

Implementacija i razvoj pravila za priključenje generatorskih jedinica koje su preko invertora povezane na mrežu u Nemačkoj

Implementation and Development of Connection Requirements for Inverter Based Generation Units in Germany

Stanko Janković*, Bojan Ivanović**

* Electrical System Design, TenneT TSO GmbH

** Distribucija električne energije i upravljanje distributivnim sistemom, JP Elektroprivreda Srbije

Apstrakt - U radu su autori dali osvrt na razvoj nekonvencionalnih jedinica za proizvodnju električne energije u Nemačkoj u poslednjih 10 godina sa pogledom na moguće scenarije u 2035. i 2040. godini. Dinamički razvoj proizvodnje iz obnovljivih izvora energije doveo je do toga da se u pojedinim delovima Nemačke plan za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora za 2025. dostigne još u 2011. godini. Imajući u vidu da je oko 97% svih proizvodnih jedinica na obnovljive izvore energije povezano na distributivne mreže, nameće se pitanje operativnog upravljanja proizvodnje. U radu su data tehnička rešenja za upravljanje proizvodnjom iz obnovljivih izvora kao i potrebni tehnički zahtevi za priključenja generatorskih jedinica koje su preko invertora povezane na mrežu u cilju očuvanja stabilnosti elektroenergetskog sistema.

Ključne reči - obnovljivi izbori energije, pravila priključenja, operativno upravljanja proizvodnje

Abstract - The authors review the development of unconventional power generation units in Germany in the last 10 years with a view to possible scenarios in 2035 and 2040. The dynamic development of production from renewable energy sources led to the fact that in some parts of Germany the plan for the production of electricity from renewable sources for 2025 was reached in 2011. Bearing in mind that about 97% of all renewable energy production units are connected to distribution networks, the question of operational production management arises. The paper presents technical solutions for the management of production from renewable sources, as well as the necessary technical requirements for the connection of generator units that are connected to the grid via inverters in order to preserve the stability of the power system.

Index Terms - renewable energy sources, connection requirements, operational production management

I UVOD

Zahtevi za priključenje proizvodnih jedinica na obnovljive izvore energije u sinhronoj oblasti kontinentalnog dela Evrope su definisani na nekoliko nivoa. Najviši nivo

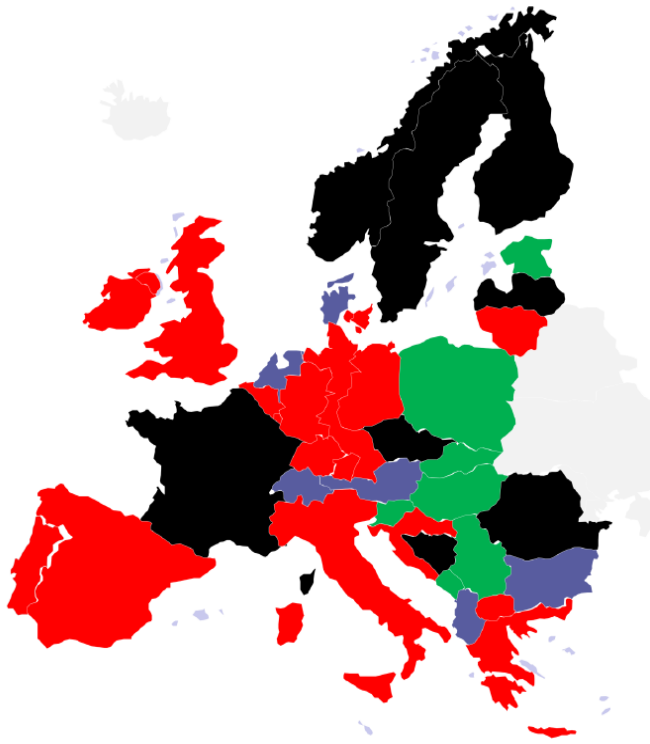
predstavljaju pravila o radu izdata od strane Evropske asocijacije operatora prenosnih sistema za električnu energiju (eng. European Network of Transmission System Operators for Electricity, skraćena ENTSO-E) koji su nakon javne rasprave 2016. godine usvojeni kao zakonska regulativa Evropske unije [1], [2]. Savezna Republika Nemačka kao članica Evropske unije i ENTSO-E ima obavezu da prati tehničke zahteve koji su definisani za nadnacionalni nivo od strane Evropske komisije i ENTSO-E. Na nacionalnom nivou je potrebno da svaka članica ENTSO-E definiše dodatne zahteve koji nisu iscrpno definisani u [1], [2]. Nacionalna pravila za priključenja u Nemačkoj su definisana za svaki naponski nivo: na mrežu niskog napona u [3], na mrežu srednjeg napona u [4], na mrežu visokog napona u [5], mrežu ekstra visokog napona u [6] i za sisteme koji su povezani visokonaponskim vodovima jednosmerne struje u [7]. Do sada su skoro svi zahtevi za priključenje obnovljivih izvora definisani tako da invertori prate električnu frekvenciju u mreži. Ovakav način rada regulacionog sistema invertora se još naziva „za praćenje mreže“ (eng. Grid Following). Tako da bez sinhronih mašina nije moguće niti uspostavljanje elektroenergetskog sistema nakon kolapsa, niti je moguće imati elektroenergetski sistem koji bi se 100% napajao od strane generatorskih jedinica koje su preko invertora povezane na mrežu. U cilju ostvarenja energetske nezavisnosti, balans u korist proizvodnih jedinica koje su preko invertora povezane na mrežu u odnosu na sinhronu mašine uvodi dodatne probleme vezane za stabilnost elektroenergetskog sistema. Izazovi vezani za stabilnost sistema koji su identifikovani na scenarijima velikog doprinosa u proizvodnji električne energije iz obnovljivih izvora su dati u [8-14]. Tako da se nameće potreba za definisanjem tehničkih zahteva za invertore za „formiranje mreže“ (eng. Grid Forming) kao i pitanje, kada je potrebno imati u pogonu instalacije sa „Formiranjem mreže“ da bi se obezbedila stabilnost elektroenergetskog sistema.

