Broj rada: R3-07
DOI:10.46793/CIRED2026.R3-07_266

PRAKTIČNA ISKUSTVA PTP TESTIRANJA RAZMENE PODATAKA I FUNKCIONALNIH ISPITIVANJA USKLAĐENOSTI PROIZVODNOG MODULA FNE TIPA B SA ZAHTEVIMA ODS-A

PRACTICAL EXPERIENCE WITH POINT-TO-POINT DATA EXCHANGE TESTING AND FUNCTIONAL COMPLIANCE TESTING OF A TYPE B PV POWER-GENERATING MODULE AGAINST DSO REQUIREMENTS

Ekrem SOFTIĆ, JP Elektroprivreda BiH, Sarajevo, Bosna i Hercegovina*
Radenko ŠKORO, ELNOS, Banja Luka, Bosna i Hercegovina
Adnan AHMETHODŽIĆ, JP Elektroprivreda BiH, Sarajevo, Bosna i Hercegovina

KRATAK SADRŽAJ

Rad prikazuje praktična iskustva Point-to-Point (PtP) testiranja razmene podataka između fotonaponske elektrane (FNE) i SCADA sistema operatora distributivnog sistema (ODS). PtP testiranje verifikovalo je operativnu funkcionalnost testiranog dela komunikacionog i upravljačkog sistema između proizvodnog modula i SCADA sistema ODS-a, ali je istovremeno identifikovalo tehničke nedostatke koji nisu bili uočljivi tokom redovnog pogona. Pri niskoj sunčevoj iradijansi i proizvodnji približno 15 % Pmax nije bilo moguće izvršiti reprezentativnu verifikaciju gradijenta regulacije aktivne snage. Rad ukazuje da PtP testiranju treba da prethode dokumentaciona provera usklađenosti, pregled relevantnih izveštaja o ispitivanjima generatorskih jedinica i zaštite interfejsa prema EN 50549-10, provera TK sistema i usaglašavanje signalne liste SCADA sistema ODS-a i RTU-a elektrane.

Ključne reči: SCADA, FNE, IEC 60870-5-104, observabilnost, PtP testiranje

ABSTRACT

The paper presents practical experience with Point-to-Point (PtP) data exchange testing between a photovoltaic power plant (PVPP) and the distribution SCADA system of the distribution system operator (DSO). PtP testing confirmed the operational functionality of the tested part of the communication and control system between the power-generating module and the DSO SCADA system, while simultaneously identifying technical deficiencies that were not evident during normal operation. Under low irradiance conditions and generation approximately 15 % Pmax, representative verification of active power ramp-rate control could not be achieved. The paper indicates that PtP testing should be preceded by a documentary compliance review, review of relevant test reports for generating units and interface protection in accordance with EN 50549-10, verification of the telecommunication system, and harmonisation of the signal lists in the DSO SCADA system and the power plant RTU.

* Ekrem Softić, ekrem.s@epbih.ba; Radenko Škoro, skororradenko@gmail.com; Adnan Ahmethodžić, a.ahmethodzic@epbih.ba

Keywords: SCADA, PVPP, IEC 60870-5-104, observability, PtP testing.

UVOD

Ubrzana integracija obnovljivih izvora energije u distributivne mreže nameće ODS-u nove tehničke i operativne zahteve. Osnovni zadatak operatora je da obezbedi sigurnost ljudi i opreme, kao i siguran i stabilan rad elektroenergetskog sistema, dok se funkcije operativnog i tržišnog upravljanja moraju realizovati unutar granica koje ne ugrožavaju ove prioritete. Zahtevi koji se odnose na razmenu podataka i upravljanje proizvodnim modulom obuhvataju funkcije različite namene, prioriteta i zahtevanog odziva. Zaštitno delovanje na prekidač za odvajanje i pouzdan prenos njegovog statusa od neposrednog su značaja za sigurnost, dok brza obustava isporuke aktivne snage (Ceasing Active Power) predstavlja funkciju visokog prioriteta za podršku stabilnosti sistema. Smanjenje aktivne snage prema nalogu operatora (Active Power Reduction) predstavlja odvojenu funkciju kontrolisanog upravljanja proizvodnjom, koja se može koristiti za operativne, balansne ili tržišne potrebe.

