

**PLANIRANJE ELEKTRODISTRIBUTIVNIH MREŽA U USLOVIMA ENERGETSKE KRIZE I INTEGRACIJE VELIKOG BROJA DISTRIBUIRANIH GENERATORA, SA POSEBNIM OSVRTOM NA ZNAČAJ PRIMJENE ACQUIS-A ENERGETSKE ZAJEDNICE U BIH**

**PLANNING OF ELECTRICITY DISTRIBUTION NETWORKS IN THE CONDITIONS OF AN ENERGY CRISIS AND THE INTEGRATION OF A LARGE NUMBER OF DISTRIBUTED GENERATORS IN BOSNIA AND HERZEGOVINA, WITH A SPECIAL EMPHASIS ON THE SIGNIFICANCE OF IMPLEMENTING THE ACQUIS OF THE ENERGY COMMUNITY**

Saša ĐEKIĆ, ZP „Elektro Doboј“ a.d. Doboј, BiH  
Ozrenko PAŠALIĆ, ZP „Elektro Doboј“ a.d. Doboј, BiH

**KRATAK SADRŽAJ**

Tokom aktuelne energetske krize, cijene električne energije na berzama dostigle su do sada nezabilježene vrijednosti, a elektroprivrede u regionu su na sve načine pokušavale da smanje potrošnju građana u cilju izvoza i prodaje viškova na inostranim tržištima električne energije. Najčešće podsticanjem na korištenje obnovljivih izvora električne energije (OIE). Najveći broj OIE se priključuje na elektroenergetsku distributivnu mrežu (EDM), tzv. distributivni generatori (DG). U takvim okolnostima, planiranje i razvoj elektrodistributivne mreže uslovljeni su uvažavanjem svih aspekata rada EDM sa velikim brojem DG povezanih disperzivno. Sa druge strane, zahtjevi EU i međunarodne obaveze zemalja Jugoistočne Evrope u području energetske zajednice, postepenim preuzimanjem ACQUIS-a EU, odnosno implementacijom odgovarajućih direktiva i uredbi EU iz područja električne energije, obnovljivih energetske resursa i statistike. Namjera predmetnog rada jeste ukazati na značaj primjene tehničkih kriterijuma vezanih za priključenje i paralelni rad distribuiranih generatora sa distributivnom mrežom, na čije primjene se BiH prethodno obavezala, u cilju omogućavanja planiranja i pravilnog rada EDM u novonastalim okolnostima.

**Ključne reči:** distributivna mreža, distribuirani generatori, ACQUIS EU

**ABSTRACT**

During the current energy crisis, electricity prices on the markets have reached unprecedented levels, and power utilities in the region are making every effort to reduce citizens' consumption for the purpose of exporting and selling surpluses on international electricity markets, often by encouraging the use of renewable energy sources (OIE). The majority of OIE are connected to the electric power distribution network (EDM), known as distributed generators (DG). In such circumstances, the planning and development of the electric distribution network are conditioned by considering all aspects of EDM operation with a large number of dispersed DG. On the other hand, the EU requirements and international obligations of Southeast European countries in the energy sector are largely contained in the provisions of the Treaty establishing the Energy Community, gradually adopting the EU ACQUIS, i.e., by implementing the relevant directives and regulations of the EU in the field of electricity, renewable energy resources, and statistics. The purpose of this paper is to emphasize the importance of applying technical criteria related to the connection and parallel operation of distributed generators with the distribution network, to which BiH has previously committed, in order to enable planning and proper operation of the ED network in the newly arisen circumstances.

**Key words:** Distribution network, ACQUIS EU, distributed generators

## 1. UVOD

Zahtjevi EU i međunarodne obaveze zemalja Jugoistočne Evrope u području energetskog sektora sadržane su u najvećoj mjeri u odredbama Ugovora o uspostavljanju Energetske zajednice. Kreiranje stabilnog i jedinstvenog regulatornog okvira i tržišnog prostora koje osigurava pouzdano snabdjevanje električnom energijom postiže se postepenim preuzimanjem ACQUIS-a EU, odnosno implementacijom odgovarajućih direktiva i uredbi EU iz područja električne energije, zaštite životne sredine, obnovljivih energetskih resursa i statistike. Sa druge strane, Vlade u regionu Jugoistočne Evrope pokušavaju da decentralizuju proizvodnju u energetskom sektoru podsticanjem izgradnje proizvodnih elektroenergetskih objekata baziranih na obnovljivim izvorima energije i elektrana i podsticanjem građana da proizvode električnu energiju. Najveći broj ovakvih proizvodnih objekata priključuje se na elektroenergetsku distributivnu mrežu, tzv. distributivni generatori. U ovu kategoriju spadaju male hidroelektrane (MHE), fotonaponski izvori (PV), vjetroelektrane (VE) i elektrane na biomasu. U skladu sa navedenim stvara se opravdana zabrinutost zbog povratnih tokova električne energije kroz niskonaponske vodove (NNV) EDM i takođe kroz distributivne transformatore (DTR). Posebno, pošto u BiH nisu definisana a u određenim dijelovima očito ni razmatrana ograničenja dozvoljene instalisane snage PV kapaciteta u odnosu na maksimalne snage po NNV i DTR. Takođe zabrinjava što se, u takvim okolnostima, broj i snaga proizvodnih modula priključenih na mrežu ubrzano povećava a primjena ispred navedenih normi i standarda kao i uvažavanje iskustava nastalih iz rada Operatora distributivnog sistema (ODS) u drugim zemljama, studijskim analizama i naučnim radovima ne primjenjuju ili barem nisu očigledna uvidom u primjene. O razmjerama intenziviranja priključenja OIE na EDM može najbolje svjedočiti podatak da je u trenutku kada je na mrežu ODS Javno preduzeće Elektroprivreda Bosne i Hercegovine D.D. – Sarajevo (EPBiH) priključeno 181,89MW ukupne snage MHE kao i 17MW PV, snaga budućih proizvodnih objekata za koje je izdata dozvola za priključenje na mrežu ODS iznosi 199,57MW PV a snaga željenih proizvodnih objekata za koje su podneseni zahtjevi za izdavanje dozvole za priključenje iznosi 450,74MW PV [1]. Takođe, Matični Holding “Elektroprivreda Republike Srpske” MP a.d. Trebinje (ERS) u okviru projekta Program energetske održivosti za domaćinstava i privredu [2] raspisala je javni poziv za kandidaturu 50 000 domaćinstava, što čini oko 10% krajnjih korisnika navedenog elektroprivrednog preduzeća, koja bi na krovovima instalirali male PV snage 3 do 7 kW i stakli status kupca-proizvođača električne energije iz obnovljivih izvora energije. Ukupno posmatrajući potencijale BiH, hidroelektrane imaju potencijalni kapacitet od 22.050 GWh, dok je BiH pokazala jedan od najvećih potencijala za implementaciju solarnih elektrana među svim balkanskim zemljama. [3] Maksimalno opterećenje elektroenergetskog sistema (EES) BiH od 1.893 MW zabilježeno je u januaru 2022. godine, a istorijski maksimum od 2.207 MW 31. decembra 2014. godine. Nasuprot tome, minimalno opterećenje od 678 MW zabilježeno je u junu 2022. godine. U takvim okolnostima, u očekivanim uslovima rada elektrodistributivne mreže sa velikim brojem distribuiranih generatora povezanih disperzivno na EDM, treba osigurati da proizvodni moduli u svakom sinhronom području međusobno povezanog sistema ostanu priključeni na sistem za definisane raspone napona i frekvencije. To je nužno jer bi, unutar sinhronog područja, promjena frekvencije u jednoj državi članici odmah uticala na frekvenciju i potencijalno ugrozila funkcionalnost proizvodnje u drugim državama sinhronog područja. Siguran pogon sistema moguć je samo ako postoji bliska saradnja proizvođača i operatora sistema.