II PRIKLJUČENJE OBNOVLJIVIH IZVORA ELEKTRIČNE ENERGIJE U SINHRONOJ OBLASTI KONTINENTALNOG DELA EVROPE

Potrebno je prvo definisati šta je sve presudno u odnosu na potrebe za invertore za formiranje mreže (eng. Grid Forming). Sposobnost invertore za formiranja mreže potrebno je da bi se

osigurala stabilnost prenosnog sistema u budućem odsustvu konvencionalnih izvora električne energije, tj. sinhronih mašina (eng. Synchronous Power Generating Modul, skraćenica SPMG). Smanjenje broja sinhronih mašina u Evropskoj uniji se vrši u cilju Evropskog zelenog dogovora (eng. European Green Deal) koji predstavlja set zakona sa kojima bi se postigao cilj neutralnosti na uticaj klime u 2050. godini. Nemačka, kao jedna od vodećih zemalja u integraciji obnovljivih izvora u Evropi, suočice se sa izazovima stabilnosti čak i brže od ostalih država članica izlaskom iz pogona nuklearnih elektrana i elektrana na čvrsta fosilna goriva. Ovo dovodi do smanjenja obrtnih masa, inercije i trenutni brzi odziv na promenu električne frekvencije (eng. Fast Frequency Response, skraćenica FFR).

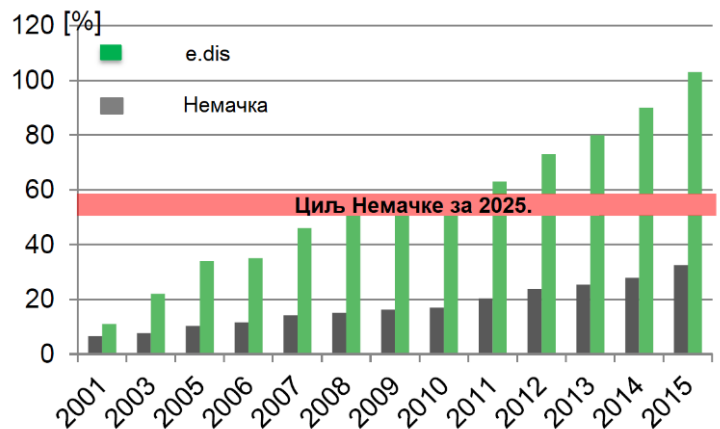
Jedan od pokazatelja odnosa instalirane snage obnovljivih izvora i sinhronih mašina je inerciona konstanta H . Priključenje generatorskih jedinica koje se preko invertora priključuju na mrežu redukuju vrednost inercione konstante. Na Sl. 1 je data informacija o doprinosima u ukupnoj inerciji kod članica ENTSO-E [15].