Prenos merenja, statusnih i alarmnih informacija, upravljačkih komandi i zadatih vrednosti aktivne snage realizuje se standardizovanim komunikacionim protokolima između elektrane i SCADA sistema ODS-a. Time ODS ostvaruje observabilnost proizvodnog modula, nadzor stanja sklopnih aparata i mogućnost daljinskog upravljanja u skladu sa pogonskim zahtevima mreže. Brza obustava isporuke aktivne snage, operativno smanjenje proizvodnje i upravljanje prekidačem mogu koristiti istu komunikacionu infrastrukturu, ali moraju biti funkcionalno razdvojeni prema nameni, prioritetu i zahtevanom odzivu. Promena zadate aktivne snage izvršava se prema standardizovanom gradijentu čime se ograničavaju nagle promene tokova aktivne snage i smanjuje dinamički uticaj elektrane na napon u distributivnoj mreži.

PtP testiranje predstavlja završnu end-to-end proveru razmene procesnih podataka i realizovanih upravljačkih funkcija između elektrane i SCADA sistema ODS-a. Funkcionalnim ispitivanjima dodatno se proverava da li komunikacioni i upravljački sistem kao celina ispunjava zahteve ODS-a, uključujući fizičko izvršenje komandi, povratne informacije i odziv proizvodnog modula na zadatu vrednost aktivne snage. Ova ispitivanja nisu detaljno standardizovana i ne predstavljaju zamenu za celokupan postupak dokazivanja usklađenosti proizvodnog modula prema regulatornim zahtevima.

Rad prikazuje praktična iskustva PtP testiranja i funkcionalnih ispitivanja predmetne FNE sa jednim proizvodnim modulom, priključene na SN distributivnu mrežu. Posebna pažnja posvećena je metodologiji testiranja, ograničenjima pogonskih uslova, pouzdanosti komunikacionog kanala i razlikovanju upravljačkih funkcija aktivne snage.

1. REGULATORNI OKVIR

Uredba Komisije (EU) 2016/631, odnosno NC RfG (Network Code on Requirements for Generators) [1], uspostavlja zajednički evropski okvir tehničkih zahteva za priključenje proizvodnih modula na elektroenergetsku mrežu. Konkretna primena zahteva, izbor parametara i način tehničke realizacije uređuju se nacionalnim mrežnim kodeksima, pravilima i tehničkim uslovima nadležnih operatora, kao i uslovima priključenja konkretnog postrojenja. U BiH Mrežni kodeks NOSBiH [2] klasifikuje proizvodne module prema maksimalnoj aktivnoj snazi Pmax i naponu u tački priključenja i definiše osnovne tehničke uslove priključenja. Nacionalni

pragovi između tipova A i B se razlikuju, a u BiH prag između proizvodnih modula tipa A i tipa B iznosi 500 kW [2].

Za proizvodne module tipa A član 13(6) RfG-a [1] zahteva logički ulaz kojim se isporuka aktivne snage obustavlja u roku od pet sekundi od prijema naloga na tom ulazu, pri čemu nadležni operator može zahtevati opremu za daljinsko aktiviranje ove funkcije. Proizvodni moduli tipa B dodatno moraju, prema članu 14(2) RfG-a [1], imati ulazni interfejs za smanjenje aktivne snage po prijemu naloga, uz mogućnost da nadležni operator propiše opremu za daljinsko upravljanje. Član 14(5)(d) zasebno propisuje sposobnost razmene informacija u realnom vremenu ili periodično, sa vremenskim oznakama, dok sadržaj i precizan spisak podataka koji se razmenjuju određuje nadležni operator.

ENTSO-E implementacioni vodič [3] funkcionalno razlikuje daljinsku obustavu isporuke aktivne snage (Remote Switch ON/OFF), povezanu sa logičkim ulazom iz člana 13(6) RfG-a, za tip A i B, od smanjenja aktivne snage prema nalogu operatora (Active Power Reduction) za tip B proizvodnog modula. Razmenu podataka svrstava u zahteve opšteg upravljanja sistemom za proizvodne module tipa B, C i D. Za tipove C i D zahteva se širi i tehnički zahtjevniji skup funkcija regulacije aktivne snage i frekvencijskog odziva, nego za tipove A i B.

Standard EN 50549-2 [4] utvrđuje tehničke zahteve za proizvodna postrojenja priključena paralelno na SN distributivnu mrežu, do i uključujući proizvodne module tip B. Standard EN 50549-10 [5] definiše postupke ispitivanja generatorskih jedinica i zaštitnih uređaja, bilo da su zaštitne funkcije integrisane u generatorsku jedinicu ili realizovane zasebnim zaštitnim uređajem. Rezultati tih ispitivanja mogu biti deo dokazivanja usklađenosti generatorskih jedinica i zaštite sa zahtevima priključenja, ali sami po sebi ne potvrđuju usklađenost celog proizvodnog modula na nivou elektrane u tački priključenja (PoC – Point of Connection).