## 2. ISKUSTVA VEZANA ZA POVROTNE TOKOVE SNAGA KROZ NNV I DT

Dilema s kojom se suočavaju regulatori i distributeri električne energije u mnogim zemljama svijeta, naravno razijenijih država koje su se bavile predmetnim problemom, ogleda se u tome da ako se ne postavi ograničenje na distribuiranu generaciju PV i uopšte OIE koja treba da se poveže na EDM, može doći do ozbiljnih problema sa porastom napona tokom perioda maksimalne solarne penetracije. S druge strane, postavljanje ograničenja može biti štetno za promociju OIE i štetno po poslovanja elektroprivrednih kompanija. U svjetlu nastale energetske krize cijene električne energije na berzama dostigle su do tada nezabilježene vrijednosti te elektroprivredna preduzeća u BiH ali i regionu pokušavaju na sve načine smanjiti potrošnju građana, kojima se električna energija obračunava po regulisanim tarifnim cijenama, a sve viškove izvesti i prodati na inostranim tržištima. U prilog tome građani se potstiču na izgradnju malih fotonaponskih elektrana na svojim objektima, čija bi osnovna namjena bila proizvoditi električnu enegiju za vlastite potrebe i smanjiti potrebu domaćinstava za električnom energijom na minimum. Podsticanje “građanske proizvodnje” i podsticanje krajnjih kupaca električne energije da postaju kupci-proizvođači mora biti striktno praćeno limitiranošću određenog trafopodručja prije svega snagom instalisanih DTR a tako i maksimalnim opterećenjem distributivnog konzuma kao i opterećenjem pojedinih NNV. Da bi kupci-proizvođači kompenzovali cjelogodišnju potrošnju električne energije, koju ostvare za 8760 časova, sa PV panelima za pretpostavljeno ekvivalentno vrijeme rada pri maksimalnoj snazi od npr. 1200 časova godišnje, potrebno je značajno veća instalisana snaga PV panela nego što je to snaga sa kojom taj isti kupac učestvuje u jednovremenoj vršnoj snazi područja, prema kojoj se dimenzioniše DTR. Predmetno je izuzetno važno imati na umu pošto faktor jednovremenosti penetracije PV na određenom DP

teži 1, odnosno maksimalna proizvodnja dešava se jednovremeno. Stoga je neophodno postići balans prilikom određivanja limita, odnosno ograničenja u dozvoljenim snagama penetracije OIE po NNV i posebno u odnosu na instalirane snage DT. Početna razmatranja potrebe za predmetnim ograničenjima sežu do 1999. i naravno Kalifornije. Godine 1999., kalifornijsko regulatorno tijelo *California Public Utilities Commission* preporučilo je ograničavanje generacije na distributivnim mrežama na 15% vršnog opterećenja izvoda, kako bi se koliko god se može izbegao protok povratne snage. Osnovni razlog za postavljanje granice od 15% bio je taj što je minimalno opterećenje po izvodima procenjeno na oko 30% od vršnog opterećenja, a sa sigurnosnim marginama od 50%, 15% vršnog opterećenja moglo se bezbjedno integrisati bez izazivanja protoka povratne snage. Naravno, tako strogo limitiranje je naknadno ukinuto ali je zaživjeo princip limitiranja. U nekim zemljama ili oblastima, npr. u određenim dijelovima Indije isti limit od 15% primjenjuje se i danas. Nedostatak ograničenja generacije sa PV može dovesti do ozbiljnih problema sa porastom napona tokom perioda maksimalne solarne generacije, što može ugroziti stabilnost mreže i napajanja korisnika sistema. Takođe, brojne su studije i radovi istraživača koji dokazuju negativan uticaj povratnih tokova snage na DTR. Visoki nivo penetracije reflektuje se na povećanje gubitaka energije i probleme sa zaštitnom opremom, zbog tzv. efekta “sljepila” releja. U mrežama sa visokom penetracijom PV sistema, obrnuti protok energije može uzrokovati preopterećenje transformatora, preopterećenje mreže, po opremu štetne više napone i povećanje gubitaka. Fenomen obrnutog protoka energije javlja se kada generacija PV energije u mreži premašuje lokalnu potražnju za opterećenjem. Preopterećenje DTR je jedna od posledica mreže sa niskim opterećenjem i visokom penetracijom PV sistema, ali je zbog vrijednosti i značaja DTR kao i posljedica povećanja mogućnosti kvara DTR na isporuku i korisnike izuzetno nepovoljna. Zbog težnje da se koliko god je moguće smanji povratni tok snage i energije sa PV panela u Ontariju se praktikuje da se maksimalna instalirana snaga PV panela na nekom distributivnom području ograniči na 60% od minimalne potrošnje područja [4]. Pored navedenog, visoki stepen penetracije PV panela i preuzimanje primara u bilansu snaga tokom određenog dijela dana unosi velike rizike zbog smanjenja stabilnosti EES. Stabilnost sistema još uvijek se zasniva na inercionim masama rotora generatora, sa pripadajućim zamajnim masama na vratilima. Specifičnost provjere kriterijuma stabilnosti za proizvodne module povezane na elektrodistributivnu mrežu uslovljeno je manjim inercionim masama proizvodnih jedinica u poređenju sa većim proizvodnim jedinicama povezanim na visokonaponsku mrežu. Kako je opisano u [5], osnovni faktor koji određuje otpornost sistema na frekvencijske poremećaje je inerciona masa sistema. Distributivni generatori imaju znatno manju inercijalnu masu, a neki, poput PV, čak imaju nultu inerciju, jer ne rade na principu bilo kakve inercione mase.

