

# Rekonfiguracija mreže sa vetroelektranom

Ana Janković

Elektrotehnički fakultet u Beogradu  
Elektrotehnički institut Nikola Tesla  
Beograd, Srbija  
ana.m.jankovic@ieent.org

Miloš Anđelković

Elektrotehnički fakultet u Beogradu  
Elektrotehnički institut Nikola Tesla  
Beograd, Srbija  
milos.andjelkovic@ieent.org

Miroslav Stanković

Elektronski fakultet Niš  
Elektrotehnički institut Nikola Tesla  
Beograd, Srbija  
miroslav.stankovic@ieent.org

**Sadržaj**—U radu je predstavljena rekonfiguraciju mreže pogona Nova Varoš. Izbor optimalnog uklopnog stanja treba realizovati na dva načina: rekonfiguracijom mreže metodom sa pojedinačnim razmatranjem kontura i rekonfiguracijom mreže metodom sa postupnim otvaranjem kontura. Izvršice se poređenje rezultata dva načina rekonfiguracije mreže, i za svaku promenu uklopnog stanja daće se pregled efekata na gubitke za oba formirana uklopna stanja i uticaj vetroelektrane. Urađice se analiza funkcionisanja mreže u režimu maksimalnog opterećenja sa minimalnim angažovanjem vetroelektrane i maksimalno opterećene mreže sa maksimalnim angažovanjem vetroelektrane imajući u vidu ograničenja koja nameće ovaj režim.

**Ključne riječi**—rekonfiguracija; vetroelektrana; distributivna mreža

## I. ANALIZA RADA MREŽE NA PODRUČJU OGRANKA UŽICE

U sastavu ogranka Užice nalazi se ukupno 9 pogona: Bajina Bašta, Čajetina, Nova Varoš, Požega, Priboj, Prijepolje, Užice, Arilje i Kosjerić. Najveći deo snage za područje ovog ogranka plasira se iz pravca TS 220/110/35 kV Požega: vezom TS 220/110/35 kV Požega - TS 110/35 kV Arilje plasira se snaga za potrebe TS 110/35 kV Arilje, ali i deo snage se dalje plasira u pravcu TS 110/35 kV Ivanjica; zatim vodovima TS 220/110/35 kV Požega - TS 110/35 kV Sevojno i TS 220/110/35 kV Požega - TS 110/35 kV Užice (Pora) plasira se kompletna snaga za potrebe pogona Užice, ali i značajan deo snage koji se dalje plasira u pravcu TS 110/35 kV Sušica (vezom Sevojno - Sušica), odnosno u pravcu TS 110/35 kV Kosjerić (vezom Sevojno - Kosjerić). Može se, dakle, s pravom reći da 110 kV mreža na ovom području ima prenosno distributivni karakter. Tome svakako ide u prilog i činjenica da se snaga za potrebe TS 110/35 kV Nova Varoš plasira 110 kV vodom iz pravca HE Kokin Brod, odnosno snaga za potrebe TS 110/35 kV Prijepolje i EVP Brodarevo se plasira 110 kV vodom iz pravca HE Potpeć, iz koje se 35 kV mrežom napaja kompletno područje pogona Priboj. Konačno, kompletno područje pogona Bajina Bašta se napaja 35 kV mrežom iz pravca HE i TS 220/35 kV Bajina Bašta.

Za potrebe analiza izvršenih u ovom radu modelovana je kompletna mreža naponskog nivoa 10-110 kV na području ogranka Užice sa opterećenjem koje odgovara maksimalnom opterećenju transformacije 110/X kV. Mreža 110 kV na području ogranka Užice ima prenosno-distributivni karakter sa nekoliko HE koje preko nje plasiraju svoju snagu u mrežu (limske HE Uvac, Kokin Brod i Potpeć).

Kada se analizira 35 kV mreža uočava se nekoliko visoko opterećenih vodova, a poseban problem predstavljaju radialno napojene TS. Kada je u pitanju pogon Nova Varoš treba svakako ukazati na problem radialnog napajanja TS 35/10 kV Zlatar i TS 35/10 kV Kokin Brod čiji konzum kompletno podleže redukciji u slučaju havarija na napojnim 35 kV vodovima.