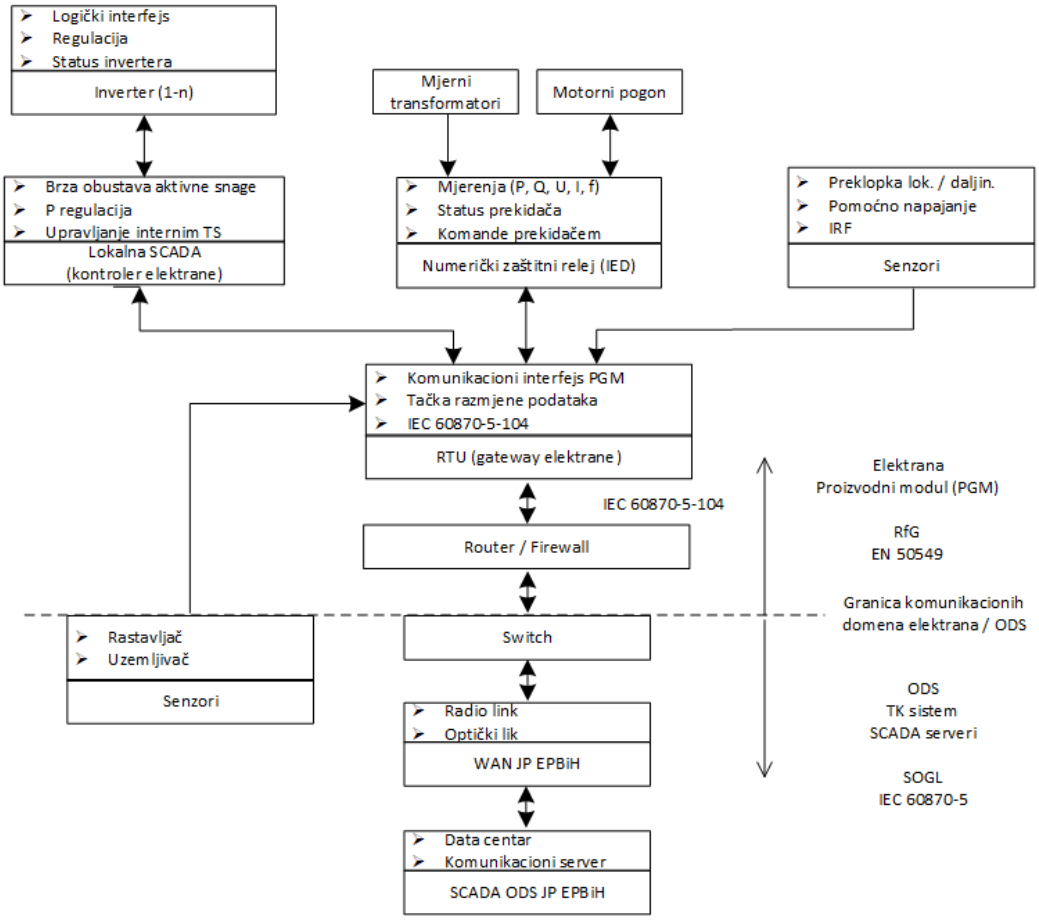
RfG propisuje osnovne zahteve za prijem upravljačkih naloga i razmenu informacija, dok detaljan obim i tehničku realizaciju razmene podataka određuju nadležni operatori. Uredba Komisije (EU) 2017/1485, odnosno SOGL (System Operation Guideline) [6] dodatno uređuje operativne zahteve za observabilnost i razmenu podataka između operatora sistema i korisnika mreže. Predmetno PtP testiranje verifikuje realizovanu razmenu podataka i upravljačkih naloga između elektrane i SCADA centra ODS-a.

2. OPIS PROIZVODNOG MODULA

Predmetno PtP testiranje realizovano je na FNE sa jednim proizvodnim modulom tipa B, koji prema terminologiji NC RfG-a predstavlja Power Park Module (PPM), priključen na SN mrežu napona 20 kV. Proizvodni modul čini 26 inverterskih generatorskih jedinica povezanih preko zajedničkog sistema upravljanja i priključenih na mrežu u jednoj tački priključenja (PoC). Njihova ukupna nazivna aktivna snaga iznosi Pn = 4,03 MW, dok je odobrena priključna snaga proizvodnog modula u PoC Pmax = 4 MW. Blok dijagram arhitekture razmene podataka predmetnog proizvodnog modula i komunikacione veze prema ODS-u prikazan je na slici 1.