### 3. USKLAĐENOST ZAKONODAVNOG OKVIRA PRIKLJUČENJA GENERATORA NA EES SA ACQUIS-IMA ENERGETSKE ZAJEDNICE

Poštujući zahtjeve Energetske zajednice, 12. januara 2018. godine “Stalna grupa visokog nivoa” usvojila je odluke koje uključuju kodove mreže za povezivanje u akte Energetske zajednice o električnoj energiji, to jest Uredbu Komisije (EU) 2016/631, Uredbu Komisije (EU) 2016/1388 i Uredbu Komisije (EU) 2016/1447. Uredbom (EU) 2016/631 definisana je obaveza generatora tipa B da zadovolje zahtjeve vezane za stabilnost rada pri propadu napona tokom simetričnih i nesimetričnih kratkih spojeva u sistemu kao i obavezu generatora tipa C da zadovolje dodatne zahtjeve u pogledu naponske stabilnosti propisane za frekventno osjetljivi režim rada, odnosno učešće u primarnoj regulaciji frekvencije. Državna regulatorna komisija za električnu energiju BiH (DERK) je 15. decembra 2021. godine donijela Odluku o odobravanju i primjeni Mrežnog kodeksa. Kako DERK i sam navodi, inoviranim tekstom provedeni su svi zahtjevi pravila EU-a za rad mreža u vezi priključenja elektrana prilagođeni pravnom okviru Energetske zajednice, odnosno odlukama Stalne grupe na visokom nivou i uredbi Evropske Komisije (EU) 2016/631, 2016/1388 i 2016/1447, te su na taj način uvršteni u pravnu regulativu BiH. Mrežni kodeks i Pravilnik o priključku definišu postupak izdavanja uslova povezivanja na prenosnu mrežu, 110kV, 220kV i 400kV, u nadležnosti Operatora prenosnog sistema (OPS). Mrežni kodeks strogo zahtjeva provjeru stabilnosti proizvodnih modula i ispunjavanje uslova prolaska proizvodnih modula tipa B, C i D kroz stanje kvara na mreži. Pravilnikom o priključku je definisana obaveza izrade Elaborata optimalnog tehničkog rješenja za povezivanje novih proizvodnih modula, u skladu sa zahtjevima iz Mrežnog kodeksa. Provjera usaglašenosti rada tokom probnog rada novih proizvodnih objekata sa odredbama Mrežnog kodeksa i ENTSO-E *Network Code* vrši se prema usvojenom dokumentu Testiranje usaglašenosti rada proizvodnih objekata. Dakle, nesporna je provjera ispunjavanja uslova prolaska kroz stanje kvara proizvodnih modula koji se povezuju na mrežu u nadležnosti OPS, na naponima većim od 110kV, odnosno za proizvodne module tipa D.

Dalje, ostaje upitno ispunjavanje uslova tranzijentne stabilnosti proizvodnih modula priključenih na naponskim nivoima u nadležnosti ODS a to su 0,4 kV, 10 kV, 20 kV i 35 kV, odnosno, proizvodnih modula tipa B i C. Posebno treba imati u vidu da je usvojeni prag instalirane snage za kategorizaciju proizvodnih modula između tipa C i D 20 MW, odnosno maksimalna snaga proizvodnih modula tipa C iznosi 20 MW a maksimalna snaga proizvodnih modula tipa B 10 MW. Izuzetak predstavlja priključenje proizvodnih modula na 10kV, 20kV ili

35kV sabirnice u TS 110/x kV, koje su u vlasništvu OPS. OPS je dopisom “Priklučenje Korisnika na SN u TS 110/x kV u vlasništvu Elektroprenos BiH” obavjestio sve ODS u BiH o obavezi izrade Elaborata optimalnog tehničkog rješenja priključenja novih proizvodnih modula, izrađenog u skladu sa zahtjevima iz Mrežnog kodeksa, u slučaju priključenja novih proizvodnih modula na 10kV, 20kV ili 35kV TS 110/x kV u vlasništvu OPS. Ovo potvrđuje provjeru ispunjavanja odonosno provjeru uslova stabilnosti. U daljem tekstu biće dat kritički presjek primjene zahtjeva uredbe koji se odnose na sposobnost prolaska kroz stanje kvara proizvodnih modula priključenih na SN mrežu u vlasništvu DSO.

Polazeći od sledećeg, BiH je država koja se sastoji od tri upravne jedinice i to dva entiteta: Republike Srpske (RS) i Federacije Bosne i Hercegovine (FBiH) te Brčko Distrikta. Energetski sektor je u nadležnosti Entiteta. U Bosni i Hercegovini postoji jedinstvena kompanija Elektroprenos BiH, što znači jedinstveni Operatora prenosnog sistema (OPS). Na drugoj strani, djelatnost Operatora distributivnog sistema (ODS) obavlja osam registrovanih subjekata: EPBiH, Javno preduzeće "Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne" DD Mostar (EPHZHB), Elektrodistribucija Javno preduzeće “Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko (EDBD) i pet nezavisnih ODS u sastavu vertikalno integrisane kompanije ERS. Zbog toga, moraju se pojedinačno razmotriti zakonske osnove za primjenu zahtjeva vezanih za stabilnost rada proizvodnih modula, kao i primjena istih u praksi za sve pojedinačne DSO.