U okviru mreže pogona Nova Varoš funkcioniše i vetroelektrana, tip Vestas V100 1, 8MW.

Potrebno je naglasiti da ova vetroelektrana zapravo ne postoji, kao i da je veštački napravljeno loše početno uklopno stanje u mreži da bi se našlo najbolje uklopno stanje mreže sa vetroelektranom i pokazao uticaj vetroelektrane na rekonfiguraciju mreže.

## II. TEHNIČKA OGRANIČENJA I KRITERIJUMI

Tehnička ograničenja koja svaka varijanta razvoja mreže mora da zadovolji proizilaze iz zahteva prema EES-u da se kupcima mora obezbediti kvalitetno napajanje električnom energijom, pri čemu taj kvalitet podrazumeva napajanje kupaca naponom u određenim granicama i određenu sigurnost napajanja kupaca, koja bi trebalo da podrazumeva ili dozvoljeni period bez napajanja kupaca tokom godine i dozvoljeni broj prekida napajanja ili (i) određene sume novca koje bi distributivno preduzeće trebalo da isplati kupcu u slučaju da se ugroze unapred dogovoreni uslovi preuzimanja električne energije. Pri tome elementi mreže moraju da budu opterećeni u unapred definisanim granicama da ne bi došlo do njihovog prekomernog zagrevanja koje može da prouzrokuje ubrzano starenje ili kvar. Ograničenja koja se poštuju:

- Termičke granice opterećenja pojedinih elemenata mreže

Osnovno ograničenje koje je potrebno poštovati pri planiranju i eksploataciji elektrodistributivne mreže je termička granica opterećenja pojedinih elemenata mreže. Proizvođači vodova i transformatora najčešće definišu nazivne vrednosti struja (i snaga) kao maksimalnu vrednost do koje se element može opterećivati pri definisanim vremenskim uslovima (temperatura, vlažnost, vetar itd.), a da to ne dovede do nedozvoljeno visokih temperatura koje mogu da izazovu ubrzano starenje elementa ili, čak, kvarove na njemu. Pri analizi rada mreže ovo je osnovni tehnički kriterijum rada mreže, pri čemu u normalnom radu, za maksimalni radni režim, nijedan od elemenata ne sme

da bude opterećen iznad naznačene vrednosti njegove struje (jer ona diktira zagrevanje), a vrednost maksimalne snage u normalnom pogonu može da bude nešto iznad ili ispod vrednosti naznačene snage elementa, zavisno od napona pod kojim radi posmatrani element u analiziranom radnom režimu.

Havarijski rad mreže se takođe analizira za maksimalni radni režim. Ovakav radni režim se u većini slučajeva događa u zimskom periodu, pri niskim temperaturama, koje obezbeđuju bolje uslove hlađenja elemenata, tj. i više vrednosti maksimalno dozvoljenih struja. Za posebne slučajeve se maksimalni radni režim događa u letnjem periodu (potrošnja vezana za turističke centre, navodnjavanje, veliko prisustvo klima uređaja itd.), kada su uslovi hlađenja pogoršani i u nekim slučajevima mogu da diktiraju niže vrednosti dozvoljenih maksimalnih struja od naznačenih. Ovakve situacije se još uvek ne očekuju u distributivnim mrežama ogranka. Pažnja će se usmeriti na dozvoljeno opterećenje elemenata u havarijskim situacijama koje se javljaju pri maksimalnom opterećenju, u toku zime. Posebno će se razmatrati transformatori, nadzemni i kablovski vodovi, zbog različitih uslova hlađenja ovih elemenata. Usvajanje vrednosti dozvoljenih preopterećenja elemenata mreže za planiranje njenog razvoja ima podlogu u Pravilima o radu distributivnog sistema Direkcije za distribuciju EPS a, koje su bazirane na dosadašnjim istraživanjima i iskustvima u ovoj oblasti.

