

Uticaj malih hidroelektrana na elektrodistributivnu mrežu ED Pirot

Milan Ivanović¹, Saša Minić¹

¹ Elektrotehnički institut "Nikola Tesla", Koste Glavinića 8a
11000 Beograd, Srbija
mivanovic@ieent.org

Kratak sadržaj: U radu je data analiza primene važećih kriterijuma za priključenje malih HE na distributivnu mrežu. Pored tehno - ekonomskih analiza mogućnosti za priključenje malih HE na distributivnu mrežu ED Pirot, sagledan je i uticaj njihovog rada na gubitke i naponske prilike u mreži srednjeg napona. Analizom su obuhvaćena dva ekstremna slučaja: maksimalno opterećenje mreže, prazan hod MHE i minimalni napon na sabirnicama 35 kV u napojnoj TS 110/35 kV i minimalno opterećenje mreže, maksimalno angažovanje MHE i maksimalan napon na 35 kV sabirnicama u napojnoj TS 110/35 kV. Na osnovu ovih analiza, procenjen je očekivani opseg napona u tački priključenja MHE i predložene su mere za održavanje vrednosti napona u okviru propisanih granica.

Ključne reči: distributivna mreža, distribuirana proizvodnja električne energije, male hidroelektrane

1. Uvod

Na teritoriji opština Pirot i Bela Palanka postoji značajan hidroenergetski potencijal. Štaviše, one se, prema raspoloživom hidroenergetskom potencijalu, svrstavaju u sam vrh opština u Srbiji (**Tabela 1**). Izradom republičkog katastra malih hidroelektrana (Elektroprivreda Srbije, 1986. godine), sagledane su mogućnosti izgradnje malih hidroelektrana na ovom području. U periodu 1980 - 1990. godine izgrađena je HE Pirot. U periodu 1984 - 1986. godine, Elektrodistribucija Pirot je izradila idejne projekte sa istražnim radovima za HE Tigar i HE Crnoklište, a HE Pirot za HE Brana Zavoj i HE Pirot ispust.

Tokom 2005. godine, opština Pirot je formirala radnu grupu za sagledavanje hidroenergetskih potencijala opštine Pirot. Njen zadatak je bila analiza dotadašnjih aktivnosti, raspoloživih rešenja i ideja, priprema predloga mogućih lokacija sa energetske karakteristika radi uključivanja u zakonsku proce-

duru. Rezultat rada radne grupe je Izveštaj o hidroenergetskom potencijalu opštine Pirot [1], koji datira iz 2006. godine.

Tabela 1. Opštine u Srbiji sa najvećim potencijalom za izgradnju malih hidroelektrana¹

Broj lokacija za izgradnju MHE	Procenjena snaga (kW)	Moguća proizvodnja (MWh)	Opština
64	34 300	121 203	Ivanjica
35	33 284	109 692	Raška
40	25 925	94 026	Pirot
40	23 458	78 394	Kraljevo
47	18 800	73 971	Prijepolje
9	17 576	60 210	Zaječar
22	17 045	72 212	Crna Trava
20	15 825	55 100	Novi Pazar
8	15 690	58 850	Bela Palanka

Krajem 2009. godine, Vlada Republike Srbije donosi Uredbu o merama podsticaja za proizvodnju električne energije korišćenjem obnovljivih izvora energije i kombinovanom proizvodnjom električne i toplotne energije. U narednoj tabeli su prikazane otkupne cene energije proizvedene u novoizgrađenim malim hidroelektranama.

Tabela 2. Otkupne cene energije proizvedene u novoizgrađenim MHE²

Instalisana snaga (MW)	Otkupna cena (c€/ kWh)
- 0.5	9.70
0.5 - 2	10.316 - 1.233 * P
2 - 10	7.85

Zahvaljujući merama podsticaja, poraslo je interesovanje za izgradnju MHE na području opština Pirot i Bela Palanka. Početkom 2010. godine, ED Pirot je dobila 24 zahteva za izdavanje tehničkih uslova za priključenje MHE na distributivnu mrežu. Ukupna instalisana snaga svih MHE iznosi oko 60 MW (svi generatori su sinhroni).