U FBiH, kao što je ispred navedeno, postoje dva ODS unutar elektroprivrednih kompanija EPBiH i EPHZHB. Priklučenje proizvodnih objekata na mrežu ODS u FBiH vrši se prema dokumentu Mrežna pravila distribucije Operatora distributivnog sistema Javno preduzeće Elektroprivreda Bosne i Hercegovine D.D. – Sarajevo za ODS EPBiH iz 2018., odnosno prema dokumentu Mrežna pravila distribucije Operatora distributivnog sistema Javnog poduzeća "Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne" dioničko društvo Mostar za ODS EPHZHB iz 2017.. Ni jedan od ovih dokumenata nije usklađen sa zahtevima Uredbe (EU) 2016/13, pa tako ni sa uslovima vezanim za stabilnost rada proizvodnih modula. Dakle, ne postoje zakonske obaveze koje nameću provjere uslova vezanih za stabilnost rada proizvodnih modula.

U Brčko Distriktu, kao zasebnoj upravnoj jedinici, priključenje proizvodnih modula na elektrodistributivnu mrežu vrši se prema dokumentu Distributivna mrežna pravila iz 2011., odobrenom od strane DERK Odlukom o odobrenju distributivnih mrežnih pravila, koji nije usklađen sa zahtevima Uredbe (EU) 2016/13, pa tako ni sa uslovima vezanim za stabilnost rada proizvodnih modula.

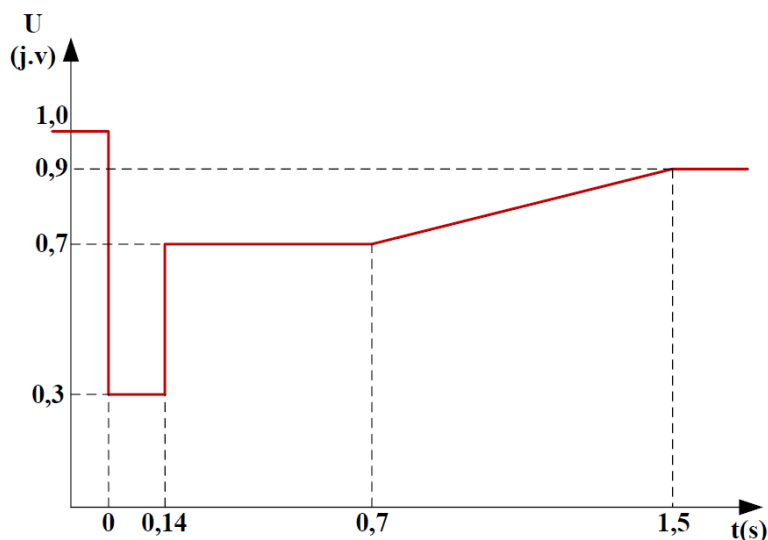
U Entitetu Republika Srpska, kao što je prethodno navedeno, registrovano je pet ODS koji posluju u okviru vertikalno integrisane elektroprivredne kompanije ERS. U svih pet ODS priključenje proizvodnih objekata na elektrodistributivnu mrežu vrši prema Pravilniku o uslovima za priključenje elektrana na elektrodistributivnu mrežu Republike Srpske iz 2022. Navedeni Pravilnik usklađen je sa zahtjevima Uredbe (EU) 2016/13 koji se odnose na zahtjeve u pogledu osposobljenosti elektrane za stabilan rad pri kratkim spojevima u elektroenergetskom sistemu i uslovima stabilnosti rada elektrane. Dakle, postoje jasne zakonske predispozicije i obaveze za primjenom zahtjeva vezanih za stabilnost rada pri propadu napona tokom simetričnih i nesimetričnih kratkih spojeva u sistemu u Entitetu Republika Srpska. Međutim, i pored postojanja zakonske predispozicije i obaveze provjere kriterijuma koji se odnose na stabilnost rada DG na EDM u u prethodnom periodu, Pravilnik iz 2014. bio je u predmetnom dijelu usklađen sa odredbama ENTSO-E *Network Code*, primjena istog u praksi ostala je upitna, o čemu je bilo riječi na prethodnom savetovanju CIRED Srbija. Pri tome je primjena predmetnih kriterijuma i zahtjeva vezanih za stabilnost rada proizvodnih modula prije, tokom i nakon trajanja poremećaja u mreži ocjenjena kao jako upitna, gdje su i doneseni zaključci da bi perspektivno stanje funkcionalnosti elektrodistributivnog sistema mogli biti jako ugroženi u uslovima velikog broja distributivnih generatora priključenih na elektrodistributivnu mrežu. Zbog svega navedenog i u takvim uslovima rada, i pored želje za omasovljenjem primjene OIE i njihove integracije u EES i EDM, sa aspekta rada DSO, zabrinjava ubrzani porast i povećanje snage proizvodnih modula priključenih na mrežu. Posebno ako su uzme u obzir trend priključenja OIE i EG naveden u uvodnom dijelu rada.

