trećih lica, te na pouzdanost koja se zahtijeva od iste, odlučeno je da se pristupi izgradnji vlastite radio digitalne mreže.

1. POSTOJEĆE STANJE

ED Sarajevo pokriva područja Sarajevskog i Bosansko-podrinjskog kantona i napaja električnom energijom cca 190.000 kupaca.

Primarno napajanje konzuma vrši se iz baznih transformatorskih stanica prenosnog odnosa 110/x/y kV i TS 35/10 kV, i to 12 objekata 110 kV i 13 objekata 35 kV.

Upravljačke nadležnosti u elektroenergetskom sistemu (EES) su određene i podijeljene između Dispečerskih centara upravljanja (DCU) u Sarajevu, za Sarajevski kanton i u Goraždu, za Bosansko-podrinjski kanton.

U DCU Sarajevo, trenutno se u sistemu daljinskog nadzora i upravljanja nalazi devet TS 110/X/Y kV:

- TS 110/10 kV Koševo, Sarajevo 5
- TS 110/10 kV Skenderija, Sarajevo 13
- TS 110/10 kV Buća Potok, Sarajevo 7
- TS 110/10 kV Otoka, Sarajevo 14
- TS 110/10 kV Azići, Sarajevo 8
- TS 110/35/10 kV Nedarići, Sarajevo 15
- TS 110/35/10 kV Famos, Sarajevo 18
- TS 110/35/10 kV Pazarić
- TS 110/10 kV Hadžići

i sedam TS 35/x kV:

- TS 35/10 kV Vijećnica
- TS 35/10 kV Bjelašnica
- TS 35/10 kV Gladno Polje
- TS 35/10 kV Ilijaš
- TS 35/10 kV Rajlovac, te sada i
- TS 35/10 kV Igman
- TS 35/10 kV Nišići.

U dispečerskom centru upravljanja ED Sarajevo funkcioniše aplikacija SCADA sistema za nadzor i upravljanje "VISCON master system" (Prestige discovery, Malezija), kojom se vrši nadzor i upravljanje nad transformatorskim stanicama.

Mediji koji se koriste za komunikaciju između centra i PLC-ova na lokacijama transformatorskih stanica su bakarne parice (iznajmljene i vlastite), optički spojni putevi, a TS 35/10 kV Bjelašnica, Igman i Nišići koriste digitalnu radio vezu za prijenos informacija prema DCU Sarajevo (što je i predmetom analize ovog rada). Protokoli komuniciranja koji se koriste u ovom sistemu su IEC 60850-5-101, PD48, TLC-11M. Radi koegzistencije svih ovih protokola i njihovog priključenja na centar vrši se konverzija protokola.

Korištenje vlastitih optičkih spojnih puteva je sa aspekta kvaliteta telekomunikacione usluge najbolje rješenje, ali je potrebno za neku lokaciju postići prag tehnno-ekonomske isplativosti da bi došlo do odluke o realizaciji optičkog spojnog puta od DCU Sarajevo do same lokacije TS. S druge strane, korištenje iznajmljenih telekomunikacionih resursa (telefonske parice), unosi stalni mjesečni trošak, pa se realizacija

vlastitih TK resursa pokazuje ponekad i kao tehnno-ekonomski isplativije rješenje. Uz to, u slučajevima iznajmljenih TK vodova (parica) na lokacijama koje se ne nalaze u urbanim područjima kvalitet telekomunikacione usluge je dosta loš, što je kroz dosadašnju eksploataciju sistema više puta pokazalo kao činjenica (takav slučaj je lokacija TS 35/10 kV Bjelašnica kod koje se upravo zbog male raspoloživosti usljed niskog nivoa kvaliteta TK usluga odustalo od komunikacije putem iznajmljene telefonske parice).

U slučaju transformatorskih stanica Bjelašnica, Igman i Nišići koje se nalaze na udaljenim i nepristupačnim lokacijama, optimalno rješenje prema tehničkim i ekonomskim kriterijima (koje je implementirano i predmet je ovog rada) je bežični radio prijenos. Neke od prednosti korištenja vlastite radio infrastrukture su: ekonomski isplativa dostupnost do nepristupačnih lokacija, proširivost sistema uz minimalne dodatne troškove, ostvarivanje dobrog kvaliteta TK usluge korištenjem digitalnog radio prijenosa i modernih telekomunikacionih tehnologija, raspoloživost sistema koja ne ovisi o davaocu usluge, ekonomska isplativost implementacije u slučaju manjih komunikacionih zahtjeva (kao što je ovdje slučaj), i slično.

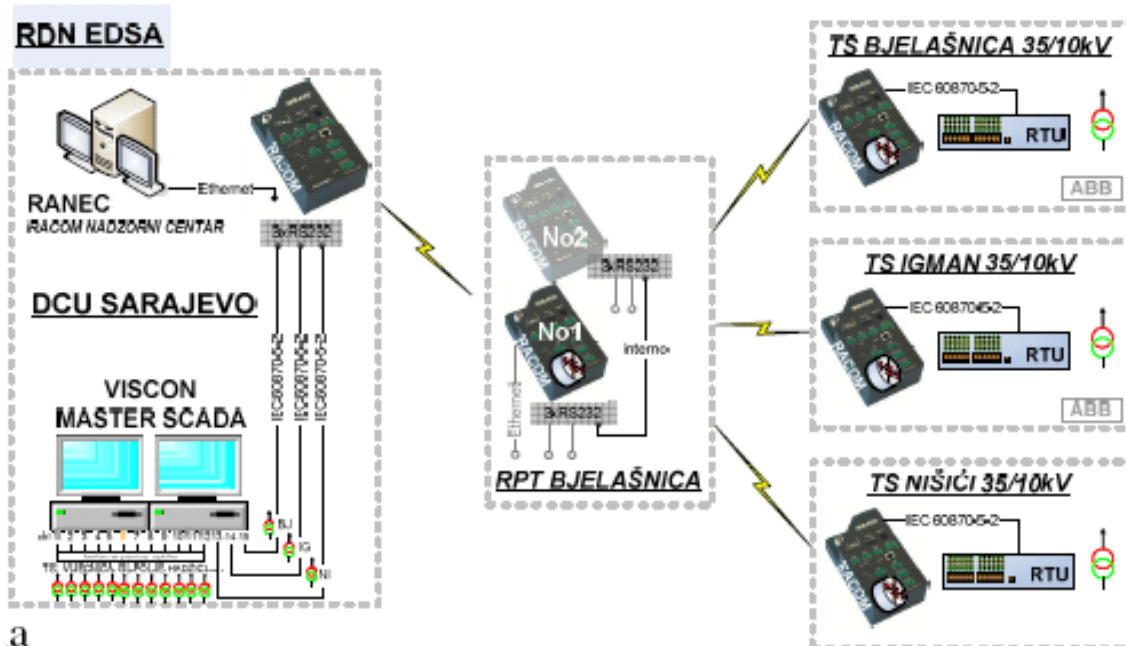
2. DIGITALNA RADIO MREŽA

Za potrebe proširenja sistema daljinskog nadzora i upravljanja trafo stanicama (SDNiU TS) u ED Sarajevo, realizirana je digitalna radio mreža preko koje ostvarena komunikacija DCU Sarajevo i TS 35/10 kV Bjelašnica, TS 35/10 kV Igman i TS 35/10 kV Nišići. Za potrebe ostvarivanja radio veze DCU-a sa krajnjim lokacijama bilo je potrebno realizirati repetitorsko-posredničku tačku na lokaciji vrha Bjelašnice (Startna ski-kućica ZOI'84).

Digitalna radio mreža je izgrađena na platformi digitalnih radio modema MR400 češke firme Racom koji čine MORSE radio komunikacijski sistem (ovo je vlastito – proprietary – rješenje firme Racom), sa pratećim serverom na kome je instalirana RANEC aplikacija za nadzor radio mreže. Protokol komunikacije je standardizovani IEC 60870-5-101 za koji je u modemima implementirana i dodatna podrška za korekciju greške. Modemi su montirani u DCU Sarajevo, na repetitorsko-posredničkoj tački Bjelašnica (2 radio modema u režimu potpune redundancije), te po jedan modem u objektima 35/10 kV (Igman, Nišići i Bjelašnica).

Na Slici 1 je data shema realizirane digitalne radio mreže.

Softverska analiza parametara digitalne radio mreže je data u Prilogu 1.



Slika 1. Funkcionalna shema digitalne radio mreže za potrebe SDNiU TS ED Sarajevo

Elaboraciju načina funkcionisanja paktetski orijentisanog MORSE radio komunikacionog sistema u ovome radu nećemo navoditi. Umjesto toga, napraviti ćemo kratak pregled karakteristika digitalnog radio modema MR400. Na slici 2 je dat izgled modema MR400.



Slika 2. Digitalni radio modem MR400

Korišteni radio modemi MR400 funkcioniraju u UHF frekventnom opsegu (380 – 470 MHz), a u radu se koristi jedna simpleksna frekvencija – MR400 modemi u ED Sarajevo funkcioniraju na frekvenciji koju je dodjelila Regulatorna agencija za komunikacije (440,800 MHz). Radio modem MR400 ima veoma kratko vrijeme prebacivanja iz stanja prijema u stanje predaje (1,5 ms), što mu je veoma dobra karakteristika u odnosu na drugu opremu iz oblasti radio modema. Maksimalna brzina prijenosa informacija u radio segmentu je 21,68 kb/s, a koristi 4FSK modulaciju sa frekventnom širinom kanala od 25 kHz. Izlazna snaga uređaja je podesiva u opsegu od 0,1W do 5W. Uređaj je modularnog karaktera pri čemu moduli u principu predstavljaju različite korisničke interfejske koji sačinjavaju zasebne čvorove u čvornoj arhitekturi MORSE sistema. Od korisničkih interfejsa podržani su serijski interfejsi RS232, RS422 i RS485, Ethernet interfejs i modul s digitalnim/analognim ulazima i izlazima. Za potrebe SDNiU TS ED Sarajevo su

nabavljeni modemi MR400 sa sljedećom konfiguracijom korisničkih interfejsa: 3 RS232 serijska interfejsa (jedan optički izoliran) i Ethernet korisnički interfejs. Postojanje više nezavisnih korisničkih interfejsa na svakom od modema u sistemu omogućava eventualno korištenje radio mreže za potrebe nekog drugog servisa (npr. neki vid sigurnosnog nadzora lokacije, prijenos podataka za poslovne aplikacije, i sl.) – naravno u tom slučaju bi iste telekomunikacione resurse zauzimali različite korisničke aplikacije, što bi moglo uticati na kvalitet TK servisa u zavisnosti od komunikacione zahtjevnosti pojedinih aplikacija.

Svi čvorovi u MORSE sistemu posjeduju jednaku inteligenciju koja eliminiše potrebu za centralnom kontrolom sistema i specijalnim retranslatorima. Svaka tačka (stanica) u mreži je pripremljena da omogući retranslaciju po potrebi. Ovo je veoma bitno jer omogućava da se mreža prilagodi zahtjevima aplikacije i korisnika kao i optimizaciju pokrivanja signalom određenog terena. Svaka tačka u mreži simultano omogućava usluge retranslacije i repitatora. Za mobilne aplikacije svaka tačka može biti kao bazna stanica.

Na svakoj tački u mreži, ili na korisničkom interfejsu, moguće je razviti-optimizirati individualni 'algoritam' pristupa frekvenciji (radio kanal), setovati nivo bezbjednosti za isporučene podatke i optimizirati druge bitne parametre vodeći pri tome računa o uslovima prostiranja signala i količinom neophodnih operacija. Zahvaljujući ovom, moguće je izgraditi sistem (mrežu) koji komunicira spontano. Bilo koji čvor u MORSE mreži može slati podatke bilo kad i prema bilo kojem drugom čvoru, a da pri tome ne zavisi ni od čega.

Na svim lokacijama u SDNiU TS ED Sarajevo, modemi MR400 su smješteni u vlastite kabinete sa pripadajućom opremom (napojna jedinica, prenaponska zaštita, ožičenje), a uz modeme je izveden odgovarajući antenski sistem (antenski kabl, nosač antene i

odgovarajuća antena), te sistem sekundarnog napajanja. Na Slici 3 je dat prikaz instalacije radio modema

MR400 na lokaciji TS 35/10 KV Igman (Kabalovo).

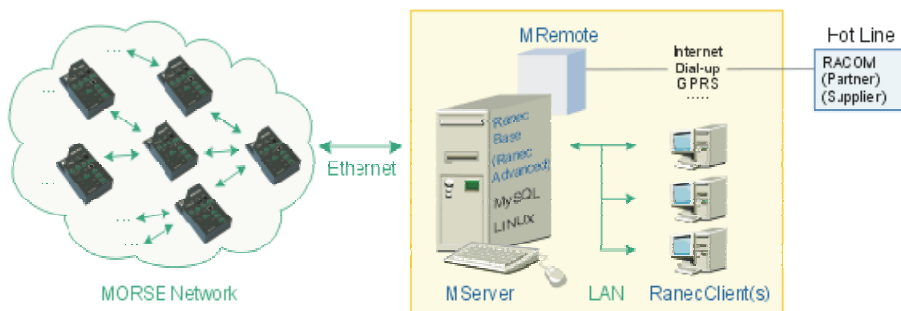


Slika 3. Digitalni radio modem MR400 na lokaciji TS 35/10 kV Igman

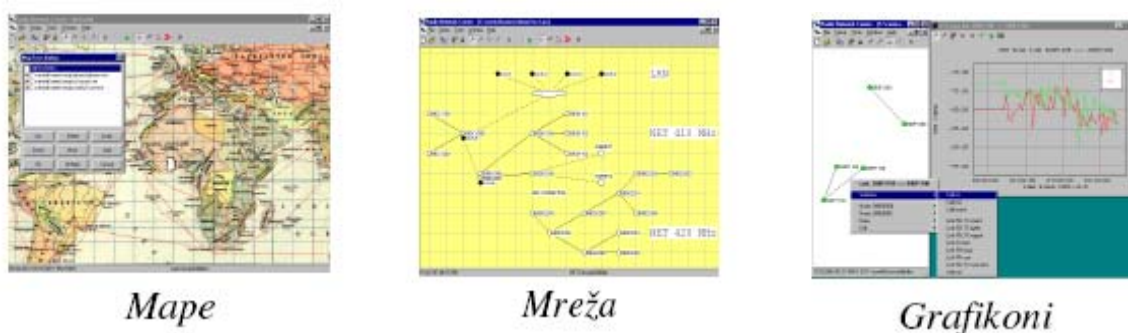
3. RADIO NETWORK CENTER (RANEC)

Za monitoring kvalitete prenosa podataka, statusa prenosnih linkova sa potrebnim mjerenjima, daljinskim dijagnosticiranjem i servisiranjem pojedinih elemenata u mreži instaliran je RANEC server koji konstantno mjeri i snima čujnost stanica, nivo signala, kvalitet podataka, smetnje, statuse itd. Konfiguracija RANEC centra prikazana je na slici 4. Kao što se vidi sa slike u središtu se nalazi server sa Linux softverskom platformom i RANEC softverskim paketom. Informacije o radu sistema periodično prikupljaju softverski moduli i spremaju ih u MySQL bazu podataka. Ovi podaci se prikazuju u obliku grafova i tablica i dostupni su i razumljivi krajnjim korisnicima.

RANEC softver može se podijeliti na osnovnu (RANEC Base) i naprednu (RANEC Advanced) konfiguraciju. Osnovna RANEC konfiguracija omogućava nadgledanje lokacija u realnom vremenu, te se na osnovnom prikazu mrežne topologije može vidjeti da li stanica komunicira, ne komunicira ili radi na rezervnom napajanju. Osnovna konfiguracija obavlja funkciju periodičnih spremanja servisnih informacija (nivo radio signala u prijemu, kvalitet saobraćaja, broj primljenih, poslanih i izgubljenih paketa, šum, itd.) Napredna RANEC konfiguracija omogućava planiranje i širenje radio mreže. Ova konfiguracija omogućava proračun i ispis zona pokrivenosti radio signalom te i iscrtaavanje profila radio trasa.



Slika 4. Konfiguracija RANEC centra



Slika 5. Ekran u RANEC aplikaciji

4. ZAKLJUČAK

Kao važan segment u izgradnji, kako sistema daljinskog nadzora i upravljanja, tako i drugih sistema, nameće se pitanje kvalitetnih komunikacionih rješenja, njihove pouzdanosti i raspoloživosti, posebno u kritičnim periodima raspada sistema, kvarova u mreži, često praćenih otežanim meteorološkim uslovima.

JP EP BiH se opredijelila da, obzirom na zahtjeve za raspoloživost i pouzdanost, koji se nameću sistemima za govor i prenos podataka, izgradi vlastitu mrežu objekata za radio sistem. Na ovaj način je izvršeno uparivanje lokacija i opreme u funkciji govora i prenosa podataka, te dat prioritet ugradnji iste u vlastite objekte JP EPBiH, ili alternativno u objekte drugih javnih emitera ili ustanova.

Izgradnjom digitalne radio mreže za prenos podataka, na licenciranom frekventnom opsegu 440 MHz, dodatno su stvorene pretpostavke da se kroz istu, formiranjem više nezavisnih kanala, sa različitim protokolima, ista iskoristi u funkciji daljinskog nadzora i upravljanja, daljinskog očitavanja brojila, videonadzora, vatrodajave, priključenje drugih radio ili IP mreža i dr.

U proteklih šest mjeseci, koliko je digitalna radio mreža u funkciji, sistem je pokazao očekivani nivo pouzdanosti i raspoloživosti.

LITERATURA

- [1] TETA Sarajevo: "Projekat izvedenog stanja proširenja sistema daljinskog nadzora i upravljanja transformatorskim stanicama za potrebe ED Sarajevo", 2006. godina.
- [2] dr. Tomislav Tomiša, Josip Kekić, Vinko Grga, Siniša Bakarić: "MORSE – Inteligentni radijski sustavi namijenjeni za prijenos digitalnih podataka u tehnički zahtjevnim/složenim višenamjenskim radijskim mrežama", CIGRE-HR 7. simpozij o sustavu vođenja EES-om Cavtat, 2006. godine.
- [2] www.racom.cz

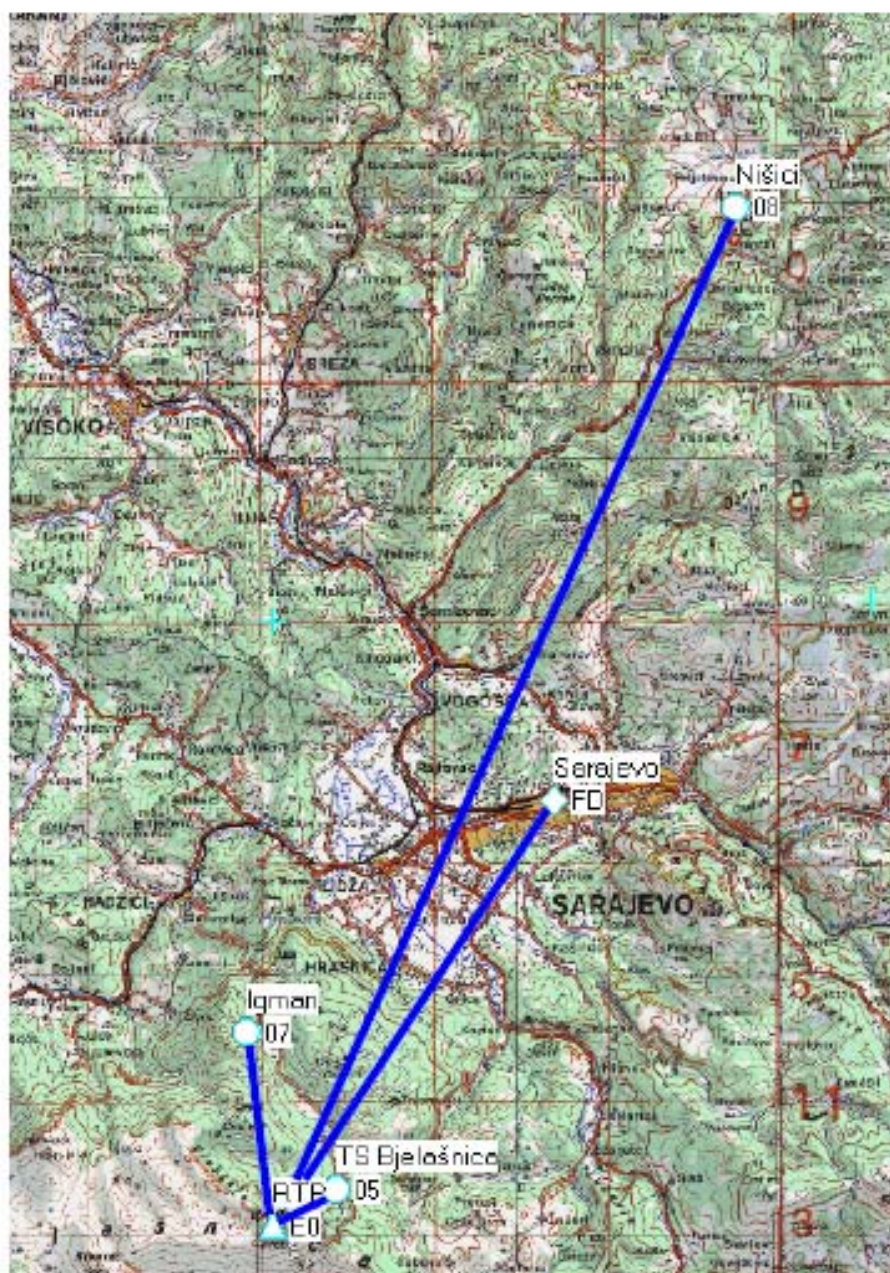
PRILOZI

Prilog 1. Softverska analiza digitalne radio mreže
SDNiU TS ED Sarajevo

PRILOG 1. SOFTVERSKA ANALIZA DIGITALNE RADIO MREŽE SDNIU TS ED SARAJEVO

Objekti	N			E			NV m
	o	'	"	o	'	"	
DCU Sarajevo	43	51	08,3	18	23	29,2	520
TS Bjelašnica 35/10 kV	43	43	02,8	18	17	11,6	1298
TS Igman 35/10 kV	43	46	20,1	18	14	39,9	1208
TS Nišići 35/10 kV	44	03	28,1	18	28	49,7	1028
RPT Bjelašnica	43	42	17,6	18	15	21,9	2051

Tabela 1. Geografske koordinate lokacija koje su obuhvaćene realiziranim sistemom



Slika 6. Prikaz rasporeda lokacija na karti područja

Zbog ograničenosti prostora u ovom radu, nećemo navoditi izračunate profile trase svih radio veza, već ćemo rezultate softverske analize prezentirati u obliku tabele koja obuhvata podatke softverske analize. Softverska analiza je

napravljena programskim paketom HerTZ Mapper francuske firme ATDI, uz pomoć digitalne reljefne mape Bosne i Hercegovine rezolucije 50m. Dati su rezultati za radio veze samo u jednom pravcu, jer podrazumijevamo da su i u suprotnom pravcu rezultati isti. Usvojeni minimalni prag nivoa prijemnog radio signala je -100dBm. Ostali parametri proračuna su usklađeni sa korištenom opremom.

Tabela 2. Rezultati softverske analize radio veza u SDNiU TS ED Sarajevo

Radio veza (Tx-Rx)	Udaljenost (m)	Nivo signala na prijemnoj strani (dBm)
DCU Sarajevo – RPT Bjelašnica	19697	-69
RPT Bjelašnica – TS Bjelašnica	2830	-53
RPT Bjelašnica – TS Igman	7554	-78
RPT Bjelašnica – TS Nišići	43185	-75

PILOT PROJEKTI DALJINSKE KOMUNIKACIJE S BROJILIMA EL.ENERGIJE U JP EP BIH (AMR PROJEKTI)

AUTOMATED METER READING IN THE PUBLIC ENTERPRISE ELEKTROPRIVREDA BIH PILOT PROJECT

Ahmed Mutapčić, dipl.ing.el.
JP Elektroprivreda BiH

Fuad Matoruga, dipl.ing.el.
Iskraemeco d.o.o.

Sarajevo - Bosna i Hercegovina

Sažetak: Cilj rada je da ukaže na potrebu i nužnost uvođenja novih tehnologija i automatizacije očitavanja u elektrodistributivnim kompanijama. U radu su opisani implementirani pilot projekti AMR sistema u JP EP BiH u proteklom periodu. Osim opisa arhitekture AMR sistema navedena su iskustva i funkcije koje pruža svaki od ovih sistema testirajući različite medije komunikacije: DLC komunikacija putem niskonaponske i srednjenaponske mreže, telefonska i GSM mreža. AMR sistemi očitavanja brojila el.energije imaju puno drugih mogućnosti osim očitavanja rezultata mjerenja utrošene električne energije. To su prije svega mogućnosti kvalitetne analize potrošnje električne energije i snage, dvosmjerna komunikacija s kupcima el.energije, upravljanje potrošnjom, mogućnost uvođenja dinamičkih tarifa, pružanje usluga očitavanja i drugim isporučiocima (voda, gas i grijanje).

Ključne riječi: AMR - daljinsko očitavanje brojila, DLC - komunikacija distributivnim linijama, brojilo el.energije

Abstract: The goal of this paper is to present the automation and new technologies implementation necessity in the electric metering area. The paper describes so far implemented AMR systems pilot projects in JP EP BiH. Architecture of the every implemented AMR system is described. Special attention is given to communication technologies used in these systems: distribution line carrier (DLC through MV and LV network), public telephony and GSM. AMR systems offer a lot of other possibilities besides

AMR: quality analysis of power consumption, two way communication with customers, maximum demand setting, dynamic tariffs implementation, possibility that the same system performs the metering for other facilities (water, gas, heating).

Key words: AMR - Automatic Meter Reading, DLC-Distribution Line Communication, electric meter

UVOD

U većini elektrodistributivnih kompanija u svijetu izvode se projekti sistema daljinskog očitavanja brojila, te se na taj način pokušava automatizirati i učiniti efikasnijim sistem očitavanja.

Prednosti uvođenja sistema daljinskog očitavanja (u daljem tekstu AMR - *Automatic Meter Reading*) su višestruke, a to su prije svega:

- reduciranje troškova očitavanja brojila
- učestalost i preciznost očitavanja brojila, a time i izdavanja računa.
- mogućnosti analize potrošnje el.energije
- dvosmjerna komunikacija s kupcima el.energije
- uvođenje dinamičkih tarifa
- upravljanje potrošnjom
- mogućnost saradnje s ostalim isporučiocima (voda, plin, grijanje)

Nedostatak sistema daljinskog očitavanja je još uvijek cijena, ali svakim danom cijene su sve niže i rok za isplativost ovih investicija je sve kraći. Takođe u pojedinim državama, zakonska regulativa uslovljava ugradnju ovih sistema sa tačno određenim vremenskim rokom (zemlje Skandinavije).

U radu smo opisali dosadašnja iskustva JP EP BiH na realiziranim AMR pilot projektima.

1. PILOT PROJEKTI AMR U JP EP BIH

AMR sistem kod domaćinstava u koordinaciji s ENEL-om

Krajem 1999. godine u JP EP BiH u suradnji sa talijanskom elektroprivredom ENEL urađena je implementacija AMR projekta kod domaćinstava. Projektom je planirana ugradnja 3000 brojila za daljinsku komunikaciju, a AMR sistem je predviđao sljedeće funkcije:

- daljinsko očitavanje brojila tj. podataka o potrošnji (energija i maksimalna snaga)
- višetarifno mjerenje el. energije (u JP EP BiH je dvotarifno mjerenje električne energije)
- daljinsko podešenje snage za kupce
- daljinsko uključenje-isključenje kupaca
- daljinsko podešavanje tarifne šeme
- daljinsko podešenje vremena i datuma
- daljinsko slanje poruka kupcima.

Za ovaj AMR sistem korištena su indukciona brojila opremljena impulsnim izlazom sa jednim brojčanikom. U sklopu ovog brojila tj. u istom kućištu nalazi se podesivi prekidač i elektronska jedinica (komunikacioni modul). Na elektronskoj jedinici nalazi se displej na kojem je moguće vidjeti podatke o utrošenoj električnoj energiji VT i MT i maksimalnoj snazi.

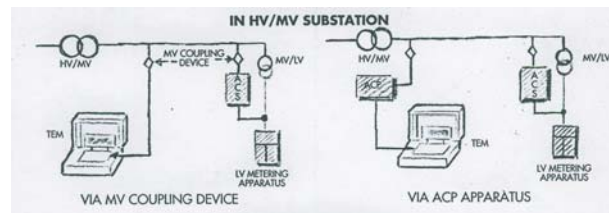


Slika 1. Indukciona brojila s elektronskom jedinicom

Arhitektura AMR sistema je sljedeća:

- kod kupaca se nalaze indukciona brojila sa elektronskom jedinicom i prekidačem,
- u TS 20/0,4 kV se nalaze koncentratori podataka (ACS) instalirani na NN stranu transformatora koji preko NN mreže kontinuirano komuniciraju sa brojilima električne energije (DLC komunikacija skr. *Distribution Line Communication*). Karakteristike DLC komunikacije na niskom naponu su: FSK modulacija 82 kHz, poludupleksna i 600 bit/s. Komunikacijski protokol je IEC 1107 i signali su uskladu s normom CENELEC EN 50065-1. Na nivo signala od koncentratore prema

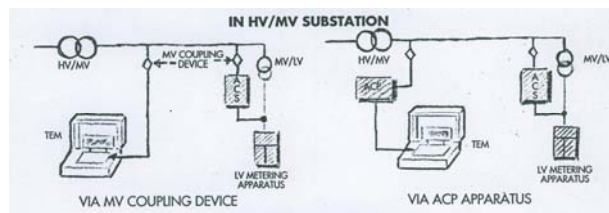
brojilima utiču osim udaljenosti brojila od koncentratore i razna spojna mjesta kao što su osigurači ili promjena presjeka, prijelaz zračnog voda na kabel.



Slika 2. Komunikacija AMR sistema na niskom naponu

- U TS 110/x kV se nalazi jedan drugi koncentrator podataka (ACP) čija je funkcija da komunicira sa koncentratorima ACS u TS 20/0,4 kV i od njih preuzima podatke.

Komunikacija između ACS i ACP izvodi se po vodovima srednjeg napona. Za ovu svrhu instalirani su kapacitivni uređaji na SN (tzv. coupling device) i to: u TS 20/0,4 kV na 20kV strani transformatora uređaji kapaciteta 2000 pF, a u TS 110/x kV na 20 kV strani uređaji kapaciteta 8000 pF. Karakteristike PLC komunikacije na srednjem naponu su: FSK modulacija 72 kHz, poludupleksna i 1200 bit/s.



Slika 3. Komunikacija AMR sistema na srednjem naponu

Stvarno očitavanje brojila i testiranje funkcija AMR sistema ukoliko nije izgrađen neki kontrolni centar izvodi se preko jednog prijenosnog računara zvanog TEM. U njemu su ugrađeni neophodni komunikacioni modemi, softver za očitavanje TEMGEA i TEM softver za parametriranje elemenata AMR sistema (ACS, ACP i elektronske jedinice). Konačan izlaz po očitavanju je jedan «file» u xls. formatu.

U početnoj fazi projektovanja AMR sistema analiziraju se niskonaponski odlazi i definiraju kupci po sekcijama. Prilikom instalacije komponenti sistema svi uređaji u AMR sistemu su adresirani tj. imaju svoju adresu. Nakon fizičke instalacije brojila izvodi se provjera veza s koncentratorom i provjerava se da li je koncentrator detektirao sva ugrađena brojila.

Nakon toga slijedi testiranje svih funkcija koje je predvidio AMR projekat i testiranjem je uočeno sljedeće:

- postupak akvizicije tj. detekcije da koncentrator (ACS) prepozna sva brojila instalirana po

pojednim sekcijama na niskonaponskoj mreži nije bio uspješan. ACS ne «vidi» sva instalirana brojila.

- daljinsko očitavanje preko ACS-a je vrlo sporo i nesigurno (u 90% slučajeva očitavanje nije uspješno).
- pojedinačna komunikacija sa brojilima preko niskonaponske mreže je znatno brža i pouzdanija, ali to se izvodi pojedinačno za svakog kupca i to iziskuje znatno više vremena. Također, ovim načinom je moguće izvršiti uključanje, isključanje kupca, slanje poruka kupcu, promjeniti mu tarifnu šemu. Ukoliko je niskonaponski odlaz duži od 200m komunikacija je otežana i nepouzdana.
- u slučaju nestanka napona dužeg od 10 min, izgubi se tačan datum i vrijeme na el.jedinici i nemamo mogućnost dvotarifnog mjerenja el.energije. Jednostavno vrijeme i datum se resetuju na 00. Nakon toga ACS ne izvodi podešenje tačnog vremena i datuma na svim brojilima i potrebno je ponovo izvršiti ažuriranje vremena i datuma tj. otići do svake trafostanice i uspostaviti komunikaciju sa svim brojilima. Ukoliko se ovo ne uradi, sva izmjerena energija registruje se u jednoj tarifi. Za vrijeme dužeg nestanka napona podaci o potrošnji se memorišu. Nedostatak elektronske jedinice je što ne sadrži bateriju ili kondenzator, što bi dalo mogućnost memorisanja podataka (datuma, vrijeme) u slučaju dužeg nestanka napona.
- Komunikacija između koncentratore u TS 110/x kV i TS 20/0,4 kV je vrlo slaba i nepouzdana. Uspostavom ove komunikacije moguće je koristiti neke funkcije (promjena ugovora, konekcija, diskonekcija). Preko ACP nije moguće izvršiti automatsko čitanje brojila, kao ni podešenje vremena i datuma na el.jedinicama.

AMR projekat kod industrijskih kupaca

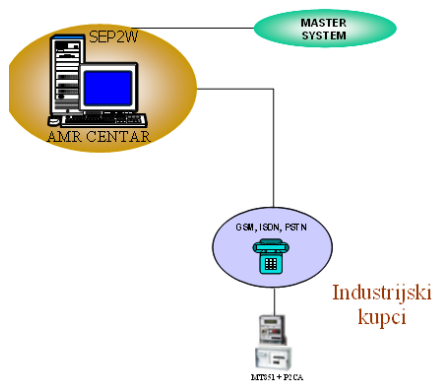
U toku 2002. godine implementiran je AMR projekat kod industrijskih kupaca na srednjem naponu u saradnji sa Iskraemeco Kranj. AMR sistem za industriju sastoji se od brojila sa komunikatorima (modemima) i softvera za automatsko očitavanje brojila, memorisanje, obradu i prikazivanje podataka.



Slika 4. Brojilo s GSM komunikatorom

Kod kupaca su instalirana multifunkcijska elektronska brojila tipa MT 851 sa pripadajućim komunikatorima (PSTN, ISDN ili GSM modem).

Namjena projekta bila je testiranje komunikacije s brojilima koristeći različite medije za komunikaciju kao što su klasična telefonija i GSM mreža. Komunikatori ugrađeni s brojilima služe za daljinsko očitavanje i parametriranje brojila po standardu IEC 1107. Brzina prijenosa koristeći ISDN mrežu je do 128000 baud/s, dok je u GSM mreži to 9600 baud/s.



Slika 5. Arhitektura AMR sistema

Na računaru preko kojeg se izvodilo očitavanje brojila instalirao se softver SEP2W preko kojeg se izvodi prikupljanje podataka od brojila, obrada podataka i prijenos podataka u aplikaciju za obračun i naplatu el.energije. Softver se sastoji od tri programske cjeline:

- SEP2DbManager, koristi se za konfiguraciju mjernog sistema, pripremu tarifne šeme, tehničku pripremu mjernih mjesta)
- SEP2Collect služi za daljinsko očitavanje i memorisanje mjernih rezultata
- SEP2Report daje izvještaje o očitavanju i mogućnost analize utrošene el.energije i snage

Baza podataka koju koristi softver SEP2W je SQL ili Oracle.

Komunikacija s brojilima bila je uspješna i pouzdana, i nakon ovoga Pilot projekta kod određenog broja kupaca instaliran je ovaj sistem očitavanja el.energije. Takođe, sve je više i zahtjeva distributivnih kupaca koji žele da imaju on-line praćenje parametara utrošene električne energije. Sistem očitavanja s GSM komunikatorom je ineteresantan na udaljenim nepristupačnim mjestima gdje imamo pokrivenost GSM mrežom (mHE, repetitori...).

AMR projekat kod domaćinstava u ED Sarajevo

Projekat je implementiran u ED Sarajevo u jednoj novoj višespratnoj zgradi. U zgradi su postavljena brojila MT351 s DLC modemima dok je na NN strani TS priključen koncentrator P2LPC, opremljen Ethernet-om i GSM modemom.

AMR sistem za domaćinstva sastoji se iz čvorišta sa brojilima, koncentratore podataka i softvera za automatsko očitavanje brojila, memorisanje i prikazivanje podataka. Brojila koriste standardni DLMS

SEP2W
AMR CENTAR

PSTN, GSM, GPRS,
ISDN, Ethernet

P2LPC

Kupci iz kategorije
domaćinstava

DLC komunikacija

MT351 MT351 MT351 ... MT351

PLC applicable

MT351

P2LPC

SEP2W

GSM PSTN ISDN Internet

Čvorišta sa brojilima su opremljena trofaznim MT351 brojilima, koja su opremljena sa DLC modenom za CENELEC A pojas za spoljašnju komunikaciju. Koristi se tip modulacije S-FSK (raširena modulacija sa frekventnim pomijeranjem) sa dva uska pojasa noseće frekvencije.

Mjerni i obračunski podaci su uskladišteni lokalno u brojilima za najviše 1 godinu. Ako čvorišta sa brojilima

Koncentratori podataka: U trafo stanicima na niskonaponskoj strani su ugrađeni koncentratori podataka P2LPC, pri čemu sa brojilima komunicira preko niskonaponske mreže, a sa centrom preko GSM/GPRS mreže. Čvorišta sa brojilima upravlja P2LPC koncentrator podataka preko DLC modema. P2LPC je po pravilu ugrađen u trafo stanici na njegovoj niskonaponskoj strani. Upravljanje čvorišta sa brojilima obuhvata automatsko otkrivanje čvorišta sa brojilima, izvođenje periodičnog ili na zahtev očitavanja brojila i memorisnje očitanih podataka, nadzor čvorišta za brojilima, itd. Koncentratori podataka podupiru COSEM/DLMS protokol za očitavanje podataka brojila i Internet protokole za prenošenje podataka do centralne baze podataka (preko telefonskih modema ili Etherneta). Internet protokoli koji su poduprti su: PPP za povezivanje modema (GSM), TCP/IP za prenos podataka, FTP za prenos datoteka, SNMP za upravljanje AMR mrežom i NTP za vremenske funkcije.

[illegible]

DLC infrastruktura se može koristiti u gradskim, prigradskim i seoskim područjima, pri čemu je moguće povezivanje čvorišta sa brojilima do rastojanja od nekoliko kilometara. U slučaju većeg rastojanja između čvorišta sa brojilima i koncentratorom podataka, pri čemu između njih ne postoji čvorište sa brojiлом koje bi

moglo raditi kao repetitor, biće ugrađeno brojilo sa GSM modemom.

Navedeni AMR sistem ima slijedeće karakteristike:

- višetarifno mjerenje aktivne i reaktivne energije
- višetarifno mjerenje snage
- registrovanje krivulje opterećenja
- automatsko zaključavanje obračunskog perioda na željeni dan i sat umjesecu
- detekciju otvaranja i zatvaranja poklopca na brojilu
- mogućnost daljinskog uključanja i isključenja kupaca
- mogućnost ograničenja maksimalne snage

Za daljinsko očitavanje brojila, konfiguraciju sistema, obradu podataka korišten je isti softver SEP 2W kao i kod AMR projekta kod industrijskih kupaca.

2. ZAKLJUČCI

Prednosti za elektrodistributivne kompanije uvođenjem AMR sistema su višestruke, a to su prije svega: smanjenje troškova očitavanja, mogućnost kvalitetne analize potrošnje el.energije i snage, dostupnost do kupca u svakom trenutku, poboljšanje kvaliteta usluga, mogućnost podešenja angažovane snage, daljinsko uključanje i isključenje, mogućnost pružanja

prepayment usluga. Zakonska regulativa još uvijek posebno ne tretira segment daljinskog očitavanja brojila, ali vidimo da u nekim zemljama i zakonske odredbe obavezuju distributivne kompanije na implementaciju AMR sistema sa određenim vremenskim rokovima.

Dosadašnje iskustvo u JP EP BiH sa implementiranim pilot projektima pokazuje značajan napredak u tehnologiji, mjernim uređajima i softveru u AMR sistemima.

Za distributivne kupce na niskom naponu već sad imamo kvalitetno rješenje AMR sistema sa DLC komunikacijom na niskom naponu od koncentratore u trafostanicama do brojila, a od koncentratore do centra za obradu podataka to je GSM komunikacija.

Takođe i cijena implementacije AMR sistema je sve prihvatljivija i niža, tako da će u bliskoj budućnosti AMR sistemi sa brojlilima imati sve veću primjenu u automatizaciji distributivne djelatnosti.

LITERATURA

- [1] ENEL "Distribution Automation System" Kataloška dokumentacija AMR sistema
- [2] ISKRAEMECO "Prospektna dokumentacija AMR sistema"

PRIMJENA USKOPOJASNOG PLC-a U ELEKTROPRIVREDI HZ HERCEG-BOSNE U UVJETIMA DEREGULIRANOG TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE

NARROWBAND POWER LINE COMMUNICATION APPLICATION ON THE DEREGULATED ENERGY MARKET OF CROATIAN COMMUNITY OF HERZEG- BOSNIA

Džemal Hadžiosmanović dipl.ing.el. Tina Jakaša, dipl.ing.el. Mr. Suzana Javornik Vončina, dipl.ing.el.
Elektroprivreda HZ HB d.d –Opskrba HEP Opskrba d.o.o. HEP-Operator prijenosnog sustava d.o.o.

Mostar - Bosna i Hercegovina

Zagreb – Hrvatska

Sažetak: Rad prikazuje mogućnosti primjene uskopojasne komunikacije putem elektroenergetskih vodova (PLC) za usluge značajne elektrodistribucijskoj djelatnosti, navodi neke primjere iz europskih elektroprivreda i detaljnije opisuje pilot projekt u elektroprivredi HZ Herceg-Bosne.

Ključne riječi: automatsko očitavanje brojila, automatsko upravljanje brojilima, komunikacija niskonaponskom mrežom, energetska učinkovitost, deregulacija, energetska tržišta

Abstract: Paper present possibilities of narrowband powerline implementations for energy services. Some examples of PLC usage in European energy utilities are given and pilot project of Croatian Community of Herzeg-Bosnia is presented in more detail.

Key words: automatic meter reading, automatic meter management, powerline communication, energy efficiency, deregulation, energy market

UVOD

Pojam PLC (engl.: *Power Line Communication*) odnosi se na mogućnost korištenja elektroenergetske mreže kao telekomunikacijske mreže za prijenos podataka na frekvencijama višim od frekvencije prijenosa električne energije. PLC je širok pojam kojim su obuhvaćene

različite tehnologije primjenjive na elektroenergetskim vodovima visokog, srednjeg i/ili niskog napona, kao i na električnim instalacijama zgrade za ostvarenje bilo uskopojasnih (propusnost do nekoliko stotina bit/s), bilo širokopojasnih sustava (propusnost veća od 1 Mbit/s) u svrhu pružanja različitih vrsta usluga. U ovom članku prikazana je uporaba elektrodistribucijske energetske mreže kao komunikacijskog medija u svrhu ostvarenja usluga značajnih za elektrodistribucijsku djelatnost, s tim da se članak bavi ostvarenjem uskopojasnih PLC sustava.

Uporaba sredjenaponske i niskonaponske elektroenergetske mreže za komuniciranje podacima započela je 30-tih godina prošlog stoljeća za upravljanje radom u svrhu optimalne distribucije energije (mrežno tonfrekventno upravljanje, MTU).

Zadnjih tridesetak godina prošlog stoljeća istraživanje se usmjerilo na izgradnju uskopojasnih PLC-sustava za automatizaciju distribucije, automatsko očitavanje brojila (engl.: *Automatic Meter Reading*, AMR) i upravljanje krivuljom opterećenja. Istraživalo se u frekvencijskom području od 3 kHz do 148,5 kHz.

Ovi sustavi danas su regulirani CENELEC-ovom normom EN 50065-1 [1] koja definira dodjelu frekvencijskog područja različitim aplikacijama, ograničenja izlaznog napona krajnjih uređaja i ograničenja smetnji, te daje metodu mjerenja.

Postupci za daljinsko nadziranje i daljinsko očitavanje postaju posebice zanimljivi nastupanjem deregulacije energetske tržišta. Tako danas elektroprivrede umjesto AMR sustava uvode sustave automatskog upravljanja

brojilima (*engl.: Automatic Meter Management, AMM*), koji osim daljinskog očitavanja brojila uključuju i integraciju prikupljenih mjernih podataka s informatičkim sustavima za obračun i naplatu kao i procesima upravljanja podacima. Pritom se kao komunikacijska platforma najčešće koriste uskopojasni PLC i/ili GSM.

1. PLC-SUSTAV I USLUGE ZA PODRŠKU ELEKTROPRIVREDNE DJELATNOSTI

Usluge za održavanje elektroprivredne djelatnosti koje se mogu ostvariti korištenjem PLC-sustava na niskonaponskim energetske vodovima su:

- automatsko očitavanje električnih brojila (dobivanje podataka o očitavanju brojila, opterećenju i potrošnji na način koji ne zahtijeva fizički ili vizualni pristup brojilu);
- automatizacija distribucije (nadzor i upravljanje distribucijske mrežom korištenjem računala i telekomunikacija u svrhu povećanja učinkovitosti distribucijske mreže);
- daljinsko isključenje/uključenje;
- usluge očitavanja brojila za vodoprivrede i poduzeća za opskrbu plinom;
- rukovanje ispadima mreže (automatsko uočavanje prekida u napajanju pojedinih potrošača ili grupe potrošača omogućuje lakše i brže određivanje mjesta kvara i ubrzavanje uklanjanja kvara, a automatsko uočavanje ponovne uspostave olakšava obavješćavanje korisnika o ponovnoj uspostavi opskrbe);
- praćenje kakvoće energije (daljinsko prikupljanje parametara mreže);
- proaktivno održavanje i automatizacija rada osoblja za održavanje (podloga za planiranje održavanja su daljinski prikupljeni podaci o stanju mreže, a ne vremenski raspored);
- prognoziranje zahtjeva za energijom na temelju poznavanja statistike potrošnje;
- obračunavanje u stvarnom vremenu;
- izdavanje združenih računa (izdavanje jednog računa za više lokacija istog korisnika ili za pojedinog korisnika izdavanje jednog računa za potrošnju struje, plina i vode);
- upravljanje uređajima (moguće je pratiti rad pojedinačnih električnih uređaja, kao i upravljati radom uređaja);
- upravljanje kupčevom potrošnjom električne energije:
 - o određivanje potrošnje struje na temelju vremenskog razdoblja njenog korištenja i/ili tarifiranje potrošnje u stvarnom vremenu kod kojeg se ekonomskim signalima potiče učinkovitije korištenje energije,
 - o kao opcija može se uključiti direktno upravljanje opterećenjem kada

elektroprivreda uključuje ili isključuje određene kupčeve uređaje u skladu sa svojim ciljevima upravljanja krivuljom opterećenja;

- elektroničko trgovanje, koje omogućava formiranje cijene energije u stvarnom vremenu, a može se koristiti za optimiziranje kupovanja energije; savjetodavne usluge, koje elektroprivrede mogu davati na temelju poznavanja svojih kupaca i na taj način postići prednost pred konkurencijom;

Osnovna primjena uskopojasnih PLC-sustava je izgradnja sustava za AMR koji daje mogućnost učinkovitijeg organiziranja očitavanja, prikupljanja podataka i naplate, poboljšanja usluge kupcu i postizanja prednosti pred konkurencijom na dereguliranom tržištu električne energije. Uočavanja pokušaja neovlaštenog manipuliranja brojilom i daljinsko uključivanje i isključivanje mogu smanjiti probleme i troškove povezane s čestim promjenama korisnika brojila i nedostupnim brojilima, kao i pojednostavniti reakciju elektrodistribucije u slučaju uočavanja manipulacije s brojilom i krađe električne energije.

Kako elektroenergetska mreža spaja sve komponente i lokacije odvijanja elektroenergetskih procesa, PLC-sustavi su idealna komunikacijska infrastruktura za prikupljanje podataka o stanju same elektroenergetske mreže. Ovakav uvid u stanje uređaja i parametara mreže u stvarnom vremenu podloga je za održavanje i planiranje obnavljanja mreže na temelju stvarnog stanja, kao i za praćenje kakvoće energije.

Na dereguliranom tržištu energije sve će češće cijenu i kakvoću energije određivati ugovor između kupca i elektroprivrede ili druge opskrbe, a uvid u detaljan profil korištenja pomoći će objema stranama definirati optimalan ugovor i vrednovati odredbe ugovorenog.

Prikupljeni podaci o potrošnji mogu biti podloga za prognoziranje zahtjeva za energijom i pomoć u optimiranju proizvodnje i kupovine energije.

Također, zahvaljujući uvidu u potrošnju u stvarnom vremenu i analizi prikupljenih podataka, korisnici mogu biti informirani o neuobičajenoj potrošnji određenog uređaja ili neučinkovitom korištenju energije u usporedbi s modernijim rješenjima u cilju smanjenja potrošnje električne energije ili pomaka potrošnje na vrijeme kad je mreža slabije opterećena.

Nabrojane usluge mogu se pružati i korištenjem drugih tehnologija (npr. mobilni radijski sustavi, fiksni radijski sustavi, telefonska mreža).

Osnovne prednosti PLC-a za implementaciju usluga za održavanje distribucijske djelatnosti elektroprivreda su u odnosu na druge tehnologije su:

- izvrsna geografska pokrivenost, što je u odnosu na konkurentne tehnologije posebice važno distribucijama s geografski raspršenim korisnicima,
- jeftinija izgradnja sustava jer veći dio infrastrukture već postoji (fizički medij)

- neovisnost o vanjskom operateru,
- stalna veza (engl.: *on-line*).

Budući da distribucijska elektroenergetska mreža već povezuje sve točke s kojima je potrebna komunikacija, tj. zbog izvrsne geografske pokrivenosti, pomoću PLC-sustava moguće je pružiti homogenu razinu usluge kroz cijelo područje određene distribucije i sve mogućnosti sustava dostupne su bez obzira radi li se o urbanom ili ruralnom području i bez obzira na gustoću korisnika.

U slučaju korištenja širokopojasne PLC-infrastrukture uz nabrojane usluge moguće je pružiti i neke dodatne zahtjevnije u pogledu prijenosnog kapaciteta, kao što je informiranje o energiji. Kod te usluge kupcu se preko uređaja s informacijskim zaslonom daju podaci o njegovom korištenju energije i savjeti vezani uz učinkovitije korištenje energije, kao npr.: temperatura prostorije, vrijeme i nadnevak, trenutna tarifa, programirani odziv uređaja na tarifne signale, račun za električnu energiju do tog dana.

Također, u slučaju korištenja širokopojasnog PLC-a moguće je istovremeno nuđenje usluga u pristupnim telekomunikacijskim mrežama, kao što su:

- brzi pristup Internetu,
- elektronička pošta,
- telefonija preko Interneta.

2. DEREGULACIJA ENERGETSKOG TRŽIŠTA EUROPE

U Europskoj uniji proces deregulacije započet je 1996. godine. Danas je na snazi direktiva [2] koja definira dinamiku otvaranja europskog energetskog tržišta:

- za korisnike koji nisu kategorije kućanstvo - do srpnja 2004.
- za sve korisnike - do srpnja 2007.

Na dereguliranom energetskom tržištu kupac električne energije ima mogućnost izabrati davatelja energetskih usluga. Očekuje se da tržišna ekonomija povećava učinkovitost i iskoristivost elektroenergetskog sustava. Zahtjevi na elektroenergetski sustav na dereguliranom tržištu su:

- zadovoljiti rastuće potrebe za električnom energijom,
- zadovoljiti zahtjeve vezane uz kakvoću električne energije,
- smanjiti potrebu za izgradnjom novih proizvodnih i prijenosnih kapaciteta.

Osnovni ciljevi elektroprivrede na dereguliranom energetskom tržištu su:

- osigurati kakvoću električne energije,
- osigurati pouzdanu proizvodnju i isporuku energije,
- zadržati kupce električne energije i
- pridobiti nove kupce.

Osim direktive za električnu energiju 2003/54/EC, u travnju 2006. godine, donesena je Direktiva o učinkovitom korištenju električne energije i energetske usluge [3]. Direktivom su postavljeni zahtjevi na uvođenje "inteligentnih" mjernih sustava. Kada govorimo o mjernim uslugama, direktiva traži od članica da ugrađuju inteligentna brojlara kada god je to troškovno opravdano. Također, zahtjeva se obračun električnu energiju na temelju stvarne potrošnje. Kupce treba informirati o potrošnji električne energije, omogućiti im usporedbu s prosječnom potrošnjom iste kategorije potrošnje i savjetovati ih o učinkovitom korištenju električne energije.

3.4. Deregulacija energetskog tržišta u BiH

Postupno uvođenje i razvoj tržišta električne energije u BiH provodit će se sukladno energetskoj politici i reformi energetskog sektora, uključujući propise o ustroju tržišta električne energije.

Osnovni ciljevi uvođenja tržišta su:

- onemogućavanje monopola u elektroprivrednoj djelatnosti,
- racionalizacija u potrošnji električne energije i
- omogućavanje pristupa na mrežu trećim stranama.

Sukladno aktima Državne regulatorne komisije za električnu energiju (DERK-a) planirana je sljedeća dinamika uvođenja tržišta električne energije:

- 1. siječnja 2007. godine svi kupci sa potrošnjom većom od 10 GWh
- 1. siječnja 2008. godine svi kupci osim kategorije kućanstva
- 1. siječnja 2015. svi ostali kupci.

Uvjeti otvaranja tržišta su:

- uspostava Neovisnog operatora sustava (NOS), Operatora distribucijskog sustava (ODS) i računovodstveno razdvajanje elektroprivrednih djelatnosti,
- uspostava pravila koja osiguravaju slobodan i ravnopravan pristup trećih strana na prijenosnu i distribucijsku mrežu (mrežna pravila) i pravila koja osiguravaju uravnotežen rad sustava u uvjetima dereguliranog sektora (tržišna pravila) i
- uspostava mrežnih tarifa (tarife za usluge prijenosa i tarifa za usluge distribucije) i tarifa koja se odnosi na upravljanje sustavom.

Federalna regulatorna komisija za električnu energiju (FERK) je sukladno [4] obvezna da na osnovama koje propisuje DERK regulira tržište električne energije u FBiH, a to podrazumijeva sljedeće:

- zaštitu prava kupaca, elektroprivrednih društava za distribuciju i proizvođača električne energije,
- stvaranje uvjeta za konkurentnost u proizvodnji i opskrbi električnom energijom,

- regulaciju kvalitete usluga na svim razinama, kao i određivanje tarifa i naknada koje se plaćaju za monopolske usluge u distribuciji i
- nadgledanje učinkovitosti mehanizama i procesa radi osiguranja razumne ravnoteže između potražnje i ponude električne energije.

U skladu sa [2] i [5] predviđeno je formiranje integriranog tržišta električne energije u Jugoistočnoj Europi, kojim se predviđa da zemlje potpisnice ovog dokumenta, moraju uspostaviti kompatibilna tržišta na državnom nivou, a to bi podrazumijevalo usuglašavanje rada:

- nadležnih državnih organa za energiju,
- nadležnih regulatornih organa za električnu energiju i
- Neovisnih operatora prijenosnog sustava (NOS-a) i Operatora distribucijskog sustava (ODS-a).

3. IZGRADNJA USKOPOJASNIH PLC-SUSTAVA U EUROPSKIM ELEKTROPRIVREDAMA

Od početka 90-tih godina automatsko očitavanje brojila je postalo standard za komercijalne i industrijske kupce, no kada su u pitanju očitavanja brojila kućanstva elektroprivrede situacija je drugačija.

Talijanska elektroprivreda Enel je prva 2000. godine pokrenula projekt uvođenja elektroničkih brojila u sva kućanstva i njihovo očitavanje AMM-sustavom uz uskopojasnu PLC tehnologiju s ciljem uspostave komunikacije sa svakim brojiлом bilo gdje u mreži i u bilo koje vrijeme. Nakon toga ozbiljnije AMM PLC pilot projekte započela je nizozemska elektroprivreda NUON, da bi danas započela s masovnom implementacijom. Skandinavija je 2004. godine pokrenula švedskom energetske regulatorivom počela uvesti AMM-sustave, od kojih je jedan dio izveden korištenjem PLC-tehnologije. Zadnjih godine većina europskih zemalja vodi pilot projekte AMM/AMR sustava od kojih dosta njih ispituje i mogućnosti uskopojasnih PLC-sustava za njihovu realizaciju.

Razlozi uvođenja AMR i AMM sustava su različiti: istočno europske zemlje su počele s implementacijom elektroničkih brojila kroz proces zamjene starih brojila, sjeverno europske zemlje su to radile prvenstveno zbog smanjenja ne-tehničkih gubitaka, nordijske zemlje zbog regulatornih zahtjeva i učinkovitijeg korištenja energije, a centralno europske zbog zamjene starih elektromehaničkih brojila.

3.1. Uskopojasni PLC u Italiji

Talijanska elektroprivreda Enel je u svibnju 2000. godine pokrenula projekt uvođenja elektroničkih brojila u sva kućanstva i njihovog automatskog očitavanja (projekt Telegastore). Planirano je trajanje projekta od 5

godina, ukupna investicija od 2,1 milijardu eura i ušteda nakon 2006. godine u iznosu od 500 milijuna eura godišnje i to kako slijedi [6]:

- kupnja i logistika 150 milijuna eura godišnje,
- radnje na terenu 100 milijuna eura godišnje,
- usluge kupcima 50 milijuna eura godišnje,
- zaštita prihoda 200 milijuna eura godišnje.

Godine 2002. započeo je proces otvaranja tržišta električne energije u Italiji što je uzrokovalo Enelov 25%-tni gubitak EBITDA-e (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation, Amortization – zarada prije poreza, deprecijacije i amortizacije). Zahvaljujući projektu Telegastore, Enel je uspio podići EBITDA za 15% [7].

Enel-ov Telegastore sustav sastoji se od brojila sukladnih normama CEN 61036 i CEN 61268, koncentratora, modema i središnjeg sustava. Brojilo je posebno dizajnirano prema zahtjevima Enela i opremljeno modulom za uskopojasnu PLC-komunikaciju od brojila do koncentratora. Koncentratori komuniciraju sa središnjim sustavom za obračunavanje električne energije (kojeg je razvio IBM) putem GSM mreže. Sustav pruža kupcima izbor tarifnog modela koji odgovara njegovim potrebama, obračun električne energije prema stvarno potrošenoj električnoj energiji, informiranje o potrošnji električne energije, korištenje pretplatne funkcije i niz drugih dodatnih usluga [6].

Do rujna 2006. godine Enel je ostvario sljedeće [6]:

- Ugrađeno je ukupno 28.715.161 brojilo s uskopojasnom PLC komunikacijom za AMM. PLC komunikacija je temeljena na Echelon tehnologiji uz vlastiti razvoj brojila
- Daljinski se upravlja s 27.361.028 brojiłom
- Dnevno se daljinski očitava oko 700.000 brojila.

3.2. Uskopojasni PLC u Švedskoj

Švedsko tržište električne energije je deregulirano 1996. godine. Vlada je u ožujku 2003. godine odlučila da se do 2009. godine svih 5 milijuna električnih brojila mora očitavati barem jednom mjesečno [8].

Vattenfall Group je 4. proizvođač električne energije u Europi koji radi u Švedskoj, Finskoj, Danskoj, Njemačkoj i Poljskoj. Dio grupe koji radi na području Švedske je Vattenfall AB, ima 850.000 kupaca i u vlasništvu je države Švedske.

Vattenfall AB je 2003. godine započeo veliki projekt izgradnje AMR-sustava kojim namjeravaju obuhvatiti sve svoje kupce. Do ožujka 2007. završeno je 51 % projekta. Glavni pokretač započinjanja ovog projekta bila je regulativa.

Projekt se vodi fazno, s tim da su do sada bile tri faze [8]:

- lipanj 2003. – lipanj 2006.: 100.000 brojila kategorije kućanstvo proizvođača Actaris,

- srpanj 2004 – rujan 2006.: 150.000 brojila kategorije kućanstvo i satno-očitavana proizvođača Iskraemeco,
- prosinac 2005 – danas: 500.000 brojila kategorije kućanstvo, od čega je do ožujka 2007. instalirano 180.000 proizvođača Telvnet.

AMR-sustavi proizvođača Iskraemeco i Telvent koriste uskopojasnu PLC komunikaciju od brojila do koncentratora u trafostanicama.

Zbog razvoja tržišta, kroz ove tri faze uočeno je da se uz niže troškove u trećoj fazi dobila veća funkcionalnost sustava.

3.3. Uskopojasni PLC u Nizozemskoj

Ministarstvo gospodarstva Nizozemske zaduženo je za pokretanje projekata „pametnih“ mjerenja u zemlji, i upravo je u tijeku izrada zakonske regulative kojom će se omogućiti dostupnost pametnog mjerenja za 7 milijuna kućanstava i malih poslovnih korisnika (priključak manji od 3x80A za električnu energiju i upotreba plina manja od 170 000 m³ dnevno za plin) [9]. Polazište kod izrade zakonskih propisa je Direktiva Europske Unije o učinkovitom korištenju električne energije [3]. Većina od 50.000 velikih korisnika ima neku vrstu „pametnog“ mjerenja već danas.

U Nizozemskoj će za implementaciju „pametnih mjerenja“ biti odgovorna 4 operatora mreže: Eneco, Continuum, Essent i Delta [9]. Oni će osim ugradnje i zamjene mjernog uređaja biti i vlasnici mjernih uređaja. Novitet je u tome da će opskrbljivači biti odgovorni za sve procese vezane uz kupce, naročito upravljanje mjernim podacima jer smatraju u Ministarstvu da će to doprinijeti procesu otvaranja tržišta električne energije.

Zahtjevi na „pametne“ mjerne uređaje su:

- mogućnost daljinskog očitavanja potrošnje odnosno proizvodnje u slučaju decentralizirane proizvodnje,
- mogućnost daljinskog uključivanja/isključivanja brojila,
- mogućnost daljinskog mjerenja i detekcije kvalitete električne energije,
- mogućnost interakcije kupca i opskrbljivača u stvarnom vremenu,
- mogućnost odziva kontrolera energetskog sustava u realnom vremenu.

Uvođenje „pametnih“ brojila u Nizozemskoj smatraju ključnim pokretačem otvaranja tržišta i uvođenja konkurencije. Ministarstvo je procijenilo da će masovno uvođenje pametnog mjerenja koštati između 1.1 i 1.5 milijardi eura, s tim da će se projekt financirati iz postojećih tarifa za mjerenje, bez povećanja za krajnje kupce. Očekuju se uštede od 2% na godišnjoj razini nakon implementacije pametnih brojila što ovisi o promjeni ponašanja kupaca. Zakonskim propisima predviđa se završetak masovne ugradnje pametnih

brojila unutar 6 godina od stupanja na snagu propisa. Nekoliko pilot projekata je u tijeku sa oko 100 000 ugrađenih pametnih brojila [9].

3.4. Uskopojasni PLC u Španjolskoj

Mjerna mjesta kupaca Endese na visokom naponu su opremljena brojilima s daljinskim očitavanjem. Mjerna mjesta kupaca na niskom naponu su opremljena s elektroničkim brojilima ali se čitaju ručno i taj posao radi vanjsko poduzeće. Ta brojila se očitavaju svaka dva mjeseca na temelju čega se vrši obračun za kupce električne energije [10].

Endesa se odlučila na uvođenje novih tehnologija na području mjerenja zbog činjenice da su danas potrebne dodatne informacije i nove funkcionalnosti koje ne mogu pružiti stara elektromehanička brojila. Tako je započela s uvođenjem mobilnih uređaja za očitavanje, GPS-a i sl. Nakon toga uslijedilo je uvođenje daljinskog očitavanja za mjerna mjesta kupaca s ugovorenim maksimalnom snagom većom od 15 kW. U Španjolskoj takvih kupaca ima 11 milijuna. Glavne funkcionalnosti sustava za automatsko upravljanje brojilima su:

- automatsko očitavanje,
- kontrola ugovorene snage,
- daljinsko iskopčanje/ukopčanje brojila,
- fleksibilna daljinska promjena tarifa i perioda
- programiranje ugovorenih veličina i raskid ugovora,
- lokalni rad pomoću ručnih terminala,
- alarmi za ispravna rad, kvar ili detekciju krađe.

Endesa je zaključila da je komunikacija niskonaponskim vodovima (PLC) optimalna kao komunikacijsko rješenje zbog niskih troškova po mjernom mjestu u gusto naseljenim područjima, nižih troškova ugradnje kao i složenosti i neovisnosti o telekomunikacijskim operaterima.

Od trafostanica do centralnog sustava koriste se različite tehnologije poput GSM, DSL, VSAT, optike i sl.

Endesa je pristupila izradi AMM sustava na način da je zajedno s proizvođačima brojila unificirana i standardizirana brojila.

Uz pomoć tvrtki Yitran i Renesas definirala je PLC komunikaciju koju je stavila na raspolaganje svim proizvođačima brojila. Tijekom 2007. godine očekuju se pilot projekti s oko 10 000 brojila i 120 koncentratora u svim distribucijskim područjima kojim bi se potvrdila tehnička i ekonomska opravdanost AMM sustava za masovnu implementaciju [10].

4. PILOT PROJEKT USKOPOJASNIH PLC-SUSTAVA U JP ELEKTROPRIVREDA HZ HB MOSTAR

U J.P. EP HZ HB je implementiran jedan projekt PLC sustava za AMM na stambenom objektu „Belje“ u Poslovnici Mostar. Ovim projektom je obuhvaćeno 18 obračunskih mjernih mjesta sa trofaznim priključkom, odnosno 17 u izravnom spoju i 1 u poluizravnom spoju (preko strujnih transformatora). Isporučitelj opreme je „Iskraemeco“-Sarajevo.

Oprema i PLC sustav za AMM su donirani od strane isporučitelja i pomoću ovog sustava se redovito vrše mjesečna očitavanja utroška električne energije.

Također, u tijeku je projekt izgradnje još 2 uskopojasna PLC sustava za AMM koji su ugovoreni putem javne nabavke. Ovi sustavi će se implementirati na trafostanicama TS Služanj 5, TS Vionica 2 i TS Sivrići u Poslovnici Čitluk, te TS Prknovići 1 i TS Bakšim u Poslovnici Mostar. Prvim sustavom će biti obuhvaćena 184 obračunska mjerna mjesta od čega je 120 sa trofaznim i 61 sa jednofaznim izravnim priključkom, te 3 trofazna u poluizravnom spoju (preko strujnih transformatora).

Drugim sustavom će biti obuhvaćeno 159 obračunskih mjernih mjesta od čega je 80 sa trofaznim i 77 sa jednofaznim izravnim priključkom, te 2 trofazna u poluizravnom spoju (preko strujnih transformatora).

Isporučitelj opreme za prvi sustav je „Strom Telekom“-Češka, a za drugi sustav „Mikroelektronika“-BiH.

Osnovni zahtjevi na oba sustava su:

- automatsko daljinsko očitavanje brojila i na zahtjev i
- upravljanje potrošnjom električne energije.

Cilj pokretanja projekta je ustanoviti tehničko-ekonomsku opravdanost uvođenja AMM-a uz korištenje uskopojasne PLC tehnologije.

Dugoročni ciljevi projekta su:

- smanjenje gubitaka,
- poboljšanje naplate,
- smanjenje troškova očitavanja,
- smanjenje neovlaštene potrošnje,
- brži ciklus obračuna i ispostave računa,
- praćenje parametara kvalitete mreže,
- upravljanje tarifama,
- ograničenje potrošnje,
- upravljanje ostalim podacima poput alarma i sl.

Pored gore navedenog, važno je istaknuti da je cilj ovih projekata i definiranje strategije za uvođenje

Mjeriteljstva kao posebne organizacijske cjeline unutar J.P. EP HZ HB. Mjeriteljstvo bi imalo temeljnu zadaću ugrađivati i održavati opremu na mjernim mjestima kao i prikupljati i obrađivati podatke s mjernih mjesta.

Ovakva organizacija bi značajno poboljšala položaj J.P. EP HZ HB u uvjetima restrukturiranja energetskog sektora i uvođenja tržišta u BiH.

LITERATURA

- [1] CENELEC EN 50065-1:1991 "Signalling on low-voltage electrical installations in the frequency range 3 kHz to 148,5 kHz – Part 1: General requirements, frequency bands and electromagnetic disturbances"
- [2] DIRECTIVE 2003/54/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC
- [3] Directive 2006/32/EC of the European parliament and of the Council of 5 April 2006 on energy end use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC
- [4] Zakon o električnoj energiji Federacije BiH (FBiH)
- [5] Atenski memorandum o regionalnom tržištu 2002/2003
- [6] Vincenzo Canatelli, Michele Marzola, "Supporting Business Needs: the unique Enel's Telegestore Project", 2005 European Utility Telecom Conference, Vienna October 25, 2005.
- [7] Sergio Rogai, "Enel Telegestore: handling large data volumes", 8th Annual Metering, Billing/CRM Europe 2006, Copenhagen, Denmark, October 11 th 2006
- [8] E. Nordgren „Project AMR, Vattenfall Eldistribution AB, Sweden“, Smart metering – Central & East Europe 2007, Budapest March 27 th 2007.
- [9] Jonathan Spencer Jones: „Smart metering in the Netherlands“, Metering International, issue 1 2007, str. 32-33
- [10] Robert Denda: „Endesa's approach to a unified automatic metering solution“, Metering International, issue 1 2007, str. 58-60

UTICAJ MJERNIH TRANSFORMATORA NA TAČNOST MJERENJA

INSTRUMENT TRANSFORMER INFLUENCE ON THE MEASUREMENT ACCURACY

Ahmed Mutapčić, dipl.ing.el.
JP Elektroprivreda BiH, Elektrodistribucija Zenica

Zenica – Bosna i Hercegovina

Sažetak: U radu je opisan uticaj strujnih i naponskih mjernih transformatora na tačnost mjerenja električne energije kod poluindirektnih i indirektnih mjerenja. Cilj rada je da ukaže na važnost pravilnog odabira elemenata kod obračunskih mjernih mjesta, a to su prije svega: električno brojilo, strujni i naponski mjerni transformatori, vodovi mjerenja. Svaki od ovih elemenata obračunskog mjerenja uzrokuje neku grešku u mjerenju, a zbir svih grešaka utiče na ukupnu tačnost mjerenja el.energije.

Pojedini kupci u elektrodistributivnoj djelatnosti imaju velike oscilacije u potrošnji te je ponekad vrlo teško odrediti tehničke karakteristike mjernih uređaja s obzirom na velike oscilacije snage tokom radnog procesa (1:10).

Ključne riječi: strujni mjerni transformator, naponski mjerni transformator, brojilo el.energije

Abstract: The paper describes the instrument transformers' influence on the measurement accuracy. The right choice of measurement equipment (electric meters, instrument transformers, connection wires) is essential. Each of these elements introduces certain amount of error in the measurement, and the sum of these errors could significantly influence the measurement accuracy.

Some customers at MV voltage level have great oscillations of daily power consumption. This fact makes the choice of the metering equipment quite difficult.

Key words: current transformer CTs, voltage transformer VTs, electric meter

UVOD

Mjerenje električne energije kod kupaca koji imaju snagu preko 30 kW u JP Elektroprivreda BiH izvodi se na niskom naponu preko strujnih mjernih transformatora (poluindirektno mjerenje), a ukoliko se izvodi na srednjem naponu izvodi se preko strujnih i naponskih mjernih transformatora (indirektno mjerenje). Izuzetno je važno radi tačnosti mjerenja kako za distributivne kompanije tako i za kupce el.energije ispravno odrediti parametre svih elemenata mjernog mjesta. Ukoliko su krivi parametri mjerenja mjernih uređaja mjernih instalacija na obračunskim mjernim mjestima to će obično uzrokovati povećane gubitke el.energije u mreži.

1. MJERENJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Mjerenje električne energije na niskom naponu u poluindirektnom spoju izvodimo tako što strujne grane mjernih uređaja priključujemo preko strujnih mjernih transformatora, a naponske grane su direktno povezane na stvarni napon.

Ukoliko mjerenje izvodimo na visokom naponu tada strujne grane mjernih uređaja priključujemo preko

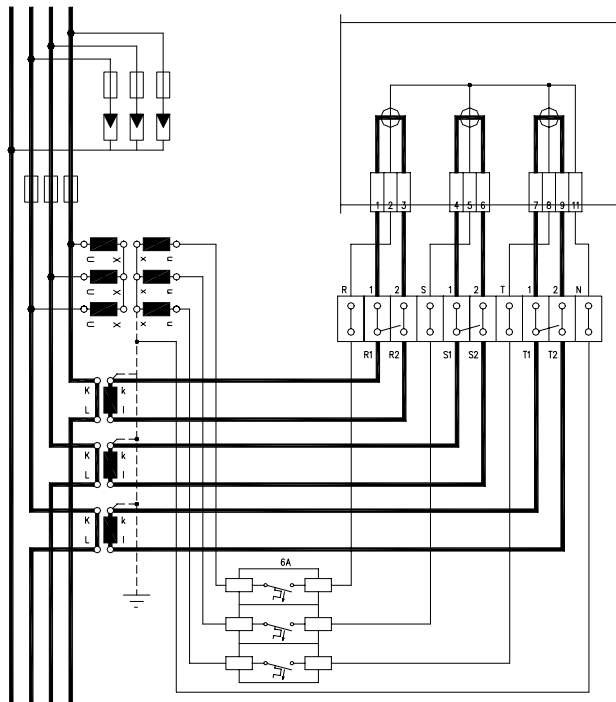
strujnih mjernih transformatora, a naponske grane spajamo preko naponskih mjernih transformatora (indirektno mjerenje).

Strujni mjerni transformatori transformiraju struje na iznos od 5 A ili 1 A, dok naponski mjerni transformatori transformiraju napon na iznos $100/\sqrt{3}V$ ili 100V.

Tačnost mjerenja u poluindirektnom i indirektnom mjernom spoju ovisi o tačnosti i karakteristikama elemenata u ovakvim spojevima, a sastavni dio mjernih mjesta su strujni i naponski mjerni transformatori.

U današnje vrijeme izvodi se modernizacija ovih mjernih mjesta i postojeće mjerne garniture se zamjenjuju sa sofisticiranim mjernim uređajima. Proizvođači električnih brojila sada za ove namjene proizvode elektronska multifunkcijska brojila. Setove od tri mjerna uređaja, a to su: brojilo aktivne i reaktivne energije, uklopni sat, zamjenjuje jedan multifunkcijski mjerni uređaj koji ima sve te funkcije.

PEN L3 L2 L1



Slika 1. Mjerenje električne energije preko strujnih i naponskih mjernih transformatora

Izvođenjem ovakvih zamjena smanjuju se i dužine mjernih vodiča u mjernim instalacijama što utiče na niže radno opterećenje mjernih instalacija, što dovodi do rada mjernih transformatora u podopterećenom području rada.

Strujni mjerni transformatori

Strujni mjerni transformator priključuje se tako što primarni namot spajamo u seriju s potrošačima čiju struju mjerimo.

Strujni mjerni transformatori koji se koriste kod poluindirektnih i indirektnih mjernih mjesta uglavnom su klase tačnosti 0,5 osim za preciznija mjerenja gdje koristimo klasu tačnosti 0,2 i 0,1 (za mjerenje većih količina el.energije po Općim uslovima za isporuku električne energije, za potrošnju preko 24 miliona kWh koriste se precizniji mjerni transformatori).

Tačnost strujnih mjernih transformatora određena je s vrijednostima dvije vrste pogrešaka strujnog mjernog transformatora, a to su: strujna pogreška i kutna pogreška. Određivanje strujne i kutne pogreške strujnog transformatora predstavlja osnovno mjerenje kod svakog transformatora.

Strujnu grešku u postocima definiramo kao:

$$p_i = \frac{K_n I_2 - I_1}{I_1} 100 \% \quad (1)$$

gdje je $K_n = \frac{I_{1n}}{I_{2n}}$ prijenosni omjer (omjer nazivne

primarne i sekundarne struje), dok su I_1 i I_2 apsolutne vrijednosti primarne i sekundarne struje.

Strujna pogreška je pozitivna ako je p_i pozitivno.

Kutna greška δ predstavlja kut između nazivne primarne i sekundarne struje. Pozitivna je ako sekundarna struja prethodi primarnoj i izražava se u minutama.

Ovisnost strujne i kutne greške o veličini primarne struje za strujne mjerne transformatore prikazana je u tablicama 1 i 2.

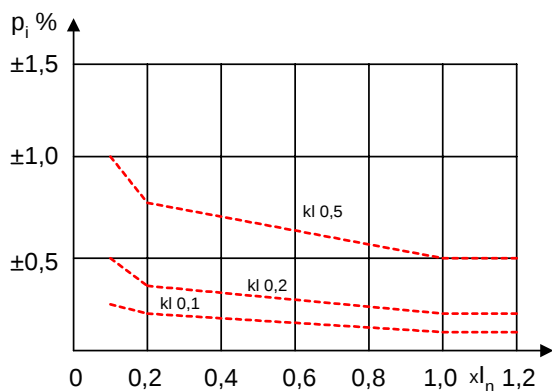
Tablica 1. Ovisnost strujne pogreške o primarnoj struji

Klasa tačnosti SMT	±granice strujnih pogrešaka u % pri opterećenjima			
	$0,1I_n$	$0,2I_n$	$1,0I_n$	$1,2I_n$
0,1	0,25	0,2	0,1	0,1
0,2	0,5	0,35	0,2	0,2
0,5	1	0,75	0,5	0,5

Tablica 2. Ovisnost kutne pogreške o primarnoj struji

Klasa tačnosti SMT	±granice kutnih pogrešaka u minutama pri opterećenjima			
	$0,1I_n$	$0,2I_n$	$1,0I_n$	$1,2I_n$
0,1	10	8	5	5
0,2	20	15	10	10
0,5	60	45	30	30

Dopuštene strujne pogreške prikazane su na slici 2, dok

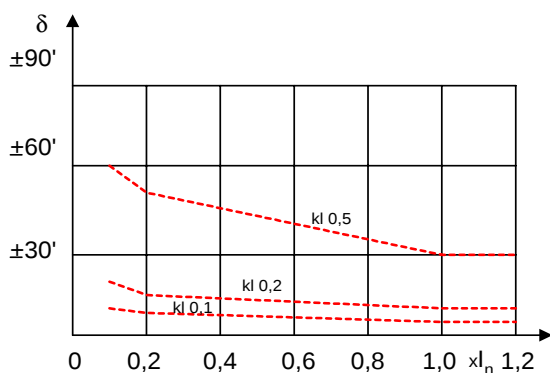


Slika 2. Gornje granice strujnih pogrešaka SMT

su dopuštene kutne pogreške δ prikazane su na slici 3. Pogreške strujnih mjernih transformatora ne ovise samo o struji nego i o veličini impedancije priključene na sekundarne stezaljke, te o faktoru snage te impedancije. Preporuke IEC preciziraju da propisane granice pogreške vrijede ako se priključena impedancija kreće između 25 i 100% nazivnog opterećenja strujnog transformatora, te ako je faktor snage priključene impedancije $\cos \varphi = 0,8$

1.1.1. Greške u korištenju strujnih mjernih transformatora

Na tačnost mjerenja u znatnoj mjeri utiču mjerni vodovi između mjernih transformatora i električnih brojila. Da bi se ovi uticaji smanjili potrebno je tačno znati koliko opterećenje za mjerne transformatore predstavlja brojilo, a koliko mjerni vodovi priključeni na sekundarnu stranu mjernih transformatora.