Slika 1. Doprinos u inerciji, zelena $H > 4$ s vrlo dobar doprinos, crna $3 < H < 4$ s dobar doprinos, ljubičasta $2 < H < 3$ s marginalni doprinos, crvena $H < 2$ s ograničen doprinos [15]

Na osnovu studije Dena za distributivnu mrežu u Nemačkoj [16] (naponski nivo ≤ 110 kV) instalisani kapacitet obnovljivih izvora energije 2011. je iznosio 65 GW od kojih 97% je instalirano u distributivnoj mreži (2 GW na prenosnoj mreži i 63 GW u distributivnoj mreži). Na Sl. 2 je dat dijagram proizvodnje na godišnjem nivou iz obnovljivih izvora energije kod jednog od operatora distributivnog sistema u Nemačkoj „e.dis“, ukupna proizvodnja iz obnovljivih izvora u Nemačkoj i cilj Saveznog ministarstva za privredu i energetiku.

Sa dijagrama sa Sl. 2 se vidi da je cilj za proizvodnju iz obnovljivih izvora energije za 2025. godinu premašen još 2011. kod operatora distributivnog sistema e.dis. Tako da se javila potreba da se nađe tehničko rešenje čime bi se sprečilo zagušenje u mreži i našlo adekvatno rešenje za operativno upravljanje obnovljivim izvorima na distributivnoj mreži. Saglasno paragrafu 9 zakona o obnovljivim izvorima [17] i tehničkim zahtevima za priključenje e.dis, sve proizvodne jedinice sa instalisanom snagom ≤ 500 kW moraju biti opremljeni radio-talasnim prijemnikom za ograničavanje proizvodnje, dok proizvodne jedinice sa instalisanom snagom > 500 kW moraju biti opremljene sa dvosmernom tele-regulacijom. Ograničenje proizvodnje se vrši 0% / 30% / 60% / 100% od odobrene instalisane aktivne snage. Podešenje zahtevane ciljne vrednosti je manje od jednog minuta. Postepeno povećavanje proizvodnje je moguće po stopi od maksimalno 10% po minuti. Tab. 1 daje komparativnu analizu radio-talasnog i tele-regulacije.



Slika 2. Proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora u odnosu na ukupnu proizvodnju [18]

Tabela 1. Poređenje radio-talasnog i tele-regulacije obnovljivih izvora povezanih na distributivnu mrežu [18]

Radio telesna-regulacija	Tele-regulacija
Prenos putem dugih talasa	Direktna veza - dvosmerna
Jednosmerna	Povratne informacije u realnom vremenu i status generatora
Ne postoji povratna informacija o trenutnom stanju	IEC 60870-5-104
Niskobudžetno rešenje	Visoka cena
	Postojanje dodatnih funkcija (regulacija reaktivne snage)

Instalisana snaga proizvodnih jedinica iz konvencionalnih i obnovljivih izvora za period 2017. – 2019. kao i četiri moguća scenarija za ciljne godine 2035. i 2040. u Nemačkoj su data u Tab. 2 (Agencija za energetiku, jun 2020.).

Tabela 2. Bilans instalisane snage u Nemačkoj za period 2017.-2019. i perspektiva u 2035. i 2040., Agencija za energetiku Nemačke, jun 2020.

Energetski izvor	Instalisana snaga [GW]						
	2017.	2018.	2019.	Scenario A 2035	Scenario B 2035	Scenario V 2035	Scenario B 2040
nuklearke	10,8	9,5	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
lignit	24,0	20,9	20,9	7,8	0,0	0,0	0,0
antracit	24,0	23,8	22,6	0,0	0,0	0,0	0,0
prirodni gas	29,8	30,3	29,3	38,1	42,4	46,7	42,4
ulje	4,4	4,4	4,4	1,3	1,3	1,3	1,1
umpna-akumulacija	9,5	9,8	9,8	10,2	10,2	10,2	10,2
drugi konvencionalni izvori	0,004	0,004	0,004	3,8	3,8	3,8	3,7
Ukupno iz konvencionalnih izvora	102,6	98,6	95,7	61,2	57,7	62,0	57,4
vetroelektrane onšor	50,2	52,4	52,7	81,5	86,8	90,9	88,8
vetroelektrane ofšor	5,4	6,4	6,6	28,0	30,0	34,0	40,0
fotonaponski paneli	42,3	45,2	47,4	110,2	117,8	120,1	125,8
drugi obnovljivi izvori	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
biomasa	7,7	8,1	8,3	6,8	7,5	8,7	8,2
hidroelektrane	4,8	4,8	4,8	5,6	5,6	5,6	5,6
Ukupno iz obnovljivih izvora	111,6	118,3	121,0	233,4	249,0	260,6	269,7
Suma	214,2	216,9	216,8	294,6	306,7	322,6	255,9