#### 4. KRITERIJUM TRANZIJENTNE STABILNOSTI

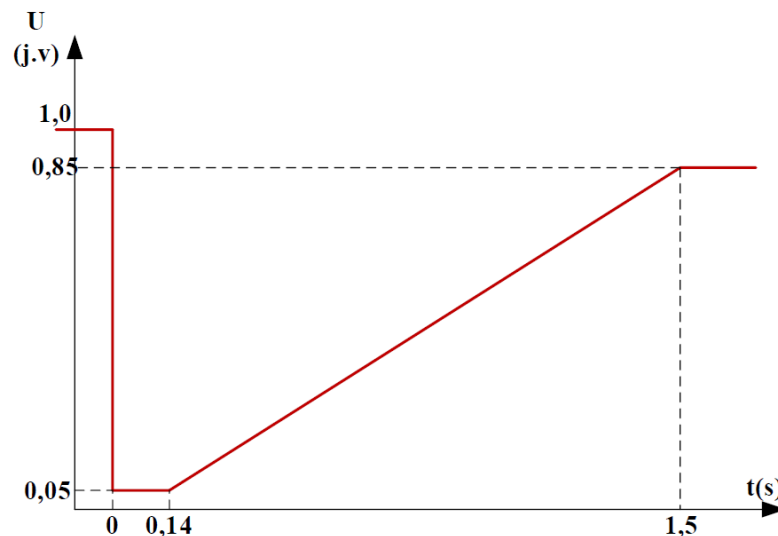
Na osnovu dugogodišnjeg prethodnog iskustva u predmetnoj oblasti i uvida u stanje sa primjenom i mogućnostima provođenja provjere osnovnih i proširenih tehničkih kriterijuma potrebnih prilikom ispitivanja mogućnosti priključenja elektrana na elektrodistributivnu mrežu, kao i funkcionalnih zahtjeva koji se postavljaju kao preduslov koji elektrana mora biti sposobna postići pri paralelnom radu sa elektrodistributivnom mrežom, autor predmetnog rada prepoznao je provjeru i dokazivanje uslova tranzijentne stabilnosti kao najkritičniji sa aspekta primjene standardnog korisnika, DSO - kojima je zakonom povjeren predmetni posao. Kroz predmetno I

naredno poglavlje rada ukazaće se na važnost dosljedne provjere predmetnog kriterijuma za elektrane priključene na elektrodistributivnu mrežu a simulacijom na modelu mreže isto praktično dokazati.

Uredbom komisije EU o uspostavljanju mrežnih pravila za zahtjeve za priključenje proizvođača električne energije na mrežu definisana je, između ostalog, i obaveza ispunjenja uslova tranzijentne stabilnosti elektrana za slučaj prolaznog kvara koji uzrokuje propade napona određene dubine i trajanja, i za elektrane manjih snaga koje se priključuju na naponskim nivoima koji pripadaju elektrodistributivnoj mreži. U samoj uredbi, ispunjenje kriterijuma tranzijentne stabilnosti definisano je na osnovu dijagrama, prikazanog na Slici 1, odnosno Slici 2. Konkretni vrijednosti parametara koji se moraju postići Uredbom nisu date, nego se preporučuju određene vrijednosti a korisnik mreže upućuje na OPS i ODS za dobijanje uslovljenih konkretnih vrijednosti. Prema istom, elektrana mora biti osposobljena za stabilan rad pri kratkim spojevima u elektroenergetskom sistemu, tokom kojih dolazi do propada napona na mjestu priključenja na distributivnu mrežu. U tom smislu, preostali napon na mjestu priključenja na distributivnu mrežu tokom kratkog spoja definisan je karakteristikom napon-vrijeme, kako je i prikazano na Slici 1, odnosno Slici 2. Za kratke spojeve tokom čijeg trajanja je preostali napon u funkciji vremena iznad propisane U-t krive, elektrane moraju, bez narušavanja stabilnosti rada, ostati u pogonu, osim u slučaju djelovanja zaštita od unutrašnjeg kvara elektrane. Propisana U-t kriva se definiše donjim limitom vrijednosti linijskih napona na mjestu priključenja na distributivnu mrežu tokom simetričnog kvara, kao funkcija vremena prije, tokom i poslije kvara. Kriterijum tranzijentne stabilnosti se proverava simuliranjem trofaznog kratkog spoja u neposrednoj električnoj okolini tačke priključenja elektrane. Kratak spoj se simulira na vodu koji je električno blizak tački priključenja elektrane tako da održani napon u tački priključenja bude manji 0.3 r.j. pri čemu bi trajanje kratkog spoja, trebalo biti veće do jednako 140 ms. Nakon isteka definisanog vremena trajanja kvara zaštitni uređaj isključuje vod pogođen kvarom koji do kraja simulacije ostaje van pogona. Isključenje voda pogođenog kvarom ne isključuje elektranu sa sistema.



Slika 1 - U-t kriva za sinhronu generatore [6,11]



Slika 2 - U-t kriva za ostale tipove generatora [6,11]

U zavisnosti od definisanog načina priključenja elektrane kratak spoj se simulira na:

- Početku jednog od priključnih vodova ako je elektrana na sistem priključena po principu ulaz–izlaz i ako se nazivna snaga elektrane u sistem može plasirati po bilo kom od ta dva voda. Ovo je slučaj kada je zadovoljen „N-1“ kriterijum sigurnosti.
- Nekom od otečepa izvoda na koji je priključena elektrana u slučaju radijalnog priključenja elektrane na sistem, s tim da isključenje tog otečepa ne isključuje elektranu sa sistema;
- Susjednom izvodu u TS u kojoj je priključen izvod na koji je priključena elektrana.