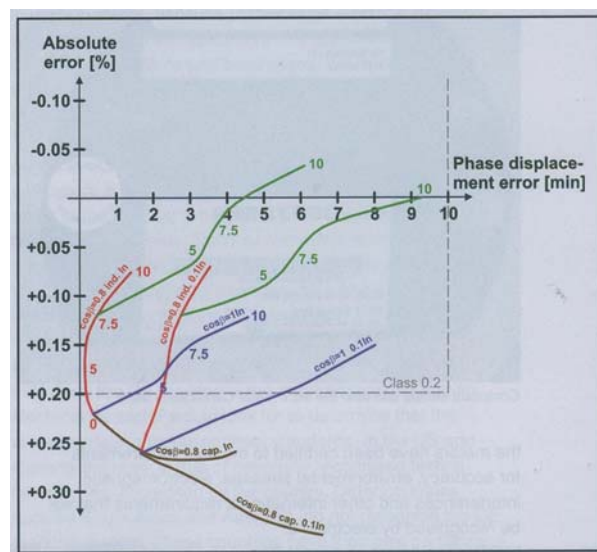
Slika 3. Gornje granice kutnih pogrešaka SMT

Preopterećeni strujni mjerni transformatori vode znatnoj dodatnoj negativnoj grešci transformatora i dovode do zasićenja. Rizik pregrijavanja postoji i ukoliko traje duže preopterećenje moguće je i uništenje transformatora.

Zamjena seta mjernih uređaja s multifunkcijskim elektronskim brojiлом uzrokuje smanjenje radnog opterećenja na strujnim transformatorima. Ako je stara instalacija imala radno opterećenje 18VA, novo opterećenje sa jednim elektronskim brojiлом je 3VA. Ukoliko smo prije imali nazivno opterećenje strujnog transformatora prije zamjene brojila, sada imamo opterećenje transformatora izvan dozvoljenih granica što uzrokuje dodatne greške u mjerenju.

Općenito strujni mjerni transformatori projektirani su za opterećenje u sekundarnom krugu $\cos \beta = 0,8$ induktivno, radi toga jer je ovo opterećenje prouzročeno indukcionim brojiłima. Danas elektronička brojila kod istih strujnih mjernih transformatora imaju $\cos \beta = 1$. Graf na slici 4 prikazuje greške izvan područja prihvatljivih ograničenja.

Precizno određivanje radnog opterećenja strujnog transformatora moguće je samo nakon kompletne instalacije mjernog sistema. Mjerni instrument se poveže direktno na izlaze transformatora, ako to nije moguće treba se spojiti na redne stezaljke mjerenja. U tom slučaju treba se dodati opterećenje i vodiča i rednih stezaljki.



Slika 4. Kriva greške strujnog mjernog transformatora snage 10 VA

Prenosni odnos strujnog mjernog transformatora treba odabrati s obzirom na granice strujnog opterećenja u kojima će raditi u deklariranoj klasi tačnosti. Struja opterećenja mora biti u granicama 20 do 120 % nazivne primarne struje strujnih mjernih transformatora. Naročito treba izbjegavati strujne mjerne transformatore veće nazivne primarne struje radi eventualno kasnijeg proširenja, jer će to prouzročiti veće greške mjerenja, pogotovo pri malim opterećenjima.

Za vladanje strujnog transformatora u pogonu nisu važne samo njegove karakteristike opterećenja do nazivne struje već i karakteristike strujnog

transformatora kada kroz primarni namot protječu znatno veće struje od nazivnih. Povećanjem primarne struje, uz konstantnu impedanciju na sekundarnoj strani, raste pogreška strujnog transformatora. Sekundarna struja prati porast primarne struje dok jezgro transformatora ne uđe u zasićenje. Nakon toga pri porastu primarne struje naglo počinje da raste struja magnetiziranja, što izaziva znatno manje povećanje sekundarne struje transformatora.

Primarna struja pri kojoj jezgro strujnog transformatora za mjerenje postaje zasićeno naziva se granična primarna struja. Ona predstavlja najmanju vrijednost primarne struje pri kojoj je složena pogreška strujnog mjernog transformatora jednaka ili veća od 10%, uz sekundarno priključenu nazivnu impedanciju.

1.2. Naponski mjerni transformatori

Naponski mjerni transformatori potrebno je da transformiraju mjerene napone u stalnom omjeru, sa što manjim faznim pomakom na iznos prikladan za mjerenje (100/√3V, 100 V).

Naponski mjerni transformatori za priključak brojila za obračun električne energije moraju biti klase tačnosti 0,5 ili bolje.

Klasa tačnosti naponskog transformatora jednaka je apsolutnoj vrijednosti granici naponske pogreške u postocima pri opterećenju između 25% i 100 % nazivnog opterećenja i pri iznosima napona koji se nalaze u granicama 80% i 120 % nazivnog napona. Tačnost naponskih mjernih transformatora određena je naponskom i kutnom pogreškom.

Naponsku grešku u postocima definiramo kao:

$$p_i = \frac{K_n U_2 - U_1}{U_1} 100\% \quad (2)$$

Kutna pogreška δ_u je fazna razlika između vektora primarnog i sekundarnog napona.

Tablica 3. Ovisnost naponske i fazne pogreške o klasi tačnosti mjernih transformatora.

Klasa tačnosti NMT	Primarni napon	Pogreške	
		Pu (%)	δ_u (min)
0,1	0,8 U_n do 1,2 U_n	± 0,1	± 5
0,2	0,8 U_n do 1,2 U_n	± 0,2	± 10
0,5	0,8 U_n do 1,2 U_n	± 0,5	± 20

Na tačnost mjerenja u znatnoj mjeri utječu:

- pad napona u priključnim mjernim vodičima
- gubitak snage u priključnim mjernim vodovima
- iznos priključenog sekundarnog tereta

- izvedba i vrsta priključenih mjernih uređaja
- udaljenost između naponskih transformatora i priključenih mjernih instrumenata.

Takođe, ako set indukcionih brojila zamjenimo s elektronskim brojiлом, radno opterećenje naponskih transformatora znatno se smanjuje što utječe na tačnost naponskih mjernih transformatora.

Korektno određivanje radnog opterećenja naponskog transformatora moguće je samo poslije instalacije mjernog sistema. Odnos opterećenja naponskog transformatora povezan je sa sekundarnim naponom, npr. 57,7 V i aktualno opterećenje mora se računati s ovim naponom.

1.3. Mjerni vodovi

Na tačnost mjerenja u znatnoj mjeri utječu vodovi priključeni između sekundarnih stezaljki transformatora i brojila el.energije. Utjecaj naponskih mjernih vodova izražen je u padu napona između sekundarnih stezaljki naponskog transformatora i naponskih stezaljki na brojilu, te u kutnoj pogrešci naponskog transformatora. Te dvije pogreške ovise o impedanciji voda (Z_v) i o sekundarnoj struji opterećenja naponskog kruga I_{2u} . Apsolutan pad napona na naponskomvodu je:

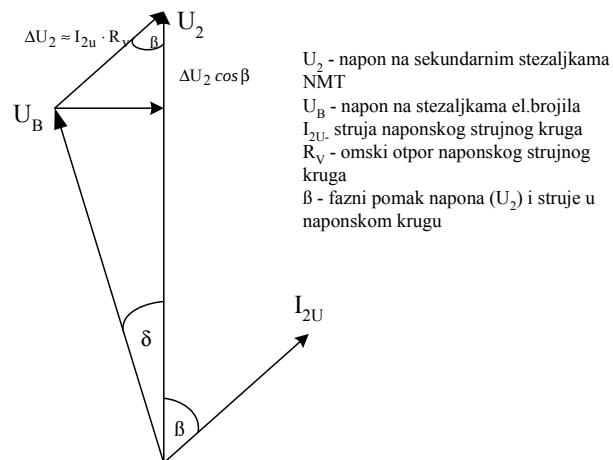
$$\Delta U_2 = I_{2u} \cdot R_v \quad (3)$$

Induktivni i kapacitivni otpor naponskog voda mogu se zanemariti u odnosu na omski otpor R_v , pa je pad napona naponskog voda.

$$\Delta U_2 = I_{2u} \cdot Z_v = I_{2u} \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (4)$$

Napon na stezaljkama brojila biti će u tom slučaju manji od napona U_2 za iznos $\Delta U_2 \cdot \cos \beta$, odnosno

$$\Delta U_2 (\%) = \frac{\Delta U_2 \cdot \cos \beta}{U_2} \cdot 100 \quad (5)$$



Slika 5. Vektorski dijagram naponskog strujnog kruga obračunskog mjernog mjesta

Pad napona u naponskim mjernim vodovima izaziva i fazni pomak za kut δ koji je jednak:

$$\delta_{\text{vod}} = \arctg \frac{\Delta U_2 \cdot \sin \beta}{U_2 - \Delta U_2 \cos \beta} \quad (6)$$

Strujni mjerni vodovi između sekundarnih stezaljki transformatora i strujnih stezaljki brojila čine dio opterećenja strujnih mjernih transformatora i utječu na klasu tačnosti mjernog transformatora. Potrebno je ispravno dimenzionirati strujne vodove, kako bi na taj način traženi sekundarni teret bio u definiranim granicama.

2. BROJILA ELEKTRIČNE ENERGIJE

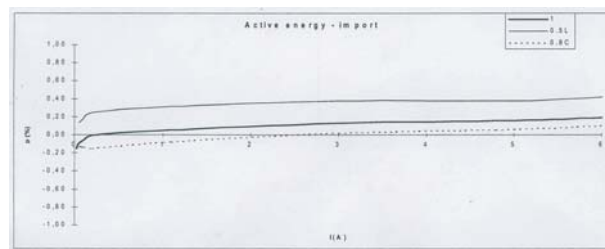
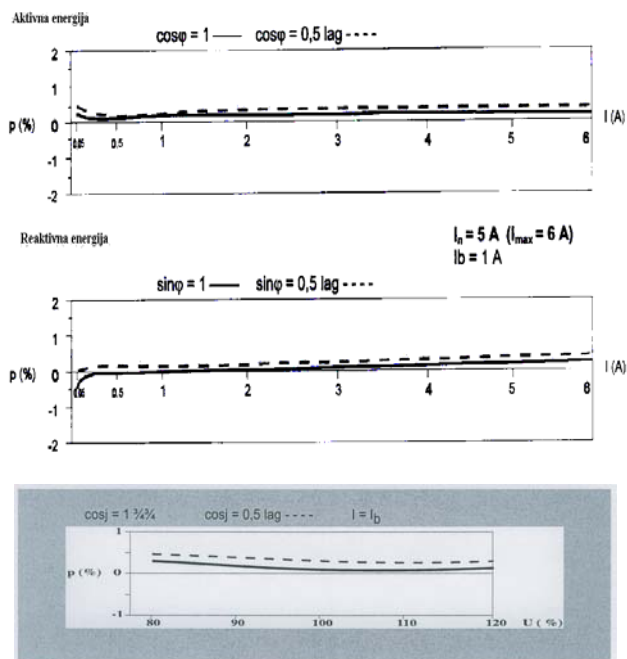
Posljednjih godina setove indukcionih brojila aktivne i reaktivne energije zamjenjuju multifunkcijska elektronska brojila.

Ukupna aktivna energija koju pokazuje trosistemsko brojilo električne energije je:

$$W = W_1 + W_2 + W_3 = P_1 t + P_2 t + P_3 t \quad (\text{kWh}) \quad (7)$$

Kako je aktivna energija jednaka $P = UI \cos \varphi$ slijedi da je ukupna energija jednaka:

$$W = U_1 I_1 \cos \varphi_1 t + U_2 I_2 \cos \varphi_2 t + U_3 I_3 \cos \varphi_3 t \quad (\text{kWh})$$



Slika 6. Krivulje pogreške elektronskih multifunkcijskih brojila tip MT 851 i MT3..H..-H20 Iskraemeco

Tačnost brojila ovisi o veličini struje koja dolazi u brojilo, kao i o faktoru snage.

Struja pokretanja većine brojila električne energije klase tačnosti 1. iznosi $0,5\% I_n$ osnovne struje. Kod preciznijih brojila struja pokretanja je $0,4\% I_n$ osnovne struje.

Na slici 6. prikazane su krivulje pogreške elektronskog brojila s obzirom na veličinu struje na brojilu

Pri izboru strujnih transformatora s obzirom na struju pokretanja brojila treba obratiti posebnu pažnju na mjernim mjestima gdje su strujni transformatori predimenzionirani, može se pojaviti trajna negativna pogreška mjerenja, odnosno mirovanje brojila kod opterećenja.

Primjer 1.

Na indirektnom mjernom mjestu na 35 kV naponskom nivou, postavljeni su strujni transformatori prijenosnog omjera 200/5 A; nazivna struja brojila je 1,5 A (1,5-6A). Struja pokretanja brojila je $0,4\% I_n$ za klasu tačnosti 0,5 tj:

$$I_{kr} = \frac{0,4 \cdot 1,5}{100} = 0,006 \text{ A}$$

Aktivna snaga koja odgovara toj struji je:

$$P_{kr} = I_{kr} C_i U \sqrt{3} = 0,006 \cdot 40 \cdot 35000 \cdot \sqrt{3} = 16,35 \text{ kW}$$

Iznos snage od 16,35 kW nije mjerljiv tj. kod ove snage brojilo miruje.

Radi toga kod kupaca el.energije sa velikim oscilacijama snage treba posvetiti posebnu pažnju prilikom izbora elemenata mjernog mjesta, naročito strujnih mjernih transformatora.

Kontrolom obračunskih mjernih mjesta kod kupaca, analizom izmjerenih rezultata, analizom mjesečne potrošnje i postignutog vršnog opterećenja, dobivamo pokazatelje da li su pojedini strujni mjerni transformatori preopterećeni ili podopterećeni. Tačna pogreška mjerenja na mjernom mjestu u slučajevima kada su strujni mjerni transformatori opterećeni izvan mjernog opsega $0,2-1,2 I_n$ (primarne struje), mogla bi se odrediti ako bi postavili u seriju još jedne mjerne

uređaje sa odgovarajućim strujnim mjernim transformatorima.

U dosadašnjem iskustvu zamjene podopterećenih strujnih mjernih transformatora sa odgovarajućim za trenutno opterećenje kod kupaca iskustva su pozitivna.

3. ZAKLJUČAK

Zamjena seta indukcionih mjernih uređaja: brojila aktivne i reaktivne energije, uklopni sat sa jednim elektronskim brojiлом neće u svim slučajevima voditi većoj tačnosti mjerenja. Ova zamjena može čak uzrokovati manju tačnost mjerenja električne energije. Kompletним mjerenjem parametara svih mjernih uređaja nakon instalacije mjernog sistema dobićemo pokazatelje na osnovu kojih ćemo moći odrediti ukupnu tačnost mjerenja.

U posljernatnom periodu na području JP Elektroprivreda BiH većina kupaca, pojedini industrijski pogoni su znatno smanjili potrošnju električne energije što za posljedicu ima znatno manje strujno opterećenje od nazivne primarne struje strujnih mjernih transformatora ugrađenih na obračunskom mjernom mjestu.

Iz prethodnih izlaganja evidentno je da su najveće greške strujnih mjernih transformatora pri nazivnim strujama manjim od $0,2 I_n$.

Također, greške na brojiłima električne energije, indukcionim i elektronskim, su najveće pri strujama koje su znatno manje od nazivne struje brojila. Prema

struji pokretanja brojila za karakteristične slućajeve možemo izračunati i graničnu snagu kupca koja nije mjerljiva.

Na osnovu rezultata redovnih i vanrednih kontrola na poluindirektnim i indirektnim mjernim mjestima, kao i analizom podataka o utrošenoj el.energiji i snazi za te kupce, vidjeti ćemo u kojim granicama su opterećeni postojećii strujni mjerni transformatori.

Ukoliko rezultati ukazuju na neophodnost zamjene postojećih strujnih mjernih transformatora potrebno je odabrati strujne mjerne transformatore sa odgovarajućim prijenosnim omjerom, koje će odgovarati stvarnim granicama opterećenja kupca.

Kod kupaca električne energije koji imaju velike razlike između najvećeg i najmanjeg opterećenja potrebno je ugraditi primarno prespojive strujne mjerne transformatore.

LITERATURA:

- [1] Bego V., "Mjerenja u elektrotehnici"
- [2] Požar H., "Visokonaponska rasklopna postrojenja"
- [3] Blagojević Đ., "Mjerenje električne energije naizmjeničnih struja"
- [4] Katalozi tvornice "Iskraemeco"
- [5] Ahmed Mutapčić, Admir Ćapin Okrugli sto za gubitke 2003 godina "Korekcija prenosnih odnosa SMT u odnosu na stvarno stanje potrošnje i gubitke"

DISPERZIONI IZVORI I ELEKTRODISTRIBUTIVNE MREŽE

DISPERSIVE SOURCES AND POWER DISTRIBUTION NETWORKS

Senad Aganović, dipl.ing.el.
Regulatorna komisija za električnu energiju u Federaciji BiH

Mostar – Bosna i Hercegovina

Sažetak: Rad opisuje odnose disperzionih izvora napajanja i distributivne mreže. Značaj neophodnosti planiranja izgradnje disperzionih izvora napajanja. Uloga regulatornih komisija za stvaranje pozitivnih preduslova izgradnje disperzionih izvora napajanja. Razmatra disperzione izvore napajanja u okviru planiranja, dispečiranja, održavanja distributivne mreže. U završnom dijelu rad daje ocjenu utjecaja faktora: proizvodnje, regulatornih tijela, distributivne mreže, zahtjeva kupaca, kvaliteta električne energije na stepen izgradnje disperzionih elektrana, te moguće aktivnosti u cilju poboljšanja stepena izgradnje disperzionih izvora.

Ključne riječi: disperzioni izvori, elektrodistributivna mreža, regulatorna tijela.

Abstract: This work describes relations of dispersive supply sources and distribution network. Importance of need for the planning of the dispersive supply sources development. Role of the regulatory commissions for the making of the positive pre-conditions for the development of dispersive supply sources.

The work considers dispersive supply sources in the frame of planning, dispatch and maintenance of distribution network. In the final part the work there is given a review of the factors' influence: generation, regulatory bodies, distribution network, demands of consumers and electricity quality on the degree of the dispersive plants development, and possible activities in the purpose of improvement of the dispersive sources development.

Key words: dispersive sources, power distribution network, regulatory bodies.

UVOD

Rad konvencionalnih elektroenergetskih sistema zasniva se na kvalitetnom i sigurnom upravljanju proizvodnim kapacitetima iz dispečerskih centara, dobro razvijenom prenosnom mrežom, koja omogućava uvezivanje proizvodnih jedinica i potrošača električne energije, dobro razgranatu distributivnu mrežu, da krajnjim kupcima obezbijedi korištenje električne energije na srednjonaponskom i niskonaponsku nivou.

Konvencionalni elektroenergetski sistemi imaju mogućnost balansiranja raspoloživih snaga i potreba potrošača. Povezanost visokonaponske prenosne mreže omogućava minimiziranje zahtjeva za rezervnom snagom. Omogućen je u bilo kojem trenutku ulazak u pogon najefikasnijeg proizvodnog objekta. Veliki iznosi snage mogu biti prenijeti na velike udaljenosti uz ograničene gubitke. U posljednje vrijeme pred konvencionalne proizvodne kapacitete postavljaju se sve zahtjevniji kriteriji u cilju očuvanja okoline. Sve zahtjevniji kriteriji prema konvencionalnim izvorima uzrokovali su porast korištenje energije iz obnovljivih izvora. Priključak elektrana na obnovljive izvore električne energije uglavnom se obavlja na srednjonaponskoj distributivnoj mreži. Priključivanje

proizvodnih objekata na distributivnu mrežu, poznato je kao disperziona proizvodnja električne energije.

Do povećanja zanimanja za disperzionu proizvodnju doveo je splet više uticaja, (smanjenje emisije CO₂, programi energetske efikasnosti ili racionalnog korištenja energije, deregulisanje i natjecanje, diversifikacija energetskih izvora, formiranje regulatornih komisija, zahtjevi za samoodrživi razvoj nacionalnih energetskih sistema i dr.). Uticaj na okolinu jedan je od značajnih faktora u razmatranju priključenja novih proizvodnih objekata na mrežu. Uz sve veći intezitet emisije štetnih gasova iz elektrana na fosilna goriva, obnovljivi izvori dobijaju svoju priliku. Na osnovu Kyoto protokola, mnoge zemlje treba da smanje emisiju CO₂, kako bi se smanjio uticaj na klimatske promjene. Disperziona proizvodnja električne energije postaje čest predmet različitih tehničkih diskusija. Složeni elektroenergetski sistem zahtijevaju kontinuirano i kvalitetno upravljanje.

Masovno uvođenje neupravljivih disperzionih izvora u elektrodistributivnu mrežu sa razlogom predstavlja zabrinutost za očuvanja stabilnosti i sigurnosti elektroenergetskog sistema. Moguće posljedice uvođenja disperzionih izvora u elektroenergetske mreže opravdavaju pitanje vođenja i složenosti pogona EES-a. Mogući su značajni problemi neplanskog načina masovnog uvođenja nereguliranih i neupravljivih generatora u distributivnu mrežu.

Drugo pitanje jeste neiskorištenost disperzionih izvora. Moguća iskoristivost obnovljivih izvora izgradnjom malih hidroelektrana, elektrana na vjetar i kogeneracionih elektrana, kako bi se ispunili domaći i međunarodni zahtjevi za smanjenjem emisije CO₂.

Po određenim uslovima, obnovljivi izvori povećavaju samoodrživost elektroenergetskog sistema, u slučajevima eventualne energetske krize u proizvodnji električne energije, koja je danas zavisna od isporuke uglja, plina i nafte.

U okviru restrukturiranja, privatizacije i novih organizacionih smjernica unutar elektroenergetskog sistema, nije zanemarljiv ni uticaj privatnih investitora. Uticaj je posebno izražen u dijelu ukupne proizvodnje električne energije, koji je nazvan disperzionom proizvodnjom. Inicijative potencijalnih investitora koji dolaze s liberalizacijom tržišta električnom energijom, dodatno utiču na potrebu razmatranja tehničkih aspekata priključenja obnovljivih izvora disperzione prirode, naročito na distributivnu mrežu.

1. MOGUĆI OGRANIČAVAJUĆI FAKTORI PRI IZGRADNJI DISPERZIONIH ELEKTRANA

Osnovni problemi

Današnje stanje razvoja, disperzionih izvora električne energije karakteriše nekoliko prepreka:

- postupak planiranja disperzionih izvora nije centralizovan,

- raspored proizvodnje disperzionih izvora nije centralizovan,
- disperzioni izvori uobičajeno su priključeni na distributivnu mrežu,
- administrativno komercijalne barijere

Izostanak centralizovanosti pri planiranju i stvaranju rasporeda proizvodnje, odnosi se na nemogućnost dispečerskog upravljanja iz hijerarhijski najvišeg središta, nad osnovnim ponašanjem disperzionih izvora u okviru elektroenergetskog sistema. Trenutno se na disperzione izvore gleda gotovo isključivo kao na proizvođače aktivne energije, koji ne doprinose ostalim funkcijama sistema (regulisanje napona, pouzdanost mreže, rezervna snaga). Iako je to djelimično posljedica tehničkih osobina disperzionih izvora, ograničena uloga disperzione proizvodnje najvećim dijelom je stvorena na osnovu administrativnih i komercijalnih uslova. Uloga disperzionih izvora u sistemu uveliko zavisi od strukture tržišta i elektroprivrede, pravila priključenja na mrežu i subvencija. Na osnovu navedenih parametara, ocjenjuje se mogućnost priključenja disperzionih izvora na sistem u značajnijoj mjeri i mogućnost njihovog uključenja u proces planiranja pogona EES-a.

Problemi administrativne prirode

Najčešće je put od ideje do izgradnje malih elektrana dodatno otežan problemima administrativno tehničke prirode. Općenito problemi su poznati i oni se odražavaju na pokretanje investicionih aktivnosti za izgradnju disperzionih izvora napajanja. Od prisutnih prepreka i smetnji za veći broj investicija izdvajamo one najvažnije:

- Ne postoji Elektroenergetska strategija Bosne i Hercegovine ili Federaciji BiH, (u toku su aktivnosti, na pripremi izrade Elektroenergetske strategije BiH koju je potrebno uraditi u periodu 2006-2008. godina, a takođe i Studiju elektroenergetskog sektora BiH).
- Ne postoji jedinstvena strategija izgradnje disperzionih izvora
- Indikativni plan razvoja proizvodnje 2007.-2016. nije posvetio ozbiljniju pažnju uticaju disperzionih izvora.
- Dosta nesređeno i nepovezano stanje EES proisteklo procesom restrukturiranja elektroenergetskog sektora.

U ovakvom okruženju već u startu su otežani uslovi za sklapanje odnosa sa potencijalnim partnerima. Pogotovo nije moguće sklapanje ugovora metodom direktnog pregovaranja. Složena procedura koju moraju ispoštovati investitori, takođe predstavlja jednu od prepreka brže realizacije mogućih projekata disperzionih izvora. U Federaciji BiH zakonski okvir za gradnju novih proizvodnih objekata obuhvata akte koji uređuju prava i obaveze nadležnih organa i

elektroprivrednih kompanija u vezi sa gradnjom novih objekata za proizvodnju električne energije, a to su:

- Zakon o koncesijama
- Zakon o električnoj energiji
- Zakon o prostornom uređenju
- Zakon o građenju

Na osnovu prethodno navedenog, investitor gradnje novih proizvodnih objekata, uključivo i postojeće elektroprivrede, dužan je, kao minimum obezbijediti slijedeće osnovne dozvole, odnosno saglasnosti:

- koncesiju za korištenje prirodnih resursa za proizvodnju električne energije.
- prethodna dozvola za izgradnju (FERK)
- dozvola za korištenje (FERK)
- urbanističku saglasnost, od nadležnog kantonalnog ili federalnog ministarstva prostornog uređenja, zavisno od prostornog obuhvata budućeg objekta, čije obezbjeđenje podrazumjeva i prethodno dobijanje okolinske dozvole- dozvola za rad (licenca) za proizvodnju električne energije (FERK)
- odobrenje za građenje od organa koji je izdao urbanističku saglasnost, čije obezbjeđenje podrazumjeva i prethodno dobijanje čitavog niza pojedinačnih saglasnosti ili dozvola (ugovor o koncesiji, vodoprivredna, telekomunikaciona, itd) i rješavanje imovinsko pravnih odnosa. Naprijed navedene dozvole nisu poredane po redoslijedu dobivanja. Svaka od ovih dozvola se obezbjeđuje od različitih organa i nema pravila u redoslijedu njihovog obezbjeđenja.

Neizgrađenost pravnog sistema koncesija i licenci, može odbiti potencijalne investitore/finansijere, jer ulazak u obezbjeđenje koncesije i licence na osnovu samoinicijativnog zahtjeva je vezan za vremensku i finansijsku neizvjesnost, koja nije preporučljiva za skupe objekte kao što su objekti za proizvodnju električne energije. Za bilo koji objekat, koji se planira izgraditi, priključiti na elektrodistributivnu mrežu, bez obzira na vrstu objekta ili izvore finansiranja, podrazumjeva osnovne aktivnosti na izgradnji proizvodnog objekta:

- Polazna ideja i odabir objekta, predfizibiliti studija. Istražni radovi, između ostalog, obuhvataju: planiranje, koordiniranje, ustupanje i nadzor nad provođenjem istražnih radova, istaživanje tržišta, ispitivanje lokacije (geološka, geotehnička, hidrološka, seizmološka itd.) ekološka ispitivanja, meteorološka ispitivanja, seizmološka ispitivanja, snabdevanje i evakuacija voda, priključak na mrežu, priprema kadrova (vrsta, struktura, smještaj itd.), prometna povezanost (cesta, željeznica itd.), istaživanje mogućnosti ostvarenja telekomunikacionih i drugih veza, prikupljanje podataka o uslovima za projektiranje (prostorno uređenje, ekologija, vodoprivreda, komunikacije,

vojna, zaštita na radu, itd.), priprema, istražni radovi.

- Analiza tehnno-ekonomske opravdanosti, fizibiliti studija. Pred-feasibility studija (predinvesticiona studija): ova studija bi, između ostalog, obuhvatala idejno rješenje, grubu ocjenu koštanja investicije, moguće izvore finansiranja, grubu ocjenu rokova izgradnje, analizu tržišta, analizu tehničko-tehnoloških rješenja i slično.
- Izrada pratećih studija i/ili elaborata, koji se razlikuju u zavisnosti od vrste objekta, a kojim bi se stručno elaborirao npr. uticaj na okolinu, klimatski uticaj, uticaj na nizvodne/uzvodne vodotokove, eventualno spomenike kulture, seizmološka, plavnog talasa, otpadne vode, sirovine, itd.
- Feasibility Studija (studije izvodljivosti), počinje sa izradom po prihvatanju pre-feasibility studije (ako je bude). Studija izvodljivosti je osnovni tehnno-ekonomski dokument kojim se detaljno analiziraju uslovi i opravdanost izgradnje, tehnologija, izbor opreme, detaljna analiza lokacije, analiza uslova za izgradnju, analiza kadrova, vrijednost investicionih ulaganja i struktura po izvorima i namjenama, dinamički plan izgradnje itd. Na osnovama ove studije se, nakon potvrde opravdanosti izgradnje i revizije koju vrši ekspertni-nezavisni tim, pristupa donošenju investicione odluke.
- Donošenje investicione odluke slijedi ako rezultati studije, potvrđeni od strane revizije, dokažu tehnno-ekonomsku opravdanost, cjelishodnost, odnosno izvodljivost projekta.
- Finansijsko zatvaranje. Utvrđivanje izvora finansiranja i sklapanje kreditnih i drugih finansijskih ugovora.

U skladu sa članom 14. Zakona o električnoj energiji F BiH FERK je mjerodavan za izdavanje prethodnih dozvola za izgradnju i dozvola za korištenje elektroenergetskih objekata izuzev objekata za prijenos električne energije. Član 75. i 76. Zakona o električnoj energiji definisao je slijedeće:

- Izgradnja objekata i postrojenja za proizvodnju i distribuciju električne energije, izuzev priključaka na niskom naponu, podliježe izdavanju prethodne dozvole u skladu sa zakonom
- Prethodna dozvola za izgradnju proizvodnog objekta izdaje se nakon dobijanja koncesije od mjerodavnog tijela ako je za takav objekt nužno pribavljanje prava na koncesiju, u skladu sa odredbama posebnog zakona.
- Objekte i postrojenja za proizvodnju i distribuciju električne energije mogu graditi domaće i strane pravne osobe pod uslovima propisanim ovim i drugim zakonima.
- Prije izdavanja prethodne dozvole za izgradnju elektroenergetskih objekata i postrojenja za proizvodnju i distribuciju električne energije, investitor je dužan pribaviti odobrenje za

investiciono-tehničku dokumentaciju u skladu sa zakonom.

Pravilnik za izdavanje dozvola-licenci FERK-a („Službene novine F BiH“ br. 29/05) definiše kriterije za izdavanje prethodne dozvole za izgradnju i rekonstrukciju elektroenergetskih objekata:

- da ima uredne imovinsko-pravne odnose za svaku od nekretnina uključenih u predloženi plan izgradnje,
- da će planirano postrojenje ispunjavati sve tehničke, operativne, sigurnosne i ostale uslove u toku eksploatacije,
- da će ispunjavati sve uspostavljenije kriterije za zaštitu okoline i osigurati kontinuiranu kontrolu uticaja na okolinu;
- da ima finansijsku i tehničku sposobnost da završi izgradnju u skladu sa uslovima dozvole;
- da podnosilac zahtjeva ili članovi uprave nisu kažnjavani za privredni prijestup, niti su kažnjavani po krivičnim zakonima za prijevaru ili finansijsku neodgovornost nisu bili kažnjavani za značajnija kršenja dozvole ili zaštite okoline iz djelatnosti podnosica zahtjeva;
- da osigura računovodstvena izvješća u formi i sa detaljima zahtijevanim od strane FERK-a ili drugih nadležnih tijela;
- da pokazuje finansijske i tehničke sposobnosti da otkloni sve otpade nastale pri gradnji, kao i da demontira sva postrojenja i objekte i da vrati zemljište u prvobitno stanje nakon isteka dozvole, u skladu sa zakonom;
- da osigura odgovarajuće finansijske garancije za izgradnju, da bi se obezbijedilo da će imalac dozvole ispuniti sve uslove dozvole;
- podnosilac zahtjeva je dužan pribaviti koncesiju ako je za takav objekat nužno pribavljanje koncesije; pribaviti odobrenje za investicijsko-tehničku dokumentaciju

Opravanost izgradnje

Značajno pitanje je opravdanost izgradnje disperzionih izvora, prema iznosu nadoknada za njihovo priključenje na sistem, za prijenos i za dodatne usluge. Disperzionni izvori, koji za početak nisu dovoljno kompetentni s obzirom na njihove visoke proizvodne troškove, imaju svoju opravdanost samo ukoliko su subvencionirani (primjer obnovljivih izvora). Na primjer, u Velikoj Britaniji se subvencije dodjeljuju samo određenom dijelu proizvodnih kapaciteta. U Njemačkoj su subvencije definisane u obliku nadoknada za izbjegnute troškove elektroprivrede, na čiju su mrežu izvori priključeni. Posebno za slučaj priključenja disperzionih izvora u područjima sa slabom mrežom, pravila priključenja na mrežu koja rezultiraju s većim ili manjim investicionim troškovima, imaju značajan ulogu u odlučivanju o profitabilnosti cijelog projekta.

Uz formirane dijelove proizvodnje, u mrežu bi trebali da se uključuju nezavisni proizvođači iz industrije, ili drugi učesnici na tržištu, kao i disperzionni izvori. Eventualnim smanjenjem troškova na strani proizvodnje nakon otvaranja tržišta, dodatno se umanjuju izgledi disperzionih izvora. S druge strane, postoji mogućnost stvaranja novih tržišta zasnovanih na primjer, na „zelenim certifikatima“ za obnovljive izvore, čime se ipak mogu povećati izgledi za njihovu primjenu. Subvencije za posebne vrste disperzionih izvora ostvarljive su takođe i u okvirima tržišta s otvorenim pristupom. Disperzionni izvori (osim elektrana na vjetar i malih hidroelektrana) najčešće su priključeni u blizini potrošača u distributivnoj mreži, što u principu pomaže u smanjivanju gubitaka u prenosnom sistemu. Međutim, gubici u distributivnoj mreži mogu biti i ograničavajući faktor njihove izgradnje, koliko su u većem stepenu gradnje locirane u ruralnim područjima niske gustoće opterećenja. Naime, priključenje disperzionih izvora na distributivnu mrežu, može zahtijevati izvođenje dodatnih pojačanja u djelovima iste mreže, čime se povećavaju investicioni troškovi. Tada se javljaju zahtjevi za definisanjem nadoknada za priključenje i korištenje sistema. Uopšteno, povećani udio disperzionih izvora uzrokuje pojavu brojnih tehničkih posljedica koje su uočene u različitim zemljama. Posljedice zavise od veličine izgradnje disperzionih izvora, od vrste korištenih generatora, ali i od strukture sistema. Na primjer, subvencije za proizvodnju električne energije iz elektrana na vjetar u nekim zemljama su uzrokovala povećanje broja instaliranih vjetroturbina, a time i pojavu specijalnih problema u standardnim elektroenergetskim sistemima. Ekonomska opravdanost projekta izgradnje elektrane na vjetar, zahtijeva njen smještaj u području s visokom iskorištenosti vjetra. Područja visoke iskorištenosti vjetra često se nalaze unutar naponski relativno slabih djelova mreže koji su locirani u ruralnim predjelima. Time se znatnije otežava njihovo efikasno priključenje na distributivnu mrežu. Slična situacija može da se javi i u slučaju povećane izgradnje malih hidroelektrana, koje se često smještaju u planinskim predjelima s naponski relativno slabom distributivnom mrežom. Prema dosadašnjem standardnom mišljenju, uloga distributivne mreže pasivne je prirode i svodi se na distribuiranje električne energije industrijskim potrošačima i domaćinstvima. U svijetlu novih kretanja koja idu za primjenom disperzione proizvodnje, javlja se potreba za distributivnom mrežom aktivne prirode. Aktivna distributivna mreža treba da udovolji zahtjevima onih potrošača koji svoju potrošnju mogu namiriti sopstvenom lokalnom proizvodnjom, a višak da plasira u mrežu. S obzirom da se priključenje disperzionih izvora znatno češće izvodi na distributivnoj mreži, elektroenergetski sistem se dovodi u izmijenjenu situaciju u odnosu na onu koja je prvobitno zamišljena. Novo stanje distributivne mreže često uzrokuje primjenu većih investicionih zahvata, koji bi omogućili veću efikasnost proizvodnje električne energije iz disperzionih izvora.

Podsticajne mjere za disperzione izvore u F BiH.

Na području Federacije BiH na snazi je Odluka o metodologiji utvrđivanja nivoa otkupnih cijena električne energije iz obnovljivih izvora instalisane snage do 5 MW „Službene novine Federacije BiH“ br. 32/02. Po ovoj Odluci nivo otkupne cijene električne energije iz obnovljivih izvora instalisane snage do 5 MW vrši se primjenom korekcionih koeficijenata na iznos važećih tarifnih stavova za aktivnu energiju, viši sezonski veći dnevni, za kategoriju potrošnje na 10(20) kV naponu.

Iznosi korekcionih koeficijenata:

– male hidroelektrane	0,80
– elektrane na bioplin	
sa deponija smeća i biomase	0,77
– elektrane na vjetar i geotermalne izvore	1,00
– elektrane na sunčevu energiju	1,10

Izmjena korekcionih koeficijenata predviđena je: za slučaj promjene važeći tarifnih stavova, tako da se Korekциони koeficijent poveća za procenat smanjenja važećih tarifnih stavova, Korekциони koeficijent ostaje nepromjenjen u slučaju povećanja važećih tarifnih stavova.

Za slučaj kada se izgradnjom elektrane na obnovljive resurse doprinosi smanjenju troškova razvoja i izgradnje mreže, korekcija vrši do + 10%, Takođe u Odluci je sadržan stav da se obavezuju elektroprivrede da preuzimaju svu proizvedenu količinu električne energije proizvedenu iz obnovljivih izvora. Iz odredbi ove odluke vidljivo je da se kroz nivo otkupnih cijena električne energije na određeni način želi stimulativno djelovati prema disperzionim izvorima.

Ova odluka i dalje na snazi. FERK se u svom „Pravilniku za tarifnu metodologiju i tarifne postupke“ u članu 27. obavezuje odrediti cijene električne energije i obaveze preuzimanja iz obnovljivih izvora do 5 MW u posebnom aktu.

Očekivat je da će posebni akt uobziriti sve poznate elemente koji mogu stimulativno uticati na povećanje izgradnje disperzionih izvora, a koji se u ovom tekstu opisuju.

2. MOGUĆI TEHNIČKI PROBLEMI USLIJED PRIKLJUČENJA DISPERZIONIH ELEKTRANA NA ELEKTRODISTRIBUTIVNU MREŽU

Uz sve evidentne pozitivne efekte nastale priključenjem disperzionih izvora na elektrodistributivnu mrežu, potrebno je sagledati moguće negativnosti koje disperzioni izvori izazivaju priključenjem na elektrodistributivnu mrežu. Pasivna distributivna mreža

radijalnog karaktera, uključivanjem disperzionih izvora poprima aktivnu prirodu usljed čega se javljaju značajne tehničke promjene, koje je potrebno sagledati na odgovarajući način. U pravcu zaštite potrošača priključenih na distributivnu mrežu, stvaraju se propisi i pravila, pomoću kojih se osigurava kvalitet napajanja potrošača. Povećano uvođenje obnovljivih izvora električne energije poput malih hidroelektrana, posebno elektrana na vjetar, stvara komponentu neupravljivosti u EES-u. Na osnovu vremenske prognoze moguće je predvidjeti prosječno ponašanje elektrana u kratkoročnom periodu, ali ne i dinamičke promjene koje uzrokuju promjenjivost iznosa injektirane snage u mrežu. Time se dalje uzrokuju poteškoće u regulisanju napona i frekvencije, tj. u kvalitetu isporučene električne energije. U nastavku dat je kratak osvrt na moguće probleme nastale uslijed priključenja disperzionih izvora na elektrodistributivnu mrežu.

2.6. Regulacija napona i kompenzacija jalove snage

Uloga svakog distributivnog sistema jeste obaveza napajanja potrošača, uz održavanje napona u određenim granicama. Ovaj zahtjev često određuje troškove koji su pridruženi projektovanju i izgradnji distributivne mreže. Priključenje disperzionog izvora uzrokuje promjenu tokova snaga i naponskog profila, u zavisnosti od stanja opterećenja u mreži. Osim distributivnog transformatora s regulacijom pod opterećenjem, često je potrebno primijeniti i sredstva za kompenzaciju jalove snage, kako bi se regulisao napon u čvorištima distributivne mreže.

2.2. Stabilnost napona i ugla

Ako generatore disperzione proizvodnje gledamo samo kao proizvođače kWh, posmatranje stabilnosti nema veće značenje. U slučaju kvara u mreži i ispada disperzionih generatora, izgubljen je jedino kratki period lokalne proizvodnje, koja će nakon toga biti ubrzo ponovo uspostavljena. Nasuprot tome, ukoliko su disperzioni generatori značajni u podršci pogona cijelog elektroenergetskog sistema, prelazne pojave u problemu stabilnosti poprimaju veliko značenje. U nestabilnom stanju, asinhroni generatori se ubrzavaju povlače vrlo veliku jalovu struju iz mreže, uslijed čega se naponi u mreži dalje snižavaju.

2.3. Kvalitet isporučene električne energije

Kvalitet električne energije predstavlja bilo koji problem manifestovan deformacijama, napona, struje ili frekvencije, a koji za posljedicu ima kvarove ili pogrešan rad potrošača električne energije. Zavisno od karakteristika mreže i disperzionog izvora, nakon priključenja može doći do narušavanja kvaliteta napona kod ostalih korisnika (potrošački tereti) u distributivnoj

mreži. Promjenjivost primarnih uslova pogona proizvodne jedinice preslikava se na snagu koju ta jedinica injektira u mrežu. Brzina i intenzitet tih promjena uveliko utiču na kvalitet isporučene električne energije.

2.4. Zaštita

Zaštita pasivne distributivne mreže organizovana je s obzirom na smjer struje koja dolazi samo iz jednog izvora, odnosno iz glavne napojne tačke. Kvar se neutralizuje proradom samo jednog zaštitnog uređaja (serijski nadstrujni uređaji). Ukoliko su na distributivnu mrežu priključeni disperzionih izvori, moguće je stvaranje uslova, pri kojima ne dolazi do prorade zaštitnih uređaja organizovanih s obzirom na samo jedan smjer napajanja mjesta kvara. Shema automatskog ponovnog uključivanja voda pogođenog kvarom, od velikog je značenja za neprekidnost snabdijevanja potrošača električnom energijom. Međutim, ukoliko se takva shema primjenjuje na vodu koji je u bliskom kontaktu s izvorom, moguća je pojava znatnih oštećenja zbog loše sinhronizacije.

2.5. Planiranje distributivne mreže

Neizvjesnosti u razvoju instaliranog kapaciteta disperzionih izvora, kao i njihovim lokacijama, utiču takođe na planiranje distributivne mreže srednjeg i niskog napona. U novim okolnostima, postojeće mreže potrebno je koristiti znatno efikasnije i to uz upotrebu novih modela, u koje su uključeni disperzionih izvori. Potrebno je tačnije izračunati njihov uticaj na tokove snaga u distributivnim mrežama. S obzirom na iskustva iz Holandije i Njemačke, upotrebom novih modela moguće je odgoditi ili izbjeći investicije u mreži i na taj način povećati ukupnu ekonomičnost.

Navedeni opšti problemi, odnose se na tehničke prepreke, koje je potrebno premostiti kako bi se povećali izgledi za izgradnju malih elektrana, kao disperzionih izvora električne energije. S obzirom na razdvojenu ulogu distributivnih mreža, značajno je provjeriti tehničke uslove napajanja ostalih potrošača, nakon priključenja disperzionih izvora. U većini slučajeva distributivna mreža nije projektovana za smještaj generatora. Ukoliko veličina izgradnje disperzionog izvora predstavlja značajan dio mrežne moći, njegovo priključenje ima značajan uticaj na karakteristike mreže. Mreža može ozbiljno ograničiti preuzimanje snage iz disperzionog izvora, koji je zato potrebno analizirati kao komponentu sistema. Neophodno je sprovesti studijsku analizu, kako bi se procijenila potreba za eventualnim izvođenjem pojačanja u mreži nakon priključenja disperzionog izvora. U nekim slučajevima, studijske analize mogu ukazati i na to da, s obzirom na ukupne troškove, ograničenje pogona disperzionog izvora predstavlja

bolje rješenje u poređenju sa izvođenjem pojačanja u mreži.

2.6. Načini planiranja priključenja disperzionih izvora

Pristup planiranju priključenja disperzionih izvora na distributivnu mrežu u osnovi je dosta složen postupak koji mora obuhvatiti veliki broj pitanja na koja je potrebno dati odgovor. Distributivna mreža, kao postojeća sa karakteristikama pasivne radijalne mreže zahtijeva prije svega dobru analizu mogućih implikacija koje mogu nastati priključenjem disperzionog izvora.

U razmatranju disperzionih izvora, pri planiranju i pogonu elektroenergetskog sistema, neophodno je uspostaviti i koristiti nove matematičke modele analize. Zbog stohastičke zavisnosti izlazne snage disperzionih izvora, neophodno je uvesti dodatne elemente uvezane za različite neizvjesnosti.

U osnovi polazi se od dva osnovna pristupa planiranju priključenja disperzionih izvora na mrežu. Za svaki od ova dva pristupa dominantno je pitanje kvaliteta napajanja potrošača prema evropskoj normi EN 50160.

- U prvom pristupu osnova projektovanja samo su zahtjevi potrošača, značajni u odlučivanju o mogućnosti priključenja disperzionih izvora, kao i o tome kako treba da izgleda projekat. Nadležni operator sistema provjerava mogućnost nastanka priključenja disperzionog izvora za svaki pojedinačni slučaj. Prvi pristup planiranju priključenja disperzionih izvora primjenjuje se u Velikoj Britaniji, gdje su pripadni standardi kvaliteta definisani na osnovu inženjerskih preporuka, za razliku od pristupa koji se praktikuje u Njemačkoj, gdje se pravila o priključenju zasnivaju na odgovarajućim standardima pogona mreže i zahtjevima korisnika. Pretpostavlja se postojanje tipične srednjonaponske mreže s prosječnim opterećenjima, kao i tipičnim vrstama i dužinama vodova.

- Drugi pristup polazi od donošenja posebnih pravila o priključenju, čime se postupak pokušava učiniti što praktičnijim kako bi se olakšalo razmatranje priključenja velikog broja disperzionih izvora. Ovaj pristup planiranja priključenja disperzionih izvora na mrežu ne garantuje u punoj mjeri kvalitet napajanja u situacijama s velikom gustoćom disperzionih izvora. Ipak, česte su situacije u kojima se disperzionih izvori priključuju s obzirom na zahtjeve potrošača, kada to pojednostavljena pravila o priključenju na mrežu ne dozvoljavaju. Tehnički aspekti sinhronizacije i zaštite trebaju da ispune zahtjeve postavljene tehničkim standardima, a zavisni su od specifičnosti sistema zaštite.

3. POMOĆNE USLUGE KAO PODSTICAJ IZGRADNJE DISPERZIONIH ELEKTRANA

Razvoj odgovarajućih cijena za sistem usluga, u mnogim zemljama je još uvijek u nastajanju. Neke od usluga mogu se naći u uslovima tržišnog takmičenja (rotirajuća rezervna snaga), uz potrebu uspostavljanja tržišnog mehanizma. U tom slučaju, disperzioni izvori kao i svi ostali mogu učestvovati u tržišnom takmičenju. U slučaju postojanja obaveznih odnosa bez odgovarajućeg načina plaćanja, potrebno je uspostaviti ekvivalentnu nadoknadu za disperzione izvore, kako bi se izbjegla diskriminacija. Vrsta tržišta, monopolistička ili otvorena struktura i nivo cijena snage i energije, utiču na udio disperzionih izvora i brzinu promjene tog udjela. U Njemačkoj je zakonskim rješenjima zagarantovana visoka cijena obnovljivim izvorima, što je razlog brzog porasta izgradnje elektrana na vjetar. Sličan razvoj javlja se u mnogim zemljama. Otvaranje i mijenjanje strukture tržišta vodi prema brzim promjenama strukture proizvodnje. U nekoliko zemalja je uočena težnja prema zamjeni konvencionalne proizvodnje, ukoliko postoji značajan podsticaj takmičenja ili razlike u cijeni. S druge strane, u zemljama s niskim cijenama energije, poput Norveške s velikim hidroenergetskim kapacitetom, očekivani porast disperzione proizvodnje vrlo je nizak.

3.1. Pomoćne usluge kao podsticaj za disperzione izvore

Posebna pravila koja su postavljena u okviru sistema usluga, različita su između različitih operatora i zavisna od strukture elektroenergetskog sistema i vrste deregulacije. Usluge je potrebno pružiti korisnicima kako bi se zagarantovao dovoljan pogon ukupnog sistema. Usluge pruža operator sistema koji ih dobija iz proizvodnih izvora i mreže. Konceptijski, ideja se zasniva na učestvovanju svih generatora (uključujući disperzione izvore) u svim vrstama usluga. Prema drugom konceptu, kupci su obavezni da kupe usluge od bilo kojeg dobavljača. Neke usluge mogu biti takmičarski organizivane (rotirajuća rezerva), za što treba uspostaviti tržišni mehanizam. Ostale usluge nisu u sistemu takmičenja (dispečiranje i raspoređivanje jedinica). Usluge se dijele na sljedeće opšte grupe:

3.2. Dispečiranje

Disperzioni izvori obično nisu uključeni u sistem upravljanja iz hijerarhijski najvišeg središta za koji je odgovoran operator sistema. Iskustva iz Holandije i Danske pokazuju da pogon s velikim brojem disperzionih izvora, može dovesti do situacija u kojima velike središnje proizvodne jedinice ne mogu slijediti promjene opterećenja. Zato je uspostavljena vremenski promjenjiva cijena električne energije isporučene iz disperzionih izvora, kako bi se promovisala veća

proizvodnja tokom perioda većeg opterećenja i motivisali disperzioni izvori da slijede krivulju opterećenja. Veće cijene električne energije javljaju se tokom dnevnih perioda s visokom potrošnjom, a niže cijene tokom noći.

3.3. Rezerva

U svrhu zadovoljavanja ispunjavanja zahtjeva s obzirom na primarnu rezervnu snagu, statičnost regulatora brzine obrtaja/snage postavlja se između 2% i 6% na svim jedinicama ma koje su u pogonu. U dereguliranim sistemima definišu se obaveze generatora i/ili uspostavlja tržište pomoću kojeg se motivišu generatori da doprinose primarnoj rezervnoj snazi. U Velikoj Britaniji su generatori plaćeni prema MW/Hz vrijednosti, koja je proporcionalna njihovom instaliranom kapacitetu i godišnjem prosjeku (iznad 5 godina) vremena provedenog u pogonu. Plaća se iznos definisan na osnovu proizvoda $[(\text{MW/h}) \times \text{ugovorena cijena}]$ za sve generatore. Višak primarne rezervne snage prodaje se na odvojenom tržištu. Proizvođači iskazuju cijenu i veličinu raspoložive primarne rezervne snage koja nadvisuje obaveznu vrijednost, a generatori koji nemaju odgovarajuću vrijednost obavezni su kupiti potrebnu rezervu od drugih generatora. U takav sistem je moguće uključiti i disperzione izvore, na sličan način koji vrijedi za sve ostale generatore, ali samo ukoliko su registrovani kod operatora sistema. U sistemima s dominantnom proizvodnjom iz hidroelektrana, sekundarna rezervna snaga je raspoloživa u dovoljnom iznosu. Problemi se eventualno mogu javiti u sistemima s dominantnom proizvodnjom iz termoelektrana. U slučaju već uspostavljenog tržišta regulacione snage, moguće su kratkoročne i dugoročne kupoprodaje kapaciteta za sekundarnu rezervnu snagu. Disperzioni izvori mogu učestvovati u aktivnostima na tom tržištu. U slučaju da u sistemu nema dovoljno raspoložive rezerve (u uslovima privremenog ili trajnog nedostatka velikih generatora ili ograničene prenosne moći), izdavanje obaveznih naloga može postati neophodna mjera osiguravanja normalnog pogona.

3.4. Regulacija napona

Kvalitet napona usko je vezan za snagu kratkog spoja. Zagarantovana je pravilnim projektovanjem sistema, kao i sigurnim dispečiranjem. U svrhu regulisanja napona u visokonaponskom prenosnom sistemu, operator sistema daje nalog za proizvođače kako bi proizvodili jalovu snagu u iznosu dovoljnom za stabilan pogon mreže i minimalne gubitke. Disperzioni izvori uopšteno ne učestvuju u regulisanju napona. Međutim, u slučaju da su generatori koji su pod nadzorom operatora sistema obavezni da učestvuju u regulisanju napona bez nadoknade, potrebno je uvesti ekvivalentnu nadoknadu za disperzione izvore.

3.5. Pogon sistema

Operator sistema ima zadatak da vodi računa o pogonu sistema, odnosno o uklapanju vodova, rasporedu proizvodnje, planiranom održavanju vodova i postrojenja. Takođe, sve tehničke ili organizacijske mjere koje se preduzimaju u svrhu lociranja ispada, kao i prevencije ispada i raspada u nadležnosti su operatora sistema. Generatori trebaju da učestvuju u mjerama ponovnog uspostavljanja stanja nakon eventualnog raspada (sposobnost pokretanja bez prisustva spoljnjeg napona ili „black start“). U tim aktivnostima trebaju da učestvuju i disperziono izvori.

3. MJERE ZA POVEĆANJE UPLIVA DISPERZIONIH IZVORA U ELEKTRODISTRIBUTIVNU MREŽU

Smjernice energetske planiranja, zasnovane na Kyoto protokolu, odnose se na smanjenje emisije štetnih stakleničkih gasova, kao i na sigurnost i diversifikaciju izvora energije. Zato se istraživanje u području izvora energije usmjerava prema obnovljivim izvorima, za koje se u dugoročnom periodu očekuje značajno povećano učešće. Na primjer, u zemljama Evropske unije, do 2010. godine potrebno je povećati udio obnovljivih izvora u nabavci ukupne energije, sa sadašnjih 6% na 18%. U tom pravcu je potrebno ukloniti prepreke, poput visokih troškova koji stoje pred obnovljivim izvorima, i proširiti mogućnosti primjene rješavanjem posljedica intermitentne prirode mnogih obnovljivih izvora. Ekspanzije disperzionih izvora postaje jasno, da tehnički problemi koji se javljaju pri povećanoj uplivi disperzionih izvora, mogu postati prepreka za njihovo buduće korištenje, od kojeg se očekuje značajan doprinos u proizvodnji električne energije. Danas je uglavnom očigledno da postoji jasan nedostatak na sljedećim aspektima:

- tržišna pravila i mrežna pravila,
- standardi priključenja,
- kriteriji planiranja i pogona, kao i postupci operatora distributivnih sistema,
- sredstva vođenja, mjerni uređaji i sistemi upravljanja zaštite.

Navedeni aspekti uveliko određuju osnove koje se formiraju u okviru nacionalnih tržišta električnom energijom i distributivnih sistema od kojih se očekuje omogućavanje integracije obnovljivih izvora kao disperzione proizvodnje s obzirom na uslove njihovog priključenja, vođenje njihovog pogona i njihovo tržišno poslovanje. Očigledno je da na nivou zemalja Evropske unije postoji nedostatak harmonizacije pravila i smjernica, koje imaju za cilj dozvoljavanje i pokretanje većeg pristupa disperzione proizvodnje prenosnim i distributivnim mrežama. U zemljama Evropske unije već se radi na udruživanju i koordiniranju napora, koji se ulažu u prikupljanje relevantnih iskustava, kako bi se

na Evropskom nivou stvorile preporuke za sljedeće elemente organizacionog porijekla:

- harmonizacija tržišnih pravila i pravila vođenja ogora sistema,
- širenje pozitivnih iskustava integracije disperzione proizvodnje, standardizaciju priključenja na mrežu i ostale opreme u obnovljivim izvorima sa svrhom podrške industrijskim proizvođačima.

U okviru navedenih organizacionih elemenata, potrebno je obratiti pažnju na sljedeće aspekte, koji su od značenja za rad na široj integraciji disperzione proizvodnje.

- Regulacija distributivnih sistema i tržišta električnom energijom, obzirom na integraciju disperzione proizvodnje potrebno
- zakonodavni okvir distributivnih sistema (prihodi i tarife),
- zakonodavni okvir obnovljivih i/ili disperzionih izvora (pristup mreži, uslovi priključenja, naplata pristupa i korištenja sistema, uticaj na prihod distribucije),
- regulatorni tretman proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora u okviru tržišta električnom energijom (dnevna tržišta, ugovori, tržište snagom regulacije, pomoćne usluge, doprinosi sigurnosti sistema ili naplata kapaciteta),
- dodatna tržišna vrijednost stvorena uskladištenjem energije u svrhu pružanja usluga na tržištu.
- određivanje cijena i povrat investicije,
- kriteriji planiranja i određivanja pouzdanosti pogona, kao i upravljanje kvalitetom isporučene električne energije.
- Mrežna pravila za distribuciju, definisanje funkcija i odgovornosti operatora distributivnih sistema, s obzirom na disperzionu proizvodnju i tržišne usluge,
- Integrisano planiranje distributivnih mreža s vrlo visokim stepenom penetracije disperzione proizvodnje i upravljanje potražnjom prema odzivu ponuđenih cijena
- tehnike predviđanja opterećenja i proizvodnje uz razmatranje lokalnih razlika u penetraciji obnovljivih izvora i cjenovnom odzivu na upravljanje potražnjom,
- kriteriji planiranja: novi kriteriji uz razmatranje neizvjesnosti, s obzirom na lokaciju i veličinu izgradnje disperzionih izvora i odziva potražnje.
- Korištenje GIS-a i više kriterijumskih tehnika odlučivanja (investicije, troškovi pogona, pouzdanost i uticaj na okolinu),
- upravljanje distributivnim sistemima s visokim stepenom sigurnosti nabavke energije i lokalne autonomije omogućene priključenjem disperzovane proizvodnje,
- sigurnost nabavke energije u okviru elektroenergetskih sistema s visokim stepenom integrisanosti disperzione proizvodnje,

- kriteriji pogona koji omogućavaju upravljanje sistemom s visokim stepenom disperzione proizvodnje i upravljanja potražnjom,
- novi postupci upravljanja mrežom i potražnjom energije, s obzirom na ulogu operatora,
- upravljanje tokovima snage i iznosima napona u čvorištima,
- procjena uticaja disperzione proizvodnje na gubitke u mreži, odlaganje investicija u infrastrukturu mreže, pokazatelji pouzdanosti i kvaliteta napona.
- Kvalitet isporučene električne energije,
- sistemi upravljanja i zaštite u distributivnim sistemima s visokim stepenom integrisanosti disperzione proizvodnje
- zahtjevi na sisteme upravljanja/zaštite u tačkama priključenja disperzionih izvora,
- harmonizacija standarda priključenja na nivou zemalja Evropske unije,
- brojila i standardizovanost,
- inteligentni sistemi zaštite,
- uključenje zaštite u okviru disperzione proizvodnje, u svrhu postizanja visokog stepena lokalne autonomije i sigurnosti napajanja.

Intenzivan rad u okviru prethodnih aspekata doprinijeće boljem razumijevanju potencijalnih problema i razvoju rješenja sa strane disperzione proizvodnje u postojećim elektroenergetskim sistemima. Takođe, dalja istraživanja doprinijeće izvođenju budućih projekata, u skladu s inovativnim tehničkim pristupima u integraciji disperzione proizvodnje električne energije na različitim naponskim nivoima, uz programe upravljanja potražnjom (u okviru tržišta ele. energijom, veliki i srednji potrošači imaju osjetljivi cjenovni odziv), tehnike upravljanja lokalnim energetskim potrebama i koordiniranost u stvaranju održivog energetskog sistema s velikim stepenom lokalne autonomije i sigurnosti nabavke. U skladu s opštim Evropskim smjernicama, potrebno je i dalje istraživati osnovne tehničke aspekte:

- Razvoj naprednih metoda regulacije frekvencije i napona u budućim distributivnim sistemima s disperzionom proizvodnjom, uključujući obnovljive izvore. Problemi regulacije biće, vrlo vjerovatno, kratkoročne prepreke većoj penetraciji disperzionih izvora u mrežama,
- Razvoj naprednih metoda upravljanja koje su vezane za stabilnost napona i ugla u budućim distributivnim sistemima s disperzionom proizvodnjom. Problemi stabilnosti vjerovatno su dugoročne prepreke za veću penetraciju disperzionih izvora u elektrodistributivne mreže.
- Pronalaženje inovativnih rješenja problema kvaliteta isporučene električne energije i poboljšanje pouzdanosti distributivnih sistema, korištenjem transformatora s promjenjivim prenosnim odnosom pod opterećenjem, multifunkcijskih upravljačkih uređaja zasnovanih na energetskoj elektronici i novih upravljačkih

metoda. Rješenja su od velikog značenja u dugoročnom osiguranju kvaliteta napajanja,

- Planiranje dugoročnih investicija u distributivnim sistemima uz neizvjesnosti potražnje i proizvodnje,
- Uloga operatora distributivnog sistema, stvaranje okvira za tržišni pogon i upravljanje sistemom, uz određenu prilagodljivost korištenjem transformatora s promjenjivim prenosnim odnosom pod opterećenjem, multifunkcijskih upravljačkih uređaja zasnovanih na energetskoj elektronici, uređaja za uskladištenje energije.
- Pogon i upravljanje disperzionim izvorima različiti su od onih kod centralizovane proizvodnje. Za centralizovanu proizvodnju u komercijalnom obliku su već razvijene sofisticirane metode upravljanja, koje su i praktično primijenjene. Rezervna radna snaga i regulacija frekvencije, kao i regulacija napona i kompenzacija jalove snage, samo su neki od tih primjera primjene.
- Sistem telekomunikacija između operatora prenosnog sistema i proizvodnih objekata, vrlo je dobro razvijen i služi upravljanju i vođenju pogona centralizovanih proizvodnih objekata. Međutim, u distributivnim sistemima postoji relativno ograničeni sistem komunikacijskih veza između operatora distributivnog sistema i disperzionih proizvodnih objekata.

Prethodni elementi čine pogon i upravljanje distributivnim sistemima značajno različitim od onih kod prenosnih sistema. Upravljanje i pogon distributivnih sistema s većim brojem disperzionih izvora, čini znatno složeniji zadatak u poređenju s prenosnim sistemima.

4. ZAKLJUČAK

Dosta pitanja ostaje i dalje otvoreno i vjerovatno će buduća praksa dati odgovore na do sada nerješena, otvorena pitanja. Pravila priključenja na mrežu u mnogim sistemima su još uvijek u fazi razvoja. Karakteristika za BiH, da se za dva odvojena entiteta rade odvojeni kriteriji u okviru Opštih uslova za priključenje disperzionih izvora. Ako problem posmatramo sa aspekta distributivne mreže i tzv. lokalnog uticaja, to i ne predstavlja veći problem. Međutim ozbiljnijim planovima znatno većeg učešća disperzionih izvora u ukupnoj proizvodnji, ne smije se zanemariti uticaj na prenosni sistem, kao i planiranje ukupne proizvodnje na teritoriji BiH. U ovom slučaju mora se raditi na homogenizaciji pravila koja će pružiti kvalitet u planiranju, upravljanju i održavanju cjelokupnog elektonergetskog sistema BiH. Odlukom DERK-a (Državne regulatorne komisije za električnu energiju), od 08.06.2006. godine usvojena su „Tržišna pravila“ koje je uradio NOS. Ova odluka jeste nastavak aktivnosti ka otvorenom tržištu električne energije, gdje će prema strukturi tržišta biti potrebno prilagoditi

rastući broj disperzionih izvora. Ovo je posebno potrebno s obzirom na odgovarajuće učestvovanje u pružanju usluga koje se zahtijevaju od svih generatora u cjelini.

Modeliranje, analiza, vođenje pogona, upravljanje, planiranje i komercijalne usluge, u takvim sistemima će i dalje zahtijevati pažnju, kako bi kratkoročni i dugoročni interesi društva bili zadovoljeni. Za navedene poteškoće koje se mogu javiti kao prepreke uključivanju disperzionih izvora na distributivne sisteme, potrebno pronalaziti rješenja za poboljšanje kvaliteta isporučene energije, povećanje pouzdanosti i uvođenje prilagodljivosti u buduće distributivne sisteme. Takođe, potrebno je otvoriti i nova područja istraživanja, poput nadzora, vođenja pogona, upravljanja i telekomunikacija. Metode određivanja cijena u budućim distributivnim sistemima doprinose njihovom komercijalnom razvoju u tržišnim okvirima. Takve aktivnosti će biti od značaja i pri ostvarivanju zacrtanih ciljeva, koji su vezani za povećanje stepena penetracije disperzionih izvora. Pored tehničkih aspekata, neophodno je razmotriti ekonomske i regulatorne aspekte, koji su takođe značajni za sigurnost i stabilnost budućih distributivnih sistema. Budući distributivni sistemi biće znatno složeniji, nego što se danas smatra. Oni će biti znatno teži za pogon, upravljanje i planiranje u poređenju sa prenosnim sistemima i tradicionalnim distributivnim sistemima. Buduće distributivne sisteme s uključenim disperzionim izvorima potrebno je razviti na osnovu ekonomičnosti i tržišnih principa. Time će se sigurno pojaviti i nova područja istraživanja u energetsom sektoru. Aspekti pomoćnih usluga činiće novo područje, koje će biti od

praktičnog interesa u distributivnoj djelatnosti i disperzionim generatorima.

LITERATURA

- [1] Viktor A. Levi Planiranje razvoja elektroenergetskih sistema pomoću računara, Novi Sad, 1998. godine
- [2] Prof.Dr. Izudin Kapetanović, Obnovljivi i disperzioni izvori električne energije, CEFES, Tuzla 2005.-2006. godina
- [3] Stavros A. Papathanassiou, A Technical Evaluation Framework for the Connection of DG to the Distribution Network, CEFES, Tuzla 2005-2006.
- [4] Dr.sc.Nijaz Dizdarević, Dr.sc. Mislav Majstorović, Dr.sc. Srđan Žutobradić, Distributivna proizvodnja električne energije, Energetski institut „Hrvoje Požar“ Zagreb, 2003.
- [5] IHP Zagreb, Pripremna strategija razvoja MHE u Crnoj Gori, zagreb, februar 2006. godine
- [6] Vlada F BiH Zakonom o električnoj energiji (Službene novine F BiH“ br. 41/02,24/05,38/05)
- [7] NOS BiH, Indikativni plan razvoja proizvodnje 2007. - 2016., Sarajevo, novembar 2006.godine
- [8] FERK, Pravilnik za izdavanje dozvola-licenci („Službene novine F BiH“ br. 29/05)
- [9] Vlada F BiH, Odluka o metodologiji utvrđivanja nivoa otkupnih cijena električne energije iz obnovljivih izvora instalisane snage do 5 MW „Službene novine Federacije BiH“ br. 32/02.
- [10] Evropski parlament i Vijeće, Direktive Evropske zajednice 2003/54/EC, 26.juni 2003.

DISTRIBUIRANA PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE U BOSNI I HERCEGOVINI

mr. Vinko Bošnjak, dipl.el.ing. Nadir Redžić, dipl.el.ing.
JP Elektroprivreda BiH, Elektrodistribucija Zenica

Zenica- Bosna i Hercegovina

Sažetak: Rad obrađuje opću problematiku i mogućnosti proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora, važeću zakonsku regulativu oko gradnje i otkupa proizvedene električne energije uz osvrt na potencijale i specifične probleme gradnje obnovljivih izvora električne energije u Bosni i Hercegovini.

Ključne riječi: obnovljivi izvori električne energije, distribucija, distributivna mreža, elektrodistributivni objekti, distribuirana proizvodnja, male hidroelektrane, pogon, hidroenergetski potencijal, naponske prilike, vjetroelektrane

UVOD

Razvoj elektroenergetskog sistema u Bosni i Hercegovini u prethodnom periodu bio je koncipiran na bazi centralnih generatora veće snage koji su injektirali električnu snagu u visokonaponsku elektroprenosnu mrežu: 400 kV, 220 kV i 110 kV. Zatim je snaga, koristeći prenosni sistem, transportovana do udaljenih područja, gdje se putem elektrodistributivnih objekata: 35 kV, 20 kV, 10 kV i 0,4 kV transportovala do krajnjih kupaca električne energije. U ovakvoj koncepciji elektrodistributivne mreže mogle su se projektovati za jednosmjernu tokove snaga i dimenzionirati samo za potrebe potrošačkih opterećenja. Međutim, opšta tendencija u svijetu u proteklih nekoliko godina (*smanjenje emisije CO₂, različiti programi energetske efikasnosti, deregulacija i uvođenja tržišta električne*

energije, zahtjevi za samoodrživost nacionalnih energetske sistema i diversifikacija energetske izvora) dovela je do povećanog interesa za distribuiranu proizvodnju električne energije. Svi ovi razlozi ili njihova kombinacija doveli su do toga da se planiraju različiti programi iskorištavanja obnovljivih izvora električne energije koji uključuju: male hidroelektrane, vjetroelektrane, fotonaponske izvore, zemni plin, elektrane koje koriste energiju iz otpada te iz biomase, kao i različite kogeneracijske elektrane. Elektrane obnovljivih izvora su obično manje veličine i geografski široko rasprostranjene. Ove elektrane u pravilu se priključuju na elektrodistributivnu mrežu koja time mijenja svoju ulogu pasivne mreže sa jednosmjernim tokovima snaga i prelazi u aktivnu mrežu sa dvosmjernim tokovima električne snage.

U svijetu su različiti udjeli proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i kreću se od nekoliko procenata pa čak do 53%. Kao primjer različitog učešća proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora se može vidjeti iz slijedećih podataka: *Danska(53%), Finska i Nizozemska (38 %), Latvija (37,5 %), Češka (26,4 %), Njemačka (20,5 %), Japan (16,7 %), Turska (17,6 %), Austrija (13,6%), itd.* Svjetski prosjek udjela proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora u ukupnoj proizvodnji električne energije za 2006. godinu iznosi 10,4 % (L.2.).

U cilju smanjenja emisije CO₂ unutar EU, postavljen je cilj od 12% učešća proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora (*do 2010. godine*) u ukupnoj proizvodnji električne energije. Veoma su različite brzine razvoja različitih oblika distribuirane proizvodnje

električne energije. Trenutno najveći porast među obnovljivim izvorima u svijetu imaju vjetroelektrane, dok u Bosni i Hercegovini najveću brzinu razvoja trenutno imaju male hidroelektrane pojedinačne snage do 5 MW.

Masovnim uvođenjem nereguliranih i neupravljivih generatora u distributivnu mrežu (*distribuirane proizvodnje*) njene eksploatacione karakteristike se znatno mijenjaju, a tehnička problematika usložnjava. Ovakvi neupravljivi izvori električne energije široko rasprostranjeni u distributivnoj mreži usložnjavaju procese upravljanja što se posebno odnosi na napon kao lokalni pokazatelj u mreži. Trenutno se na distribuirane izvore gleda gotovo isključivo kao na proizvođače (kWh) pomoću kojih nije moguće obezbjeđivati ostale funkcije elektroenergetskog sistema kao što su: regulacija napona, pouzdanost mreže, rezerva snage, itd. Iako je to djelimično posljedica tehničkih karakteristika distribuiranih izvora, ograničena uloga distribuirane proizvodnje najvećim je dijelom stvorena i na temelju reguliranih uvjeta pod kojima su oni u pogonu.

U najvećem broju distribuirani izvori nisu dovoljno koncentrirani u odnosu na "klasičnu proizvodnju električne energije" s obzirom na njihove visoke proizvodne troškove i nemogućnost prilagođavanja potrebama elektroenergetskog sistema i imaju svoju šansu ako su na neki način subvencionirani. Smanjenje troškova proizvodnje električne energije koje se može očekivati nakon otvaranja tržišta električne energije dodatno će usložnjavati konkurentnost distribuiranih izvora električne energije. Ali s druge strane, postoji mogućnost stvaranja tržišta tzv. "zelene energije" što će značajnije podsticati njihovu izgradnju.

1. REGULATIVA O OTKUPU ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ OBNOVLJIVIH IZVORA

Do 2002.godine u Bosni i Hercegovini nije postojala jedinstvena regulativa o otkupu električne energije iz obnovljivih izvora niti na nivou države, a ni na nivou entiteta. Svaka elektroprivredna kompanija imala je samo vlastiti Pravilnik o preuzimanju električne energije iz malih elektrana. Međutim rješenja u tim dokumentima su bila suviše nejasna i nepredvidiva u pogledu pogledu cijena za preuzimanje električne energije jer su se cijene vezivale za poslovanje elektroprivrednih kompanija i bila su predmet stalnog sporenja elektroprivrednih kompanija i ono malo investitora koji su i pod takvim uvjetima pokušali graditi male hidroelektrane. S obzirom da u vrijeme donošenja Odluke o metodologiji utvrđivanja nivoa otkupnih cijena električne energije iz obnovljivih izvora instalisane snage do 5 MW, nije postojalo tržište električne energije jer se sva električna energija prodavala po reguliranim cijenama (Tarifni stavovi za prodaju električne energije na teritoriji Federacije BiH, broj 57/00), Odlukom je utvrđena obaveza preuzimanja

i uvjeti preuzimanja proizvedene električne energije iz obnovljivih izvora za elektroprivredna društva iz Federacije BiH (JP "Elektroprivreda BiH" d.d Sarajevo i JP "Elektroprivreda Herceg-Bosne" d.d. Mostar). Pored obaveze preuzimanja cjelokupno proizvedene električne energije, Odlukom je trebalo obezbijediti i metodologiju utvrđivanja nivoa otkupnih cijena električne energije iz obnovljivih izvora koja će biti jednostavna i razumljiva ali i dovoljno stimulativna da privuče domaće i strane investitore da investiraju u proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora. Interes koji su pokazali investitori do sada uglavnom se odnosi na male hidroelektrane instalirane snage do 5MW (prosječne investicije od nekoliko miliona KM po maloj hidroelektrani, a ovisno o njoj instaliranoj snazi i drugim karakteristikama).

U periodu donošenja Odluke nivo investiranja u Federacije BiH nije ni blizu odgovarao potrebama, pa je pored niza drugih aktivnosti koje su se poduzimale na ovom planu i predmetna Odluka trebala da doprinese rastu investicija i privlačenju prvenstveno privatnog kapitala u elektroenergetski sektor. Iz navedenih razloga Odlukom (L.1) je utvrđeno da se nivo cijene električne energije iz obnovljivih izvora bazno veže za iznos važećeg tarifnog stava za prodaju aktivne energije, viši sezonski i veći dnevni tarifni stav za kategoriju potrošnje na 10(20)kV naponu, uz primjenu relativnih korekcionih koeficijenata kako slijedi:

- male hidroelektrane.....	0,80
- elektrane na bioplin sa deponija smeća i biomase..	0,77
- elektrane na vjetar i geotermalne izvore.....	1,00
- elektrane na sunčevu energiju,.....	1,10

Vezivanje za ovaj tarifni stav se procijenilo kao najprihvatljivije rješenje, jer se nisu očekivale značajnije promjene ovog tarifnog stava u odnosu na druge Tarifne stavove za prodaju električne energije na teritoriji Federacije BiH ("Službene novine Federacije BiH, broj 57/00).

Efekti primjene Odluke o metodologiji utvrđivanja nivoa otkupnih cijena električne energije iz obnovljivih izvora instalisane snage do 5 MW u Federaciji BiH

Utvrđivanjem obaveze za elektroprivredna društva u Federaciji BiH da otupe cjelokupno proizvedenu električnu energiju iz obnovljivih izvora i utvrđivanje cijene preuzimanja na osnovu iznosa važećeg tarifnog stava za prodaju aktivne energije, viši sezonski i veći dnevni tarifni stav za kategoriju potrošnje na 10(20)kV naponu i uz primjenu relativnih korekcionih koeficijenata za različite vrste obnovljive energije kao i druge okolnosti snažno su pokrenule investicioni ciklus u ovoj oblasti (*posebno investicije u male hidroelektrane instalirane snage do 5 MW*) tako da se

sada vrše pripreme za investiranje u cca 202 male hidroelektrane ukupne instalirane snage od 177,44 MW.

Što se tiče izgradnje elektrana na bioplin sa deponija smeća i biomase takođe je definirana cijena otkupa za proizvedenu električnu energiju iz ove vrste elektrana iz obnovljivih izvora ali njihov broj i snaga su limitirani brojem deponija i njihovim karakteristikama, a pored toga radi se o relativno malom energetsom potencijalu.

Odluka do sada nije proizvela ni značajniji interes za investiranje u elektrane na sunčevu energiju iako se ukupan tehnički potencijal samo u Federaciji BiH procjenjuje na oko 190,36 TWh što je čak više 6,2 puta od ukupno bilansirane potrošnje primarne energije u FBiH(L3). Mogućnost ekonomskog korištenja ovog potencijala u Bosni i Hercegovini do danas nije dovoljno sagledana.

Kada se radi o investiranju u elektrane na vjetar Odluka je pokrenula proces i vršena su mjerenja na pojedinim područjima (već ima izgrađenih elektrana na vjetar u okolini Tomislavgrada za vlastite potrebe) ali se značajnije investicije u elektrane na vjetar mogu očekivati tek u narednom periodu.

Pitanje koje se nameće prilikom primjene Odluke je kako rješavati grupe elektrana koje se nalaze na jednom slivu rijeke, čija ukupna instalirana snaga prelazi snagu od 5MW ali pojedinačna snaga malih hidroelektrana manja je od 5MW. Jedno od pitanja koje se nameće u ovom slučaju je: da li da sve elektrane predstavljaju jednu cjelinu kod investiranja i eksploatacije ili pak to treba da budu pojedinačni objekti i kako utvrđivati metodologiju otkupa električne energije u ovom slučaju?

Slična pitanja se nameću i kod elektrana na vjetar samo što se u tom slučaju umjesto sliva rijeke to odnosi na lokalitet?

U nekim slučajevima ovi distribuirani izvori električne energije mogu uticati na smanjenje gubitaka u prenosnim i distributivnim mrežama ali najčešće kao što je to u slučaju izgradnje grupa elektrana na područjima gdje je niska gustoća opterećenja (male hidroelektrane na slivovima rijeka posebno u ruralnim područjima) one mogu značajno povećati gubitke u distributivnoj mreži i zahtijevati značajnija investiciona ulaganja u distributivnu, a ponekad i u prenosnu mrežu.