Kao osnova za proveru tehničkih uslova za priključenje MHE korišćen je model distributivne mreže ED Pirot, sa kompletno modelovanom distributivnom mrežom naponskih nivoa 110 kV, 35 kV i 10 kV. Model mreže je bio dopunjen elementima čije je puštanje u pogon planirano do kraja 2010. godine. Opterećenja su preuzeta iz Studije [2] (prognozirana opterećenja za višu varijantu razvoja, etapa razvoja do kraja 2010. godine).

1 Izvor podataka je Ministarstvo rudarstva i energetike Republike Srbije

2 Izvor podataka je Službeni glasnik Republike Srbije, br.99/2009 od 1.12.2009.godine

2. Tehnički uslovi za priključenje male elektrane na distributivnu mrežu

Osnovni tehnički uslovi za priključenje malih elektrana na distributivnu mrežu definisani su Tehničkim preporukama Direkcije za distribuciju EPS [3]. Opseg važenja Tehničke preporuke 16 je priključenje malih elektrana, snage do 16 MVA, na distributivnu mrežu nazivnog napona 0.4 kV, 10 kV, 20 kV ili 35 kV. Treba istaći činjenicu da se u važećim Pravilima o radu distributivnog sistema [4] malim elektranama smatraju elektrane snage do 10 MVA. Osnovni tehnički kriterijumi za priključenje male elektrane na distributivnu mrežu su:

- kriterijum dozvoljene snage male elektrane (tačka 5.4)
- kriterijum flikera (tačka 5.5)
- kriterijum dozvoljenih struja viših harmonika (tačka 5.6) i
- kriterijum snage kratkog spoja (tačka 5.7).

Provera kriterijuma flikera ima značaj kod elektrana na vetar i kod solarnih elektrana. Kriterijum dozvoljenih struja viših harmonika proverava se samo za konkretan generator koji se ugrađuje u malu hidroelektranu. U zahtevima za izdavanje tehničkih uslova nisu navedeni tipovi generatora, pa provera ispunjenosti ovog kriterijuma nije bila moguća. Provera tehničkih uslova za priključenje MHE svodi se na proveru kriterijuma dozvoljene snage male elektrane i kriterijuma snage kratkog spoja.

2.1. Kriterijum dozvoljene snage male elektrane

Kriterijum dozvoljene snage male elektrane garantuje da, u prelaznim režimima, promena napona na mestu priključenja na mrežu ED neće prekoračiti vrednost $\Delta u_m = 2\%$. Prema [3], mala elektrana može da se priključi na mrežu ED po kriterijumu dozvoljene snage ako je ispunjen sledeći uslov:

$$S_{NGM} \leq \frac{S_{ks}}{50 \cdot k} \quad (1)$$

gde je:

S_{NGM} - najveća vrednost jedinične snage generatora u maloj elektrani, odnosno ukupna snaga više generatora ako se jednovremeno priključuju na mrežu ED, u MVA

S_{ks} - stvarna vrednost snage trofaznog kratkog spoja na mestu priključenja na mrežu ED, u MVA

$k = I_p/I_n$ - koeficijent određen količnikom maksimalne polazne struje I_p (struje uključenja) i naznačene struje generatora I_n , i ima vrednosti:

$k = 1$ za sinhronne generatore i invertore

$k = 2$ za asinhronne generatore

$k = 8$ za slučaj kada nije poznat podatak o polaznoj struji I_p .

2.2. Kriterijum snage kratkog spoja

Ako se zbog priključenja male elektrane poveća snaga (struja) trofaznog kratkog spoja iznad vrednosti za koju je dimenzionisana oprema u mreži ED, treba primeniti jednu ili više sledećih mera:

- ograničenje struje kratkog spoja u maloj elektrani
- zamena rasklopnih aparata i/ili druge opreme koja ne ispunjava zahteve s obzirom na snage (struje) kratkog spoja
- promena mesta priključenja na mrežu ED, promena parametara priključnog voda, itd.

Male elektrane instalisane snage ne mogu znatnije da povećaju snagu kratkog spoja u mreži ED, pa je provera kriterijuma snage kratkog spoja obavezna samo ako snaga male elektrane prelazi 1 MVA.

Imajući u vidu uticaj male elektrane na povećanje snage trofaznog kratkog spoja u tački priključenja (samim tim i na dimenzionisanje opreme), ovaj kriterijum je proveren sa tipičnim parametrima blok transformatora odgovarajućih snaga, dok je za sve generatore usvojeno $x''_d = 0.1$ r.j.