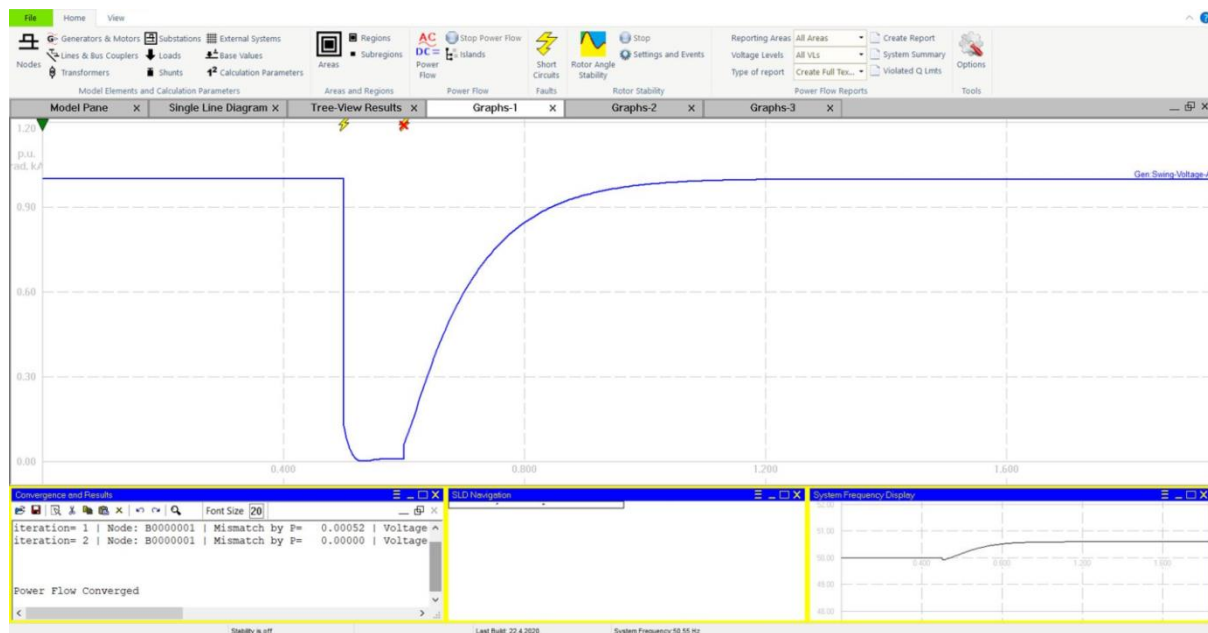
Kriterijum tranzijentne stabilnosti je zadovoljen ako sistem, nakon dejstva kratkog spoja, povrati ravnotežno stanje u kom se sve sistemske veličine nalaze u dozvoljenim granicama.

## 5. PRIMJER PRAVILNE PROVJERE STABILNOSTI RADA ED PODRUČJA SA DG

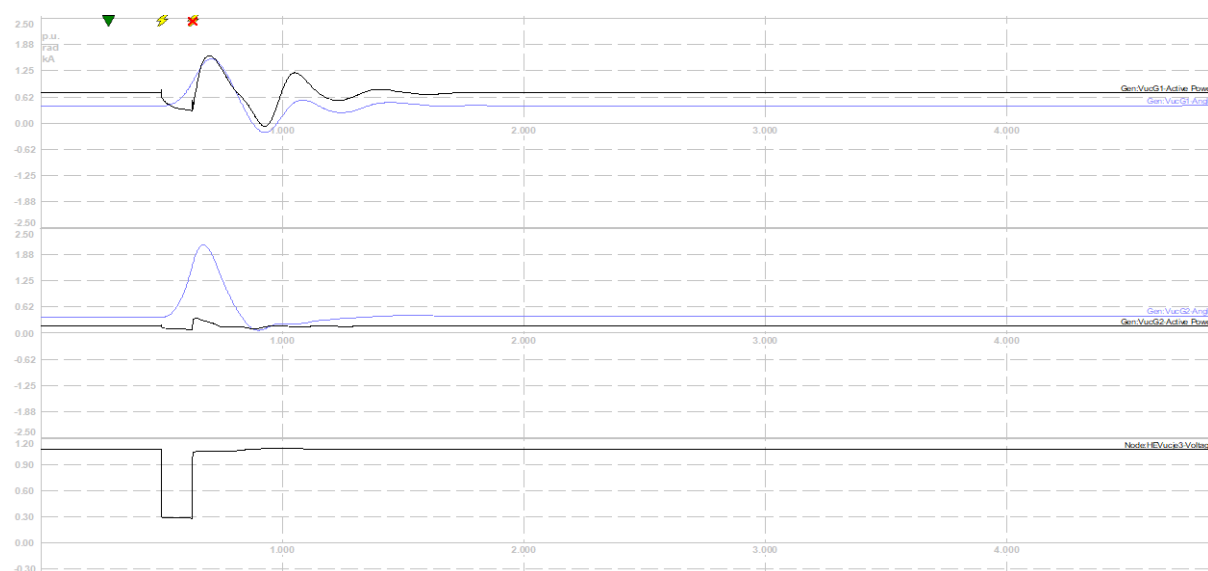
Elektrodistributivna mreža je glomazna, radijalno razgranata sa često nedovoljno prikupljenim ili najmanje ažuriranim bazama tehničkih podataka. Ovo ne samo otežava nego i djeluje obeshrabrujuće obrađivačima uslova priključenja DG da se sa potrebnim nivoom detaljnosti upuste u modelovanje kakvo zahtjeva kriterijum provjere rada DG na nekom određenom području. Iz dugogodišnjeg iskustva, kako na izradi Pravilnika o uslovima za priključenje elektrana na elektrodistributivnu mrežu Republike Srpske iz 2009., 2014. i 2022., tako i vršenja predmetnih proračuna na različitim elektrodistributivnom i elektroprenosnim područjima autoru rada poznata je količina i zahtjevani nivo tačnosti tehničkih podataka o elementima EDM i samim DG koji omogućavaju vršenje predmetnih analiza i proračuna na tehnički ispravan način.

Pozitivan primjer studioznog pristupa provjere funkcionalnosti rada elektrodistributivnog sistema sa svim priključenim elektranama na određenom elektrodistributivnom području izvršen je kroz projekat EuropeAid/1391 1 6/DH/SER/RS, odnosno izradu studije Načini priključenja obnovljivih izvora energije na elektrodistributivni sistem i pametne mreže, za Javno preduzeće Elektroprivreda Srbije, Beograd, za čije potrebe je i razvijen i specijalizovani softverski paket CASE, namjenjen za kompleksne statičke i dinamičke proračune EES i posebno rada EDM sa DG. Studijom su bila obuhvaćena pet elektrodistributivna područja.