Kako se radi o obnovljivim izvorima električne energije čija proizvodnja u pravilu ima veće troškove od proizvodnje konvencionalne energije to se nameće i pitanje ko će snositi povećane troškove takve proizvodnje i transporta električne energije. Rješenje koje je najjednostavnije za primjenu ako se radi o reguliranom elektroenergetskom sektoru je da se ovi troškovi uključe u ukupne troškove za regulirane kupce električne energije i uzmu u obzir prilikom utvrđivanja tarifa za prodaju električne energije kupcima.

Alternativa ovom rješenju je uspostava fondova za ekologiju iz kojih bi se refundirali povećani troškovi koje uzrokuje korištenje energije iz obnovljivih resursa u odnosu na konvencionalne izvore električne energije što je jedna složenija varijanta ali takođe mogući.

Međutim otvaranjem tržišta električne energije kada će kupci kupovati električnu energiju po tržišnim cijenama ovo pitanje se ponovo aktuelizira i dobija na značaju posebno ako se ima u vidu da se već od 1.janura 2008.godine u Bosni i Hercegovini planira otvoriti tržište za sve kupce sem kupaca iz kategorije domaćinstva, a od 1.januara 2015.godine planira se otvoriti tržište za sve kupce u Bosni i Hercegovini uključujući i domaćinstva. Krajnje je vrijeme da se na ova i mnoga druga otvorena pitanja pokušaju naći najbolji mogući odgovori.

2. HIDROENERGETSKI POTENCIJAL U MALIM HIDROELEKTRANAMA

Korištenje hidroenergetskog potencijala za proizvodnju električne energije počinje krajem 19.stoljeća izgradnjom prve hidroelektrane na rijeci Plivi 1895.godine, snage 7 MW, tada najveće u Evropi. Do 1917.godine gradi se još nekoliko malih elektrana, "Plava voda"-Travnik, "Kanal Una"-Bihać, "Krušnica" Krupa i "Hrid" Sarajevo. U periodu između prvog i drugog svjetskog rata izgrađene su "Fojnica", "Ljuta"-Konjic i "Vesela"-Bugojno, tako da je 1939.godine ukupna instalirana snaga elektrana bila 10,7 MW sa proizvodnjom od 48 GWh. Intenzivnija gradnja počinje odmah nakon drugog svjetskog rata, tako da su već 1950.godine u pogonu bile male hidroelektrane: "Bogačići", "Mesići" i Vlasenica.

U 1991.godini u Bosni i Hercegovini je bilo svega 11 malih hidroelektrana a neke od njih nisu bile ni u funkciji, dok su istovremeno u razvijenijim zemljama Evrope i svijeta postojale hiljade malih hidroelektrana. Iskorištenost hidropotencijala malih hidroelektrana u 1991.godini u Bosni i Hercegovini bila je svega oko 5%.

Za razliku od izgradnje drugih elektrana postoje neke prednosti malih hidroelektrana koje se ogledaju u sljedećem:

- mogućnost angažovanja manjeg iznosa kapitala privatnih investitora,
- snabdjevanje električnom energijom lokalnog konzuma,
- kombinacija proizvodnje električne energije i zadovoljavanja potreba za vodom okolnih naselja,
- zapošljavanje lokalnog stanovništva na izgradnji i eksploataciji malih hidroelektrana, itd.

Od ukupnog procijenjenog tehničkog hidropotencijala (ovo je potencijal koji može biti korišten bez obzira na ekonomska i druga ograničenja) u Bosni i Hercegovini, koji iznosi oko 23.395 GWh/god, ukupni procijenjeni tehnički hidropotencijal malih hidroelektrana se procjenjuje na oko 2.599 GWh/god. sa ukupnom instaliranom snagom cca 700 MW koji bi se mogao iskoristiti izgradnjom preko 800 malih hidroelektrana različitih pojedinačnih snaga do maksimalno 5 MW.

3. NEKI ELEMENTI POSTOJEĆEG STANJA IZGRAĐENOSTI MALIH HIDROELEKTRANA U BIH

Donošenjem Zakona o električnoj energiji u Federaciji BiH (Sl.novine.Federacije BiH, broj 41/2002) i Odluke o metodologiji utvrđivanja nivoa otkupnih cijena električne energije iz obnovljivih izvora instalisane snage do 5 MW (Sl.novine Federacije BiH, broj 32/2002) i Zakona o koncesijama otklonjene su prepreke koje su sprečavale korištenje hidropotencijala u malim hidroelektranama (hidroelektrane koje proizvode električnu energiju u pojedinačnom proizvodnom objektu, ukupne instalirane snage do 5 MW). Utvrđivanjem transparentne cijene za otkup proizvedene električne energije i obaveze preuzimanja proizvedene električne energije iz obnovljivih izvora od strane Elektroprivreda u Federaciji BiH, Kantoni u Federaciji BiH kao ovlašteni davaoci koncesija su počeli sa raspisivanjem koncesija za izgradnju malih hidroelektrana, što je u početku bilo posebno izraženo u Srednjobosanskom Kantonu. Nakon pozitivnih početnih iskustava investitora u ovom kantonu i ostali kantoni su počeli da raspisuju natječaje i dodjeljuju koncesije za izgradnju malih hidroelektrana. Trenutno je na području ED Zenica (Srednjobosanski Kanton) izgrađeno i stavljeno u pogon 11 malih hidroelektrana ukupne instalirane snage 11,145 MW. Takođe u fazi izgradnje i pripreme za izgradnju (dodijeljene koncesije ili se nalaze u fazi dodjele) se nalazi 116 malih hidroelektrana (47 u Zeničko-Dobojskom kantonu i 69 u Srednjobosanskom Kantonu) ukupne instalirane snage 83,614 MW (36,72MW u Zeničko-Dobojskom Kantonu i 46,894 MW u Srednjobosanskom Kantonu).

Do sada su nadležni kantonalni organi u Federaciji BiH raspisali koncesije za više elektrana čija proizvodna snaga po vodnim tokovima iznosi:

Srednjobosanski Kanton:

područje Fojnica (sliv Šćone)- ukupna instalisana snaga 14,677 MW iz 18 mHE;
područje Gornji Vakuf (sliv Vrbasa)- ukupna instalisana snaga 10,867 MW iz 14 mHE;
područje Bugojno (sliv Vrbasa)- ukupna instalisana snaga 1,380 MW iz 4 mHE;
područje Travnik (sliv Bile)- ukupna instalisana snaga 13,104 MW iz 21 mHE;

područje Vitez (sliv Lašve)- ukupna instalisana snaga 1,468 MW iz 4 mHE;
područje Busovača (sliv Lašve)- ukupna instalisana snaga 2,216 MW iz 1 mHE;
područje Donji Vakuf (sliv Vrbasa)- ukupna instalisana snaga 3,426 MW iz 11 mHE;

Zeničko-Dobojski Kanton:

područje Zavidovića (sliv Gostovića)- ukupna instalisana snaga 16,451 MW iz 34 mHE;
područje Olovo (sliv Stupčanice)- ukupna instalisana snaga 16,267 MW iz 9 mHE;

Hercegovačko-Neretvanski Kanton:

područje Mostar (sliv Drežanka)- ukupna instalisana snaga 12 MW iz 12 mHE;
područje Konjic (sliv Neretve)- ukupna instalisana snaga 45 MW iz 40 mHE;

Bosansko- Podrinjski Kanton:

područje Goražde (sliv Drine)- ukupna instalisana snaga 2,134 MW iz 4 mHE;
područje Ustikolina - ukupna instalisana snaga 4,199 MW iz 5 mHE;
područje Prača- ukupna instalisana snaga 6,351 MW iz 5 mHE.

Unsko-Sanski Kanton:

- područje Bihać (sliv Une)- ukupna instalisana snaga 10,02 MW iz 3 mHE;
- sliv rijeke Baštre- ukupna instalisana snaga 0,456 MW iz 3 mHE;
- sliv rijeke Glinice- ukupna instalisana snaga 1,163 MW iz 4 mHE;
- sliv rijeke Dobrenice- ukupna instalisana snaga 0,275 MW iz 1 mHE;
- sliv rijeke Blihe- ukupna instalisana snaga 5,56 MW iz 6 mHE;
- sliv rijeke Sanice i Korčanice- ukupna instalisana snaga 9,923MW iz 5 mHE;
- sliv rijeke Majdanuše- ukupna instalisana snaga 0,75 MW iz 2 mHE

Iz iznesenih podataka za samo nekoliko kantona u Federaciji BiH može se uočiti da su trenutno samo na jednom dijelu Federacije BiH (Zeničko-Dobojski Kanton, Srednjobosanski Kanton, Bosansko-Podrinjski Kanton, Hercegovačko-Neretvanski Kanton i Unsko-Sanski Kanton) dodijeljene koncesije ili se nalaze u fazi dodjele koncesija za izgradnju 206 malih hidroelektrana ukupne instalirane snage 177,68 MW.

Dosadašnja iskustva pokazuju da su prilikom izrade projekata gradnje mHE i stavljanja u pogon vlasnici koncesija za gradnju mHE uspijevali na različite načine (izmjena lokacije mHE, produženje cjevovoda, realno

veći vodni potencijal od mjerenog, itd.) postići veću proizvodnu snagu nego je to studijama bilo predviđeno što kod davanja energetske rješenja dodatno usložnjava situaciju.

Poseban problem predstavlja velika nepoznanica preostalih mogućih lokacija gradnje mHE koje nisu obuhvaćene studijama tako da je veoma teško praviti dugoročne strategije razvoja uzimajući u obzir i ove proizvodne kapacitete.

U proteklih nekoliko godina stečena su određena iskustva iz planiranja, projektovanja, izgradnje i eksploatacije malih hidroelektrana koja su podloga za usmjeravanje budućih tokova aktivnosti iz ove oblasti.

U ovom periodu pojavio i niz otvorenih pitanja koja nameću potrebu preispitivanja ukupne energetske politike i regulative iz ove oblasti i njenoj doradi.

4. PROBLEMATIKA IZGRADNJE I PRIKLJUČENJA MALIH HIDROELEKTRANA

Izgradnja malih hidroelektrana, je u znatnoj mjeri dovela do promjene koncepcije i prirode same elektrodistributivne mreže. Promijenjena je osnovna funkcija elektrodistributivnih vodova. Umjesto prenosa električne energije od primarnog izvora ka distributivnim kupcima sada se pojavljuje prenos relativno velike količine električne energije sa najudaljenijih tačaka mreže ka primarnim objektima putem srednjenaponskih vodova. Ovi vodovi su konstruktivno zadržali distributivnu prirodu ali su funkcionalno, gradnjom distribuiranih izvora električne energije, postali distributivni vodovi za transport električne energije od distribuiranih izvora ka primarnim elektroenergetskim objektima.

Problem izmjene funkcije ovih vodova proizilazi iz činjenice da proizvedeni nivo električne energije iz malih HE najčešće daleko nadilazi potrebe lokalnog konzuma jer se u načelu radi o zabačenim ruralnim predjelima u kojima je i u budućnosti upitna dalja ekspanzija potrošnje. U tim okolnostima se proizvedena električna energija većim dijelom transportuje do primarnih elektroenergetskih objekata (trafostanica 35/x kV ili 110/x kV), dok se manji i neznatni dio troši na lokalni konzum.

Ovaj problem je moguće riješiti izgradnjom direktnih, od postojećeg konzuma nezavisnih vodova do primarnih elektroenergetskih objekata koji bi, po mogućnosti, služili za prenos energije iz grupe elektrana lociranih na užem geografskom području. Ovakav način priključenja je pogodan kako sa aspekta minimalnog uticaja mHE na postojeći konzum tako i sa aspekta nižih tehničkih gubitaka prenosa električne energije. Ovaj princip je pogodan i za vlasnike mHE jer minimizira uticaj

distributivne mreže na rad mHE u smislu broja i trajanja zastoja, omogućuje veći stepen tolerancije za lokalne izmjene naponskih prilika u neposrednoj blizini mHE. Međutim, ovaj princip istovremeno zahtijeva nešto veća investiciona ulaganja za priključenje mHE na mrežu. Način priključenja male hidroelektrane definira elektrodistributivno preduzeće kroz Elektroenergetsku saglasnost. U skladu sa važećim Zakonima o gradnji i Zakonima o prostornom uređenju obaveza investitora gradnje mHE jeste finansiranje infrastrukture koja je potrebna u cilju priključenja na mrežu. Osnovni problem koji se ovdje javlja jeste dinamika gradnje distribuiranih proizvodnih objekata. Lokacije gradnje malih hidroelektrana te njihovi potencijali su određivani kroz studije izrađivane mahom u prijeratnom periodu, sredinom 80-tih, a dijelom i u post-ratnom periodu. U principu su mHE grupno locirane na određenim planinskim lokalitetima koji raspolažu sa bogatim vodotokom. Obzirom da se radi o više objekata mHE njihova ukupna snaga je znatno veća od prenosne snage lokalne mreže te se kao takvi najčešće ne mogu direktno priključiti na najbližu tačku elektrodistributivne mreže. Da bi se izvelo tehnički korektno rješenje neminovna su u pravilu znatnija finansijska ulaganja. Vrlo bitna stvar kod tretmana malih hidroelektrana jeste razlikovanje tretmana jedne mHE koja se izgradi na određenom lokalitetu i tretmana grupe elektrana na užem lokalitetu. Stvari se moraju postaviti na sasvim različite osnove jer u najvećem broju slučajeva snaga grupe elektrana daleko nadilazi prenosne mogućnosti distributivne mreže čime se dovodi u pitanje stabilnost sistema i mogućnost prihvata proizvedene snage bez značajnijih investicija u objekte koji su neophodni za priključenje. U postupku definiranja uvjeta za priključenje mHE na elektrodistributivni sistem izrađuju se elaborati priključenja, koji sveobuhvatno razmatraju cjelokupnu problematiku sa aspekta tokova snaga, kratkih spojeva, mogućnosti prihvata proizvedene električne energije i drugih bitnih elemenata. Ključ kvalitetnog rješenja problema priključenja velikih grupa mHE leži najčešće u gradnji objekata 110/x kV. Međutim, obzirom na postojeću strukturu elektroenergetskog sektora to predstavlja poseban problem jer je nadležnost za gradnju i planiranje elektroprenosne mreže isključivo u domenu Elektroprenosa BiH i Nezavisnog Operatora sistema u okviru kojih se u početnim koracima analizira ova problematika sa kojom su već suočena nadležna elektrodistributivna preduzeća kroz proces priključenja pojedinačnih ili grupa malih hidroelektrana. Obzirom na to složen je i dugotrajan put za iniciranje i realizaciju gradnje 110/x objekata koji su kroz više izrađenih elaborata priključenja grupa mHE odabrani kao jedina moguća konačna rješenja. Referentni parametar za gradnju 110/x objekata u elektroprenosnom preduzeću je i dalje konzumno opterećenje na nivou postojećih objekata što je u potpunosti retrogradno u odnosu na sadašnje trendove gradnje i priključenja velikog broja malih hidroelektrana.

Problem priključenja mHE nastaje u startu kod priključenja prvih nekoliko mHE kada je na finansiranje većeg dijela konačnog tehničkog rješenja grupe elektrana primoran mali broj (ili čak samo jedan) investitora kojima je problem obezbijediti veća finansijska sredstva koja najčešće mogu da premašuju vrijednost investicija same mHE. Tada je investitorima koji započinju proces gradnje na određenom lokalitetu upitna isplativost gradnje mHE, a to ima za implikaciju i gradnju ostalih malih hidroelektrana.

Elektroprivredna preduzeća su u tim slučajevima veoma često prisiljena iznalaziti privremena rješenja koja na neko vrijeme omogućavaju kakav-takav rad mHE na elektrodistributivnoj mreži, pri čemu ne bi drastično ugrozili normalno funkcionisanje lokalne mreže. Nažalost, ovo je moguće izvesti jedino kod pojedinačnih proizvodnih jedinica manje snage (do cca 500kW) dok je to za veće mHE ili više njih praktično nemoguće izvesti. Dosadašnja iskustva pokazuju da je uticaj više od dvije elektrane vezane na isti dalekovod značajan kako sa aspekta jedne mHE na drugu tako i na lokalni konzum koji bi ovakvim rješenjem bio suočen sa čestim i brzim promjenama napona koji je u načelu previsok. Iskustva pokazuju da napon u ovakvim slučajevima u najbližim distributivnim trafostanicama može porasti i na preko 250V kada prenaponske zaštite isključuju elektranu iz pogona. Snižavanje regulacionih preklopki na distributivnim trafostanicama ne predstavlja rješenje problema za lokalni konzum radi nestabilnog rada mHE koje vrlo često usljed objektivnih razloga idu van pogona (ispad dalekovoda, mali priliv vode, pogonski zastoji u mHE, itd.) kada dolazi do naglog sniženja napona kod postojećih kupaca.

Problem serijskog rada elektrana je višestruk, a najviše se ogleda u povišenim naponima koji su prisutni na mreži kad je u funkciji proizvodna jedinica veće snage, a usljed toga nastaje nemogućnost sinhronizacije druge elektrane koja tek treba da uđe u pogon.

Vlasnici mHE najčešće održavaju pogon elektrana na taj način da izlazni parametri elektrane, koji su u krajnjoj liniji jedini i meritorni za ocjenu rada mHE, znatno odstupaju od nominalnih vrijednosti propisanih Europskim Normama (EN 50160). Ovakav način rada se u velikoj mjeri direktno odražava na elektrodistributivnu mrežu na koju su elektrane priključene, a što se ogleda kroz preveliko povećanje napona na SN mreži u neposrednoj blizini mHE, povećano preuzimanje reaktivne energije iz sistema, povećane tehničke gubitke usljed prenosa znatno veće količine električne energije kroz postojeće vodove relativno malog presjeka (obično su to najudaljenije tačke u sistemu) itd.

Problem preuzimanja reaktivne energije (a ne proizvodnje iste kako je to propisano) proizilazi iz nastojanja vlasnika mHE da na pragu mHE što više snize napone kako bi bila omogućena maksimalna proizvodnja aktivne energije, a time njihova direktna finansijska korist jer ne postoji tarifni sistem za

preuzimanje proizvedene električne energije iz malih hidroelektrana. Svi ovi pokazatelji ukazuju na to da elektrane najčešće rade u režimu rada u kome preuzimaju reaktivnu energiju, a ne u režimu u kome bi proizvodile reaktivnu energiju kako je to definisano i izdatim Elektroenergetskim saglasnostima. U cilju prevazilaženja istaknute problematike u pogledu preuzimanja reaktivne energije iz elektroenergetskog sistema i motiviranju investitora da obezbjeđuju reaktivnu energiju koja je adekvatna potrebama elektroenergetskog sistema i lokalnim prilikama neophodno je u strukturu tarifnog sistema za preuzimanje električne energije iz obnovljivih izvora uključiti pored aktivne i reaktivnu energiju na odgovarajući način. Postojeća "Odluka o metodologiji utvrđivanja razine otkupnih cijena električne energije iz obnovljivih izvora instalirane snage do 5MW", je koncipirana isključivo na preuzimanju aktivne energije bez obzira na dnevni i sezonski dijagram potrošnje električne energije što vlasnike elektrana motivira na investiranje u protočne male hidroelektrane što u uvjetima jako malih opterećenja (a nakon realizacije većeg broja malih hidroelektrana) može biti limitirajući faktor za ostvarenje njihove proizvodnje. Uzimanje ove činjenice u obzir pri koncipiranju tarifnog sistema za preuzimanje električne energije iz obnovljivih izvora doprinijelo bi da investitori imaju interesa razmišljati o nekoj vrsti akumulacije (*npr. jednodnevne akumulacije*) tamo gdje to uvjeti zaštite okoliša dozvoljavaju i kada je to tehnički i ekonomski opravdano.

Neizgrađenost sistema nadzora i daljinskog upravljanja onemogućava Operatoru distributivnog sistema da simultano prati režim rada mHE nego se to jedino trenutno može vršiti posredno, povremenim mjerenjima napona te mjerenjem preuzete i proizvedene reaktivne energije. Nažalost ovo je veoma neefikasan metod te je generalno opredjeljenje da se u dispečerske centre, odnosno nadležne centre praćenja i upravljanja cjelokupnom sredjenaponskom mrežom svedu značajne mjerne informacije kao što su:

- položaj prekidača za odvajanje;
- napon na pragu elektrane;
- trenutna proizvodnja aktivne snage P;
- trenutna proizvodnja reaktivne snage Q;
- frekvencija...

Ove informacije bi se svele na jedan jedinstven SCADA sistem kojim bi bilo omogućeno i isključenje prekidača za odvajanje one mHE čiji parametri odstupaju od definisanih normi.

Ovakvo stanje se jedino može dovesti u normalne okvire izgradnjom zasebnih distributivnih sistema u cilju priključenja mHE koji će biti nezavisni od postojeće elektrodistributivne mreže čime će se izbjeći direktni negativni uticaji na postojeće kupce.

Vrlo bitan segment koji će u budućnosti biti neminovan jeste uspostava centara za vođenje rada kompleksa

malih HE na jednom užem području (npr. na jednom slivu) koji će vlasnici mHE na tom području morati uspostaviti kako bi se omogućio nesmetan rad cijelog sistema mHE. Veliki je broj elemenata koje treba uskladiti kako bi se nesmetano pokrenuo, vodio i održavao normalan pogon velikog broja elektrana što ni u kom slučaju neće moći biti sistem prepušten sam sebi ili volji pojedinaca. Stohastički način rada grupe mHE je praktično nemoguć i velike finansijske štete bi trpili u prvom redu vlasnici mHE kroz nemogućnost kontinuirane proizvodnje i radi negativnog uticaja izlaznih parametara ostalih mHE u grupi.

Pretpostavka za ovakav ustrojeni sistem jeste jaka telekomunikaciona i informatička infrastruktura koja će biti vrlo brzo otplaćena kroz optimalan rad elektrana u sistemu.

Početni rezultati u planiranju, izgradnji i eksploataciji distributivnih izvora ukazuju na to da će budući distribucijski sistemi biti znatno složeniji nego što su to danas. Oni će biti znatno teži za planiranje, upravljanje i održavanje.

5. ZAKLJUČCI

Povećanje udjela distribuiranih izvora električne energije u ukupnoj proizvodnji električne energije uzrokuje pojavu brojnih tehničkih posljedica koje ovise o veličini i broju distributivnih izvora kao i njihovom rasporedu s jedne strane, a s druge strane od strukture elektroenergetskog sistema svake zemlje.

Početna iskustva u implementaciji distribuirane proizvodnje električne energije (u ovom trenutku izgradnja malih hidroelektrana a uskoro i vjetroelektrana) nameću mnoga otvorena pitanja kojima treba da se bave učesnici na tržištu, regulatori i nosioci energetske politike u Bosni i Hercegovini uz maksimalno uključivanje stručne i istraživačke aktivnosti prema sljedećim aspektima (koji su od značaja za rad na većoj integraciji distribuirane proizvodnje):

- Regulacija elektroenergetskog sektora obzirom na integraciju distribuirane proizvodnje (Zakonodavni okvir za obnovljive i/ili distribuirane izvore električne energije kojim treba obraditi: pristup mreži, uvjete priključenja, naplatu pristupanja i korištenju mreže, uticaj na povećanje troškova distribucije, utvrđivanje tarifa za preuzimanje električne energije iz obnovljivih izvora, i sl.);
- Uticaj distribuiranih izvora električne energije na planiranje distributivnih i prenosnih mreža;
- Integracija distribuiranih izvora električne energije u sistem upravljanja distributivnom i prenosnom mrežom;
- Distribuirani izvori električne energije i njihov uticaj na kvalitet isporučene električne energije kupcima.

Sve ovo nameće potrebu za istraživanjima na regulatornim, ekonomskim i tehničkim aspektima ove problematike u elektroenergetskom sektoru u Bosni i Hercegovini ali i u svim zemljama koje su članice EU ili to namjeravaju postati.

Prilikom razmatranja ove oblasti potrebno je ostvariti globalni dijalog vezan za distribuiranu proizvodnju električne energije između eksperata u javnom i privatnom sektoru što podrazumijeva učešće eksperata iz: vladinog sektora (Ministarstva entiteta FBiH i RS i ministarstava BiH), regulatora iz oblasti električne energije (na nivou F BiH, RS i BiH), elektroprivrednih preduzeća (JP “Elektroprivreda” BiH, JP “Elektroprivreda HZ HB” i JP “Elektroprivreda RS”), Nezavisnog Operatora Sistema BiH, Elektroprenosa BiH, kupaca, fakulteta, instituta, nevladinog sektora, itd. Ovo podrazumijeva potrebu analiziranja: distribuiranih izvora električne energije kao šanse za razvoj i biznis, energetske politike prema distribuiranim i obnovljivim izvorima, planiranju distribuiranih izvora i njihovom uticaju na razvoj elektroenergetskog sistema, ekološke politike i provođenja zakona iz oblasti ekologije, dosadašnjim iskustvima u izgradnji i eksploataciji distribuiranih izvora električne energije, napretku tehnologije i njenom uticaju na razvoj distribuiranih izvora električne energije, itd.

LITERATURA

- [1] “Odluka o metodologiji utvrđivanja razine otkupnih cijena električne energije iz obnovljivih izvora instalirane snage do 5MW”, (Službene novine Federacije BiH br.32/02)
- [2] “Annual World Survey of DE 2006, 2006.godina
- [3] “Osnove za izradu strategije razvoja energetike u Federaciji Bosne i Hercegovine”, Sarajevo, 2002.godine
- [4] “Electric Power Sector of Bosnia and Herzegovina Between Regulation and Competition”, A.Muharemović; V.Bošnjak; S.Čaršimamović; I.Turković IEEE PSCE 2006 godina, Atlanta
- [5] HO CIGRE - Referati 5. Simpozij o elektrodistribucijskoj djelatnosti, Zadar 2004. godina
- [6] HO CIGRE - Referati 6. Simpozij o elektrodistribucijskoj djelatnosti, Osijek 2006. godina
- [7] BH K CIGRE - “Karakteristike evropskih tržišta električne energije” Vinko Bošnjak, Neum, 2005.godine
- [8] “Tehničke preporuke za priključenje mHE na EES”, JP EPBiH
- [9] “Elaborati priključena mHE na području ED Zenica, 2006.godina
- [10] Odluke Vlada Srednjobosanskog kantona i Zeničko-Dobojskog kantona o dodjeli koncesija za korištenje vodnih snaga rijeka za izgradnju malih hidroelektrana

TEHNIČKI UTICAJI DISTRIBUIRANIH GENERATORA NA DISTRIBUTIVNU MREŽU

TECHNICAL IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATIONS ON DISTRIBUTED NETWORK

Prof.dr Mirza Kušljagić

Prof.dr Amir Nuhanović

Doc.dr Tatjana Konjić

Fakultet elektrotehnike, Univerzitet u Tuzli

Tuzla - Bosna i Hercegovina

Sažetak: U ovom radu je obrađen tehnički aspekt uticaja distribuiranih generatora na srednje-naponsku distributivnu mrežu na koju su priključeni. Analizirani su uticaji priključenja distribuiranih generatora u stacionarnim i poremećenim stanjima. Efekti priključenja distribuiranih generatora prvo su analizirani sa teoretskog aspekta. Zatim su opisane studijske analize koje je neophodno provoditi u cilju identifikacije intenziteta uticaja grupe distribuiranih generatora na distributivnu mrežu. Posebno su obrađene problematike regulacije napona i koordinacije zaštita. Konačno, navedene su oblasti za buduća istraživanja, koja su relevantna za elektroenergetski sistem BiH.

Ključne riječi: distributivne mreže, distribuirani generatori, regulacija napona, koordinacija zaštite

Summary: Technical aspect of distribution generations impact on medium voltage distribution networks has been presented in this paper. It has been analyzed the connection influence of distributed generators (DG) in stationary and dynamic states. First, on the theoretical basis, connection effects of DG has been presented. Thereafter, practical aspect of distributed generation connection to distributed network has been described. Special attention has been given to voltage control and protection coordination. Finally, the future research related to the distributed generation and power system of Bosnia and Herzegovina has been specified.

Key words: distribution networks, distributed generations, voltage control, protection coordination

UVOD

U tradicionalnim elektroenergetskim sistemima (EES), radi realizacije modela ekonomije obima, električna energija se proizvodi u velikim proizvodnim jedinicama, lociranim na mjestu raspoloživosti primarnih izvora energije (npr. velikih rudnika uglja ili hidropotencijala rijeka). Ova energija se injektira u visokonaponsku prenosnu mrežu (PM)¹, preko koje se vrši njen transport, često i na velike udaljenosti, do distributivnih napojnih transformatorskih stanica (NTS). Distributivne NTS predstavljaju mjesta/izvore napajanja distributivnih mreža (DM)², koje služe za distribuciju energije do krajnjih potrošača.

U cilju osiguranja pouzdanosti EES (prema N-1 kriteriju) PM se realizuju sa uzamčenom topologijom. To znači da tokovi snaga po vodovima u PM, kako u stacionarnim tako i u poremećenim stanjima, mogu imati oba smjera (dvosmjerni tokovi snaga). Pošto je na PM priključen značajan broj sinhronih generatora, ova

¹ Prenosne mreže u EES BiH imaju naponske nivoe 110, 220 i 400 kV

² Distributivne mreže u EES BiH imaju naponske nivoe: srednje-naponske mreže – 10,20 i 35 kV i nisko-naponske mreže – 0,4 kV

mreža ima *aktivni karakter*. Sinhroni generatori su aktivni elementi pošto u stacionarnom stanju učestvuju u osiguranju sistemskih usluga EES, a naročito u regulaciji napona i frekvencije. U poremećenim stanjima sinhroni generatori određuju dinamiku nastalih tranzijentnih procesa. Zbog toga N-1 kriterij pouzdanosti za PM pored adekvatnosti (raspoloživosti) zahtijeva ispunjavanje i uslova sigurnosti (stabilnosti). Općenito, na DM nisu priključeni generatori, te ova mreža ima *pasivni karakter*. Zbog pasivnog karaktera uslov pouzdanosti za DM ne zahtijeva ispunjavanje uslova sigurnosti. DM obično rade sa radijalnom topologijom, tako da su tokovi snaga po vodovima jednosmjerni, od NTS do krajnjih potrošača (od višeg ka nižim naponima).

Pošto PM i DM imaju različitu strukturu (topologiju i karakter) i shodno tome različite zahtjeve pouzdanosti snabdijevanja potrošača, *koncepti i metodologije planiranja, vođenja, regulacije/upravljanja i zaštite u ovim mrežama se značajno razlikuju*. Općenito tradicionalne DM se projektuju za jednosmjerne tokove snaga i dimenzioniraju isključivo prema opterećenjima potrošača, čime se suštinski razlikuju od PM.

U posljednje vrijeme, uglavnom pod uticajem zahtjeva za zaštitu okoline³, obezbjeđenje energetske sigurnosti i efikasnosti i diversifikaciju izvora električne energije, pojačan je interes za proizvodnjom električne energije iz obnovljivih izvora, kao i za kombinovanom proizvodnjom električne i toplotne energije (na bazi kogeneracije) [L1]. EU stavlja poseban fokus na obnovljive izvore energije. Deklaracijom iz marta 2007 godine EU je postavila za cilj proizvodnju energije iz obnovljivih izvora sa sadašnjih 7% na 20% do 2020. godine. Do 2010 godine se očekuje da će se cca 20% potrošnje električne energije u EU obezbjeđivati iz obnovljivih izvora. U BiH postoje značajne rezerve za proizvodnju električne energije iz malih hidroelektrana (mHE) i elektrana na vjetar, kao i na principu kogeneraciji.

Obnovljivi izvori energije su manjih snaga i priključuju se na DM (obično na srednje naponski nivo). Pošto su geografski rasprostranjeni po EES ovi generatori se nazivaju distribuirani generatori (DG). Izgradnja DG je obično finansirana od strane privatnih investitora. Priključivanje DG u DM mijenja karakter ove mreže i shodno tome zahtijeva rješavanje nastalih *tehničkih, ekonomskih i regulatornih pitanja*. Zbog različitog karaktera vlasništva DG i DM rješavanje pitanja/problema koje izaziva priključenje DG zahtijeva transparentan, stručan i argumentovan pristup. U BiH je priključenje DG na DM regulisano Tehničkim preporukama, koje usvajaju EP koje upravljaju DM⁴. Prva iskustva sa priključenjem DG u EES EP BiH [L3,L5] (posebno negativna iskustva priključenja DG

na električki slabu mrežu) ukazuju da su problemi nastali njihovom (ne)integracijom postali predmetom polariziranih diskusija. Kao prilog stručnoj raspravi o ovoj problematici, u ovom radu je na sistematičan način dat pregled *tehničkih uticaja* priključenje DG na DM, na koje treba obratiti pažnju prilikom donošenja odluka o priključenju DG i definisanju rješenja regulacije i zaštite DM sa DG.

1. STRUKTURNE KARAKTERISTIKE AKTIVNE DISTRIBUTIVNE MREŽE

Priključenjem DG, DM poprima aktivni karakter. To znači da po svojim strukturnim karakteristikama DM poprima osobine PM. Međutim, za analizu i projektovanje aktivnih DM nije moguće u potpunosti primijeniti principe i metodologije koja se koristi u PM, pošto se ove mreže značajno razlikuju po fizičkim i radnim karakteristikama.

Osnovne fizičke razlike između PM i aktivne DM su:

- Po fizičkim parametrima PM i DM se razlikuju prema relativnom odnosu fizičkih parametara prenosnih linija. Kod PM za parametre prenosnih vodova (u ekvivalentnoj Π -zamjenskoj šemi) vrijedi: $R \ll X$, kao i $B \ll X$. Kod DM pak vrijedi $R > X$ a odnos $B \ll X$ je izraženiji.
 - PM imaju uzamčenu topologiju, a aktivne DM zadržavaju radijalnu topologiju. Priključivanje DG uzrokuje samo da su DM napajane iz više izvora.
- Ove fizičke razlike za posljedicu imaju različite fizikalnosti procesa u stacionarnim i dinamičkim režimima. Za analizu u ovom radu, od posebne važnosti je razlika koja se javlja u fizikalnosti procesa pri prenosu aktivne P i reaktivne snage Q, odnosno u interakciji parametara stanja: napona V, snaga P i Q, te gubitaka aktivne ΔP i reaktivne snage ΔQ . Općenito, fizikalno rasprezanje uticaja parametara stanja (poznato kao $P\theta$ i QV rasprezanje) koje vrijedi za PM, ne vrijedi za DM. U nastavku je u Tabeli I i Slici 1 ilustrovana ova razlika između PM i DM.

Tabela I. Približne vrijednosti parametara vodova za različite naponske nivoe

Nazivni napon	Induktivni otpor [Ω/km]	Aktivni otpor [Ω/km]	Kapacitivna provodnost [$\mu\text{S}/\text{km}$]	Prirodna snaga [MW]
< 1 kV	0.36	2	< 1	0.0005
10-35 kV	0.38	1	1-1.5	0.27 - 3.3
60-110 kV	0.40	0.3	2-3.5	10 - 32
> 110 kV	0.42	< 0.1	> 3.5	> 32

Sa aspekta radnih karakteristika (vođenja i upravljanja) PM i aktivne DM se razlikuju u sljedećem:

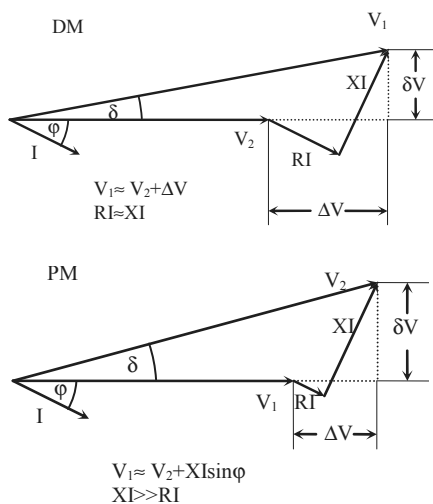
- Proizvodnja aktivne snage/energije u DG ima uglavnom stohastički karakter. Stoga se DG obično ne uključuju u dispečiranje EES.

³ Na osnovu Protokola iz Kyota zahtijeva se smanjenje emisije CO₂

⁴ Tehničke preporuke za priključenje malih hidroelektrana na elektroenergetski sistem, JP EP BiH, januar 2001.

- DG po pravilu imaju manju mogućnost regulacije aktivne snage.
- Dnevne varijacije snage potrošnje kod DM (naročito kod mreža sa dominantnim učešćem domaćinstava u potrošnji, na koje se u BiH obično priključuju DG) obično su veće nego kod PM.
- Regulacija napona u aktivnoj DM može se realizovati pomoću regulatora napona NTS i djelovanjem regulatora pobude DG. Korištenje različitih tipova regulacije, koji obično nisu koordinirani, usložnjava projektovanje sistema regulacije napona. Situacija je posebno složena u slučaju priključenja više DG (grupe DG) sa različitim karakteristikama.

$$\begin{aligned}\Delta V &= RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \\ \delta V &= XI \cos \varphi - RI \sin \varphi \\ \Delta U &= \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} \\ \Delta S &= RI^2 + jXI^2\end{aligned}$$



Slika 1. Relacije i grafički prikaz karakterističan za DM i PM

Zbog navedenih razlika u radnim karakteristikama operatori DM obično posmatraju DG kao proizvođače kWh, odnosno ne uključuju DG pri vođenju i upravljanju DM. Zato se od DG zahtijeva da rade sa konstantnim faktorom snage. Ovaj pristup ne izaziva veće probleme u radu aktivnih DM ukoliko ukupna snaga DG nije približna minimalnom opterećenju potrošača DM. Međutim, ukoliko je snaga priključenih DG približno jednaka, ili pak veća od minimalne snage opterećenja DM, u vođenju i upravljanju DM pri minimalnim snagama opterećenja nastaju značajni problemi. Oni se manifestuju u povećanim vrijednostima napona potrošača, posebno onih koji se nalaze u blizini DG i povećanim gubicima aktivne snage u mreži [L3].

2. TEHNIČKI UTICAJI DG NA DM

Sa tehničkog aspekta, uticaj DG se može analizirati zasebno za *stacionarna i dinamička stanja*. Osnovni zahtjev pri priključenju DG sastoji se u tome da se njihovom integracijom ne narušava režim rada DM i kvalitet napajanja potrošača. U cilju ograničavanja negativnih uticaja DG na DM, propisuju se kriteriji za priključenje, koji su za pojedine zemlje navedeni u poglavlju 4. Ovi standardi su obično konzervativni i služe za približnu procjenu uticaja DG. Detaljnije analize ukazuju da je mogu priključenje i većih snaga DG.

Uticaji DG na stacionarna stanja DM

U stacionarnim stanjima je posebno značajan uticaj DG na tokove snaga u DM, odnosno na naponski profil i gubitke aktivne i reaktivne snage. Općenito, priključenje DG mijenja tokove snaga u DM. Uticaj DG na DM u stacionarnom stanju zavisi od:

- Snage DG u odnosu na električnu snagu DM, koja se izražava snagom tropskog kratkog spoja na mjestu priključenja,
- Mjesta priključenja DG, posebno u odnosu na NTS i dominantne potrošače,
- Snage koju proizvodi DG u odnosu na snagu potrošnje DM
- Načina regulacije pobude/napona DG i vrste regulacije NTS

Ukoliko DG u svim radnim stanjima (minimalno i maksimalno opterećenje DM) napajaju lokalnu potrošnju, a posebno ukoliko je ta potrošnja električki bliža DG nego NTS, njihov uticaj na stacionarna stanja DM je općenito pozitivan. Uobičajeno za ovakve slučajeve smanjuju se gubici u mreži i poboljšavaju se naponske prilike, posebno potrošača u blizini DG. Ovakvi scenariji se javljaju prilikom priključenja DG u urbane sredine koje imaju i industrijske potrošače (najčešće priključenje DG baziranih na kogeneraciji). Međutim, ukoliko snaga proizvodnje DG premašuje lokalnu potrošnju (što se obično dešava prilikom priključenja mHE na ruralne mreže) dolazi do povratnog smjera električne energije iz DM u PM. Ovakva stacionarna stanja uzrokuju probleme u radu DM (karakteristična povećanja napona u blizini DG, povećani gubici) i PM (povećani naponi na VN strani NTS i problemi sa radom regulatora napona NTS). Upravljanje naponom u aktivnim DM (pomoću regulatora napona NTS i regulatora pobude DG) zbog toga predstavlja važno pitanje za operatora distributivne mreže (DNO). To vodi ka definisanju zahtjeva vezanim za udio DG u regulaciji napona. Ti zahtjevi mogu poprimiti različite oblike i mogu varirati, od onih osnovnih, do veoma sofisticiranih. Na primjer, DNO može zahtijevati da DG rade sa:

- konstantnim faktorom snage ili u modu $\cos \varphi = \text{const}$,
- konstantnim naponom ili u modu $V = \text{const}$.

DNO uobičajeno zadržava pravo da odredi režim regulacije pobude DG u zavisnosti od specifičnosti DM i regulacije napona NTS. U cilju definisanja načina regulacije pobude DG provode se studije tokova snaga za specifične granične režime: maksimalnih i minimalnih opterećenja. Pri tome se analizira interakcija automatskog regulatora napona NTS sa regulatorom pobude DG, za gore pomenute načine regulacije DG. Na osnovu analize više scenarija definiše se optimalni način regulacije napona i vrši podešavanje parametara regulacionih krugova [L4].

Uobičajeno, za manje jedinice (pogotovo one koje su priključene na 0.4kV) DNO ne dozvoljava da DG učestvuju u regulaciji napona. Tada se DG smatraju negativnom potrošnjom i od njih se zahtijeva rad sa $\cos\phi=1$. Poseban izazov za regulaciju napona predstavlja slučaj kada je snaga DG značajna (u odnosu na snagu potrošnje ili snagu DM). Drastičan primjer predstavlja slučaj kada je snaga proizvodnje DG veća od ukupne snage DM, odnosno kada DG predaje energiju u PM preko NTS. U ovim slučajevima, DG u cilju održavanja nivoa proizvodnje radi u režimu regulacije pobude održavanja napona generatora konstantnim, može da pređe u podpobuđen režim rada. Tada su tokovi aktivne i reaktivne snage u DM suprotni, čime se značajno povećavaju gubici snage. Rješenje koje će omogućiti rad DG sa željenom proizvodnjom bez narušavanja ograničenja za napon zahtijeva koordinaciju između regulatora napona NTS i DG [L4]. Poseban tehnički izazov predstavlja priključenje više DG (grupe DG) u DM. Regulacija napona u DM sa grupom DG zahtijeva pažljive analize različitih režima stacionarnog stanja, a posebno koordinacije regulacije pobude DG. Rad DM sa grupom DG može biti optimizirano, ako mrežni operater (DNO) posmatra DG kao još jedan prilično upravljiv parametar pri raspoređivanju njihovih mrežnih operacija. Koordinirana regulacija pobude DG zahtijeva izgradnju lokalnog SCADA sistema [L7].

Uticaj DG na kvalitet električne energije

Zavisno od primarnog izvora energije i tehnologije koja se koristi u procesu konverzije, priključenje distribuiranih generatorskih jedinica u mrežu može uzrokovati veliki broj problema, koji, u koliko nisu adekvatno tretirani, mogu smanjiti kvalitet napajanja. Problemi koji mogu nastati s priključenjem DG su slijedeći: kolebanja napona, flikeri, harmonici i međuharmonici, tranzijenti, nesimetrije i dr.

Uticaj pomenutih fenomena u velikoj mjeri zavisi o snazi kratkog spoja na mjestu priključenja DG jedinice. U slabim mrežama ovo može biti ograničavajući faktor koji će odrediti broj i veličinu DG jedinica koja se mogu priključiti. Takođe, uticaj zavisi i o korištenoj tehnologiji, naročito ako DG radi zajedno sa mrežom, Tako na primjer, priključenje i zajednički rad DG sa mrežom otvara potrebu korištenja elektroničkih uređaja, koji mogu pomoći ili čak spriječiti kolebanja napona ili

flikere, ali oni, takođe, povećavaju rizik od pojave harmonika.

U zavisnosti od pojedinih slučajeva, DG mogu da smanje/povećaju kvalitet napona koji se isporučuje drugim korisnicima distributivne mreže.

DG mogu izazvati tranzijentne naponske varijacije u mreži prilikom uključanja/isključenja generatora. Posebno negativan uticaj mogu da izazovu DG koji su priključeni na električki slabe DM. Sinhroni generatori mogu biti priključeni na mrežu sa zanemarljivim smetnjama ako su priključeni pravilno. Međutim, isključenje generatora sa mreže kada radi sa punim opterećenjem može dovesti do značajnijih padova napona. DG utiču i na poboljšanje kvaliteta napona bliskih potrošača. Bilo koja smetnja izazvana od drugih potrošača ili udaljenih kvarova, će dovesti do manjih naponskih varijacija u blizini DG nego obično i čime se povećava kvalitet električne energije. Procjena uticaja DG na kvalitet električne mreže se provodi na osnovu analiza stacionarnog stanja korištenjem programa tokova snaga.

Preporuke i zahtjevi za ograničavanje prethodno pomenutih pojava, te zagarantovano kvalitetno napajanje električnom energijom svakako treba da budu postavljeni. Trenutno, u svijetu, to je obuhvaćeno mrežnim kriterijima priključenja DG u obliku ograničenja ili pozivanjem na postojeće standarde (npr. IEC-EN 61000-3 serija).

Uticaji DG na dinamička stanja DM

U dinamičkim stanjima uticaj DG kao aktivnog elementa reflektuje se na tokove struja pri kratkom spoju (uz povećanje ukupne struje kratkog spoja), kao i na procese tranzijentne stabilnosti.

Uticaj DG u režimima kratkog spoja reflektuje se na prekidače (povećani zahtjevi za snagom prekidača) i na sistem zaštite DM (eventualni zahtjevi za promjenom podešenja prekostrujnih releja, ugradnjom vremenskih ili usmjerenih članova). Analiza uticaj DG na DM sa aspekta zaštite može se promatrati sa sljedećih aspekata:

- zaštita generatorske opreme od unutrašnjih kvarova (na samom generatoru i blok transformatoru)
- koordinacija generatorskih zaštita sa zaštitama u distributivnoj mreži
- uticaj DG na kvarove i zaštite u distributivnoj mreži
- zaštita od ostrvskog rada DG
- uticaj DG na kvarove i zaštite u PM

Uticaj DG na procese tranzijentne stabilnosti značajno zavisi od karakteristika DM i DG. Potrebno je zasebno analizirati kvarove/poremećaje u DM i u PM (naročito ako postoje ugrađeni uređaji APU). Uobičajeno se zahtijeva da se DG isključuju u slučaju prekida napajanja iz PM, odnosno, ne dozvoljava se ostrvski rad DG. Poseban izazov sa aspekta tranzijentne stabilnosti može da predstavlja slučaj DM sa grupom DG, koji su

longitudinalno povezani (što će se pojavljivati u EES BiH).

Za analizu uticaja DG u dinamičkim stanjima potrebno je koristiti programe tranzijentne stabilnosti.

3. KRITERIJI ZA KONEKCIJU I ISKUSTVA U INTEGRACIJI DG

Međunarodni standardi

U ovom dijelu prikazani su osnovni međunarodni standardi vezani za priključivanje DG (Tabela II), kao i standardi vezani za male hidroelektrane (Tabela III). Pored navedenih standarda u [L2] moguće je pronaći listu svih standarda koji su na bilo koji način vezani za sve vrste DG. Neki od standarda su već objavljeni, a na nekima se trenutno radi u smislu dopune novih amandmana ili razvoja potpuno novih standarda.

Tabela II. Priključivanje DG

Standard br.	Tehnički komitet	Standard
IEEE 1547	SCC21	Standard for interconnecting Distributed resources with electric power systems. (objavljen)
IEEE P1547.1	SCC21	Published Draft Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. (objavljen)
IEEE P1547.2	SCC21	Application Guide for IEEE Std.1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. (nacrtno)
IEEE P1547.3	SCC21	Guide for monitoring, information exchange and control of distributed resources interconnected with electric power systems. (nacrtno)
IEEE P1547.4	SCC21	Guide for design, operation, and integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. (nacrtno)

Tabela III. Standardi vezani za male hidroelektrane

Standard br.	Tehnički komitet	Standard
IEC-EN 61116	TC4, CLC/SR4	Electromechanical equipment guide for small hydroelectric installations. (objavljen)
IEC 62006	TC4	Hydraulic machines - Acceptance tests of small hydro turbines. (nacrtno)
IEEE 1020		IEEE Guide for Control of Small Hydroelectric Power Plants. (objavljen)

Tehnički propisi u nekim zemljama EU

Problem priključivanja DG na lokalnu elektroenergetsku mrežu je uvijek specifičan i zahtijeva detaljnju analizu i proračune stanja mreže. Stoga, mnoge zemlje EU donose i svoje interne tehničke propise (u skladu da međunarodnim standardima), a sve u cilju stabilnog i isplativog rada kompletnog EES. Važeće tehničke prepuruke u Bosni i Hercegovini [L5] su iz 2001. godine i svakako zahtijevaju određene dopune. U daljnjem tekstu će biti predstavljeni neki od tehničkih propisa u Francuskoj, Holandiji i Španiji.

Tehnički propisi u Francuskoj

Potrebno je da maksimalne vrijednosti struje koja protiče u DM sa DG elektranom u stacionarnom stanju, ne prelaze dozvoljene maksimalne vrijednosti struje. Maksimalne struje kratkog spoja, kada je priključena DG jedinica, trebaju se izračunati kako bi se potvrdilo da one ne prelaze maksimalne dozvoljene vrijednosti struja (linije, kablovi, prekidači, itd.). Ova se verifikacija radi prema metodama opisanim u IEC 60-909 standardu, sa vremenom struje kratkog spoja većom ili jednakom od 250 ms.

U Tabeli IV su prikazane vrijednosti napona u tačkama priključenja DG na DM, dok su u Tabeli 5 date vrijednosti zahtijevane reaktivne snage.

Tabela IV. Nivo napona u tački konekcije

Mreža	Naponski nivoi	Efektivne vrijednosti	Granica snage
NN	$U \leq 1 \text{ kV}$ (jednofazna konekcija) $U \leq 1 \text{ kV}$ (trofazna konekcija)	230 V 400 V	$P \leq 18 \text{ kVA}$ $P \leq 250 \text{ kVA}$
SN	$1 \text{ kV} < U \leq 500 \text{ kV}$	15 kV, 20 kV	$P \leq 12 \text{ MW}$

Priključivanje sinhronih mašina prilikom sinhroniziranja mora iti sa maksimalnim granicama $\pm 10\%$ za napon, $\pm 0.1 \text{ Hz}$ za frekvenciju i $\pm 10^\circ$ za fazni ugao.

Na SN mrežama, povećanje ili smanjenje injektirane snage u mrežu ne smije preći 4 MW/minuti. Brze naponske fluktuacije na mjestu konekcije nastale kao rezultat priključenja i startanja pri instalaciji DG ne smiju preći 5% tokom više od 0.5 sec.

Tabela V. Reaktivna snaga i zahtjevi za upravljanjem naponom (*DNO – operator distributivne mreže)

Mjesto konekcije / instalisana snaga DG	Minimalni zahtjevi za reaktivnom snagom Q	Vrsta upravljanja određena od strane DNO*
LV	$Q \geq 0$	Konstantno Q
MV: $P \leq 1 \text{ MW}$	$0 \leq Q \leq 0.4 S_n$	Konstantno Q
$1 \text{ MW} < P \leq 10 \text{ MW}$	$-0.1 S_n \leq Q \leq 0.5 S_n$	Q upravljanje Podešavanje V nivoa na zahtjevani

10 MW < P	$-0.2 S_n \leq Q \leq 0.6 S_n$	V ili Q upravljanje DG opremljen sa regulatorom napona
Indukcioni generatori	$0 \leq Q \leq 0.4 S_n$	Kapacitivne baterije

Zahtjevi u stacionarnim uslovima

Isporučena snaga.

Na 50 Hz (nominalna frekvencija), napon na statoru (ili kod mašina sa energetsom elektronikom napon na invertoru) je između 95% i 105% nominalnog napona, a proizvodna jedinica mora biti sposobna da:

- proizvede aktivnu snagu P_n od 0.8 S_n ,
- proizvede reaktivnu snagu Q_{n1} do 0.6 S_n , i
- absorbira reaktivnu snagu Q_{n2} do 0.1 S_n .

Kontinuirani rad

U frekventnom opsegu od 48-52 Hz i opsegu napona između 95% i 105% nominalne vrijednosti, proizvodna jedinica mora biti sposobna da upravlja proizvedenom aktivnom snagom i proizvedenom (apsorbovanom) reaktivnom snagom unutar sljedećih granica: $\pm 5\%$ oko P_n i $\pm 5\%$ oko Q_{n1} (respektivno, Q_{n2}), sa gore definisanim vrijednostima za P_n , Q_{n1} i Q_{n2} .

Tehnički propisi u Španiji

Specifični uslovi priključivanja elektrana sa sinhronim generatorima su:

- zahtijevani faktor snage mora biti između 1 i 0.8 (u induktivnom i kapacitivnom režimu),
- neophodno je imati ručni ili automatski sinhronizacioni uređaj (ovo može biti izostavljeno ako je konekciju moguće obaviti asinhrono, ili korištenjem ispravljača-invertora),
- Granične vrijednosti pojedinih veličina između generatora i mreže prikazane su u Tabeli VI.
- Generatori do 1000 kVA mogu biti asinhrono priključeni na mrežu, ako je maksimalni pad napona 5% (ne duže od 0.5 sec) u trenutku konekcije,
- Da bi se upravljalo reaktivnom snagom koju daje sinhroni generator, apsolutno je neophodno imati pobudni upravljački uređaj.

Tabela VI. Granice između generatora i mreže

	$S > 1000 \text{ kVA}$	$S \leq 1000 \text{ kVA}$
Naponske razlike	$\pm 10\%$	$\pm 8\%$
Frekventne razlike	$\pm 0.2 \text{ Hz}$	$\pm 0.1 \text{ Hz}$
Fazna razlika	$\pm 20^\circ$	$\pm 10^\circ$

Tehnički propisi u Holandiji

Upravljanje naponom i reaktivna kompenzacija

Nameću se sljedeća ograničenja pri upravljanju naponom i reaktivnom snagom:

- U NN mrežama ne postoji obaveza za proizvodnjom i potrošnjom reaktivne snage, ali faktor snage priključenog DG u NN mreži mora biti između 0.9 induktivnog i 0.9 kapacitivnog.

- U SN mrežama sa naponskim nivoom ispod 50 kV, sve proizvodne jedinice moraju biti opremljene sistemima za upravljanje naponom.
- Vrijednosti proizvedene reaktivne snage i upravljački modul (naponski ili reaktivne snage) određuje DNO saglasno sa mrežnim radnim zahtjevima.
- U SN mrežama sa naponskim nivoom ispod 50 kV, sve proizvodne jedinice moraju biti sposobne da rade sa faktorom snage između 1.0 i 0.85 (induktivnog – proizvodnja reaktivne snage) mjereći na generatorskom priključku.
- U SN mrežama sa naponskim nivoom ispod 50kV sve proizvodne jedinice moraju biti sposobne da obezbijede maksimalnu potrebnu reaktivnu snagu pod okolnostima smanjenog mrežnog napona, za vremenski period prikazan u Tabeli VII.

Tabela VII. Vremenski period obezbjeđenja reaktivne snage pri smanjenom mrežnom naponu

Mreža	Pad napona	Vremenski period
Napojna mreža < 50kV	$U_n \geq U \geq 0.95 U_n$ $0.95 U_n \geq U \geq 0.85 U_n$ $0.85 U_n \geq U \geq 0.8 U_n$	Neogranično 15 minuta 10 sekundi

4. ZAKLJUČAK

BiH ima značajne potencijale za distribuiranu proizvodnju električne energije (posebno u mHE, elektranama na vjetar i sistemima baziranim na kogeneraciji). Općenito, ova vrsta proizvodnje ima pozitivne efekte na elektroenergetski sektor, pošto predstavlja proizvodnju iz obnovljivih izvora (predstavlja zelenu energiju). Uključivanjem značajnijeg broja DG u EES BiH povećati će se i broj aktera i na tržištu električne energije, čime bi se trebala povećati njegova efikasnost. Prva iskustva sa izgradnjom DG ukazuju na veliki interes privatnih investitora za ulaganja u ovaj sektor. Međutim, prva iskustva ukazuju i na probleme (tehničke i ekonomske prirode), koji su se javili sa priključenjem prvih mHE u DM. Problemi se obično javljaju u slučaju priključenja relativno velikih snaga DG ili grupe DG na električki slabu DM u režimima minimalnih opterećenja.

U ovom radu su na sistematičan način opisani tehnički uticaji DG na DM kao i analize koje treba provoditi u cilje identifikacije intenziteta ovih uticaja. Cilj je bio identifikacija uticaja DG na koje treba obratiti posebnu pažnju prilikom odobravanja izgradnje, projektovanja i eksploatacije DM sa DG. Pošto su intenziteti uticaja DG zavisni od karakteristika DM i DG potrebno je opisane analize provoditi za svaki pojedinačni slučaj. U cilju standardizacije EP kompanije treba da definišu elemente koje analize treba da sadrže.

Trenutno, EP kompanije posmatraju DG kao proizvođače kWh, odnosno ne koriste njihove mogućnosti za regulaciju napona i protivhavarijsko upravljanje. Sa povećanjem učešća DG u EES

neminovno će se pojaviti potreba razmatranja njihovog učešća u osiguravanju navedenih servisa. Stoga područje korištenja regulacionih potencijala DG za osiguravanje servisa EES (npr. regulacija napona, brza rezerva snage, protivhavarijsko upravljanje uključujući i ostrvski rad DG) predstavljaju područja za istraživanja koja su od interesa za BiH. Ovo se posebno odnosi na istraživanja vezana za ponašanje grupe DG koji su priključeni na DM.

LITERATURA

- [1] N.Jenkins, R.Allan, P.Crossley, D.Kirschen, G.Strbac: *"Embedded generation"*, The IEE Power and Energy Series, London, 2000.
- [2] CIGRE Task force C6.04.01: *"Connection criteria at the distribution network for distributed generation"*, 2005.
- [3] E.Jamak, S.Avdaković: *"Uticaj malih hidroelektrana na rad distributivnog sistema"*, CIGRE BiH okrugli sto *"Distribuirani izvori električne energije u Bosni i Hercegovini"*, 2007.
- [4] DTI Publication URN 01/1005: *"Methods to accomodate embedded generation without degrading network voltage regulation"*, 2001
- [5] V.Bošnjak, N.Redžić: *"Distribuirana proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini"*, CIGRE BiH okrugli sto *"Distribuirani izvori električne energije u Bosni i Hercegovini"*, 2007.
- [6] I.Džananović, M.Nakičević, S.Čengić: *"Tehnička preporuka za priključenje malih elektrana na EES JP EP BIH"*, JP EP BIH, 2001.
- [7] I.M.Elmarkali: *"Control na Protection of Distribution Networks with Distributed Generators"*, PhD, North Carolina State University, Raleigh, 2004.

DISTRIBUTIVNA MREŽA U USLOVIMA POVEĆANE PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE DISTRIBUIRANIH IZVORA

DISTRIBUTION POWER SYSTEM WITH A LARGE PENETRATION OF DISTRIBUTED GENERATION

Mr. Samir Avdaković, dipl.ing.el. Enver Jamak, dipl.ing.el.
JP Elektroprivreda BiH

Sarajevo – Bosna i Hercegovina

Sažetak: Rad ima za cilj da ukaže na određene probleme koji su se pojavili u samom pristupu izradi studijskih analiza priključenja na distributivni sistem, kao i problema koji su se javili u distributivnom sistemu sa velikim udjelom proizvodnje iz distribuiranih izvora.

Ključne riječi: Distributivni sistem, Distribuirana proizvodnja, Pogon

Abstract: This paper is aimed at presenting the certain problems which have occurred during the work on the study analysis of distributed generators connection to distribution network, as well as to present the general problems in distribution power systems with a large penetration of distributed generation.

Key words: Distribution Power Systems, Distributed generation, Operation

UVOD

Obzirom na veliki broj malih hidroelektrana koje su u fazi izgradnje, projektovanja, ili dodjele koncesija (više malih hidroelektrana ukupne instalisane snage veće od 130 MVA), u fazi su izrade (ili su završene za određena

područja) elabrata priključenja mHE na distributivnu mrežu. Prilikom izrada ovih studija uočeni su određeni problemi koji za posljedicu imaju velika investiciona ulaganja u infrastrukturu, ali i tehničke probleme na koje inženjeri i stručna javnost moraju dati odgovore. Do sada je izgrađeno i u pogon pušteno 12 malih hidroelektrana u vlasništvu trećih lica, ukupne instalisane snage cca 12 MVA (10,635 MW), 6 malih hidroelektrana u vlasništvu JP EP BiH ukupne instalisane snage 13,46 MVA, dvije industrijske elektrane proizvođača 'Global Ispat' - Koksna industrija i 'Natron Hayat', kao i jedna elektrana na bio gas.

Neki od problema koji su se javili u pogonu su bili predmet javnih rasprava i oni su riješeni, ili su u fazi rješavanja, međutim ostaje dosta otvorenih pitanja koja moraju biti riješena kako u okviru JP EP BiH, tako i u okviru nadležnih Regulatornih tijela.

U ovom radu pažnju ćemo posvetiti priključenju malih hidroelektrana, uslovima priključenja, kriterijima za priključenje, kao i razmotriti određene uslove koji se javljaju u distributivnom sistemu sa velikim udjelom distribuirane proizvodnje (mHE).

opremanja građevinskog zemljišta kao što je predviđeno prostornim ili urbanističkim planom (Član 70- stav I)',

Izvod iz Zakona o prostornom planiranju i korištenju zemljišta na nivou FBiH:

- *'Opremanje građevinskog zemljišta obuhvata:1... 5. Izgradnju građevina za potrebe snabdijevanja vodom, distribuciju električne, plinske i druge energije, telekomunikacijske objekte i uređaje; 6... (Član 49)'.*

Iz naprijed navedenih Zakonskih odredbi jasno je da troškovi priključenja mHE idu na teret investitorima. U narednom poglavlju ćemo pojasniti zašto tehnički aspekti diktiraju (skoro u pravilu) dosta skupa rješenja priključenja mHE na distributivnu mrežu.

3. DISTRIBUTIVNA MREŽA POSLIJE PRIKLJUČENJA MALIH HIDROELEKTRANA

Uticaj mHE na distributivnu mrežu se može analizirati zasebno za *stacionarna i dinamička stanja* (L9). Osnovni zahtjev pri priključenju sastoji se u tome da se njihovom integracijom ne narušava režim rada distributivne mreže i kvalitet napajanja potrošača. U cilju ograničavanja ovih uticaja, propisuju se kriteriji za priključenje i standardi. Obzirom na relativno veliki broj i snagu generatorskih jedinica koje su predmet zahtjeva za priključenje na distributivnu mrežu, kao i one generatore koji su već u pogonu, uočeni su određeni tehnički problemi kako u samom pristupu studijskim analizama tako i u pogonu mHE. Ovi izvori utiču na kvalitet napajanja (najčešće kvalitet napona) i tehničke aspekte poput kratkog spoja ili sistema zaštita.

Lokalne uticaje možemo riješiti korištenjem mjera lokalnog karaktera dok ostali aspekti zavise o strukturi mreže i predmet su drugih analiza.

Priključenje ovih izvora u distributivnoj mreži ima znatan uticaj na tokove snaga, naponske prilike i gubitke aktivne i reaktivne snage. Uticaj mHE (odnosno distribuiranih generatora) na distributivnu mrežu zavisi od:

- Snage generatora u odnosu na električnu snagu mreže, koja se izražava snagom trolnog kratkog spoja na mjestu priključenja,
- Mjesta priključenja generatora, posebno u odnosu na izvorne TS i dominantne potrošače,
- Načina regulacije pobude/napona generatora.

Standardi i osnovni tehnički kriteriji za priključenje mHE na distributivnu mrežu i bezbjedan paralelan rad mHE sa sistemom nisu jasno definisani i potrebno je kroz

regulativu iste definisati. Većina zemalja (posebno zemlje EU) su jasno definisale ove kriterije i standarde vezane za priključenje mHE na sistem, a oni između ostalog obuhvataju naprijed navedene uslove/kriterije (snaga generatora, flikeri, harmonici, snage kratkih spojeva).

Elaborati priključenja mHE koje se izvode u JP Elektroprivreda BiH pri definisanju uslova priključenja na distributivnu mrežu prije svega razmatraju sljedeće tehničke aspekte:

- Termičke i naponske kriterije kojim proizvodna/e jedinica/e može/mogu sigurno injektirati snage u distributivnu mrežu,
- Proračun kratkog spoja i kvaliteta električne energije (obzirom na napon),
- Koordinacija zaštita izvora i postojećih zaštita, te razmatranje potreba prelaska mreže sa izolovane na uzemljenu (obzirom na vrijednosti struja zemljospoja),
- Potreba za regulacijom naponskog profila primjenom nekih od metoda regulacije,
- Definisanje vrste i lokacije mjerenja.

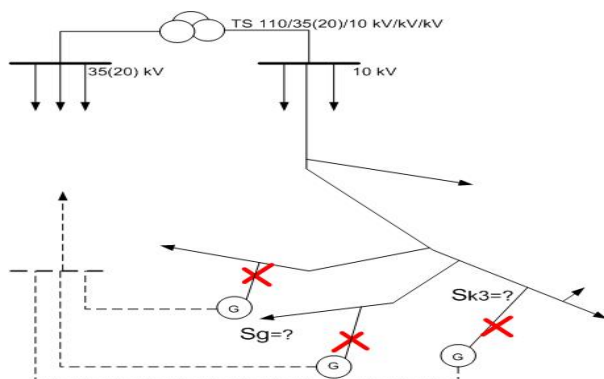
Ovdje je potrebno naglasiti da je često zbog nedostataka podataka dosta otežana izrada ovih elaborata, a opravdana je i zabrinutost inženjera oko tačnosti samih rezultata.

Zbog toga je potrebno jasno definisati potrebne ulazne podatke koje investitori trebaju dostaviti prije izrada analiza, a isto tako i ažurirati i modernizirati postojeće baze tehničkih podataka o distributivnim mrežama.

Broj i snaga generatora: Gotovo da je pravilo da se na određenom području (slivu) raspisuju koncesije za više elektrana čije snage (često i snaga jedne elektrane) ne samo da su dosta veće od ukupne snage lokalne potrošnje SN odvoda na koji bi se priključile, nego i cijelog konzuma transformatorske stanice 110/x kV ili 35/x kV na koje se priključuju.

S druge strane, imamo dosta negativne primjere sa aspekta pogona i gubitaka za mHE relativno 'većih' snaga koje su privremeno priključene na 10 kV vodove. Iz tih razloga sa dosta opreza se ulazi u elaborate priključenja, koje obično imaju za rezultat nemogućnost priključenja mHE na postojeće vodove i potrebu za izgradnjom potpuno nove 35, 20 ili 10 kV infrastrukture.

Na slici 2 prikazana je uobičajena problematika broja i snaga generatora koje treba priključiti na distributivnu mrežu.



Slika 2. Uobičajena lokacija mHE u odnosu na distributivnu mrežu

Pune linije predstavljaju postojeće distributivne SN vodove (uglavnom dosta malih presjeka vodiča), te na njih nije moguće priključiti mHE 'relativno' većih snaga. Isprekidane linije predstavljaju nove 10, 20 ili 35 kV priključne vodove na koje je potrebno priključiti ove mHE.

Trajno dozvoljene struje za npr. 10 kV vodove su:

- Al-Fe 25/4 mm² je 125 A
- Al-Fe 35/6 mm² je 145 A
- Al-Fe 50/8 mm² je 170 A
- Al-Fe 70/12 mm² je 290 A
- Al-Fe 95/15 mm² je 350 A

te se na ove vrijednosti podešavaju zaštite. Posmatrajući u kontekstu snaga i broja generatora, očito je da ovi presjeci ne mogu zadovoljiti naprijed navedene tehničke aspekte. Lokacija ovih generatora je obično u ruralnim područjima, bez značajnijeg konzuma i vodova dovoljnih kapaciteta da bi one bile priključene. Tako je npr. na području Gornjeg Vakufa na kraju 10 kV voda privremeno priključeno tri mHE, što je za posljedicu imalo česte ispade i izgaranje strujnih mostova u dva navrata.

Dozvoljene snage male hidroelektrane definisana sa (1) garantuje da pri prelaznim procesima (uključenja/isključenja mHE) promjena napona na mjestu priključenja na mrežu neće prekoračiti vrijednosti od **2%**. Kriterij dozvoljene snage koji koriste neke od Elektroprivreda iz regiona je zadovoljen ako je ispunjen uslov da je:

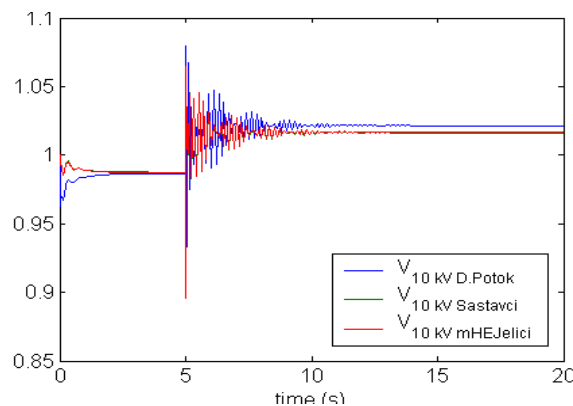
$$S_g \leq \frac{S_{ks}}{50 \cdot k}, \quad (1)$$

gdje je:

S_g – najveća vrijednost jedinične snage generatora u mHE ili ukupna snaga više generatora ako se jednovremeno priključuju na mrežu,

S_{ks} – snaga trofaznog kratkog spoja na mjestu priključenja, $k=I_p/I_n$ – količnik struje uključenja i nominalne struje

generatora ($k=1$ za sinhronne generatore i invertore, $k=2$ za asinhronne generatore i $k=8$ za slučaj da nije poznata I_p).



Slika 3. Simulacija upuštanja mHE na području G. Vakufa

Analizirajući naprijed navedeni kriterij (koji nije definisan TP JP EP BiH) on jasno daje vrijednost snage generatorske jedinice koja može biti priključena na određeni dio distributivne mreže. Međutim, obzirom da je praksa da se prvo definišu snage generatora (na osnovu hidroloških studija), zatim izdaju koncesije, pa tek onda rade elaborati priključenja mHE na distributivnu mrežu, ovaj kriterij može biti samo kontrolni mehanizam pri definisanju uslova priključenja. Na slici 2 prikazana je uobičajena situacija kojom dodijeljenim koncesijama definisane snage generatora ne mogu biti priključene na lokalnu distributivnu SN mrežu prije svega radi naponskog nivoa (10 kV), velikih udaljenosti i malih presjeka vodiča (što potvrđuje i ovaj kriterij). Isto potvrđuje i slika 3 koja prikazuje promjene napona pri upuštanju mHE. U mnogim elektroprivredama postoji ograničenje osciliranja napona pri upuštanju generatora (npr. u Austriji ono iznosi max 2% za SN mrežu). Kao što se vidi sa dijagrama, za ove uslove priključenja (privremeno priključenje u G. Vakufu) ono u velikoj mjeri prelazi vrijednost od 2%.

Ovakve situacije su slučaj na skoro svim područjima na kojima su raspisane koncesije (Konjic, Fojnica, G. Vakuf, Goražde, Zavidovići), te se kao rješenja priključenja nameću izgradnja posebne 35 kV ili 20 (10) kV priključne infrastrukture.

Kvalitet: Operator distribucije je odgovoran za siguran pogon mreže, uključujući između ostalog upravljanje naponima i reaktivnim snagama kao osnovnu zadaću. Promjene tokova snaga praćene su promjenama napona i gubicima u mreži. Kao što smo više puta isticali, zbog (gotovo u pravilu) dosta male lokalne potrošnje gubici električne energije se uglavnom poslije priključenja mHE povećavaju. Međutim, gubici u mreži nisu predmet

pogonskih ograničenja ali zbog ekonomičnosti potrebno je ih minimizirati i dosta utiču na priključak mHE.

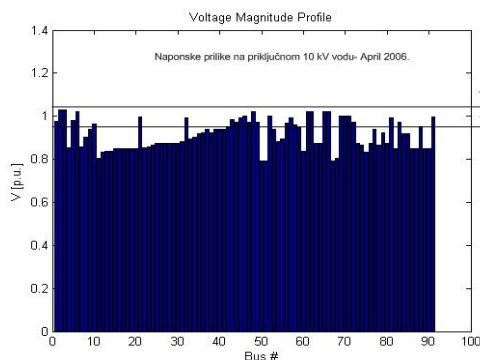
Posebna pažnja mora biti posvećena kvalitetu napona i njegovoj regulaciji. U tom smislu operator distribucije ima punu odgovornost u vođenju i pogonu distributivnog sistema.

Prema važećim Opštim uslovima za isporuku el. energije napon u distributivnoj mreži srednjeg napona može varirati od + 5% do -5%, a u NN mreži od +5 do -10%.

Prema tehničkim preporukama JP EP BiH za priključenje malih hidroelektrana, kod sinhronizacije, napon generatora se ne smije razlikovati od napona na mjestu priključenja za više od 10%. Kod nekih drugih elektroprivreda (na pr. EPS), ova razlika ne smije biti veća od 5%.

U kontekstu naprijed navedenih ograničenja, Operator ima obavezu potpune kontrole svih regulacionih resursa, a između ostalog i definisanje pogona mHE.

Na slici 4 prikazane su naponske prilike na priključnom vodu u Gornjem Vakufu (gdje su na kraju voda priključene tri mHE). Ovo je sigurno jedan ekstreman primjer, i primjer kako ne treba priključivati mHE, a pored toga i potvrda naprijed navedenog kako nije moguće mHE relativno većih snaga priključivati na postojeće vodove.



Slika 4. Naponske prilike na priključnom vodu za mHE G.Vakuf u aprilu 2006. godine

Flikeri i viši harmonici: Flikeri se provjeravaju putem koeficijenta smetnji FS. MHE sa n generatora ukupne instalisane snage $\sum S_n$ može se priključiti na distributivnu mrežu ako je ispunjen uslov $FS \leq 0,1$.

Dozvoljena struja viših harmonika se provjerava izrazom

$$I_{nhdoz} = I_{nhs} \cdot S_{ks}, \quad (2)$$

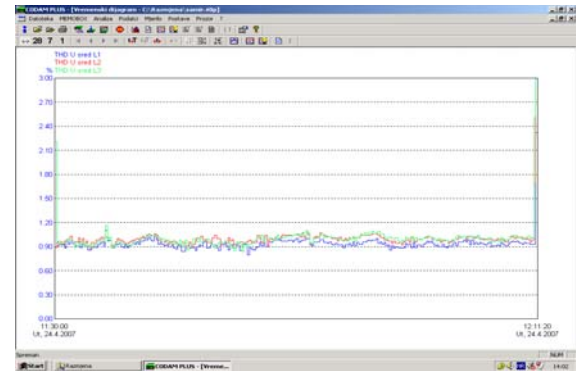
gdje je:

I_{nhdoz} (A)- dozvoljena vrijednost struje višeg harmonika na naponskom nivou generatora,

I_{nhs} (A/MVA)- vrijednost struje višeg harmonika svedena na snagu kratkog spoja na mjestu priključenja na mrežu.

U sljedećoj tabeli dat je sadržaj viših harmonika koji ne smije biti prekoračen:

I_{nhs} (A/MVA)	Redni broj višeg harmonika (n)				
	3.	5.	7.	11.	13.
	1,0	0,7	0,5	0,3	0,3
I_{nhs} (A/MVA)	Redni broj višeg harmonika (n)				
	17.	19.	23.	25.	
	0,3	0,3	0,2	0,2	



Slika 5. THD- mHE Botun Fojnica

Ako struja za neki red n višeg harmonika prelazi dozvoljenu vrijednost, tada se za taj red provjerava i napon višeg harmonika. Dopuslene vrijednosti su za: treći i peti harmonik: $<0,2\%U_n$ i za harmonike višeg reda: $<0,1\%U_n$. Kod mHE sa frekventnim pretvaračima neophodno je provjeriti i uticaj na MTK uređaje.

Na slici 5 prikazane su vrijednosti THD izmjerene na jednoj od mHE (mHE Botun) koje su već u pogonu. Vrijednost viših harmonika napona može se odrediti pojedinačno, njihovim amplitudama (U_n) svedenim na amplitudu osnovnog harmonika U_1 gdje je n redni broj višeg harmonika napona, ili zajednički, npr. pomoću ukupnog sadržaja viših harmonika (THD), koji se

izračunava po jednačini: $THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (U_h)^2}$. Prema

EN 50 160 najviša dozvoljena vrijednost THD je 3%.

Iz rezultata (sve rezultate mjerenja nismo prikazali) vidimo da sa ovog aspekta mHE svojim pogonom ne izlazi iz normama propisanih okvira.

Regulacija pobude/napona: Priključenjem mHE na distributivnu mrežu uobičajeno je da dođe do povećanja vrijednosti napona. Kao što smo naprijed i naveli, upravljanje naponom (preko proizvedene reaktivne snage) zbog toga predstavlja važno pitanje za operatora distributivne mreže. Ti zahtjevi mogu poprimiti različite oblike i mogu varirati, od onih osnovnih, do veoma sofisticiranih. Operator distribucije može zahtijevati da mHE rade sa:

- konstantnom reaktivnom snagom,
- konstantnim faktorom snage ili $\cos\varphi = \text{const}$,
- konstantnim naponom.

U skladu sa energetske analize (koje provode Operatori) Operator ima obavezu da jasno definiše budući pogon mHE u zavisnosti od specifičnosti mreže i rezultata analiza (proračuna).

Moramo naglasiti da mHE u vlasništvu JP EP rade sa konstantnim faktorom snage, dok to nije slučaj sa mHE u vlasništvu trećih lica (Tabela u prilogu).

Tehničke preporuke za priključenje mHE na distributivni sistem nisu jasno definisale način i vrstu regulacije pobude, ali su definisale obavezu rada sinhronog generatora u induktivnom režimu i kontinuiranom isporukom reaktivne snage u mrežu, uvažavajući sva postavljena ograničenja.

Poseban tehnički izazov sigurno predstavlja priključenje više (grupe) distribuiranih generatora na distributivnu mrežu (kao što je naprijed navedeni slučaj u G.Vakufu). Regulacija napona u tom slučaju zahtijeva pažljive analize različitih režima stacionarnog stanja, a posebno koordinacije regulacije pobude. Ovo je gotovo pravilo u JP EP BiH obzirom da su koncesije za više mHE raspisane po slivovima rijeka (na jednom slivu više mHE).

Snaga kratkog spoja i tretman neutralne tačke: ako se zbog priključenja mHE poveća snaga kratkog spoja iznad vrijednosti za koju je oprema dimenzionisana u distributivnoj mreži, potrebno je primijeniti slijedeće mjere:

- ograničiti struje kratkog spoja u mHE;
- prilagoditi rasklopnu opremu prema stvarnim snagama kratkog spoja;
- promijeniti mjesto priključenja mHE ili izmijeniti parametre priključnog voda itd.

S druge strane, izgradnjom novih priključnih vodova dolazi do povećanih vrijednosti struja zemljospoja, te zbog važećih tehničkih propisa (za 10 kV dozvoljena struja je 25 A), mora biti obrađena i tematika uzemljenja neutralne tačke a cijeli distributivni sistem treba sa izolovanog preći na režim uzemljenog zvjezdista.