PPC funkcija realizovana je u okviru lokalne SCADA platforme, koja upravlja inverterima i vrši regulaciju aktivne snage, dok RTU obavlja funkciju komunikacionog gateway-a prema ODS-u. IEC 60870-5-104 komunikaciona sesija uspostavlja se između RTU-a elektrane i SCADA sistema ODS-a.

Numerički zaštitni relej obezbeđuje merenja, signalizaciju i realizaciju upravljačkih funkcija SN postrojenja, dok firewall na mestu razmene podataka vrši segmentaciju između interne komunikacione mreže elektrane i komunikacione mreže ODS-a.



Slika 1 – Blok dijagram komunikacija elektrane i razmene podataka za potrebe PtP testiranja

3. KOMUNIKACIONI SISTEM I RAZMENA PODATAKA

SOGL u članu 50 propisuje minimalni skup podataka koje proizvodni modul elektrane priključen na distributivnu mrežu, koji ima status značajnog korisnika mreže, dostavlja u realnom vremenu operatoru na čiji je sistem priključen. Taj skup obuhvata stanje sklopnih uređaja i prekidača, kao i tokove aktivne i reaktivne snage, struju i napon u tački priključenja [6]. Konkretna realizacija, obim, način i dinamika razmene podataka zavise od zahteva nadležnih operatora i implementiranog tehničkog rešenja elektrane.

Za predmetnu FNE signalnom listom je definisana razmena podataka koja obuhvata merne veličine (P, Q, U, I, f, cosφ), statusne informacije (položaj prekidača, preklopke L/D, rastavljača i uzemljivača), alarmne informacije, uključujući alarme zaštitnih funkcija (>I, >>I, <U, >U, <f, >f) i kvar IED-a, upravljačke komande uključenja i isključenja prekidača, kao i setpoint regulacije aktivne snage. Signalna lista nije sadržala zasebnu sigurnosnu komandu za brzu obustavu isporuke aktivne snage proizvodnog modula.

Tabela 1 prikazuje osnovne procesne veličine koje ODS zahteva za proizvodni modul tipa B priključen na distributivnu mrežu. Deo signalne liste koji obuhvata stanja sklopnih uređaja i merenja P, Q, I i U u tački priključenja odgovara skupu podataka iz zahteva SOGL-a, dok su

frekvencija, faktor snage, alarmi prorade zaštitnih releja, upravljačke komande i regulacija aktivne snage definisani dodatnim operativnim zahtevima ODS-a.

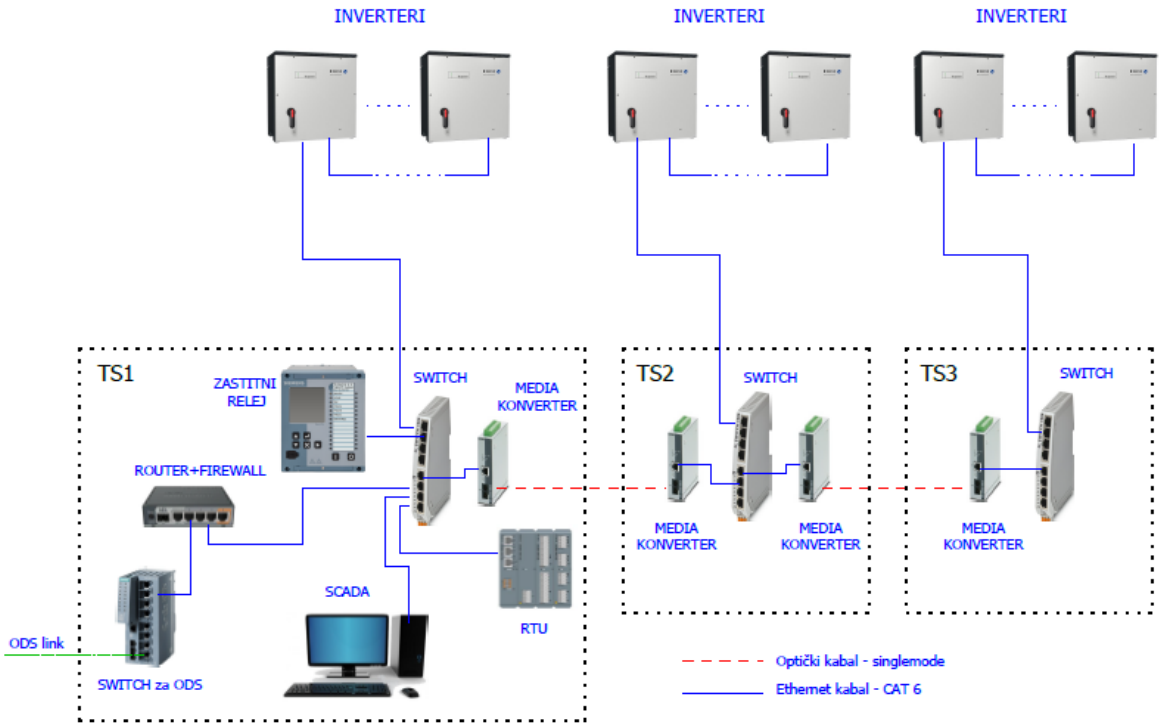
Tabela 1 – Osnovne procesne veličine koje ODS JP EPBiH zahteva za razmenu sa proizvodnim modulom tipa B