- Naponska ograničenja

Što se tiče naponskog kriterijuma sa gledišta operatora distributivne mreže VN i SN problem je u tome što su definisana naponska ograničenja na niskom naponu i što su ta ograničenja ista za celu mrežu. S druge strane, preduzeće za distribuciju energiju preuzima iz prenosne mreže, tako da je dosta ograničen njen uticaj na naponske prilike pri preuzimanju električne energije.

Pri planiranju distributivne mreže visokog i srednjeg napona moraju se definisati neka naponska ograničenja koja čvorišta VN i SN moraju da zadovoljavaju, pri čemu ta ograničenja garantuju da će, pri svim uslovima preuzimanja energije iz prenosne mreže, energija isporučena svim kupcima na niskom naponu zadovoljavati definisana naponska ograničenja.

Naponska ograničenja koja moraju da ispunjavaju čvorišta mreže mogu se sistematizovati. Ista naponska ograničenja važe i za mesta priključenja alternativnih izvora na distributivnu mrežu u stacionarnom režimu (za prelazni režim propisano je najveće dozvoljeno odstupanje napona na mestu priključenja na distributivnu mrežu od 5% za NN, odnosno od 5% za SN – Pravilnik o radu distributivnog sistema).

- Ograničenje sigurnosti napajanja potrošnje

Generalno se može reći da se za mreže 110 i 35 kV usvaja kao tehnički kriterijum planiranja princip

sigurnosti "n-1". To znači da se pri ispadu bilo kojeg od elemenata u mreži 110 i 35 kV mora obezbediti napajanje celokupnom konzumu preko preostalih elemenata mreže, pri čemu se ne smeju ugroziti naponska ograničenja za posthavarijski režim, a strujna opterećenja elemenata mreže ne smeju da pređu definisane vrednosti. Ovo ograničenje je u skladu sa Pravilima o radu distributivnog sistema. Pošto se analiziraju radni režimi sa maksimalnim opterećenjima, definisane vrednosti dozvoljenog opterećenja su na strani sigurnosti. Verovatnoća ispada elementa mreže baš u trenutku maksimalnih opterećenja je mala, pa je i u tom smislu usvojeni kriterijum dosta strog.

Najjednostavniji, ali često i najskuplji, način da se obezbedi rezervno napajanje pri ispadu nekog elementa mreže je da postoji njemu rezervni element istog naponskog nivoa, koji može da preuzme prenos "ispale snage". Situacija je različita za nadzemne vodove, s jedne, i kablove i transformatore, s druge strane. Naime, kod nadzemnih vodova vrlo često ekonomski proračuni opravdavaju formiranje rezervnih veza, jer se njihovom upotrebom za distribuciju snage u normalnom režimu smanjuju gubici u mreži u toj meri da opravdavaju njihovu izgradnju. Tako, dakle, ekonomičan razvoj mreže često vodi formiranju rezervnih veza u delovima mreže koji se napajaju nadzemnom mrežom. Na žalost, ova situacija se mnogo češće javlja u vangradskoj mreži srednjeg napona, gde se kriterijum sigurnosti "n-1" ne uvodi kao tehničko ograničenje. Cena kablova i transformatora (sa svim pratećim troškovima) je visoka, a gubici na ovim elementima relativno mali, tako da se nikada neće naći ekonomsko opravdanje sa aspekta smanjenja gubitaka za ugradnju rezervnih elemenata, čak i ako su posmatrani elementi nominalno opterećeni.

Naravno, postoji i drugi način da se obezbedi rezerva u slučaju ispada nekog elementa mreže 110 i 35 kV: potrebno je koristiti mrežu nižeg naponskog nivoa susjednih objekata, preko koje se preuzima ugroženi konzum i rasterećuju prekomerno opterećeni elementi. Npr. u slučaju ispada transformatora u TS 110/10 kV, susjedne TS 110/10 kV (ili TS 35/10 kV), koje su sa ugroženom TS povezane mrežom 10 kV, mogu da je delimično ili potpuno rasterete. Ova činjenica ima dvojake posledice. Naime, korišćenje mogućnosti povezne mreže nižeg naponskog nivoa dozvoljava opterećivanje elemenata iznad 65% njihove nominalne snage, koliko bi bilo ograničenje (shodno TP-11) da za svakog od njih postoji odgovarajući rezervni element (koji je takođe u pogonu). Ovaj procenat se kreće i do vrednosti 90-95% za transformatore 110/X ili 35/X kV u dobro koncipiranim gradskim mrežama 10 kV. To je pozitivna posledica, jer omogućuje veće iskorišćenje skupih elemenata mreže. S druge strane, oslanjanje na mrežu nižeg naponskog nivoa znači da neki od elemenata ove mreže ne bi trebalo da budu u pogonu i da se uključuju samo kada se dogodi havarija. Stoga, ušteda koja je možda postignuta neinvestiranjem u