Gubici snage/energije: U dosadašnjem iskustvu sa priključenjem mHE na području JP EP BiH sve studijske analize koje su urađene za više područja (Konjic, Goražde, Srednja Bosna, Zavidovići) su se susretale sa sličnim tehničkim izazovima/problemima. Oni su uglavnom neminovno povećanje gubitaka električne energije u distributivnoj mreži, obzirom da planirana proizvodnja iz mHE uglavnom u velikoj mjeri prevazilazi lokalne potrebe, te se vrši isporuka energije u prenosnu mrežu.

U tabeli 1 prikazani su rezultati proračuna gubitaka na priključnom vodu za tri mHE na području G.Vakufa u prvih sedam mjeseci prošle godine. U odnosu na proizvodnju mHE vidimo da se gubici kreću i do 30 % od proizvodnje.

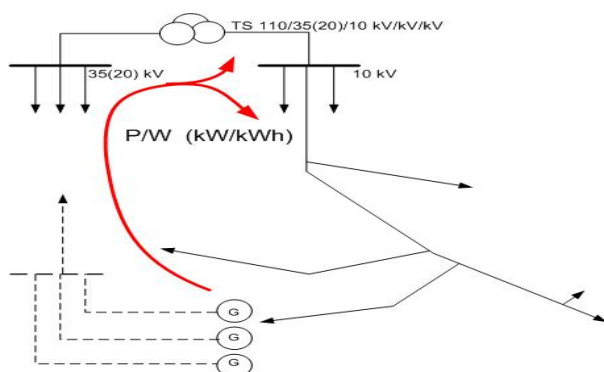
Tabela 1. Gubici el.energije na priključnom vodu mHE u G. Vakufu

2006.	Proizvodnja mHE (kWh)	Gubici (kWh)	%
Januar	384.620	24.694	6.42
Februar	106.640	8.474	7.9
Mart	730.690	61.008	8.34
April	1.885.290	561.384	29.77
Maj	1.717.260	420.360	24.47
Juni	801.870	94.298	11.75
Juli	368.080	25.527	6.935
SUMA	5.994.450	1.195.745	19.94

Naravno, ovdje je prikazan ekstreman primjer privremenog priključenja mHE koji će biti riješen izgradnjom posebne priključene infrastrukture.

Međutim, pošto su distributivni gubici posljedica (između ostalog) tokova snaga, jasno je da režim rada generatora (induktivni ili kapacitivni) znatno utiče na gubitke. Preuzimanje reaktivne snage iz mreže od strane generatora za posljedicu ima povećane distributivne gubitke i dodatno opterećuje vodove.

Generalno, na slici 6 je grafički prikazana naprijed opisana problematika povećanja gubitaka električne energije, obzirom na snage generatorskih jedinica i nemogućnost priključenja na postojeću mrežu, kao i nemogućnost lokalne potrošnje. Kao što smo i naveli, pune linije predstavljaju postojeće distributivne SN vodove (uglavnom dosta malih presjeka vodiča), te na njih nije moguće priključiti mHE 'relativno' većih snaga. Isprekidane linije predstavljaju nove 10, 20 ili 35 kV priključne vodove na koje je potrebno priključiti ove mHE, a samim time i potpuno promijeniti tokove snaga u distributivnom području. Naime, proizvedena električna energija transportuje se (crvena linija) novoizgrađenim priključnim vodovima do transformatorske stanice 110/x kV ili 35/x kV, sa čijih sabirnica se transportuje za potrošače, a višak se isporučuje u prienosnu mrežu. Ovo za posljedicu ima povećanje distributivnih gubitaka za gubitke u novoizgrađenim priključnim vodovima i transformatorima.



Slika 6. Grafički prikaz tokova snaga

Ovdje treba naglasiti da ovakvi uslovi neminovno zahtijevaju velika investiciona ulaganja u izgradnju priključne infrastrukture, što često investitori nemaju u vidu pri uzimanju koncesija.

Mjerenja: Mjerenje električne energije na mjestu primopredaje između Elektroprenosa BiH i JP EP BiH je u 110 kV objektima i kao što smo naveli ona su jednosmjerna. Međutim, iz naprijed navedenih razloga danas ona sa priključenjem mHE se moraju mijenjati i ugrađuju se dvosmjerna mjerenja. Isto tako pri definisanju mjernih mjesta primopredaje između JP EP BiH i vlasnika mHE obavezno se definišu dvosmjerna mjerenja.

Zaštita generatorskih jedinica ne predstavlja ozbiljniji problem, a osnovna funkcija mu je zaštita generatora i rasklopnih uređaja od mogućih havarija i poremećaja u mreži (prekidanje paralelnog rada, brzo razbuđivanje i zaustavljanje). Naponi u stacionarnom stanju moraju se kontrolisati i ne smiju prelaziti vrijednosti koje odredi Operator distribucije. Tehničkim preporukama za priključenje mHE na distributivnu mrežu jasno je precizirana nadnaponska zaštita, koja se obavezno ugrađuje i podešava se na 1,1 Un. Međutim, glavni problem i dalje predstavlja koordinacija zaštita sa postojećim zaštitama u mreži i zahtijeva posebnu pažnju.

4. ZAKLJUČCI

Bosna i Hercegovina sigurno ima velike potencijale za izgradnju malih hidroelektrana i oni trebaju biti iskorišteni. Zakon o električnoj energiji je omogućio privatnom sektoru da krene u investiranje u ovu vrstu izvora električne energije, što je za svaku pohvalu. Međutim, prilikom svih pripremnih aktivnosti na donošenju ovih odluka nije dovoljna pažnja posvećena aspektu priključenja. Pored problematike priključenja istaknute su neke od promjena u distributivnoj mreži na koje treba naći kvalitetne odgovore.

U ovom radu smo pokazali glavne razloge zašto su Operatori primorani sa tehničkog aspekta da investitorima daju relativno skupa rješenja priključenja. Bez obzira na uglavnom iste scenarije priključenja koji podrazumijevaju izgradnju potpuno nove infrastrukture, i dalje zbog 'relativno' velikih generatorskih jedinica i male lokalne potrošnje su takvi tokovi snaga da se u svakom slučaju za lokalne distribucije povećavaju gubici. Naravno, ovo ne smije biti prepreka za daljne investicije u ovu vrstu izvora, ali stručna zajednica mora dati odgovore na neka pitanja koja su tretirana u ovom radu. Pitanje upravljanja ovdje nije analizirano, međutim upravljanje ovim izvorima će sigurno ubrzo zahtijevati adekvatan odgovor. Od Regulatornih tijela se očekuje aktivniji angažman na donošenju regulative koja će tretirati sva otvorena pitanja, a između ostalih i tretiranje gubitaka koji su do sada u JP EP BiH na izrazito pohvalnom nivou od cca 10%.

LITERATURA

- [1.] N.Dizdarević, M.Majstorović, 'Priključenje i stabilnost pogona vjetroelektrana', Energetski Institut Hrvoje Požar, 2005
- [2.] N.Dizdarević, M.Majstorović, S.Žutobradić 'Distribuirana proizvodnja el.energije', Energetski Institut Hrvoje Požar, 2005
- [3.] N.Dizdarević, 'Stabilnost vjetroelektrana- Tehnički izvještaj', Energetski Institut Hrvoje Požar, 2006.
- [4.] S.Tešnjak, 'Vjetroelektrane-predavanja', FER Zagreb, 2006.
- [5.] DISPOWER, 'Dispover grid interconnection of DG in Europe' 2005.
- [6.] Light&Power Co. 'An investigation into the technical design, transient stability studies and modelling issues for land based wf into small island grid', 2006
- [7.] E.Jamak, S.Avdaković, "Uticao malih hidroelektrana na rad distributivnog sistema", CIGRE BiH okrugli sto "Distribuirani izvori električne energije u Bosni i Hercegovini", februar 2007.
- [8.] V.Bošnjak, N.Redžić, "Distribuirana proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini", CIGRE BiH okrugli sto "Distribuirani izvori električne energije u Bosni i Hercegovini", februar 2007.
- [9.] M.Kušljagić, A.Nuhanović, T.Konjić, 'Integracija distribuiranih generatora u distributivnu mrežu', CIGRE BiH okrugli sto "Distribuirani izvori električne energije u Bosni i Hercegovini", februar 2007
- [10.] V. Knazkins, 'Stability of Power Systems with Large Amounts of Distributed Generation', Doctoral Thesis, Stockholm- Sweden, 2004.

Prilog: Zbirni pregled proizvodnje i preuzimanje malih hidroelektrana U 2006.

mHE	Preuzimanje energije iz EES		Isporuka energije u EES	
	Aktivna enegija (kWh)	Reaktivna enegija (kVArh)	Aktivna enegija (kWh)	Reaktivna enegija (kVArh)
<i>a) MHE u vlasništvu JP Elektroprivreda BiH</i>				
1. Modrac	28.395	0	12.861.390	2.023.380
2. Snježnica	4.436	1.246	1.399.443	504.455
3. Krušnica	110	2.216	1.675.200	201.392
4. Bihać	165	0	928.985	302.194
5. Osanica	13.301	0	3.360.015	632.964
6. Bogatići	104.820	43.971	31.770.200	2.176.720
7. Hrid	-	-	-	-
Suma	151.227	47.433	51.995.233	5.841.105
<i>b) MHE u vlasništvu trećih lica</i>				
1. Botun	8.730	44.080	1.813.880	365.470
2. Majdan	1.320	13.600	3.202.480	574.080
3. Jezernica	11.600	114.400	2.454.040	321.560
4. Mujakovići	3.200	69.920	3.070.960	486.120
5. Pogledala	1.600	9.640	474.260	29.040
6. D.Potok	750	637.430	2.166.670	1.190
7. Sastavci	1.350	631.560	1.643.620	260
8. Jelići	740	1.093.640	4.526.260	100
9. Čehići	126	15.178	184.770	71.662
10. Prusac 1	725	323.940	2.734.356	4.140
11. Moščani	5.796	39.132	1.687.644	19.260
Suma	35.937	2.992.520	23.958.940	1.872.882

PREKOSTRUJNA ZAŠTITA ELEKTRODISTRIBUTIVNIH MREŽA SA DISTRIBUIRANIM GENERATORIMA

OVER-CURRENT PROTECTION OF POWER DISTRIBUTION SYSTEMS WITH DISTRIBUTED GENERATION

Dr. Mirza Kušljagić, dipl.ing.el.
Fakultet elektrotehnike Tuzla
Tuzla – Bosna i Hercegovina

Elvisa Bećirović, dipl.ing.el.
JP Elektroprivreda BiH Sarajevo
Sarajevo – Bosna i Hercegovina

Sažetak: Zaštita elektroenergetskih sistema je od vitalnog značaja za osiguranje pouzdane isporuke električne energije. Sistemi zaštite elektrodistributivne mreže projektovani su uvažavajući njenu radijalnu strukturu, odnosno za jednosmjerne tokove struja od napojne transformatorske stanice do mjesta kvara. Priključenje distribuiranih generatora (DG) direktno na distributivnu mrežu uzrokuje da se mjesto kvara napaja iz više izvora, čime se mijenjaju vrijednosti varijabli poremećenog stanja na osnovu kojih je podešena relejna zaštita mreže. U nekim zemljama se uticaj DG na relejnu zaštitu eliminiše zahtjevom da se DG trenutno isključuju pri pojavi kvara. Ukoliko se ovaj zahtjev ne postavlja, neophodno je u analizama uticaja DG na distributivnu mrežu provesti i procjenu njihovog uticaja na djelovanje i selektivnost sistema zaštite.

U ovom radu su predstavljeni neki aspekti uticaja DG na zaštitu distributivne mreže, koji zahtijevaju procjenu uticaja na prekostrujnu zaštitu. U cilju procjene intenziteta uticaja DG na podešenje prekostrujnih zaštita prezentirano je proširenje metoda "apsorpcionog kapaciteta" mreže sa ciljem kvantifikacije ovog uticaja. Konačno, na jednostavnom test primjeru, prikazana je mogućnost korištenja programskog paketa MATLAB-PSAT za simulaciju odziva sistema na pojavu trofaznog kratkog spoja, koji omogućava korištenje modela koji uvažava elektromagnetne prelazne procese u rotoru sinhronog generatora.

Ključne riječi: distribuirani generatori, sistemi zaštite, metod "apsorpcionog kapaciteta"

Abstract: Protection of power systems has a vital role in reliability of electricity supply. Protection of distribution network is designed taking into account its radial topology and unidirectional fault current flows from the transmission supply point to the fault point. Connection of distributed generators (DG) directly to distribution network causes that the fault is supplied from more than one source thus changing values of state variables during the fault, which are the base for network protection setting. In some countries impact of DG on protection relays' settings is eliminated requiring their immediate tripping during all fault conditions. If this requirement is not mandatory analysis of the impact of DG on distribution network should incorporate estimation of their impact on protection relay setting, as well.

Some aspects of the impacts of DG on distribution network protection, namely the ones which require evaluation of over-current protection setting, are presented in this paper. In order to quantify intensity of the impact of DG on over-current protection setting an extension of so called 'hosting capacity' method is described. Finally on a simple test system evaluation of MATLAB-PSAT simulation package as a software tool for simulation of a three phase short circuit in distribution networks with distributed synchronous generators, which includes generator electro-magnetic transients, is demonstrated.

Key words: distributed generator, protection systems, hosting – capacity method

UVOD

Brzi industrijski razvoj, korištenje naprednih tehnologija, urbanizacija i stalni demografski rast spadaju u osnovne razloge povećane potražnje za električnom energijom u svijetu. Posljedica toga je stalna potreba za dodatnom proizvodnjom i novim izvorima električne energije.

Savremeni elektroenergetski sistemi su razvijani tokom proteklih 50 godina. Razvoj je slijedio ideju prema kojoj su veliki središnji generatori, preko transformatora, injektirali električnu energiju u visokonaponsku prenosnu mrežu. Zatim je prenosni sistem korišten za transport energije, često i na velike udaljenosti. Električna energija je iz prenosnog sistema, preko niza distributivnih transformatora, usmjeravana kroz srednjenaponsku (SN) i niskonaponsku (NN) distributivnu mrežu prema potrošačima na nižem naponu. Konvencionalne distributivne mreže su projektovane i vođene tako da su tokovi aktivnih i reaktivnih snaga, zahtijevani od strane potrošača, uvijek usmjereni od viših ka nižim naponskim nivoima pri čemu je korištena mreža radijalne topologije.

Pod uticajem povećanih zahtjeva za zaštitu okoline, samoodrživost nacionalnih energetske sistema i diversifikaciju izvora električne energije, u novije vrijeme je prisutan trend povećanja interesa za proizvodnjom električne energije iz distribuiranih generatora (DG), koji se priključuju direktno na distributivnu mrežu.

Značajna integracija proizvodnih jedinica u distributivnu mrežu pretvara pasivnu distributivnu mrežu, sa jednosmjernim tokovima snaga, u aktivnu distributivnu mrežu, sa višesmjernim tokovima snaga. Priključenje DG zahtijeva rješavanje nastalih tehničkih, ekonomskih i regulatornih pitanja [1], [2].

Trenutno stanje u Bosni i Hercegovini ukazuje na aktuelnost problematike integracije DG, obzirom da je u novije vrijeme intenziviran rad na izgradnji i priključenju distribuiranih izvora, prvenstveno malih hidroelektrana (mHE), uglavnom na električki slabu distributivnu mrežu. Izgradnju značajnog broja distribuiranih izvora finansiraju privatni investitori – "treća lica" u odnosu na elektroprivredna preduzeća (EP) koja upravljaju distributivnom mrežom, što dodatno nameće potrebu brzog rješavanja nastalih tehničkih, ekonomskih i regulatornih pitanja. Prema Tehničkim preporukama JP Elektroprivreda BiH [3] utvrđuju se osnovni uslovi za priključenje i paralelan rad malih elektrana snage do 5 MW. Međutim, dosadašnja iskustva ukazuju na potrebu da se u narednom periodu intenzivira rad na istraživanju i rješavanju svih pitanja vezanih za integraciju distribuiranih izvora u distributivnu mrežu te da se definišu statičke i dinamičke analize uticaja DG, koje treba provoditi prilikom odobravanja priključka DG.

U ovom radu su obrađeni mogući negativni uticaji DG na podešenja prekostrujne zaštite distributivne mreže. Takođe su opisane mogućnosti korištenja programskog paketa MATLAB, odnosno njegovog dodatka PSAT -

Power System Analysis Toolbox, namijenjenog za analizu elektroenergetskih sistema (EES), za simulaciju režima trolnog kratkog spoja distributivnih mreža sa DG. PSAT [4] predstavlja „open-source“ programski dodatak što ga čini posebno pogodnim za edukaciju i istraživanja.

1. POTENCIJALNI PROBLEMI INTEGRACIJE DG ZA ZAŠTITU DISTRIBUTIVNIH MREŽA

Sa aspekta tehničkih uticaja integracije DG najkritičniji je aspekt uticaja na zaštitu, obzirom da pogrešno funkcionisanje iste može uzrokovati ozbiljan rizik za ljude i opremu.

Primarni cilj sistema zaštite je da osigura pouzdan rad EES-a, obezbjedi sigurnost ljudi, osoblja i opreme. Osim toga, zaštita ima za cilj i da minimizira uticaj neizbježnih kvarova u sistemu. U električnom smislu, opasne situacije koje se mogu desiti su: pojava velikih struja i pojava prenapona.

Sistem zaštite konvencionalnih distributivnih mreža, koje su planirane i projektovane za jednosmjerne tokove snaga i struja u stacionarnim i poremećenim režimima, projektovan je u skladu sa osnovnim postavkama mreža takve strukture. Integracijom distribuiranih izvora u distributivnim mrežama se javljaju dvosmjerni tokovi snaga i struja za koje konvencionalni sistemi zaštite mogu biti neadekvatni [5]. Najčešći problemi koji se mogu javiti u distributivnim mrežama sa DG su sljedeći:

- Zatajivanje zaštita
- Nepotrebno isključenje odvoda
- Pojava neželjenog ostrvskog rada
- Nesinhronizirano ponovno uključenje

Intenzitet uticaja DG na sistem zaštite ovisi o karakteristikama mreže kao i o snazi, karakteristikama i mjestu priključenja distribuiranih generatora.

2.1. Principi projektovanja i podešenja zaštita

Projektovanje i podešenje zaštitnih releja se vrši na osnovu poznatih principa:

Selektivnost

Sistem zaštite trebao isključiti samo dio sistema u kome se desio kvar, kako bi se minimizirale posljedice kvarova (propagacija kvara).

Redundancija

Sistem zaštite mora uvažiti redundantnu funkciju releja kako bi se poboljšala pouzdanost. Redundantne funkcije su planirane i posmatraju se kao ravnopravne zaštite. Pored toga, kod redundantnog spoja koristi se kombinovanje različitih principa zaštite, npr. kombinacijom distantne i diferencijalne zaštite za prenosne vodove.

Stepenovanje

U cilju postizanja selektivnosti i rezervnog šticeanja, karakteristike releja su stepenovane. Ova mjera pomaže u postizanju velike rezerve obzirom da selektivnost nije zadržana.

Sigurnost

Sigurnost sistema relejne zaštite predstavlja sposobnost da se odbace svi događaji u sistemu i tranzijenti koji nisu kvarovi, kako „zdravi“ dijelovi sistema ne bi bili nepotrebno isključeni.

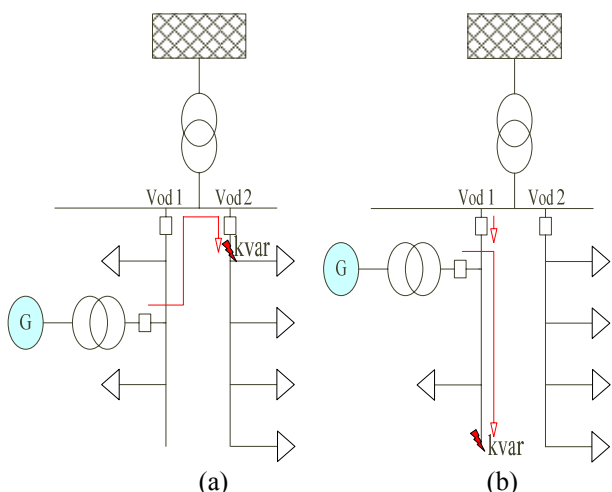
Ovisnost

Ovisnost sistema relejne zaštite je „sposobnost da se detektuju i isključe kvarovi unutar zone „šticeanja“.

2.2. Opis uticaja DG na pogrešno djelovanje prekostrujne zaštite

Na slici 1. su prikazana dva načina pogrešnog djelovanja sistema zaštite:

- Nepotrebno isključivanje komponenti koje nisu u kvaru, tzv. "mal trip".
- Zatajenje isključivanja komponenti koje su u kvaru, tzv. "fail to trip".



Slika 1. Mogući načini pogrešnog djelovanja sistema zaštite:

(a) nepotrebno isključenje; (b) zatajivanje releja

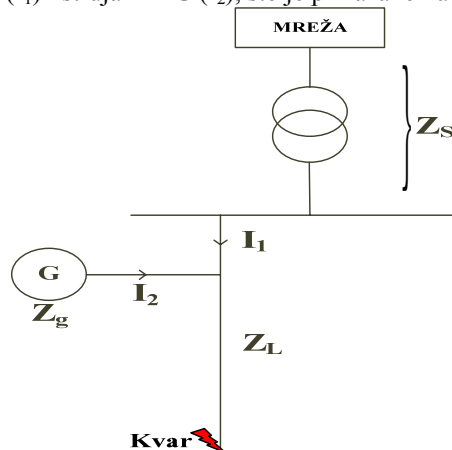
Slučaj nepotrebnog isključivanja komponenti koje nisu u kvaru se može desiti u slučaju da DG napaja mjesto kvara „uzvodno“ od mjesta priključenja DG. Ukoliko struja DG premašuje podešene vrijednosti prekostrujne zaštite odvoda isti može biti nepotrebno isključen.

U slučaju priključenja jednog DG velike instalisane snage u odnosu na snagu mreže ili većeg broja DG manje instalisane snage, struja koju detektuje zaštitni relej na odvodu može se značajno umanjiti, što može dovesti do zatajivanja djelovanja prekostrujnih releja. Ovaj slučaj poznat je kao „smanjenje opsega djelovanja zaštite“.

Slučaj kada dolazi do zatajenja isključenja se dešava kada je kvar „nizvodno“ od mjesta priključenja DG.

Ukoliko je struja koju vidi relej prilikom pojave kvara niža od podešenja prekostrujne zaštite, vod koji je u kvaru neće biti isključen.

U nastavku, na jednostavnom primjeru, kvantifikovan je uticaj DG na djelovanje prekostrujne zaštite. Razmatran je najnepovoljniji slučaj kada je DG priključen na srednjenaponski (SN) vod u blizini primarne transformatorske stanice [6]. U slučaju pojave kvara na kraju voda, na vrijednost struje kvara utiču i struja mreže (I_1) i struja iz DG (I_2), što je prikazano na slici 2.



Slika 2. Prikaz uticaja DG na vrijednost struje kvara

Impedanse koje utiču na vrijednost struje kvara u ovom slučaju su:

Z_s – ekvivalentna impedansa mreže i primarnog transformatora

Z_g – impedansa generatora

Z_L – impedansa voda

Neka struja koju relej vidi prilikom pojave kvara, u slučaju da DG nije priključen na mrežu, ima vrijednost I_{r1} . Odnos između struje I_1 koju relej vidi prilikom pojave kvara u slučaju da je DG priključen na mrežu (Slika 2.) i struje I_{r1} , moguće je približno izraziti sljedećom relacijom:

$$\frac{I_1}{I_{r1}} = \frac{Z_g (Z_s + Z_L)}{Z_s (Z_L + Z_g) + Z_L Z_g} \quad (1)$$

Impedansa generatora se može izraziti koristeći impedansu mreže kao $Z_g = a Z_s$. Analogno tome je modul impedanse voda moguće izraziti relacijom $Z_L = b Z_s$.

Odnos između struja koje relej vidi u slučajevima sa i bez priključenog DG se tada može izraziti kao:

$$\frac{I_1}{I_{r1}} = \frac{a + ab}{a + b + ab} \quad (2)$$

Odnos između struja sa i bez priključenog DG je u slučajevima kada je DG priključen ispod mjernog transformatora zaštite uvijek manji od jedan, što znači da tada prisustvo DG dovodi do smanjenja vrijednosti struje koju vidi relej. Takođe se može zaključiti da se uticaj DG povećava sa povećanjem kapaciteta DG, odnosno veća instalisana snaga dovodi do smanjenja odnosa struja I_1 i I_{r1} . Pored toga, povećanje udaljenosti mjesta kvara od mjesta priključenja DG dovodi do

povećanja uticaja DG, obzirom da se povećava vrijednost koeficijenta b .

U slučaju kvara na početku jednog od susjednih vodova, na kojima nije priključen DG, može doći do nepotrebnog djelovanja releja na vodu na kome je priključen DG, uslijed proticanja struje kvara od DG. Usvajajući gore definisane parametre ovaj slučaj se javlja kada je:

$$a < 1 + b \quad (3)$$

2. PROŠIRENJE METODA ABSORPCIONOG KAPACITETA MREŽE NA PREKOSTRUJNU ZAŠTITU

Metod "absorpcionog kapaciteta" mreže, koristi se u velikom broju zemalja Evrope, u cilju kvantificiranja uticaja distribuiranih generatora na kvalitet napajanja potrošača. Ovaj metod podrazumijeva usporedbu indeksa kvaliteta naponskih prilika sa ciljnim prihvatljivim vrijednostima. U literaturi [7] predloženo je proširenje ovog metoda sa ciljem kvantifikacije uticaja instalisane snage (kapaciteta) DG na prekostrujnu zaštitu. Sa aspekta zaštite distributivnih sistema sa distribuiranim generatorima ovo proširenje se koristi za procjenu potrebe za:

- Promjenama podešenja prekostrujnih releja
- Promjenama vremenske zatezanja djelovanja prekostrujnih releja
- Uvođenjem usmjerenog člana prekostrujne zaštite

U postojećim strukturama distributivne mreže, koje su projektovane bez prisustva distribuiranih generatora, može se javiti potreba za određenim modifikacijama relejne zaštite kada dođe do priključenja DG. U cilju određivanja maksimalnih snaga (kapaciteta) DG koji mogu biti priključeni na distributivnu mrežu bez zahtjeva za modifikacijama, kao i definisanja zahtjevanih modifikacija u sistemu prekostrujne zaštite formulišu se pokazatelji uticaja DG. Ovi pokazatelji su osnova za određivanje tzv. „absorpcionog kapaciteta“ mreže u odnosu na prekostrujnu zaštitu. Indeksi potrebne modifikacije sistema zaštite, prikazani u Tabeli 1, posljedica su načina priključenja DG i strukture distributivne mreže.

Tabela 1. Indeksi modifikacije u metodi "absorpcionog kapaciteta"

Indeks potrebe modifikacije	Opis
M0	Nema potrebe za modifikaciju
M1	Promjene u podešenju releja
M2	Promjene podešenja vremenskog člana
M3	Promjene u strukturi sistema
M4	Uvođenje usmjerenog člana

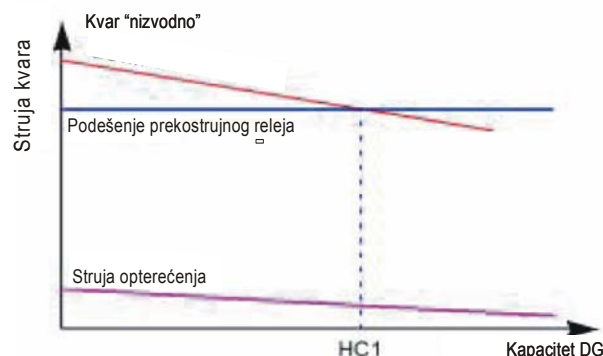
Indeksi modifikacije ukazuju na sljedeće intervencije u sistemu zaštite:

- M1) Nivo priključenja na kojem se javlja potreba za promjenama podešenja vrijednosti struja na jednom od prekostrujnih releja.
- M2) Nivo priključenja na kojem se javlja potreba za promjenom podešenja vremenskog člana za djelovanje prekostrujnih releja
- M3) Nivo priključenja na kojem se javlja potreba za dodavanjem sekcionihih prekidača
- M4) Nivo priključenja na kojem se javlja potreba za zamjenom prekostrujnih releja odgovarajućim elementima sa usmjerenim članom

3.1. Promjene u podešenju releja

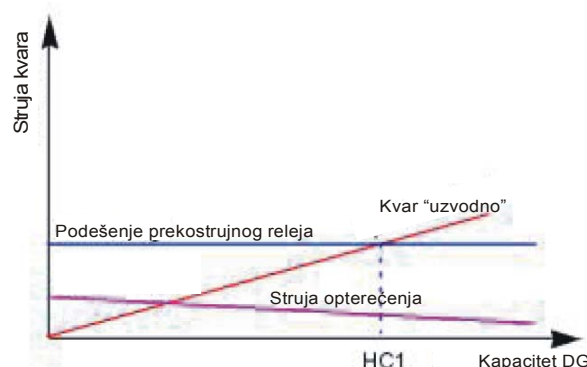
Prisustvo DG dovodi do snižavanja vrijednosti struje koju relej vidi kvara za slučaj „nizvodnog“ mjesta kvara, odnosno do povećanja vrijednosti struje za slučaj „uzvodnog“ mjesta kvara. Na sljedećim slikama su prikazani slučajevi kada su, uz prisustvo DG, izražene potrebe za promjenama podešenja prekostrujnog releja u zavisnosti od postojećeg podešenja.

Na slici 3. je dat shematski prikaz kada je podešenje releja približno najnižoj vrijednosti struje kvara. U tom slučaju, uz prisustvo DG, najveća je vjerovatnoća pojave zatajenja djelovanja releja. (fail-to-trip).



Slika 3. Potreba za promjenom podešenja releja kako bi se izbjegla pojava zatajenja djelovanja (M1)

Na slici 4. je dat shematski prikaz slučaja kada je postojeće podešenje releja približno najvećoj vrijednosti struje opterećenja, što najprije dovodi do pogrešnog djelovanja releja (mal trip).

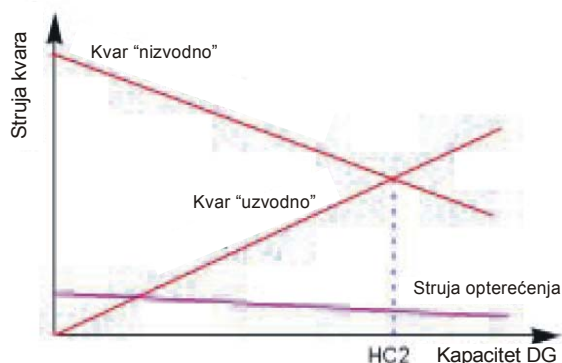


Slika 4. Potreba za promjenom podešenja releja kako bi se izbjegla pojava pogrešnog djelovanja (M1)

U oba gore opisna slučaja promjena podešenja releja je neophodna za slučaj da je kapacitet DG veći od indeksa HC1.

3.2. Promjene podešenja vremenskog člana

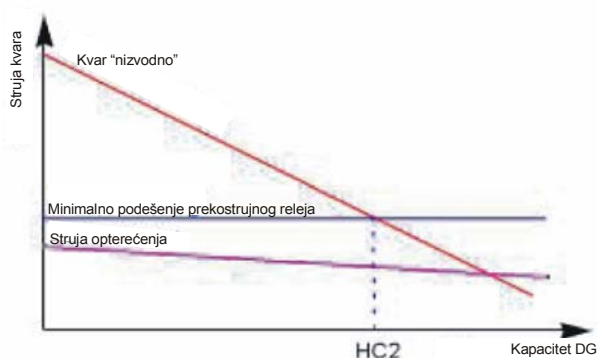
U slučaju da je kapacitet DG veći od indeksa HC2 na slici 5., promjenom podešenja struje djelovanja releja nije moguće riješiti pojavu pogrešnog djelovanja releja. Tada je neophodno izvršiti promjenu podešenja vremenskog člana. Pri tome se ne javljaju novi značajniji troškovi osim troškova koji pokrivaju izradu studije koordinacije zaštite.



Slika 5. Potreba za uvođenjem vremenskog člana (M2)

3.3. Uvođenje novih prekidača

Novi prekidači i osigurači se koriste u slučaju kada je podešenje prekostrujnog releja na vodu približno najvećoj vrijednosti struje opterećenja. Kada je kapacitet DG veći od indeksa HC2 na slici 6., potrebno je izvršiti promjenu strukture mreže, dodavanje sekcionihih prekidača. Ugradnja novih prekidača zahtijeva značajna investiciona ulaganja.



Slika 6. Potreba za ugradnjom novih prekidača (M3)

3.4. Uvođenje usmjerenog člana

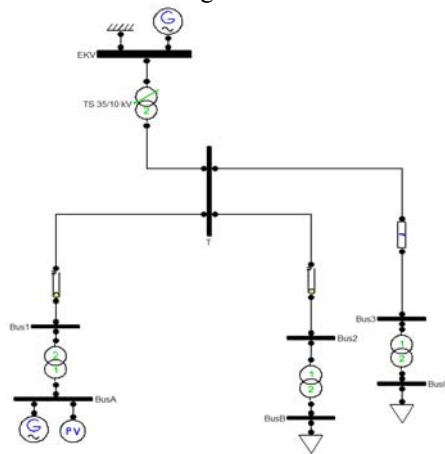
Ukoliko se nepotrebno djelovanje releja ne može riješiti uvođenjem vremenskog člana, potrebno je uvesti usmjereni član. Na taj način se sprječava nepotrebno

djelovanje releja na vodu na kojem je priključen DG u slučaju kvara na susjednom vodu.

3. SIMULACIJA UTICAJA DISTRIBUIRANIH GENERATORA U REŽIMU KRATKOG SPOJA KORIŠTENJEM PROGRAMSKOG PAKETA MATLAB-PSAT

Uobičajeno se za proračune režima kratkih spojeva u distributivnoj mreži koristi program kratkih spojeva (npr. ToksWin). U ovim programima struja kvara generatora je konstantna veličina (za odgovarajuće subtranzijentni, tranzijentni ili ustaljeni režim). Isti pristup je korišten i u gore opisanom metodu absorpcionog kapaciteta mreže. Međutim, za distributivne mreže u kojima su priključeni sinhroni generatori (što je najčešći slučaj kod mHE u BiH), u proračunima selektivnosti zaštita ne može se zanemariti uticaj elektromagnetnih prelaznih procesa u rotoru sinhronih mašina. Uvažavanje prelaznih procesa u rotoru sinhronog generatora zahtijeva korištenje modela generatora koji se obično koriste u simulacijama elektromehaničkih tranzijenata (u programima tranzijentne stabilnosti).

Na jednostavnom test primjeru, prikazanom na slici 7., ilustrovana je mogućnost korištenja programskog paketa MATLAB-PSAT za simulaciju odziva sistema na pojavu trofaznog kratkog spoja, uz korištenje modela generatora koji uvažava elektromagnetne prelazne procese u rotoru sinhronih generatora.



Slika 7. Test primjer distributivne mreže sa DG

U primjeru je korišten model sinhronog generatora VI reda, koji je opisan sljedećim jednačinama (4):

$$\dot{\delta} = \Omega(\omega - 1)$$

$$\dot{\omega} = (P_m - P_e - D(\omega - 1)) / M$$

$$\dot{e}_q' = (-f_s(e_q') - (x_d - x_d' - \frac{T_{d0}'' x_d''}{T_{d0}' x_d'} (x_d - x_d')) i_d + (1 - \frac{T_{AA}}{T_{d0}}) N_f^*) / T_{d0}'$$

$$\dot{e}_d' = (-e_d' + (x_q - x_q' - \frac{T_{q0}'' x_q''}{T_{q0}' x_q'} (x_q - x_q')) i_q) / T_{q0}'$$

$$\dot{e}_q'' = (-e_q'' + e_q' - (x_d - x_d' + \frac{T_{d0}'' x_d''}{T_{d0}' x_d'} (x_d - x_d')) i_d + \frac{T_{AA}}{T_{d0}} N_f^*) / T_{d0}''$$

$$\dot{e}_d'' = (-e_d'' + e_d' + (x_q - x_q' + \frac{T_{q0}'' x_q''}{T_{q0}' x_q'} (x_q - x_q')) i_q) / T_{q0}''$$

Korišteni podaci odgovaraju realnim podacima u distributivnoj mreži JP Elektroprivreda BiH. Izvršena je simulacija trofaznog kratkog spoja na sabirnici B (nastanak kvara u $t=0.5$ s).

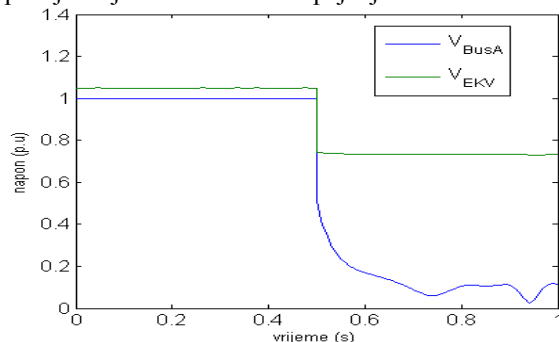
Programski paket MATLAB-PSAT nije namijenjen za analizu režima kratkog spoja, pa se vrijednosti struja u režimu kratkog spoja moraju izračunavati na osnovu rezultata simulacije. U ovom radu primijenjena je sljedeća procedura izračunavanja struja kratkog spoja:

- učitavanje podataka i izbor mjesta kvara
- proračun tokova snaga i simulacija odziva sistema u vremenskom domenu
- izbor varijabli koje će se prikazivati
- prenos i obrada varijabli u drugim editorima (MS Excel)
- izračunavanje vrijednosti struja

U nastavku su predstavljeni neki rezultati izvršenih simulacija. Razmotrena su dva slučaja:

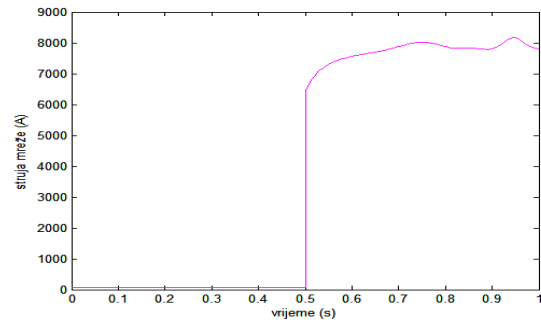
- uvažavanje uticaja dinamike rotora sinhronog DG
- zanemaren uticaj dinamike rotora sinhronog DG

Na slici 8. prikazane su vrijednosti napona na mjestu priključenja DG i na tački napajanja distributivne mreže.

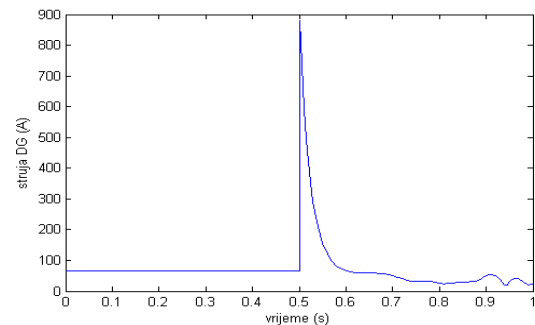


Slika 8. Vrijednosti napona na sabirnici A (mjesto priključenja DG) i sabirnici EKV

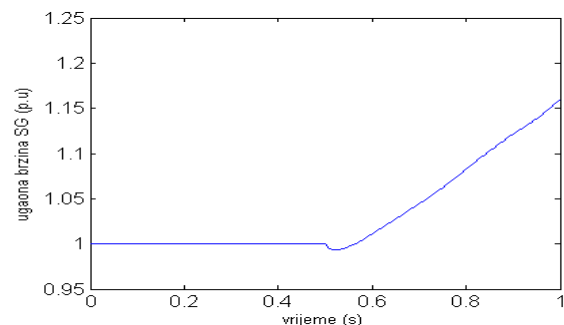
Na sljedećoj slici prikazane su vrijednosti struja mreže i DG, kao i ugaona brzina sinhronog generatora u slučaju da nije zanemaren uticaj dinamike rotora sinhronog generatora.



(a) struja iz mreže



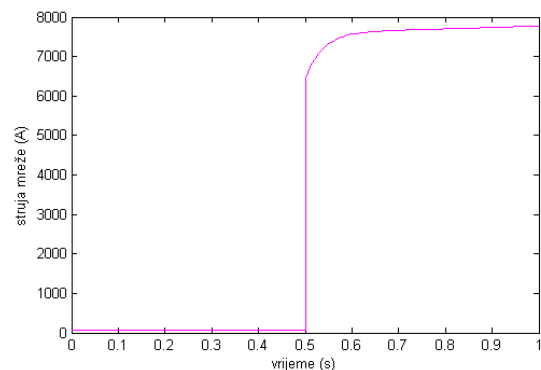
(b) struja iz DG



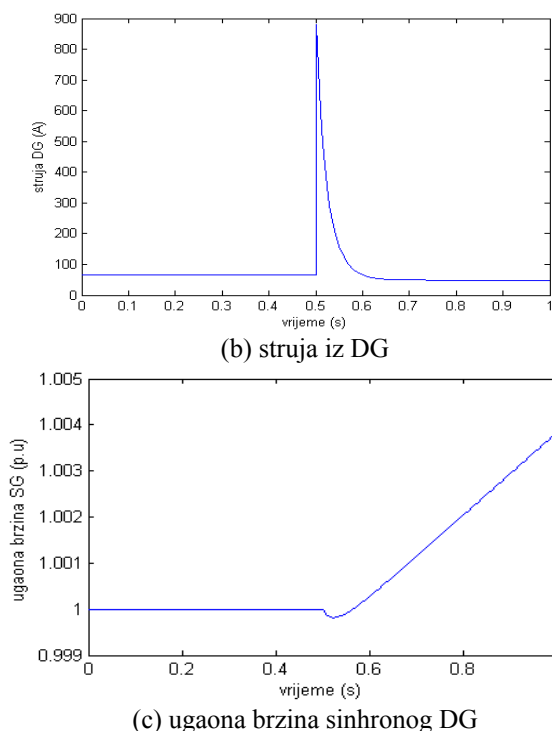
(c) ugaona brzina sinhronog DG

Slika 9. I slučaj: (a) struja iz mreže, (b) struja iz DG, (c) ugaona brzina sinhronog DG

U drugom slučaju sa zanemarenim uticajem dinamike rotora sinhronog DG, vrijednosti struja mreže i DG, kao i ugaona brzina sinhronog DG prikazane su na slici 10.



(a) struja iz mreže



Slika 10. II slučaj: (a) struja iz mreže, (b) struja iz DG, (c) ugaona brzina sinhronog DG

Ilustrovani rezultati simulacija odziva sistema na pojavu trofaznog kratkog spoja ukazuju na potrebu razmatranja uticaja DG na podešavanje prekostrujnih zaštita. Iz prethodnih simulacija uočava se da na vrijednost struje kvara dominantan uticaj imaju elektromagnetni procesi u rotoru sinhronog generatora.

U toku simulacija korištenjem PSAT programa pri različitim lokacijama kvara javio se tokom izvođenja simulacija problem konvergencije metoda rješavanja jednačina tokova snaga u trenutku isključenja kvara, što može predstavljati prepreku u korištenju programskog paketa MATLAB-PSAT za simulaciju odziva sistema na pojavu trofaznog kratkog spoja.

4. ZAKLJUČAK

Pri analizama uticaja priključenja DG na distributivnu mrežu treba obavezno provoditi i analizu režima kratkog spoja i provjeru uticaja DG na postojeći sistem zaštite. U ovom radu je ilustrovan uticaj DG na moguće pogrešno funkcionisanje prekostrujne zaštite. Takođe je pokazano da se za simulaciju odziva mreža sa DG u režimu kratkog spoja može koristiti programski paket MATLAB-PSAT, koji je originalno namijenjen za simulaciju vremenskog odziva u analizi stabilnosti.

LITERATURA

- [1] Jenkins N., Allan R., Crossley P., Kirschen D., Strbac G.: *Embedded Generation*, IEE, 2000.
- [2] Kušljugić M., Nuhanović A., Konjić T.: Tehnički uticaji grupe distribuiranih generatora na elektrodistributivnu mrežu, Okrugli sto BH CIGRE "Distribuirani izvori električne energije u Bosni i Hercegovini", 2007.
- [3] Tehnička preporuka za priključenje malih elektrana na EES JP Elektroprivreda BiH, JP Elektroprivreda BiH, 2001.
- [4] F.Milano: *Documentation for PSAT*, F.Milano, Waterloo, 2006.
- [5] Geidl M.: *Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art*, Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich, 2005.
- [6] Kauhaniemi K., Kumpulainen L., Buchanan P.: *Impact of Distributed Generation on the Protection of Distribution Networks*, Electric energy T&D magazine, 2006.
- [7] Häger M., Sollerkvist F., Bollen M.H.J.: *The impact of distributed energy resources on distribution-system protection*, STRI AB, Ludvika, Sweden, 2005.

TEHNO-EKONOMSKA ANALIZA RADA MALE HIDROELEKTRANE "MODRAC"

TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF SMALL HYDROELECTRIC POWER PLANT "MODRAC"

Dino Bačinović, dipl.el.ing. mr. Izet Džananović, dipl.el.ing. Adamir Jahić, dipl.el.ing.
JP ELEKTROPRIVREDA BIH, Podružnica „Elektrodistribucija“ Tuzla

Tuzla- Bosna i Hercegovina

Sažetak: U ovom radu je izvršena tehno-ekonomska analiza rada MHE Modrac za period od devet godina. Obradeni su razlozi za izgradnju, opisane su određene prednosti i nedostaci kao i način priključenja na elektroenergetski sistem BiH. Posebno je obrađena oprema, sa težištem na tehničke podatke o ugrađenoj turbini i generatoru, te su opisane sve ostale specifičnosti MHE Modrac. Na kraju je izvršena i ekonomska analiza rada MHE Modrac, i to za period od njene izgradnje i puštanja u pogon, odnosno od 11.09.1998. godine pa do 31.12.2006. godine i izvršena komparacija sa planskim parametrima na osnovu kojih je donesena odluka o izgradnji iste. Za ovu analizu su korišteni podaci iz planova proizvodnje električne energije u MHE Modrac, zatim podaci o ostvarenoj proizvodnji, kao i podaci iz pogonskog dnevnika MHE Modrac koji predstavljaju podatke o pogonu MHE i troškovima održavanja i investicionog ulaganja u navedenom periodu. Svi rezultati ove ekonomske analize su grafički prikazani, i na osnovu rezultata je izveden zaključak da su se investiciona ulaganja, koja su uložena u izgradnju MHE Modrac u potpunosti vratila kroz proizvodnju električne energije u ovoj MHE i prije planskog roka. Uzimajući u obzir ekonomske pokazatelje, kao i činjenicu da je proizvedena električna energija u MHE Modrac ekološki čista, odnosno da su proizvedeni tzv. "zeleni" kilovatsati, onda je jasno da je izgradnja MHE Modrac u potpunosti

opravdana gledano sa: tehničke, ekonomske a i ekološke strane.

Ključne riječi: mala hidroelektrana, proizvodnja, tehno-ekonomska analiza, električna energija

Abstract: This paper presents a techno-economic analysis of the small hydroelectric power plant „Modrac“ for a period of nine years. This work explicates the reasons for building, describes some advantages and disadvantages as well as the way of connection on the power system of B&H. Particular attention in this work was reserved on equipment, with a focus on the technical data about the built turbine and generator and also there are described all other specificities of the small hydroelectric power plant „Modrac“. At the end of the work was effected an economic analysis of the work of the small hydroelectric power plant „Modrac“ for the period from 11.09.1998. to 31.12.2006., and a comparison with a plan's parameters, which were central for the decision of building the same. For the analysis were used data from plans of electricity generation in the small hydroelectric power plant „Modrac“, then data about realised electricity generation as well as data from the operating diary of the small hydroelectric power plant „Modrac“, which represent data about operating of this small hydroelectric power plant and costs of maintaining

and data about investment in this period of work of the small hidroelectric power plant. All results of this economic analysis are presented with diagrams, and on the basis of those results we concluded that investment on the small hidroelectric power plant „Modrac“ are repaid before of repayment period. Considering the economic indicators, as well as the fact that generated electrical energy in the small hidroelectric power plant „Modrac“ is ecological, more exactly ,that generated „green“ kWh, then is clear that a building of the small hidroelectric power plant is reasonable overview on technical, economical and ecological sides.

Key words: small hidroelectric power plant, generation, techno-economical analysis, elctrical energy

UVOD

Male hidroelektrane su hidroenergetski sistemi manjih snaga, izgrađeni uglavnom na manjim rijekama, potocima, raznim kanalima pa čak i na sistemima vodosnabdijevanja.

Ukupna instalirana snaga MHE u svijetu danas iznosi oko 50 GW, što je oko 7 % od ukupne instalirane snage svih HE u svijetu. Hidroenergetski potencijal MHE iznosi oko 180 GW, što je opet oko 6 % ukupnog svjetskog potencijala.

Uobičajena je podjela malih hidroelektrana prema:

- Snazi.
- Padu vodotoka (pritisku).
- Načinu iskorištavanja vode.
- Smještaju strojarne.
- Načinu rada.

Prema snazi MHE se mogu podijeliti na:

- Mikrohidroelektrane, snage do 50 kW i specifične cijene između 1250 i 2500 €/kW (granična isplativost).
- Minihidroelektrane, snage od 50 do 500 kW i specifične cijene između 500 i 1250 €/kW (dobra isplativost).
- Male hidroelektrane, snage od 500 do 5000 kW i specifične cijene između 250 i 625 €/kW (visoka isplativost).

Prema padu vodotoka (pritisku), odnosno prema visinskoj razlici između zahvata i ispusta vode MHE se dijele na:

- MHE niskog pritiska, sa padom između 3 (1,5) i 20 m.
- MHE srednjeg pritiska, sa padom između 20 i 100 m.
- MHE visokog pritiska, sa padom većim od 100 m.

Prema načinu iskorištavanja vode male hidroelektrane se dijele na:

- protočne (bez akumulacijskog bazena) MHE,
- akumulacijske (sa prirodnim ili umjetnim akumulacijskim bazenom) MHE.

Prema smještaju strojarne u odnosu na branu MHE se dijele na:

- pribranske,
- derivacijske sa otvorenim dovodnim kanalom,
- derivacijske sa zatvorenim dovodnim kanalom,
- derivacijske sa tlačnim cjevovodom.

Prema načinu rada MHE mogu biti:

- samo u paralelnom radu sa elektroenergetskim sistemom,
- u ostrvskom ili paralelnom radu sa elektroenergetskim sistemom,
- samo u ostrvskom radu.

MHE Modrac je pribranska mala hidroelektrana sa jednim agregatom i širokim dijapazonom regulacije snage. Elektrana je spojena na 6 kV sabirnice postrojenja na koje su priključeni elektromotori snage 250 kW, za pokretanje pumpi, koje snabdijevaju tehnološkom vodom TE Tuzla. Preko transformacije 6/35 kV elektrana je vezana sa moćnim izvorima TE Tuzla i TS 110/x kV Puračić.

MHE Modrac je potpuno automatizirana, sa mogućnošću daljinskog nadzora i vođenja i opremljena je savremenim sistemom zaštite i automatike. Elektrana radi uglavnom paralelno sa EES-om, sa mogućnošću ostrvskog rada. Koncipirana je za rad pri protoku od 4 do 15 m³/s odnosno u dijapazonu snage od 300 kW do 1900 kW. Tokom eksploatacije od 1998. godine uočeni su određeni nedostaci, koji su riješeni ili je rješavanje istih u toku.

1. OSNOVNI DIJELOVI MHE

Osnovni dijelovi MHE su:

- Građevinski dijelovi (brana, zahvat dovodni kanali: derivacijski ili tlačni cjevovodi, strojarica i odvodni kanali).
- Hidrotehnički dijelovi (zapornice, rešetke, predturbinski zatvarači i izlazni dijelovi turbine).
- Elektromašinski dijelovi (turbine, multiplikatori, generatori, transformatori, regulacijski i zaštitni dijelovi, spoj na elektroenergetski sistem).
- Brana: umjetna ili prirodna prepreka
 - Prema izvedbi: čvrsta (beton), pomična (čelična konstrukcija i betonski temelj) ili kombinovana (betonsko tijelo (kruna) i iznad pomični dio).

- Zahvat : bočni i tirolski.
- Derivacijski kanali (otvoreni, zatvoreni i kombinovani) i tlačni cjevovod.
- Strojarnica: smještaj turbine i generatora (15-100 m²).
- Odvodni kanal.
- Zapornice: regulacija protoka
 - Prema namjeni: rasteretne i remontne.
 - Prema izvedbi: drvene (okovana hrastovina, čelične ili kombinovane).
 - Prema konstrukciji: klizne pločaste, segmentne i preljevne.
- Rešetka: zaustavljanje mehaničkih nečistoća: grube i fine.
- Turbinski zatvarači
- Turbina: promjena kinetičke energije strujanja vode u mehaničku energiju vrtnje vratila turbine, odnosno generatora. Koriste se Francisova, Kaplanova, Peltonova, cijevna ili S turbina.
- Multiplikator: broj okretaja vratila turbine povećava na vrijednost potrebnu za pogon vratila generatora.
- Generator: pretvaranje mehaničke energije vrtnje vratila u električnu.
Sinhroni i asinhroni.
- Transformatori: samo kod MHE većih snaga.
- Regulacijski i zaštitni dijelovi: usklađivanje rada MHE sa sistemom
 - Paralelni način rada: Automatska,
 - Ostrvski način rada: Turbinski regulator (osoblje)
 - U većini slučajeva daljinsko upravljanje

2. PRIKLJUČENJE MHE NA ELEKTROENERGETSKI SISTEM

MHE se, zavisno od električne snage, na električnu mrežu priključuju na dva načina:

- MHE nazivne snage do 100 kVA priključuju se direktno na niskonaponsku mrežu, odnosno na poseban izvod iz transformatorske stanice 10(20)/0,4 kV
- MHE nazivne snage od 100 do 5000 kVA priključuju se na srednjenaponsku mrežu 10/20 kV ili posebnim vodom izravno na transformatorske stanice x/10(20) kV

Pojednostavljeni postupak izgradnje MHE

- Ideja o izgradnji.
- Odabir lokacije.
- Izrada studije izvodljivosti.
- Dobijanje prava na raspolaganje zemljištem i vodom.
- Pribavljanje potrebnih saglasnosti, koje su propisane zakonima iz oblasti gradnje.

- Pribavljanje prethodne elektroenergetske saglasnosti.
- Pribavljanje lokacijske dozvole.
- Potpisivanje ugovora o koncesiji.
- Pribavljanje dozvole za gradnju.
- Pribavljanje elektroenergetske saglasnosti za priključenje na EES.
- Potpisivanje ugovora o priključenju.
- Izvođenje građevinskih radova i ugradnja opreme.
- Izvođenje tehničkog pregleda i puštanje u probni rad.
- Pribavljanje upotrebne dozvole.
- Pribavljanje vodoprivredne dozvole i drugih dozvola propisanih zakonima iz oblasti gradnje.
- Puštanje postrojenja u rad.

3. PROCJENA TROŠKOVA IZGRADNJE MHE

Troškovi izgradnje male hidroelektrane dijele se na:

- Troškovi pripremnih i građevinskih radova (40 -70 %)
- Troškovi hidromehaničke opreme (1 – 2 %)
- Troškovi elektromašinske opreme (20 – 40 %)
- Troškovi priključenja na elektroenergetski sistem (<20%)
- Ostali troškovi (administrativni, otkupni, projektni, nadzorni...) (5 – 10 %)

4. MHE MODRAC

MHE Modrac predviđena je za paralelni rad sa elektroenergetskom mrežom JP Elektroprivreda BiH sa opcijom ostrvskog režima rada.

Za potrebe MHE Modrac se koristi voda iz jezera Modrac. Jezero Modrac pravi višelučna armirano-betonska brana Modrac, koja je visoka 33 m i duga u kruni brane 205 m, slika 1. Zapremina akumulacije jezera Modrac je 100 x 106 m³.



Slika 1. MHE Modrac i Brana Modrac

4.1. Osnovni parametri MHE Modrac

Osnovni parametri MHE Modrac su:

- Mala hidroelektrana je akumulaciona, pribranskog tipa
- neto pad: $H_n=14$ m
- instalirani protok: $Q_i=15$ m³/s
- instalirana snaga MHE: $P_i=1825$ kW
- godišnja planirana proizvodnja: $E=9420$ GWh
- broj agregata: 1
- ukupna investicija: 2.041.505 \$
- specifična investicija po kW: 1.118,63 \$
- specifična investicija po kWh: 0,22\$
- proizvodna cijena po kWh: 0,03\$

4.1.1. Osnovni parametri generatora u MHE Modrac

Osnovni parametri generatora, slika 2., u MHE Modrac su:

- proizvođač: AVK, Njemačka, Ingolstadt
- sinhroni generator tip: D 1 G 140H/6
- godina proizvodnje: 1998.
- nazivna snaga: 2400 kVA
- nazivni napon: 6,3 kV
- nazivna struja: 220 A
- sprega: Y
- obim regulacije: $\pm 5\%$ U_n
- $\cos\phi$: 0,8
- nazivna brzina vrtnje: 1000 o/min WVU



Slika 2. Generator

4.1.2. Osnovni parametri turbine u MHE Modrac

Osnovni parametri turbine, slika 3., u MHE Modrac su:

- proizvođač: Kössler, Austrija
- tip turbine: 16,0 SR 6 (Kaplan)
- snaga turbine na osovini: $P=1898$ kW
- brzina vrtnje: $n=312,5/1000$ o/min
- pobježna brzina vrtnje: $n=910/2880$ o/min

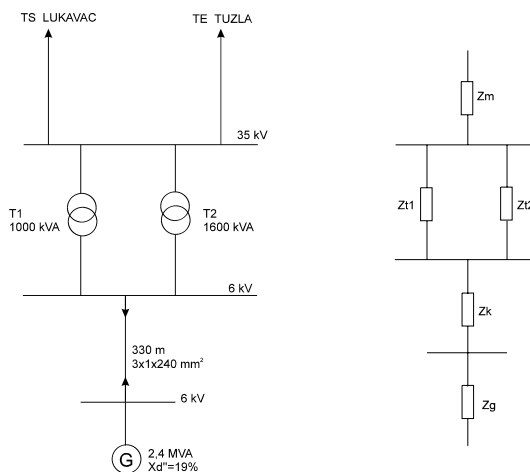
- stepen korisnosti: za protok 15m³/s i neto pad 14m: 100%



Slika 3. Turbina u MHE Modrac

4.2. Priključak MHE Modrac na mrežu

Priključak MHE Modrac na elektroenergetsku mrežu je izveden kablom XHE-49 A 3x(1x240) mm². Tačka priključka je 6 kV postrojenje u TS 35/10/6 kV Modrac, koja je jedna od najsigurnijih tačaka elektrodistributivne mreže na ovom području. Šema priključka MHE Modrac na mrežu je prikazana na slici 4.



Slika 4. Jednopolna šema priključka MHE Modrac na mrežu

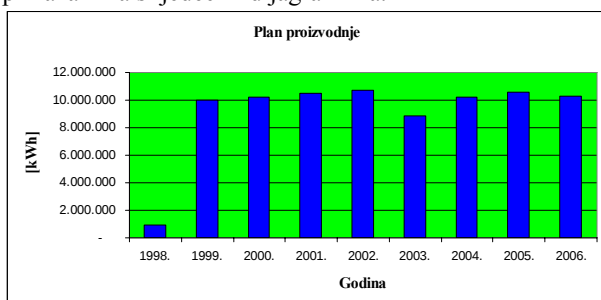
4.3. Proizvodnja i vlastita potrošnja u MHE Modrac

Prvi kWh električne energije iz MHE Modrac su „proizvedeni“ 11.09.1998.godine. Tehno-ekonomsko analizom rada MHE Modrac obuhvatit će se period od puštanja u pogon pa do 31.12.2006. godine.

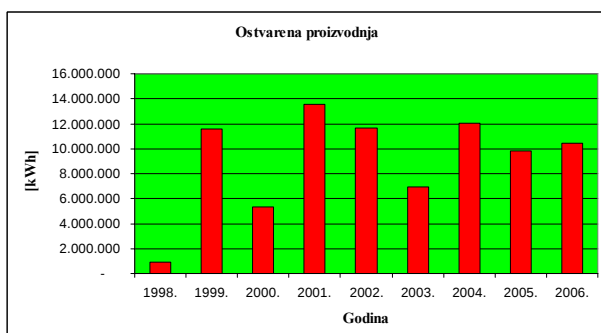
Podaci o proizvodnji MHE Modrac u razmatranom periodu se nalaze u Tabeli "Plan proizvodnje, ostvarena proizvodnja, zastoji, protok vode u periodu 1998.-2006." koja se nalazi u prilogu ovog rada. Iz ove tabele se vidi da je u razmatranom periodu ukupno proizvedeno 82 309 708 kWh, od čega je na vlastitu potrošnju utrošeno 230 229 kWh ili 0,28 % proizvedene električne energije.

4.3.1. Dijagrami proizvodnje, vlastite potrošnje MHE Modrac

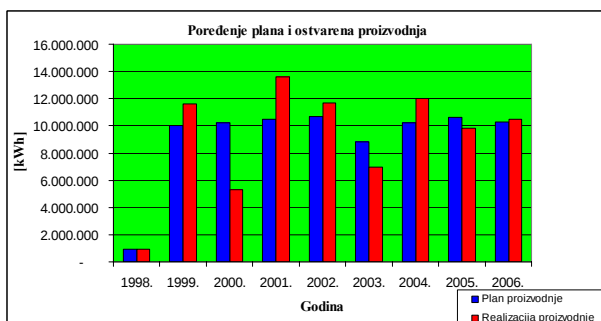
Plan proizvodnje, ostvarena proizvodnja, vlastita potrošnja te proizvodnja na pragu MHE Modrac su prikazani na slijedećim dijagramima.



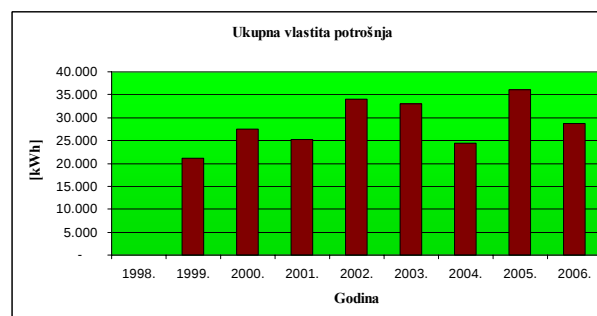
Dijagram 1. Plan ukupne proizvodnje MHE Modrac po godinama



Dijagram 2. Ostvarena ukupna proizvodnja MHE Modrac po godinama

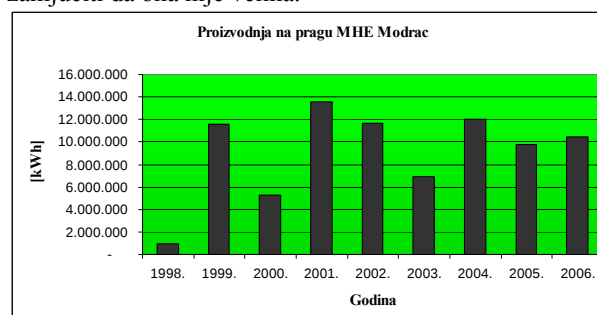


Dijagram 3 Usporedba plana proizvodnje i ostvarene proizvodnje MHE Modrac



Dijagram 4. Ukupna vlastita potrošnja MHE Modrac po godinama

NAPOMENA: Vlastita potrošnja u 1998. godini nije mjerena, ali na bazi pokazatelja iz ostalih godina se može zaključiti da ona nije velika.



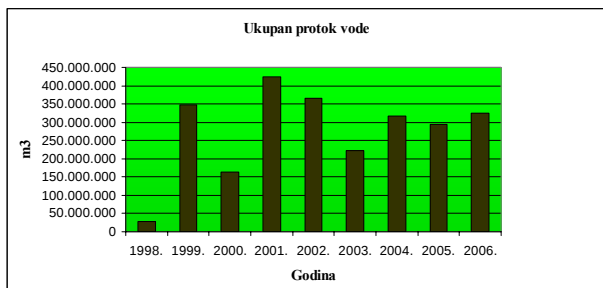
Dijagram 5 Proizvodnja na pragu MHE Modrac po godinama

Sa posljednjeg dijagrama se vidi da je proizvodnja na pragu MHE Modrac jako bliska proizvodnji MHE Modrac, jer vlastita potrošnja predstavlja 0,28 % proizvodnje električne energije.

Plan proizvodnje je praviljen na osnovu raspoloživog vremena rada, dozvoljenih protoka vode u toku godine i nominalne snage MHE Modrac. U godinama sa većom proizvodnjom od planirane bili su povećani dozvoljeni protoci vode radi povoljnije hidrološke situacije. U godinama sa manjom proizvodnjom u MHE Modrac vršena je korekcija dozvoljenih protoka vode na niže, radi nepovoljne hidrološke situacije, pa je evidentno da je 2000., 2001., 2003. i 2006. godine bilo perioda bez proizvodnje zbog drastičnog smanjenja dozvoljenih protoka i ispod 3 m³/s. To je za MHE Modrac minimum za isplativu i sigurnu eksploataciju radi malog koeficijenta iskorištenja agregata i pojave ekstremno velike kavitacije. Manja proizvodnja u 2000., 2005. i 2006. uslijedila je dijelom i zbog stajanja agregata radi neispravnosti hidromehaničke opreme i generatora. U junu 2001. godine bilo je stajanje MHE od 175 sati radi visokog vodostaja kada se morala izvršiti demontaža sve vrijednije opreme iz donje etaže. Nakon toga kriznog perioda i ponovne montaže opreme jedno vrijeme je bila pojačana proizvodnja.

4.4. Protok vode i zastoji MHE Modrac

Proizvodnja MHE Modrac u velikoj mjeri ovisi od protoka vode, odnosno od količine padavina u godini. Na slijedećem dijagramu je prikazan protok vode po godinama.



Dijagram 6 Protok vode po godinama

Što se tiče rada MHE Modrac do sada nije bilo nekih velikih ograničenja s obzirom na količinu vode u akumulaciji, osim u periodima:

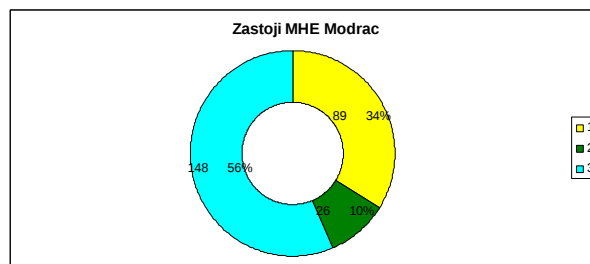
- Od 21.08.2000.god. do 31.12.2000.god. u trajanju od 3.183,88 radnih sati
- Od 01.01.2001.god. do 15.01.2001.god. u trajanju od 521,14 radnih sati
- Od 18.07.2003.god. do 24.10.2003.god. u trajanju od 2347,37 radnih sati
- Od 12.12.2006.god. do 31.12.2006.god. u trajanju od 470,08 radnih sati

U navedenim periodima protok vode je bio manji od 4 m³/s, i nadležna ministarstva su tada zbog suše donijela odluka o smanjenju biološkog minimuma na 2,5 m³/s. Zbog smanjenog protoka ispod 4 m³/s MHE Modrac je u tim periodima morala prestati sa radom što je imalo za posljedicu neproizvedenih cca 7.800.000 kWh električne energije.

Zastoji MHE Modrac su podijeljeni na :

- namjenski zastoji (zastoji uslovljeni zamjenama ulja i masti, raznim ispitivanjima i mjerenjima, remontima i servisima);
- zastoji zbog kvara i
- zastoji zbog ispada iz pogona.

Na dijagramu 7 je prikazano učešće pojedinih zastoja u ukupnom trajanju zastoja.



Dijagram 7 Zastoji MHE Modrac

- 1- Namjenski zastoji (89 zastoja), u ukupnom trajanju od 6 676,12 h.
- 2- Zastoji zbog kvara (26 zastoja), u ukupnom trajanju od 4 920,45 h.
- 3- Zastoja radi ispada iz pogona (148 zastoja), u ukupnom trajanju od 277,16 h.

Zastoji radi nedostatka vode spadaju u namjenske zastoje, uslovljeni su hidrološkom situacijom i diktirani su iz vodoprivrede BiH.

Zastoji radi kvara su nastali radi kvarova na hidro mehaničkoj opremi:

- zaptivaču vratila turbine,
- predturbinskom leptirastom zatvaraču,
- bajpasu,
- sprovodnom aparatu turbine,
- hidrauličnom agregatu,
- multiplikatoru i
- generatoru u MHE Modrac.

Takođe u zastoje radi kvara su ubrojani i zastoji na sistemu brtvljenja-zaptivaču u trajanju od 3.199 sati i zastoji radi rada na rotirajućem hidrauličnom prenosniku pod pritiskom u trajanju od 120 h, kao i radovi na zamjeni bajpasa u trajanju od 60 sati.

Zastoji radi ispada iz pogona su logično uslovljeni stanjem na mreži.

Iz prethodnog se vidi da su najduži zastoji radi planskih namjenskih zastoja, a da su zastoji radi kvarova znatno kraći. Ukupno trajanje svih zastoja je 11 873,73 h što iznosi 16,27 % od ukupno raspoloživog vremena rada MHE Modrac u navedenom periodu razmatranja (razmatrani period od 8 godina i 4 mjeseca, izraženo u satima to je 72 960 h). Ukoliko se uzme da bi u tom periodu MHE Modrac radila sa prosječnom snagom od 1390 kW (srednja vrijednost prosječnih godišnjih snaga za period dosadašnjeg rada MHE, dobijena iz tabele u prilogu), to bi značilo da je na taj način praktično izgubljeno 16 504 484,7 kWh električne energije ili 1 155 313 KM, uzimajući u obzir da je cijena proizvedene električne energije u MHE Modrac 0,07 KM/kWh.

Uzimajući u obzir da je u posmatranom periodu proizvedeno 82 427 318 kWh, vidi se da je dosadašnja ukupna proizvodnja umanjena za 20 % zbog zastoja. Međutim ovo umanjenoje proizvodnje je neizbježno zbog redovnih kontrola i redovnog održavanja postrojenja

(redovna podmazivanja i zamjene dijelova) te zbog nepredvidivih događaja (kvarovi u samom postrojenju ili pak ispadi zbog kvarova u preostalom dijelu elektroenergetске mreže).

4.5. Ekonomska analiza rada MHE Modrac

Kako je već navedeno do sada je u MHE Modrac proizvedeno 82 427 318 kWh, pri čemu na vlastitu potrošnju otpada 230 229 kWh, što znači da dosadašnja proizvodnja na pragu MHE iznosi 82 197 089 kWh. Uzimajući da je cijena proizvedene električne energije u MHE Modrac 0,07 KM/kWh, dobije se da je ostvareni prihod od proizvedene električne energije 5 753 796,23 KM. Cijena električne energije je regulisana Odlukom o Metodologiji utvrđivanja nivoa otkupnih cijena električne energije iz obnovljivih izvora instalirane snage do 5 MW, V broj 293/02 od 28.juna 2002. godine donešene od strane Vlade Federacije BiH i objavljene u "Službenim novinama Federacije BiH" broj 32/02 od 16.07.2002.). U poglavlju 5.1 je već navedeno da je ukupna investicija u MHE Modrac iznosila cca 4 000 000 KM. Uvidom u računovodstvene podatke može se zaključiti da ukupni troškovi MHE u posmatranom periodu iznose oko 500 000 KM (troškovi redovnog i investicionog održavanja). Na osnovu prethodnog se vidi da je povrat uložених investicionih sredstava za izgradnju MHE Modrac ostvaren za cca 5,5 godina, što je u poređenju sa svjetskom praksom veoma zadovoljavajuće. Naime, za povrat investicija uložених u izgradnju malih hidroelektrana se planira period od oko 20 godina. Ovakav brz povrat investicija kod MHE Modrac je rezultat činjenice da nije bilo ulaganja u izgradnju brane za akumulaciju.

Ako se uzmu u obzir zastoji u radu MHE, koji nisu objektivne naravi jasno je da bi ekonomski pokazatelji bili značajno povoljniji.

Brana Modrac je izgrađena 1963 godine. Do 1998. godine kada je počela proizvodnja MHE Modrac proteklo je 36 godina. Ovaj podatak se navodi iz razloga da se može napraviti proračun koja sredstva su izgubljena zbog toga što MHE nije izgrađena zajedno sa izgradnjom akumulacionog jezera. S obzirom da je dosadašnja proizvodnja na pragu MHE iznosila 82 197 089 kWh što godišnje iznosi prosječno 10 274 636 kWh i ako se uzme u obzir da je tekuća cijena proizvedene električne energije u MHE Modrac 0,07 KM/kWh, tada dolazimo do podatka da je do sada „izgubljeno“ cca 25,9 miliona KM. Ovaj podatak je zapanjujući i iz njega se vidi koja su sredstva za ovaj period faktički „propala“.

4.6. Specifična iskustva iz eksploatacije MHE Modrac i načini dodatne optimizacije rada

U toku eksploatacije MHE Modrac naišlo se na niz problema, stečena su određena iskustva a već postoje i prijedlozi za prevazilaženje nedostataka i problema u radu agregata.

U nastavku su navedeni neki od probleme koji su se javili u toku eksploatacije MHE:

- Loš rad odzračnog ventila u ulaznoj građevini. Odzračni ventil je izveden sa plovkom, koji kod zatvaranja naliježe na metalni rub. Vremenom, naročito ako duže vrijeme MHE nije u pogonu, metalni rub korodira. Nakon pokretanja agregata pri punjenju Kaplanove cijevi odzračni ventil otpusti vazdušni mjehur ali ne zatvori upotpunosti, te time ima za posljedicu nizak pritisak u Kaplanovoj cijevi. Minimalni pritisak vode u punoj Kaplanovoj cijevi, potreban za start agregata, mora biti veći od 1 bara. Rješenje ovog problema je nađeno u zamjeni opruge, novom nerđajućom, a zaptivni prsten se s vremena na vrijeme čisti.
- Na sprovednom aparatu turbine s vremenom se javljaju veći raspori između lamela sprovednog aparata radi upadanja otpada iz prljave vode jezera pri zatvaranju sprovednog aparata. Kod ponovnog startovanja agregata, ne može se izvršiti potpuno i dovoljno punjenje Kaplanove cijevi. Nedovoljan pritisak vode u Kaplanovoj cijevi sprečava startovanje agregata. Rješenje ovog problema je da se povremeno vrši čišćenje sprovednog aparata.
- Problem velikog broja ispada agregata s mreže javlja se iz dva razloga:
 1. Česti nestanci napona na mreži na koju je spojen generator. Tada generator pokuša preuzeti sav teret (0,5 MW – motori crpne stanice, 2 MW tereta razvoda 10 kV i vlastitu potrošnju MHE), međutim pošto to prevazilazi maksimalnu snagu agregata dolazi do prorade nadstrujne zaštite i ispada generatorskog prekidača u MHE.
 2. Nestabilnost mreže. U periodima slabog opterećenja mreže (noćni sati) dolazi do povećanja napona na 6 kV sabirnicama, što ima za posljedicu proradu prenaponske zaštite i isključenje generatorskog prekidača u MHE. Karakteristično je i pogonsko stanje kada dođe do prestanka napajanja 35 kV sabirnica u TS 35/10 kV Modrac sa obje vodne ćelije 35 kV. Naime, tada je 10 kV postrojenje napojeno iz relativno slabe 10 kV mreže. To ima za posljedicu snižen napon na 6 kV sabirnicama, a što opet prouzrokuje proradu podnaponske zaštite i isključenje generatorskog prekidača u MHE jer je agregat bio u automatskom režimu rada.

Problem upravljanja bi se trebao riješiti uvođenjem potpuno automatiziranog i daljinskog upravljanja sa kontrolom svih parametara kao i sa video nadzorom. Takođe bi se moglo riješiti i kontinuirano automatizirano podmazivanje svih ležaja u određenom vremenskom periodu. Kontrola bi se svela na povremene obilaske postrojenja i intervencije ukoliko se putem sistema nadzora ustanovi da postoji potreba za kontrolom i obilaskom postrojenja. U sklopu ove problematike svakako treba napomenuti i potrebu za edukacijom većeg broja radnika za rukovanjem nadzorom i upravljanjem MHE.

5. ZAKLJUČAK

Za izgradnju MHE Modrac opredjeljujuća su bila dva razloga. Prvi je iskoristiti energiju vode iz hidroakumulacije Modrac, koja se ispušta u korito rijeke Spreče, kako zbog biloškog minimuma tako i zbog povoljnih hidroloških prilika, kada je pogonom brane uslovljeno ispuštanje vode iz akumulacije, a drugi razlog je da se za TE Tuzla obezbijedi izvor električne energije, koji će omogućiti pokretanje TE u slučaju raspada EES-a. Imajući u vidu činjenicu, da je EES stabilan MHE Modrac uglavnom radi paralelno sa elektroenergetskim sistemom. U cilju ocjene mogućnosti ostrvskog rada izvršene su određene praktične provjere i utvrđeno je da MHE Modrac može obezbijediti napajanje vitalnih pogona u TE Tuzla, neophodnih za pokretanje TE Tuzla, u slučaju nedostatka potpore iz EES-a.

Iz analize, koja je provedena može se zaključiti da je ukupna investicija, koja je uložena u izgradnju MHE Modrac do sada vraćena kroz proizvedenu električnu

energiju. Dakle, svaki slijedeći proizvedeni kWh u MHE Modrac predstavlja profit. Razlog ovako brzog povrata investicije leži i u činjenici da je MHE Modrac izgrađena na već postojećoj brani jezera Modrac, nije bilo ulaganja u izgradnju brane za stvaranje akumulacije.

Važno je naglasiti da MHE Modrac nema dodatnih štetnih uticaja na okolinu, odnosno preko turbine MHE se u korito Spreče ispušta voda, koja je do izgradnje MHE ispuštana kroz zatvarače na temeljnim ispuštima brane.

Također, pogonskim uputstvom brane je utvrđen režim korištenja vode iz hidroakumulacije, tako da izgradnja MHE uopšte ne utiče na snabdijevanje tehnološkom vodom potrošača za čije snabdijevanje je izgrađena akumulacija (TE Tuzla, FC Lukavac, Fabrika sode Lukavac, GIKIL Lukavac, Rudnik soli Tuzla, Grad Tuzla).

Analizirajući sve činjenice, može se reći da je izgradnja MHE Modrac u potpunosti opravdana, gledano sa tehničke, ekonomske i ekološke strane.

LITERATURA

- [1] Tehnička dokumentacija MHE Modrac, "Elektro distribucija" Tuzla
- [2] Dr. Suad Halilčević, „Upravljanje energijom“, Univerzitet u Tuzli-2000.
- [3] Mirsad Donlagić, „Energija i okolina“, Univerzitet u Tuzli-2005
- [4] A.T. Johns, D.F.Warne, "EMBEDDED GENERATION", The Institution of Electrical Engineers, London, United Kingdom
- [5] Stavros Papathanassiou, "Interconnection of DG to the Network, Technical criteria and requirements", National Technical University of Athens

P R I L O G

Tabela 1 “Plan proizvodnje, ostvarena proizvodnja, zastoji, protok vode u periodu 1998.-2006.”