3. Proračun snage trofaznog kratkog spoja

Prema tehničkoj preporuci broj 16 [3], MHE može priključiti na mrežu ED ukoliko je ispunjen kriterijum (1), odnosno ako najveća vrednost jedinične snage generatora u MHE (S_{NGM}) nije veća od 2% stvarne vrednosti snage trofaznog kratkog spoja na mestu priključenja MHE (S_{ks}).

Vrednosti snage trofaznog kratkog spoja napojne mreže (S_{k3M}) na sabirnicama 110 kV, određene su korišćenjem formule:

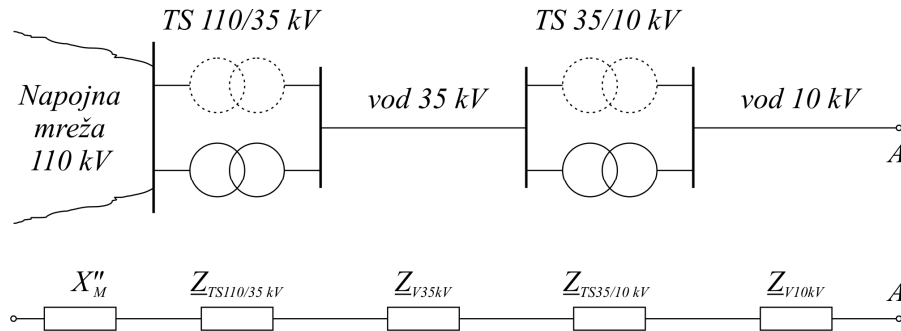
$$S_{k3M} = \sqrt{3} c U_{nM} I''_{k3} \quad (2)$$

gde je:

- c - naponski faktor
- U_{nM} - nominalni međufazni napon napojne mreže
- I''_{k3} - subtranzijentna struja trolnog kratkog spoja

Naponski faktor c predstavlja odnos maksimalno dozvoljenog napona opreme i nominalnog napona za određeni naponski nivo. Prema [5], ovaj faktor se razlikuje pri proračunima za maksimalno (c_{max}) i minimalno (c_{min}) angažovanje izvora struja kratkog spoja. Proračun snaga trofaznih kratkih spojeva će biti izveden pod pretpostavkom da su su izvori struja kratkog spoja maksimalno angažovani ($c = c_{max}$). Vrednost c_{max} za mreže 110 kV i 10 kV iznosi 1.1, odnosno 1.085 za mrežu 35 kV.

Zamenska šema za proračun snage trofaznog kratkog spoja (S_{ks}) na mestu priključenja MHE na mrežu ED je prikazana na slici 1.



Slika 1. Zamenska šema za proračun snage kratkog spoja

Napojna mreža se ekvivalentira reaktansom X''_M čija se vrednost računa korišćenjem izraza:

$$X''_M = \frac{cU_{nM}^2}{S_{k3M}} = \frac{U_{nM}}{\sqrt{3} I''_{k3}} \quad (3)$$

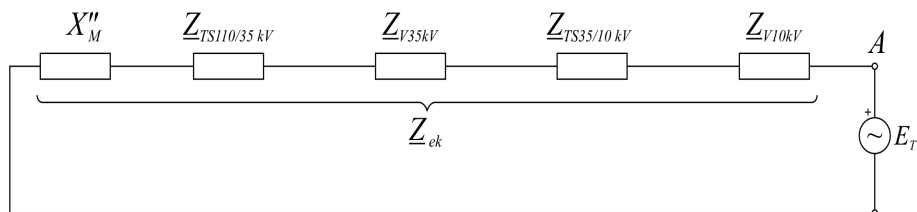
Transformatori se predstavljaju rednom granom π ekvivalentne šeme. Uticaj regulacije napona se zanemaruje (smatra se da je regulator napona u neutralnom položaju). Vodovi se takođe predstavljaju rednim granama svojih π ekvivalentnih šema, a otočne kapacitivnosti se zanemaruju. Ovako proračunate vrednosti u apsolutnim jedinicama treba svesti na jedan naponski nivo (uglavnom na naponski nivo tačke za koju se proračunava snaga kratkog spoja) ili ih prevesti u sistem relativnih jedinica. U petlji kvara, prikazanoj na slici 2, deluje Tevenenov generator čija elektromotorna sila iznosi:

$$E_T = c U_{nA} \quad (4)$$

gde je:

c - naponski faktor

U_{nA} - nominalni napon tačke A, u kV



Slika 2. Zamenska šema mreže sa priključenim Tevenenovim generatorom

Konačno, snaga trofaznog kratkog spoja u tački A se računa kao:

$$S_{ks} = \frac{E_T U_{nA}}{|Z_{ek}|} = \frac{c U_{nA}^2}{|Z_{ek}|} \quad (5)$$

gde je:

c - naponski faktor

U_{nA} - nominalni napon tačke A, u kV

Treba napomenuti da se pri proračunu snage trofaznog kratkog spoja, za potrebe dimenzionisanja opreme, uglavnom zanemaruju aktivne otpornosti, čime se pravi otklon na stranu sigurnosti. Ukoliko bi se isti princip primenio na proveru uslova za priključenje MHE na distributivnu mrežu, snaga kratkog spoja na mestu priključenja MHE bila bi veća od realne, čime bi bio narušen uslov (1). Stoga je neophodno uzeti u obzir i aktivne otpornosti petlje kvara.

Potrebno je sagledati i najkritičniji slučaj sa aspekta kriterijuma dozvoljene snage MHE uslova (1). Na slici 1 je prikazana mreža sa dve TS (sa po dva transformatora, isključeni transformatori su iscrtani isprekidanom linijom). Pri ispadu ili planiranom isključenju nekog od transformatora, snaga trofaznog kratkog spoja u tački A se smanjuje. Ukoliko bi se na tako oslabljenu mrežu priključio generator, promena napona bi mogla da pređe dozvoljenu vrednost ($\Delta u_m = 2\%$). Zbog toga se iz petlje kvara izuzimaju transformatori sa najmanjom rednom impedansom, odnosno transformatori čije isključenje minimizira snagu kratkog spoja na mestu priključenja MHE.

4. Dodatni kriterijumi za paralelan rad MHE sa DM

Kriterijumi za priključenje male elektrane na distributivnu mrežu [3] propisuju uslove sa stanovišta *pojedinačnih generatora* ali ne razmatraju uticaj rada MHE na naponske prilike i gubitke u mreži. Zbog toga se definišu *dodatni kriterijumi* za paralelan rad MHE sa distributivnom mrežom.

Prema [4], u stacionarnom stanju, najveće dozvoljeno odstupanje napona na mestu priključenja u odnosu na nazivne napone generatora u ME iznosi $\Delta U_m = \pm 5\%$ ako se ME priključuje na mrežu SN, odnosno $\Delta U_m = \pm 5\% - 10\%$ ako se ME priključuje na mrežu NN.

4.1. Uticaj male hidroelektrane u pogonu na distributivnu mrežu

Za MHE je karakteristična velika udaljenost od centara potrošnje. Ukupna instalirana snaga MHE uglavnom prevazilazi potrebe konzuma TS 35/10 kV na koju je priključena, pa se menja smer toka snage kroz transformaciju 35/10 kV i po vodovima 35 kV. Injektiranje snage povećava napon u delu mreže

bliskom tački priključenja MHE. Sa stanovišta porasta napona u mreži, najkritičniji slučaj je paralelan rad maksimalno angažovane MHE pri minimalnom opterećenju mreže. Minimalni naponi se javljaju pri vršnom opterećenju mreže kada je razmatrana MHE van pogona. U oba slučaja, naponi u mreži moraju biti u okviru granica propisanih u Pravilima o radu distributivnog sistema [4] (**Tabela 3**).

Tabela 3. Naponska ograničenja pri planiranju mreža

Nominalni napon čvorišta	Minimalni napon u normalnom radnom režimu	Minimalni napon u havarijskom radnom režimu	Maksimalni napon u normalnom radnom režimu
110 kV	99 kV	99 kV	121 kV
35 kV	31.5 kV	31.5 kV	38 kV
20 kV	19 kV	18 kV	21.4 kV
10 kV	9.5 kV	9 kV	10.7 kV

Sledi primer analize uticaja rada MHE na naponske prilike u mreži. MHE je modelovana sa dva generatora snage 600 kVA i dva blok transformatora snage 630 kVA. Dužina priključnog voda Alč 50 mm² iznosi 4.3 km. Mesto priključenja MHE su sabirnice 10 kV u TS 35/10 kV (jedan transformator snage 4 MVA, prenosni odnos 35.875/10.5 kV). Prenosni odnos je izabran tako da naponi na 10 kV sabirnicama svih TS 10/0.4 kV budu što je moguće bliži nominalnom naponu pri vršnom opterećenju mreže.