rezervne elemente višeg naponskog nivoa lako može biti anulirana ulaganjem u neiskorišćene rezervne elemente nižeg naponskog nivoa. Ovo je naročito istaknuto kada se kao rezervna koristi mreža naponskog nivoa koji se u razvoju distributivne mreže napušta. Njena gradnja u toj situaciji nikada se neće isplatiti, pa je možda tada bolje uložiti novac u nove elemente perspektivnijeg, višeg naponskog nivoa.

### III. METODOLOGIJA

Proračuni će se raditi u programu Tokovi snaga. Posmatraće se mreža u dva stanja:

- Maksimalno opterećena mreža sa minimalnim opterećenjem vetroelektrane
- Maksimalno opterećena mreža sa maksimalnim opterećenjem vetroelektrane

Režim sa minimalnom potrošnjom i maksimalnim injektiranjem vetroelektrane se neće posmatrati jer cilj rada nije uticaj distribuiranog generisanja na mrežu pri raznim režimima već samo rekonfiguracija mreže.

Proračun će se raditi dvema metodama ([1]):

- Metod sa pojedinačnim razmatranjem kontura
- Metod sa postupnim otvaranjem kontura

Metod sa pojedinačnim razmatranjem kontura koristi formulu za određivanje promene gubitaka u cilju da se utvrdi da li neka prekidačka operacija donosi smanjenje ili povećanje gubitaka.

$$\Delta P = \operatorname{Re} \left\{ 2 \left( \sum_{i \in D} I_i \right) (E_m - E_n)^* \right\} + R_{lopp} \left| \sum_{i \in D} I_i \right|^2$$

gde je:

D – skup čvorova koji su odvojeni od fidera II i vezani na fider I

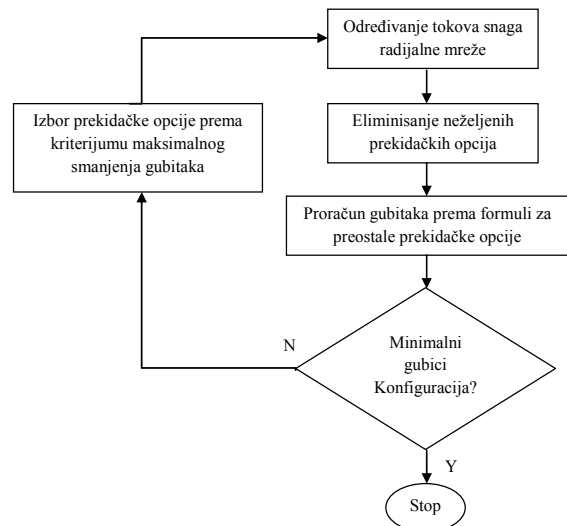
$I_i$  – kompleksna struja čvora za čvor i

$R_{lopp}$  - niz rezonansi puta koji povezuje izvorne čvorove fidera I i fidera II preko zatvaranja određenog poveznog prekidača

$E_m$  – enemenat vektora  $E = R_{bus} * I_{bus}$  koji odgovara čvoru m. Gde je  $R_{bus}$  matrica rezonansi čvorova, a  $I_{bus}$  je vektor struja čvorova za fider I