God.	Plan proizvodnje el.energije [kWh]	Proizvodnja	Realizacija proizvodnje [%]	Vlastita potrošnja				Proizvodnja na pragu MHE Modrac [kWh]	Iskoristivost MHE Modrac [%]	Vrijeme rada			Postignuta snaga		
				Vlastita potrošnja iz CS Modrac [kWh]	Vl. potr. iz BTS Modrac [kWh]	Ukupna vlastita potrošnja [kWh]	Učešće vl.potr. u proizvod. [%]			Moguće vrijeme rada [h]	Vrijeme rada u toku mjeseca [h]	Iskorišten je vremen rada [%]	Maksimalna snaga u toku mjeseca [kW]	Prosječna snaga [kW]	Minimalna snaga u toku mjeseca [kW]
1998.	949.708	949.708	100,00%	-	-	-	0,00%	949.708	41,25%	1.212,93	1.212,93	100,00%	1.800	783	424
1999.	10.000.000	11.616.600	116,17%	21.101	-	21.101	0,18%	11.595.499	70,47%	8.760,00	8.669,21	98,96%	1.900	1.340	366
2000.	10.200.000	5.337.587	52,33%	27.555	-	27.555	0,52%	5.310.032	61,59%	8.784,00	4.542,43	51,71%	1.933	1.175	263
2001.	10.500.000	13.585.536	129,39%	25.281	-	25.281	0,19%	13.560.255	87,06%	8.760,00	8.206,46	93,68%	1.996	1.655	301
2002.	10.700.000	11.680.894	109,17%	34.020	-	34.020	0,29%	11.646.874	74,67%	8.760,00	8.217,90	93,81%	1.998	1.421	323
2003.	8.860.000	6.958.607	78,54%	33.020	-	33.020	0,47%	6.925.587	57,16%	8.760,00	6.383,36	72,87%	1.815	1.090	311
2004.	10.200.000	12.013.806	117,78%	22.633	1.803	24.436	0,20%	11.989.370	72,20%	8.784,00	8.748,66	99,60%	1.795	1.373	552
2005.	10.600.000	9.816.980	92,61%	36.000	4	36.004	0,37%	9.780.976	90,52%	8.760,00	5.692,77	64,99%	1.899	1.724	745
2006.	10.300.000	10.467.600	101,63%	28.812	-	28.812	0,28%	10.438.788	70,59%	8.760,00	7.791,40	88,94%	1.990	1.343	257
Σ	82.309.708	82.427.318	100,14%	228.422	1.807	230.229	0,28%	82.197.089	72,83%	71.340,93	59.465,12	83,35%	1.998	1.386	257

Godina	Protok vode kroz turbinu				Zastoji MHE Modrac							
	Ukupni protok u toku perioda [m3]	Ostvareni maksimalni protok [m3/s]	Ostvareni prosječni protok [m3/s]	Ostvaren minim. protok [m3/s]	Broj namjenskih zastoja	Namjenski zastoji [h]	Broj zastoja radi kvara	Zastoji radi kvara [h]	Broj zastoja radi ispada	Zastoji radi ispada [h]	Ukupan broj svih zastoja	Ukupno vrijeme svih zastoja [h]
1998.	28.548.235	15,03	6,54	3,44	-	-	-	-	-	-	-	-
1999.	348.725.093	16,43	11,17	3,06	15	19,20	2	5,33	42	66,26	59	90,79
2000.	164.219.112	16,20	10,04	3,10	11	3.185,16	6	1.035,35	4	21,05	21	4.241,56
2001.	424.695.442	16,20	14,38	3,30	16	531,15	-	-	21	22,40	37	553,55
2002.	366.138.523	16,20	12,38	3,00	15	5,16	3	508,92	20	26,53	38	540,61
2003.	223.701.805	16,50	9,73	3,00	13	2.362,66	-	-	12	13,99	25	2.376,65
2004.	316.129.698	14,26	10,04	3,73	12	13,27	-	-	13	22,07	25	35,34
2005.	292.791.360	16,50	14,29	6,31	4	5,85	12	3.010,15	23	50,63	39	3.066,63
2006.	323.721.630	16,29	11,54	2,86	3	553,67	3	360,70	13	54,23	19	968,60

PROŠIRENJE KOGENERACIJSKOG SUSTAVA NA CPS MOLVE 2 EXTENSION OF THE COGENERATION SYSTEM ON GTP MOLVE 2

Mr. Mario Perić, dipl.ing.el.
Končar – Inženjering za energetiku i transport d.d.

Prof. dr. Drago Ban, dipl. ing.el.
Fakultet elektrotehnike i računarstva

Mijo Sobota, dipl.ing.el.
INA – Industrija nafte d.d.

Krešimir Spiegl, dipl.ing.el.
Končar – Inženjering za energetiku i transport d.d.

Kristina Glavaš, dipl.ing.el.
Končar – Inženjering za energetiku i transport d.d.

Zagreb – Republika Hrvatska

Sažetak: U radu su prezentirane specifičnosti sustava plinskih kogeneracijskih blokova instaliranih u kompleksnom postrojenju centralne plinske stanice CPS Molve. Zbog povećanih potreba za električnom energijom iz vlastitog izvora i mogućnosti plasmana viškova energije u distributivnu mrežu 2006. god. je izgrađen i pušten u pogon novi kogeneracijski blok, oznake TEA-4. Ključne su komponente novog kogeneracijskog postrojenja: plinska turbina Rolls Royce Allison tip KB5 snage 3,8 MW; sinkroni generator Končar 6,25 MVA, 6 kV te dimocijevni parogenerator TPK Oroslavje termičke snage 5,09 MW. U radu je opisana konfiguracija, način rada i upravljanje pogonom TEA 4. Protueksplozijska zaštita novog turboelektričkoga agregata kontejnerske izvedbe je realizirana i ispitana prema ATEX regulativi što je bio zanimljiv tehničko tehnološki izazov za projektante i izvođače radova.

Ključne riječi: kogeneracijsko postrojenje, turboelektrički agregat, sinkroni generator.

Abstract: Specifics of the gas cogeneration systems installed in the gas treatment plan GTP Molve are presented in this paper. Because of the increase of consumption of electricity from its own resources and a possibility of selling surplus into the local electrical network, in the year 2006, the new block designated as TEA-4 was built and commissioned. The main components of the facility are: Rolls Royce Allison gas turbine type KB5 with rated power of 3,8 MW, Koncar

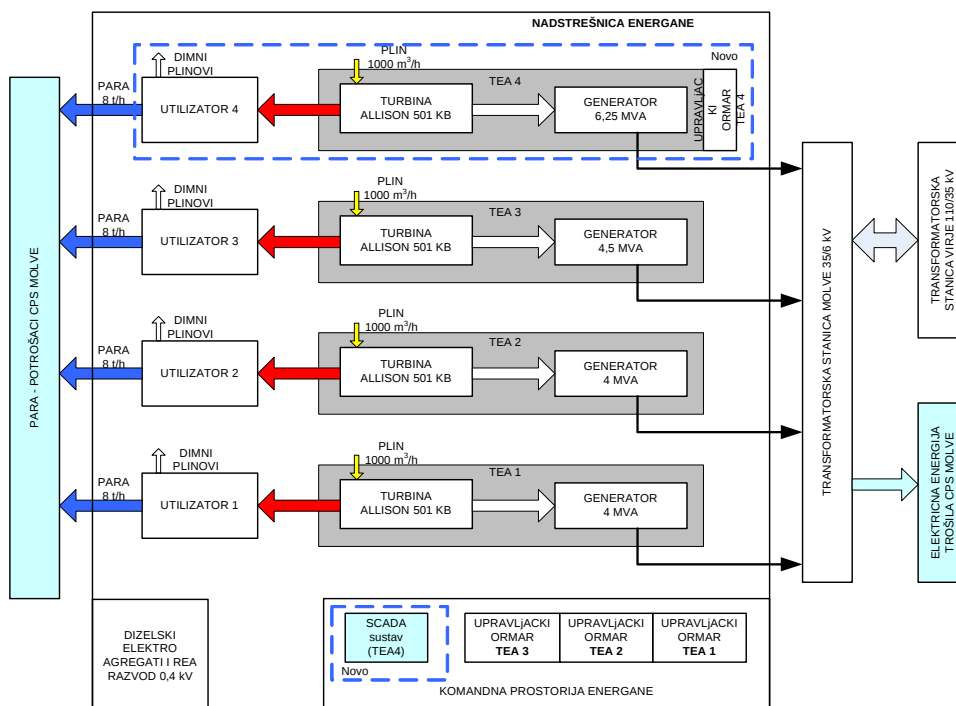
synchronous generator with rated power of 6,25 MVA and a boiler manufactured by TPK Oroslavje whose rated thermal power is 5,09 MW. The Configuration, operation and control of the TEA 4 facility are described. The explosion protection of the new turbo-generator set placed in a container is carried out and tested according to ATEX. This was an interesting technical and technological challenge for designers and constructors.

Key words: cogeneration, turbo-generator set, synchronous generator

UVOD

Centralna plinska stanica Molve (CPS-Molve) je postrojenje za tehnološku obradu prirodnog sirovog plina s bušotina Duboke Podravine, namijenjenog za komercijalnu upotrebu u plinovodnom sustavu Republike Hrvatske. CPS Molve čini 3 postrojenja: CPS Molve I kapaciteta prerade 10^6 m³ plina dnevno, CPS Molve II kapaciteta prerade 3×10^6 m³ plina dnevno i CPS Molve III kapaciteta prerade 5×10^6 m³ plina dnevno.

Procesi prerade plina trebaju kontinuiranu opskrbu električnom energijom i tehnološkom parom. Ispad elektroenergetskog napajanja uzrokuje zaustavljanje cjelokupnog tehnološkog procesa, a kod povratka napajanja su potrebne kompleksne procedure ponovnog



Slika 2 Bloka shema energane CPS Molve

je 6 kV mreža uzemljena preko otpornika od 12Ω u TS 35/6 kV CPS Molve [1]. Na slici 1. je pojednostavljeno prikazan elektroenergetski sustav CPS Molve.

1.2. Energana CPS Molve

Na slici 2 je prikazana blok shema energane, 3 stara turboagregata i jedan novi TEA-4. Pogonsko gorivo turboelektričkih agregata je prirodni distributivni plin donje ogrjevne moći $33,3 \text{ MJ/m}^3$. Pri nazivnim uvjetima rada postojeći turboelektrički agregati (TEA 1, TEA2 i TEA3) troše oko $1000 \text{ m}^3/\text{h}$ pri čemu se pored električne energije proizvodi i tehnološka para. Otpadna toplina ispušnih plinova se iskorištava u utilizatorima gdje se proizvodi industrijska para 12 bar. Maksimalni kapacitet svakog od agregata pare je oko 8 t/h. Proizvodnja pare se nadzire i regulira preko PLC-a smještenim u komandnoj prostoriji dežurnog strojara. Energana CPS Molve osigurava ukupne potrebe za električnom energijom pogona i oko 60% potrebe za procesnom parom.

Rad energane osiguravaju zajednički sustavi rasterećenje plinske rampe i startanja (samo za stare agregate), dovod gorivog plina, odvod procesne pare – parovod i razvoda 0,4 kV vlastite potrošnje s dva „back-up“ dizelska agregata 250 kVA. Upravljanje radom energane obavlja se iz prostorije dežurnog strojara koja se nalazi na lokaciji energane.

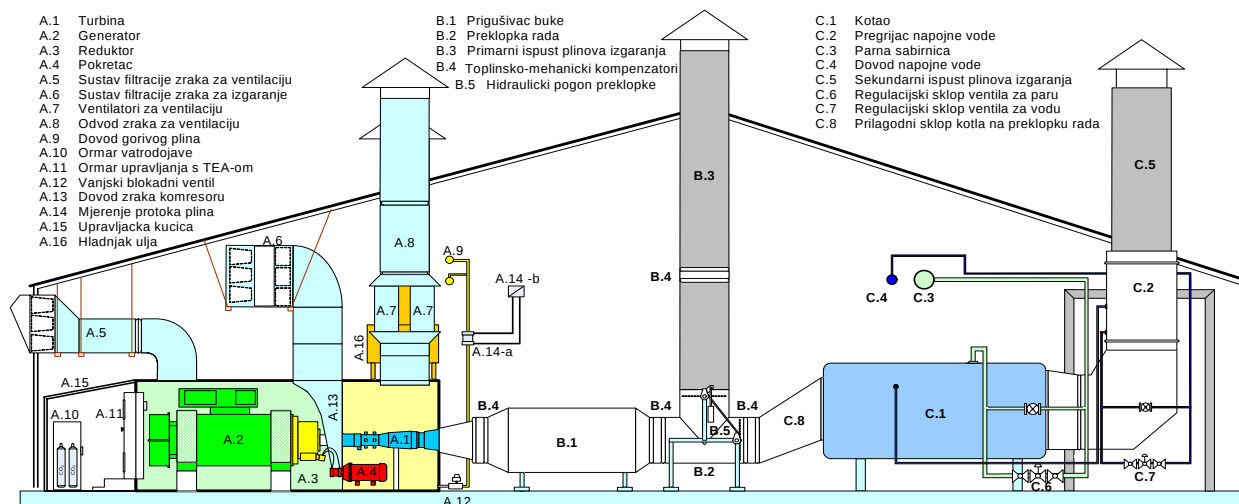
2. STRUKTURA NOVOG KOGENERACIJSKOG BLOKA TEA-4

2.1. Glavne komponente kogeneracijskog sustava

Na slici 3 je prikazana arhitektura novog kogeneracijskog sustava energane CPS Molve s glavnim komponentama; turboelektrički agregat, prigušivač i mimovodna preklopka (bypass) i generator pare. Na istoj su slici popisane i druge sastavnice neophodne za funkcioniranje sustava kao cjeline. Sustavom prigušivača i preklopke rada (bypass) smanjuje se buka agregata na 80 dB i omogućava da se u slučaju kvara toplinskog dijela ispušni plinovi iz turbine usmjeravaju u atmosferu kroz primarni ispuš plinova.

2.1.1. Turbina

Plinska, aeroderativna, turbina Allison 501 KB5, snage 3,84 MW (pri temperaturi okoline od 15°C) čini okosnicu kogeneracijskog sustava. Pri nazivnoj brzini vrtnje od 14571 r/min, kompresor komprimira zrak u omjeru 1 : 9,175 pri nazivnom protoku od $12,75 \text{ m}^3/\text{s}$. Stlačeni zrak ulazi u komoru za izgaranje gdje mu se dovodi gorivi plin ($0,33 \text{ m}^3/\text{s}$). Sagorijevanjem smjese zraka i plina plinovi izgaranja na izlazu iz komore dostižu temperaturu do 1035°C , a na izlazu iz turbine 559°C . Kompresor ima 14 stupnjeva lopatica, dok turbina ima 4 stupnja pri čemu prva dva stupnja osiguravaju energiju kompresoru a druga dva generatoru. Na slici 4 je prikazan presjek plinske turbine Allison Rolce-Royce KB5.



Slika 3 Arhitektura kogeneracijskog postrojenja TEA 4

2.1.2. Generator

Trofazni sinkroni generator SB1250-4 je proizvod tvrtke KONČAR – GIM. Najnovije je konstrukcije tzv. „brushless“ izvedbe s digitalnim regulatorom napona i rotirajućim uzбудnikom, prividne snage 6250 kVA nazivnog napona 6,3 kV, 50 Hz te nazivne struje 573 A. Generator je izveden kao 4-polni turbogenerator za brzinu vrtnju 1500 min^{-1} i za brzinu pobjega 1800 min^{-1} . Uzбудnu struju daje mali trofazni izmjenični generator, invertirane koncepcije smješten na rotoru generatora prema ilustraciji na slici 5. Hlađenje generatora je vlastito, s prigradenim ventilatorom na rotoru. Ležajevi generatora se podmazuju uljem pri čemu se ležaj na pogonskoj strani podmazuje uljem iz zajedničkog sustava agregata a ležaj na suprotnoj strani maznim prstenom. Električna energija iz generatora se odvodi s dva paralelna visokonaponska kabela do postojeće 6 kV trafostanice CPS Molve, gdje se generator sinkronizira na javnu mrežu HEP-a.

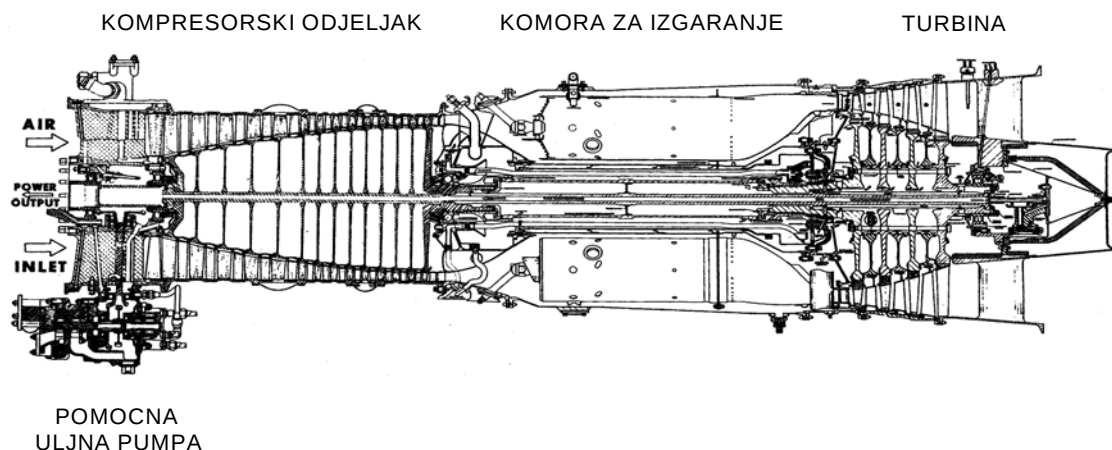
2.1.3. Reduktor

Prijenos mehaničke energije s turbine na generator osigurava planetarni reduktor proizvođača ALLEN GEARS. Nazivni prijenosni omjer je 14571:1500, pri

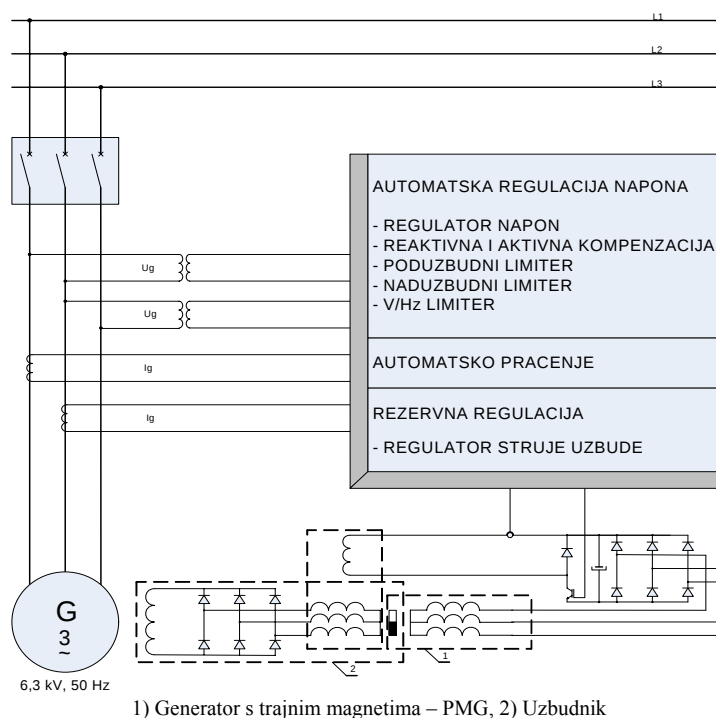
čemu može prenijeti snagu do 6650 kW. Reduktor je prigraden na generator, tako da je spoj na priрубnicu generatora izveden direktno. Na pogonskoj strani reduktora je spojena tzv. PTO osovina kojom se mehanička energija od turbine prijenosi na reduktor. Reduktoru je prigradena glavna uljna pumpa za prisilnu cirkulaciju ulja za podmazivanje. Pored ove pumpe na reduktor je priključen hidraulični pokretač agregata koji je spojkom priključen na hidrauličnu pumpu za pokretanje turbine.

2.1.4. Kotao-utilizator

Napojna voda pri tlaku oko 14 bara i temperaturi 105°C dovodi se u kotao-utilizator iz pripreme vode koja je zajednička za sve kogeneracijske blokove na pogonu CPS Molve. Voda se u pregrijaču najprije zagrijava do temperature oko 160°C a nakon toga se u bubanju dodatno zagrijava do temperature isparavanja koja odgovara tlaku od 12 bara. Tako dobivena para odlazi u glavnu parnu sabirnicu koja se dalje usmjerava prema trošilima. Bubanj promjera 2,8 m i dužine 6,5 m je osnovni dio utilizatora u kojemu se nalaze dimovodne cijevi kao izmjenjivači topline u jednom prolazu. Ogrjevna površina kotla iznosi 637 m^2 .



Slika 4. Presjek plinske turbine



Slika 5 Principna shema sustava uzbude generatora

2.2. Ostali sustavi

2.2.1. Sustav uzbude

Sustav uzbude agregata TEA-4 sadrži sve potrebne uređaje i opremu za automatsku regulaciju napona sinkronog generatora. Regulacijski sustav predstavlja zaokruženu funkcijsku cjelinu realiziranu na platformi Siemens S7-300 PLC-a.

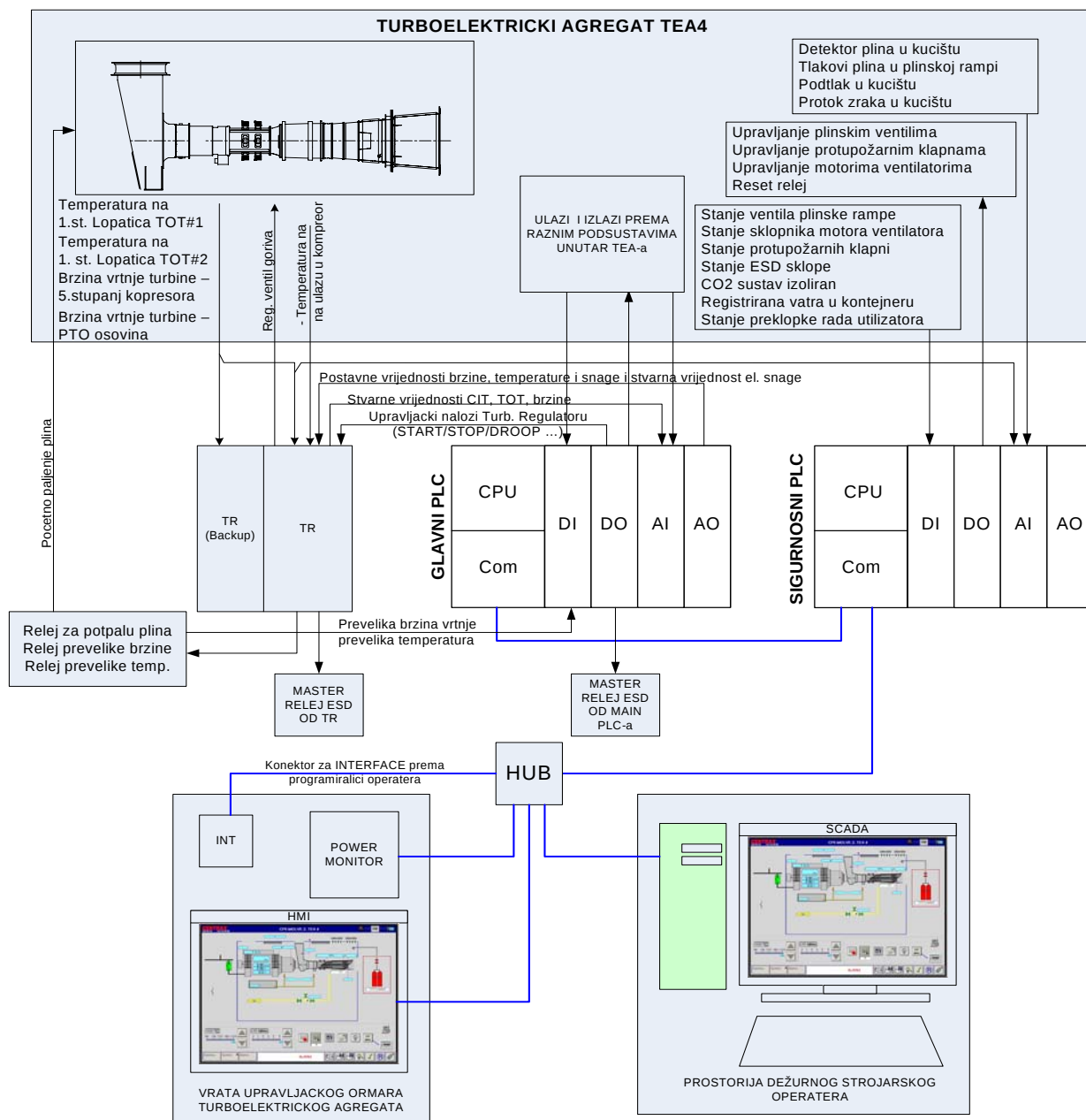
Pripadajući generator ima na osovini prigraden sinkroni uzbuđnik invertirane koncepcije (polovi na statoru, a armatura na rotoru) i rotirajući diodni ispravljač. Uzbudna energija za uzbuđnik se uzima sa stezaljki malog trofaznog generatora s trajnim magnetima (PMG), smještenog na istoj osovini s generatorom. Na slici 5 je prikazan načelna shema uzbuđnog sustava.

Digitalni regulator napona USB 7DT je izveden kao PI regulator s unutrašnjom povratnom vezom po struji uzbude uzbuđnika i P regulatorom struje. Kao opcija može se uključiti regulator jalove snage generatora PI tipa. Tada je prelazak s regulacije po naponu na regulaciju po jalovoj snazi i obrnuto gladak. Uvođenjem trofaznog napona i struja faze L1 i L3 generatora preko analognih ulaza regulatora formira se digitalni signal povratne veze. Na osnovu razlike između referentnog signala i signala povratne veze po naponu i struji generatora, regulator koristeći princip širinsko-impulsne modulacije šalje odgovarajući signal na pogonski sklop izlaznog tranzistora. Izlazni tranzistor radi u režimu sklopke, te omjerom vremena vođenja i blokiranja upravlja uzbudom uzbuđnika, a time indirektno i naponom sinkronog generatora. Željeni iznos nominalnog napona, kao i iznos strujne kompenzacije jednostavno se podešavaju preko upravljačkih tipki.

2.2.2. Nadzorno – upravljački sustav, mjerenje i regulacija u turboelektričkom agregatu

Nadzor i upravljanje turboelektričkim agregatom se ostvaruje programibilnim logičkim kontrolerom (PLC) smještenim u ormaru upravljanja na prednjoj strani kontejnera agregata. Funkcije upravljačko – nadzornog sustava realizirane su u dva međusobno povezana PLC-a: glavni i sigurnosni. Glavni PLC ima zadaću upravljanja i nadzora podsustavima pranje kompresora, podmazivanja, startanja, filtracije zraka itd.... Pored ovog, glavni PLC prikuplja sve veličina stanja generatora i distribuira ih prema turbinskom regulatoru. Glavni PLC osigurava sve potrebne ulaze i izlaze prema turbinskom regulatoru (šalje postavne vrijednosti za turbinsku regulaciju, prima stvarne vrijednosti veličina stanja turbine, šalje stvarne vrijednosti veličina stanja generatora). Glavni PLC je odgovoran za realizaciju niza. Sigurnosni PLC je za razliku od glavnog odgovoran za nadzor i upravljanje sustavom plina, ventilatorima za ventilaciju prostora i protupožarnog sustava. Za razliku od starih TEA, sigurnosni PLC nadzire stanje preklopke rada kako bi mogao inicirati ESD (brzo zaustavljanje turbine) ukoliko nadzorno upravljački sustav utilizatora ne uspije zatvoriti preklopku rada (zaštita od pregrijanja kotla). Dakle sigurnosni PLC nadzire sustava odgovorne za siguran rad turboelektričkog agregata i kogeneracijskog sustava u cijelosti.

Turbinska regulacija u turboelektričkom agregatu se ostvaruje zasebnim digitalnim regulatorom. Turbinski regulator izravno nadzire sve veličine stanja turbine (temperatura na ulazu kompresor CIT, temperaturu na



Slika 6. Principna shema upravljanja agregatom

prvom stupnju lopatica turbine TOT, brzina vrtnje mjerene na 5. stupnju kompresora, brzina vrtnje turbine mjerne na PTO osovini). Pored navedenog, turbinski regulator je odgovoran za provođenje sekvence pokretanja, terećenja, zaustavljanja, propuhivanja turbine, pranja kompresora i dr. S obzirom na veličinu u povratnoj vezi, turbinski regulator ima dva moda rada: regulacija po brzini/snazi i po temperaturi. Kada temperatura na prvom stupnju turbinskih lopatica pređe vrijednost od 1025 °C, regulacija automatski prelazi na regulaciju po temperaturi. Međutim s obzirom na paralelan rad, turbinski regulator može raditi u droop modu (u paraleli s mrežom ili samo s drugim agregatima) ili u Izohronom modu (kada radi na vlastitoj mreži).

Komunikacija čovjek-stroj (HMI) izvedena je lokalno preko operatorskog panela i daljinski preko SCADA sustava smještenog u prostoriji komande energane. Rad HMI se zasniva na nizu operatorskih prikaza (monitora) sustava između kojih : *alarm*, , *općih podataka*, *komunikacijske mreže*, *pranja kompresora*, *generatora*, *mehaničkih veličina*, *goriva*, *filtracije* i *ventilacije*. Sinkronizacija i upravljanje sklopnim aparatima se izvodi iz prostorije glavnog operatera u trafo stanici. Operatorski panel je izveden kao „touch“ panel sa prikazom sustava odakle je moguće imati pregled nad svim trenutnim veličinama stanja sustava (tlakovi, temperature, struje, naponi,...), trend stanja, alarmna stanja i drugo. Operater na panelu može izvršiti pokretanje, zaustavljanje, povećanje i smanjene brzine

vrtnje agregata, aktiviranje pranja agregata itd. Kada se uspostave uvjeti vrtnje u praznom hodu, sinkronizacija se vrši daljinski iz vlastite transformatorske stanice CPS Molve. Na slici 6 je shema upravljanja agregatom. Turboelektrički agregat TEA4 opremljen je najnovijim, numeričkim zaštitama generatora koje su izvedene nezavisno od ostalog sustava. Zaštite su realizirane u dvije fizičke odvojene jedinice; diferencijalna zaštita generatora i digitalni zaštitni relej (povratna snaga, gubitak uzbude, zemljospoj, podfrekvencijska, nadfrekvencijska, podnaponska, prenaponska, prekostrujna i redosljed faza).

2.2.3. Protueksplozijska zaštita kogeneracijskog sustava

Protueksplozijska zaštita kogeneracijskog sustava temeljem klasifikacije ugroženog prostora se temelji na razrjeđivanje potencijalno eksplozivne atmosfere prisilno unutar kontejnera turboelektričkog agregata te prirodnom ventilacijom izvan kontejnera. Novo kogeneracijsko postrojenje smješteno je u prostor koji sam po sebi nije ugrožen eksplozivnom atmosferom od postojećih agregata. Izvan turboelektričkog agregata klasificirana je zona II za prostor oko vanjskog blokadnog ventila (pozicija A.12 Slika 3); oko mjerne linije protoka (pozicija A.14, Slika 3), te oko otvora odvoda zraka za ventilaciju iznad krova (pozicija A.8, Slika 3). Unutar turboelektričkog agregata prostor turbine uključujući i prostor odvoda zraka za ventilaciju su klasificirani su kao ugrožen prostor, zona II i to samo za vrijeme rada agregata. Prije starta odnosno prije uspostave radnih uvjeta ventilacije cijeli prostor se tretira kao siguran. S tim u svezi sva električka i strojarstva oprema u turbinskom okruženju zadovoljava minimalne uvjete za upotrebu u prostoru ugroženom eksplozivnom atmosferom.

3. KOGENERACIJSKI UČINAK TEA 4

Kogeneracijsko postrojenje Molve je, kako je već napisano u uvodnom dijelu, postrojenje prvenstvene namjene osiguravanja pouzdanog besprekidnog izvora električne energije u količinama koje zadovoljavaju sve postojeće i planirane povećane potrebe zaokruženog elektroenergetskog sustava CPS Molve. Da bi sigurnost besprekidne opskrbe električnom energijom bila što veća elektroenergetski sustav Molve je trajno povezan na javnu distributivnu mrežu HEP-a u koju besplatno isporučuje oko 500 kW neophodnih za održavanje stabilne veze. Proizvodnja pare za tehnološke potrebe i popratna grijanja je pri gradnji postrojenja planirana da u što većoj mjeri zadovolji potrebe te lokacije, zajedno s klasičnim kotlovnica. Postrojenje se optimira i vodi prema potrebama za električnom energijom. Premda još nema dovoljno podataka izvesti će se pojednostavljeni proračun energijske iskoristivosti kogeneracijskog bloka TEA 4 koristeći pri tome

terminologiju i izraze iz *Zakona o energiji (NN 68/2001 i 177/2004)* i *Pravilnika (nacrt) o stjecanju povlaštenog proizvođača električne energije (u nastavku Pravilnik)*. Ukupna energijska učinkovitost kogeneracijskog postrojenja je definirana izrazom;

$$\eta_k = \frac{E_k + H_k}{F} = \eta_e + \eta_t, \quad (1)$$

gdje je E_k ukupna godišnja proizvodnja električne energije, H_k ukupna godišnja proizvodnja korisne toplinske energije, F ukupna godišnja potrošnja primarne energije, η_e ukupna godišnja učinkovitost proizvodnje električne i η_t ukupna godišnja učinkovitost proizvodnje električne energije. Sukladno direktivi europske unije EN 2004/8/EC kao i Pravilniku, ušteda primarne energije (UPE) je pokazatelj energetske učinkovitosti kogeneracije, definirana izrazom:

$$UPE = 1 - 1 / \left(\frac{\eta_e}{\eta_{ref,e}} + \frac{\eta_t}{\eta_{ref,t}} \right), \quad (2)$$

gdje su $\eta_{ref,e}$ i $\eta_{ref,t}$ referentne godišnje učinkovitosti proizvodnje električne odnosno toplinske energije. Za potrebe izračuna kogeneracijskog učinka TEA 4 koristit će se referentne vrijednosti iz Pravilnika. Prema tome Pravilniku, referentne vrijednosti učinkovitosti ovise o tipu goriva i vremenu puštanja u pogon postrojenja. S obzirom da je postrojenje pušteno u pogon prije donošenja Pravilnika referentne djelotvornosti iznose:

$$\eta_{ref,e} = 37\% \text{ i } \eta_{ref,t} = 75\% \quad (3)$$

Kogeneracijsko postrojenje TEA 4 je pušteno u rad 05. 02. 2007 u 17:00. Za ilustraciju izračuna uzet je period rada od prva 3 mjeseca (do 03.05.2007). Pregled materijala i energije za evaluaciju kogeneracijskog efekta TEA4 je prikazan u Tablici 1.

Tablica 1 Pregled proizvedene energije i potrošnje radne tvari

Veličina	Oznaka	vrijednost
Proizvedena električna energija	E_u	4174 MWh
Proizvedena zasićena para	m_{para}	12259 t
Potrošena napojna voda (105 °C)	$m_{n.voda}$	13333 t
Potrošen gorivi plin ($H_d=33309 \text{ KJ/m}^3$)	V_{plin}	1733350 m^3
Unutrašnja potrošnja (35 kW x 1929 h)	E_p	67515 kWh

Uzimajući u obzir termodinamička stanja pare na izlazu i napojne vode na ulazu može se izračunati količina korisne topline ispušnih plinova iz turbine:

$$H_k = m_{\text{para}} \cdot i_{\text{para}} - m_{\text{n.voda}} \cdot i_{\text{n.voda}} \quad (4)$$

gdje su i_{para} , $i_{\text{n.voda}}$ specifične entalpije pare i vode. Uzimajući da je radni tlak sustava 12 bara te da je para potpuno zasićena (188 °C) a voda pri tlaku od 14 bara i temperaturi od 105 °C dobiva se $i_{\text{para}}=2783,86$ KJ/kg te da je $i_{\text{voda}}=441,072$ KJ/kg. Energetski ekvivalent potrošenog plina F dobiva se kao umnožak količine utrošenog plina i donje ogrijevanje moći za dotični plin $F=V_{\text{plin}} \cdot 33309$ [MJ]. Dakle vrijedi:

$$\begin{aligned} E_k &= E_u - E_p = 14.783,35 \text{ GJ}; \\ H_k &= 28.200,17 \text{ GJ}; \\ F &= 57,736,16 \text{ GJ} \end{aligned} \quad (5)$$

Konačno se dobivaju djelotvornosti iz (1):

$$\eta_k = 74,45 \%, \quad \eta_e = 25,61 \%, \quad \eta_t = 48,84\% \quad (6)$$

Kada se u izračuna ušteda primarnog energenta UPE iz (2) korištenjem vrijednosti iz Pravilnika [3] navedenih u (3) dobiva se

$$\text{UPE} = 25,55 \% \quad (7)$$

Dobiveni rezultati su informativni jer još nije ostvaren uvjet jednogodišnjeg pogona i jer je agregat u navedenom vremenskom trajanju proizvodio prosječno 2,3 MW što je bilo dovoljno da se pokriju trenutne potrebe postrojenja i što je daleko ispod nazivnih vrijednosti. Stvarne efekte kogeneracije u smislu navedene regulative će se moći računati nakon jednogodišnjeg pogona uzimajući u obzir da će se sustav vođenja sva 4 turboagregata s vremenom optimirati tako da se pored primarne funkcije, zadovoljavanja svih potreba za električnom energijom dobije što više tehnološke pare i topline za popratna grijanja na lokaciji. Detaljno o računanju kogeneracijskih efekata malih postrojenja se može pročitati u [8].

4. ZAKLJUČAK

Razmotrena su specifična pitanja izgradnje plinskog industrijskog kogeneracijskog postrojenja u elektroenergetskom sustavu CPS Molve, uz primjenu najnovijih tehnoloških dostignuća u gradnji, eksploataciji i održavanju plinskih turboagregata.

Novo industrijsko kogeneracijsko postrojenje TEA 4 snage 4 MW ostvareno plinskom turbinom uz korištenje energenta-plina iz vlastite proizvodnje i na mjestu upotrebe može biti najbolje rješenje za postavljene zahtjeve; raspolaganje sigurnim besprekidnim izvorom električne energije za ukupne vlastite potrebe i s mogućnosti plasmana viškova u distribucijsku mrežu.

Postrojenje ispunjava i zakonom predviđene kriterije za stjecanje statusa povlaštenog proizvođača električne energije.

LITERATURA

- [1] D. Ban, I. Pavić, "Optimalizacija i proširenje kogeneracijskog sustava pogona Molve", Studija izvodljivosti, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb, 2004.
- [2] Ž. Bogdan „Direktiva 2004/8/EC o kogeneraciji“, ; *Fakultet strojarstva i brodogradnje.*, Zagreb, 2005.
- [3] grupa autora, Nacrt „Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije“, Zagreb, svibanj 2006
- [4] grupa autora, „Commission decision of EC 2007/74/EC“, ; veljača 2007.
- [5] grupa autora, „CX501-KB5 Operation and Maintenance“, *Centrax UK*, 2006
- [6] grupa autora, „CX501-KB5 Generator sets – Technical Description“, *Centrax Ltd. UK*, 2003.
- [7] Dokumentacija izvedbenog projekta broj 8365-54-06-0006 Uklapanja u postojeći sustava upravljanja i vođenja TEA4, 2006, *Končar – Inženjering za energetiku i transport*
- [8] D. Ban, „Optimalizacija i proširenje kogeneracijskog sustava pogona Molve – Studija izvodljivosti“, *Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb 2004*
- [9] M. Zaglavnik, „Mala kogeneracijska postrojenja danas i sutra“, , RGR 5/2004, Zagreb, 2004, str 131-134.

UTICAJ NERAZVIJENOSTI PRENOSNE MREŽE NA KVALITET ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PODRUČJU ELEKTRODISTRIBUCIJE TUZLA

INFLUENCE OF UNDEVELOPED STATE OF TRANSMISSION NETWORK ON POWER QUALITY IN ELECTRODISTRIBUTION TUZLA AREA

Izet Džananović Sabahudin Salihović Amir Softić Dženana Malkočević
JP EP BiH, Elektrodistribucija Tuzla

Tuzla – Bosna i Hercegovina

Sažetak: Strateška odluka JP Elektroprivreda BiH d.d. Sarajevo o zaustavljanju razvoja 35 kV naponskog nivoa i uvođenje tronaponskog sistema, koja je donesena 1997. godine se najznačajnije odrazila na Elektrodistribuciju Tuzla. Elektrodistribucija Tuzla je do 1992. godine imala vrlo razvijenu 35 kV mrežu, koja je posljedica uticaja nekoliko faktora:

- visoka koncentracija rudničkih i industrijskih kapaciteta,
- uticaj razvijenosti industrijske mreže na elektrifikaciju područja,
- povezanost potrošača 35 kV vodovima sa Termoelektranom Tuzla, kao osnovnim izvorom napajanja,
- značajno investiranje kupaca u izgradnju distributivne mreže, za napajanje električnom energijom vlastitih postrojenja,
- usvojeni koncept za razvoja distributivne mreže.

Realno je očekivati da strateška odluka o zaustavljanju razvoja 35 kV napona bude osnov za izradu strategije razvoja prenosne mreže, u cilju obezbjeđenja napajanja kupaca kvalitetnom električnom energijom. Međutim, do danas na području Elektrodistribucije Tuzla nije izgrađen nijedan prenosni kapacitet u funkciji napajanja distributivne mreže. Poznata je činjenica da je nakon 1995. godine došlo da značajne promjene konfiguracije elektrodistributivne mreže, te do velike migracije stanovništva. Neplanska izgradnja stambenih i poslovnih objekata na područjima, koja nemaju adekvatna energetska rješenja, povećanje broja kupaca na niskonaponskoj mreži (prosječno se godišnje

prikluči oko 2000 novih kupaca), značajno povećanje vršnog opterećenja po kupcu, izgradnja velikog broja malih i srednjih preduzeća, značajno su uticali na kvalitet isporuke električne energije. Kupcima, koji su ranije priklučeni na elektrodistributivnu mrežu, a ni novopriklučenim kupcima se ne može obezbijediti kvalitet električne energije u skladu sa normom EN 50160. Energetske analize, analize zastoja u napajanju električnom energijom (planski i neplanski) ukazuju na neophodnost intenzivne izgradnje nekoliko trafostanica 110/x kV i dalekovoda 110 kV, kako bi se prevazišlo postojeće stanje i stvorile pretpostavke za ispunjenje uslova iz Licence za distribuciju električne energije i međunarodnih standarda i normi, koje definiraju kvalitet električne energije.

Ključne riječi: kvalitet električne energije, mreža, norma

Abstract: The strategic decision to cancel 35 kV voltage level network development and introduce three-voltage level power system, settled in 1997 by JP Elektroprivreda BiH d.d. Sarajevo, mostly affected Elektrodistribucija Tuzla.

Until 1992. Elektrodistribucija Tuzla had expanded 35 kV network, developed under several influence factors:

- Remarkable coal mine and industry capacities concentration;
- Industry power network development impact on the area electrification;

- 35 kV connection between consumers and Termoelektrana Tuzla, main power source in the area;
- Emphatic customer investments in construction of distribution network, in order to get power supply for the industry;
- Established concept for distribution network development.

One can reasonably expect that strategic decision for canceling 35 kV voltage level network development would lead to transmission network development strategy, in order to provide power with adequate quality to the consumers. However, there is no transmission capacities built for supplying distribution network on region covered by Elektrodistribucija Tuzla. On the other hand, there were comprehensive demographic migrations followed by changing of distribution network configuration after 1995. Unplanned housing and business structures in the areas without proper power solutions, increasing number of low voltage consumers (around 2000 new consumers per year), and significant peak load per consumer increasing, building many new small and medium-size companies, considerably affected supplied power quality for the recently connected consumers. Even the previously connected consumers were affected with reduced power quality according to the EN 50160 norm. Power quality and contingency analyses (planned and unplanned) reveal essential need for intensive involving of several new 110/x kV substations and 110 kV transmission lines, in order to solve presented problems and create predispositions for accomplishment of the License for power distribution and international standards and norms that define power quality.

Key words: power quality, network, norm

1. OPŠTE O KVALITETU ELEKTRIČNE ENERGIJE I PARAMETRIMA KVALITETA ELEKTRIČNE ENERGIJE U SKLADU SA NORMOM EN

Iako sam pojam kvaliteta električne energije potiče iz sredine 1980-tih godina, njegov značaj je došao do izražaja u posljednjim decenijama, što je ponajprije posljedica veće osjetljivosti savremene opreme na naponske poremećaje, koja istovremeno postaje i sve češći uzrok poremećaja. Cilj analize kvaliteta električne energije je optimizacija efikasnosti elektroenergetskog sistema uz najmanja moguća ulaganja.

Kao rezultat sistemskog i globalnog pristupa nastalom problemu, 1993. godine je međunarodna organizacija CENELEC (BTTF 68-6) usvojila evropsku normu za mjerenje napona na mjestu predaje potrošačima u javnim distribucijskim niskonaponskim i sredjenaponskim mrežama u normalnim pogonskim uslovima. Iako su zemlje članice komiteta, koji je donio normu, počele sa primjenom 5. jula 1994. godine,

ostalim zemljama je odobren kraj 2003. kao zadnji rok za početak primjene ove norme.

U nastavku su definisani osnovni parametri kvaliteta električne energije, i njihove granične vrijednosti prema normi EN 50160.

Tranzijenti su neželjeni kratkotrajni poremećaji napona napajanja ili struje koji nastaju prilikom prelaska sistema iz jednog u drugo stanje. Ovi poremećaji vrlo kratko traju (kraće od 1 perioda), a električno kolo se brzo vraća u radni režim pri čemu ne dolazi do štete zbog djelovanja tranzijenta. Postoje dvije osnovne kategorije tranzijentnog poremećaja: impulsni i oscilatorni, a tipični uzroci su atmosferska pražnjenja, uključivanje/isključivanje opterećenja, kvar opreme, prespajanje vodova, prespajanje kondenzatorske baterije.

Podnapon (prenapon) je smanjenje (povećanje) efektivne vrijednosti napona ispod 0.9 (iznad 1.1) p.u. duže od 1 min pri nominalnoj frekvenciji. Najčešće se javljaju kao posljedica uključivanja/isključivanja opterećenja, uključivanja/isključivanja kondenzatorskih baterija te regulacije napona.

Propad (Porast) napona definiše se kao smanjenje (povećanje) efektivne vrijednosti napona na vrijednost u intervalu 0.1-0.9 (1.1 – 1.80) p.u., trajanja od 0.5 perioda do 1 min, pri nominalnoj frekvenciji.

Kratkotrajni prekid podrazumijeva redukciju napona napajanja ispod 0.1 p.u. za vrijeme koje nije duže od 1 min. Obično su uzrokovani kvarovima i ispadima opreme, te kvarom na zaštitnoj opremi.

Ispadi se definiraju kao prekidi, koji traju duže od jedne minute.

Tabela 1 – Vrijednosti parametara kvaliteta prema normi EN 50160

Parametar	Granične vrijednosti	Interval mjerenja	Period posmatranja	Procenat prihvatanja
Napon	230 V $\pm$ 10 %	10 min	7 dana	95 %
Propadi napona (< 1 min)	10 – 1000 puta godišnje, < 85% Un	10 ms	1 godina	100%
Kratki prekidi (< 3 min)	10 – 100 puta godišnje, < 1% Un	10 ms	1 godina	100%
Prekidi (> 3 min)	10 – 50 puta godišnje	10 ms	1 godina	100%
Povremeni prenaponi	U < 1.5 kV	10 ms	-	100%
Tranzijentni prenaponi	U < 6 kV	-	-	100%
Viši harmonici	THD < 8 %	10 min	7 dana	95 %
Frekvencija	49.5 – 50.5 Hz 47 – 52 Hz	10 s	7 dana	95 % 100%

Sa stanovišta kvaliteta električne energije, pojam *harmonika* se analizira u kontekstu periodičnog oblika napona i struje, obzirom da komponente energetskog sistema, kao i potrošači koji se priključuju na njega, podrazumijevaju sinusne oblike napona i struje, pa svaka pojava viših harmonika donosi negativne efekte.

Među najvažnijim su: rezonancija, dodatni gubici u električnim mašinama, uticaji na kondenzatorske baterije, elemente zaštite i tačnost pokazivanja standardnih mjernih instrumenata, te pojava interferencije sa telekomunikacijskim signalima.

Faktori, kojima se vrednuje uticaj viših harmonika, su ukupna i individualna harmonijska distorzija napona ili struje.

Individualna harmonijska distorzija (HDn) izražava se u procentima, a predstavlja odnos efektivnih vrijednosti n-tog i osnovnog harmonika, pri čemu se sa „n“ označava red harmonika.

$$\text{HDU}_n = (U_n / U_1) \cdot 100(\%) \quad (1)$$

$$\text{HDI}_n = (I_n / I_1) \cdot 100(\%) \quad (2)$$

Kvadratni korijen odnosa sume kvadrata efektivnih vrijednosti pojedinačnih harmonijskih komponenti i efektivne vrijednosti osnovnog harmonika poznat je pod nazivom *ukupna harmonijska distorzija* (THD):

$$\text{THDI} = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2 / I_1^2} \cdot 100(\%) \quad (3)$$

$$\text{THDU} = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} U_n^2 / U_1^2} \cdot 100(\%) \quad (4)$$

Vrijednosti, za koje se uobičajeno smatra da omogućavaju kvalitetan rad opreme, su $\text{THDU} = 5-8\%$ i $\text{THDI} = 5-8\%$ u zavisnosti od snage kratkog spoja mreže i snage samog potrošača.

Ukupna harmonijska distorzija (THD) se definiše kao kvadratni korijen odnosa sume kvadrata efektivnih vrijednosti pojedinačnih harmonijskih komponenti i efektivne vrijednosti osnovnog harmonika.

Ukupna angažovana distorzija (TDD) definisana je kao odnos kvadratnog korijena sume kvadrata efektivnih vrijednosti pojedinačnih harmonijskih komponenti i maksimalne vrijednosti osnovnog harmonika struje, koju potrošač uzima iz mreže u 15-min vremenskom intervalu (I_L).

$$\text{TDDI} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_L} \cdot 100(\%) \quad (5)$$

U literaturi se faktor snage definiše kao odnos aktivne i prividne snage,

$$\lambda = \frac{P}{S} = \frac{I_1 \cos \phi_1}{I} \quad (6)$$

gdje je I efektivna vrijednost struje, I_1 osnovni harmonik struje, a ϕ_1 je ugao pomaka osnovnog harmonika struje i napona. Samo kod sinusnih talasnih oblika faktor snage i $\cos \phi$ su jednaki.

U električnim kolima, kod kojih talasni oblik napona i struje sadrži i više harmonike, uobičajena predstava faktora snage kao $\cos \phi$ nije tačna. Na bazi osnovne definicije faktor snage se u tu svrhu može računati i složenijim izrazom:

$$\lambda = \frac{P}{S} = \frac{\sum_{h=1}^{\infty} U_h I_h \cos \phi_h}{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} U_h^2} \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2}} \quad (7)$$

Ako se u prethodnu jednačinu uvrsti pretpostavka slabije izraženosti viših harmonika, dolazi se do nešto jednostavnijeg oblika:

$$\lambda = \frac{\sum_{h=1}^{\infty} U_h I_h \cos \phi_h}{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} U_h^2} \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2}} \approx \frac{I_1 \cos \phi_1}{I_{\text{ef}}} = \frac{I_1}{I_{\text{ef}}} \cos \phi_1 = \frac{\cos \phi_1}{\sqrt{\text{THDI}_{\text{ac}}^2 + 1}} \quad (8)$$

Faktor snage je značajan parametar kvaliteta električne energije, jer može uzrokovati prestanak rada opreme. Iz ovih je razloga često prisutna i penalizacija kupaca, koji imaju nizak faktor snage, od strane isporučioaca električne energije.

2. KARAKTERISTIČNI POKAZATELJI STANJA DISTRIBUTIVNE MREŽE ELEKTRODISTRIBUCIJE TUZLA

U Službi za energetiku i razvoj JP Elektroprivreda BiH podružnica distribucija Tuzla urađeno je više radova koji su tretirali navedenu problematiku i matematičkim provjerama je potkrijepljena potreba o neophodnosti izgradnje novih izvora. U narednom dijelu date su osnovne karakteristike mreže podružnice Elektrodistribucije Tuzla.

Tabela 2 – Zastoji na SN mreži nastali usljed kvarova (kratki spojevi, preopterećenje i sl.)

Naziv isključenog objekta	Ukupno trajanje zastoja	Ispad optereć. (MVA)	Gubici energije (MWh)	Broj kupaca bez nap.
TS 110/10 kV GRAČANICA	00:05	18,12	1,51	18.350
TS 110/35/10 kV SREBRENİK	00:38	32,08	20,31	37.227
TS 110/35/10 kV TUZLA CENTAR	00:18	16,06	4,82	11.252
TS 35/10 kV BANOVİCI GRAD	00:59	10,32	5,08	10.678
TS 35/10/6 kV MUŠİCI	01:23	4,97	4,90	7.424
TS 35/10 kV TE BANOVİCI	00:26	1,09	0,47	549
TS 35/10 kV ČELİC	04:41	13,60	46,59	20.460
TS 35/10 kV GRADAČAC	00:52	22,02	17,62	19.185
TS 35/10 kV KEREP	06:29	12,29	79,65	16.272
TS 35/10 kV KALESİJA	02:17	18,15	21,41	18.628
TS 35/10 kV TOJŠİCI	02:15	15,10	20,99	21.330
TS 35/10/6 kV BRANA MODRAC	00:19	9,52	1,80	12.891
TS 35/10/6 kV DELİCA POTOK	04:59	20,06	65,17	29.469
TS 35/10 kV LUKAVAC II	02:19	15,43	17,94	15.244
TS 35/10 kV SVATOVAC	04:43	4,34	9,20	5.358
TS 35/10 kV TURİJA	07:55	25,92	125,99	37.918
TS 35/10 kV SAPNA	01:45	7,69	7,05	14.751
TS 35/10 kV STUPARI	03:11	4,15	13,22	5.552
TS 35/10 kV TUZLA I	01:03	10,20	10,71	6.057
TS 35/10 kV TUZLA II	00:11	6,94	1,27	6.969
TS 35/10 kV TUZLA IV	00:31	2,52	1,30	3.368
TS 35/10/6 kV BUKINJE	02:08	35,35	31,67	31.160
TS 35/10 kV LIPNICA	05:17	6,15	14,44	9.225
TS 35/10 kV POŽARNICA	06:52	11,72	21,08	17.792
TS 35/10 kV LJUBAČE	01:04	10,07	10,75	12.596
TS 35/10 kV ŽIVINICE I	00:16	43,45	8,14	28.748
TS 35/10 kV ŽIVINICE II	03:16	21,07	22,71	26.547
DV 35 kV CUBRIC - MUŠİCI	00:06	1,24	0,12	1.856
DV 35 kV MUŠİCI - BAN. GRAD	01:47	20,64	30,27	21.356
DV 35 kV VIŠĆA - TE BANOVİCI	17:55	9,70	92,49	4.941
DV 35 kV LOPARE - ČELİC	08:38	2,72	2,67	4.092
DV 35 kV GRADAČ. - GRADAČ.	00:34	7,34	2,69	6.395
DV 35 kV GRADAČAC - KEREP	02:17	4,10	1,50	5.424
DV 35 kV DUBRAVE - KALESİJA	01:43	18,15	31,16	18.628
DV 35 kV KALESİJA - TOJŠİCI	00:52	3,02	0,70	4.266
DV 35 kV ĐURĐEVİK - STUPARI	04:34	6,23	28,44	8.328
DV 35 kV PURAČİC - B. MODRAC	00:05	1,55	0,13	2.071
DV 35 kV PURAČİC - DOBOŠNICA	04:28	4,72	21,08	7.767
DV 35 kV PURAČİC - SVATOVAC	00:12	2,89	0,58	3.572
DV 35 kV PURAČİC - TURİJA	00:16	5,98	1,60	11.058
DV 35 kV CEMENT. - LUKAVAC II	03:27	19,29	43,07	19.055

DV 35 kV ŠIKULJE II – D. POTOK	02:26	7,29	12,40	10.716	DV 10 kV GORNJA TUZLA	19:20	9,28	179,49	14.454
DV 35 kV TE TUZLA – B. MODR.	00:05				DV 10 kV GRABOVICA	03:36	0,79	2,83	1.448
DV 35 kV TE TUZLA - BUKINJE	01:28	17,68	25,92	15.580	DV 10 kV KISIKANA	04:07	0,72	2,95	472
DV 35 kV TE TUZLA - TUZLA I	05:02	30,60	154,04	18.225	DV 10 kV LIPNICA	00:07	0,89	0,10	1.312
DV 35 kV TUZLA C. - POŽARNICA	00:11	5,86	0,59	8.896	DV 10 kV SIMIN HAN	25:05	15,13	379,49	19.746
DV 35 kV TUZLA CENT. - TUZLA I	00:03	10,20	0,51	6.075	DV 10 kV SIPOREX	26:47	1,61	1,77	272
DV 35 kV TUZLA CENT. - TUZLA II	00:03	6,94	0,35	6.969	DV 10 kV SOLINA ČITAONICA	00:38	0,60	0,38	287
DV 35 kV TUZLA II - TUZLA IV	00:28	2,52	1,18	3.368	DV 10 kV STOLICE	19:39	3,22	63,35	7.520
DV 35 kV BUKINJE - LIPNICA	01:20	10,24	13,65	15.375	DV 10 kV TEHNOGRAD	02:25	7,90	19,08	5.185
DV 35 kV POŽARNICA - TOJŠIČI	03:04	9,06	23,40	12.798	DV 10 kV TISOVAC	02:42	4,80	12,96	7.800
DV 35 kV ĐURĐEVİK - ŽIVINICE II	06:51	35,12	94,23	44.245	DV 10 kV UNIVERZAL	01:54	1,79	3,40	1.278
DV 35 kV LJUBAČE - ŽIVINICE I	00:45	12,86	5,36	7.187	KO 10 kV AUTOBUSKA STANICA	00:59	2,06	2,02	1.239
DV 35 kV LJUBAČE 0,4 – LJUB.	01:54	10,07	12,26	12.596	KO 10 kV DOM MOŠA PUJADE	00:36	1185,00	711,00	1.101
DV 35 kV ŽIVINICE I - ŽIVINICE II	02:48				KO 10 kV IRAC	01:52	4,50	8,39	2.482
DV 10 kV BANOVİČI SELO	01:24	4,97	6,96	7.424	KO 10 kV KULA I	02:02	12,03	24,46	5.600
DV 10 kV JEZERO 2	01:51	1,44	2,66	1.094	KO 10 kV MEHANIČKA RADIONA	00:54	0,57	0,51	3
DV 10 kV MUŠIČI	02:14	1,41	3,14	1.622	KO 10 kV MILADUJE	02:02	2,80	5,69	1.962
DV 10 kV TULOVIČI	11:07	0,95	10,57	1.520	KO 10 kV OBDANIŠTE	00:05	2,87	0,24	1.755
DV 10 kV ČELIČ I	00:20	0,72	0,24	1.014	KO 10 kV PIVARA NOVA	00:27	1,39	0,63	1.279
DV 10 kV HUMCI	09:26	3,18	29,98	9.289	KO 10 kV ROBNJA KUĆA KREKA	00:56	0,45	0,42	273
DV 10 kV BRIJESNICA	05:01	13,41	67,27	15.763	KO 10 kV SJENJAK 4	01:46	0,79	1,40	1.862
DV 10 kV DOBOROVCI	07:03	9,87	69,55	14.597	KO 10 kV SJENJAK 5	00:40	1,93	1,29	1.891
DV 10 kV GRAČANICA 2	07:10	5,13	36,78	4.228	KO 10 kV SOLINA 9	01:48	1,05	1,89	1.231
DV 10 kV GRAČANICA 3	06:37	8,69	57,53	10.409	KO 10 kV SOLINA SELA	00:18	0,50	0,15	429
DV 10 kV KLOKOTNICA	09:06	26,32	239,51	33.952	KO 10 kV SOLINA SJENJAK	01:46	2,29	4,04	1.322
DV 10 kV MALEŠIČI	06:05	7,73	46,99	10.285	KO 10 kV ŠI SELO	00:04	1,56	0,10	782
DV 10 kV MIRIČINA	09:23	13,90	130,40	39.715	KO 10 kV TUŠANJ I	00:56	3,46	3,23	3.348
DV 10 kV PRIBAVA	06:01	4,96	29,87	4.528	KO 10 kV TVORNICA ŠPIRITA	00:38	0,83	0,53	102
KO 10 kV GRAČANICA I	02:02	4,17	8,48	3.234	DV 10 kV ČILJUGE	01:55	1,55	2,97	1.406
KO 10 kV GRADES	02:24	7,91	18,98	912	DV 10 kV DUBRAVE	07:20	31,94	234,25	36.142
KO 10 kV LUKE	01:02	2,35	2,43	1.779	DV 10 kV HUSINO	04:38	6,42	29,75	6.420
KO 10 kV ŠIRBEGOVIĆ	01:02	0,09	0,09	1	DV 10 kV KISELJAK	07:27	8,50	63,35	13.948
DV 10 kV BIBEROVO POLJE	03:32	2,74	9,66	3.655	DV 10 kV KOVAČI 2	03:43	18,77	69,76	29.090
DV 10 kV GRAD	00:11	1,77	0,32	1.298	DV 10 kV KULJAN	03:08	7,97	24,97	11.418
DV 10 kV GRADAČAC GRAD	05:00	26,29	131,45	30.096	DV 10 kV MALINE	04:09	8,90	36,95	11.988
DV 10 kV JELOVČE SELO	15:54	21,34	339,24	36.173	DV 10 kV PAR SELO	02:58	4,40	13,07	6.620
DV 10 kV KEREP	09:01	18,24	164,49	18.342	DV 10 kV RUDNIČKA KOLONA I	00:14	2,13	0,50	1.268
DV 10 kV OKANOVIČI	00:14	1,19	0,28	1.028	DV 10 kV SUHA	04:24	13,09	57,60	22.170
DV 10 kV STADION	03:02	9,44	28,64	10.188	DV 10 kV VIŠČA	05:04	10,22	51,80	13.264
DV 10 kV ŠKORIČI	02:22	0,54	1,27	359	KO 10 kV ALFE MI	01:39	0,37	0,62	85
DV 10 kV VUČKOVCİ	07:42	11,88	91,48	13.510	KO 10 kV SJEVER	00:47	0,34	0,26	624
KO 10 kV BOSNA	00:08	2,06	0,27	171	KO 10 kV VODOVOD	01:27	9,13	13,24	28
KO 10 kV PREČISTAČ	01:00	1,42	1,42	130					
DV 10 kV JAJIČI	05:05	2,27	11,52	4.478					
DV 10 kV KIKAIČI	03:18	2,94	9,70	4.972					
DV 10 kV TOJŠIČI	03:05	11,13	34,31	15.184					
DV 10 kV VUKOVİJE	02:29	1,89	4,70	2.802					
KO 10 kV BENZINSKA PUMPA	00:45	0,27	0,20	150					
KO 10 kV KOŠUTA	00:45	0,73	0,55	703					
KO 10 kV MEMIČI	03:43	5,81	21,59	8.568					
KO 10 kV UNIS	00:45	0,89	0,67	7					
DV 10 kV 7 VRELA	14:00	1,34	18,82	1.784					
DV 10 kV FMN STARIČ	01:20	0,20	0,27	186					
DV 10 kV GRAD I	01:32	3,20	4,91	4.697					
DV 10 kV GRAD 2	02:51	3,29	9,38	4.460					
DV 10 kV NOČAJEVIČI	04:54	2,11	10,32	2.826					
DV 10 kV OLOVO	19:17	1,25	24,01	2.025					
DV 10 kV TUHOLJ	63:14	7,45	471,21	12.949					
DV 10 kV TURALIČI	14:21	1,24	17,82	2.316					
KO 10 kV DRINJAČA	01:24	0,21	0,30	3					
KO 10 kV STARIČ SELA	07:27	0,53	3,95	1.100					
DV 10 kV BISTARAC	02:56	4,84	14,20	7.528					
DV 10 kV DEVETAK	00:33	0,27	0,15	227					
DV 10 kV DOBOŠNICA	01:26	3,70	5,30	4.398					
DV 10 kV DUBLJE	08:05	9,93	80,27	17.710					
DV 10 kV GNOJNICA	03:46	6,71	25,26	11.648					
DV 10 kV HUSKIČI	12:18	2,14	26,35	4.680					
DV 10 kV JARUŠKE	17:48	8,78	156,25	18.297					
DV 10 kV MIČIJEVIČI	02:36	1,07	2,79	3.320					
DV 10 kV MILINO SELO	03:06	0,29	0,90	670					
DV 10 kV PURAČIČ	07:03	17,42	122,81	28.262					
DV 10 kV TABACI	00:44	4,64	3,40	6.213					
DV 10 kV VIENAC	01:23	0,90	1,25	30					
KO 10 kV KULE IV	05:51	4,09	7,50	4.245					
KO 10 kV REMONT MONTAŽA	00:15	0,23	0,06	433					
DV 10 kV SAPNA - MEDEDA	00:47	1,74	1,37	3.174					
DV 10 kV BABUNOVIČI	05:47	2,30	13,32	2.636					
DV 10 kV INGRAM	02:15	3,54	7,97	2.005					
DV 10 kV INTERPLET	00:09	0,02	0,00	2					
DV 10 kV KOMUNALAC	00:09	1,59	0,24	1.316					
DV 10 kV PEKARA	00:09	0,25	0,04	133					
DV 10 kV PREVILE	09:39	10,14	97,81	14.700					
DV 10 kV SLADNA	00:29	4,96	2,39	7.525					
DV 10 kV SREBRENİK SELA	01:45	4,73	8,28	5.019					
DV 10 kV ŠPIONICA	03:26	19,49	66,92	22.887					
DV 10 kV ŠTAB TO	00:09	0,29	0,04	247					
DV 10 kV TINJA	07:12	26,58	191,35	40.095					
DV 10 kV RASTOŠNICA	00:55	0,55	0,50	835					
DV 10 kV TEOČAK	01:19	1,44	1,89	3.518					
DV 10 kV BREŠKE	02:34	0,69	1,77	1.263					
DV 10 kV DOBRNJA	03:51	8,91	34,30	10.655					
DV 10 kV GEOTEHNIKA	00:11	0,42	0,08	4					
DV 10 kV GORNJA TUZLA	19:20	9,28	179,49	14.454					
DV 10 kV GRABOVICA	03:36	0,79	2,83	1.448					
DV 10 kV KISIKANA	04:07	0,72	2,95	472					
DV 10 kV LIPNICA	00:07	0,89	0,10	1.312					
DV 10 kV SIMIN HAN	25:05	15,13	379,49	19.746					
DV 10 kV SIPOREX	26:47	1,61	1,77	272					
DV 10 kV SOLINA ČITAONICA	00:38	0,60	0,38	287					
DV 10 kV STOLICE	19:39	3,22	63,35	7.520					
DV 10 kV TEHNOGRAD	02:25	7,90	19,08	5.185					
DV 10 kV TISOVAC	02:42	4,80	12,96	7.800					
DV 10 kV UNIVERZAL	01:54	1,79	3,40	1.278					
KO 10 kV AUTOBUSKA STANICA	00:59	2,06	2,02	1.239					
KO 10 kV DOM MOŠA PUJADE	00:36	1185,00	711,00	1.101					
KO 10 kV IRAC	01:52	4,50	8,39	2.482					
KO 10 kV KULA I	02:02	12,03	24,46	5.600					
KO 10 kV MEHANIČKA RADIONA	00:54	0,57	0,51	3					
KO 10 kV MILADUJE	02:02	2,80	5,69	1.962					
KO 10 kV OBDANIŠTE	00:05	2,87	0,24	1.755					
KO 10 kV PIVARA NOVA	00:27	1,39	0,63	1.279					
KO 10 kV ROBNJA KUĆA KREKA	00:56	0,45	0,42	273					
KO 10 kV SJENJAK 4	01:46	0,79	1,40	1.862					
KO 10 kV SJENJAK 5	00:40	1,93	1,29	1.891					
KO 10 kV SOLINA 9	01:48	1,05	1,89	1.231					
KO 10 kV SOLINA SELA	00:18	0,50	0,15	429					
KO 10 kV SOLINA SJENJAK	01:46	2,29	4,04	1.322					
KO 10 kV ŠI SELO	00:04	1,56	0,10	782					
KO 10 kV TUŠANJ I	00:56	3,46	3,23	3.348					
KO 10 kV TVORNICA ŠPIRITA	00:38	0,83	0,53	102					
DV 10 kV ČILJUGE	01:55	1,55	2,97	1.406					
DV 10 kV DUBRAVE	07:20	31,94	234,25	36.142					
DV 10 kV HUSINO	04:38	6,42	29,75	6.420					
DV 10 kV KISELJAK	07:27	8,50	63,35	13.948					
DV 10 kV KOVAČI 2	03:43	18,77	69,76	29.090					
DV 10 kV KULJAN	03:08	7,97	24,97	11.418					
DV 10 kV MALINE	04:09	8,90	36,95	11.988					
DV 10 kV PAR SELO	02:58	4,40	13,07	6.620					
DV 10 kV RUDNIČKA KOLONA I	00:14	2,13	0,50	1.268					
DV 10 kV SUHA	04:24	13,09	57,60	22.170					
DV 10 kV VIŠČA	05:04	10,22	51,80	13.264					
KO 10 kV ALFE MI	01:39	0,37	0,62	85					
KO 10 kV SJEVER	00:47	0,34	0,26	624					
KO 10 kV VODOVOD	01:27	9,13	13,24	28					

Tabela 3 – Planski zastoji na SN mreži

Naziv isključenog objekta	Ukupno trajanje zastoja	Ispad optereć. (MVA)	Gubici energije (MWh)	Broj kupaca bez nap.
TS 220/110/35/10 kV GRADAČAC	00:01	3,79	0,06	1.139
TS 110/35/10 kV SREBRENİK	00:02	10,69	0,36	12.409
TS 35/10 kV TE BANOVIĆI	09:22	1,08	6,72	549
TS 35/10 kV ČELIĆ	12:46	2,72	17,49	4.092
TS 35/10 kV KEREP	10:11	4,10	41,70	5.424
TS 35/10 kV KALESIJA	06:10	4,54	27,98	4.657
TS 35/10/6 kV DELIĆA POTOK	06:45	1,82	3,04	2.679
TS 35/10 kV DOBOŠNICA	03:19	1,57	5,22	2.589
TS 35/10 kV SVATOVAC	06:09	1,45	8,89	1.786
TS 35/10 kV TURİJA	06:09	3,99	24,53	7.372
TS 35/10 kV SAPNA	08:45	2,56	11,32	4.917
TS 35/10 kV TUZLA III	06:25			
TS 35/10 kV TUZLA IV	06:02			
TS 35/10/6 kV BUKINJE	04:11			
TS 35/10 kV ŽIVINICE I	06:52	12,86	88,32	7.187
TS 35/10 kV ŽIVINICE II	09:43	21,07	204,72	26.547
DV 35 kV TE BANOVIĆI - OSKOVA	04:32			
DV 35 kV VIŠCA - TE BANOVIĆI	02:48			
DV 35 kV LOPARE - ČELIĆ	05:49			
DV 35 kV GRADAČAC - KEREP	10:10			
DV 35 kV DUBRAVE - KALESIJA	04:17			
DV 35 kV KALESIJA - TOJŠIĆI	01:54			
DV 35 kV MHE MODRAC - B. MOD.	05:46			
DV 35 kV PURAČIĆ - DOBOŠNICA	03:34	1,57	0,73	2.589
DV 35 kV PURAČIĆ - SVATOVAC	03:24	1,45	4,91	1.786
DV 35 kV PURAČIĆ - TURİJA	09:30	3,99	13,56	7.372
DV 35 kV ŠIKULİJE II - D. POTOK	05:00			
DV 35 kV BUKINJE - LIPNICA	04:24			
DV 35 kV TE TUZLA - BUKINJE	07:46			
DV 35 kV TUZLA C. - POŽARNICA	02:14			
DV 35 kV TUZLA CENT. - TUZLA I	02:09			
DV 35 kV TUZLA CENT. - TUZLA II	11:26			
DV 35 kV TUZLA II - TUZLA IV	17:33			
DV 35 kV ĐURĐEVİK - ŽIVINICE II	16:28			
DV 35 kV LJUBAČE - ŽIVINICE I	06:49			
DV 35 kV LJUBAČE 0,4 - LJUBAČE	07:17			
DV 35 kV ŽIVINICE I - ŽIVINICE II	24:52	25,72	198,07	14.374
KO 10 kV KINO	03:51	1,00	3,84	1.356
KO 10 kV KOŠUTA	01:06			
DV 10 kV DOBOROVCI	03:44	1,15	4,30	1.692
DV 10 kV GRAČANICA 3	01:24	1,24	1,74	1
DV 10 kV GRADEŠ	01:59	2,64	5,23	304
DV 10 kV MALEŠIĆI	02:05	1,55	3,22	2.057
DV 10 kV MIRIČINA	02:11	1,07	2,33	3.055

KO 10 kV ŠIRBEGOVIĆ	01:58	0,09	0,17	1
DV 10 kV JELOVČE SELO	00:23	1,17	0,45	1.974
DV 10 kV LEDENICE	01:50	0,19	0,35	287
DV 10 kV OKANOVIĆI	01:50	0,30	0,54	257
DV 10 kV SKORICI	01:38	0,54	0,88	359
KO 10 kV BOSNA	02:50			
KO 10 kV PREČISTAČ	02:50			
DV 10 kV JAJIĆI	02:01	0,30	0,60	594
DV 10 kV KALESIJA	01:08	2,30	2,61	3.951
DV 10 kV TOJŠIĆI	01:19	1,39	1,83	1.898
KO 10 kV BENZINSKA PUMPA	01:26			
KO 10 kV MEMIĆI	02:11	0,83	1,81	1.224
KO 10 kV UNIS	01:18			
DV 10 kV GRAD 1	02:38	0,46	1,20	671
DV 10 kV GRAD 2	02:15	0,82	1,85	1.115
DV 10 kV OLOVO	02:07	0,08	0,18	135
DV 10 kV TUHOLJ	01:34	0,32	0,51	563
DV 10 kV TURALIĆI	02:55	0,21	0,60	386
KO 10 kV STARIĆ SELA	02:06	0,05	0,11	110
DV 10 kV DOBOŠNICA	05:37	2,46	13,84	2.932
DV 10 kV HUSKIĆI	06:03	0,36	2,16	780
KO 10 kV REMONT MONTAŽA	05:09	0,23	1,21	433
DV 10 kV BABUNOVIĆI	02:49	0,58	1,62	659
DV 10 kV INGRAM	02:19	1,42	3,28	802
DV 10 kV INTERPLET	02:25	0,02	0,05	2
DV 10 kV KOMUNALAC	02:53	1,59	4,59	1.316
DV 10 kV PEKARA	02:41	0,25	0,67	133
DV 10 kV SLADNA	03:01	0,99	2,99	1.505
DV 10 kV SREBRENİK SELA	02:19	1,58	3,65	1.673
DV 10 kV ŠPIONICA	02:33	3,46	8,82	4.036
DV 10 kV ŠTAB TO	03:02	0,29	0,89	247
DV 10 kV TINJA	02:18	2,95	6,79	4.455
DV 10 kV BREŠKE	06:25	0,69	4,41	1.263
DV 10 kV DOBRNJA	06:05	1,78	10,84	2.131
DV 10 kV DOKANJ	06:25	0,69	4,42	904
DV 10 kV DOLOVI	06:07	0,30	1,84	380
DV 10 kV GEOTEHNIKA	06:05	0,63	3,83	6
DV 10 kV GORNJA TUZLA	01:09	1,69	1,94	2.628
DV 10 kV GRABOVICA	06:31	0,39	2,56	724
DV 10 kV LIPNICA	06:05	0,45	2,71	656
DV 10 kV SIMIN HAN	01:08	1,68	1,91	2.194
DV 10 kV SOLINA ČITAONICA	06:07	0,60	3,66	287
DV 10 kV STOLICE	01:08	1,21	1,37	2.820
DV 10 kV TEHNOGRAD	07:21	1,58	11,61	1.037
DV 10 kV TISOVAC	06:41	0,60	4,01	975
KO 10 kV DOM BORACA	01:21			
KO 10 kV HOTEL	01:16	0,16	0,20	2
KO 10 kV KULA 1	02:10			
KO 10 kV MERKATOR	02:19			
KO 10 kV OBDANIŠTE	01:00			
KO 10 kV PEDAG. AKADEMIJA	01:43			
KO 10 kV PIVARA NOVA	01:27			
KO 10 kV R. KUĆA TUZLANKA	06:36	0,52	3,45	3
KO 10 kV SJENJAK 5	01:51			
KO 10 kV SOLINA SELA	06:03	0,50	3,04	429
KO 10 kV STADION	06:36	0,08	0,53	1
KO 10 kV STARA ŽELJ. STANICA	01:27			
KO 10 kV STUPINE B5	03:18			
KO 10 kV ŠI SELO	01:19	1,56	2,05	782
KO 10 kV TUŠANJ 1	06:36	1,73	11,41	1.674
KO 10 kV ZLOKOVAC	01:58			
DV 10 kV DUBRAVE	00:08	1,88	0,25	2.126
DV 10 kV KOVAČIĆ 2	00:06	1,88	0,19	2.909
DV 10 kV LJUBACE	00:06	0,71	0,07	321
DV 10 kV MALINE	05:56	4,09	24,26	4.868
DV 10 kV PAR SELO	07:24	1,10	8,15	1.655

Tabela 4 – Gubici snage i energije

Trafostanica 35/x kV ili 110/x kV	Naziv 10 kV izlaza	Pgub [kW]	Pgub [%]	Wukg [MWh]	Wgub [%]
Mušići	DV Pribitkovići	45,30	3,97	5.594	3,81
	UKUPNO	45,30	3,97	5.594	3,81
Banovići Grad	KO Toplana	11,10	1,16	3.713	1,55
	KO Mušići	22,53	3,26	4.044	3,24
	KO Kolska	8,50	1,35	1.845	2,30
	KO Kino	16,50	1,72	5.318	2,12
	KO Hanka 3	11,40	1,46	2.306	2,53
	DV Tulovići	49,40	5,14	4.668	5,14
TE Banovići	UKUPNO	119,43	2,40	21.895	2,93
	DV Jezero 2	12,40	2,17	2.561	2,34
	DV Nišan	8,70	2,89	698	2,12
Čelić	UKUPNO	21,10	2,42	3.259	2,29
	DV Čelić 1	10,49	1,54	3.394	1,63
	DV Vražići	47,94	4,42	5.259	3,88
	DV Humci	33,82	7,03	2.348	7,05
	DV Čelić 2	2,18	1,56	696	2,26
	KO Hladnjača 2	0,04	0,02	926	0,01
Gračanica	UKUPNO	94,47	3,64	12.623	3,49
	KO Grades	79,76	3,31	6.440	1,86
	KO Gračanica 1	45,51	2,22	8.040	2,06