Grupa	Informacija	Smer	Kriterij ocene
Merenja	P, Q, $U_{1,2,3}$, $I_{1,2,3}$, f, cosφ, $U_{pom\ IED}$	FNE → SCADA	±1 % U, ±2 % P,Q; *
Statusne informacije	Položaji prekidača za odvajanje, preklopke L/D, uzemljivača, rastavljača	FNE → SCADA	Logička ispravnost
Alarmne informacije	>I, >>I, <U, >U, <f, >f, kvar IED	FNE → SCADA	Logička ispravnost
Komande	Uključenje/isključenje prekidača za odvajanje	SCADA → FNE	Izvršenje + povratna informacija
Setpoint komande	Zadata vrednost aktivne snage P_{SET} [kW/MW]	SCADA → FNE	Odziv PPC i potvrda izvršenja merenjem
Povratne informacije	Prihvaćena zadata vrednost P_{SET}	FNE → SCADA	Logička ispravnost

** Granice odstupanja predstavljaju operativne kriterijume predmetnog PtP testiranja*

Od tačke priključenja do SCADA centra ODS-a koristi se komunikacioni sistem elektroenergetskih preduzeća u BiH kojim se realizuje prenos podataka definisan operativnim zahtevima ODS-a. Sistem obuhvata pristupnu TK vezu, WAN mrežu i SCADA servere. Raspoloživost komunikacionog kanala između RTU-a elektrane i SCADA sistema ODS-a mora biti proverena pre početka PtP testiranja.

Pristupni TK link predmetne FNE realizovan je bežičnom vezom do najbliže WAN tačke, odakle se podaci prenose do SCADA centra ODS-a putem IEC 60870-5-104 protokola [7]. Realizovana arhitektura komunikacionog sistema FNE prikazana je na slici 2.



Slika 2 – Realizovana arhitektura komunikacionog sistema FNE

4. METODOLOGIJA I OGRANIČENJA ISPITIVANJA

U okviru PtP testiranja izvršena je end-to-end provera procesnih podataka definisanih signalnom listom, kao i funkcionalna ispitivanja usklađenosti realizovanih komunikacionih i upravljačkih funkcija sa zahtevima ODS-a. Analizirano PtP testiranje obuhvata proveru prenosa merenja, statusa, alarma, komandi i povratnih informacija kroz kompletan komunikacioni i upravljački kanal između proizvodnog modula FNE i SCADA sistema ODS-a. Funkcionalnim ispitivanjima dodatno se proveravalo fizičko izvršenje upravljačkih komandi, ponašanje komunikacionog sistema nakon odvajanja elektrane i odziv proizvodnog modula na zadatu vrednost aktivne snage. Predmetno PtP testiranje i funkcionalna ispitivanja obuhvatili su

- proveru mernih veličina;
- proveru statusnih informacija;
- proveru alarmnih signala i njihovog prikaza u SCADA sistemu;
- proveru upravljačkih komandi;
- proveru odziva proizvodnog modula na zadatu vrednost aktivne snage.

Pouzdanost navedenih provera zavisi od prethodne pripreme sistema, jasno definisanih kriterijuma ocene i odgovarajućih pogonskih uslova. Rezultate je potrebno tumačiti u granicama stvarno realizovanih testova i raspoloživih mernih i komunikacionih podataka.