III TEHNIČKI ZAHTEVI ZA INVERTORE ZA FORMIRANJE MREŽE

Ekspertska grupa za brzi doprinos od strane modula elektroenergetskih parkova i pretvarača visokonaponskih vodova jednosmerne struje usled kvara (eng. Expert Group "Fast Fault Current Contribution from PPMs & HVDC), u kojoj su učestvovali predstavnici sa univerziteta i proizvođača visokonaponskih vodova jednosmerne struje, vetrogeneratora i fotonaponskih sistema, su predložili klasifikaciju pretvarača elektroenergetskih parkova u tri klase [15].

A - Klasa 1 modula elektroenergetskih parkova

Klasa 1 modula elektroenergetskih parkova (ili modul elektroenergetskih parkova sa inverterima za formiranje mreže) treba da bude u stanju da učestvuje u operativnom upravljanju elektroenergetskog sistema naizmjenične struje (od ekstra visokog do niskog napona) usled normalnog rada, poremećaja, vanrednog stanja uključujući ekstremno napajanje od 100% iz generatorskih jedinica koje su preko invertora povezane na mrežu, bez potrebe oslanjanja na uslužne delatnosti sinhronih generatora.

Kao dodatak mogućnosti modula elektroenergetskoga parka Klase 3 i 2, Klasa 1 modula elektroenergetskog parka obezbeđuje upravljanje sa podrškom uslužnih delatnosti unutar jedne periode što omogućava 100% proizvodnju kroz energetsku elektroniku, sadrži sledeće:

- Uspostavlja napon u sistemu (ne oslanjajući se na kolebljivost postojećeg napona u mreži),
- Doprinos usred kvara (uključujući doprinos i pozitivne i negativne komponente),
- Deluje na suzbijanju harmonika i inter-harmonika napona,
- Deluje na suzbijanju nesimetrije napona,

- Doprinosi u ukupnoj inerciji sistema ili obezbeđuje brz odziv na promenu električne frekvencije,
- Podržava brzu dinamiku (unutar jedne periode) opstanka usled podele sinhronne zone i usled delimičnog (eng. Brown out) ili potpunog kolapsa (eng. Black out),
 - Obezbeđujući dovoljno vremena za rad automatike za isključenje potrošnje usled niske frekvencije (eng. Low Frequency Demand Disconnection, skraćena LFDD),
 - Uspostavljanje sistema nakon delimičnog ili potpunog kolapsa,
 - Doprinos stabilnosti za vreme prve oscilacije.
- Regulatori deluju na suzbijanju pogoršanja interakcije regulacije sistema,
 - Izbegavanje doprinosa super sinhronoj nestabilnosti električne frekvencije,
 - Izbegavanje doprinosa pod-sinhronne rezonance,
 - Ne čini nepraktične studije dinamike sistema kroz složene interakcije ne-fundamentalne frekvencije.

B - Klasa 2 modula elektroenergetskih parkova

Klasa 2 je podeljena u tri podklase: 2A, 2B i 2V. Klasa 2 modula elektroenergetskog parka je „Napredna regulacija“ i kao takva predstavlja dodatak mogućnosti na Klasu 3 modula elektroenergetskih parkova.