Gradačac 220	DV Malešići	77,54	4,78	5.454	3,75
	DV Brijesnica	162,14	8,53	8.897	6,95
	DV Mirićina	91,13	8,06	8.502	8,50
	DV Gračanica 3	71,00	5,90	4.853	4,62
	DV Klokotnica	165,61	9,48	6.025	6,96
	DV Luke	277,76	10,65	9.619	7,82
	DV Pribava	64,63	5,20	5.892	4,29
Gradačac 35	DV Gračanica 2	60,49	4,52	4.213	3,82
	DV Doborovci	131,00	11,60	4.777	8,01
	KO Širbegović	1,43	1,76	451	2,64
	UKUPNO	1.228,00	6,65	73.164	5,52
	KO Prečistač	5,20	0,79	3.440	0,98
	KO Bosna	34,00	1,84	6.823	1,69
	DV Ledence	3,30	1,71	1.037	2,07
Kerep	DV Škončić	10,10	1,85	1.809	2,54
	DV Okanovići	5,50	1,89	1.746	2,11
	UKUPNO	58,10	1,65	14.856	1,71
	DV Grad	53,80	3,01	6.531	2,57
	KO Kadić Mahala	14,10	1,38	4.095	1,75
	KO Banja	31,60	2,13	5.684	2,28
	DV Stadion	35,50	3,34	4.667	2,85
Kalesija	DV Kerep	162,40	7,50	8.025	5,63
	UKUPNO	297,40	3,95	29.001	3,29
	DV Gradačac	81,10	6,55	5.657	5,42
	DV Biberovo Polje	11,00	2,45	2.136	2,60
	DV Jelovče Selo	73,10	6,08	5.750	5,15
	DV Vučkovići	87,00	6,99	5.340	5,66
	UKUPNO	252,20	6,10	18.883	5,09
Kladanj	KO Unis	2,70	0,32	2.974	0,54
	KO Memići	27,50	3,40	4.170	3,17
	KO Košuta	11,10	1,54	3.561	2,02
	KO Benzinska	1,20	0,67	1.304	0,71
	KO Tojšići	59,70	4,42	6.718	3,73
	KO Jajići	8,90	2,97	1.507	3,54
	KO Paljevine	1,60	1,34	232	5,00
Tojšići	UKUPNO	112,70	2,57	20.466	2,60
	DV Kikači	19,40	2,77	3.944	2,69
	DV Kalesija	35,30	3,84	4.899	3,65
	DV Vukovici	33,20	3,61	5.247	3,55
	DV Kartonaža	1,10	0,42	527	1,22
	UKUPNO	89,00	3,18	14.618	3,27
	DV Grad 1	8,66	1,97	2.162	2,02
Stupari	KO FMN Starić	1,59	2,40	228	5,63
	DV Tuholj	9,53	2,99	1.257	3,06
	DV Turalići	5,40	2,64	941	3,21
	KO Starić sela	1,47	2,93	298	3,81
	DV Olovo	1,46	1,83	432	2,34
	KO Drinjača	0,01	0,01	155	0,01
	KO Grad 2	13,84	1,73	3.927	1,88
Modrac	UKUPNO	41,96	2,07	9.398	2,34
	DV Novi Izvor	5,61	1,70	1.200	2,48
	DV Noćajevići	35,72	5,08	3.136	4,34
	UKUPNO	41,33	4,00	4.336	3,83
	KO Bistarac	44,90	3,73	6.396	3,20
	KO Transservis	4,40	1,53	1.648	2,03
	KO Tabaci	98,90	6,29	7.853	5,18
Lukavac 2	UKUPNO	148,20	4,68	15.897	3,93
	KO M.Marija 1	12,30	1,40	4.081	1,95
	KO R.Perića	23,60	1,74	6.393	1,84
	KO Kule 6	22,50	1,56	6.754	1,84
	KO M.Marija 2b	1,70	0,00	777	0,00
	KO Junuzović Kopex	0,10	0,06	435	0,03
	KO Arkada	3,80	0,99	843	3,29
Delića Potok	UKUPNO	64,00	1,46	19.284	1,71
	KO Huskići	506,80	21,15	9.108	18,37
	KO Dobošnica	34,00	2,78	5.059	2,57
	KO Remont Montaža	2,90	0,00	1.805	1,40
	UKUPNO	543,70	14,20	15.972	11,45
	KO Dublje	34,50	3,44	4.550	3,10
	DV Vijenac	12,80	2,88	1.461	1,70
Svatovac	UKUPNO	47,30	3,27	6.012	2,76
	DV Puračić	100,60	7,34	6.097	6,44
	DV Jaruške	19,00	4,04	2.190	4,73
	DV Milino selo	3,47	11,24	139	20,47
	DV Mičijevići	7,40	5,69	618	9,34
	UKUPNO	130,47	6,52	9.043	6,44
	DV Špionica	117,71	6,59	8.259	5,76
Srebrenik	DV Babunovići	20,46	3,53	3.018	3,33
	DV Pekara	4,04	1,61	1.137	1,73
	DV Sladna	31,88	3,22	4.224	3,56
	KO Komunalac	24,29	1,57	7.688	1,78
	KO Tinja	562,52	16,64	14.464	14,41
	KO Štab TO	4,16	1,40	1.009	2,84
	KO Ingram	14,20	2,09	4.703	2,08
Sapna	DV Srebrenik Sela	80,18	5,13	6.826	4,13
	KO Interplet Bosna	0,94	4,65	73	11,19
	UKUPNO	860,38	7,75	51.400	6,58
	KO Sapna-Mededa	35,10	4,27	4.539	4,09
	KO Vitinica	11,50	3,03	1.997	2,89
	KO Rastošnica	26,00	4,99	1.843	4,91
	DV Teočak	68,20	9,00	4.300	8,72
Sapna	UKUPNO	140,80	5,68	12.679	5,59

Tuzla 1	KO Kisikana	2,80	1,56	575	2,51
	KO Miladije	22,00	1,56	5.678	1,77
	KO R.K. Kreka	5,00	1,13	1.339	1,24
	KO Tvor.Špirita	10,00	1,24	3.133	2,12
	KO Meh.Radiona	0,00	0,00	571	0,00
	KO Irac	40,00	1,80	7.352	1,93
	KO Dom M.Pijade	17,00	1,42	4.296	2,75
	KO Obala 1,2,3	5,90	1,48	1.702	2,63
	KO Aut.Stanica	27,00	1,30	5.955	1,69
Tuzla 2	KO Univerzal	16,90	1,87	2.343	1,98
	UKUPNO	146,60	1,44	32.943	1,97
	KO Solina Sela	59,60	12,48	1.671	7,37
	KO Sol. Sjenjak	20,30	1,62	5.714	2,15
	KO Solina 9	11,70	1,16	7.416	1,31
	KO Solina 4	10,00	1,17	3.452	2,01
	KO Solina 5a	20,30	1,36	5.695	2,18
	KO Sjenjak 4	0,00	0,00	6.413	0,89
	UKUPNO	121,90	2,40	30.361	1,88
Tuzla 3	KO Stadion	1,45	5,65	6	189,92
	KO Tušanj 1	22,40	1,29	6.072	1,73
	KO Slatina 5	35,20	1,47	9.259	1,82
	KO RK Tuzlanka	1,10	0,22	2.217	0,32
	KO KPSC	23,70	1,27	6.244	1,18
	KO Slatina 8	36,50	1,32	10.531	1,59
	KO Tušanj 2	1,90	1,05	1.166	1,24
	UKUPNO	122,25	1,29	35.495	1,54
Tuzla 4	DV Breške	23,20	3,36	3.291	3,38
	DV Dokanj	11,50	1,67	2.507	2,44
	DV Dolovi	2,50	1,67	602	2,67
	DV Tetima	10,00	2,57	1.769	2,91
	KO Solina Čitaonica	7,70	1,29	1.003	2,80
	UKUPNO	54,90	2,18	9.173	2,92
Tuzla Centar	KO Ped. Akademija	15,90	1,93	7.717	1,52
	KO Dom boraca	10,60	1,08	4.450	1,55
	KO Obdaniste	43,30	1,83	9.530	2,08
	KO Pivara Nova	15,10	1,03	7.012	1,41
	KO Sjenjak 5	27,80	1,79	5.982	2,82
	KO Stupine B5	10,40	1,28	2.999	2,21
	KO Stupine B3	7,50	1,21	2.581	2,10
	KO Kula	25,80	1,47	7.220	1,85
	KO Ši Selo	9,10	1,44	4.014	1,51
	KO Zlokovac	5,00	1,40	1.506	1,71
	KO Stara želj. Stan.	1,52	1,71	427	2,92
	KO Merkator	6,00	1,11	1.365	0,47
Bukinje	UKUPNO	178,02	1,43	54.805	1,73
	DV Lipnica	7,90	1,80	1.871	2,30
	DV Tehnograd	52,00	3,32	6.517	2,77
	DV Dobrnja	132,00	7,11	7.518	6,12
	DV Siporex	3,00	0,75	2.464	0,79
	DV Geotehnika	3,10	1,46	735	2,87
Lipnica	UKUPNO	198,00	4,43	19.106	3,79
	DV Tisovac	15,80	2,63	2.944	3,04
	DV Previle	106,00	7,03	6.623	6,20
Požarnica	UKUPNO	121,80	5,78	9.567	5,23
	DV Simin Han	48,00	2,79	7.526	2,93
	DV Stolice	18,20	4,33	2.270	5,00
	DV G.Tuzla	22,50	2,61	3.388	2,90
Živinice 1	UKUPNO	88,70	2,95	13.185	3,28
	KO Živinice Grad	26,03	1,80	5.705	1,48
	KO Rud.Kolona 1	34,67	1,69	6.305	1,40
	KO Sjever	2,30	0,00	1.278	1,45
	KO Vodovod	90,89	0,00	11.722	3,25
	KO Ljubače	11,92	1,86	2.576	1,94
	DV Maline	61,91	4,38	6.495	3,79
	DV Dubrave	228,33	11,47	6.769	8,13
	KO Konjuh 1	54,43	0,00	10.647	1,97
	UKUPNO	510,48	4,06	51.497	3,16
Živinice 2	KO Rud.Kolona 2	11,82	1,69	2.799	1,86
	DV Ciljuge	11,50	1,68	3.478	1,83
	KO Kutić	21,42	2,44	4.096	2,39
	DV Kovači	346,53	17,18	8.202	14,27
	DV Višća	80,24	6,59	5.837	5,53
	DV Kuljan	98,22	7,67	5.476	6,13
	UKUPNO	569,73	8,40	29.888	6,83
Ljubače	DV Kiseljak	39,64	5,22	3.434	4,50
	DV Husino	44,00	4,50	4.247	3,44
	DV Mlin	0,30	0,07	1.654	0,04
	DV Par Selo	40,50	4,20	4.595	3,88
	KO Suha	94,00	7,67	6.263	6,46
	KO Alfe Mi	5,80	1,62	971	3,42
	UKUPNO	224,24	4,78	21.164	4,33

Tabela 5 – Opterećenja TS i padovi napona na vodovima

Trafostanica 35/x kV ili 110/x kV	S		Naziv 10 kV izlaza	Napon na kraju voda	
	(MVA)	(%)		(kV)	(%)
Mušići	3,82	58,83	DV Pribitkovići	9,90	-0,96
Banovići Grad	4,71	58,83	KO Toplana	10,17	1,67
			KO Mušići	9,92	-0,84

TE Banovići	0,71	17,80	KO Kolska	10,17	1,69
			KO Kino	10,15	1,47
			KO Hanka 3	10,16	1,61
			DV Tulovići	9,69	-3,12
Čelić	3,18	39,79	DV Jezero 2	12,26	2,59
			DV Nišan	10,32	3,17
			DV Čelić 1	10,31	3,09
			DV Vražići	9,91	-0,90
Gračanica	18,59	59,02	DV Humci	9,74	-2,59
			DV Čelić 2	10,33	3,34
			KO Hladnjača 2	10,34	3,38
			KO Građes	10,16	1,62
			KO Gračanica 1	10,14	1,40
			DV Malešići	9,53	-4,74
			DV Brijesnica	9,32	-6,83
			DV Mirićina	9,49	-5,06
			DV Gračanica 3	9,66	-3,37
			DV Klokotnica	9,15	-8,46
			DV Luke	10,05	0,55
			DV Pribava	9,89	-1,12
			DV Gračanica 2	10,09	0,93
			DV Doborovci	9,08	-9,19
			KO Širbegović	10,30	2,97
Gradačac 220	21,93	109,65	KO Prečistač	10,36	3,57
			KO Bosna	10,27	2,67
			DV Ledenice	10,36	3,60
Gradačac 35	9,07	75,57	DV Škorići	10,32	3,23
			DV Okanovići	10,30	3,04
			DV Grad	10,07	0,69
			KO Kadić Mahala	10,26	2,62
Kerep	4,88	60,99	KO Banja	10,16	1,64
			DV Stadion	10,07	0,69
			DV Kerep	9,48	-5,16
			DV Gradačac	9,57	-4,32
Kalesija	3,94	49,24	DV Biberovo Polje	10,19	1,89
			DV Jelovče Selo	9,52	-4,77
			DV Vučkovci	9,58	-4,17
			KO Unis	10,23	2,27
			KO Memići	9,97	-0,35
			KO Košuta	10,22	2,17
			KO Benzinska	10,24	2,38
			KO Tojšići	9,78	-2,24
			KO Jajići	10,12	1,18
			KO Paljevine	10,24	2,40
Tojšići	4,21	64,78	DV Kikači	9,96	-0,42
			DV Kalesija	9,80	-2,01
			DV Vukovije	9,87	-1,29
			DV Kartonaža	10,13	1,30
Kladanj	4,91	24,56	DV Grad 1	10,22	2,20
			KO FMN Starić	10,28	2,82
			DV Tuholj	10,08	0,82
			DV Turalići	10,20	2,04
			KO Starić sela	10,27	2,71
			DV Olovo	10,28	2,80
			KO Drinjača	10,29	2,88
			KO Grad 2	10,24	2,40
Stupari	1,55	62,12	DV Novi Izvor	10,25	2,52
			DV Noćajevići	9,86	-1,43
Modrac	5,74	57,40	KO Bistarac	10,01	0,06
			KO Transservis	10,32	3,22
			KO Tabaci	9,81	-1,87
Lukavac 2	3,54	44,26	KO M.Marija 1	10,26	2,58
			KO R.Perića	10,24	2,37
			KO Kule 6	10,26	2,58
			KO M.Marija 2b	10,31	3,14
			KO Junuz. Kopex	10,31	3,07
			KO Arkada	10,30	3,05
Delića Potok	4,45	42,34	KO Huskići	10,28	2,82
			KO Dobošnica	10,19	1,87
			KO Remont Mont.	10,39	3,91
Svatovac	1,70	42,38	KO Dublje	10,15	1,51
			DV Vijenac	10,11	1,08
Turija	3,12	78,10	DV Puračić	9,48	-5,18
			DV Jaruške	9,96	-0,38
			DV Milino selo	10,21	2,14
			DV Mićijevići	10,13	1,34
Srebrenik	14,34	71,70	DV Šponica	9,45	-5,54
			DV Babunovići	9,89	1,10
			DV Pekara	10,08	0,75
			DV Sladna	9,58	-4,18
			KO Komunalac	10,05	0,50
			KO Tinja	7,80	-22,02
			KO Štab TO	10,09	0,88
			KO Ingram	9,95	-0,54
			DV Srebrenik Sela	9,58	-4,18
			KO Interplet Bosna	10,09	0,91
			KO Sapna-Međeda	9,74	-1,60
			KO Vitinica	10,03	0,31
Sapna	3,40	85,05	KO Rastošnica	9,55	-4,46
			DV Teočak	9,36	-6,38
Tuzla 1	10,66	66,61	KO Kisikana	10,28	2,75
			KO Miladije	10,25	2,50

			KO R.K. Kreka	10,29	2,92
			KO Tvor.Spirita	10,26	2,64
			KO Meh.Radiona	10,26	2,64
			KO Irac	10,18	1,78
			KO Dom M.Pijade	10,25	2,48
			KO Obala 1,2,3	10,27	2,68
			KO Aut.Stanica	10,23	2,28
			KO Univerzal	10,24	2,38
			KO Solina Sela	10,29	2,87
			KO Sol. Sjenjak	10,18	1,75
			KO Solina 9	10,31	3,14
			KO Solina 4	10,33	3,34
			KO Solina 5a	10,30	3,02
			KO Sjenjak 4	10,30	2,95
			KO Stadion	10,31	3,05
			KO Tušanj 1	10,24	2,43
			KO Slatina 5	10,25	2,48
			KO RK Tuzlanka	10,30	2,99
			KO KPSC	10,24	2,43
			KO Slatina 8	10,26	2,64
			KO Tušanj 2	10,30	3,05
			DV Breške	9,97	-0,29
			DV Dokanj	10,18	1,83
			DV Dolovi	10,24	2,44
			DV Tetima	10,15	1,47
			KO Solina Čitaon.	10,24	2,41
			KO Ped. Akademija	10,39	3,92
			KO Dom boraca	10,39	3,86
			KO Obdanšte	10,32	3,20
			KO Pivara Nova	10,37	3,67
			KO Sjenjak 5	10,34	3,37
			KO Stupine B5	10,38	3,84
			KO Stupine B3	10,40	4,01
			KO Kula	10,30	3,05
			KO Si Selo	10,33	3,35
			KO Zlokovac	10,41	4,10
			KO Stara želj. Stan.	10,41	4,11
			KO Merkator	10,41	4,07
			DV Lipnica	10,22	2,18
			DV Tehnograd	10,02	0,24
			DV Dobrnja	9,51	-4,91
			DV Siporex	10,23	2,34
			DV Geotehnika	10,27	2,67
			DV Tisovac	10,14	1,44
			DV Previle	9,45	-5,49
			DV Simin Han	10,30	2,96
			DV Stolica	10,13	1,35
			DV G Tuzla	10,20	2,03
			KO Živinice Grad	9,97	-0,35
			KO Rud.Kolona 1	9,97	-0,29
			KO Sjever	10,01	0,10
			KO Vodovod	9,82	-1,77
			KO Ljubac	9,96	-0,45
			DV Maline	9,53	-4,67
			DV Dubrave	8,75	-12,46
			KO Konjuh 1	9,98	-0,16
			KO Rud.Kolona 2	10,17	1,68
			DV Ciljuge	10,20	1,98
			KO Kutić	10,13	1,32
			DV Kovači	8,36	-16,45
			DV Višća	9,67	-3,30
			DV Kuljan	9,52	-4,77
			DV Kiseljak	10,04	0,39
			DV Husino	10,13	1,30
			DV Mlin	10,32	3,23
			DV Par Selo	10,02	0,22
			KO Suha	9,60	-3,99
			KO Alfe Mi	10,32	3,19
Banovići	17,57	55,78			
Dubrave	35,65	113,17			
Đurdevik	13,18	43,75			
Lopare	3,50	35,02			
Lukavac	27,77	53,92			
TE Tuzla TM1	29,79	74,48			

3. ENERGETSKA ANALIZA KRITIČNIH PODRUČJA DISTRIBUTIVNE MREŽE ELEKTRODISTRIBUCIJE TUZLA

Nakon analize svih parametara i karakterističnih pokazatelja mreže može se konstatovati da postoji

potreba za izgradnjom slijedećih izvornih tačaka srednjenaponske, kako 35 kV tako i 10(20) kV elektrodistributivne mreže:

1. TS 110/35/10 kV Tušanj
2. TS 110/35/6 kV HAK–dogradnja 35 kV postrojenja
3. TS 110/(20)10 kV Tuzla 3
4. TS 110/(20)10 kV Tinja
5. TS 110/35/(20)10 kV Kalesija
6. TS 110/35/10 kV Živinice jug-Krivača
7. TS 110/(20)10 kV Doboj Istok-Brijesnica

TS 110/35/10 kV Tušanj

U gradu Tuzli nedostaje najmanje jedna transformatorska stanica koja bi bila energetska potpora za postojeću distributivnu mrežu 35 kV napona. Prema analizama koje su rađene u Službi za energetiku i razvoj krajem 80-tih godina, tu ulogu je trebala pružiti TS 110/35/10 kV Požarnica. Analizama, koje su rađene krajem 90-tih godina, nakon što je DV 35 kV Požarnica - Tetima devastiran usljed ratnih djelovanja, i onemogućeno zatvaranje 35 kV gradskog prstena, pokazalo se da bi optimalno bilo izgraditi transformatorsku stanicu 110/35/10 kV na lokalitetu sadašnje TS 35/6 kV Rudnik Soli Tušanj. Izgradnjom TS 110/35/10 kV Tušanj omogućilo bi se rezervno napajanje TS 35/10 kV Tuzla I, TS 35/10 kV Tuzla II, TS 35/10 kV Tuzla III, TS 35/10 kV Tuzla IV, TS 35/6 kV Tetima, TS 35/10 kV Fabrika Soli Tuzla, TS 35/10 kV Livnica, TS 35/6 kV Dita Tuzla, TS 35/10 kV Požarnica. Trenutna situacija sa napajanjem je takva da bi se u slučaju kvara na sabirnicama 35 kV TS 110/35/10 kV Tuzla Centar u gradu Tuzli uvela nužna redukcija, jer se sa postojećom mrežom 35 kV ne može obezbijediti napajanje električnom energijom gradskog i prigradskog potrošačkog konzuma, odnosno nije moguće obezbijediti potrebnu snagu za postojeće gradske distributivne i industrijske TS 35/x kV. Razlog za situaciju u kojoj se našao grad u kojem je izgrađena najveća termoelektrana u BiH je jednostavan; nedovoljna koordinacija svih energetskih subjekata na ovom području u izradi i realizaciji energetske strategije. U toku 1995. godine u TE Tuzla su zbog starosti iz pogona definitivno isključena dva generatora snage po 32 MW. Generator G1, koji je bio direktno spojen na sabirnice 35 kV mreže i generator G2, koji je preko sabirnica 110 kV i transformatora TM 1; 110/35 kV 40 MVA, davao energiju u 35 kV mrežu, su bili osnovno napajanje industrijskih i distributivnih potrošača zapadnog dijela grada Tuzle, te općina Lukavac i Živinice. Navedeni konzum je napojen električnom energijom preko sedam 35 kV distributivnih vodova povezanih na 35 kV sabirnice u TE Tuzla. Istovremeno, generatori su služili kao osnovni izvor vlastite potrošnje većih blokova TE Tuzla. Preko transformatora TM 1, naponskog nivoa 110/35 kV; snage 40 MVA mogao se višak energije davati u 110 kV mrežu, odnosno u slučaju njihovog zastoja iz mreže 110 kV mogla se napojiti vlastita

potrošnja TE Tuzla. Vlastita potrošnja TE Tuzla se kreće u granicama 12-15 MW tako da je za distribuciji na 35 kV sabirnicama TE Tuzla na raspolaganju bilo cca 70 MW. Izlaskom G1 i G2 iz pogona distribuciji je na raspolaganju ostalo svega 25 do 28 MW sa tendencijom daljeg smanjivanja. U skorijoj budućnosti TE Tuzla ima namjeru izvršiti potpunu rekonstrukciju rasklopnih postrojenja, pri čemu je status 35 kV postrojenja neizvjestan, a time i napajanje distributivne mreže 35 kV, koja se sada napaja preko tih postrojenja. Navedeni tok događaja u TE Tuzla nije praćen od strane Elektroprenosa, kao dijela JP Elektroprivreda BiH, tako da izlaskom iz pogona G1 i G2 u TE Tuzla nije uslijedila izgradnja nove transformatorske stanice 110/35 kV u vlasništvu Elektroprenosa, kao zamjenskog izvora, na nekoj bližoj lokaciji. Ova stanica bi trebalo da napoji 35 kV distributivnu mrežu, koja je do tada bila priključena na razvodna postrojenja 35 kV u TE Tuzla. Danas se nalazimo u situaciji da Elektro distribuciji Tuzla treba novi izvor – podrška na 35 kV naponu. Elektroprenos ga nema u svojim planovima, a TE Tuzla je već poodavno izbacila iz pogona generatore. Služba energetike Elektrodistribucije Tuzla je u nekoliko navrata radila energetske analize i elaborate u kojima je ukazivala na neophodnost izgradnje novih izvora 10 kV, odnosno 35 kV napona, ali njihova izgradnja do danas nije uslijedila. Urađeno je par *neozbiljnih* analiza rađenih na nivou JP Direkcije za prenos i upravljanje, u kojima se pokušavalo dokazati kako se predmetni konzum može napojiti iz transformatorskih stanica 110/35/6 kV Đurđevik i Dubrave, što se u praksi pokazalo kao neizvodljivo. Ovo ukazuje na neodgovoran odnos i pristup problemu napajanja grada Tuzle. Analizom se može dokazati da u slučaju ozbiljnog kvara u TS 110/35/10 kV Tuzla Centar se mora uvesti redukcija potrošnje uz loše naponske prilike u samom gradskom konzumu. Izgradnjom TS 110/35/10 kV Tušanj (za koju je potrebno izgraditi 110 kV postrojenje i ugraditi transformator 110/35 kV 32 ili 40 MVA) bi se djelimično ublažio problem napajanja na 35 kV naponu. Izgradnjom navedene transformatorske stanice bi skoro sve gradske i industrijske transformatorske stanice TS 35/x kV dobile rezervno napajanje, a u normalnom pogonu bi se sa nje napajale TS 35/x kV Tuzla I, Tuzla III, Livnica, Fabrika Soli Tuzla i Dita.

TS 110/35/6 kV HAK – dogradnja 35 kV postrojenja

Uvažavajući prethodno navedeno za TE Tuzla, gdje je najavljena potreba za skidanjem 35 kV distributivnog konzuma sa sabirnica 35 kV u TE Tuzla, kao najjednostavnije rješenje nameće se izgradnja 35 kV postrojenja u TS 110/35/6 kV HAK. Ova transformatorska stanica je izgrađena 80-ih godina za potrebe bivšeg hlorkalkalnog kompleksa. Od tada pa do danas isključivo služi za napajanje električnom energijom kompleksa HAK-a i na nju nije priključena

široka potrošnja. Raspolaže sa dva transformatora 110/35/6 kV 32 MVA, a preko 35 kV sabirnica trenutno napaja samo postrojenje elektrolize u sad već privatizovanom dijelu HAK-a tzv. Poliolchemu. Ova elektroliza nije značajne snage, tako da bi se jedan transformator mogao odvojiti za napajanje električnom energijom distributivnog konzuma. Inače, malo je vjerovatno da opterećenje TS HAK dostigne vrijednosti od prije rata. Izgradnjom 35 kV postrojenja u ovoj transformatorskoj stanici, koje bi služilo za potrebe distribucije, bi zajedno sa TS 110/x kV Tušanj u potpunosti moglo nadomjestiti generatore G1 i G2, koji su izašli iz pogona u TE Tuzla. Napajanje konzuma grada Tuzle i općina Živinice i Lukavac, na 35 kV naponu, bi u ovom slučaju doveli na relativno pouzdan nivo i to sa relativno niskim ulaganjima, te bi mogli praktično sve sadašnje odvođe 35 kV iz TE Tuzla uvesti u novo postrojenje u HAK-u i osloboditi 35 kV sabirnice u TE Tuzla od distributivne potrošnje. TS HAK je od 35 kV postrojenja TE Tuzla udaljena cca 1000 m. Izgradnjom ovog postrojenja bi se uspostavilo osnovno i rezervno napajanje za 35 kV potrošače u općinama Tuzla, Živinice i Lukavac kao i industrijskih transformatorskih stanica rudnika “Kreka”.

TS 110/(20)10 kV Tuzla 3

Regulacionim planom napravljenim, najprije sredinom 60-tih, a potom i krajem 80-tih godina prošlog stoljeća, planirano je da se uz izgradnju istočnog dijela grada Tuzle izgradi i TS 110/35/10 kV pod radnim nazivom TS 110/35/10kV Tuzla Slavinovići. Puni 12 godina pokušavala se od Općine dobiti adekvatna lokacija za ovaj objekat. Napokon, prije 4 godine, je utvrđena lokacija TS međutim još uvijek nisu riješeni imovinsko pravni odnosi na trasi pristupnog 110 kV voda. U ovom periodu je zbog odluke o zabrani izgradnje objekata 35 kV naponskog nivoa, transformatorska stanica, koja je trebala biti TS 110/35/10 kV Slavinovići preprojektovana u TS 110/(20)10 kV Tuzla 3. U istočnom dijelu grada je intenzivna izgradnja stambeno poslovnih objekata i individualnih naselja, tako da postojeći kapacitet TS 110/35/10 kV Tuzla Centar, koja je praktično jedina transformatorska stanica na 110 kV u gradu, nije dovoljan za napajanje konzuma. Trenutno je ovo transformatorska stanica Elektroprenosa, koja je možda najopterećenija u BiH sa vršnim opterećenjem u i preko 40 MW. Sretna okolnost za grad je ta da, prije rata izuzetno razvijena industrija radi sa manje od pola predratne snage. Da ne bi došlo do energetske kolapsa, a ujedno i da bi se ubrzalo rješenje imovinsko pravnih odnosa Elektrodistribucija Tuzla je prekinula izdavati elektroenergetske saglasnosti za višestambene objekte na ovom području. Napajanje ovih objekata uslovljeno je završetkom izgradnje nove transformatorske stanice TS 110/(20)10 kV Tuzla 3. Za njenu izgradnju nabavljena je cjelokupna oprema za 110 i 20 kV napon koja već par godina stoji neupotrebljena. Isto tako, postoji odobrena odluka Upravnog odbora za

Elektro distribuciju Tuzla o izgradnji 10(20) kV rasplesa iz ove stanice i ta sredstva su blokirana već četiri godine.

TS 110/(20)10 kV Tinja

Područje Tinje sada se napaja iz TS 110/10 kV Srebrenik. Padovi napona već na 10 kV naponu kreću se do 20 %. Elektro distribucija Tuzla je ovdje maksimalno ulagala u rekonstrukciju mreže i praktično sve magistralne 10 kV vodove obnovila užetom 50 mm² na armirano betonskim stubovima. Međutim, gubici su i dalje, kao i pad napona, veliki zbog izraženog problema dislociranosti konzuma od postojećih izvora 10 kV napona. Predmetno područje karakterizira intenzivna izgradnja i to na kraju postojećih 10 kV vodova, koji napajaju to područje. Napojni 10 kV vodovi su priključeni na TS 110/10 kV Srebrenik i TS 35/10 kV Lipnica. Za poslovne objekte veće vršne snage ne postoji mogućnost izdavanja elektroenergetske saglasnosti za priključenje jer se ne može obezbijediti vrijednost napona koju zahtijevaju norme i licenca. Priključenje novih kupaca ozbiljno narušava kvalitet napajanja postojećih. Ovom području gravitira oko 4.000 kupaca sa trenutnim opterećenjem od 3.600 kW. Radi se uglavnom o domaćinstvima i vrlo malom broju kupaca iz kategorije ostala potrošnja na niskom naponu. Potrošači se električnom energijom snabdjevaju iz 54 distributivne transformatorske stanice naponskog nivoa 10/0,4 kV i realno se očekuje porast potrošnje do 6.000 kW. Trenutno je ovo područje najugroženije područje u Elektro distribuciji Tuzla sa stanovišta gubitaka snage i energije i tu gubici iznose cca 15%.

Općina Srebrenik je nakon što joj je prezentovan problem ponudila Elektroprenosu zemljište na kojem bi se mogla graditi buduća TS 110/x kV Tinja.

TS 110/35/(20)10 kV Kalesija

Područje Kalesije se prije rata napajalo iz transformatorske stanice TS 35/10 kV Kalesija koja je bila je smještena u industrijskom, istočnom dijelu, općine Kalesija, i TS 35/10 kV Tojšići. Nakon rata izgrađena je nova transformatorska stanica TS 35/10 kV Kalesija smještena u istočnom dijelu općine, ali mnogo bliže gradskom konzumu. Napajanje ove stanice na naponskom nivou 35 kV se vrši iz Elektroprenosove transformatorske stanice 110/35/6 kV Dubrave. Trenutno se napon 35 kV prosleđuje do TS Kalesija po 110 kV vodu Dubrave – Begluk Polje, koji je prekinut u Kalesiji. Ovakva situacija predstavlja ozbiljan problem za Elektroprenos koji ima namjeru uvezati TS Dubrave i TS Begluk Polje u 110 kV prsten. Da bi se to ostvarilo potrebno je napraviti 110 kV postrojenje u Kalesiji i ugraditi transformator 110/35 kV. Izgradnja TS 110/35/10 kV Kalesija je u planu izgradnje primarnih objekata Elektroprenosa, međutim slično kao i u Tuzli, zbog nemogućnosti rješavanja imovinsko pravnih odnosa u koridoru 110 kV vodova na prilazu

transformatorskoj stanici zaustavljeni su svi dalji radovi. Nastavak poslova na rješavanju imovinsko pravnih odnosa kao i u Tuzli je neizvjestan.

Trenutno stanje je takvo da za TS “Kalesija” i TS “Sapna” ne postoji mogućnost rezervnog napajanja, bez obzira na 35 kV vezu TS Kalesija sa TS 110/x Tuzla Centar. U slučaju da Elektroprenos odluči sanirati 110 kV vod Dubrave – Begluk Polje i pustiti pod napon 110 kV, prethodno se mora izgraditi postrojenje 110 kV u TS Kalesija i postojeća transformatorska stanica dograditi na 110/35/10 kV.

TS 110/35/10 kV Živinice jug – Krivača

Na području općine Živinice, u njenom jugoistočnom dijelu, nedostaje novi izvor napona 10(20) kV. Na tom području Elektro distribucija je prije 17 godina planirala izgradnju TS 35/10 kV pod radnim nazivom Krivača. Ova transformatorska stanica je osim općine Živinice trebala da obuhvati napajanje i jugozapadnog dijela općine Kalesija. Prema novom opredjeljenju to bi morala biti TS 110/(20)/10 kV, a najbolja varijanta je da u njoj bude i napon 35 kV kako bi sa jedne strane bila vezana naponom 35 kV na TS 35/10 kV Živinice I, a sa druge na TS 35/10 kV Živinice II.

Području na kojem bi se gradila nova transformatorska stanica gravitira oko 4.500 kupaca sa trenutnim opterećenjem od 3.000 kW i realno očekivanim porastom opterećenja do 6.000 kW. Situacije je dosta slična situaciji u Tinji sa gubitkom snage i energije u iznosu nešto ispod 15%, s tim da se ovo područje napaja po dva 10 kV voda Kuljan i Kovači.

Trenutno stanje na području Živinica je takvo, da zbog ograničenja u prenosnoj moći 35 kV vodova, konzum nije moguće napojiti isključivo iz jedne od TS 110/35/6 kV Đurdevik ili Dubrave.

TS 110/(20)10 kV Doboj Istok – Brijesnica

Na području općine Doboj Istok nedostaje nova izvorna tačka. Za ovo područje najpovoljnije rješenje je izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV u Brijesnici. Loše naponske prilike koje vladaju u ovom dijelu Tuzlanskog kantona moguće je privremeno riješiti prelaskom na 20 kV naponski nivo i Elektro distribucija Tuzla kontinuirano provodi određene aktivnosti na ugradnji opreme 20 kV. Energetske analize su pokazale da bi prelazak na napon 20 kV obezbijedio kvalitetnije napajanje konzuma. Međutim, trend porasta konzuma ukazuje da bi se vrlo brzo, za svega par godina, ponovo pojavili problemi sa naponskim prilikama na tom području.

Za rekonstrukciju cca 50 km dužine voda za Brijesnicu i Klokotnicu treba samo kroz rekonstrukciju voda izdvojiti 1.500.000 KM bez zamjene transformatora 10/0,4 kV. Ovo navodi na zaključak o opravdanosti izgradnje nove stanice 110/10(20) kV, koja bi u ovom slučaju mogla biti smještena ispod voda 110 kV

Gračanica – Doboj. Praksa ukazuje da sanacija i rekonstrukcija 10 kV mreže daje kratkoročne pozitivne efekte, jer u vrlo kratkom vremenu energetske prilike na kritičnim područjima se ponovo dovode u relativno loše energetske prilike.

4. ZAKLJUČAK

Cilj rada nije bila izrada matematičkih proračuna za dokazivanje opravdanosti izgradnje prethodno spomenutih energetskih objekata nego da ukaže na evidentnu problematiku, koja je nastala krutom primjenom odluke o “zaustavljanju razvoja” 35 kV naponskog nivoa i problemima koje je ona izazvala, da istovremeno nisu stvoreni uslovi za izgradnju transformatorskih stanica 110/x kV, čijom izgradnjom bi se prevazišli nagomilani energetski problemi na području Elektrodistribucije Tuzla. Autori rada žele da ukaže na potrebu redefinisavanja odluka JP Elektroprivreda BiH d.d. Sarajevo, u oblasti razvoja elektrodistributivne mreže. Navedene činjenice u radu zorno ukazuju na potrebu **HITNOG** djelovanja u ovoj oblasti. Izdvajanje Elektroprenosa u jedinstvenu državnu prenosnu kompaniju značajno usložnjava odnose u planiranju i izgradnji elektroenergetskih objekata 110 kV naponskog nivoa, za potrebe napajanja distributivnog konzuma. Imajući u vidu postojeći način reguliranja u elektroenergetskom sektoru, nadležnosti DERK-e u oblasti prenosa električne energije i FERK-e u oblasti distribucije, te metodologija odobravanja planova razvoja i izgradnje, nema mjesta optimizmu za brže i efikasnije prevazilaženje postojeće situacije. Činjenica je da se zaostatak u izgradnji elektroenergetskih objekata 110 kV na području Elektrodistribucije Tuzla, teško može nadoknaditi u kraćem periodu, što ozbiljno ugrožava odvijanje procesa snabdijevanja kupaca električnom energijom. Insistiranje FERK-e na ispunjavanju uslova iz licenci za

distributivnu djelatnost može se smatrati neopravdanim, jer Elektrodistribucija Tuzla ne može riješiti probleme kvaliteta napajanja kupaca bez izgradnje novih transformatorskih stanica x/10 kV.

I na kraju se nameće potreba preispitivanja nadležnosti nad objektima 110 kV (TS 110/x), koji su isključivo u funkciji napajanja distributivnih mreža. Smatramo da bi bilo opravdano razmotriti inicijative da se prihvati mogućnost izgradnje TS 110/x kV sredstvima distributera, normalno uz obezbjeđenje sredstava za finansiranje iz tarife, koju bi utvrdio FERK.

LITERATURA

- [1] Sankaran C.: Power Quality, Electro-Test Inc., Seattle, Washington, USA, 2002.
- [2] R.C.Dugan, M.F.McGranaghan, S.Santoso, H.W.Beatty: Electrical power systems quality, 2nd edition, McGraw-Hill, New York, NY, USA, 2002.
- [3] Dr. Željko Novinc: Kvaliteta električne energije, priručnik, Sveučilište J. J. Strossmayera, Osijek Elektrotehnički fakultet, Osijek, Hrvatska, 2006.
- [4] Elaborat opravdanosti izgradnje TS x/10(20) kV Tinja, Elektrodistribucija Tuzla, juni 2005.
- [5] Elaborat uklapanja TS 110/35 kV Tušanj na 35 kV mrežu ED Tuzla, Elektrodistribucija Tuzla, juli 2002.
- [6] Elaborat uklapanja TS 110/10(20) kV Tuzla 3 sa predviđenim 10 kV raspletom, Elektrodistribucija Tuzla, novembar 2002.
- [7] Problematika napajanja električnom energijom konzumnog područja Opštine Doboj Istok i zapadnog dijela Opštine Gračanica sa prijedlozima poboljšanja postojećeg stanja, Elektrodistribucija Tuzla, april 2002.
- [8] Gubici snage i energije u ED Tuzla, Elektrodistribucija Tuzla, april 2006.

NAPAJANJE ELEKTRIČNOM ENERGIJOM JUGOISTOČNOG DIJELA OPŠTINE ŽIVINICE - KRATKOROČNA I DUGOROČNA RJEŠENJA

POWER SYSTEM SUPPLY OF SOUTH-EAST AREA OF ŽIVINICE MUNICIPALITY - SHORT-TERM AND LONG-TERM SOLUTIONS

Dr. Tatjana Konjić, dipl.ing.el.
Univerzitet u Tuzli
Fakultet elektrotehnike

Tahir Brčaninović, dipl.ing.el.

Emir Alibašić, dipl.ing.el.
JP Elektroprivreda BiH
Podružnica ED Tuzla, PJD Živinice

Tuzla – Bosna i Hercegovina

Sažetak: Planiranje razvoja elektrodistributivne mreže predstavlja sistemsku proceduru sakupljanja i analize podataka u vezi sa potrošnjom električne energije i kvalitetnim snabdijevanjem krajnjih korisnika. Područje Elektrodistribucije Tuzla predstavlja područje sa izuzetno velikim procentom razvoja i naseljenosti. Zbog toga, na mnogim područjima, postojeći kapaciteti ne mogu adekvatno zadovoljiti potrebe, pa sistem radi ispod granica tehničkih mogućnosti. U radu je predstavljane analiza jednog takvog područja (jugoistočno područje opštine Živinice), te je dat pregled mogućih rješenja za prevazilaženje postojećih problema u napajanja krajnjih korisnika.

Ključne riječi: elektrodistributivna mreža, planiranje distributivnog sistema, naponski nivo, kvalitet električne energije

Abstract: Power distribution system development planning presents systematic procedure of collecting and analyses all relevant data relate to electrical energy consumption and power quality supply of end users. Competency zone of "Elektrodistribucija Tuzla" is an area with high percentage of development and huge number of population. Therefore, in many regions, existing network capacity is not able to satisfy demand, and very often operate under technical limits. In the paper, detailed analyze of such region (south-east area of Živinice municipality) and possible solutions for outwork the power quality supply problems of the end users are presented.

Key words: electrical power distribution network, distribution system planning, voltage level, power quality

UVOD

Optimalan razvoj elektroenergetske mreže podrazumijeva zadovoljenje konzuma električnom energijom potrebnog kvantiteta, kvaliteta i kontinuiteta uz minimalne troškove. To zahtijeva, od onih koji planiraju mreže, da između tehničkih i ekonomskih uslova, u dugoročnom planu razvoja, nađu odgovarajuće optimalno tehno-ekonomsko rješenje. Pri tome je neophodno odgovoriti na niz pitanja koja su postavljena pred planere mreže i odnose se na:

- ♦ konfiguraciju mreže,
- ♦ prognozu potrošnje električne energije i opterećenja,
- ♦ zahtjeve izabranog naponskog nivoa,
- ♦ režim neutralne tačke,
- ♦ tip opreme,
- ♦ tip voda,
- ♦ presjek vodiča,
- ♦ izbor lokacije transformatorskih stanica, te snage i broja transformatora,
- ♦ izbor nivoa snage kratkog spoja,
- ♦ strukturu mreže sa izabranom opremom u prostoru i vremenu, i dr.

Planiranje mreže započinje analizom dugoročnog razvoja konzuma, preko uspostavljanja početne konfiguracije i proučavanja parametara mreže, pa sve do izbora opreme, lokacija i detaljnih analiza dinamike razvoja u srednjoročnom periodu [1]. Pri tome je potrebno voditi računa da je razvoj mreže direktno ovisan o nekim faktorima koji su rezultat dugoročnog planiranja kao što su što tačnije prognoze potrošnje električne energija, izbor naponskih nivoa i snaga kratkog spoja, standardizacija opreme, te izbor strukture i konfiguracije mreže, izbor režima neutralne tačke, izbor transformatorskih stanica i slično [2].

Za područje Elektrodistribucije Tuzla je karakteristično da je elektrodistributivna mreža razvijana do sada na tri naponska nivoa, 35 kV, 10kV i 0,4kV U poslijeratnom periodu sve rekonstrukcije postojećih elektrodistributivnih objekata, kao i izgradnja novih na 10kV naponskom nivou su praćeni ugradnjom opreme za 20kV naponski nivo. Međutim, do danas je u odnosu na postojeću elektrodistributivnu mrežu ugrađen mali procenat 20 kV opreme [3].

S druge strane, razvoj i naseljavanje pojedinih područja na Tuzlanskom kantonu su takvi da rješavanje njihovog napajanja električnom energijom na kvalitetan način, ne može čekati prelazak sa 10 kV naponskog nivoa na 20 kV nivo, odnosno ne može čekati ukidanje 10 kV i 35 kV naponskih nivoa za distribuciju električne energije. Rješenja koja se pri tome nameću su svakako ona koja moraju uvažavati i postojeći koncept elektrodistributivne mreže, kao i primjenu najsavremenijih tehnologija što se tiče materijala i opreme uz postepenu pripremu za prelazak na 20 kV naponski nivo [3].

Jedno od karakterističnih područja sa aspekta ubrzanog razvoja i enormnog naseljavanja je svakako područje Općine Živinice, za koje je u nastavku rada obrađen segment napajanja električnom energijom.

1. PREGLED POSTOJEĆEG STANJA NA PODRUČJU PJD ŽIVINICE

Područje PJD Živinice napaja se preko dvadeset dva 10 kV odlaza iz tri trafostanice:

- TS 35/10 kV Živinice I,
- TS 35/10 kV Živinice II i
- TS 35/10 kV Ljubače.

Sa ovih odlaza se preko trafostanica 10(20)/0,4 kV snabdijeva električnom energijom 20886 kupaca u kategoriji "domaćinstva" i 1384 kupaca u kategoriji "ostala potrošnja". Energetska analiza područja PJD Živinice, prikazana u Tabeli 1, Tabeli 2 i Tabeli 3, ukazuje na izuzetno velike gubitke radne snage i energije na 10 kV DV Kuljan i 10 kV DV Kovači, koji su priključeni na TS Živinice II 35/10 kV.

TS 35/10 kV Živinice II je trafostanica sa dva transformatora snage od po 8 MVA. Preko sedam 10 kV izlaza, odnosno 92 TS 10/0,4 kV, sa ove trafostanice se napaja oko 9.300 kupaca električne energije. Trenutno su u pogonu oba transformatora. Njihovo ukupno opterećenje prikazano je u Tabeli 4.

Preko DV 10 kV Kovači se napaja 31 trafostanica 10/0,4 kV, sa oko 2.900 kupaca električne energije. Na DV 10 kV Kovači su izraženi veliki padovi napona na određenim trafostanicama koji su posljedica velike dužine voda (dužina magistralnog voda je cca 14.600m, a dužina odcjepa je cca 14.600m) koja ukupno iznosi cca 29.200m, te neadekvatnog presjeka vodiča magistralnog voda (Al-Fe 25 mm²). Pomenuti podaci su vidljivi u Tabeli 5.

Zbog velike dužine sredjenaponskog voda i velikog broja kupaca električne energije prikazani rezultati vezani za gubitke snage i padove napona su sasvim očekivani.

U Tabeli 5 moguće je evidentirati nedozvoljene padove napona na čak 24 od ukupno 31 izvoda i to sa vrijednostima koje uveliko premašuje dopuštenu vrijednost od 5%.

Takođe, moguće je uočiti u Tabeli 2 da se na odlazu DV Kovači ima slijedaća situacija:

$$P_{odl} = 2017 \text{ kW}; \Sigma P_{pot} = 1670 \text{ kW}; \\ P_{gub} = 346,53 \text{ kW}; p_{gub} = 17,18 \%$$

gdje je:

P_{odl} – odlazna snaga na početku voda,
 ΣP_{pot} – ukupno opterećenje na odlazu,
 P_{gub} – gubici na odlazu,
 p_{gub} – procentualni gubici na odlazu.

Loše stanje, na 10 kV DV Kovači, potvrđuje i analiza naponskih prilika na 10 kV strani pripadajućih transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV, koja pokazuje da su naponi na **svim** 10 kV sabirnicama ispod propisanih i dozvoljenih granica, a pad napona na krajnjoj TS 10(20)/0,4 kV Repuh iznosi čak **16,2%**.

Manje loše stanje je na 10 kV DV Kuljan, što potvrđuje i analiza naponskih prilika na 10 kV strani pripadajućih transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV, po kojoj je pad napona na krajnjoj TS 10(20)/0,4 kV Gladojevići **4,7%**.

Nešto povoljnije stanje što se tiče gubitaka je na 10 kV DV Kuljan u odnosu na 10 kV DV Kovači, ali i dalje izvan dozvoljenih granica, kao što je vidljivo u Tabeli 2:

$$P_{odl} = 1280 \text{ kW}; \Sigma P_{pot} = 1181,78 \text{ kW}; \\ P_{gub} = 98,22 \text{ kW}; p_{gub} = 7,67 \%$$

Tabela 1. – Energetska analiza područja PJD Živinice napajana sa TS 35/10 kV Živinice 1

Naziv 10 kV izlaza	Podl [kW]	Ppot [kW]	Pgub [kW]	Po [kW]	pgub [%]
Živinice grad	1.443,0	1.417	26,03	4,10	1,80
Rud. kolona 1	2.047,0	2.012,3	34,67	5,12	1,69
Sjever	160,4	158,1	2,30	0,93	1,43
Vodovod	2.213,0	2.122,1	90,89	6,69	4,11
Ljubače	640,8	629	11,92	3,52	1,86
Maline	1.412,0	1.350,1	61,91	10,36	4,38
Dubrave	1.991,0	1.762,7	228,33	12,23	11,47
Konjuh 1	2.677,5	2.623,1	54,43	13,35	2,03
Konjuh 2 (rez.)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UKUPNO	12.584,7	12.074,2	510,48	56,30	4,06

Tabela 2. – Energetska analiza područja PJD Živinice napajana sa TS 35/10 kV Živinice II

Naziv 10 kV izlaza	Podl [kW]	Ppot [kW]	Pgub [kW]	Po [kW]	pgub [%]
Rud. kolona 2	701,30	689,5	11,82	3,92	1,69
Ciljuge	685,00	673,5	11,50	4,64	1,68
Kutić	878,10	856,7	21,42	5,87	2,44
Kovači	2.017,0	1.670,5	346,53	15,84	17,18
Višća	1.218,0	1.137,8	80,24	9,80	6,59
Kuljan	1.280,0	1.181,8	98,22	9,83	7,67
Rasklop.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UKUPNO	6.779,4	6.209,7	569,73	49,90	8,40

Tabela 3. – Energetska analiza područja PJD Živinice napajana sa TS 35/10 kV Ljubače

Naziv 10 kV izlaza	Podl [kW]	Ppot [kW]	Pgub [kW]	Po [kW]	pgub [%]
Kiseljak	759,6	720,0	39,64	6,36	5,22
Husino	976,80	932,8	44,00	6,09	4,50
Mlin	408,3	408,0	0,30	0,00	0,07
Par Selo	964,1	923,6	40,50	8,78	4,20
Suha	1.225,0	1.131,0	94,00	9,37	7,67
Alfe Mi	358,7	352,9	5,80	3,48	1,62
UKUPNO	4.692,5	4.468,3	224,24	34,08	4,78

Tabela 4. - Opterećenje TS 35/10 kV Živinice II
ČTS Živinice 2-TR1 U PQ Trafo S Rel Smax

P 35-ČTS Živinice 2 35.00kV => 2696kW => 1954kVA
3330kVA 42% 8000kVA
S 10-ČTS Živinice 2 10.30kV <= 2678kW <= 1795kVA
3224kVA 40% 8000kVA

U Reg.=OFF n= +0 Pgub= =>18.51kW

ČTS Živinice 2-TR2	U	PQ Trafo	S	Rel	Smax
P 35-ČTS Živinice 2	35.00kV	=> 2737kW	=> 2154kVA		
3483kVA	44%	8000kVA			
S 10-ČTS Živinice 2	10.30kV	<= 2718kW	<= 1817kVA		
3270kVA	41%	8000kVA			
U Reg.=OFF	n= +0	Pgub=	=>18.77kW		

Tabela 5. - Padovi napona na 10 kV sabirnicama TS 10/0,4 kV na DV 10 kV Kovači

Naponi sabirnica

Sabirnica	Un	U	f _i [o]	%Un
10-Bašigovci škola	10.00kV	9.494kV	0.19	-5.1
10-Bašigovci 1	10.00kV	9.722kV	-0.17	-2.8
10-Bašigovci kop	10.00kV	9.762kV	-0.23	-2.4
10-Bašigovci n.nas.	10.00kV	9.500kV	0.18	-5.0
10-Bezdan	10.00kV	9.008kV	1.01	-9.9
10-Brodić	10.00kV	8.902kV	1.21	-11.0
10-Časuri	10.00kV	8.573kV	1.83	-14.3
10-D.Lukavica 1	10.00kV	9.290kV	0.52	-7.1
10-D.Lukavica 2	10.00kV	9.331kV	0.46	-6.7
10-Džankići	10.00kV	8.822kV	1.35	-11.8
10-Filipovići	10.00kV	8.551kV	1.86	-14.5
10-G.Lukavica 1	10.00kV	9.036kV	0.96	-9.6
10-G.Lukavica 2	10.00kV	8.923kV	1.17	-10.8
10-Gračanica 1	10.00kV	8.623kV	1.73	-13.8
10-Gračanica 2	10.00kV	8.629kV	1.71	-13.7
10-Gračanica 3	10.00kV	8.641kV	1.69	-13.6
10-Gumara	10.00kV	9.762kV	-0.23	-2.4
10-Korajci	10.00kV	8.542kV	1.88	-14.6
10-Kovači 1	10.00kV	9.925kV	-0.49	-0.8
10-Kovači 2	10.00kV	10.10kV	-0.75	1.0
10-Krivača	10.00kV	9.019kV	0.99	-9.8
10-Pobrdani	10.00kV	9.634kV	-0.03	-3.7
10-Podoljani	10.00kV	9.633kV	-0.03	-3.7
10-Repuh	10.00kV	8.539kV	1.88	-14.6
10-Samardžije	10.00kV	8.560kV	1.84	-14.4
10-Svojat	10.00kV	8.811kV	1.37	-11.9
10-Toplice	10.00kV	9.086kV	0.88	-9.1
10-Tupkovići	10.00kV	8.564kV	1.83	-14.4
10-Tupkovići škola	10.00kV	8.582kV	1.81	-14.2
10-Zelenika 1	10.00kV	8.741kV	1.50	-12.6
10-Zelenika 2	10.00kV	8.681kV	1.62	-13.2

Prijedlog poboljšanja stanja na području PJD Živinice

Da bi se prevazišle predhodno opisane situacije pomenutog konzuma prvobitno su se nametala sljedeća rješenja:

- prelazak na 20 kV naponski nivo,
- promjena presjeka i prelazak na 20 kV naponski nivo,
- izgradnja nove TS X/10 kV.

Analiza prelaska sa 10 kV na 20 kV naponski nivo pokazuje da se gubici snage na 10 kV DV Kovači, bez promjene presjeka użeta smanjuju sa 17,18 % na 7,30 %, a sa planiranom zamjenom użeta, gubici snage se smanjuju na 6,20 % (Tabela 6).

Tabela 6. - Pregled pozitivnih efekata ponuđenih rješenja

		Naziv odlaza	
		DV Kovači	DV Kuljan
Gubici radne snage (%) za pojedina rješenja	Trenutno stanje	17,18	7,6
	Prelazak na 20 kV	7,30	3,56
	Prelazak na 20 kV i promjena presjeka	6,20	3,86
	Izgradnja nove X/10 TS	3,92	4,15

Dobijeni rezultati su, za trenutno opterećenje, prihvatljivi, s obzirom na padove napona na 20 kV sabirnicama, kao i gubitke snage i električne energije.

Međutim, povećanje opterećenja za 10% ponovo dovodi do porasta gubitaka snage i električne energije, te padova napona većih od dozvoljenih. Navedeno opterećenje, u odnosu na period izrade analize, procijenjeno je da će biti postignuto već 2008. godine.

Jedina alternativa za kvalitetno napajanje električnom energijom analiziranog područja obezbjeđenje nove 10(20) kV napojne tačke, odnosno izgradnja trafostanice X/10(20) kV Živinice 3. Ukupni gubici radne snage na oba posmatrana DV prikazani su u Tabeli 7.

Tabela 7. - Stanje u mreži na području PJD Živinice i gubici snage na odlazu 10 kV DV Kovači i 10 kV DV Kuljan pri izgradnji nove TS X/10 kV

Ukupni podaci o mreži			
Proizvodnja radna snaga:	1155kW	jalova snaga:	898.8kVAr
Opterećenje radna snaga:	1109kW	jalova snaga:	567.5kVAr
Razlika	46.70kW		331.3kVAr

Gubici radne snage TRANSFORMATORI:	30.19kW
Gubici radne snage VODOVI:	16.51kW
Gubici radne snage PRIGUŠNICE:	0.000kW
Gubici radne snage OSTALO:	0.000kW
Suma:	46.70kW

Dakle, izgaranjem nove TS X/10 kV imala bi se slijedeća situacija na odlazu DV Kovači:

$P_{odl} = 866 \text{ kW}$; $\Sigma P_{pot} = 832 \text{ kW}$;
 $P_{gub} = 34 \text{ kW}$; $p_{gub} = 3,92 \%$,

a na odlazu DV Kuljan:

$P_{odl} = 289 \text{ kW}$; $\Sigma P_{pot} = 277 \text{ kW}$;
 $P_{gub} = 12 \text{ kW}$; $p_{gub} = 4,15 \%$

Naponske prilike na svim razmatranim trafostanica 10(20)/0,4 kV (ukupno 22 TS) bile bi u propisanim okvirima.

Ukoliko bi došlo do porasta opterećenja potrošača na TS X/10(20) kV Živinice 3 za 20 %, koje se na osnovu prognoze potrošnje električne energije može očekivati

do 2017.godine, onda se na osnovu analize dobijaju rezultati prikazani u Tabeli 8.

Tabela 8. - Stanje u mreži na području PJD Živinice i gubici snage na odlazu 10 kV DV Kovači i 10 kV DV Kuljan za povećanje potrošnje za 20%

Ukupni podaci o mreži			
Proizvodnja radna snaga:	1395kW	jalova snaga:	1060kVAr
Opterećenje radna snaga:	1330.8kW	jalova snaga:	680kVAr
Razlika	64.2kW		380kVAr

Gubici radne snage TRANSFORMATORI:	36.50kW
Gubici radne snage VODOVI:	27.70kW
Gubici radne snage PRIGUŠNICE:	0.000kW
Gubici radne snage OSTALO:	0.000kW

Suma 64.20kW

Analizom gubitaka radne snage na odlazu DV Kovači pri povećanju potrošnje za 20% dobija se:

$P_{odl} = 1046 \text{ kW}$; $\Sigma P_{pot} = 997,8 \text{ kW}$;
 $P_{gub} = 48,2 \text{ kW}$; $p_{gub} = 4,6 \%$,

a na odlazu DV Kuljan:

$P_{odl} = 349 \text{ kW}$; $\Sigma P_{pot} = 333 \text{ kW}$;
 $P_{gub} = 16 \text{ kW}$; $p_{gub} = 4,58 \%$

Naponske prilike bi i pri povećanju opterećenja svih potrošača na TS X/10(20) kV Živinice 3 za očekivanih 20 % bile u dozvoljenim i propisanim granicama.

2. PREUZIMANJE TS 35/10 kV DUBRAVE

Odlaskom SFOR-a sa Aerodroma Dubrave TS 35/10 kV Dubrave (sadašnji naziv Base Eagle) će prijeći u vlasništvo ED Tuzla. S obzirom da na području PJD Živinice postoje mreže sa izuzetno izraženim problemima u napajanju kupaca električne energije, novi izvor bi imao veliki značaj [4]. To se prvenstveno odnosi na 10 kV izlaz Dubrave iz TS 35/10 kV Živinice I, te na 10 kV izlaz Kovači iz TS 35/10 kV Živinice II, na kojima su izraženi veliki padovi napona na kraju vodova prouzrokovani prije svega izrazito velikim dužinama i malim presjekom vodiča. Osim toga, ukoliko se ukaže potreba, u nekom narednom periodu, sa trafostanice Dubrave je moguće napojiti i dio konzuma sa 10 kV izlaza Vukovije iz TS 35/10 kV Tojšići s obzirom da je dio kablovske mreže koja se prostire kroz prostor aerodroma već došao u neposrednu blizinu nekih od trafostanica pomenutog dalekovoda.

TS 35/10 kV Dubrave (Base Eagle) je nova, zidana trafostanica, sa dva transformatora snage od po 8 MVA, te potpuno opremljenim 35 i 10 kV ćelijama, sa ugrađenim numeričkim zaštitama i predviđenim prostorom za ugradnju još dvije 35 kV i tri 10 kV ćelije. Trafostanica se napaja iz TS 110/35/6 kV Dubrave. Ova trafostanica trenutno služi samo za napajanje aerodroma Dubrave. Sve trafostanice koje se

nalaze u krugu aerodroma se napajaju preko tri 10 kV izlaza. Pošto je trenutno opterećenje trafostanice cca 1,5 MW jedan transformator je isključen i služi kao rezerva.

2.1. Uklapanje DV 10 kV Kovači

Priključenje DV 10 kV Kovači na TS 35/10 kV Dubrave rješava problem padova napona na sabirnicama svih TS 10/0,4 kV. S toga je poželjno dio DV 10 kV Kovači napojiti sa TS 35/10 kV Dubrave dok bi drugi dio dalekovoda i dalje bio napojen iz TS 35/10 kV Živinice II. Pošto u krugu aerodroma postoji MBTS (montažno-betonska trafostanica) do koje je položen kabal 150mm², ispod aerodromske piste, u dužini cca 2.200m, neophodno je, od ove tačke izgraditi dalekovod u dužini cca 4.300m, preko Sprečkog polja, do čvorne tačke odcjeka za TS 10/0,4 kV Toplice kako bi se dio DV 10 kV Kovači mogao napojiti sa TS 35/10 kV Dubrave, pri čemu bi se zadovoljile naponske prilike.

U tom slučaju bi krajnja trafostanica na DV 10 kV Kovači, čije bi napajanje ostalo iz TS 35/10 kV Živinice II bila TS 10/0,4 kV D.Lukavica 1. Između te trafostanice i tačke otcjeka za TS 10/0,4 kV Toplice je potrebno izvršiti raspajanje dalekovoda. Padovi napona na 10 kV sabirnicama svih trafostanica koje bi se napajale iz TS 35/10 kV Živinice II ostaju u dozvoljenim granicama što se vidi u Tabeli 9.

Tabela 9. - Padovi napona na 10 kV sabirnicama trafostanica 10/0,4 kV na dijelu DV 10 kV Kovači koji se napaja iz TS 35/10 kV Živinice II

Naponi sabirnica				
Sabirnica	Un	U	fi[o]	%Un
10-Bašigovci škola	10.00kV	10.01kV	-0.96	0.1
10-Bašigovci 1	10.00kV	10.07kV	-1.05	0.7
10-Bašigovci kop	10.00kV	10.08kV	-1.07	0.8
10-Bašigovci n.nas.	10.00kV	10.00kV	-0.94	0.0
10-D.Lukavica 1	10.00kV	9.985kV	-0.92	-0.2
10-D.Lukavica 2	10.00kV	9.984kV	-0.91	-0.2
10-Gumara	10.00kV	10.08kV	-1.07	0.8
10-Kovači 1	10.00kV	10.13kV	-1.16	1.3
10-Kovači 2	10.00kV	10.20kV	-1.26	2.0
10-Pobrdani	10.00kV	10.04kV	-1.00	0.4
10-Podoljani	10.00kV	10.04kV	-1.00	0.4

Kompletan preostali dio DV 10 kV Kovači bi se napajao iz TS 35/10 kV Dubrave.

Ukoliko bi se dio dalekovoda koji je potrebno izgraditi od MBTS u krugu aerodroma do tačke otcjeka za TS 10/0,4 kV Toplice uradio sa presjekom vodiča od 50mm², s tim da na ostatku magistralnog voda ostane sadašnji presjek vodiča (25mm²), na 10 kV sabirnicama trafostanica 10/0,4 kV bi se dobili padovi napona kako je prikazano u Tabeli 10.

Tabela 10. - Padovi napona na 10 kV sabirnicama TS 10/0,4 kV na dijelu DV 10 kV Kovači koji se napaja iz TS 35/10 kV Dubrave sa presjekom vodiča novoizgrađenog dalekovoda od 50mm²

Naponi sabirnica				
Sabirnica	Un	U	fi[o]	%Un
10-Bezdan	10.00kV	9.800kV	-1.22	-2.0
10-Brodić	10.00kV	9.703kV	-1.04	-3.0
10-Časuri	10.00kV	9.418kV	-0.55	-5.8
10-Džankići	10.00kV	9.629kV	-0.91	-3.7
10-Filipovići	10.00kV	9.398kV	-0.52	-6.0
10-G.Lukavica 1	10.00kV	9.825kV	-1.26	-1.7
10-G.Lukavica 2	10.00kV	9.722kV	-1.07	-2.8
10-Gračanica 1	10.00kV	9.464kV	-0.64	-5.4
10-Gračanica 2	10.00kV	9.470kV	-0.66	-5.3
10-Gračanica 3	10.00kV	9.480kV	-0.68	-5.2
10-Korajci	10.00kV	9.389kV	-0.51	-6.1
10-Krivača	10.00kV	9.809kV	-1.23	-1.9
10-Repuh	10.00kV	9.386kV	-0.50	-6.1
10-Samardžije	10.00kV	9.406kV	-0.54	-5.9
10-Svojat	10.00kV	9.619kV	-0.89	-3.8
10-Toplice	10.00kV	9.871kV	-1.33	-1.3
10-Tupkovići	10.00kV	9.410kV	-0.55	-5.9
10-Tupkovići škola	10.00kV	9.427kV	-0.57	-5.7
10-Zelenika 1	10.00kV	9.572kV	-0.84	-4.3
10-Zelenika 2	10.00kV	9.517kV	-0.74	-4.8

Ukoliko se na novoizgrađenom dalekovodu upotrijebi uže presjeka 70mm², s tim da na ostatku magistralnog voda ostane sadašnji presjek vodiča (25mm²), na 10 kV sabirnicama trafostanica 10/0,4 kV bi se dobili padovi napona kako je prikazano u Tabeli 11.

Tabela 11. - Padovi napona na 10 kV sabirnicama TS 10/0,4 kV na dijelu DV 10 kV Kovači koji se napaja iz TS 35/10 kV Dubrave sa presjekom vodiča novoizgrađenog dalekovoda od 70mm²

Naponi sabirnica				
Sabirnica	Un	U	fi[o]	%Un
10-Bezdan	10.00kV	9.888kV	-1.48	-1.1
10-Brodić	10.00kV	9.791kV	-1.31	-2.1
10-Časuri	10.00kV	9.509kV	-0.83	-4.9
10-Džankići	10.00kV	9.718kV	-1.18	-2.8
10-Filipovići	10.00kV	9.489kV	-0.80	-5.1
10-G.Lukavica 1	10.00kV	9.913kV	-1.52	-0.9
10-G.Lukavica 2	10.00kV	9.810kV	-1.34	-1.9
10-Gračanica 1	10.00kV	9.554kV	-0.92	-4.5
10-Gračanica 2	10.00kV	9.560kV	-0.93	-4.4
10-Gračanica 3	10.00kV	9.571kV	-0.95	-4.3
10-Korajci	10.00kV	9.480kV	-0.78	-5.2
10-Krivača	10.00kV	9.897kV	-1.50	-1.0
10-Repuh	10.00kV	9.478kV	-0.78	-5.2
10-Samardžije	10.00kV	9.497kV	-0.81	-5.0
10-Svojat	10.00kV	9.708kV	-1.16	-2.9
10-Toplice	10.00kV	9.958kV	-1.60	-0.4
10-Tupkovići	10.00kV	9.501kV	-0.82	-5.0
10-Tupkovići škola	10.00kV	9.517kV	-0.84	-4.8
10-Zelenika 1	10.00kV	9.661kV	-1.11	-3.4
10-Zelenika 2	10.00kV	9.607kV	-1.01	-3.9

Dakle, uočljivo je da bez obzira koji se presjek uzeća upotrijebi na novoizgrađenom dalekovodu (50mm² ili 70mm²), na nekoliko trafostanica, kao i na kraju voda (na sabirnicama TS 10/0,4 kV Repuh), se dobijaju nedozvoljeni padovi napona. Očito je da je potrebno izvršiti zamjenu postojećeg uzeća na ostatku magistralnog voda, koje je trenutno presjeka 25mm². U tom slučaju postoje dvije varijante:

- Varijanta 1 - zamjena postojećeg užeta sa vodičem presjeka 35mm²
- Varijanta 2 - zamjena postojećeg užeta sa vodičem presjeka 50mm².

2.1.1. Varijanta 1

Ukoliko se izvrši zamjena postojećeg užeta sa vodičem presjeka 35mm², uz uže na novo-izgrađenom dalekovodu od 50mm², na 10 kV sabirnicama trafostanica 10/0,4 kV dobijaju se padovi napona kako je prikazano u Tabeli 12.

Tabela 12. - Padovi napona na 10 kV sabirnicama TS 10/0,4 kV na dijelu DV 10 kV Kovači koji se napaja iz TS 35/10 kV Dubrave sa presjekom vodiča novoizgrađenog dalekovoda od 50mm² i presjekom vodiča magistralnog voda od 35mm²

Naponi sabirnica

Sabirnica	Un	U	f _i [o]	%Un
10-Bezdan	10.00kV	9.815kV	-1.24	-1.9
10-Brodić	10.00kV	9.751kV	-1.18	-2.5
10-Časuri	10.00kV	9.529kV	-0.92	-4.7
10-Džankići	10.00kV	9.696kV	-1.12	-3.0
10-Filipovići	10.00kV	9.512kV	-0.91	-4.9
10-G.Lukavica 1	10.00kV	9.840kV	-1.28	-1.6
10-G.Lukavica 2	10.00kV	9.763kV	-1.19	-2.4
10-Gračanica 1	10.00kV	9.563kV	-0.97	-4.4
10-Gračanica 2	10.00kV	9.563kV	-0.96	-4.4
10-Gračanica 3	10.00kV	9.574kV	-0.98	-4.3
10-Korajci	10.00kV	9.505kV	-0.90	-4.9
10-Krivača	10.00kV	9.824kV	-1.25	-1.8
10-Repuh	10.00kV	9.502kV	-0.90	-5.0
10-Samardžije	10.00kV	9.518kV	-0.91	-4.8
10-Svojat	10.00kV	9.689kV	-1.11	-3.1
10-Toplice	10.00kV	9.875kV	-1.31	-1.3
10-Tupkovići	10.00kV	9.521kV	-0.92	-4.8
10-Tupkovići škola	10.00kV	9.535kV	-0.93	-4.6
10-Zelenika 1	10.00kV	9.642kV	-1.06	-3.6
10-Zelenika 2	10.00kV	9.602kV	-1.01	-4.0

Ukoliko bi došlo do porasta opterećenja potrošača na analiziranom konzumu za 20 %, koje se na osnovu prognoze potrošnje električne energije može očekivati 2017.godine, onda se na osnovu analize dobijaju vrijednosti prikazane u Tabeli 13.

Iz rezultata prikazanih u Tabeli 10 vidimo da pri povećanju potrošnje za 20 % imamo padove napona na sabirnicama veće od dozvoljenih.

Tabela 13. - Padovi napona na 10 kV sabirnicama TS 10/0,4 kV na dijelu DV 10 kV Kovači koji se napaja iz TS 35/10 kV Dubrave sa presjekom vodiča novoizgrađenog dalekovoda od 50mm² i presjekom vodiča magistralnog voda od 35mm² pri povećanju potrošnje 20%

NAPONI SABIRNICA

Sabirnica	Un	U	f _i [o]	%Un
10-Časuri	10.00kV	9.296kV	-2.23	-7.0
10-Bezdan	10.00kV	9.645kV	-2.57	-3.5
10-Brodić	10.00kV	9.567kV	-2.51	-4.3
10-Džankići	10.00kV	9.500kV	-2.45	-5.0
10-Filipovići	10.00kV	9.272kV	-2.20	-7.3
10-G.Lukavica 1	10.00kV	9.676kV	-2.62	-3.2
10-G.Lukavica 2	10.00kV	9.582kV	-2.52	-4.2

10-Gračanica 1	10.00kV	9.338kV	-2.28	-6.6
10-Gračanica 2	10.00kV	9.338kV	-2.27	-6.6
10-Gračanica 3	10.00kV	9.351kV	-2.29	-6.5
10-Korajci	10.00kV	9.264kV	-2.19	-7.4
10-Krivača	10.00kV	9.657kV	-2.59	-3.4
10-Repuh	10.00kV	9.261kV	-2.18	-7.4
10-Samardžije	10.00kV	9.280kV	-2.20	-7.2
10-Svojat	10.00kV	9.492kV	-2.44	-5.1
10-Tupkovići	10.00kV	9.283kV	-2.21	-7.2
10-Tupkovići škola	10.00kV	9.305kV	-2.24	-7.0
10-Zelenika 1	10.00kV	9.435kV	-2.38	-5.7
10-Zelenika 2	10.00kV	9.385kV	-2.33	-6.1

2.1.2. Varijanta 2

Ukoliko se izvrši zamjena postojećeg užeta sa vodičem presjeka 50mm², uz uže na novo-izgrađenom dalekovodu od 50mm², na 10 kV sabirnicama trafostanica 10/0,4 kV dobijaju se padovi napona kako je prikazano u Tabeli 14.

Tabela 14. - Padovi napona na 10 kV sabirnicama TS 10/0,4 kV na dijelu DV 10 kV Kovači koji se napaja iz TS 35/10 kV Dubrave sa presjekom vodiča novoizgrađenog dalekovoda od 50mm² i presjekom vodiča magistralnog voda od 50mm²

Naponi sabirnica

Sabirnica	Un	U	f _i [o]	%Un
10-Bezdan	10.00kV	9.825kV	-1.25	-1.8
10-Brodić	10.00kV	9.782kV	-1.26	-2.2
10-Časuri	10.00kV	9.612kV	-1.19	-3.9
10-Džankići	10.00kV	9.740kV	-1.25	-2.6
10-Filipovići	10.00kV	9.597kV	-1.19	-4.0
10-G.Lukavica 1	10.00kV	9.850kV	-1.29	-1.5
10-G.Lukavica 2	10.00kV	9.790kV	-1.26	-2.1
10-Gračanica 1	10.00kV	9.638kV	-1.21	-3.6
10-Gračanica 2	10.00kV	9.635kV	-1.19	-3.6
10-Gračanica 3	10.00kV	9.645kV	-1.21	-3.5
10-Korajci	10.00kV	9.592kV	-1.18	-4.1
10-Krivača	10.00kV	9.834kV	-1.26	-1.7
10-Repuh	10.00kV	9.589kV	-1.18	-4.1
10-Samardžije	10.00kV	9.601kV	-1.19	-4.0
10-Svojat	10.00kV	9.735kV	-1.25	-2.6
10-Toplice	10.00kV	9.877kV	-1.30	-1.2
10-Tupkovići	10.00kV	9.604kV	-1.19	-4.0
10-Tupkovići škola	10.00kV	9.617kV	-1.20	-3.8
10-Zelenika 1	10.00kV	9.699kV	-1.23	-3.0
10-Zelenika 2	10.00kV	9.668kV	-1.22	-3.3

Iz tabela se može zaključiti da ukoliko se na preostalom dijelu DV 10 kV Kovači izvrši zamjena postojećeg užeta sa užetom presjeka 35mm² mogli bi se dobiti zadovoljavajući padovi napona, ali s obzirom da bi na 10 kV sabirnicama krajnjih trafostanica padovi napona bili na granici dozvoljenih rješenje je ipak zamjena užeta na ostatku magistralnog voda sa užetom presjeka 50mm², čime se padovi napona dovode u propisane granice.

Tabela 15. - Padovi napona na 10 kV sabirnicama TS 10/0,4 kV na dijelu DV 10 kV Kovači koji se napaja iz TS 35/10 kV Dubrave sa presjekom vodiča novoizgrađenog dalekovoda od 50mm² i presjekom vodiča magistralnog voda od 35mm² pri povećanju potrošnje 20%

NAPONI SABIRNICA

Sabirnica	Un	U	f _[o]	%Un
10-Bezdan	10.00kV	9.649kV	-2.55	-3.5
10-Brodić	10.00kV	9.597kV	-2.58	-4.0
10-Džankići	10.00kV	9.546kV	-2.57	-4.5
10-Filipovići	10.00kV	9.373kV	-2.51	-6.3
10-G.Lukavica 1	10.00kV	9.680kV	-2.60	-3.2
10-G.Lukavica 2	10.00kV	9.607kV	-2.57	-3.9
10-Gračanica 1	10.00kV	9.423kV	-2.53	-5.8
10-Gračanica 2	10.00kV	9.418kV	-2.51	-5.8
10-Gračanica 3	10.00kV	9.431kV	-2.53	-5.7
10-Korajci	10.00kV	9.366kV	-2.51	-6.3
10-Krivača	10.00kV	9.660kV	-2.57	-3.4
10-Repuh	10.00kV	9.363kV	-2.50	-6.4
10-Samardžije	10.00kV	9.378kV	-2.51	-6.2
10-Svojat	10.00kV	9.540kV	-2.57	-4.6
10-Tupkovići	10.00kV	9.381kV	-2.52	-6.2
10-Tupkovići škola	10.00kV	9.397kV	-2.52	-6.0
10-Zelenika 1	10.00kV	9.497kV	-2.56	-5.0
10-Zelenika 2	10.00kV	9.459kV	-2.55	-5.4

U ovoj varijanti pojavljuje se daleko bolja situacija glede padova napona na pojedinim sabirnicama. I u ovom slučaju postoje sabirnice na kojima su padovi napona ispod dozvoljenih, ali ti padovi napona ne prelaze 6,4 % od dozvoljenih 5 %.

3. ZAKLJUČAK

Razvoj električne energije, zahtijeva adekvatno planiranje razvoja postojećih elektrodistributivnih mreža što u krajnjem koraku podrazumijeva određena ulaganja i investicije. Zbog toga je potrebno vršiti detaljne analize posmatranog konzuma i ispitati sva moguća rješenja, koja će zadovoljiti kako potrošače električne energije, tako i kompanije koje vrše isporuku iste.

U konkretnom slučaju, na području jugoistočnog dijela opštine Živinice, dio DV 10 kV Kovači bi se mogao napojiti sa TS 35/10 kV Dubrave, uz zadovoljavanje naponskih prilika, ukoliko se od MBTS u krugu aerodroma izgradi dalekovod u dužini od cca 4.300m, sa presjekom užeta od 50mm², te se na magistralnom

vodu Kovači (na odcjpu prema TS 10/0,4 kV Gračanica 2 – Zelenika – Tupkovići – Repuh), koji bi se napajao sa TS 35/10 kV Dubrave, izvrši zamjena postojećeg užeta na magistralnom vodu, sa užetom 50mm², u ukupnoj dužini od cca 6.800m.

Na ovaj način bi se osigurala sigurnost u napajanju i adekvatan kvalitet električne energije kupcima na ovome području. Povećanjem presjeka postojećeg magistralnog voda bi se povećala i propusna moć voda, te smanjili i gubici u distribuciji električne energije, a dio voda koji bi se i dalje napajao sa TS 35/10 kV Živinice II bi imao stabilne naponske prilike i na njega bi se bez problema mogle priključiti nove trafostanice koje će se u buduću graditi na području na kojem se planira intenzivna izgradnja objekata.

Osim toga, opterećenje TS 35/10 kV Živinice II se smanjuje za oko 1MW, što s obzirom na njenu trenutnu opterećenost i nije odlučujući faktor. Za ovakvo rješenje napajanja DV 10 kV Kovači je potrebno izdvojiti značajnija sredstva koja su ipak opravdana s obzirom na ciljeve i efekte koji se žele postići.

Gledajući na duže staze problem napajanja jugoistočnog dijela Opštine Živinice ipak se ne bi mogao riješiti samo daljim razvojem 10(20) kV mreže i njenim uklapanjem na već izgrađene TS 35/10 kV. Dugoročnije rješenje je izgradnja nove TS prenosnog odnosa 110/10(20) kV ili 35/10(20) kV na lokaciji Gornje Lukavice ili Bezdana.