Za očekivani opseg promene napona na pragu 35 kV mreže (u napojnoj TS 110/35 kV, pri referentnom naponu 35 kV), i očekivani opseg promene opterećenja u analiziranom delu distributivne mreže tokom godine, pri minimalnom i maksimalnom angažovanju elektrane dobijaju se vrednosti napona u tački priključenja kao u narednoj tabeli.

Tabela 4. Promene napona u stacionarnom stanju u tački priključenja MHE

Napon u tački priključenja MHE	Vršno opterećenje	Minimalno opterećenje
Maksimalno generisanje MHE	9.98 kV	10.62 kV
Prazan hod MHE	9.82 kV	10.47 kV

Za konkretan analizirani slučaj pretpostavljeno je da napon na 35 kV sabirnicama u napojnoj TS 110/35 kV, za referentni napon od 35 kV, kreće u opsegu od 34 kV (pri vršnom opterećenju) do 36 kV (pri minimalnom opterećenju), čime su pokrivene očekivane varijacije napona od $\pm 2.85\%$ tokom godine na sabirnicama 35 kV. Očekivani opseg promene opterećenja kreće se od maksimalnog vršnog opterećenja TS 110/35 kV do 30% te vrednosti (minimalno opterećenje) na konzumu razmatrane TS 35/10 kV. Maksimalno angažovanje generatora maksimalno utiče na povećanje napona u tački priključka. Očekivana promena napona u tački priključenja tokom godine ($\cos \varphi = 0.95$) od 9.82 kV do 10.62 kV, odnosno, od -1.8% do +6.2% od U_{nom} . Ukoliko se

srednja vrednost minimalne i maksimalne vrednosti napona usvoji kao bazna (10.22 kV), odstupanja su unutar granica propisanih u [4] koje iznose $\pm 5\%$.

Pri razmatranju priključenja nekoliko MHE, utvrđeno je da bi njihovo maksimalno angažovanje pri minimalnom opterećenju mreže dovelo do promene napona veće od 5%. U tim slučajevima je predložena sezonska promena prenosnog odnosa transformacije 35/10 kV, odnosno, povećanje prenosnog odnosa transformacije (smanjenje napona na sekundaru) u sezoni nižeg opterećenja.

4.2. Parametri ekonomske analize rada male hidroelektrane

Pojedine varijante priključenja MHE na distributivnu mrežu su, pored tehničkih kriterijuma, vrednovane i prema ekonomskim kriterijumima. Godišnji troškovi neke varijante priključenja MHE mogu se načelno podeliti na dve grupe: troškove gubitaka i troškove kapitala uloženog u mrežu.

U interesu vlasnika MHE je da se prenos energije iz MHE do mesta priključenja obavi sa najmanjim gubicima. Smanjenje gubitaka implicira povećanje preseka priključnog voda ili priključenje na viši naponski nivo, ali zahteva dodatne investicije. Zbog toga je neophodna valorizacija investicija i troškova gubitaka na priključnom vodu za pojedina varijantna rešenja. Proračun troškova gubitaka se obavlja po sledećem obrascu:

$$C_p = \tau \cdot C_E \cdot P_Y \quad (6)$$

gde je:

C_E - cena električne energije proizvedene u MHE,

τ - ekvivalentno vreme trajanja maksimalnih gubitaka na priključnom vodu,

P_Y - maksimalna snaga gubitaka

Ekvivalentno vreme trajanja maksimalnih gubitaka (τ) predstavlja koeficijent srazmere između gubitaka energije i vršnih gubitaka snage (za elemente koji imaju sličan uređeni godišnji dijagram opterećenja). Za potrebe studija distributivnih mreža obično se izračunava po empirijskom obrascu:

$$\tau = 0.17 \cdot T + 0.83 \cdot \frac{T^2}{8760} \quad (7)$$

U jednačini (5) je sa T označeno ekvivalentno vreme trajanja vršne snage u određenom elementu mreže. Ovo vreme predstavlja koeficijent srazmere između vršne snage i ukupne protekle energije kroz neki element mreže (u ovom slučaju to je priključni vod MHE). Za sve razmatrane MHE je specificirana godišnja energija koju MHE predaje distributivnoj mreži. Za njihove priključne vodove se ekvivalentno vreme trajanja vršne snage dobija kao količnik godišnje energije i maksimalne snage koju MHE predaje distributivnoj mreži.