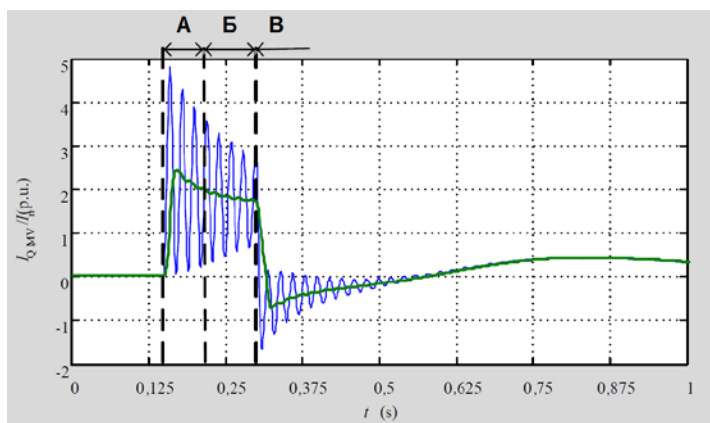
Kao dodatak zahtevima Klasi 3 i Klasama 2B i 2V, Klasa 2A treba da obezbedi:

- Regulaciju napona kroz generaciju reaktivne snage kada je proizvodnja aktivne snage jednaka 0,00 MW ($P = 0$),
- Prigušenje oscilacija,
- Brzo injektiranje struje usled kvara (eng. Fast Fault

Injection, skraćenica FFCI),

- FFCI – Period B i V za pozitivnu komponentu (pogledati Sl. 3),
- FFCI – Period B + V za negativnu komponentu (pogledati Sl. 3),
- FFCI – Period B + V obezbeđuju statizam izabran između reaktivne i aktivne komponente struje (pogledati Sl. 3).

Dijagram na Sl. 3 ilustruje tipični odziv sinhronog generatora na trofazni kratak spoj. Vertikalne linije dele dijagram u tri perioda. Plavom bojom na Sl. 3 je označena trenutna vrednost reaktivne komponente struje generatora, dok je zelenom bojom označena vrednost pozitivne komponente.



Slika 3. Tipičan odziv sinhronog generatora usled trofaznog kratkog spoja uključujući vremenske periode A, B i V [12]

Inicijalni period usled kvara (vremenski period A): Brzi odziv i doprinos usled kvara (unutar 40 ms) je bitno prepoznati, odrediti mesto i inicirati brzo i selektivno čišćenje kvara od strane relejne zaštite. U ovom periodu je brzi odziv u doprinosu struje kvara važniji od postizanja zahteva za mogućom tačnošću (i za amplitudu i za fazni ugao).

Nastavak trajanja kvara (vremenski period B): Brzi odziv i doprinos usled kvara potpomaže održavanju napona i električne frekvencije. Zahtevi za tačnošću treba da budu ispunjeni u ovom periodu u cilju praćenja usaglašenosti prilikom testiranja. U ovom vremenskom periodu zahtev za brzim odzivom i doprinosom struje usled kvara treba da bude definisan u cilju prevencije pre svega problema posmatrane sinhronne oblasti. Za velike sinhronne oblasti najbitniji je napon mreže, dok za male sinhronne oblasti najbitnije je održavanje električne frekvencije.

Period nakon čišćenja kvara (vremenski period V): brzi odziv i doprinos struje ponovo uspostavlja napon i aktivnu snagu u cilju uklanjanja odgovarajuće devijacije električne frekvencije. Tačnost regulacije je od presudne važnosti ili značaja da bi se izbegli prenaponi u mreži. U ovom periodu se završava prelazni proces ka normalnom radnom stanju i pri tom se postižu vrednosti aktivne i reaktivne snage pre nastanka kvara.

Kao dodatak zahtevima Klasi 3 i Klasi 2V, Klasa 2B treba da obezbedi:

- Regulaciju napona – dinamiku,
- Mod osetljiv na promenu električne frekvencije (eng. Frequency Sensitive Mode, skraćenica FSM),
- Mod ograničeno osetljiv na promenu električne frekvencije (eng. Limited Frequency Sensitive Mode, skraćenica LFSM).
- Kao dodatak zahtevima Klasi 3, Klasa 2V treba da obezbedi:
 - Osnovnu karakteristiku prolaska kroz kvar (eng. Fault Ride Through, skraćenica FRT),
 - Regulacija napona – ustaljenog stanja kada je proizvodnja aktivne snage različita od 0,00 MW ($P \neq 0$).

C - Klasa 3 modula elektroenergetskih parkova

Klasa 3 modula elektroenergetskog parka predstavlja osnovni nivo funkcionalnosti pretvarača povezanog na mrežu, sa osnovnim fokusom na zaštitu pretvarača od oštećenja.

Sposobnost na generisanje ili potrošnju specificiranog iznosa aktivne i/ili reaktivne snage kada je povezan na već postojeću mrežu naizmenične struje, oslanjajući se na uticaj sinhronih generatora ili Klase 1 modula elektroenergetskih parkova u cilju održavanja napona ili kvaliteta električne energije u prihvatljivim opsezima.