4.1 Metodologija PtP testiranja

PtP testiranjem verifikuje se funkcionalnost komunikacionog i upravljačkog kanala od SCADA sistema ODS-a, preko RTU-a i kontrolera elektrane (PPC - Power Plant Controller), do uređaja proizvodnog modula, kao i prenos povratnih informacija u suprotnom smeru. Preduslovi za PtP testiranje su završena dokumentaciona provera usklađenosti, raspoloživi relevantni izveštaji o ispitivanju generatorskih jedinica i zaštite interfejsa prema EN 50549-10, sprovedena ispitivanja postrojenja pre i pri puštanju u probni rad, funkcionalno ispitan PPC, RTU konfigurisan prema zahtevima ODS-a, verifikovan komunikacioni kanal i uspostavljena IEC 60870-5-104 komunikaciona sesija između SCADA sistema ODS-a i RTU-a elektrane.

PtP testiranje nije zamena za postupak dokazivanja usklađenosti proizvodnog modula i ne obuhvata potpunu proveru njegovih električnih karakteristika, zaštitnih funkcija i dinamičkog ponašanja. Ove karakteristike dokazuju se odgovarajućim ispitivanjima, proračunima, simulacijama i sertifikatima opreme, u skladu sa zahtevima koji se primenjuju na konkretni proizvodni modul.

ENTSO-E opšte smernice o verifikaciji usklađenosti [8] razlikuju dokazivanje usklađenosti proizvodnog modula u tački priključenja (PoC) od dokazivanja usklađenosti pojedinačne generatorske jedinice. Za proizvodne module tipa B, C i D, sertifikati opreme i tipska ispitivanja dopunjuju se proverama specifičnim za konkretno postrojenje i tačku priključenja. Postojanje sertifikovane funkcije pojedinačnog invertera ne potvrđuje da je ona omogućena, odgovarajuće parametrisana i integrisana u upravljački sistem elektrane. Takođe ne potvrđuje da je funkcija realizovana na nivou proizvodnog modula niti da je dostupna ODS-u kroz predviđeni komunikacioni i upravljački kanal.

Pre verifikacije razmene podataka i regulacije aktivne snage potrebno je proveriti relevantnu dokumentaciju elektrane, uključujući izvedbeni projekat, sertifikate ugrađene opreme i

elaborat podešenja zaštita. Vlasnik elektrane, odnosno izvođač, treba prethodno da izvrši lokalno funkcionalno ispitivanje PPC-a, uključujući prijem zadatih vrednosti, prosleđivanje naloga inverterima, način regulacije i odziv proizvodnog modula u raspoloživim pogonskim uslovima.

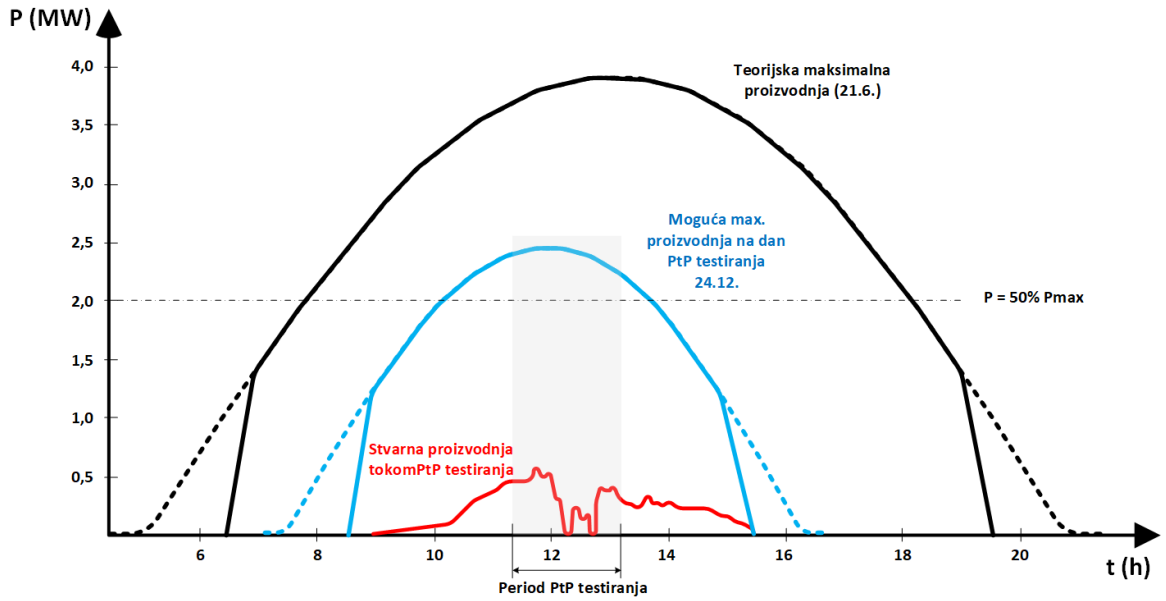
Provera ispravnosti razmene podataka izvršena je koordinisanim radom ekipa na lokaciji elektrane i u SCADA centru ODS-a. Tokom verifikacije proveravane su logička ispravnost statusnih, alarmnih i komandnih informacija, numerička konzistentnost mernih veličina, tačnost adresiranja i ispravnost vremenskih oznaka.