LITERATURA

- [1] V. A. Levi, Planiranje razvoja elektro-energetskih sistema pomoću računara, MP "Stylos", Novi Sad, 1998.
- [2] M. Ožegović, K. Ožegović, Električne mreže, Sveučilište u Splitu, FESB, Split, 1980.
- [3] M. Hajro, K. Sokolija, Tehnoekonomska analiza, prednosti, mane i način ukidanja 35 kV napona u elektrodistributivnoj mreži, Studija, Sarajevo, 1999.
- [4] ED Tuzla, Služba za energetiku i razvoj, Idejno rješenje uklapanja TS 35/10 kV Dubrave na 10(20) kV distributivnu mrežu, Tuzla, april 2007.

HLADNO VRŠNO OPTEREĆENJE U DIJELOVIMA ELEKTROENERGETSKE DISTRIBUTIVNE MREŽE

COLD LOAD PICKUP IN THE PARTS OF ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORK

Mr. Sakib Jusić, dipl.ing.el.
JP EP BiH –ED Zenica

Zenica - Bosna i Hercegovina

Dr. Mensur Hajro, dipl.ing.el.
Elektrotehnički fakultet Sarajevo

Sarajevo – Bosna i Hercegovina

Sažetak: Rad opisuje karakteristike opterećenja nakon nekog poremećaja, tj. karakteristike hladnog vršnog opterećenja. Modeli opterećenja su konstruirani na osnovu terenskih mjerenja pojedinačnih objekata opterećenja, opterećenja kuća i stambenih četvrti. Pokazuje se kako vršno opterećenje, koje je uslijedilo nakon nekog poremećaja, može biti nekoliko puta veće od opterećenja prije nestanka električne energije. Vršno opterećenje i njegovo trajanje su jako povezani sa trajanjem nestanka el. energije i vanjskim uslovima.

Ključne riječi: elektroenergetski distributivni sistem, hladno vršno opterećenje, prekid, restauracija

Abstract: Paper present the load behaviour following a disturbance, i.e. cold load pickup. Based on field measurements of individual load objects, houses and residential areas load models have been constructed. It is shown that the load peak following a disturbance can be several times higher than the pre-outage power consumption. The load peak and its duration is strongly associated with the length of the outage and the outdoor conditions....

Key words: electrical distribution system, Cold Load Pickup, outage, restoration

UVOD

Usljed velikog broja elemenata i njihovih nelinearnih odnosa, elektroenergetski distributivni sistem je predmet čestih poremećaja i kvarova, koji mogu dovesti do parcijalnih ili kompletnih ispada.

Ispad dijelova elektroenergetske distributivne mreže je jedan od inicijalnih događaja koji vodi odstupanju potrošnje u odnosu na planiranu. Nakon uspostavljanja ponovnog sistema napajanja, dolazi do znatnih odstupanja u odnosu na stanje kada nije bilo prekida u napajanju el. energijom. Karakter i nivo odstupanja opterećenja ovisi o više faktora, kao što je struktura potrošnje, vrijeme trajanja prekida, vremensko doba i slično.

Po osnovu strukture, potrošnju ćemo klasificirati na potrošnju industrijskog konzuma, potrošnju opšteg komercijalnog konzuma i potrošnju stambenog konzuma.

Za industrijsko opterećenje, potrošnja el.energije nakon poremećaja može biti značajno manja u odnosu na normalan rad [1]. Trebaće sati, a u ekstremnim slučajevima kao što su osjetljive procesne industrijske grane čak i dani, da se postigne normalna potrošnja el.energije. Međutim, u većini slučajeva industrijsko opterećenje po osnovu svog značaja ima pored pouzdanijeg izvora napajanja i alternativno napajanje električnom energijom, tako da su kod istih slučajevi duže beznaponske pauze izuzetno rijetki. Zbog toga se u daljnjem razmatranju industrijsko opterećenje neće tretirati.

Zbog sličnosti po namjeni potrošnje (rasvjeta, zagrijavanje, rashladni uređaji i sl.), razmatranje ponovnog uspostavljanja napajanja električnom energijom za potrošače opšteg komercijalnog konzuma svodimo u daljnjem na razmatranje potrošnje stambenog konzuma.

Za stambeni konzum, potrošnja el.energije nakon prekida može biti u značajnoj mjeri veća u odnosu na situaciju prije nestanka el.energije. Pojačana potrošnja el.energije nakon prekida je još više uočljivija u područjima gdje se velika većina stanovništva zagrijava električnom energijom. Čak i na nižoj vanjskoj temperaturi ovo može dovesti do preopterećenja sistema, što opet može kao rezultat imati probleme ponovnog uspostavljanja napajanja el. energijom.

Ukoliko prekid u napajanju traje duže, manja je vjerovatnoća održivosti trenutnog uspostavljanja napajanja el energijom svih potrošača. Odmah nakon puštanja u pogon napojnog voda, javljaju se velike struje koje mogu prekoračiti vrijednosti stacionarnog stanja nekoliko puta. Ova pojava nazvana je podizanje hladnog vršnog opterećenja nakon prekida u napajanju el. energijom **“Cold Load Pickup” (CLPU)** [2].

U stacionarnom stanju opterećenje je uvijek različito, jer svi uređaji nisu u isto vrijeme uključeni. Poslije dužeg prekida u napajanju el. energijom, uređaji priključeni na elektroenergetsku mrežu će odmah startati, čime će raznolikost u priključenju biti izgubljena. Duži prekid u napajanju el. energijom izazivaju veći gubitak raznolikosti opterećenja koji na taj način utiče na početne struje pri uspostavljanju napajanja el.energijom. Teoretski, ako su sva opterećenja uključena u istom momentu, gubitak raznolikosti opterećenja je kompletan. Usljed različitih karakteristika opterećenja, ova situacija se može javiti samo u ekstremnim slučajevima.

Veoma važan faktor u procesu ponovnog uspostavljanja napajanja el.energijom predstavlja način na koji je opterećenje kontrolisano. Opterećenja mogu biti kontrolisana ručno i automatski. Tokom CLPU, uticaj automatski kontrolisanog opterećenja, posebno termostatički kontrolisanog opterećenja je preovladavajući.

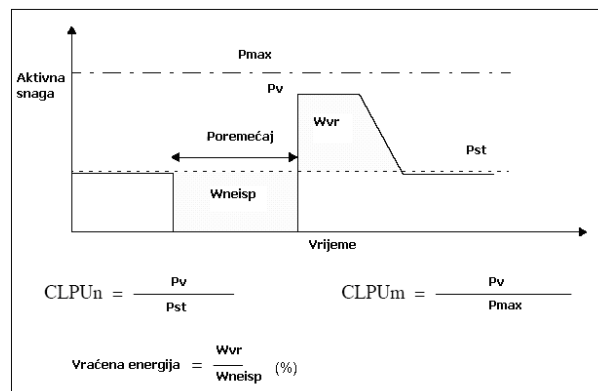
Opšti dijagram podizanja hladnog opterećenja CLPU prikazan je na slici 1 [2].

Za analizu CLPU definisane su sljedeće vrijednosti [2]:

- CLPUn faktor prihvatanja hladnog opterećenja je definisan kao odnos maksimalne snage nakon ponovnog uspostavljanja napajanja el.energijom i snage ostvarene u stacionarnom stanju. Snaga ostvarena u stacionarnom stanju predstavlja snagu ostvarenu neki drugi dan u isto vrijeme i pri istoj vanjskoj temperaturi kao i nakon nestanka el. energije.
- CLPUm faktor je definisan kao odnos maksimalne snage nakon ponovnog

uspostavljanja napajanja i maksimalne snage ostvarene tokom godine.

- Nakon nestanka el. energije aktivna snaga može biti veća od normalne i stoga će se potrošiti nešto više el.energije. Vraćena energija definisana je kao odnos povišene potrošnje el.energije nakon uspostavljanja ponovnog napajanja i el. energije izgubljene tokom trajanja prekida. Vraćena energija se izražava u procentima.



Slika 1. Opšti dijagram podizanja hladnog opterećenja (CLPU)

Iz svega navedenog, jasno je da za posledicu CLPU imamo gubitke.

1. INDIVIDUALNI POTROŠAČI ELEKTRIČNE ENERGIJE

Najčešće zastupljeni potrošači el. energije u stambenim objektima su različiti tipovi osvetljenja, rashladni uređaji (frižideri, zamrzivači, klima uređaji) koji su termostatički kontrolisani, uređaji za električno zagrijavanje, radio i TV uređaji, uređaji za pranje veša i posuđa, usisivači .

1.5. Frižideri i zamrzivači

Tokom poremećaja u napajanju električnom energijom, vanjska temperatura unutar opreme za hlađenje će se povećati, što će rezultirati većom temperaturom isparavanja i pritiskom. Ovo daje veću gustoću u isparivaču i, kao posledicu toga, veći protok mase kroz kompresor. Zbog većeg protoka mase, potrošnja energije u kompresoru će se povećati [3]. Najveći uticaj na potrošnju el. energije nakon ponovnog uspostavljanja napajanja ima gubitak raznolikosti, što za rezultat daje uključivanje svih frižidera i zamrzivača nakon dužeg nestanka el. energije.

Slika 2 [4] pokazuje aktivnu snagu za jedan zamrzivač nakon različitih dužina trajanja prekida u napajanju, ali takođe i za normalan period kada su oni uključeni.

Kao što se može vidjeti, CLPUn faktor se povećava sa produženim trajanjem poremećaja i kreće se od 3 do 3,5 nakon 1,5 do 12 sati prekida napajanja.

Dijagram zbirne aktivne snage za šest frižidera i zamrzivača 3 sata nakon prekida napajanja dat je na slici 3 [4].

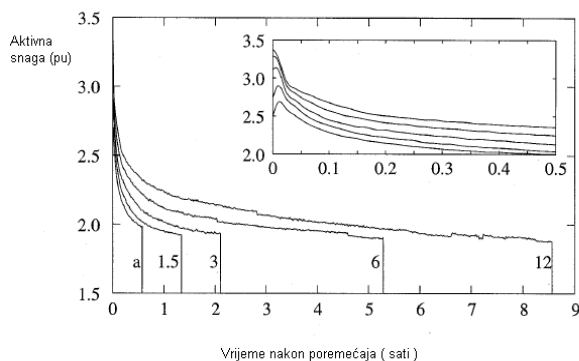
Aproksimacija dobijenih rezultata dijagrama sa slike 3 modelira se funkcijom oblika (1), [4]:

$$P = P_o (1 + A e^{-t/T_a}) \quad (1)$$

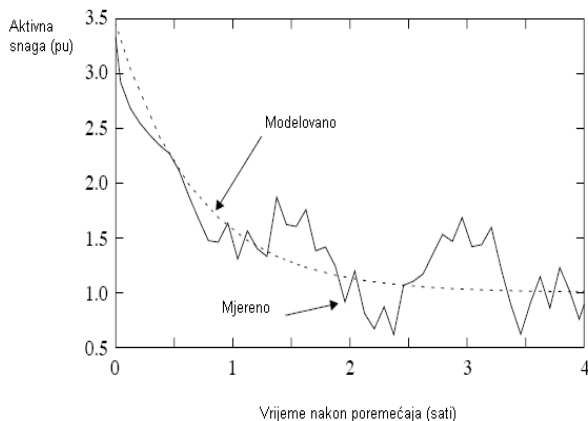
gdje P_o predstavlja aktivnu snagu tokom normalnog rada.

A i T_a su konstante koje variraju kod različitih vrsta frižidera i zamrzivača ali i ovisno od trajanja prekida u napajanju.

Koristeći metod najmanjih kvadratnih odstupanja, za slučaj trosatnog poremećaja, dobijene su vrijednosti $A=2,3$ pu i $T_a=0,7$ sati za šest frižidera i zamrzivača koji su ispitivani [4].



Slika 2. Aktivna snaga za zamrzivač tokom normalnog perioda rada (a) i nakon poremećaja koji su trajali 1,5, 3, 6 i 12 sati. Osnova je srednja vrijednost snage tokom normalnog rada, a u unutrašnjem dijagramu prikazano je prvih 30 minuta



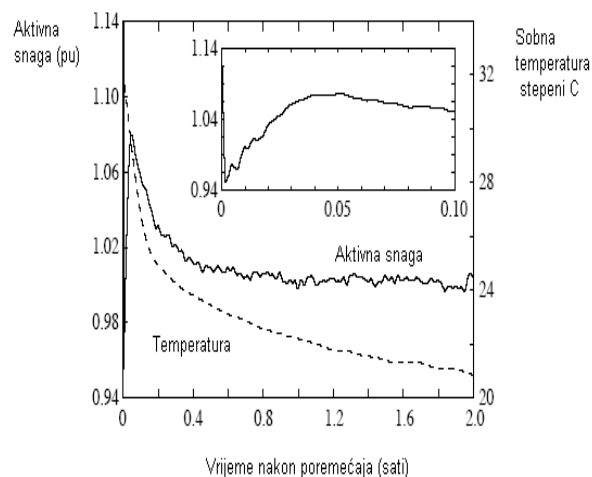
Slika 3. Aktivna snaga za agregaciju 6 frižidera i zamrzivača nakon trosatnog prekida napajanja. Osnova je stacionarna snaga

Nakon poremećaja dio energije se ponovo vraća zbog povećane potrošnje energije. Za frižidere i zamrzivače, vraćena energija je oko 60% tri sata nakon prekida napajanja. Vraćena energija varira ovisno od marke aparata i trajanja prekida.

1.5. Klima uređaji

Klima uređaji rade na istom principu kao i frižideri i zamrzivači. Slika 4 pokazuje mjerenje jednog klima uređaja nakon poremećaja [4].

Kao što se može vidjeti, treba nekoliko minuta prije nego se dostigne vrhunac u snazi i ovo je suprotno zamrzivačima i frižiderima gdje se vrhunac dešava odmah. Takođe je primjetno da je najviša relativna vrijednost zahtjevane aktivne snage niža za klima uređaje u poređenju sa frižiderima i zamrzivačima.



Slika 4. Aktivna snaga i sobna temperatura nakon prekida napajanja klima uređaja. Osnova je stacionarna snaga (3 kW). Unutrašnji dijagram prikazuje promjenu aktivne snage u prvih 0,1 sati

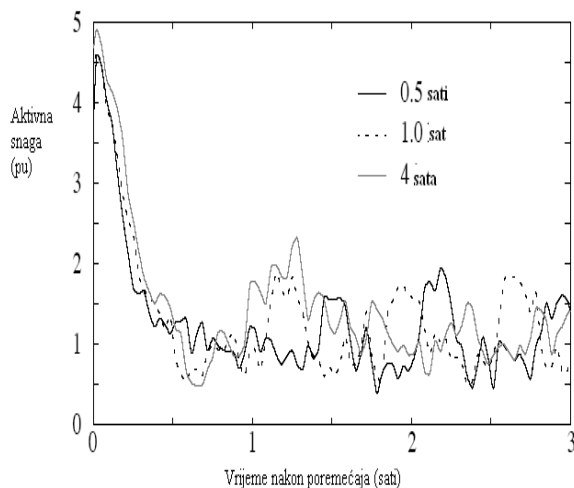
1.5. Električno grijanje

Električno se grijanje kod nas većinom koristi za zagrijavanje vode u kupatilima i kuhinjama, dok je električno zagrijavanje prostorija kao osnovno manje prisutno zbog njegove visoke cijene. Električno zagrijavanje prostorija je uobičajeno u skandinavskim zemljama, Francuskoj, Kanadi i SAD-u. Električno grijanje se većinom zasniva na upotrebi električnih bojlera, električnih radijatora, grijalica i termoakumulacionih peći i, u nekoj mjeri, na različitim vrstama toplotnih pumpi.

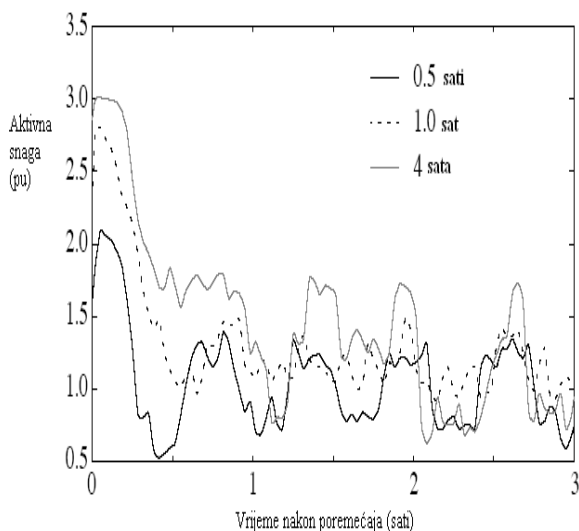
Zbirne karakteristike električnog zagrijavanja dobijene su na osnovu izvedenih mjerenja pri vanjskim temperaturama od 0 °C i 10 °C, respektivno, [2]. Sumiranja su napravljena za prekide u napajanju u

trajanju od 0,5, 1 i 4 sata. Opterećenje čine električni bojleri u iznosu od 50 %, a električni radijatori 50 %. Pri sumiranju se pretpostavlja normalna potrošnja po domaćinstvu.

Na slici 5 [2], prikazana je sumarna vršna snaga pri vanjskoj temperaturi od oko 10 °C, a na slici 6 [2], pri vanjskoj temperaturi od oko 0 °C.



Slika 5. Sumiranje električnog grijanja različitih kuća nakon prekida u napajanju različite dužine. Vanjska temperatura iznosi oko 10 °C. Bazna snaga je stacionarna zahtjevana snaga.



Slika 6. Sumiranje električnog grijanja različitih kuća nakon prekida u napajanju različite dužine. Vanjska temperatura iznosi oko 0 °C. Bazna snaga je stacionarna zahtjevana snaga.

CLPUn faktor sumiranih opterećenja može se odrediti u trenutku $t=0$ na slikama 5 i 6. Kao što se može vidjeti, CLPUn faktor je utjecan trajanjem prekida u napajanju i vanjskom temperaturom.

CLPUn faktor se povećava sa povećanjem trajanja poremećaja i smanjenjem vanjske temperature.

Vraćena energija se smanjuje sa povećanjem trajanja prekida u napajanju, kao i sa smanjenjem vanjske temperature. Bitno je imati na umu da je vraćena energija mjerena 10 sati nakon restauracije napajanja. Pošto je vremenska konstanta termičke mase preko 20 sati, povećana potrošnja energije će se nastaviti i nakon 10 sati.

1.5. Osvjetljenje

U domaćinstvima je za osvjetljenje raširena upotreba sijalica sa žarnom niti. Fluorescentne sijalice su uobičajene za unutrašnje osvjetljenje ureda, supermarketa, industrijskih objekata te javnih zgrada. Živine sijalice se koriste u skladištima i fabrikama. Uz natrijeve sijalice s visokim pritiskom, one takođe osvjetljavaju ulice u gradovima i stambenim područjima, dok se natrijeve sijalice sa niskim pritiskom koriste za osvjetljavanje auto-puteva.

Kod sijalica sa žarnom niti aktivna snaga nakon ponovnog uspostavljanja napajanja električnom energijom će biti veća neko vrijeme, a doseže niži stalni nivo onda kada se nit zagrije [4].

Start živine sijalice traje dvije do pet minuta ovisno o dizajnu. Aktivna snaga će inicijalno biti oko 40-50 % stacionarne vrijednosti. Kako temperatura i pritisak rastu, aktivna snaga će postići stacionarnu vrijednost.

Natrijeva sijalica visokog pritiska je tip sijalice koji funkcioniše slično kao živina sijalica. To znači da će se iluminacija sijalice poboljšati, kako temperatura i pritisak u sijalici rastu. Aktivna snaga će startati na nižem nivou, te će doći na stacionarni nivo za 4-5 minuta.

Startna faza natrijeve sijalice niskog pritiska traje 8-15 minuta, ali je u toku tog vremena snaga skoro nominalna [5].

Samo nekoliko sekundi nakon uključanja fluorescentne sijalice, snaga će dostići više od 90 % svoje stacionarne vrijednosti, [4]. Nakon toga, za dostizanje stacionarnog nivoa će biti potrebno nekoliko minuta što ovisi o zagrijavanju pare.

1.5. Ostali kućanski aparati

U domaćinstvima postoji mnogo različitih vrsta aparata, potrošača električne energije. Kod nekih tipova aparata psihološko ponašanje ljudi će znatno uticati na potrošnju električne energije nakon poremećaja. Na primjer, ako ljudi pripremaju hranu u rerni, oni će vjerovatno prekinuti taj proces, posebno ako poremećaj traje dugo. Međutim, ako ljudi ne reaguju (što je vjerovatno ukoliko je kratak period bez električne energije), temperatura u rernama će se smanjiti tokom poremećaja, a pošto su rerne pod termostatičkom kontrolom, one će biti uključene kada

se napajanje električnom energijom ponovno uspostavi. Činjenica da ljudi nisu kuhali tokom poremećaja, te da su izgladnjeli, se takođe mora uzeti u obzir pošto će vjerovatno nastaviti kuhati kada se napajanje električnom energijom ponovno uspostavi.

Mašine za pranje veša, sušenje i pranje posuda vjerovatno neće biti isključene isto kao ni peći, rerne. Umjesto toga ljudi će ostaviti i posude i veš u mašinama. Postoje dvije vrste mašina za pranje veša i mašina za pranje posuda. Jedan tip mašina se mora manuelno uključiti nakon poremećaja u napajanju, dok drugi tip nastavlja svoj program. Za velike mašine za veš, koje se uglavnom koriste u vešerajima u stambenim zgradama, uobičajeno je da se u slučaju nestanka napona ispušta voda iz mašina, te se one ponovo moraju napuniti vodom kada se opet uključuju. Kao posljedica toga, aktivna potrošnja električne energije će biti na najvišem nivou nakon poremećaja, pošto se voda mora ugrijati.

Radio i TV uređaji neće biti isključeni tokom poremećaja. Neki TV aparati nakon poremećaja u napajanju ostaju na "stand-by" poziciji i ponovno se moraju uključiti manuelno. Kompjuteri se prebacuju na "stand-by" poziciju ili se ponovo uključuju nakon ponovnog uspostavljanja napajanja električnom energijom.

2. APROKSIMACIJA KRIVE PROMJENE OPTEREĆENJA TOKOM CLPU EFEKTA

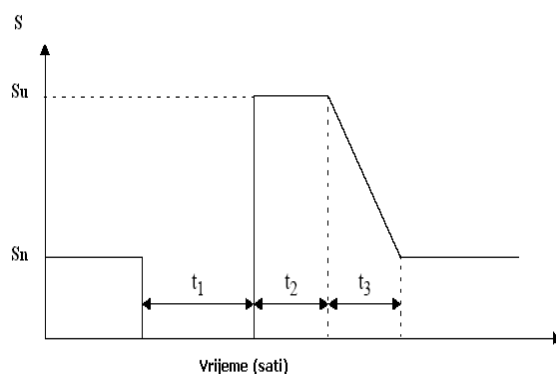
Za predviđanje opterećenja, isporučioi električne energije su zainteresovani za korištenje relativno jednostavne formule, koja adekvatno opisuje vršnu snagu nakon poremećaja. Pokazano je da će nakon poremećaja doći do oscilacija zahtjevanje snage. Ako izolacija i termička masa kuće opadaju, a trajanje prekida u isporuci i standardna devijacija termičkog modela se povećavaju, oscilacije će nestati, a ponašanje opterećenja će biti slično eksponencijalnoj funkciji sa vremenskim kašnjenjem.

U [6, 7] fizikalno bazirano opterećenje se koristi kao način modeliranja ponašanja opterećenja analitičkim putem, a opterećenje se onda opisuje jednačinom (2):

$$S(t) = S_u [1 - u(t-T)]u(t) + [S_n + (S_u - S_n)e^{-\alpha(t-T)}]u(t-T) \quad (2)$$

gdje je S_u opterećenje u momentu ponovnog napajanja (nederzificirano opterećenje), S_n opterećenje u toku normalnog rada (diverzificirano opterećenje), α koeficijent eksponencijalnog dijela krive, T trenutak u kojem počinje eksponencijalna funkcija, $u(t)$ i $u(t-T)$ jedinične step-funkcije.

U pojedinim literaturama ponašanje opterećenja je čak jednostavnije modelovano koristeći inicijalno konstantnu vrijednost, a nakon vremenske zadržke snaga opada linearno na stacionarni nivo, slika 7 [8].



Slika 7. Primjer modela opterećenja CLPU

Na slici 11, t_1 je trajanje prekida u napajanju, t_2 trajanje preopterećenja i t_3 trajanje vraćanja na normalne uslove. Tipične vrijednosti za jednosatne prekide u napajanju su prikazane u tabeli 1 [8].

Tabela 1: Vrijednosti parametara CLPU modela

Temperatura (°C)	t_1 (sati)	t_2 (sati)	t_3 (sati)	S_u/S_n (pu)
0	1	0,17	0,17	3,70
-20	1	0,34	0,17	2,74
-40	1	0,52	0,33	2,10

Ovaj rezultat je u skladu sa mjerenjima i analitičkim modelima.

Jedan od načina aproksimacije krive opterećenja nakon prekida u napajanju električnom energijom dat je i jednačinom (3), [2]:

$$P = P_0 (1 + A e^{-(t-T_d)/T_d}), t > T_d \quad (3)$$

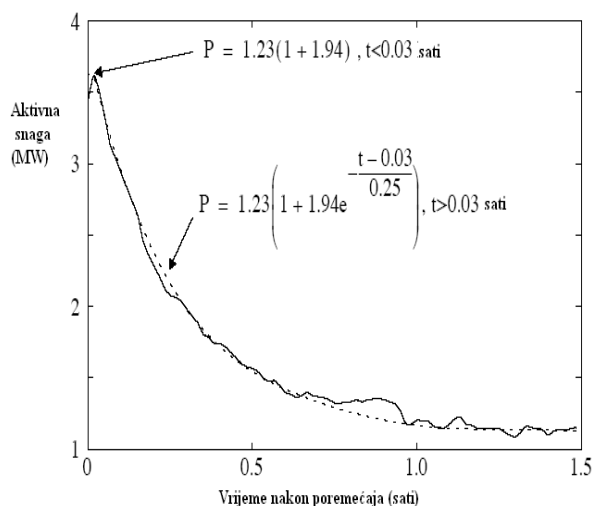
gdje je P_0 stacionarno opterećenje, A konstanta, T_d vremensko kašnjenje, a T_d vremenska konstanta. Model je validan za $t > T_d$.

Za $t < T_d$ snaga je :

$$P = P_0 (1 + A) \quad (4)$$

Snaga ima inicijalno konstantnu vrijednost što traje vremenski period T_d , a onda eksponencijalno opada na stacionarni nivo.

Rezultati modelovanja široke potrošnje sa jednačinom (3) su u iznenađujuće dobrom skladu sa podacima dobijenim mjerenjima, što se može vidjeti na slici 8 [2]. Za sva izvedena mjerenja rezultat modelovanja je prezentiran u tabeli 2 [2].



Slika 8. Modelovanje CLPU u područjima sa širokom potrošnjom (nekoliko stotina domaćinstava).

Tabela 2: Parametri za modelovanje CLPU u područjima sa širokom potrošnjom

Naponski nivo (kV)	A (pu)	T_a (sati)	T_d (sati)
40	0.64-2.14	0.21-0.50	0-0.10
10	0.50-3.20	0.05-0.72	0-0.20

Konstanta A u modelovanju može biti izračunata [2] kao

$$A = CLPUn-1 \quad (5)$$

Konstanta A se povećava sa povećanjem vanjske temperature i trajanjem beznaponske pauze na isti način kao $CLPUn$ faktor. Vrijeme kašnjenja T_d i vremenska konstanta T_a se povećavaju sa smanjenjem vanjske temperature i povećanim trajanjem beznaponske pauze.

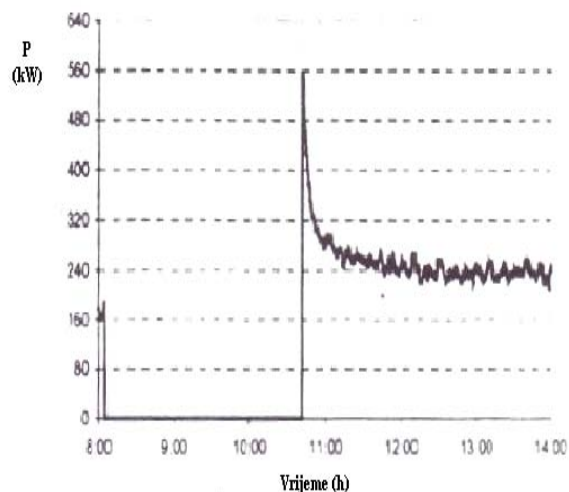
3. PROCES RESTAURACIJE NAPAJANJA

U elektroenergetskom distributivnom sistemu, snabdjevanje je često poremećeno neispravnostima. Kada se jave oštećenja, dispečer ih mora locirati, izolirati oštećenu zonu i ponovo uspostaviti napajanje električnom energijom potrošača. Zbog fenomena CLPU, ispadi koji traju duže mogu izazvati probleme tokom restauriranja napojnog voda. Ponašanje opterećenja tokom CLPU za tipičnu transformatorsku stanicu SN/NN u elektroenergetskom distributivnom sistemu je prikazano na slici 9 [9].

Odmah poslije uključenja napojnog voda, mogu se javiti takve vrijednosti struja, koje izazivaju aktiviranje prekostrujne zaštite i trenutno onemogućavanje ponovnog napajanja konzuma. Kada cijeli napojni vod ne može biti uključen bez aktiviranja prekostrujne

zaštite, potrebno je vršiti dijeljenje voda na moguće sekcije i restaurirati ga korak po korak.

Na restauriranoj mreži veoma je važno da li će restauracija uspjeti ili ne, tako da dispečer trebaju alat za brzu ocjenu očekivane vrijednosti i trajanja udarne struje tokom priključenja opterećenja. Napajanje treba biti vraćeno u minimalnom vremenu. Algoritam za određivanje najbrže sekvence akcije restauracije može poslužiti kao alat za brzu ocjenu očekivane vrijednosti i trajanja struja tokom ponovnog priključenja opterećenja.



Slika 9. Ponašanje opterećenja pri restauraciji u tipičnoj SN/NN TS

Algoritam za određivanje sekvenci akcija restauracije računa sa maksimalnim brojem potrošača koji mogu biti ponovno napojeni i preporučuje vrijeme odgode vraćanja opterećenja poštujući podešenja prekostrujnih zaštita. Parametri za određivanje algoritma restauracije napojnog voda dobijaju se mjerenjem ponašanja opterećenja za stambene, komercijalne i industrijske tipove konzumenata. Algoritam treba odrediti odgovarajuće momente za puštanje u rad napojnih vodova i bazira se na statusu mreže, trajanju ispada i dijagramu opterećenja za odabrani moment.

Faktori koji utiču na ponašanje opterećenja tokom procedure restauracije su:

- dnevni dijagram opterećenja voda,
- sekcionisanje voda i tip opterećenja svake sekcije,
- odnos između termostatičkog i ručno kontrolisanog opterećenja.

U momentu otklanjanja kvara, algoritam procjenjuje opterećenje svake sekcije u odabranom napojnom vodu i provjerava da li je restauracija cijelog napojnog voda moguća bez djelovanja prekostrujne zaštite. Kada uključenje cijelog voda nije moguće usljed preopterećenja, nastupa restauracija korak po korak. Prije svega, algoritam rekonektuje sve moguće sekcije.

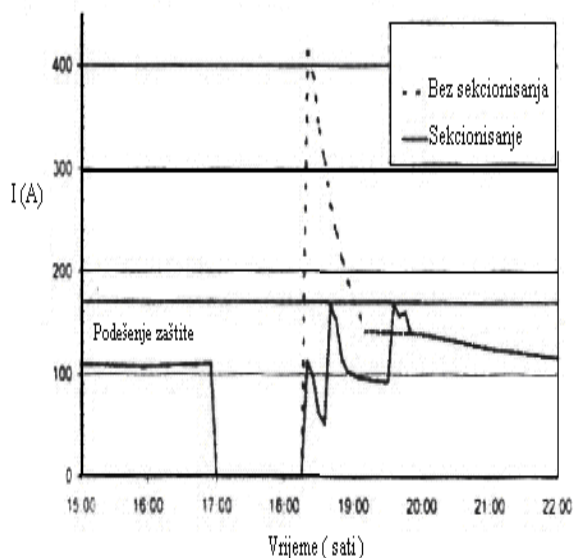
Poslije određenog vremena algoritam pokušava vratiti preostale sekcije.

Procedura se ponavlja dok sve sekcije ne budu restaurirane (vraćene pod opterećenje). Izlaz programa je maksimalni broj sekcija koje mogu biti odmah vraćene bez djelovanja zaštita i vrijeme potrebno za vraćanje ostalih sekcija.

Napojni vod se dijeli u sekcije uz uzimanje u obzir moguće sekcionisanje prekidačima duž voda.

Slika 10 [9] prikazuje dijagram opterećenja poslije restauracije napojnog voda nakon poslijepodnevnog ispada, gdje je restauracija napravljena u četiri koraka. Punom linijom na slici 8 označena je uspješna restauracija napojnog voda, podijeljenog u četiri sekcije i uključivanog u četiri koraka.

Isprekidanom linijom označena je promjena opterećenja za slučaj bez sekcionisanja napojnog voda, koja bi mogla izazvati djelovanje prekostrujne zaštite i onemogućiti njegovu restauraciju.



Slika 10. Dijagram opterećenja restauriranog napojnog voda sa i bez sekcionisanja

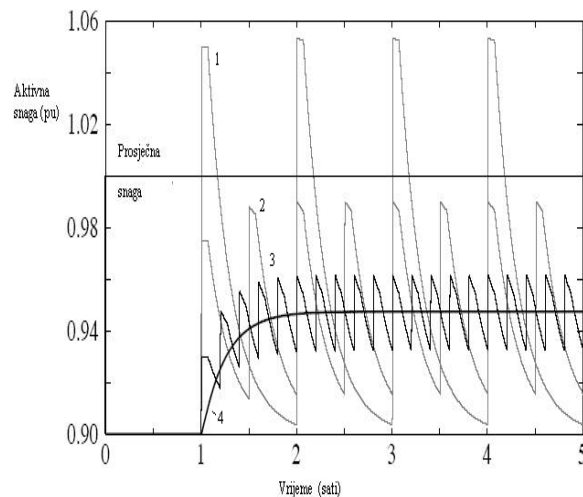
4. REDUKCIJA OPTEREĆENJA

U nekim elektroenergetskim sistemima šema sa rotacijom opterećenja se koristi u slučaju nedostatka snage u sistemu ili kada postoje ograničenja u prenosnom kapacitetu. Neko područje se isključuje određeno vrijeme, te se uključuje u isto vrijeme kada se neko drugo područje isključuje.

Da bi se smanjile ekonomske posljedice, u ovoj šemi se obično koristi stambeni konzum. Pokazano je da se nakon restauracije napajanja moraju očekivati i porast potrošnje energije i udarac snage. Zbog toga je potrebno imati pažljivo pripremljenu strategiju ove šeme.

Slika 11 [1] prikazuje primjer simulacije rotacije opterećenja, gdje se 10 % opterećenja rotira svaki sat. Sa slike je moguće uočiti da ako se cijelo područje koje

je bilo isključeno uključi u istom trenutku kada se neko drugo područje isključuje, postojaće pik opterećenja u elektroenergetskom sistemu. Ovaj pik opterećenja može biti veći od nominalne snage i u takvom slučaju šema je kontraproduktivna što može rezultirati teškim posljedicama po elektroenergetski sistem.



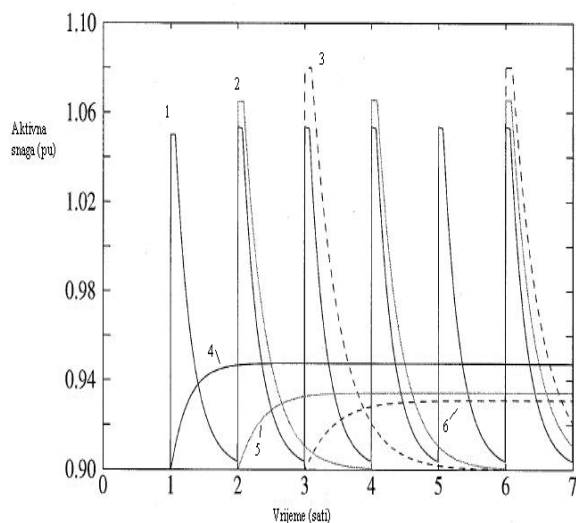
Slika 11. Različiti načini izvođenja rotacije opterećenja. Vrijeme rotiranja opterećenja je jedan sat, a korišteni parametri su $A=1.5$ pu, $T_a=15$ minuta i $T_d=4$ minute. Različite krive prikazuju rekonekciju opterećenja u više koraka: kriva 1-1 korak, kriva 2-2 koraka, kriva 3-5 koraka, kriva 4- dovoljno veliki broj koraka

Pik opterećenja može biti redukovan ako se isključivanje i uključivanje opterećenja izvrši u više koraka između kojih postoji određena vremenska pauza. Ako se podjela izvrši u dovoljno velikom broju koraka, opterećenje će biti smanjeno, što je prikazano na slici 11. Stacionarni nivo je vezan za vrijednost snage nakon restauracije napajanja.

Na slici 12 [1] prikazan je efekat trajanja beznaponske pauze. Ako se trajanje beznaponske pauze poveća, potrošnja energije nakon poremećaja će se smanjiti, što znači da se u isto vrijeme ne mora isključiti veliko opterećenje. Ipak, kako se povećava trajanje beznaponske pauze, pik opterećenja u toku restauracije će biti veći, što znači da će se povećati rizik od preopterećenja u distributivnim područjima. U nekim slučajevima takvo preopterećenje može rezultirati novim beznaponskim stanjem.

Umjesto korištenja stambenih opterećenja, pri redukcijama mogu biti korištena industrijska opterećenja. Kod industrijskih opterećenja ne postoji problem sa vršnim opterećenjem poslije poremećaja. Umjesto toga, zahtjevana snaga će biti niža nakon restauracije napajanja u poređenju sa onom prije nestanka napajanja. Ipak, industrijski potrošači će ekonomski biti oštećeni više po kW diskonektovanog opterećenja u poređenju sa potrošačima iz kategorije široke potrošnje. S druge strane, prihodi

elektroprivrednih kompanija su veći od široke potrošnje nego od industrijskih kupaca.



Slika 12. Različiti načini izvođenja rotacije opterećenja. Rekonekcija opterećenja je podijeljena u jedan i beskonačan broj koraka. Vrijeme nakon kojeg se rotira opterećenje je jedan (kriva1-1 korak, kriva 4-beskonačan broj koraka), dva (kriva2-1 korak, kriva 5-beskonačan broj koraka) i tri sata (kriva3-1 korak, kriva 6-beskonačan broj koraka). Tipične vrijednosti parametara su korištene za različita trajanja beznaponske pauze.

Zbog deregulacije tržišta električne energije, vjerovatno je da će se u budućnosti praviti sporazumi između proizvođača i potrošača u kojem će redoslijedu biti diskonektovani u slučaju ekstremnih situacija. Potrošači koji prihvataju da budu diskonektovani često će imati ekonomski benefit usljed niže cijene električne energije, a oni kupci koji ne mogu prihvatiti diskonekciju će trebati izvršiti dodatno plaćanje.

5. EKSPERIMENTALNA ISTRAŽIVANJA

Eksperimentalnim istraživanjima izvršena su mjerenja CLPU efekta u određenim vangradskim, prigradskim i gradskim stambenim područjima Općine Kakanj. Mjerenja su izvršena mjernim instrumentom POWER HARMONICS ANALYSER, proizvodnje METREL, a obrada izmjerenih podataka programskim paketom PHA, [10]

Izmjereni su pikovi aktivne snage nakon prekida napajanja električnom energijom različitih trajanja i pri različitim vanjskim temperaturama, kao i njihova veza sa nominalnom i maksimalnom snagom u toku godine. Radi usporedbe, izvršena su i mjerenja tokom normalnog perioda napajanja u istom vremenskom intervalu i pri istim ili sličnim vremenskim uslovima (dan prije ili poslije izvedenog mjerenja pri prekidu napajanja električnom energijom). Vrijednosti

izmjerene aktivne snage su srednje jednogminutne vrijednosti.

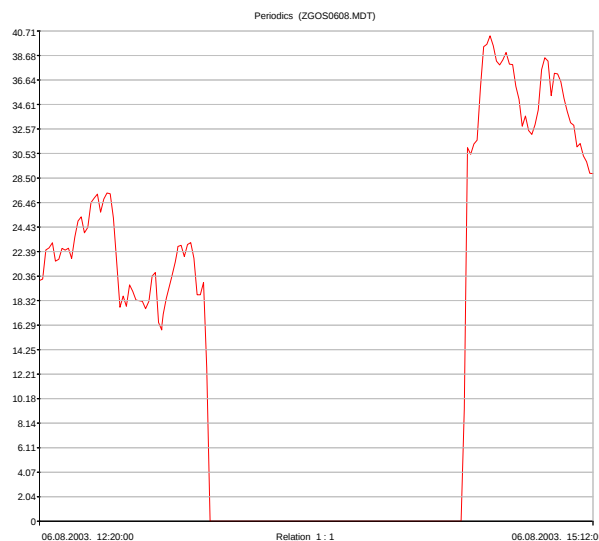
Ispitano je takođe ponašanje potrošnje električne energije nakon prekida napajanja.

Na osnovu dobijenih podataka izvedene su aproksimacije promjene opterećenja tokom CLPU efekta prema eksponencijalnom modelu u skladu sa jednačinama (3) i (4).

Stacionarno opterećenje P_0 je izmjerena vrijednost snage drugi dan u isto vrijeme i pri istoj temperaturi okoline kao što je ona za vrijeme trajanja prekida u napajanju. Konstanta A se dobije iz izraza (5), a vremensko kašnjenje T_d je određeno trajanjem vršnog opterećenja nakon ponovne uspostave napajanja na osnovu mjerenjem dobijenih rezultata u tabelarnoj formi u programu PHA.

Vremenska konstanta T_a , koja određuje strminu aproksimiranog eksponencijalnog dijela krive modela, određena je metodom najmanjih kvadratnih odstupanja aproksimiranih vrijednosti snage u pojedinim tačkama od izmjerenih vrijednosti.

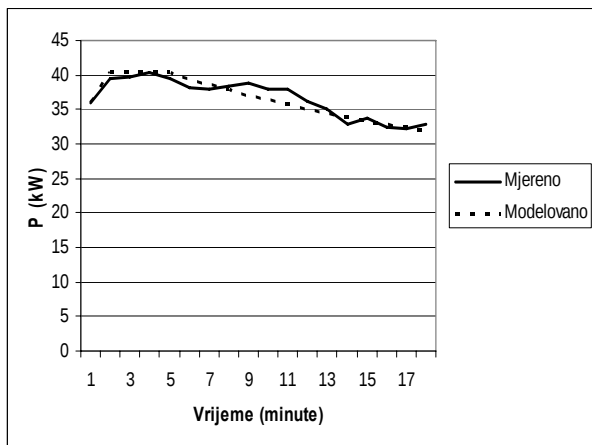
Na slikama 13 i 14 prikazani su rezultati jednog od više izvršenih mjerenja u prigradskom području Zgošća.



Pt+ (kW) Avg

Slika 13. Dijagram opterećenja tokom prekida napajanja u trajanju od 78 minuta niskonaponskog izlaza sa 50 stambenih objekata u prigradskom naselju Zgošća snimljen 06.08.2003.g. pri vanjskoj temperaturi 30 °C

Faktor CLPU je za ovo mjerenje iznosio 1,77, faktor CLPUM 1,08, dok je vraćena električna energija iznosila 58 %.



$$\text{Model : } P=22,8(1+0,77e^{-(t-4)/19,6})$$

Slika 14. Stvarni i aproksimirani dijagram opterećenja nakon trajanja prekida napajanja od 78 minuta niskonaponskog izlaza sa 50 stambenih objekata u prigradskom naselju Zgošća 06.08.2003.g.

Na slikama 15 i 16 prikazani su rezultati jednog mjerenja gradske TS „RADNIČKI DOM“ nakon planskog zastoja .

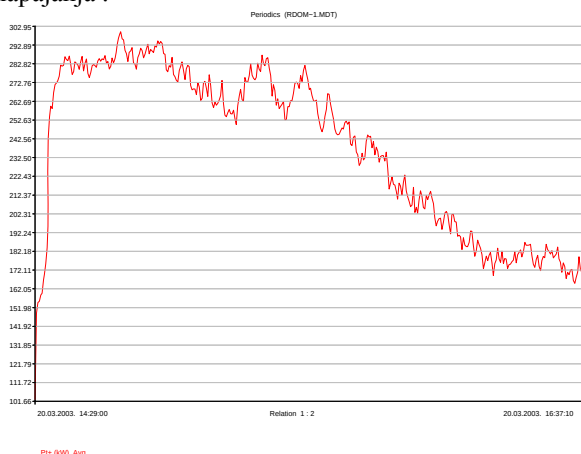
Konzum se sastoji od nekoliko stotina potrošača , od čega je 80 % iz kategorije stambenog a 20 % iz kategorije komercijalnog konzuma . Svi potrošači imaju neelektrično grijanje .

Maksimalno godišnje opterećenje za ovu TS iznosi 250 kW. Stacionarna snaga u periodu izvedenog mjerenja iznosila je 172 kW. Nakon ponovnog uspostavljanja napajanja vršna snaga je iznosila 283 kW .

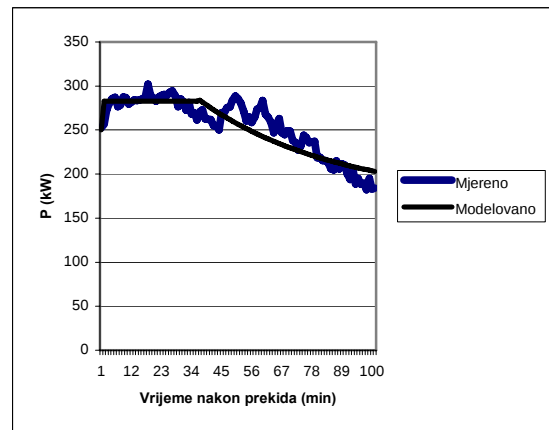
Prema tome , CLPUn iznosi 1,65 a CLPUM 1,13 .

Neisporučena električna energija za period trajanja prekida napajanja iznosila je 860 kWh , a vršna energija 104 minute nakon uspostavljanja napajanja 441 kWh, pa je vraćena energija 51,3 % .

Ovaj primjer zorno ilustruje eksponencijalni model promjene opterećenja nakon ponovnog uspostavljanja napajanja .



Slika 15. Dijagram opterećenja nakon planskog prekida u napajanju u trajanju od 5 sati gradske TS 10(20)/0,4 kV «RADNIČKI DOM» 630 kVA snimljen 20.03.2003.g. pri vanjskoj temperaturi 10 °C



$$\text{Model : } P=172(1+0,65e^{-(t-36)/50})$$

Slika 16. Stvarni i aproksimirani dijagram opterećenja nakon trajanja prekida napajanja od 5 sati za nekoliko stotina potrošača gradske TS 10(20)/0,4 kV «RADNIČKI DOM» 630 kVA snimljen 20.03.2003.g. pri vanjskoj temperaturi 10 °C

Eksperimentalna istraživanja pokazala su da je ponašanje opterećenja nakon ponovnog uspostavljanja napajanja u skladu sa rezultatima dostupnih dosadašnjih istraživanja u drugim zemljama .

6. ZAKLJUČAK

Nakon uspostavljanja ponovnog sistema napajanja u elektroenergetskom distributivnom sistemu, dolazi do znatnih odstupanja u odnosu na stanje kada nije bilo prekida u napajanju el. energijom. Karakter i nivo odstupanja opterećenja ovisi o više faktora, kao što je struktura potrošnje, vrijeme trajanja prekida, vremensko doba, lokacija i tip stambenih objekata i slično.

U industriji će potrošnja energije biti manja ili mnogo manja nakon ponovnog uspostavljanja napajanja. Opterećenja u stambenom konzumu imaju ponašanje suprotno onom od industrijskih, jer je nakon prekida i ponovnog uspostavljanja napajanja opterećenje (mnogo) veće od onog prije poremećaja, te se onda smanjuje na stacionarni nivo. Ukoliko prekid u napajanju traje duže, manja je vjerovatnoća održivosti trenutnog uspostavljanja napajanja el energijom svih potrošača. Odmah nakon puštanja u pogon napojnog voda, javljaju se velike struje koje mogu prekoračiti vrijednosti stacionarnog stanja nekoliko puta. Ova pojava nazvana je podizanje hladnog vršnog opterećenja “Cold Load Pickup” (CLPU) .

Termostatički kontrolisana opterećenja kao što su frižideri, zamrzivači, rashladni uređaji, električni bojleri, električni radijatori će izgubiti svoje karakteristike nakon dužeg prekida u napajanju te će svi ili gotovo svi biti uključeni kada se napajanje ponovno uspostavi. Ovo je glavni razlog povećanja opterećenja nakon ponovnog uspostavljanja napajanja,

ali će fizičko ponašanje rashladne opreme rezultirati u dodatnom povećanju opterećenja.

CLPUM faktor je dobar indikator stvarnih zahtjeva za snagom, te može biti korišten kod istraživanja rizika preopterećenja u distributivnom sistemu. Rizik od preopterećenja može biti smanjen sekcionisanjem podstanica i uključivanjem opterećenja u fazama sa pauzama od nekoliko minuta.

CLPUM faktor, energija i dobijeni modeli opterećenja za domaćinstva su od interesa kod proučavanja CLPU fenomena sa aspekta osiguranja napajanja električnom energijom. Oni zbog toga mogu biti korišteni kod formulisanja restauracije i kod podešavanja šeme rotirajućih opterećenja.

Rezultati dobijeni za rashladnu opremu mogu biti korišteni kod proučavanja sistema koji sadrže mnogo rashladnih opterećenja ili za područja, kod zemalja u razvoju, gdje veliki dio opterećenja predstavljaju frižideri i zamrzivači.

Izvršena eksperimentalna istraživanja u našem stambenom konzumu pokazala su da je ponašanje opterećenja nakon ponovnog uspostavljanja napajanja u skladu sa rezultatima dosadašnjih dostupnih istraživanja u drugim zemljama. Najveći uticaj tokom CLPU kod stambenog konzuma sa neelektričnim zagrijavanjem prostorija ima vrijeme trajanja prekida u napajanju, a zatim lokacija i tip stambenih objekata od kojih najčešće zavisi struktura i način potrošnje električne energije, dok kod stambenog konzuma sa električnim zagrijavanjem pored trajanja prekida u napajanju dominantan uticaj ima i vanjska temperatura. Pošto je kod nas trenutno skromna primjena klima uređaja, a u budućnosti se očekuje njihova masovnija primjena, biće potrebno posebnu pažnju posvetiti ponašanju opterećenja nakon ponovnog uspostavljanja napajanja u ljetnom periodu.

Dobijeni modeli opterećenja za stambeni konzum pokazuju da se opterećenje nakon ponovne uspostave napajanja električnom energijom eksponencijalno smanjuje. Izvršena mjerenja pokazuju da će zahtjevana snaga nakon ponovnog uspostavljanja napajanja ostati određeno vrijeme na dostignutom nivou (T_d), a zatim će određeno vrijeme eksponencijalno opadati na svoj stacionarni nivo (vremenska konstanta T_a). Zbog toga se predloženi eksponencijalni model sa vremenskim kašnjenjem, dat jednačinom

$$P = P_0 (1 + Ae^{-(t-T_d)/T_a}), t > T_d ,$$

gdje je P_0 stacionarno opterećenje, A konstanta, T_d vremensko kašnjenje, a T_a vremenska konstanta; za $t < T_d$ snaga je $P = P_0 (1 + A)$, sa velikom preciznošću može uzeti za modelovanje opterećenja tokom CLPU. Korištenje šeme rotirajućih opterećenja sa uključivanjem opterećenja stambenog konzuma može biti problematično zbog toga što može dovesti do onemogućavanja uspostave ponovnog sistema napajanja u elektroenergetskoj distributivnoj mreži ili u nekim slučajevima do preopterećenja cijelog elektroenergetskog sistema. Ako bi opterećenja stambenog konzuma bila korištena u ovoj šemi od

esencijalne je važnosti da osoblje dobro poznaje fenomen CLPU. Druga alternativa koja eliminiše ovaj problem je upotreba industrijskih opterećenja u procesu korištenja šeme rotirajućih opterećenja.

Zbog deregulacije tržišta električne energije, vjerovatno je da će se u budućnosti više sporazuma praviti između snabdjevača električne energije i potrošača, što će snabdjevaocima električnom energijom dati mogućnost isključenja potrošača kada se dostigne kapacitet proizvodnje ili kada je obezbjeđenje pokrivanja vršnog opterećenja skupo. Ovo takođe može uključiti mogućnost isključenja opterećenja kao alternativu postojanju rezervnih generatorskih jedinica.

Evidentno je da će se za isporučioaca električne energije u bliskoj budućnosti nametnuti još veći imperativ za smanjenje broja i trajanja prekida u napajanju električnom energijom krajnjih korisnika.

LITERATURA

- [1] Agneholm E., "The Restoration Process following a major Breakdown in a Power System", Technical Report No. 230L, Chalmers University of Technology, Sweden 1996.
- [2] E. Agneholm, J. Daalder: "Cold Load Pick-up After an Outage", Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 1999.g.
- [3] Dossat R. J., "Principles of Refrigeration", Prentice-Hall Inc., 1991.
- [4] Nykvist H., "Cold Load Pick-up Measurements and Modelling of Individual Loads", graduation thesis, Dept. of Electrical Power Engineering, Chalmers University of Technology, Sweden, 1997.
- [5] Agneholm E., Daalder J., "Cold Load Pick-up for Individual Load Objects", UPEC'98, proceedings Volume 1, pp. 53-56, September 8-10, 1998, Edinburgh, United Kingdom.
- [6] Ucak C., "Restoration of Distribution Systems following Extended Outages", Ph. D. thesis, Kansas State University, USA, 1994.
- [7] Lang W. W., "Cold Load Pick Up: The Electrical Space Heating Component", Ph. D. thesis, University of Missouri-Rolla, USA, 1980.
- [8] Wilde R. L., "Effects of Cold Load Pickup at the Distribution Substation Transformer", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 3, March 1985, pp 704-710
- [9] T. Babnik, S. Gašperič, A.F. Gubina, F. Gubina: "Load Estimation in Service Restoration Process", University of Ljubljana, Faculty of Electrical Engineering, Ljubljana, Slovenija
- [10] Sakib Jusić: "Analiza opterećenja u dijelovima elektroenergetske distributivne mreže nakon prekida i ponovnog uspostavljanja sistema napajanja električnom energijom", magistarski rad, februar 2007.g., Elektrotehnički fakultet Sarajevo

PRAVNA REGULATIVA EVROPSKE UNIJE IZ PODRUČJA PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE

EU LEGISLATIVE FRAMEWORK FOR PRODUCTION OF ELECTRICITY FROM RENEWABLE ENERGY SOURCES

Mr. Arifa Fetahagić, dipl.ing.hem.tehn. Belma Čongo, dipl.ing.arh.
Energoinvest, d.d., Sektor HIGRA

Sarajevo - Bosna i Hercegovina

Sažetak: Zbog stalnog porasta potrebe za električnom energijom u svijetu, koji je praćen povećanim uticajem na životnu sredinu, a takode rastućim pritiskom na neobnovljive resurse, dolazi do porasta potražnje za obnovljivim izvorima energije, posebno onim koji imaju manje negativan uticaj na okolinu.

Nakon nekoliko stoljeća korištenja energije fosilnih goriva, posebno danas, globalna slika se mijenja tako da obnovljivi izvori imaju sve veću ulogu u svjetskoj proizvodnji energije i sve se više smatraju jednim od ključnih faktora budućeg razvoja.

Politika EU u oblasti energetike pokušava da uspostavi ravnotežu između tri veoma značajna razvojna cilja: konkurentnosti, okolinske prihvatljivosti i pouzdanosti snabdijevanja energijom. Uticaj energetskog sektora na okolinu je dominantan budući da je energetski sektor zagađivač kako na lokalnom i prekograničnom, tako i na globalnom nivou.

Suočena sa činjenicom da su zalihe danas najznačajnijih izvora energije ograničene i konačne, EU je svjesna da je za budući razvoj potrebno tražiti druge izvore koji bi trajno riješili problem snabdijevanja energijom. Zbog toga, kroz svoju pravnu regulativu i brojne programe, podstiče razvoj obnovljivih izvora energije na koje računa u rješavanju energetske potreba u budućnosti.

U radu su predstavljeni glavni zakonodavni dokumenti EU iz područja proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije.

Ključne riječi: obnovljivi izvori energije, Evropska unija, održivi razvoj, Kyoto protokol

Abstract: Due to a permanent increase of needs for electrical energy throughout the World, accompanied by enlarged environmental impact, as well as by increasing pressure upon non-renewable energy sources, an increased demand for renewable energy sources occurs, especially for those of less negative impact to the environment.

After several centuries of fossil fuels utilisation, especially nowadays, a global picture is being changed in a way that renewable sources get a greater role in a World's energy production and are more and more considered to be one of future development key factors.

EU policy in the field of energy, attempts to establish a balance between the three very important development objectives: competitiveness, environmental friendliness, and energy supply reliability. Environmental impact of energy sector is dominant, being it the polluter, on local, over-border and global level.

Facing a fact that reserves of the most important energy resources are limited and definite, EU is aware of

necessity to search for other resources which would solve the problem of energy supply permanently, for a purpose of future development.

In the Article, presented are the main EU legislation documents in the fields of electrical energy production from the renewable resources.

Key words: renewable energy sources, European Union, sustainable development, Kyoto Protocols

UVOD

U dugoj historiji ljudske vrste na planeti Zemlji, sve do XX vijeka održavana je globalna ravnoteža između prirode i čovjekovih aktivnosti. Posljednji vijek II milenijuma predstavljao je prekretnicu u tim odnosima, jer je doveo u pitanje harmoniju između ljudi i prirodnog okruženja. Ubrzana degradacija prirodne sredine postala je alarmantna, čime je pobuđena svijest o neophodnosti ponovnog uspostavljanja ravnoteže između čovjeka i prirode.

Uticaj energetskeg sektora na okolinu je izuzetno dominantan i najveći je zagađivač i to kako na lokalnom i prekograničnom nivou (zagađenje zemljišta i voda, emisija sumpornih i dušičnih oksida, emisije pepela i drugih polutanata), tako i na globalnom nivou (emisija ugljendioksida i drugih plinova sa efektom staklene bašte, a što utiče na oštećenje ozonskog omotača i globalno zagrijavanje).

Posljednja decenija prošlog vijeka karakteristična je po buđenju ekološke svijesti, implementacijom kompleksnih mjera zaštite okoline i kreiranjem novog filozofskog pristupa korištenju prirodnih resursa u daljem razvoju civilizacije. Pojavila se teorija *održivog razvoja*, čija je suština izražena čuvenom maksimom „Ovu planetu nismo naslijedili od naših predaka, već smo je pozajmili od naših potomaka“. Teorija je univerzalna i odnosi se na sve segmente ljudskih aktivnosti. U dokumentima UN-a sa konferencije održane u Rio de Janeiru 1992. godine održivi razvoj definisan je kao upravljanje i briga o prirodnim resursima uvažavajući etičke norme kojima današnja generacija poštuje prava budućih generacija.

Koncept održivog razvoja podrazumjeva moderni pristup upravljanju prirodnom sredinom na osnovama uravnoteženih odnosa između prirodnog, ekonomskog i društvenog sistema, odnosno trajno uspostavljanje harmonije između razvoja i prirodne sredine. Na konceptu održivog razvoja i međugeneracijske jednakosti zasnovana je Agenda 21. Kako bi se postigao održivi razvoj, zaštita okoline mora postati sastavni dio razvojnog procesa, te se ne može i ne smije razmatrati odvojeno od njega.

U energetici ovo znači povećanje učinkovitosti u proizvodnji i potrošnji energije korištenjem obnovljivih

izvora energije (OIE). Obnovljivi izvori energije, uz energetske efikasnost, čine jedan od temelja održivog razvoja energetike zbog neospornog doprinosa zaštiti okoline i klime, zdravlju, zapošljavanju na lokalnom nivou, te sigurnosti snabdijevanja energijom i smanjenju uvoza energije. S obzirom na prednosti zaštite okoline obnovljivi izvori energije predstavljaju alternativu korištenju konvencionalnih izvora. Međutim na današnjem nivou tehnološkog razvoja, obnovljivi izvori energije još uvijek nisu magična alternativa za zamjenu fosilnih goriva u širokom obimu, ali su dobra alternativa za smanjivanje zavisnosti od fosilnih goriva. Jedan od glavnih argumenata ovoj tvrdnji je njihova raznolikost, potpuno suprotna današnjoj dominaciji fosilnih goriva. Očekuje se da će udio obnovljivih energija u ukupnoj energiji stalno rasti u 21. stoljeću, koje se sve češće naziva stoljeće obnovljive energije.

Veliki udio u proizvodnji energije iz obnovljivih izvora rezultat je ekološke osviještenosti stanovništva, koje uprkos početnoj ekonomskoj neisplativosti instalira postrojenja za proizvodnju „čiste“ energije. Evropska unija ima strategiju udvostručavanja upotrebe obnovljivih izvora energije od 2003. do 2010. godine. Taj plan sadrži niz mjera kojima bi se potaknule privatne investicije u objekte za pretvorbu obnovljivih izvora energije u iskoristivu energiju (najvećim dijelom u električnu energiju).

1. OBNOVLJIVI IZVORI ENERGIJE

Zbog sve veće zagađenosti zraka, emisije stakleničkih plinova, freona i sumpora u atmosferu, problema globalnog zagrijavanja, ozonskih rupa i kiselih kiša, te klimatskih promjena koje one izazivaju, pred svijet se postavlja ključno pitanje: kako dalje? Čini se da bi jedino rješenje bilo pronaći alternativne energente, budući da su glavni krivci za efekat staklenika i ozbiljne posljedice upravo fosilna goriva – ključni svjetski energent. Takođe, činjenica da su fosilna goriva ipak konačna i iscrpiva, odnosno neobnovljiva, tjera čovječanstvo na prelazak energetskeg izvora sa jednih na druge – od neobnovljivih prema obnovljivim. Iako se obnovljivi izvori energije troše oni se ne iscrpljuju već se vremenom obnavljaju. Međutim, nekontrolisanim korištenjem obnovljivi izvori mogu biti iscrpljeni (šuma može biti posječena i neobnovljena), prelazak sa korištenja neobnovljivih na obnovljive izvore podrazumjeva da se obnovljivi izvori moraju koristiti na neiscrpljujući način.

Dva osnovna problema kod neobnovljivih izvora energije su da ih ima u ograničenim količinama i da zagađuju okolinu. Sagorjevanjem fosilnih goriva, pored uobičajenih polutanata, oslobađa se velika količina CO₂ u atmosferu koji je staklenički plin i koji doprinosi globalnom porastu prosječne temperature na Zemlji. Kod obnovljivih izvora

energije nema takvih problema. Prijedlozi Kyoto protokola o smanjenju emisija štetnih plinova otvaraju nove mogućnosti za rast potražnje energije iz obnovljivih izvora. Povećanjem udjela obnovljivih izvora energije povećava se energetska održivost sistema.

Obnovljivim izvorima energije smatraju se izvori energije koji su sačuvani u prirodi i obnavljaju se u cjelosti ili djelimično, posebno energija vodotoka, vjetra, sunčeva energija, biomasa, geotermalna energija, energija valova, energija plime i oseke. Hidroenergija se danas smatra kao jedna od najperspektivnijih alternativa, a voda najznačajniji obnovljivi izvor energije. Radi se o čistoj energiji, jer njenom pretvorbu u električnu energiju ne dolazi do emisije štetnih polutanata, a time do zagađenja okoline, te se na taj način smanjuju emisije stakleničkih plinova. U tom pogledu, hidroenergija, ali i drugi alternativni izvori energije, već navedeni kao obnovljivi, pružaju zadovoljavajuća rješenja u cilju smanjivanja intenziteta eksploatacije fosilnih goriva i njihove, eventualne, zamjene.

U posljednjih nekoliko desetljeća, posebno danas, se globalna slika mijenja, a obnovljivi se izvori sve više smatraju jednim od ključnih faktora budućeg razvoja i imaju sve veću ulogu u svjetskoj proizvodnji energije. Iako su neki od njih poznati i koriste se još od davnina (npr. energija vjetra u vjetrenjačama ili energija vode u vodenicama), obnovljivi izvori energije „svoje mjesto pod suncem“ dobivaju u vrijeme prvih tzv. energetske krize, sedamdesetih godina prošlog stoljeća. Sadašnja efikasnost njihovog korištenja varira u odnosu na prirodu resursa.

U zadnjih trideset godina proizvodnja u hidroelektranama se brzo povećava iz više razloga: hidroenergija je čista i nema otpada; nema troškova goriva; moderne hidroelektrane mogu do 90% energije vode pretvoriti u električnu energiju; puštanje hidroelektrane relativno je brzo te se koriste za pokrivanje naglih povećanja potrošnje, umjetna jezera nastala izgradnjom hidroelektrana lokalno doprinose ekonomiji i omogućavaju navodnjavanje, vodosnabdijevanje, turizam i rekreaciju.

Električna energija iz obnovljivih izvora u međunarodnim dokumentima zove se „green energy“ i posebno je cijenjena na otvorenom tržištu električne energije. Za sada je to hidroenergija koja se u proizvodnim objektima, projektovanim, izvedenim i obnovljenim u skladu sa zahtjevima visoke tehničke sigurnosti i zaštite čovjekove okoline, pretvara u električnu. Hidroenergija je trenutno najveći obnovljivi izvor energije u svijetu, što predstavlja oko 15% svjetske potrošnje električne energije. Čak 97% električne energije dobijene iz obnovljivih izvora potiče od hidroenergije, a ostalih 3% vodi porijeklo od solarne, geotermalne, energije vjetra i biomase.

Razvoj obnovljivih izvora energije važan je zbog toga jer oni mogu značajno doprinijeti principima održivog razvoja, zaštite okoline, povećanja sigurnosti snabdijevanja električnom energijom.

2. PRAVNA REGULATIVA EU O RAZVOJU OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE

Uzimajući u obzir očekivano povećanje potrošnje energije u narednom periodu, ukupno smanjenje proizvodnje i povećanje uvozne zavisnosti kao i preuzete obaveze po Kyoto protokolu, EU je donijela odgovarajuće strateške dokumente kojima definiše ciljeve i instrumente za podsticanje obnovljivih izvora energije.

Kao osnovni ciljevi politike čiste energije postavljeni su:

- Dostizanje Kyoto ciljeva, odnosno realizacija preuzetih obaveza da se ostvari smanjenje emisije CO₂, kao najvažnijeg stakleničkog plina, za 8% u periodu od 2008. do 2012. godine u odnosu na vrijednost emisije iz 1990. godine;
- Udvostručenje udjela obnovljivih izvora energije u ukupno proizvedenoj energiji, i to sa 6% (1997) na 12% do 2010. god.;
- Unapređenje energetske efikasnosti, odnosno njeno povećanje za 18% do 2010. god. u poređenju sa istom u 1995. god.;
- Održavanje sigurnosti snabdijevanja.

Način i uslovi postizanja navedenih ciljeva su definisani u više strateških i regulativnih dokumenata, od kojih su najvažniji slijedeći:

- Bijela knjiga o energetske politici COM(95) 682;
- Bijela knjiga o obnovljivim izvorima energije COM(97) 599;
- Zelena knjiga o Evropskoj strategiji za održivu, konkurentnu i sigurnu energiju COM(2006) 105;
- Direktiva 2001/77/EC Evropskog parlamenta i Vijeća od 27. septembra 2001. o podsticanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije na unutrašnjem tržištu električne energije;
- Direktiva 2003/54/EC Evropskog parlamenta i Vijeća od 26. juna 2003. o opštim pravilima za unutrašnje tržište električne energije i prestanku važenja Direktive 96/02/EC;
- Brojni programi i dokumenti za implementaciju i sprovođenje zajedničke regulative, za korištenje OIE.

2.1. Bijela knjiga o energetske politici COM(95) 682

U ovom dokumentu [1] Komisija je objavila svoje poglede i ciljeve vezane za energetske politiku Zajednice kao i instrumente za njihovo postizanje. Tri osnovna

zahtjeva za budući razvitak energetskeg sistema na nivou Evropske unije koja se navode u ovom dokumentu su slijedeća:

- zaštita okoline,
- sigurnost snabdijevanja energijom i
- industrijska konkurentnost.

Da bi se navedeni zahtjevi postigli, kao važan faktor, podstiče se razvoj novih tehnologija proizvodnje energije iz obnovljivih izvora.

Tehnološki razvoj energetike usmjerava se u dva makro pravca: proizvodnja električne energije putem novih izvora energije i reduciranje korištenja fosilnih goriva u transportnom sektoru.

2.2. Bijela knjiga o obnovljivim izvorima energije COM(97) 599

U novembru 1997. godine Evropska Komisija usvojila je saopćenje „Energija za budućnost: Obnovljivi izvori energije“ Bijelu knjigu za strategiju i akcioni plan Zajednice [2]. Ovaj dokument navodi da se u Evropskoj uniji, unatoč značajnom potencijalu, obnovljivi izvori energije koriste neujednačeno i nedovoljno. Iako su mnogi od njih dostupni, a realan ekonomski potencijal znatan, obnovljivi izvori energije čine znatno mali doprinos (manji od 6%) u potrošnji energije u zemljama unije. Predviđa se da će udio obnovljivih energija u budućnosti stalno rasti.

Svrha Bijele knjige o obnovljivim izvorima energije je da, promoviranjem OIE, doprinese postizanju sveukupnih ciljeva energetske politike:

- sigurnost snabdijevanja,
- unapređenje zaštite okoline i
- održivi razvoj.

Da bi se postigli ovi ciljevi Bijela knjiga predlaže udvostručenje učešća obnovljivih izvora energije u ukupno proizvedenoj energiji, i to sa 6% (1997) na 12% do 2010. god. Proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora energije trebala bi značajno porasti do 2010. god. i to sa 14,3% na 23,5%. Bijela knjiga takođe sadrži sveobuhvatnu Strategiju i Akcioni plan koji postavljaju načine za postizanje ovog ambicioznog i realnog cilja.

2.3. Zelena knjiga o Evropskoj strategiji za održivu, konkurentnu i sigurnu energiju COM(2006) 105

Zelena knjiga o Evropskoj strategiji za održivu, konkurentnu i sigurnu energiju je savjetodavni dokument koji je donešen da podrži ideje o tome šta bi se trebalo

učiniti da bi se bavilo (riješili) praktičnim izazovima i problemima.

U ovoj Zelenoj knjizi [3] dati su prijedlozi i mogućnosti koji bi mogli služiti kao podloga za cjelovitu evropsku energetske politiku. Određeno je šest ključnih područja na kojima treba preduzimati mjere da bi se odgovorilo na izazove sa kojima se svijet susreće. Jedno od ovih područja je i održivi razvoj gdje se postavlja pitanje kako zajednička strategija za energiju može najbolje da odgovori na klimatske promjene, te da uravnoteži ciljeve očuvanja okoline, konkurentnost i sigurnost snabdijevanja.

Ako EU želi ograničiti sve bliži porast globalnih temperatura na dogovoreni nivo koji je najviše 2°C iznad preindustrijskih vrijednosti, globalne emisije stakleničkih plinova bi morale dostići najvišu vrijednost najkasnije do 2025. god., zatim bi se morale, s obzirom na nivo iz 1990. god. smanjiti za najmanje 15%, ili čak za 50%. Zbog ovog ogromnog izazova EU mora odmah poduzeti značajne korake i to posebno na području energetske efikasnosti i obnovljivih izvora energije radi djelovanja na sigurnost snabdijevanja u EU i pomoći ograničenju narastajuće ovisnosti EU od uvozne energije.

2.4. Direktiva 2001/77/EC Evropskog parlamenta i Vijeća od 27. septembra 2001. o podsticanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije na unutrašnjem tržištu električne energije

Podsticanje korištenja OIE je strateški cilj Evropske unije, jer je u skladu sa strategijom održivog razvoja i omogućava ostvarenje ciljeva Kyoto protokola u smislu smanjenja emisije stakleničkih plinova i zaštite okoline. Dana 27. septembra 2001. godine donesen je važan dokument evropskog energetskeg zakonodavstva – Direktiva 2001/77/EC Evropskog parlamenta i Vijeća o podsticanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije na unutrašnjem tržištu električne energije [4].

Pojam „električna energija proizvedena iz obnovljivih izvora energije“ prema ovoj Direktivi znači električna energija koju proizvedu postrojenja koja koriste samo obnovljive izvore energije, kao i dio električne energije koju iz obnovljivih izvora energije proizvedu mješana postrojenja, koja takođe koriste konvencionalne izvore energije i uključujući obnovljivu električnu energiju koja se koristi za punjenje sistema za skladištenje, a bez električne energije, proizvedene kao rezultat sistema za skladištenje.

Svrha ove Direktive je:

- smanjenje ovisnosti o uvoznim energentima i time povećana sigurnost snabdijevanja,
- zaštita okoline,

- mogućnost ostvarenja regionalnog razvoja i time povećanja zaposlenosti otvaranjem novih radnih mjesta.

Direktiva postavlja cilj pred zemlje članice EU da do 2010. godine 22,1% ukupno proizvedene električne energije bude iz obnovljivih izvora energije.

2.5. Direktiva 2003/54/EC Evropskog parlamenta i Vijeća od 26. juna 2003. o opštim pravilima za unutrašnje tržište električne energije i prestanku važenja Direktive 96/02/EC;

Ova Direktiva [5] u potpunosti zamjenjuje Direktivu 96/92/EU Evropskog Parlamenta i Vijeća od 19. decembra 1996. godine o opštim pravilima za unutrašnje tržište električne energije koja reguliše sektore proizvodnje, prijenosa i distribucije električne energije. Direktiva je donesena 26. juna 2003. godine i treba biti ugrađena u nacionalna zakonodavstva zemalja članica do 1. jula 2004. godine.

U interesu zaštite okoline i poticanja novih tehnologija, države članice treba da imaju mogućnost iniciranja postupaka nadmetanja za nove kapacitete koji, između ostalog, uključuju obnovljive izvore i kogeneraciju.

Prema ovoj Direktivi termin „obnovljivi izvori energije“ su obnovljivi nefosilni izvori energije (vjetar, sunce, geotermalni izvori, valovi, plima, energija vode, biomasa, zemni plin, prerada otpada, biljni plin i bioplinovi).

Države članice mogu zahtijevati od operatora distributivnog sistema, pri odašiljanju iz proizvodnih postrojenja da daju prednost onim proizvodnim postrojenjima koja koriste obnovljive izvore energije ili kogeneracijskim postrojenjima.

Direktiva je donesena u cilju potpune liberalizacije tržišta električne energije do 2005. godine, baziranog na zaštiti potrošača i razdvajanju operatora sistema prijenosa i distribucije.

3. BiH – OBNOVLJIVI IZVORI ENERGIJE

U Bosni i Hercegovini:

- Nije utvrđena politika razvoja obnovljivih izvora energije – vrste i kapaciteti, profil proizvodnje (Vlada FBiH je odredila otkupne cijene električne energije iz obnovljivih izvora snage do 5 MW, iz malih HE, biogasa, biomase, elektrana na vjetar i geotermalnih izvora i sunčeve energije),
- Pilot projekti vjetroenergije, cca 130 MW (Hercegovina),
- Nisu još uvedeni oblici podsticaja, stimulacije, premije,

- Nije utvrđena politika ni status BiH u pogledu „carbon trading-a“.

4. ZAKLJUČAK

Održivi razvoj ne samo sa ekološkog već i sa socijalnog i moralnog aspekta, predstavlja nezaobilaznu ideju savremenog čovječanstva. Jedino moguće rješenje koje odgovara konceptu održivog razvoja je da se sadašnje potrebe usaglase sa činjenicom da bi buduće generacije trebalo da, osim mnogih tehničkih dostignuća, naslijede i prirodne resurse kao što su zemlja, voda, flora i fauna, u mjeri koja je dostupna današnjem čovjeku.

Evropa mora biti predvodnik u novoj „postindustrijskoj revoluciji“, u razvoju ekonomije zasnovane na energentima koji oslobađaju malo ugljendioksida i stoga su joj potrebne permanentno nove politike da bi se suočila sa novom realnošću. U tom smislu je donjela više strateških i regulativnih dokumenata čiji je cilj da osigura snabdijevanje energentima iz obnovljivih izvora energije da bi se smanjile emisije ugljendioksida iz goriva koja se već koriste, prije svega uglja i na taj način da se bori protiv globalnog zagrijavanja.

- 1) Obnovljivi izvori mogu bitno doprinijeti principima održivog razvoja, zaštite okoline i povećanja sigurnosti snabdijevanja.
- 2) U smislu konstantnog porasta potrebe za električnom energijom u svijetu, praćenog povećanim uticajem na okolinu i takođe rastućim pritiskom na neobnovljive resurse, dolazi do porasta potražnje za obnovljivim izvorima energije, posebno onim koji ostvaruju manje negativan uticaj na životnu sredinu.
- 3) Za očekivati je da će EU obezbijediti prioritet u razvoju obnovljivih izvora energije i da će intenzivirati širok spektar aktivnosti u cilju unapređenja obnovljivih izvora energije i energetske efikasnosti, s jedne i njihovoj implementaciji u energetska politiku zemalja članica s druge strane.
- 4) Da bi se postigli ambiciozni ciljevi postavljeni za 2010. godinu, pored javnog finansiranja, u narednim godinama će privatna ulaganja u obnovljive izvore energije biti presudna.

LITERATURA

- [1] COM(95) 682 od 13.12.1995. god., White paper „An Energy Policy for the European Union“,
- [2] COM(97) 599 od 26.11.1997. god., „Energy for the Future: Renewable Sources of Energy“ – White Paper for a Community Strategy and Action Plan,

- [3] COM(2006) 105 od 8.3.2006. god., „A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy“ – Green Paper,
- [4] Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market, Official Journal L 283, 27/10/2001, p. 33-40,
- [5] Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC, Official Journal L 176, 15/07/2003, p. 37-56.

POMOĆNE USLUGE U ELEKTRODISTRIBUTIVNOM SEKTORU BOSNE I HERCEGOVINE

ANCILLARY SERVICES IN POWER DISTRIBUTION SECTOR OF BOSNIA AND HERZEGOVINA

mr. Suada Penava, dipl.ing.el. mr. Samir Avdaković, dipl.ing.el.
JP Elektroprivreda BiH, Sektor za distribuciju

Sarajevo - Bosna i Hercegovina

Sažetak: U ovom radu dat je pregled postojećih istraživanja na temu pomoćnih usluga u elektrodistributivnom sistemu i ulozi distribuiranih izvora električne energije kao potencijalnih davalaca tih usluga.

Ključne riječi: pomoćne usluge, elektrodistributivni sistem, distribuirani izvori električne energije, Operator Distributivnog Sistema

Abstract: This paper presents an overview of existing work within the area of ancillary services at the distribution level of electric power system. The particular attention has been given to the distributed generation units as prospective providers of those services for Distribution System Operators.