IV ZAKLJUČAK

Obnovljivi izvori energije dovode do jake decentralizacije u proizvodnji električne energije. Oscilacije u proizvodnji i smanjenje inercije sistema smanjuju stabilnost sistema i povećavaju oscilacije električne frekvencije. Zbog dinamičke evolucije mreže skoro da nije moguće raditi dugoročne planove razvoja. Tako da zahtevi za priključenje invertora za formiranje mreže treba da budu definisani u pravilima o radu prenosnog sistema. Potrebno je nastaviti istraživanja na potrošačima, akumulacionim postrojenjima i integrisanim energetske sektora u cilju postizanja njihovih punih potencijala. Elementi elektroenergetskog sistema koji su u vlasništvu prenosnih mreža, kao što su visokonaponski vodovi jednosmerne struje, FACT uređaji i statički kompenzatori, su direktni kandidati za istraživanje razvoja mogućnosti opreme za formiranje mreže. Generatorske jedinice koje su preko invertora povezane na električnu mrežu i akumulaciona postrojenja koja su povezana na prenosnu mrežu i niže naponske nivoe potrebno je da ispune sledeća očekivanja:

- Većina budućih instalacija treba da bude opremljena regulacionim sistemima za formiranje mreže da bi se postigao u potpunosti cilj neophodne podele u zahtevima za formiranje mreže. Potrebno je uzeti u obzir postojeće uređaje sa regulacionim sistemima za praćenje mreže koji će ostati u pogonu.
- Potrebno je, što je pre moguće, implementirati regulacione sisteme za formiranje mreže. Funkcionalni zahtevi treba da budu uključeni ENTSO-E mrežna pravila.

Ako se izostavi i jedan od sedam zahteva u Klasi 1 (vidi poglavlje III), ne može se smatrati da modul elektroenergetskog parka ispunjava zahteve za formiranje mreže.

LITERATURA

- [1] EU Commission, „Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators“.
- [2] EU Commission, „Commission Regulation (EU) 2016/1447 of 26 August 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules“.
- [3] VDE, „VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2018-11 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, 2018
- [4] VDE, „VDE-AR-N 4110 Anwendungsregel:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)“, 2018
- [5] VDE, „VDE-AR-N 4120 Anwendungsregel:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)“, 2018
- [6] VDE, „VDE-AR-N 4130 Anwendungsregel:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)“, 2018
- [7] VDE, „VDE-AR-N 4131 Anwendungsregel:2019-03 Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen (TAR HGÜ)“, 2019
- [8] MIGRATE Deliverable 1.1, “Report on systemic issues”, 2016
- [9] ENTSO-E, “Memorandum entitled: Minimum required inertia for Continental Europe”.
- [10] ENTSO-E System Protection & Dynamics Sub Group, “Frequency stability evaluation criteria for the synchronous zone of continental europe,” Technical Report, 2016
- [11] ENTSO-E, “Future system inertia–Report prepared by Energinet.dk, Fingrid, Stanett and Svenska kraftnät, Brussels,” Available at: www.entsoe.eu.
- [12] National Grid ESO, “Final Technical Report on the events of 9 August 2019”, 6 September 2019.
- [13] NERC, “Improvements to Interconnection Requirements for BPS-Connected Inverter-Based Resources,” 2019.
- [14] Australian Energy Market Operator, “Black system south Australia 28 SEPTEMBER 2016 – Final report,” tech. rep., 2017.
- [15] ENTSO-E, „High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS),“ 2017.
- [16] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. (kurz: dena-Verteilnetzstudie),“ Berlin, 2012.
- [17] Bundesamt für Justiz, „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017),“ Bundesministerium der Justiz und Verbraucherschutz, 2017.
- [18] *Integracija obnovljivih izvora energije*. [Performance]. e.dis, 2016.
- [19] ENTSO-E, „Fault current contribution from PPMS & HVDC,“ 2017.

AUTORI

Stanko Janković, inženjer elektroenergetsog sistema za planiranje mreže, TenneT TSO GmbH, stanko.jankovic@tennet.eu

Bojan Ivanović, šef službe za automatizaciju distributivne mreže, JP Elektroprivreda Srbije, bojan.ivanovic@eps.rs