4.2 Ograničenja testiranja i uticaj meteoroloških uslova

Organizacija PtP testiranja zahteva koordinaciju multidisciplinarnih ekipa na različitim lokacijama, usaglašavanje zahteva investitora, izvođača, nadzora i operatora, kao i uvažavanje ograničenja povezanih sa dobom dana i odobrenim aktivnostima u mreži. Na trajanje i uspešnost testiranja dodatno utiču meteorološki uslovi i raspoloživa sunčeva iradijansa.

U ovom radu termin funkcionalna ispitivanja usklađenosti odnosi se na proveru da li su izvedene komunikacione i upravljačke funkcije realizovane u skladu sa zahtevima ODS-a za SCADA integraciju. Ova ispitivanja ne predstavljaju celokupan postupak dokazivanja usklađenosti proizvodnog modula prema RfG-u, Mrežnom kodeksu i standardima.

Aktivna snaga FNE direktno zavisi od iradijanse, koja se menja dnevno i sezonski. U letnjim mesecima period pogodnih uslova za testiranje može trajati više časova, dok je zimi često ograničen na kratak vremenski interval. Prolazna oblačnost i snežne padavine mogu izazvati promene aktivne snage nezavisne od upravljačkog sistema elektrane, usled promene raspoložive primarne energije. Dijagram na slici 3 prikazuje odnos između moguće proizvodnje u optimalnim uslovima i ostvarene aktivne snage na dan PtP testiranja.



Slika 3 – Poređenje moguće i ostvarene aktivne snage FNE na dan PtP testiranja

Testiranje opisano u ovom radu izvršeno je 24.12.2025. u uslovima oblačnosti i snežnih padavina, pri čemu je raspoloživa aktivna snaga elektrane iznosila približno 15 % Pmax.

Vrednost testiranja u ovakvim uslovima nije bila u potvrđivanju pune funkcionalnosti proizvodnog modula elektrane, već u identifikovanju organizacionih, komunikacionih i funkcionalnih nedostataka koji se tokom redovnog pogona često ne uočavaju.

Zbog niske i promenljive raspoložive snage, ispitivanje regulacione funkcije i poređenje mernih vrednosti tokom predmetnog testiranja imali su indikativan karakter.

5. REZULTATI PTP TESTIRANJA I FUNKCIONALNIH ISPITIVANJA

5.1 Verifikacija mernih podataka

Verifikacija mernih podataka izvršena je poređenjem vrednosti registrovanih u SCADA sistemu (ekipa u centru) sa vizuelnim očitanjima numeričkog zaštitnog releja i mernih uređaja u mernoj ćeliji (lokalna ekipa). Proizvodnja aktivne snage u trenutku merenja (11:42) iznosila je približno 14 % Pmax, a rezultati verifikacije prikazani su u Tabeli 2.

Tabela 2 – Verifikacija prenosa i konzistentnosti mernih podataka

Veličina	Lokalno / zaštitni relej	SCADA	Odstupanje	Ocena
Struja I_L1 / L2 / L3 [A]	17 / 16 / 17	15 / 14 / 15	12–13 %	indikativno, nije ocenjeno *
Napon U_L1 / L2 / L3 [kV]	12,00 / 12,00 / 12,00	11,97 / 11,93 / 11,99	< 0,6 %	✓
Linijski napon U_AB/BC/CA [kV]	20,7 / 20,7 / 20,7	20,7 / 20,7 / 20,7	0 %	✓
Aktivna snaga P [kW]	569	541	≈ 5 %	indikativno, nije ocenjeno *
Reaktivna snaga Q [kVar]	328	326	≈ 0,6 %	✓
Frekvencija f [Hz]	50,00	50,01	≈ 0,02 %	✓
Faktor snage cos φ	0,880	0,883	≈ 0,34 %	✓

** Rezultati za struju i aktivnu snagu nisu ocenjeni zbog malih i promenljivih vrednosti (I < 15 % In)*

Vrednosti napona, reaktivne snage, frekvencije i faktora snage bile su međusobno konzistentne u okviru primenjenih operativnih kriterijuma poređenja. Time su potvrđeni ispravnost adresiranja, predznaka i skaliranja signala, ali ne i merna tačnost u metrološkom smislu, jer se numerički zaštitni relej ne koristi kao referentni instrument.