Sledi primer poređenja ekonomskih efekata izgradnje priključnih vodova različitog poprečnog preseka i različitih nominalnih napona. Razmatrano je priključenje MHE snage 760 kVA + 760 kVA na 10 kV i na 35 kV sabirnice u TS 35/10 kV sa jednim transformatorom snage 1.6 MVA. Uslov za priključenje MHE na 10 kV sabirnice u TS 35/10 kV je zamena postojećeg transformatora snage 1.6 MVA jedinicom snage 4 MVA kako bi bio zadovoljen kriterijum dozvoljene snage MHE (objašnjenje ovog kriterijuma je dato u poglavlju 2.1).

Prema trenutno važećim otkupnim cenama energije (**Tabela 2**), vrednost 1 kWh energije proizvedene u razmatranoj MHE iznosi 8.71 c€. Ekvivalentno vreme trajanja vršne snage iznosi 3 020 h, pa, prema (7), ekvivalentno vreme trajanja maksimalnih gubitaka iznosi 1380 h. Prema (6), cena gubitaka na priključnom vodu iznosi 120 € / kW. Godišnji troškovi gubitaka za priključenje MHE na 35 kV i 10 kV sabirnice u TS 35/10 kV iznose:

$$\begin{aligned} C_{P50, 10 kV} &= 3\,847 \text{ €}, & \text{za 10 kV vod preseka Alč 50 mm}^2 \\ C_{P70, 10 kV} &= 3\,246 \text{ €}, & \text{za 10 kV vod preseka Alč 70 mm}^2 \\ C_{P70, 35 kV} &= 240 \text{ €}, & \text{za 35 kV vod preseka Alč 70 mm}^2 \end{aligned}$$

Za priključenje razmatrane MHE na 10 kV sabirnice u TS 35/10 kV treba izgraditi 10 kV priključni vod preseka Alč 50 mm² ili 70 mm², dužine 4.15 km, zameniti postojeći transformator snage 1.6 MVA jedinicom od 4 MVA i opremiti 10 kV vodnu čeliju u TS 35/10 kV. Pretpostavljeno je da će postojeći transformator 35/10 kV (1.6 MVA) biti predat vlasniku MHE. Investicije potrebne za priključenje MHE na 10 kV sabirnice u TS 35/10 kV:

$$\begin{aligned} C_{I50, 10 kV} &= 4.15 \text{ km} \cdot 19\,500 \text{ €} + (54\,000 \text{ €} - 25\,000 \text{ €}) + 13\,600 \text{ €} = 123\,525 \text{ €} \\ C_{I70, 10 kV} &= 4.15 \text{ km} \cdot 30\,000 \text{ €} + (54\,000 \text{ €} - 25\,000 \text{ €}) + 13\,600 \text{ €} = 167\,100 \text{ €} \end{aligned}$$

Priključenje MHE na 35 kV sabirnice TS 35/10 kV zahteva izgradnju 35 kV priključnog voda preseka Alč 70 mm², 4.15 km i opremanje 35 kV vodne čelije u TS 35/10 kV. Investicije za priključenje MHE na 35 kV sabirnice TS 35/10 kV:

$$C_{I70, 35 kV} = 4.15 \text{ km} \cdot 36\,000 \text{ €} + 20\,600 \text{ €} = 170\,000 \text{ €}$$

Količnik razlike troškova gubitaka i razlike investiranog kapitala u jednoj i drugoj varijanti priključenja na 10 kV rezultuje stopom rentabilnosti dodatnog ulaganja u varijanti sa većim investicijama (voda preseka Alč 70 mm²):

$$r = (C_{P50, 10 kV} - C_{P70, 10 kV}) / (C_{I70, 10 kV} - C_{I50, 10 kV}) = 1.38\%$$