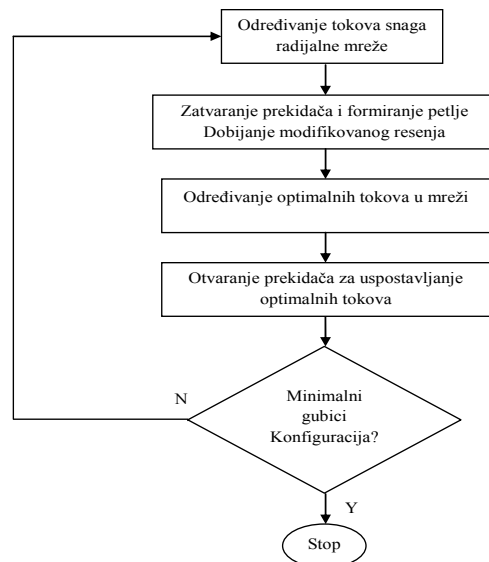
$E_n$  – isto kao i  $E_m$ , ali za čvor n fidera II

Kompletan algoritam ove metode je:



Slika 1. Algoritam metode sa pojedinačnim razmatranjem kontura

Kod metode sa postupnim otvaranjem kontura podrazumevaju se tokovi snaga koji proizvode minimum aktivnih gubitaka u mreži. Ovi tokovi snaga dobijaju se rešavanjem jednačina prema prvom i drugom Kirhofovom zakonu napisanim za datu mrežu, zamenjivanjem impedansa grana samo njihovim odgovarajućim rezistansama. Prvo se zatvore svi prekidači u mreži i formira se upetljena distributivna mreža. Petlje se otvaraju jedna za drugom na takav način da se postigne optimalna konfiguracija uz minimum upravljačkih akcija. Prekidač koji treba otvoriti bira se u poslednjem koraku rešavanja, pošto tada postoji samo jedna petlja u mreži, a preostali deo mreže je radijalan. Postupak se može pojednostaviti zatvaranjem jednog prekidača i formiranjem jedne petlje. Blog dijagram algoritma ovog postupka je Slika 2.



Slika 2. Algoritam metode sa postupnim otvaranjem kontura

#### IV. REZULTATI PRORAČUNA

##### A. Analiza maksimalno opterećene mreže sa minimalnim angažovanjem vetroelektrane

###### a) Metod sa pojedinačnim razmatranjem kontura

Sprovedena je analiza uklopnog stanja u mreži srednjeg napona na području pogona Nova Varoš. Predlaže se prebacivanje opterećenje od 349 kW i 215 kVar sa izvoda Bistrica selo iz TS 35/10 kV Bistrica na izvod Bistrica iz TS 35/10 kV Nova Varoš 2 i pri tome je smanjenje gubitaka za 16 kW (zatvoren rastavljač na deonici između odvojaka za TS Kulina i TS Kamenolom, a otvoren rastavljač ispred TS Šaponjića Vrelo). Druga promena je prebacivanje opterećenje od 563 kW i 98 kVar sa izvoda Jezero iz TS 35/10 kV Nova Varoš 1 na izvod Branoševac iz TS 35/10 kV Nova Varoš 1 i pri tome je smanjenje gubitaka za 2 kW (isključuje se deonica između TS Branoševac 3 i TS Branoševac 1, a uključuje se kabl između TS Trg i TS Branoševac 1).

###### b) Metod sa postupnim otvaranjem kontura

Druga metoda je pokazala da je potrebno otvoriti rastavljač, između izvoda Bistrica selo iz TS 35/10 kV Bistrica i izvoda Bistrica iz TS 35/10 kV Nova Varoš 2, na deonici između odvojaka za TS Kulina i TS Kamenolom, zato što je tok snage na pomenutoj deonici najmanji. Do istog zaključka se došlo i prethodnom metodom. Proračun je pokazao da je potrebno otvoriti rastavljač između izvoda Jezero iz TS 35/10 kV Nova Varoš 1 i izvoda Branoševac iz TS 35/10 kV Nova Varoš 1, kao i prethodna metoda. Uočava se da je tok snage na deonice TS 10/0,4 kV Branoševac 3 – TS 0/0,4 kV Branoševac najmanji što ukazuje da je petlju potrebno prekinuti na pomenutoj deonici.