Pošto je model ED Leskovac sadržao podatke potrebne za proračune tranzijentne stabilnosti, uz to bio i najveći, na tom primjeru demonstriran je praktični pristup provjere tranzijentne stabilnosti generatora na većem i jednom manjem generatoru u HE „Vučje“. U ovom simulacionom modelu se takođe nalaze i HE „Vrla 1“, HE „Vrla 2“, HE „Vrla 3“ koje su priključene na PS (110 kV) i HE „Vrla 4“ koja je priključena na DS (35 kV). Trofazni kratak spoj je simuliran na otečepu V3 – Dubrava, na udaljenosti 60% od ukupne dužine otečepa od prvog čvora (V3). Vrijeme događaja kvara je 0.5 s a vreme čišćenja kvara 0.63 s od početka simulacije. Drugim riječima, vrijeme trajanja kratkog spoja je 130 ms. Posmatračemo ugao rotora i aktivnu snagu generatora na većem i jednom manjem generatoru u HE „Vučje“, pošto su dva manja generatora istih karakteristika.

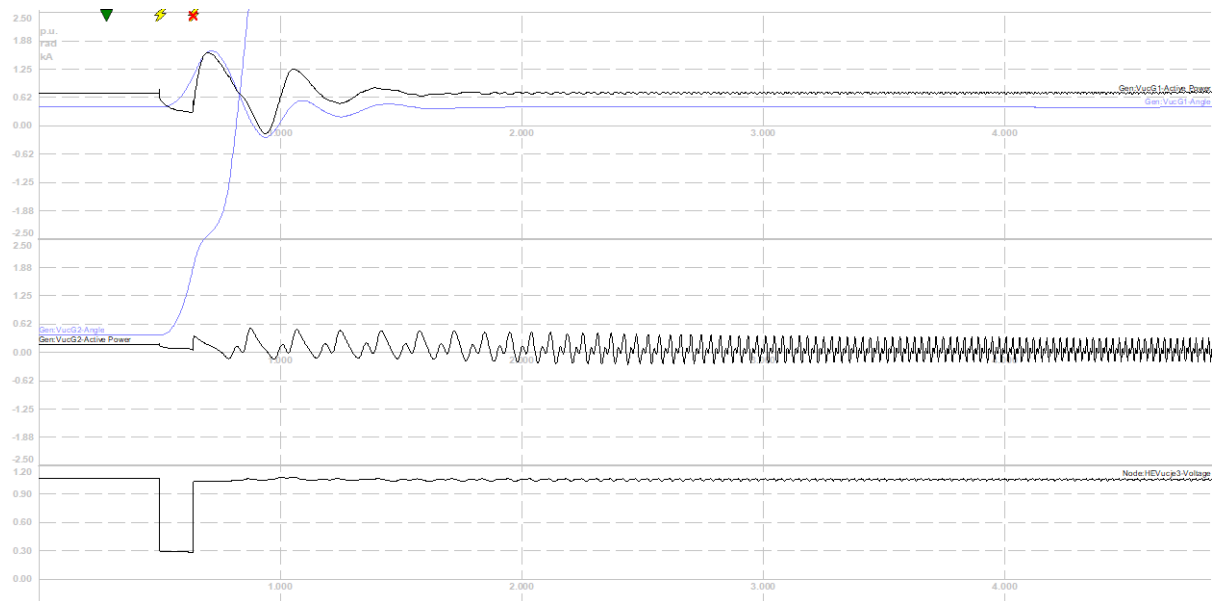


Slika 3 – Primjer simulacije napona na priključcima generatora za predmetne svrhe uz primjenu softvera CASE



Slika 4 - Ugao rotora i aktivna snaga generatora G1 i G2 i napon u tački priključenja HE „Vučje“ za vrijeme trajanja kvara od 130 ms

Otklanjanje kvara na vodu se vrši tako što se vod isključuje na oba svoja kraja. Sa slike se vidi da za vrijeme trajanja kvara aktivna snaga generatora ima trend pada dok ugao rotora raste usljed neravnoteže na vratilu mašine, pošto je mehanički momenat veći od električnog. U trenutku čišćenja kvara aktivna električna snaga mašina naglo raste i javlja se prigušeni oscilatorni proces kod oba generatora. Kao što se sa naredne slike vidi, ovaj prigušeni oscilatorni proces traje relativno kratko, oko 1 s. U nastavku analize ćemo povećati vrijeme trajanja kvara na 140 ms, tako što definišemo da se događaj čišćenja kvara dogodi u trenutku  $t=640$  ms. Na narednoj slici su prikazani ugao rotora i aktivna snaga oba generatora i napon u tački priključenja elektrane za vreme trajanja kvara od 140 ms.



Slika 5 - Ugao rotora i aktivna snaga generatora G1 i G2 i napon u tački priključenja HE „Vučje“ za vrijeme trajanja kvara od 140 ms– nestabilan rad manjih generatora

Sa slike se vidi da manji generator nakon čišćenja kvara ulazi u nestabilan režim rada, što se posebno vidi iz trenda naglog rasta ugla rotora. Još jedan jasan pokazatelj nestabilnog rada je talasni oblik aktivne snage generatora na kom se vide oscilacije velike amplitude koje se ne prigušuju u vremenu. Ugao rotora većeg generatora G1 se nakon čišćenja kvara i prelaznog procesa vraća na vrijednost koja je bila prije poremećaja. Na talasnom obliku aktivne snage generatora G1 se vide oscilacije male amplitude. Ove oscilacije nisu posljedica nestabilnog rada generatora G1 već generatora G2 koji se nalazi u njegovoj neposrednoj električnoj okolini i čiji nestabilan rad izaziva oscilacije male amplitude kod generatora G1. Upravo na prikazanom primjeru na najbolji način se dokazuje i oslikava značaj decidne primjene provjere kriterijuma tranzijentne stabilnosti DG i uticaja potencijalne nestabilnosti u radu jednog DG na rad drugih DG i rad ED sistema predmetnog područja.