Stopa rentabilnosti od 1.4% ne opravdava dodatna ulaganja za povećanje preseka priključnog voda sa Alč 50 mm² na Alč 70 mm². Količnik razlike troškova gubitaka i razlike investicija u varijanti priključenja na 10 kV vodom Alč 50 mm² i varijanti priključenja na 35 kV vodom Alč 70 mm² pokazuje stopu rentabilnosti dodatnog ulaganja u varijanti sa većim investicijama (sa priključenjem na 35 kV):

$$r = (C_{P50, 10 kV} - C_{P70, 35 kV}) / (C_{I70, 35 kV} - C_{I50, 10 kV}) = 7.76\%$$

Stopa rentabilnosti od 7.8% ne opravdava dodatna ulaganja za izgradnju 35 kV voda preseka Alč 70 mm². Zato će biti usvojeno da mesto priključenja MHE treba da budu sabirnice 10 kV u TS 35/10 kV i da priključni vod treba graditi provodnikom Alč 50 mm².

5. Zaključak

Na osnovu rezultata analiza, zaključeno je da MHE utiču na smanjenje gubitaka ukoliko je generisana snaga približno jednaka opterećenju dela mreže na koji je priključena, odnosno, ako su "povratni" tokovi snaga po apsolutnoj vrednosti manji od tokova snaga za slučaj kada MHE nije priključena na mrežu. Povećanje gubitaka usled priključenja MHE je karakteristično sve razmatrane MHE izuzev za dve MHE koje se nalaze na konzumnom području TS 35/10 kV Bela Palanka. Njihovo priključenje bi u velikoj meri redukovalo gubitke na 35 kV napojnom vodu TS 35/10 kV Bela Palanka. Treba imati u vidu prognozirani porast opterećenja zbog izgradnje turističkih kompleksa na području Stare planine i saobraćajne infrastrukture na koridoru 10. Očekivani porast opterećenja će, svakako, uticati na smanjenje "povratnih" tokova snage a samim tim i na smanjenje gubitaka usled generisanja MHE.

Rad MHE, odnosno injektiranje aktivne i reaktivne snage, povećava napon u delu mreže bliskom tački priključenja. Sa stanovišta porasta napona u mreži, najkritičniji slučaj je paralelan rad maksimalno angažovane MHE pri minimalnom opterećenju mreže. Za pojedinačno priključenje najvećeg broja MHE, porast napona u stacionarnim režimima nije kritičan sa aspekta dozvoljenih odstupanja napona. Generisanje MHE na području Bele Palanke i Dolca bi u velikoj meri redukovalo tokove snaga po napojnim 35 kV vodovima TS 35/10 kV Bela Palanka i TS 35/10 kV Dolac, samim tim i padove napona. Zbog toga su promene napona (usled uključenja i isključenja MHE) izraženije u odnosu na promene napona u ostatku mreže pa je neophodno da se prenosni odnos transformacije u ovim TS 35/10 kV menja sezonski, odnosno dva puta godišnje.

Literatura

- [1] Radna grupa za sagledavanje hidroenergetskog potencijala Opštine Pirot: Izveštaj o hidroenergetskom potencijalu Opštine Pirot (2006)
- [2] Studija perspektivnog dugoročnog razvoja električne mreže naponskog nivoa 10 kV na području ogranka Pirot, Elektrotehnički institut Nikola Tesla (2009)
- [3] Zbirka tehničkih preporuka, Direkcija za distribuciju EPS-a (2001)
- [4] Pravila o radu distributivnog sistema (verzija 1.0), JP EPS (2009)
- [5] Milan S. Čalović, Andrija T. Sarić: "Osnovi analize elektroenergetskih mreža i sistema", Akademska misao, Beograd (2004)

Abstract. This paper presents analysis of existing criteria appliance for connecting small hydropower plants to the distribution network. Besides the techno - economic analysis, the impact of their operation to the losses and voltages in the medium voltage network was analysed. The analysis covered two extreme cases: maximum network load, idle of small hydropower plant and minimum voltage at 35 kV busbars in TS 110/35 kV as well as minimum network load, maximum generation of small hydropower plant and maximum voltage at 35 kV busbars in TS 110/35 kV. Based on this analysis, expected voltage range at the coupling point was estimated and methods for maintaining the voltage within proper limits were suggested.

Keywords: distributive network, distributed generation, small hydropower plants

Effects of Small Hydropower Plants on Distributive Network in the Area of ED Pirot

Rad primljen u uredništvo 11.11.2010. godine
Rad prihvaćen 17.11.2010. godine