##### B. Analiza maksimalno opterećene mreže sa maksimalnim angažovanjem vetroelektrane

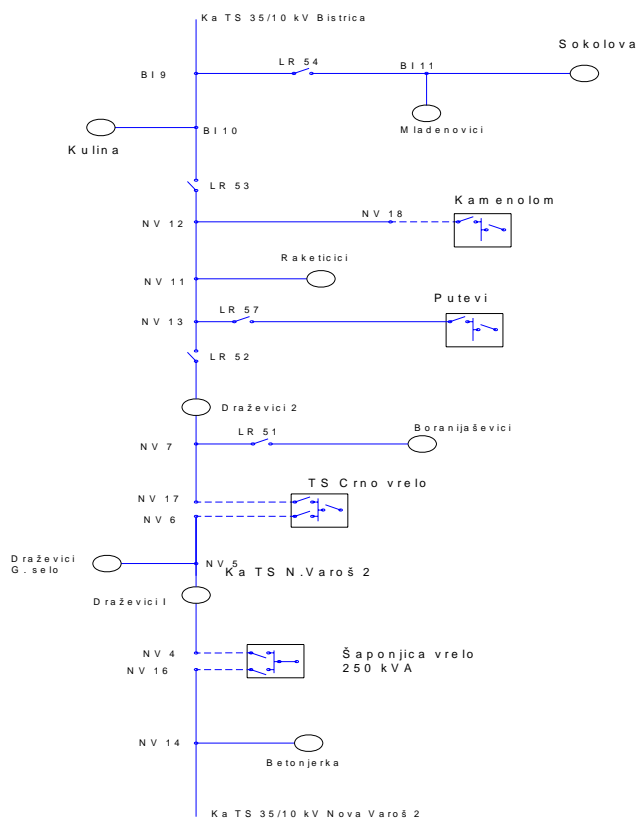
###### a) Metod sa pojedinačnim razmatranjem kontura

Predlaže se prebacivanje dela konzuma od 361 kW i 224 kVAR sa izvoda Bistrica selo iz TS 35/10 kV Bistrica na izvod Bistrica iz TS 35/10 kV Nova Varoš 2, na deonici između odvojaka za TS Kulina i TS Kamenolom, i pri tome je smanjenje gubitaka za 9 kW. Druga promena je prebacivanje opterećenje od 566 kW i 101 kVAR sa izvoda Jezero iz TS 35/10 kV Nova Varoš 1 na Branoševac iz TS 35/10 kV Nova Varoš 1 (isključuje se deonica između TS Branoševac 3 i TS Branoševac 1) i pri čemu se smanjuju gubici za 1 kW.

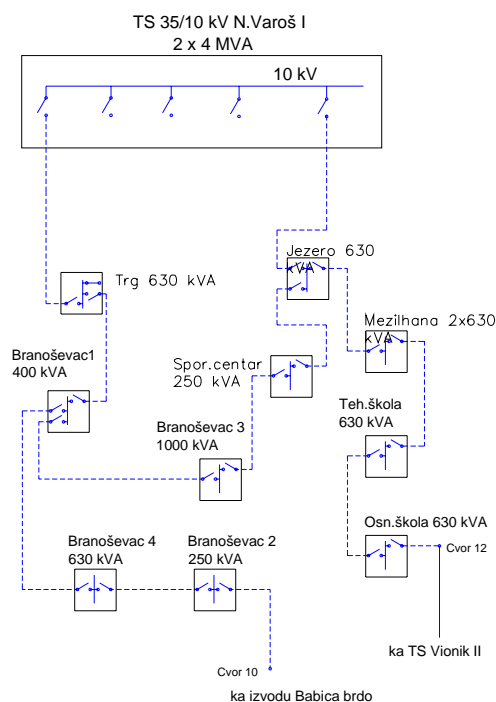
###### b) Metod sa postupnim otvaranjem kontura

Druga metoda je pokazala da je potrebno otvoriti linijski rastavljač između izvoda Bistrica selo iz TS 35/10 kV Bistrica na izvod Bistrica iz TS 35/10 kV Nova Varoš 2, na istoj deonici kao u prethodnoj metodi. Proračun je pokazao da je potrebno otvoriti rastavljač između izvoda Jezero iz TS 35/10 kV Nova Varoš 1 na Branoševac iz TS 35/10 kV Nova Varoš 1, kao i prethodna metoda.