## 6. ZAKLJUČAK

U svim razvijenijim državama svijeta intenzivna pažnja se posvećuje tranziciji tradicionalnih EES i EDS prema sistemu koji bi se bazirao na maksimalnim primjenama OIE, pri čemu se posebna pažnja posvećuje pouzdanosti i stabilnosti rada EDM u takvim okolnostima. Kako bi se takav cilj postigao, u državama Evrope i svijeta su izrađene ili se izrađuju veoma detaljne studije koje daju jasne smjernice po pitanju integracije OIE u EES putem DG. Sa druge strane, vezano za region Jugoistočne Evrope, zahtjevi EU i međunarodne obaveze u području energetskog sektora sadržane su u najvećoj mjeri u odredbama Ugovora o uspostavljanju Energetske zajednice, postepenim preuzimanjem ACQUIS-a EU. Odnosno, implementacijom odgovarajućih direktiva i uredbi EU iz područja električne energije i obnovljivih energetskih resursa, na čije primjene se BiH prethodno obavezala.

Kroz predmetni rad, a nadovezujući se na rad [16], jasno je dokazana dosljedna primjena uslova za prolazak kroz stanje kvara za proizvodne module koji se povezuju na mrežu pod nadležnošću OPS BiH sa naponskim nivoom >110 kV, odnosno, za proizvodne module tipa D. Međutim, takođe se ističe neusaglašena provjera zahtjevanih uslova za proizvodne module tipa B i C, dijelom zbog toga što zakonski i podzakonski akti koji definišu rad ODS u BiH nisu u skladu sa pravnim dostignućima EU i obavezama na koje se prethodno obavezala BiH, dijelom zbog nedosljednosti u primjeni. Izuzetak predstavlja priključenje proizvodnih modula na 10kV, 20kV ili 35kV sabirnice u TS 110/x kV, koje su u vlasništvu OPS, za koje se striktno zahtjeva primjena predmetnih kriterijuma.

Kroz prikazani primjer praktičnog proračuna na modelu stvarnog ODS sistema, prikazan je dijagram vremena oscilacija rotora i aktivne snage generatora od trenutka kvara u sistemu do potpunog ispada manjih generatora, odnosno, oscilacija rotora većeg generatora do trenutka kada se kvar isključuje na dalekovodu zaštitom. Ovo nedvosmisleno potvrđuje i ilustruje tvrdnju iznesenu u radu da masivniji inercioni sistem predstavlja osnovni faktor otpora na predmetne poremećaje. Specifičnost provjere kriterijuma stabilnosti za proizvodne module povezane na elektrodistributivnu mrežu uslovljeno je manjim inercionim masama proizvodnih jedinica u poređenju sa većim proizvodnim jedinicama povezanim na visokonaponsku mrežu. Distributivni generatori



imaju znatno manju inercijalnu masu, a neki, poput PV, čak imaju nultu inerciju, jer ne rade na principu bilo kakve inercione mase. Priloženi primer jasno pokazuje uticaj neustaljenog rada distribuiranog generatora na rad drugih generatora u blizini i, uopšte, na radne uslove u EDM.

I kao generalni zaključak predmetnog rada može se reći, ili bolje rečeno ponoviti od prethodni put kada je savetovanje CIRED Srbija u pitanju, potrebno je beskompromisno insistirati na obavezi provođenja studiozne provjere funkcionalnosti rada elektrodistributivnog sistema sa svim priključenim elektranama na određenom elektrodistributivnom području, postojećim i planiranim, kako prilikom elaboriranja mogućnosti i uslova priključenja svake nove elektrane na DM, tako i prilikom izrade planova razvoja. U suprotnom, perspektivno stanje distributivne mreže i performanse rada iste, kao i perspektivno stanje pogona DG priključenih na EDM, mogu biti bespovratno ugroženi !

## LITERATURA

- [1] A. Mehinović, EPBiH, How flexibility can be utilized in the distribution grid of EPB&H, prezentovano na „Flexibility for distribution grids“ USAID/IEEE PES Workshop, Tuzla, oktobar 2023.
- [2] Matični Holding “Elektroprivreda Republike Srpske” MP a.d. Trebinje, Program energetske održivosti za domaćinstava i privredu, Zaključak Uprave No. 04/1-012-2-2231/22, 2022.
- [3] F. Sher, N. Smječanin, H. Hrnjić, E. Bakunić, J. Sulejmanović, Prospects of renewable energy potentials and development in Bosnia and Herzegovina – A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews 189, 2024.
- [4] Charles Bayless, former Chairman, President, and CEO of Tucson Electric Power, “NET METERING”, prezentovano na Working Group SE ODS USAID/USEA, Skoplje, 2019.
- [5] G. R. Jenkins, V. Hamidi, Assessment of Fault Ride Through Requirement for Distributed Generators, 3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014), 2014.
- [6] Official Journal of the European Union, Commission Regulation (EU) 2016/13, Official Journal of the European Union L 112/1, 2016.
- [7] NOS BiH. Mrežni kodeks, 2019.
- [8] Službeni glasnik BiH, Pravilnik o priključku. Sarajevo: Službeni glasnik BiH, 95/08, 2008.
- [9] Službeni glasnik BiH, Pravilnik o izmjenama i dopunama Pravilnika o priključku. Sarajevo: Službeni glasnik BiH, 79/10, 2010.
- [10] Službeni glasnik BiH, Pravilnik o dopunama Pravilnika o priključku. Sarajevo: Službeni glasnik BiH, 60/12, 2012.
- [11] Entso-E, ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, 2013.
- [12] RERS, Pravilnik o uslovima za priključenje elektrana na elektrodistributivnu mrežu Republike Srpske, maj 2014.
- [13] FERK, Mrežna pravila distribucije Operatora distributivnog sistema Javno preduzeće Elektroprivreda Bosne i Hercegovine D.D. – Sarajevo, Službene novine Federacije BiH broj 34/18, 2018.
- [14] FERK, Mrežna pravila distribucije Operatora distributivnog sistema Javnog poduzeća "Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne" dioničko društvo Mostar, Službene novine Federacije BiH broj 59/17, 2017.
- [15] Javno preduzeće “Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko. (2011.), Distributivna mrežna pravila, No. 02.02-19-MK-37, 2011.
- [16] S.Đekić, Planiranje rada elektrodistributivne mreže sa velikim brojem distribuiranih generatora, CIRED Serbia, 2022., R-5.08
- [17] Izveštaj, 13. Konferencija o distribuciji električne energije u Srbiji sa regionalnim učešćem, 2022. - CIRED Srbija, 2022.