Key words: ancillary services, power distribution system, distributed generation, Distribution System Operator

UVOD

Pomoćne usluge omogućavaju osnovnu funkciju energetskog sistema a to je prenos električne energije od proizvođača do potrošača. Mada su kao fizički zahtjev svakog elektroenergetskog sistema pomoćne usluge uvijek bile njegov neizostavan faktor, tek sa uvođenjem i razvojem tržišta električne energije njihov je

komercijalni aspekt počeo privlačiti pažnju. Ovaj je interes posebno prisutan od strane elektroprivrednih kompanija i regulatornih tijela u zemljama koje su već značajno odmakle u uspostavi efikasnih tržišta električne energije, te tako svjedočimo velikom broju stručnih radova, izvještaja i analiza na temu pomoćnih usluga, kako na prenosnom tako i na distributivnom nivou elektroenergetskog sistema.

U Bosni i Hercegovini još uvijek nije zabilježen takav nivo interesovanja niti sistematskog bavljenja ovom problematikom i čak naprotiv, uočava se određeno nerazumijevanje samog koncepta pomoćnih usluga i njihove uloge na budućem tržištu električne energije. Posljednja se konstatacija prije svega odnosi na elektrodistributivni sektor, u kojem je trenutno aktuelna izrada regulative čija je svrha uređivanje odnosa među sudionicima. Ova bi regulativa između ostaloga trebalo da obuhvati i relacije koje se tiču pomoćnih usluga kao jednog od elemenata na tržištu električne energije. Stoga bi bilo korisno istražiti i analizirati znanja i iskustva drugih u toj oblasti te ista pokušati primijeniti u našim uslovima.

Ovaj rad se bavi pomoćnim uslugama u elektrodistributivnoj mreži a njegov cilj je da ukaže na ulogu distribuiranih izvora električne energije kao potencijalnih davalaca takvih usluga. Naime, izgradnja ovih izvora jedan je dominantnih trendova kada se govori o distributivnom segmentu elektroenergetskog sektora BiH i kako sada stvari stoje, za očekivati je da će se taj trend nastaviti i u budućnosti. Konkretno, na

području koje pokriva JP Elektroprivreda BiH (JP EP BiH) do sada je izgrađeno i u pogon pušteno 12 malih hidroelektrana u vlasništvu trećih lica, sa ukupnom instalisanom snagom od cca 12 MVA (10,635 MW), zatim 6 malih hidroelektrana u vlasništvu JP EP BiH, čija je ukupna instalisana snaga 13,46 MVA, dvije industrijske elektrane proizvođača, kao i jedna elektrana na bio gas. Osim toga, trenutno je veliki broj malih hidroelektrana u fazi izgradnje, projektovanja, ili dodjele koncesija (radi se o više malih hidroelektrana ukupne instalisane snage veće od 130 MVA),

Potencijal energije vjetra također je jedan od pravaca istraživanja koji postaje sve interesantniji u Bosni i Hercegovini i početni koraci u tom smislu već su poduzeti.

Dosadašnje analize efekata rada distribuiranih izvora i njihovog uticaja na elektrodistributivnu mrežu JP Elektroprivreda BiH ukazale su na određene probleme u pogonu distributivnog sistema. Ovi su problemi u najvećoj mjeri uzrokovani neadekvatnom regulacijom pogonskih parametara elektrana. Svođenjem ovih parametara unutar normama propisanih granica ne bi se samo ispunili osnovni zahtjevi koje postavlja Operator Distributivnog Sistema (ODS) vezano za pogon distribuiranih izvora već bi ovi izvori dobili priliku da participiraju na tržištu pomoćnih usluga. Ovo bi zasigurno pomoglo da se približimo ostvarenju win-win situacije za sve učesnike u ovom segmentu elektrodistributivnog sistema i ovaj rad upravo želi da ukaže na tu mogućnost.

U ovom radu nisu izneseni konkretni podaci za druga dva elektroprivredna preduzeća u Bosni i Hercegovini i to bi u određenom smislu moglo da predstavlja njegovo ograničenje. Ipak, trend porasta broja distribuiranih izvora i korištenja istih tehnoloških rješenja zajednička je karakteristika za cijelu zemlju što daje osnovu za generaliziranje većine analiza i zaključaka koji su izrečeni na osnovu podataka iz JP Elektroprivreda BiH.

1. OPĆENITO O POMOĆNIM USLUGAMA

U nastojanju da slikovito predoči pojam pomoćnih usluga, autorica Brien u [L1] opisuje električnu energiju kao proizvod koji se sastoji od «sirove» energije kojom se trguje na tržištu električne energije, kombinovane sa dodatnim uslugama, kako bi se dobila stabilna i pouzdana isporuka koju potrošači traže. Dodatne ili pomoćne usluge koje traže potrošači, uključuju :

- stabilnu frekvenciju;
- stabilan napon; i
- opciju uzimanja ili davanja energije uz kratku najavu

Autori Hirst i Kirby u [L2] opisuju pomoćne usluge kao one funkcije koje obavljaju oprema i ljudi u proizvodnom, prenosnom, upravljačkom i distributivnom sistemu u svrhu pružanja potpore

osnovnim uslugama proizvodnih kapaciteta, snabdijevanja i isporuke energije.

Američka regulatorna agencija FERC (Federal Energy Regulatory Commission) definiše pomoćne usluge kao «usluge koje su neophodne da se podrži prenos električne energije od prodavca do kupca uz date obaveze upravljačkih područja i prenosnih kompanija unutar tih upravljačkih područja da održavaju pouzdan rad prenosnog sistema [L2:1].

«Mrežna pravila elektroenergetskog sustava» Republike Hrvatske [L3 :11, 12] definišu pomoćne usluge u prenosnom sistemu kao «dobavljive pojedinačne usluge koje daje korisnik mreže (npr. proizvođač) ili operator distribucijskog sustava, na zahtjev operatora prijenosnog sustava i za čiju dobavu (tehničko rješenje, pogonski troškovi) operator prijenosnog sustava računa s primjerenom naknadom troškova». Isti dokument preciznije određuje i pomoćne usluge u distributivnoj mreži kao : «...dobavljive pojedinačne usluge koje daje korisnik mreže (npr. proizvođač) , na zahtjev operatora distribucijskog sustava i za čiju dobavu (tehničko rješenje, pogonski troškovi) operator distribucijskog sustava računa s primjerenom naknadom troškova. Te usluge koristi operator distribucijskog sustava za ostvarenje usluga u distribucijskoj mreži»

Kategorizacija pomoćnih usluga je u relevantnoj literaturi vršena na različite načine (za primjer vidjeti : L2, L4,L5, L6, L7) , što je u najvećoj mjeri uslovljeno postojećim nivoom razvoja tržišta za ove usluge. Tako na primjer, FERC kategorizira pomoćne usluge na slijedeći način (citirano u L8 :11) :

1. upravljanje EES –om;
2. obezbjeđenje reaktivne snage i kontrola napona pomoću generatora;
3. regulacija;
4. obrtna rezerva;
5. spremna rezerva;
6. energetska neuravnoteženost;
7. praćenje opterećenja;
8. rezervno napajanje;
9. nadoknada gubitaka aktivne snage;
10. dinamičko planiranje;
11. hladna rezerva;
12. stabilnost;

Nezavisni Operator Sistema u Bosni i Hercegovini – NOS, pomoćne usluge u prenosnom sistemu kategorizira na slijedeći način [L9:14]:

1. regulisanje frekvencije i aktivne snage – primarna, sekundarna i tercijerna rezerva
2. regulisanje napona i reaktivne snage
3. «black start»
4. prekomjerno preuzimanje reaktivne energije
5. balansiranje nenamjernih odstupanja
6. pokrivanje tehničkih gubitaka električne energije na prenosnoj mreži

2. TRŽIŠTE POMOĆNIH USLUGA

Istorijski gledano, elektroprivredne kompanije su donosile odluke o tome koji proizvodni objekti će se koristiti za obezbjeđivanje energije a koji za pomoćne usluge, sa ciljem da se minimiziraju ukupni troškovi podmirivanja potreba za električnom energijom i potreba za pomoćnim uslugama. Drugim riječima, u vertikalno struktuiranoj elektroprivredi - elektroprivredi koja nema konkurenciju, problem pomoćnih usluga rješavan je kroz određena pravila rada elektroenergetskog sistema, a ulaganje u ovaj segment sistema općenito je bilo nedovoljno [L1, L8].

Sa uspostavom konkurentskog tržišta, tržišni podsticaji zamjenjuju tradicionalne režime uspostavljene od strane vertikalno organiziranih elektroprivrednih kompanija. Vlasnici proizvodnih objekata mogu odlučivati na kome od tržišta žele prodati svoj proizvod i mogu prodavati svoje usluge na onom tržištu koje će im obezbijediti najveći povrat na uložena sredstva. Ako neka elektrana može ostvariti zaradu od prodaje električne energije na konkurentskom tržištu i ako je istovremeno tržište pomoćnih usluga regulisano, vlasnikov interes je da svu svoju proizvodnju proda na tržištu električne energije (uz pretpostavku da je tržišna cijena veća od regulisane cijene). Ovaj raskorak u cijenama vodio bi do manjka u isporuci pomoćnih usluga. Manjak pomoćnih usluga mogao bi dovesti do problema pouzdanosti u mreži. Stoga, konkurentsko tržište električne energije zahtijeva postojanje konkurentskog tržišta pomoćnih usluga i potrebno je obezbijediti podsticaje za potencijalne isporučioce pomoćnih usluga [L1].

Brien u [L1] također skreće pažnju na to da je kod kreiranja tržišta za pomoćne usluge ključno razumjeti vezu između proizvodnje električne energije i obezbjeđenja pomoćnih usluga a isto tako je potrebno razumjeti da vlasnici elektrana imaju pravo izbora i vlastite ciljeve kada odlučuju o prodaji na nekom od ova dva tržišta. Naime, u bilo kom trenutku vremena, maksimalan iznos energije koju proizvodna jedinica može da obezbijedi ograničen je instalisanim kapacitetom. Taj kapacitet može se podijeliti između energije i rezervi. Stoga su, s tačke gledišta proizvodne jedinice, rezerva i energija međusobno zamjenjivi proizvodi. Ona može prodati jedno od to dvoje, ali ne oboje u isto vrijeme, iz istog bloka kapaciteta. Da bi rad sistema bio efikasan, kapacitet svake proizvodne jedinice treba da bude adekvatno podijeljen između dva tržišta. Ako su tržišta odvojena, efikasno alociranje kapaciteta između energije i rezervi mnogo je kompleksnije i stoga se ova autorica zalaže za integrirano tržište energije i pomoćnih usluga.

Finansijska veza između proizvodnje i obezbjeđenja pomoćnih usluga, također će uticati na način na koji će biti strukturirana tržišta za pomoćne usluge. Proizvodna jedinica koja prodaje rezervu mora se odreći profita od proizvodnje jednog dijela svog kapaciteta. Stoga je trošak isporučuje rezervi zapravo oportunitetni trošak neisporučivanja energije.

3. DISTRIBUIRANI IZVORI ELEKTRIČNE ENERGIJE KAO DAVAOCI POMOĆNIH USLUGA U ELEKTRODISTRIBUTIVNOM SISTEMU

Pomoćne usluge na distributivnom nivou su one aktivnosti koje elektrodistributivna kompanija mora obezbijediti kako bi distributivni sistem radio ili kako bi se obezbijedio željeni nivo usluge za kupce. One su generalno različite od pomoćnih usluga koje se traže od prenosnog sistema. Istraživanja pokazuju (za primjer vidjeti L10) da distribuirani izvori mogu za elektrodistributivne kompanije biti efektivan i ekonomski opravdan metod obezbjeđivanja pomoćnih usluga u nekim specifičnim situacijama. Sposobnost distribuiranih izvora da služe u ove svrhe ovisi o karakteristikama distributivne mreže, primijenjenoj tehnologiji u distribuiranom izvoru, raspoloživosti pogonskog medija te ekonomskim podsticajima koje distributivne kompanije imaju kako bi koristile distribuirane izvore.

Tipični primjeri pomoćnih usluga na distributivnom nivou koje mogu biti obezbijeđene korištenjem distribuiranih izvora su [L10] : područno upravljanje na distributivnom nivou, isporuka reaktivne energije i smanjenje gubitaka električne energije. Distributivne kompanije također mogu obezbijediti i neke pomoćne usluge na prenosnom nivou. Ispunjavanje ovih zahtjeva predstavlja potencijalno veliko tržište za distribuirane izvore, tržište koje može biti interesantno kompanijama koje vrše prodaju električne energije, prodavačima opreme i još nekim sudionicima elektroenergetskog sektora.

Na potencijalnu ulogu distribuiranih izvora u pružanju pomoćnih usluga na distributivnom nivou ukazuju i druga istraživanja od kojih su neka provedena i u zemljama iz našeg okruženja (za primjer vidjeti L 11 : 41). U zaključku ove studije ukazuje se na «potrebu stvaranja tržišnih mehanizama i cjenovnih okvira» unutar kojih će biti obezbijeđeno da distribuirani izvori učestvuju ne samo na tržištu energije već i na tržištu pomoćnih usluga.

4. NEKI ASPEKTI UPRAVLJANJA DISTRIBUTIVNOM MREŽOM U USLOVIMA POVEĆANE DISTRIBUIRANE PROIZVODNJE

U ovom poglavlju su prezentirani neki aspekti upravljanja elektrodistributivnom mrežom koji postaju aktuelni u svjetlu uočenog porasta distribuirane proizvodnje kao globalnog trenda a koji su u vezi sa mogućnostima koje ova proizvodnja ima za pružanju pomoćnih usluga na distributivnom nivou.

Upravljanje pasivnom i aktivnom distributivnom mrežom

Tradicionalno su Operatori Distributivnog Sistema (ODS) planirali i upravljali svojom mrežom na *pasivnoj* osnovi. Te pasivno upravljane mreže su obično planirane tako da su bile prilagođene jedosmjernom toku energije, od prenosnog sistema do kupaca na strani potrošnje, preko različitih naponskih nivoa. Primarna oprema (transformatori, rasklopna postrojenja, nadzemni vodovi i kablovi) u pasivnoj mreži se dimenzioniraju tako da su prilagođeni svim predviđenim radnim uslovima, osiguravajući da se tehnički parametri napajanja (npr. napon, termičke karakteristike, dozvoljeni nivo kvarova) održavaju unutar propisanih i sigurnosnih tolerancija, bez zahtjeva za proaktivnim monitoringom mreže i rekonfiguracijom. U slučaju da je korištenje mreže različito od početnih planskih pretpostavki, pasivna mreža može se pokazati nefleksibilnom u novim radnim režimima, često zahtijevajući značajan redizajn i nadogradnju. Posljedično, mnogi ODS sve više teže ka aktivnom pristupu upravljanju mrežom kako bi se maksimizirali iznosi proizvodnje koji mogu biti priključeni na njihove sisteme bez da se vrše skupe zamjene primarne opreme. Aktivni pristupi upravljanju mrežom obično zahtijevaju monitoring mreže u realnom vremenu sa proaktivnim (automatiziranim) rješenjima za rekonfiguraciju mreže i sofisticiranom kontrolom napona [L 6 :22 - 23]

Utica j distribuiranih izvora na zahtjeve Operatora Distributivnog Sistema

Distribuirana proizvodnja može imati značajan uticaj na veličinu reaktivne snage koja se razmijeni između Operatora prenosnog i Operatora distributivnog sistema. Ovo može biti određeno nizom faktora, uključujući slijedeće [L6:45]:

- nivo penetracije distribuiranih izvora;
- naponski nivo na koji su ovi izvori priključeni;
- tehnologija i radni režimi izvora;
- karakteristike distributivne mreže;
- promjene u opterećenjima

U odnosu na različite vrste radnih režima distribuiranih izvora, moguće je govoriti o slijedećim scenarijima [L6] :

- Distribuirani izvori proizvode samo aktivnu snagu. Proizvođači aktivnu snagu u distributivnim mrežama, distribuirani izvori će reducirati odgovarajući iznos snage preuzete iz prenosne mreže. Ovo smanjenje u toku snage smanjit će reaktivnu potrošnju (izvore) u distributivnim mrežama i tako će manje reaktivne snage biti preuzeto iz prenosne mreže
- Distribuirani izvori proizvode aktivnu i reaktivnu snagu. Proizvodnjom reaktivne snage

lokalno, distribuirani izvori mogu snabdijevati nešto od lokalne reaktivne potražnje i doprinijeti snabdijevanju reaktivnih gubitaka u distributivnim mrežama. Ovo bi rezultiralo u značajnijem smanjenju količine reaktivne snage preuzete iz prenosne mreže

- Distribuirani izvori proizvode aktivnu i apsorbiraju reaktivnu snagu. Na taj način distribuirani izvori će povećavati potražnju za reaktivnom snagom u mreži. Neto efekat će biti vođen ukupnim balansom između porasta potražnje za reaktivnom snagom od strane distribuiranih izvora i smanjenjem uzrokovanim davanjem (izvozom) aktivne snage.

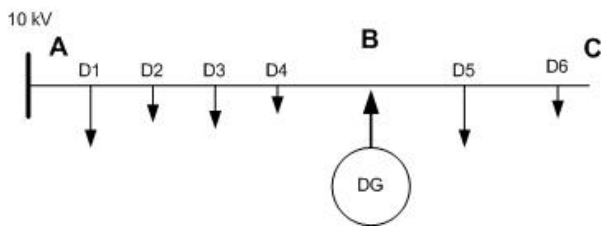
Režim rada distribuiranih generatora je u svakom slučaju predmet analiza i odluke Operatora Distributivnog Sistema , kojem je jedna od osnovnih funkcija upravljanje naponima i reaktivnim snagama. Najveće smanjenje uvezene reaktivne energije bit će postignuto u slučajevima gdje distribuirani izvori također daju i reaktivnu snagu. U takvim slučajevima bi se proizvedena reaktivna snaga upotrijebila za pokrivanje lokalnih reaktivnih tereta, na taj način smanjujući potrebu Operatora Distributivnog Sistema za uvozom reaktivne snage iz prenosne mreže.

Usluge kontrole napona i upravljanja snagama

Varijacije napona van propisanih granica i uslovi preopterećenja u distributivnoj mreži, zahtijevaju od Operatora trenutno preduzimanje odgovarajućih aktivnosti za popravak stanja. Distribuirani izvori mogu da pomognu u takvim situacijama, te se na taj način izbjegava potreba za ojačavanjem same mreže. Slično tome, usluge distribuiranih izvora koji se odnose na upravljanje tokom reaktivne snage također mogu maksimizirati kapacitet distributivnih vodova, te tako opet smanjuje potrebu da se investira u mrežu. U nastavku su analizirane mogućnosti distribuiranih izvora za obezbjeđenje takvih usluga.

Usluge upravljanja naponom

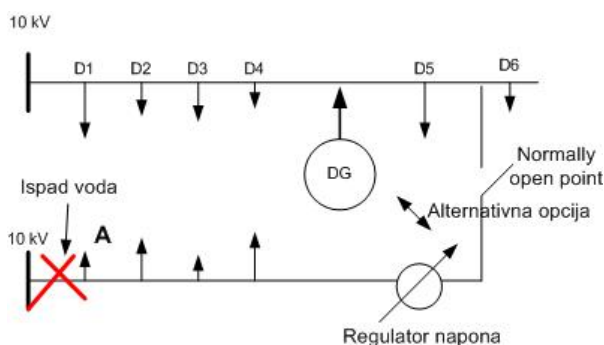
Ovdje su istražene dvije mogućnosti koje imaju distribuirani izvori u pogledu obezbjeđenja usluga naponske podrške u distributivnim sistemima. Jedna se odnosi na situaciju kada je na kraju napojnog voda registrovano smanjenje napona kao rezultat porasta opterećenja, kako je to prikazano na slici 1. Druga mogućnost se odnosi na uslove smanjenog napona koji su nastali kao posljedica ispada voda iz pogona. Slika 2 ilustruje ovaj drugi scenario, gdje napon u tački A pada ispod dozvoljene granice nakon što je dionica voda između transformatorske stanice 10 kV i tačke A izbačena iz pogona a prekidač u tački NOP (Normally Open Point) je zatvoren.



Slika 1. Korištenje distribuiranog izvora u uslovima porasta opterećenja

Ako, kao rezultat porasta opterećenja, dođe do pada napona u tačkama D5 i D6 van propisanih granica (Slika 1), postoji veliki broj mogućih načina na koje Operator Distributivnog Sistema može riješiti taj problem. Jedno očigledno rješenje je ojačavanje sistema. Drugo rješenje bi bilo da koristi distribuirani izvor za injektiranje snage bilo u nekoj srednjoj tački na vodu bilo na kraju voda. Još jedna mogućnost bi bila da se instalira regulator napona negdje duž voda ili da se instalira kondenzatorska baterija.

Sa druge strane, u slučaju opisanom na slici 2, dolazi do pada napona kada dionica voda od 10 kV jednog odlaza ispadne iz pogona i potrošači na ovom vodu bivaju napojeni sa druge strane, zatvaranjem prekidača koji je u normalnom stanju otvoren. I ovdje se problem sa naponom može riješiti na način da se injektira snaga iz distribuiranog izvora. Alternativno, može se instalirati regulator napona koji bi se koristio za podizanje napona



Slika 2. Korištenje distribuiranih izvora za naponsku podršku u slučaju ispada dijela mreže

Raspoloživost distribuiranog izvora bit će glavno pitanje koje treba razmotriti kada je potrebno ublažiti naponske probleme na ovaj način. U tom smislu očito je ograničenje distribuiranih izvora baziranih na intermitiranim tehnologijama (vjetroelettrane, hidroelekttrane bez akumulacije) iz razloga njihove lokalne raspoloživosti.

Usluge upravljanja tokovima snaga

Razmotrimo sada primjere na slikama 1 i 2 u funkciji uloge distribuiranih izvora u upravljanju tokovima snaga i sprečavanju preopterećenja. Naime, na slici 1 dionica A napojnog voda 10 kV postala je preopterećena usljed rasta opterećenja. Ovo se

preopterećenje može riješiti bilo postavljanjem novog kabla na preopterećenoj dionici, bilo izgradnjom novog voda iz druge transformatorske stanice u tački B. Injektiranje energije iz distribuiranog izvora, negdje na dionici voda C također rješava problem.

Na slici 2 ispad jedne dionice znači obustavu napajanja za kupce, a ponovna uspostava napajanja je moguća uključanjem prekidača i napajanjem sa drugog voda. Međutim, ako su ograničeni kapaciteti transformatora ili voda napajanje sa druge strane je moguće izgradnjom novih kapaciteta ili uslugom distribuiranog izvora.

Vrijednost usluge kontrole toka snage koja bi se obezbijedila od distribuiranog izvora bila bi određena ocjenom alternativnih rješenja na mreži (npr. regulator napona), upravo kao i za slučaj usluge kontrole napona. Isto tako, raspoloživost distribuiranog izvora glavno je pitanje kada se ocjenjuje njegovo korištenje za obezbjeđenje usluge sigurnosti napajanja. Kako problemi preopterećenja nastaju u periodima vršnog opterećenja u mreži, raspoloživost distribuiranog izvora kritična je samo u tim periodima. Opet, kao i u slučaju usluga kontrole napona, samo neintermitirani distribuirani izvori mogu pouzdano obezbijediti ovu uslugu.

U kontekstu diskusije prezentirane u ovom poglavlju, bitno je spomenuti i upravljanje reaktivnom snagom. Transport značajnih iznosa reaktivne snage u svrhu napajanja potrošača sa lošim faktorom snage, posebno za slučaj nadzemnog distributivnog voda, može značajno reducirati razdaljinu na kojoj energija može biti prenesena. Osim toga, transport reaktivne energije zauzima korisni kapacitet distributivne mreže i može ograničiti iznos aktivne energije koja može biti prenesena.

Za slučaj naponski ograničenih mreža koje prenose značajne iznose reaktivne energije, rješenje bi moglo biti u kompenzaciji reaktivne snage, postavljanju regulatora napona na vodu ili u pojačanju mreže. Distribuirani izvori priključeni u blizini potrošača također mogu obezbijediti nešto od potreba za reaktivnom energijom i tako povećati kapacitet postojeće mreže. Međutim i ovdje treba napomenuti da raspoloživosti ove usluge od strane distribuiranog izvora mora biti relativno visoka da bi Operator Distributivnog Sistema uopće razmatrao njegov doprinos u ovom kontekstu.

5. TEHNIČKE I TEHNOLOŠKE MOGUĆNOST PRUŽANJA POMOĆNIH USLUGA OD STRANE DISTRIBUIRANIH IZVORA ELEKTRIČNE ENERGIJE

U nastavku ćemo se osvrnuti na zaključke jedne od analiza koje su provedene s ciljem istraživanja tehničkih i tehnoloških mogućnosti distribuiranih izvora u pružanju pomoćnih usluga za potrebe Operatora Distributivnog Sistema [L6].

U ovoj studiji je izvršena analiza mogućnosti koje distribuirani izvori električne energije imaju u pogledu pružanja pomoćnih usluga na prenosnom i distributivnom nivou. Analiza je pokazala da samo tri (3) vrste pomoćnih usluga u ovom momentu mogu biti tehnički i komercijalno prihvatljive za distribuirane izvore, od kojih se samo jedna odnosi na distributivni sistem. Radi se o usluzi *obezbjedenja sigurnosti napajanja za potrebe Operatora Distributivnog Sistema*. Također je pokazano da u određenoj mjeri sve danas prisutne tehnologije koje se koriste u distribuiranoj proizvodnji mogu pružiti uslugu obezbjeđenja sigurnosti napajanja.

Tako je na primjer konstatovano da distribuirani izvori na principu *biomase* imaju relativno visoku tehničku raspoloživost i stoga je njihova sposobnost da doprinesu obezbjeđenju pomoćnih usluga koje su vezane za bezbjednost visoka, pod uslovom da nema ograničenja u raspoloživosti goriva. Uz činjenicu da tehnologije *biomase* koriste sinhronne generatore i mogu biti opremljene automatskim regulatorima napona, takva postrojenja bi mogla doprinijeti kontroli napona u lokalnoj mreži. Sposobnost kontrole reaktivne snage može omogućiti planerima mreže da elektranu priključe na slabu distributivnu mrežu i da izbjegne troškove investiranja u ojačavanje mreže. Uz to, elektrane na *biomasu* mogu snabdijevati nešto od lokalne potražnje za reaktivnom energijom i tako povećati prenosni kapacitet postojećih vodova. Ipak, raspoloživost ove podrške bi trebala da bude relativno visoka da bi ovo Operator Distributivnog Sistema uzeo u razmatranje.

Kada se govori o *hidroenergetskim izvorima* i njihovoj sposobnosti pružanja pomoćnih usluga za potrebe Operatora Distributivnog Sistema, u literaturi se posebno skreće pažnja na intermitirani karakter njihove proizvodnje i s tim u vezi njihova ograničenja u pružanju istih. Hidroelektrane sa intermitiranim karakterom proizvodnje mogu učestvovati u pružanju pomoćnih usluga vezanih za bezbjednost napajanje pod uslovom da proizvodnja ostane na određenom zahtijevanom nivou za neki period vremena. Ipak, za razliku od nekih drugih distribuiranih izvora kao što su na primjer vjetroelektrane koje također imaju intermitirani karakter proizvodnje, broj hidroelektrana je značajno veći tako da za njih ipak postoji veći prostor za obezbjeđenje pomoćnih usluga.

Kao najprikladniji komercijalni aranžman za pribavljanje ovih usluga od strane Operatora Distributivnog Sistema, u literaturi se predlaže bilateralni ugovor, za razliku od tržišno baziranih mehanizama koji su predloženi kao aranžman za pribavljanje pomoćnih usluga od strane Operatora Prenosnog Sistema, i to iz razloga lokalno specifične prirode zahtjeva za sigurnošću. Prilike za pružanje pomoćnih usluga za distribuirane izvore porast će sa povećanjem stepena njihove penetracije u mrežu te sa povećanjem njihove raspoloživosti.

6. ZAKLJUČAK

Prezentirane analize pokazuju da će uticaj distribuiranih izvora na pogon i razvoj sistema, uključujući mogućnost da ovi izvori obezbjeđuju pomoćne usluge, ovisiti od nivoa penetracije, primijenjene tehnologije i tačke priključenja unutar distributivne mreže. Također je evidentno da je uloga distribuiranih izvora u obezbjeđenju pomoćnih usluga na elektrodistributivnom nivou tema koja je izuzetno aktuelna u svijetu i da su zemlje sa razvijenim tržištima električne energije već prilično daleko otišle u istraživanjima mogućnosti i njihovoj implementaciji u praksi.

Međutim, kako je to u uvodu ovog rada već rečeno, u Bosni i Hercegovini još uvijek ne bilježimo adekvatan nivo interesovanja niti sistematskog bavljenja ovom problematikom, pogotovo kada se uzme u obzir intenzitet izgradnje distribuiranih izvora električne energije. Obzirom da je upravo sada aktuelna izrada ključnih dokumenata vezanih za uređivanje odnosa u elektrodistributivnom sektoru elektroenergetskog sistema, smatramo da je pravi trenutak kada, između ostalih bitnih stvari, treba preciznije definisati ulogu distribuiranih izvora u pružanju pomoćnih usluga.

Sa aspekta pružanja pomoćnih usluga za potrebe Operatora Distributivnog Sistema, bitno je naglasiti da su distribuirani izvori koji su trenutno priključeni na elektrodistributivnu mrežu JP Elektroprivreda BiH opremljeni sinhronim generatorima i regulatorima pobude/napona kao i regulatorom faktora snage, što im daje mogućnost pružanja pomoćnih usluga regulacije napona i regulacije tokova snaga (smanjenje gubitaka). Pomoćna usluga obezbjeđenja sigurnosti napajanja, za koju je pokazano da je potencijalno najatraktivnija za distribuirane izvore u zemljama sa razvijenim tržištem električne energije, u svjetlu trenutno važeće regulative u Bosni i Hercegovini ne čini se posebno značajnom. Međutim, za očekivati je da će usvajanjem standarda za kvalitet električne energije koji između ostalog definišu i zahtjeve u pogledu trajanja prekida u napajanju, ova usluga postati predmetom posebne pažnje.

Najzad, potrebno je naglasiti da je većina postojećih distribuiranih izvora koji su u pogonu i priključeni na elektrodistributivnu mrežu JP Elektroprivreda BiH intermitiranog karaktera te da sa tog aspekta imaju ograničene mogućnosti pružanja pomoćnih usluga. U tom smislu korisno bi bilo razmotriti i posebno tehnoeкономski evaluirati promjenu koncepta izgradnje malih hidroelektrana bez akumulacije koji je sada prevladavajuća praksa u Bosni i Hercegovini. Obzirom na veliki broj i snage neupravljivih distribuiranih izvora tj. izvora koji nisu dio regulisane proizvodnje, izgradnja malih hidroelektrana sa akumulacijom te potrebnom infrastrukturom za daljinski nadzor i upravljanje ne samo da bi dalo veće mogućnosti u pružanju pomoćnih usluga od strane ovih izvora već bi Operatoru Distributivnog Sistema olakšalo upravljanje sistemom.

LITERATURA

- [1] Brien, L.: Why the ancillary services market in California don't work and what to do about it; National Economic Research Associates, 1999
- [2] Hirst, E.; Kirby, B.: Ancillary Services; Oak Ridge National Laboratory, 1996
- [3] Mrežna pravila elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske; 2006. preuzeto sa: www.hr/clanci/sluzbeno/2006/0907.htm
- [4] Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market, National Electricity Market Management Company Limited (NEMMCO), 2001.
- [5] Campbell J.B. i ostali: Ancillary Services provided from DER, Oak Ridge National Laboratory, 2004
- [6] Ancillary Services Provision from Distributed Generation –Report , Ilex Energy Consulting, 2004
- [7] Review of Market Ancillary Services– Report, Charles River Associates, 2004.
- [8] Čosićkić, S.: Reaktivna snaga u tržišnim uslovima rada prenosnog segmenta elektroenergetskog sistema – magistarski rad, 2005.
- [9] Tržišna pravila, Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini, 2006.
- [10] Strategies for Providing Distributed Resource Services to Distribution Companies, Electric Power Research Institute, 2006.g.; preuzeto sa : www.epri.com
- [11] Priprema strategije razvoja malih hidroelektrana u Crnoj Gori, Energetski Institut Hrvoje Požar, 2006.

O NUŽNOSTI STALNE EDUKACIJE U RUDARSKOJ ELEKTROTEHNICI I EKSPLOZIVNOJ ZAŠTITI

ABOUT THE NECESSITY OF CONTINUOUS EDUCATION IN THE MINING ELECTROTECHNICS AND EXPLOSION PROTECTION

Rafo Jozić, dipl. el. inž,
Rudnici Kreka doo

Tuzla – BiH

Sažetak: Edukacija kadrova za sve privredne grane u zemljama tranzicije zahtijeva novi, veoma temeljit pristup. U Bosni i Hercegovini, posebno u tehničkim disciplinama i multidisciplinarnim djelatnostima, ne poklanja joj se odgovarajuća pažnja. Na primjeru rudarstva vidi se neujednačen kvalitet obrazovanja, a neke profile teško je i naći. Programi u rudnicima, stručnim školama, kao i drugim institucijama, za koje u BiH nema niti zajedničkih osnova, morali bi se stoga ažurirati i usaglasiti. Pritom, posebno treba unaprijediti dopunsko školovanje i obuku uz rad, jer su u rudnicima prisutni stalni rizici, primjenjuju se raznovrsne tehnologije, pojavljuju neuobičajeni uslovi i često zapošljavaju nedovoljno educirani radnici. Radnike svih profila, nepripremljene za rudarske uslove i opasnosti, morali bi obučavati educirani inženjeri, koji se redovno usavršavaju i posjeduju odgovarajuće certifikate. Takav pristup bi, među prvima, morao biti primijenjen za elektrotehničke i eksplozivno opasne djelatnosti.

Na primjeru dopuskog obrazovanja za rad u uslovima eksplozivnih atmosfera u rudnicima Kreka, koje se pokušava uskladiti sa principima, zacrtanim evropskim direktivama, ukazuje se na mogućnosti i neke neophodne intervencije u unapređenju sistema edukacije elektrotehničkih i drugih kadrova za rudarstvo i eksplozivnu zaštitu.

Abstract: The education of staff for all branches of economy in the transition countries requires a new, very thorough approach. In Bosnia-Herzegovina, especially concerning technical disciplines and multidisciplinary

occupations, not enough attention is devoted to such education. For instance, in the field of mining, the uneven quality of education can be noticed and some of the specialized profiles are difficult to find. Educational programs in the mining, professional schools and other educational institutions, for such in Bosnia and Herzegovina not even a common basis exists, should be updated and harmonized. At the same time, especially the continuing education and on-the-job training need to be improved due to permanent risks in the mines. Beside the permanent risks, new technologies are being introduced, unaccepted and unusual conditions occur and often inadequately educated personnel is being employed. All profiles of workers, not prepared for mining conditions and hazards should pass educational training by specially trained engineers, who are permanently trained and educated and possess adequate certificates. This approach should primarily be applied for electro-technical and explosive dangerous activities.

At the example of further education for working in dangerous conditions of explosive atmospheres in Kreka-Mines, which are trying to harmonize with the principles included in the European Community directives, some possibilities and necessary interventions in the improvement of educational systems of electro-technical and other personnel for the mining and explosive protection are pointed out.

Ključne riječi: kontinuirano obrazovanje, eksplozivna zaštita, procjena rizika, Atex-direktive, standardi, „novi pristup“, rudnički propisi,

Kay words: continuous education, explosion protection, risk assessment, Atex directives, standards, „new approach“, mining rules,

UVOD

Stoljetna iskustva i nesreće u podzemnim rudnicima uglja pokazuju da upale eksplozivnih smješa¹ predstavljaju najveću kolektivnu opasnost u rudarstvu. Za njihovo sprečavanje prvenstveno je neophodna dobra obučanost osoblja i, uz to, odgovarajuća opremljenost rudnika.

U svim ljudskim djelatnostima, a posebno u rudarstvu, poseban napredak je donijela upotreba električne energije, ali se njeni neželjeni uticaji na sigurnost moraju sistematski predupriječiti. Već dugo se, kao posebna tehnička disciplina, izučava prevencija opasnosti, uzrokovanih primjenom električnih uređaja u uslovima i procesima sa potencijalnom pojavom eksplozivnih medija.

Raznovrsni rizici, uključivo i rizike od eksplozije, najviše prate podzemne rudnike uglja, ali i brojne nadzemne djelatnosti - opću industrijalizaciju i mnoge nove tehnologije, pa zemlje Evropske unije u ovoj oblasti utvrđuju nove principa i donose veliki broj novih standarda.

Rizike u svim oblastima je neophodno, prvo, prepoznati, a zatim i spriječiti.

Iskustva govore da je prvi i najvažniji faktor prepoznavanja i upravljanja rizikom - čovjek. Stoga se u svakoj djelatnosti mora usredotočiti na zaposlenike - na njihovu stručnost, zadatke i disciplinu, uz poticanje na kontinuirano, cjeloživotno, obrazovanje.

Uobičajeni vid obrazovanja u privredi BiH je periodična – dopunska obuka, koja se izvodi za razne specijalnosti i područja sa posebnim zahtjevima i uvećanim rizicima. Ta obuka, od slučaja do slučaja, često je manjkava i formalizirana.

Dopunsku obuku i usavršavanje radnika – seminare, kurseve, periodične obuke i provjere - iz svake, pa i iz elektrotehničkih oblasti, a posebno za zaštitu od eksplozije, treba zasnivati na znanju, iskustvu, motivaciji i organizaciji. Znanje, pritom, podrazumijeva dobro ustrojen sistem redovnog školovanja, koji je u BiH narušen, a za eksplozivno opasne uređaje, instalacije, sisteme, procese i odgovarajuću preventivu, nikad nije ni uspostavljen. Zbog toga, mnogi radnici

stiču osnovna znanja o Ex-zaštiti tek kroz dopunsko obrazovanje.

Tokom obrazovanja, naročito u rudarstvu, treba pratiti i uvažavati okolnosti, promjene i napredak, koji prevladavaju u razvoju tehnike i u procesu rada, kao i sve faktore od uticaja na oblast. Takvom obukom se, dakle, moraju obuhvatiti specifičnosti i opasnosti, a doprinostiti organizaciji, koja bi neprekidno održavala disciplinu, podizala svoj kvalitet i vrijednost, poboljšavala rezultate, i, istovremeno, upravljala rizikom u hodu.

Drugi bitan faktor sigurnosti, pored čovjeka, u rudarstvu je dobra opremljenost i primjena specijalnih rudničkih uređaja i sistema. Oni, također, zahtijevaju stalno unapređivanje i osposobljavanje neposrednih korisnika, rukovalaca i održavalaca.

U opremanju rudnika i osposobljavanju osoblja, najznačajniju ulogu imaju poslodavci, rukovodioci procesa i proizvođači opreme, ali često i drugi, eksterni, subjekti, koje također treba dodatno i kontinuirano educirati.

Optimalan odnos navedenih subjekata (poslodavaca, zaposlenika, nadzora, edukatora...) i svih faktora i mjera sigurnosti može dati uspjeh u poslovanju, sa otklonjenim ili prihvatljivim rizikom, bez posljedica po zdravlje i sigurnost zaposlenih i bez ugrožavanja okoline.

Ovaj članak je uvod u priručnik - vodič za kontinuiranu edukaciju elektrotehničkih kadrova za eksplozivnu zaštitu u rudnicima i poticaj je uspostavljanju sistematskog obrazovanja u toj oblasti. Pisan je u vrijeme priprema za preuzimanje prvih direktiva Evropske unije u bosanskohercegovačku tehničku regulativu.

1. OBRAZOVANJE ZA ELEKTROTEHNIKU I EKSPLOZIVNU ZAŠTITU U RUDARSTVU

Svi radnici, koji rade u rudnicima i u posebnim uslovima, ili se povremeno susreću sa opasnostima od požara i eksplozije, za te uslove i opasnosti moraju posjedovati potrebnu kvalifikaciju i odgovarajuća specijalistička znanja. Njih stiču u redovnom obrazovnom sistemu, ali i, nužno, kroz periodične obuke radi usvajanja odgovarajućih dopunskih znanja iz pojedinih oblasti.

Po našim zakonima (o zaštiti na radu, o protivpožarnoj zaštiti, o rudarstvu i po drugim pozitivnim propisima), svi rudnici, kao i svi poslodavci uopće, obavezni su provjeravati znanje i organizovati dopunsku obuku o mjerama zaštite na radu, koja uključuje protivpožarnu i protiveksplozivnu zaštitu. Praksa pokazuje da su ova

¹ Najčešći eksplozivni plin u rudnicima je metan, za koji se koriste sinonimi praskavac i rudnički plin. Eksplozivne smješe mogu tvoriti i drugi plinovi, a najopasniji i najrazorniji u većini rudnika uglja čine ugljena prašina, metan i zrak.

obuka, kao i svi vidovi obrazovanja za elektrotehniku i sigurnost od eksplozije u rudarstvu Bosne i Hercegovine, najdetaljnije uređivani u rudarskim preduzećima. Praktično su izvođeni od strane inspekcijskih službi i rudničkih elektro-inženjera (mada njihovo obrazovanje i provjere nisu provedeni po jasnim programima i procedurama).

Danas, pak, s obzirom na značaj i efekte po ljudsko zdravlje i živote, može se reći da kontinuirano obrazovanje za unapređenje sigurnosti u rudnicima, unutar i, pogotovo, izvan elektro-struke, ni izbliza ne prati takve trendove u svijetu, pa ni u drugim disciplinama u BiH (medicina, ekonomija, pravo...).

Radnici (u novijoj terminologiji i: djelatnici, zaposlenici, posloprimci) u rudarstvu raspoređuju se na radna mjesta i zadatke u skladu sa zakonom i aktima poslodavca o sistematizaciji i organizaciji, kojima mora biti utvrđena obaveza posjedovanja određene stručne kvalifikacije, odgovarajućih dopunskih znanja i propisanog iskustva. Pojedinin se zakonima, a često i u nižim aktima, propisuju obaveze poslodavaca da kontinuirano educiraju zaposlenike. No, tek noviji standardi i sistemi kvaliteta i sigurnosti² detaljnije razrađuju ovu obavezu, dok bh-regulativa i njena implementacija omogućavaju, još uvijek, formalan i površan pristup. O tome govori veliki broj nesreća, povreda i invalida rada u našoj privredi.

Svi radnici u proizvodnom procesu rudnika i dosad su podvrgavani redovnoj provjeri znanja iz zaštite na radu i/ili protivpožarne zaštite. Zadnjih godina, pak, prilikom edukacije zaposlenika, javljaju se sve veće nedoumice, a mnoge firme u BiH ovom pitanju pristupaju uglavnom formalno.

Edukacija je uopće, u svjetskim okvirima, sve značajnija, a u naprednim zemljama dobija nove forme i sadržaje. Ulaganje u znanje i edukaciju donosi značajnu dobit. Uz to, evropske direktive integralno tretiraju zaštitu zdravlja i sigurnosti na radu, pa tako i edukaciju iz ex-zaštite, kojom se danas bavi sve veći broj standarda.

Dužnost poslodavaca i preduzeća je da dopunsku obuku i provjeru znanja svojih zaposlenika dodatno reguliraju internim aktima. Ova obaveza je važna za BiH, posebno za rudarstvo i Ex-zaštitu, gdje to treba detaljnije urediti i zato što dosadašnji zakoni i obrazovna regulativa, programi i planovi, ne sadrže odredbe o dopunskoj Ex-obuci. I u redovnom obrazovnom sistemu stanje je pogoršano, nema dovoljno odgovarajućih usmjerenih škola i programa, a i za postojeće nema interesa.

² Sistemi kvaliteta i standardi iz grupa ISO 9000 i 14000 (upravljanje kvalitetom i zaštitom okoliša) zahtijevaju detaljno reguliranje, a noviji, s njima kompatibilni, OHSAS 18001 jasno definira sistem i zahtjeve za upravljanje zaštitom zdravlja i sigurnosti radnika.

Novi standardi iz ove oblasti za većinu subjekata u BiH još nisu dovoljno dostupni³. Redovno obrazovanje se njima i ne bavi, dok usluge dopunskog obrazovanja nude nekompetentne ustanove i/ili izvođe stručno i pedagoški nedovoljno osposobljene osobe. Inozemne modele ne pratimo, a nije ih ni moguće primijeniti; još su na snazi tehnička i sigurnosna regulativa, propisi, standardi i praksa iz prethodnih sistema.

Veće i ozbiljnije firme stoga pristupaju formiranju sopstvenih službi i centara za edukaciju, iako je ta praksa nedovoljno zastupljena u većini rudnika.

U pogledu dopunske obuke za rudničke električne mreže, instalacije, opremu i specifične zaštite, stanje je nešto uređenije – imali smo ranije bolji sistem redovnog obrazovanja, a propisi i praksa su bili solidni. No, otkako se sve manje elektrotehničkih kadrova školuje u školama za rudarstvo, kakva je praksa bila u rudarskim zemljama i područjima, i otkako se na propisima u BiH ne radi ništa, opća i usmjerena elektrotehnička znanja je neophodno dopunjavati programirano.

U rudnicima su dosad korištene, ali skromno regulirane i nedovoljno programirane, različite prakse dopunskog obučavanja. Odobrenjima za obavljanje registrovane djelatnosti, koja izdaju sudovi i nadležna federalna ministarstva, omogućava se da pojedina preduzeća samostalno organizuju dopunsku obuku za svoje radnike. Rudnici obično imaju takva ovlaštenja⁴, ali nemaju dovoljno uređen sistem i profesionalne, osposobljene kadrove za edukaciju.

Regulativa i udžbenici

U većini tehničkih struka u rudarstvu edukacija svakim danom postaje sve složenija i zahtjevnija. Spekatar potrebnih općih znanja je širok, specijalistička znanja su sve dublja, a regulativa postaje sve kompleksnija. Stoga se udžbenici - priručnici, sadržaji i metode, i za osnovnu i za dopunsku obuku, moraju tome stalno prilagođavati i dopunjavati.

Pritom je potrebno, osim materije koja je predmet edukacije, koristiti primjerene metode i znanja o edukaciji samoj, a voditi računa da pretjerano reguliranje i stalno širenje programa obuke, sami za sebe, ne vode nužno ka unapređenju.

Općom regulativom o mjerama eksplozivne zaštite⁵, kao i drugim aktima zaštite na radu, zahtijeva se da Ex-

³ Neki standardi su doneseni i moguće ih je nabaviti, ali takva praksa još nije šire zastupljena, jer propisi i nadležni organi na tome ne insistiraju. Uz to, većina novih standarda još nije prevedena na bh-jezike.

⁴ Rudnici izvođe dopunsku obuku i provjeru znanja najvećeg broja svojih radnika, ali samo najveći od njih (npr. Kreka) imaju odgovarajuće pretpostavke za kvalitetnu obuku.

⁵ U tekstu se pretežno, prema uobičajenoj praksi, koriste skraćeni termini: Ex-zaštita, Ex-obuka i sl.

obuku organizuje poslodavac. Stoga se, unutar preduzeća, radi obavljanja obuke za rad u prostorima sa potencijalnom pojavom eksplozivnih atmosfera, moraju i zvanično definisati programi, obuhvat radnika, način teoretske i praktične obuke, uslovi za predavače i instruktore, način provjere znanja i druga bitna pitanja dopunskog obučavanja⁶. U bivšoj SFRJ, obaveznu saglasnost na programe obuke davala je državna S-komisija, dok danas takve obaveze još nisu jasno utvrđene, iako je potreba za eksternim tehničkim i normativnim nadzorom ovog procesa još i veća.

Evropska regulativa ovu oblast uređuje sve jasnije, a procedure akreditacije i sertifikacije počele su se primjenjivati i u ovoj oblasti. Te modele i programe, uključujući prevođenje, prilagođavanje i izradu udžbenika i priručnika, treba što prije preuzeti i kod nas.

Trenutno stanje

Dopunska obuka radnika elektro-struke za eksplozivnu zaštitu električnih uređaja, koja je ranijih godina u rudnicima bila obavezna i temeljito organizovana, izvođena je, barem prvi put i skoro za svakog radnika, uglavnom u specijaliziranim ustanovama. Uz električare je obučavan manji broj zanatlija i poslužilaca drugih struka, uglavnom za rukovanje i održavanje el. uređaja, rudarskih mašina na električni pogon, kapnih lampi, pribora za miniranje... Za ostale radnike u proizvodnji i u održavanju rudnika, koji su također radili u potencijalno opasnim sredinama, većina dopunske obuke o eksplozivnoj zaštiti, kao i provjera znanja, češće su, ali nedovoljno sistematski, vršene unutar preduzeća, kroz redovno upoznavanje mjera zaštite na radu. Te mjere, u skladu s propisima, moraju činiti sadržaj obaveznih uputstava, a poznavanje uputstava je predmet redovne godišnje provjere znanja iz zaštite na radu. Sadržaj i programi obuke za te (polukvalifikovane, ali i za visokostručne) radnike nisu bili definisani, a ni za obavezna uputstva ne postoje dovoljno jasne instrukcije i procedure, tako da kvalitet obuke i provjere zavisi od neposrednog rukovodstva rudnika i od odabranih predavača i instruktora.

Zbog nedovoljno definisanih programa, manjkavosti službene literature i stalnih promjena u ovoj oblasti, još prije desetak godina u Rudnicima Kreka se pristupilo izradi sopstvenog priručnika⁷ za protiveksplozivnu zaštitu električnih uređaja. Za izradu je angažovano

nekoliko kompetentnih autora (iz sastava Ex-komisije BiH, federalnih inspekcija, tehničkih komiteta Instituta za standarde BiH i iz službi zaštite i rudničkog elektro-održavanja). Već tokom revizije i pripreme za objavljivanje prvog izdanja priručnika, a u proteklih 4-5 godine naročito, došlo je do značajnih izmjena u aktima, kao i u broju i sadržini standarda, koji predstavljaju najvažniji dio programa opće obuke. To je uslovilo da se u programu obuke moralo pristupiti značajnijem tehničkom i normativnom usaglašavanju sa zakonom, propisima, standardima i aktima preduzeća, a zahtijevalo da se izradi novi priručnik - vodič, kojeg i ubuduće treba periodično ažurirati. Ažuriranje bi, prema stanju, procesima i dinamici izmjene evropske i bh-regulative za rudarstvo i Ex-zaštitu, trebalo vršiti svake godine.

Očigledno je da izraženu potrebu za izobrazbom u privredi i za stalnom dopunom gradiva mogu pratiti samo profesionalne institucije i službe, kakve se u BiH već formiraju u međunarodnom prometu i djelatnostima (primjeri: elektroprivrede, telekom, transport, bankarstvo, vanjska trgovina,...). U jednoj od takvih, Institutu ECOS (www.ecos.ba) postoje npr. razni oblici obrazovanja i usavršavanja: Škola vanjske trgovine, Škola kvalitete, Škola privatizacije, Škola malog biznisa, Škola funkcionalnog obrazovanja, PHARE Centar za edukaciju u cestovnom transportu, specijalistički seminari za pojedine privredne grane i djelatnosti.

Slični centri su ranije postojali npr. pri Institutu za obrazovanje i zaštitu Tuzla, INZA Sarajevo, Rudarskom institutu Tuzla, Kosmosu Banja Luka. Svima je, pak, za složene specijalističke programe neophodna nova normativna i programska podrška i edukacija edukatora.

2. NOVI PRISTUP SIGURNOSTI I EDUKACIJI

Iz brojnih standarda, koje je Bosna i Hercegovina zadnjih godina preuzela, kao i iz direktiva i prakse evropskih zemalja u oblasti provjere usklađenosti proizvoda, tehničke zaštite i zaštite na radu (tzv „globalni“ i „novi pristup“ Evropske unije), u rudnicima su uslijedile tri bitne novosti u odnosu na ranije sisteme edukacije:

- prva; da, u cilju slobodnog prometa roba, većina proizvoda u EU podliježe jedinstvenom sistemu provjere usklađenosti (certificiranju) i da rezultate ispitivanja u bilo kojoj ovlaštenoj laboratoriji priznaju sve zemlje članice. To usmjerava i našu regulativu i praksu u proizvodnji i prometu pex-elektrouređaja sa trenutne (nepotpuno i nedosljedno primijenjene) IEC Ex-šeme ka novim direktivama EU,
- druga; da su Ex-zaštita i programi obuke sve kompleksniji i integralno tretiraju sve moguće

⁶ Ova pitanja donekle reguliše zakon, kao i Pravilnik o eksplozivnoj zaštiti Rudnika Kreka, čiji bitni izvodi su, kao prilog Priručnika, predmet edukacije.

⁷ U daljem tekstu će se priručnikom smatrati svi akti i dokumenti, koji se, u cjelini ili djelimično, smatraju priložima ili dijelovima, koje je potrebno koristiti tokom izvođenja obuke. Zadnja verzija Priručnika je, ustvari, vodič za obuku, koji se kod izvođenja nastave koristi u kompletu sa većim brojem priloga – propisa, standarda i internih akata preduzeća.

izvore opasnosti, električnu i neelektričnu opremu, i

- treća; da pored uobičajene dopunske obuke i provjere znanja iz protiveksplozivne zaštite za elektro-osoblje rudnika, i sve ostale radnike treba obuhvatiti bar jednim vidom Ex-obuke i redovnom provjerom znanja. Kako se većina te obuke svakako obavlja u Rudniku, nju treba prilagoditi novim standardima i provoditi komplementarno sa obukom elektro-osoblja. Rudnički priručnik za Ex-obuku, sa posebno odabranim prilogima, treba stoga prvenstveno služiti za te namjene.

Iz prethodnih spoznaja slijede zaključci:

- da je nužno detaljnije obučiti autore, koji rade konkretne programe/priručnike ili njegove dijelove, zatim rukovodiocima u procesu, predavače/instruktorima, nadzorno osoblje itd,
- da obuka mora biti kvalitetna, kontinuirana i sveobuhvatna, te
- da mora pratiti (i postepeno dostizati) evropske ili regionalne modele certifikacije osoblja i firmi.

Sličan pristup je već zastupljen u susjednim zemljama i nekim drugim strukama, tako da ga primjenjuju u zdravstvu, finansijskoj reviziji, građenju itd.

Radi značaja Ex-zaštite i rudarske elektrotehnike i njihovog uticaja na zaštitu života i zdravlja, u BiH će biti nužna akreditacija bar jedne institucije, koja bi, uz globalni tehnički nadzor, predviđen evropskim direktivama, mogla kreirati, implementirati i kontrolirati sistem i subjekte edukacije u inspekcijama i na terenu.

2.1. Programiranje edukacije

Obim i sadržaji potrebnih znanja iz Ex- oblasti, manjim dijelom, i samo za pojedine struke, predmet su programa redovnog obrazovanja⁸, a obavezno su, prema propisima, sadržaj dopunskih obuka i periodičnih provjera u preduzećima.

Zakonskom i podzakonskom regulativom jasno se traži da, bez obzira na programe obrazovanja i obučavanja u pojedinim školama, i akti preduzeća detaljno urede mjere kolektivne sigurnosti. Nekoliko takvih, novih akata u rudnicima Kreka je doneseno tokom 2004. godine, a nekoliko je u pripremi. O njima se u poglavljima Priručnika, a posebno tokom obuke, iznose detaljniji podaci, pojedine odredbe i izvodi.

Najvažniji od tih akata je novi *Pravilnik o protiveksplozivnoj zaštiti električnih uređaja*, a akt,

⁸ Mali broj škola i fakulteta u BiH obrazuje kadrove za rad u potencijalno eksplozivnim zonama. Trenutno se na ETF u Banja Luci izvodi nastava iz ovog predmeta na IX semestru, a na RGGF – Tuzla, Odsjek sigurnosti, izučava se teorija i zaštita od požara i eksplozija.

koji uređuje principe, organizaciju i odnose u zaštiti na radu, uključujući i zaštitu od požara i eksplozije, je *Pravilnik o zaštiti na radu*. Većina drugih preduzeća, pak, ima izdvojen akt – pravilnik o protivpožarnoj zaštiti, koji, po potrebi obuhvata i zaštitu od eksplozije.

Rudnički vodič - priručnik daje osnovne elemente programa opće Ex-obuke, u skladu sa dosadašnjom praksom i sa novim bosanskohercegovačkim standardima. On se ne bavi detaljno svim, od ranije obuhvaćenim i obaveznim sadržajima, s obzirom da su zakoni, većina propisa i pojedini standardi iz te oblasti zastarjeli i u fazi su izmjena. (Oni se, bez obzira na to, moraju primjenjivati sve do stupanja na snagu novih akata). Također, nije moguće cjelovito tretirati ni programe za sve stepene obrazovanja i za druge struke, ali se u prilogima navode ranije korišteni priručnici, a predavači i polaznici se upućuju na druge, šire sadržaje.

2.2. Obavezni sadržaji

Svaki program Ex-obuke, u većoj ili manjoj mjeri, prema dugogodišnjoj praksi i novim zahtjevima, treba da sadrži materiju za obučavanje iz sljedećih⁹ osnovnih oblasti, odn faza aktivnosti u Ex-zaštiti:

- *PROJEKTOVANJE PROCESA I RAZVRSTAVANJE PROSTORA I MEDIJA*
- *PROIZVODNJA I ISPITIVANJE UREĐAJA*
- *PROJEKTOVANJE, IZGRADNJA I NADZOR NAD GRADNOM OBJEKATA I POSTROJENJA*
- *PREGLEDI, UTVRĐIVANJE STANJA I ODRŽAVANJE PEX-ZAŠTITE*
- *KLASIFIKACIJA PROSTORA I OBJEKATA*
- *KLASIFIKACIJA UZROČNIKA PALJENJA - ODRŽAVANOST UREĐAJA I INSTALACIJA ZAŠTITA NA RADU ZAPOSLENIKA*
- *PROCJENA RIZIKA*
- *OBRAZOVANJE STRUČNIH KADROVA.*

Prema navedenim osnovnim oblastima, u rudnicima BiH su se i ranije, na sličan način i po nešto reduciranom sadržaju, radili akti i priručnici i vršila dopunska obuka i periodična provjera znanja za oblast eksplozivne zaštite. U sadržaju većine priručnika je dominirala materija, koja je najvećim dijelom tretirala elektro-uređaje i pojedine vrste njihove Ex-zaštite. Jasno, za pojedine grupe zaposlenika taj sadržaj, pa i svaki program, trebalo je proširivati ili reducirati.

Na sličan način se moralo urediti, ali se u manjem obimu provodilo, obrazovanje ostalih kadrova za rudničke električne mreže (dispečeri, uklopničari, poslužiocima i održavaocima pojedinih sistema i mašina...). Naglasak se obavezno davao na dopunsku obuku zaposlenika za funkcije od uticaja na kolektivnu sigurnost, ali se za brojne rudarske specifičnosti,

⁹ Prema referatu dr I. Zorića, sa međunarodnog savjetovanja o Ex-zaštiti u Dubrovniku, 2005.

specijalnu opremu i kompleksne sisteme obuka izvodila prema ukazanoj potrebi.

Neke od navedenih oblasti se zadnjih godina intenzivno razvijaju, znatno su prošireni sadržaji, standardizirane neke funkcije i procedure, pa rudničke akte i priručnike za obuku u tim dijelovima treba prilagođavati regulativi, mijenjati i dopunjavati.

Također, kod obuke je važno razraditi metodologiju prezentacije i primjene sadržaja pojedinih standarda, s obzirom da ih danas ima sve više, da su neki veoma obimni i da se periodično mijenjaju, tako da prezentacija njihovog cjelovitog sadržaja, u ovakvom priručniku i u općem dijelu dopunske obuke, može biti samo informativna.

Za specijaliste i određene grupe zaposlenika, koji aktivno rade na električnoj mreži i na Ex-instalacijama, nužno je, naprotiv, pojedine standarde obrađivati detaljno, uključujući čak i njihove starije verzije, koje su povučene ili zamijenjene, kao i one nove, koje su u BiH tek na prevođenju, pred usvajanjem i sl. To je bitno, jer se nabavlja nova, ali znatno više koristi i održava veoma stara oprema.

Isto tako, obavezne mjere zaštite nužno je za sve radnike nižeg kvalifikacionog nivoa, kojih u rudnicima ima mnogo, pojednostaviti i prilagoditi njihovoj percepciji i dotadašnjem obrazovanju.

Sve navedeno govori da se plan svake obuke mora pripremati selektivno, vodeći računa o uticajnim elementima – procesu, opremi, regulativi, kvalifikaciji i predznanju polaznika, ali i da svaki od njih mora sadržati obavezan, zajednički obim najnužnijih osnovnih znanja.

2.3. Sadržaj novog rudničkog priručnika – vodiča za izvođenje obuke

Rudnički priručnik za obuku elektro-osoblja mora, stoga, sažeto i retrospektivno, tretirati stare sadržaje i priručnike, koji se primjenjuju za elektro-osoblje rudnika, ali dati aktuelne i neophodne obnove i nužna proširenja gradiva. Svako izdanje bi trebalo imati obiman pregled obaveznih i neobaveznih priloga/referenci i veći broj izmjena i dopuna, za sve dijelove rudničkog procesa, za druge industrijske oblasti, kvalifikacije i struke, kao i važnije primjere urađenih prezentacija za širi obuhvat cjelokupnog osoblja. Izvodi iz tih prezentacija moraju postati sastavni dio rudničkih uputstava, upozorenja i naređenja.

Tek iskustvo može pokazati, a regulativa bi trebala utvrditi, koliko je verzija priručnika potrebno raditi, za niže i više kvalifikacione nivoe i za različite struke i specijalnosti. Pritom se mora uzeti u obzir da, za sve

principe, kao i za konkretna rješenja, već postoji i biće izrađeno sve više standarda, koji se mogu navoditi i koristiti kao najmjerodavnije gradivo za obuku. Time se omogućava da sami rudnički priručnici, pa i novi propisi mogu biti kraći nego dosad.

Zajednički dio Ex-priručnika, uz poglavlja, o kojima moraju biti upoznati svi zaposlenici, koji rade na poslovima ex-zaštite, u rudniku i za rudnik, treba dati pregled i sažetke potrebnih znanja za pojedine specijalnosti, čime će upućivati na druge dijelove priručnika, obaveznu literaturu i, konačno, na tehničku dokumentaciju, uputstva i sl..

Zavisno od nivoa i vrste obuke, za svaki program izvođenja nastave, obrada i ažuriranje pojedinih segmenata gradiva mora se vršiti kontinuirano, a kompletirati, prema potrebi, u narednim izdanjima, verzijama i u prilogima priručnika. To se obavezno mora raditi u podsjetnicima - priručnicima za neposredno izvođenje svake konkretne, praktične obuke, a uz primjenu informatičke opreme moguće je provesti veoma detaljno i kvalitetno.

Veoma je važno da kompletiranje gradiva vrše osposobljeni predavači, sa iskustvom i dobrim poznavanjem oblasti i procesa, uz obavezan uvid u radne obaveze, strukturu i predznanje polaznika obuke.

Zbog širokog spektra gradiva i strukture polaznika, prethodno je neophodno, dakle, kvalitetno obući (i certificirati¹⁰, iako to regulativa u BiH još ne definiše, a ni u susjednim zemljama nije potpuno jasno) veći broj instruktora/ predavača, a svaki program moraju prirediti i realizirati dovoljno kompetentni timovi.

Svaki ciklus obuke bi trebao imati kompetentnog voditelja – koordinatora, koji bi osigurao ravnomjernu i neophodnu zastupljenost svih dijelova programiranog sadržaja i njegovu raspodjelu ne predavače/instruktoru, po vremenu, tematskim jedinicama i objektima izvođenja, imajući u vidu potrebe procesa.

Ovaj vodič/priručnik bi trebao koristiti upravo tom osoblju, posebno prilikom uvođenja novog sistema obuke. Kasniji ciklusi obuke će se unapređivati, razrađivati i nužno usmjeravati na oblasti opisane u poglavlju 3¹¹

Polaznicima svake obuke treba izložiti osnovni program i prezentirati neophodan obim gradiva, prijemčivog za većinu slušalaca i za sve specijalnosti, a zatim, prema njihovom usmjerenju, dalje provoditi stalno usavršavanje, pod nadzorom.

¹⁰ U BiH nema jedinstvenog propisa; certifikacija instruktora Ex-zaštite se provodi samo na prostorima RS, ali po regulativi koja nije potpuno dovršena i usaglašena sa novim evropskim direktivama i standardima.

¹¹ U skladu s propisima, izvedenim iz Atex-direktiva, u svim susjednim zemljama već sad se i firme moraju akreditirati ili certificirati

Već na općim seminarima treba, kroz primjere, koristiti metod neposrednog obučavanja za aktivnosti iz neposredne nadležnosti, opisane u standardima, procedurama, dokumentaciji i uputstvima proizvođača, i, posebno, u pravilnicima, uputstvima i dokumentaciji rudnika. Pritom je najbolje koristiti praktičnu prezentaciju i primjere rudničke opreme i zaštitnih sistema, tehnika i prakse održavanja, mjera sigurnosti i nadzora, sa paralelnom i završnom provjerom poznavanja.

Za obuku se moraju koristiti primjerene i unapređivati raspoložive metode i tehnike obučavanja, a proces obuke i provjere znanja mora biti kontinuiran, što traži i nova regulativa.

Rudnički Priručnik daje osnovni okvir obuke, koja u rudniku, sa prethodnim i završnim provjerama (bez praktičnog dijela) treba da traje orijentaciono (i uobičajeno) 5 radnih dana. Cjelokupno gradivo i dodatna praktična obuka će se prilagođavati periodu i lokacijama obuke, potrebama poslodavca i profilu polaznika.

Praktična obuka, provjere znanja i testovi u rudničkom priručniku se obrađuju samo načelno i u vidu primjera, jer njih treba detaljno i periodično pripremati u raznim varijantama – za različite struke, specijalnosti i kvalifikacione nivoe, za osnovna i specijalistička znanja, sa pitanjima iz regulative, konkretne prakse itsl.

2.4. Obaveze poslodavaca u Ex-zaštiti – procjena eksplozivne ugroženosti i edukacija zaposlenika

Prema evropskim direktivama Atex-95¹² i 137¹³ (u nekim zemljama se koriste i drugačije oznake i nazivi, s punim ili skraćenim nazivom ovih direktiva), a koristeći standarde BAS/EN, BAS/IEC i JUS, dvije navedene i druge direktive¹⁴, kod svakog poslodavca (će) se mora(ti) provesti procjena eksplozivne ugroženosti, uz uvažavanje:

- a) vjerovatnoće nastanka eksplozivnih atmosfera i njihovog trajanja,
- b) vjerovatnoće da će izvori upale, uključujući i elektrostatska pražnjenja, biti prisutni, aktivni i učinkoviti,

¹² Direktiva o opremi i zaštitnim sistemima, namijenjenim za upotrebu u potencijalno eksplozivnim atmosferama (94/9/EC).

¹³ Direktiva o minimalnim zahtjevima za poboljšanje zaštite i osiguranje zdravlja radnika, koji mogu biti ugroženi eksplozivnim atmosferama (1999/92/EC).

¹⁴ Danas se u svim oblastima, naročito ako je u pitanju regulativa zaštite života, zdravlja i okoline, kao model koristi evropska regulativa. U postupku je proces preuzimanja evropskih direktiva „novog pristupa“ u bh-zakonodavstvo, a direktiva (11) je, npr, petnaesta pojedinačna direktiva u smislu člana 16, stav 1, opće Direktive 89/391/EC.

- c) opreme, upotrijebljenih materija, procesnih postupaka i njihovih mogućih međusobnih uticaja,
- d) obima očekivanih dejstava.

Za rudnike se procjena mora provesti za svako mjesto/ prostor/ pogon/ postrojenje, na kojem je moguća pojava eksplozivnih atmosfera, a za pojedine faze ili specifične radove u rudarstvu postoje i posebne direktive¹⁵, o kojim se ovdje neće detaljnije govoriti, ali moraju biti predmetom odgovarajuće obuke.

Prije puštanja u redovan rad radnih prostora i objekata, odn. tokom njihovog rada, poslodavci moraju izraditi (posjedovati) ažurnu dokumentaciju, koja se odnosi na protiveksplozivnu zaštitu i koja u potpunosti pokazuje:

- da su rizici od eksplozije utvrđeni i ocijenjeni,
- da su primijenjene odgovarajuće mjere,
- koji prostori su kategorisani i razvrstani u zone i koji zahtjevi važe za njih,
- da su radna mjesta i pogonska oprema, uključujući sisteme nadzora i uzbunjivanja, projektovani, da se koriste i održavaju sigurno,
- da se primjenjuju mjere za sigurnu upotrebu radne opreme u skladu sa zakonom,
- da je izdato rješenje za sigurnu upotrebu radne opreme (upotrebna dozvola),
- da se dokumentacija uvijek preispituje (ažurira) kad radno mjesto, radna oprema ili organizacija posla pretrpe značajnije izmjene, proširenja ili promjenu namjene,
- da je osoblje odgovarajuće osposobljeno i raspoređeno.

O navedenim činjenicama (će) se (i u rudnicima) radi(ti) obimna dokumentacija i da bi se ona mogla izrađivati cjelovito i kvalitetno, mora biti ubuduće posebnim predmetom ove obuke.

Navedene obaveze su regulisane evropskim „novim“, a zatim i „globalnim pristupom“, ali i tradicionalna rudarska regulativa i mjere zaštite, u BiH također, slično, ali nedovoljno konzistentno, tretiraju prostore sa potencijalnom pojavom eksplozivnih atmosfera.

Pojedine direktive (npr. Atex-137) i veći broj standarda Ex-zaštite nisu predviđeni za upotrebu u rudarstvu, jer ne tretiraju sve specifičnosti, za koje se rade drugi, odgovarajući standardi. Mora se, stoga, selektivno i pažljivo, odabrati koja regulativa i u kojim uslovima je mjerodavna za izvođenje obuke, a koje se odredbe važećih tehničkih propisa također moraju detaljnije razraditi i, međusobno usaglašeno, prezentirati.

¹⁵ Direktive: 92/91/EEC concerning the minimum requirements for improving the safety and health protection of workers in the mineral-extracting industries through drilling (eleventh individual Directive) i 92/104/EEC on the minimum requirements for improving the safety and health protection of workers in surface and underground mineral-extracting industries (twelfth individual Directive within the meaning of Article 16 (1) of Directive 89/391/EEC)

Rudnički propisi u BiH, tako npr, nove revire i sve podzemne prostorije, koji se tek rade i u kojima nije dokazano odsustvo opasnih plinova, tretiraju eksplozivno opasnim, a i za potencijalno opasne prostore nalažu primjenu strožih i kompleksnijih preventivnih i zaštitnih mjera, nego je to propisano za ostale djelatnosti.

S obzirom na specifičnosti tehnologije, velik broj raznih propisa i standarda, koji se koriste u rudarstvu, kao i na moguće posljedice njihovog neuvažavanja, programiranje i provođenje dopunske obuke je veoma kompleksan i odgovoran zadatak.

3. ZAKLJUČCI

Reforma bh-školstva i privrede, kao i nova regulativa u Bosni i Hercegovini moraju, među prvim, obuhvatiti obrazovanje kadrova za discipline i djelatnosti, u kojima su ugroženi život i zdravlje zaposlenika i koje uključuju zaštitu od eksplozije i rudarsku elektrotehniku. Edukaciju treba zasnivati na principima, koji slijede iz evropskih smjernica, a da bi se dostigao neophodan kvalitet u procesu stručnog obrazovanja, u njega se moraju uključiti, a negdje i formirati novi subjekti.

Razvoj i napredak se mogu postići samo usaglašenim djelovanjem obrazovnih institucija, stručnih udruga, nadležnih državnih tijela i privrede. Pošto neki od subjekata još nisu uspostavljeni (npr. Ex-agencija, akreditirane laboratorije, certifikacijska tijela, ustanove za specijalističko obrazovanje), njihovu ulogu bi, slično zemljama u okruženju, za ovu oblast mogli obavljati ministarstva, inspekcije, instituti za standarde, mjeriteljstvo i akreditaciju, elektrotehničke udruge. Uvjet za njihovo usmjereno djelovanje je donošenje odgovarajuće regulative i planova, preuzimanjem evropskih direktiva i sa dobro odmjerenim mjerama i koracima u prelaznom periodu.

3.1. Redovno školovanje

Reforma obrazovnog sistema u BiH podrazumijeva neophodno prilagođavanje potrebama društva i privrede, kao i primjereno stručno obrazovanje za tradicionalne i nove djelatnosti, za kompleksne i rizične tehnologije, kao i za opasnosti, u čijem vrhu su potencijalne eksplozije u rudnicima.

U okviru visokog školstva, gdje je neophodno obrazovati kreatore i organizatore novih procesa i edukatore budućih generacija, promjene su najdelikatnije, ali postoje dobri modeli – zasnovani na multidisciplinarnom pristupu, bolonjskim principima, potrebama privrede i na tragičnim iskustvima.

Dobra iskustva i modeli postoje i za programe srednjeg stručnog, osnovnog i općeg obrazovanja, kojima se stvaraju podloge i pretpostavke za sistematičnu izobrazbu i odgovoran odnos prema tehnologijama i energentima, čija primjena nosi rizike i ugrožava zdravlje i okolinu.

Nužno je unaprijediti postojeće i uvesti nove programe na svim nivoima, čime bi se stvorio okvir i pripremili kadrovi za kontinuiranu edukaciju.

3.2. Kontinuirano (periodično) specijalističko obrazovanje

Nužno je započeti novi obrazovni ciklus za generacije, koje već rade u potencijalno opasnim zonama i koje dolaze u rudarstvo, slično periodičnim seminarima, koji se organiziraju pri Ex-komisiji RS i u nadzemnoj industriji. Novi principi i regulativa BiH, sa komparativnim evropskim pristupom, moraju prethodno biti usvojeni od kreatora i edukatora u ovoj oblasti.

Za nastavak edukacije i nove seminare treba osposobiti i/ili formirati nove obrazovne centre, sa doobučenim voditeljima, bilo u većim rudnicima, bilo u profesionalnim ustanovama.

Usavršavanje u struci treba zasnivati na razmjeni znanja i iskustava, stručnim udrugama, samoedukaciji i standardizaciji, što je za rizične djelatnosti nužno urediti propisima.

3.3. Obuka uz rad

Dosadašnji rudnički propisi zahtijevaju, a po novoj regulativi, koju u BiH preuzimamo, sve je značajnija i obaveznija obuka rudničkih kadrova, posebno u elektrotehničkoj struci, uz rad.

Ona danas mora nadomjestiti manjkavosti i nepostojeće oblike redovnog obrazovanja. Zbog toga, dosadašnje programe treba modernizirati i racionalizirati, a predavače i instruktore dodatno i redovno educirati.

U svemu navedenom svoju ulogu, pored privrede, moraju preuzeti vlast, državne i obrazovne institucije.

LITERATURA

U ovom radu, a posebno u rudničkom Priručniku, navodi se veliki broj obaveznih standarda, propisa, akata i dokumenata, od kojih se neki moraju smatrati obaveznom građom i dijelovima priručnika (i udžbenika) za izvođenje obuke, a neki fakultativnim priložima, zavisno od vrste i nivoa obuke.

S obzirom na koncept obuke, kojim se za razne kvalifikacije i prema obavezama zaposlenika, predviđa različit obim obaveznog gradiva, uključujući i dodatne priloge, u ovom poglavlju će se rezimirati važniji naslovi neophodne literature i priloga. Najvažniji od njih se prilažu priručniku. Daće se i izvod iz spiska naslova, koje treba koristiti kod kompletiranja svakog drugog materijala za izvođenje obuke. (Stoga se, kod navođenja ne poštuje u potpunosti Uputstvo za pisanje referata).

Većina navedenih naslova (ili najvažnijih izvoda) zaposlenicima se uručuje (ili ih treba uručiti) individualno; neki od njih se dostavljaju radnoj jedinici (rukovodiocu radionice, npr); neki samo na zahtjev i po potrebi – ali je bitno da mora postojati dobar sistem uputstava (procedura) i kontrole njihove primjene, kako za masovne i svakodnevne operacije, tako i za vanredne, specijalističke zadatke, uz koje se obično nalaže, ili je neophodno, korištenje pisanog naloga za rad, a nekad i izrada dodatne dokumentacije.

Pribavljanje, distribucija i korištenje literature i tehničke dokumentacije, način ažuriranja oficijelnih, važećih i upotrebljivih dokumenata i projekata, kompletiranje dokumentacije za postrojenja, čuvanje kopija (na jednom ili više mjesta), tretman dokumentacije sa Interneta i na stranom jeziku, posjedovanje svih potrebnih izdanja standarda, dokumentacija za različite verzije iste opreme - sve su to pitanja, na koja se u dobro uređenoj službi i preduzeću treba da utvrde jasni odgovori, pravila i procedure.

U narednom pregledu priloga i literature, bitnih za osnovnu edukaciju i pojedine faze specijalističke obuke, dat je najvažniji dio materijala potrebnih za edukaciju i produbljivanje općih znanja iz eksplozivne zaštite i rudarske elektrotehnike:

1. Marinović: Električni uređaji i instalacije za eksplozivnu atmosferu – Priručnik za projektiranje, izradu, montažu, održavanje i popravak, Zagreb, 1999,
2. Marinović: Eksplozivna zaštita, Zagreb, 2005,
3. Savić: Protueksplozijska zaštita električnih uređaja za nadzemna mjesta, Sarajevo, 1979
4. Zbornik referata sa 6. savjetovanja Ex - 2005 (Protueksplozijska zaštita opreme i postrojenja, Smjernice Atex kao sustav sigurnosti postrojenja), Dubrovnik, 2005,
5. Zbornici radova sa 3. i 4. međunarodne Ex-tribine, N. Sad, 2002 i 2005,
6. Pravilnici o ZNR i o Ex-zaštiti Rudnika Kreka
7. Marinović: Regulativa protueksplozijske zaštite, Ex- savjetovanje, Dubrovnik, 2005, adaptaciju za rudničku obuku u BiH priredio R. Jozić,
8. Tehnički propisi i normativi za rudarstvo i za primjenu u rudarstvu, spisak - prilog Nacrtu zakona o rudarstvu FBiH,
9. Standardi grupe JUS. N. S8..., sa obaveznom primjenom – Zbornik elektrotehničkih propisa, Sl. list SFRJ 1989.
10. Katalog bosanskohercegovačkih standarda, 2005.
11. BAS/EN 50014,
12. BAS/IEC 60079-17
13. BAS/IEC 60079-19
14. Direktiva Atex-95
15. Direktiva Atex-137
16. BAS/EN-1127-1
17. BAS/EN-1127-2
18. Međunarodni elektrotehnički rječnik BAS/IEC 60050 – dio 426
19. Ex - priručnik Rade Končar
20. „ Kreka
21. Marinović: Rudarska elektrotehnika, Školska knjiga, Zagreb
22. Matasović: Protueksplozijska zaštita, udžbenik na Visokoj školi sigurnosti, Zagreb, 2000.
23. Jovanov: Protiveksplozijska zaštita, Beograd, 1996.
24. Vučković, Savić: Pravci programske transformacije osnovnih i postdiplomskih studija na Fakultetu ZNR u oblasti Ex-zaštite, Ex-tribina N. Sad, 2000.
25. Programi i priručnici za edukaciju u Kosmosu Banja Luka i na ETF Tuzla
26. Ex-bilteni Ex-agencije RH – Zagreb i Instituta Cenex –Vinča
27. Guide of Good Practice for implementing of the Directive 1999/92/EC on minimum requirements for improving the safety and health protection of workers potentially at risk from explosive atmospheres, 2003.