Na slikama 3 i 4 su prikazane jednopolne šeme delova izvoda radi lakšeg praćenja promena u mreži.



Slika 3. Jednopolna šema dela izvoda između TS 35/10 kV Bistrica i TS 35/10 kV Nova Varoš 2



Slika 4. Jednopolna šema dela izvoda TS 35/10 kV Nova Varoš 1

## V. ZAKLJUČAK

Analizirajući mrežu različitim metodama i uzimajući u obzir minimalni i maksimalni režim vetroelektrane dobijeni rezultati su pokazali da je potrebno izvršiti sledeće promene:

- Prebacivanje dela konzuma sa izvoda Bistrica selo iz TS 35/10 kV Bistrica na izvod Bistrica iz TS 35/10 kV Nova Varoš 2
- Prebacivanje opterećenje sa izvoda Jezero iz TS 35/10 kV Nova Varoš 1 na Branoševac iz TS 35/10 kV Nova Varoš 1

Poređenjem rezultata dobijenim nakon analiza rada mreža u slučaju kada vetroelektrana radi sa maksimalnom angažovanom snagom i kada radi u minimalnom režimu (isključena) došlo se do zaključka da su efekti smanjenja gubitaka u mreži manji pri maksimalnom angažovanju vetroelektrane. Razlog su manji gubici u samoj mreži kada je vetroelektrana maksimalno angažovana jer je izvor energije bliži potrošnji na dugačkim izvodima Bistrica-selo iz TS 35/10 kV Bistrica i Bistrica iz TS 35/10 kV Nova Varoš 2. Takođe, u slučaju maksimalnog režima vetroelektrane mnogo su bolje naponske prilike na pomenutim izvodima.

Zaključuje se da obe metode daju iste rezultate. Moguće ih je koristiti i pri analizama mreža koje sadrže vetroelektrane, solarne elektrane i hidroelektrane, što je i ovaj rad pokazao.

## LITERATURA

- [1] Distributivne i industrijske mreže-Nikola Rajaković, Dragan Tasić B.
- [2] Analiza elektroenergetskog sistema- Nikola Rajaković
- [3] Pravila o radu prenosnog sistema EMS, verzija 1.0, april, 2008. godine

- [4] Izmena i dopuna pravila o radu prenosnog sistema, jul, 2011. godine
- [5] Izmena i dopuna pravila o radu prenosnog sistema, decembar, 2011. godine
- [6] Metodologija o o kriterijumima i načinu određivanja troškova priključka na sistem za prenos i distribuciju električne energije, Službeni glasnik RS, br. 60/06, 79/06, 114/06, 14/07, 9/09
- [7] Tehničke preporuke Direkcije za distribuciju EPS-a
- [8] TU-DV-04: Uputstvo - Dozvoljene struje faznih provodnika na dalekovodima JP EMS, Verzija 2, Beograd, 2011
- [9] Pravila o radu distributivnog sistema, Elektrosrbija, verzija 1.0, decembar, 2009. godine
- [10] IS-37: 2003 Trajno dozvoljene struje faznih provodnika nadzemnih vodova 400, 220 i 110 kV (ICS 29.240.20)

## ABSTRACT

This paper presents a reconfiguration of the network Nova Varos. Selection of optimal topology should be realized in two ways: network reconfiguration method with consideration of individual contours and network reconfiguration method with the gradual opening of the contour. Comparison of the results of two ways reconfiguration of the network will be carried out, and for any change in topology the review of the effects for the loss of both formed switching states and the impact of the wind power plant will be given. There will be analysis of network functioning in the regime of maximum load with minimal engagement of the wind turbine and a maximum loaded network with maximum engagement of the wind turbine including the limitations imposed by the regime.

## THE RECONFIGURATION OF THE NETWORK WITH POWER PLANT

Ana Janković  
Miloš Anđelković