Prema projektnoj dokumentaciji nazivna struja proizvodnog modula iznosi približno 120 A, dok su tokom testiranja izmerene vrednosti bile u opsegu 14 - 17 A, odnosno ispod 15 % In. U takvim pogonskim uslovima merenja struje i aktivne snage nisu reprezentativna za ocenu tačnosti. Za predmetni merni lanac testiranje treba ponoviti pri stabilnijoj proizvodnji i strujama dovoljno visokim u odnosu na In. Proizvodnja iznad 50 % P_{max} predstavlja praktično poželjan, a ne normativno propisan uslov za ponovljeno ispitivanje predmetne FNE.

5.2 Verifikacija statusnih i alarmnih informacija

Tokom PtP testiranja verifikovani su statusi prekidača za odvajanje, preklopke Lokalno/Daljinski, uzemljivača i sabirničkog rastavljača. Svi navedeni signali ispravno su preneti, uz korektne vremenske oznake i odgovarajući prikaz u SCADA sistemu. Međutim, promena položaja prekidača za odvajanje iz uključenog u isključeni položaj nakon daljinske

komande nije pravovremeno preneta do SCADA centra ODS-a, jer je neposredno nakon otvaranja prekidača došlo do prekida TK veze.

Alarmni signali zaštitnih funkcija nisu verifikovani u okviru predmetnog PtP testiranja, jer nije bilo pripremljeno kontrolisano pobuđivanje zaštitnih funkcija niti simulacija odgovarajućih signala releja zaštite. Njihovu verifikaciju potrebno je naknadno sprovesti sekundarnim ispitivanjem numeričkog zaštitnog releja, uz proveru kompletnog komunikacionog kanala od zaštitnog releja, preko RTU-a, do prikaza i registracije u SCADA sistemu ODS-a.

Ova verifikacija mogla se povezati sa ispitivanjima zaštite pre puštanja elektrane u probni rad ili se može obaviti prilikom redovne revizije zaštitnih funkcija, ali predstavlja nezavršenu aktivnost za kompletiranje PtP testiranja.

5.3 Testiranje upravljačkih komandi i regulacije aktivne snage

Komanda isključenja prekidača za odvajanje uspešno je realizovana u 12:10, a prekidač za odvajanje fizički se otvorio neposredno nakon slanja komande iz SCADA centra, čime je potvrđena funkcionalnost komandnog puta SCADA → RTU → zaštitni relej → prekidač za odvajanje do fizičkog izvršenja komande. Istovremeno sa galvanskim odvajanjem elektrane od mreže došlo je do potpunog prekida TK veze sa elektranom. Isključenjem prekidača elektrana je ostala bez mrežnog 230 V AC napajanja kojim se napajao pristupni TK uređaj.

Povratna informacija o otvorenom položaju prekidača za odvajanje nije primljena u SCADA sistem pre prekida TK veze. Otvoren položaj prekidača bio je registrovan lokalno u numeričkom zaštitnom releju i RTU-u, ali taj podatak nije pravovremeno prenet do SCADA centra ODS-a. Status je u centru postao raspoloživ tek nakon ponovnog uspostavljanja TK veze. Time je potvrđeno fizičko izvršenje komande, ali nije potvrđen kompletan komandni ciklus koji uključuje i pravovremenu povratnu informaciju o konačnom stanju izvršenja komande.

Analizom od strane prisutnih na lokaciji elektrane ustanovljeno je da su RTU i lokalni SCADA računar nastavili rad napajani iz UPS-a, dok pristupni TK radio uređaj nije bio priključen na UPS niti na DC sistem pomoćnog napajanja elektrane. Zbog toga je nestankom mrežnog 230 V AC napajanja izgubljena komunikacija sa elektranom. Ovaj nedostatak ne bi bio identifikovan bez testiranja komande isključenja u realnim pogonskim uslovima, što potvrđuje praktičnu vrednost i potrebu za PtP testiranjem.

Lokalna ekipa ručno je uključila prekidač za odvajanje u 12:13, čime je obnovljeno napajanje pristupnog TK uređaja i započeto ponovno uspostavljanje komunikacije s elektranom. TK veza uspostavljena je u 12:16, kada su merenja i statusi ponovo postali raspoloživi u SCADA centru ODS-a. Istovremeno sa uključenjem prekidača započela je aktivacija i sinhronizacija invertera, a proizvodnja elektrane registrovana je od 12:20. Ukupan prekid komunikacije trajao je približno šest minuta, a njeno ponovno uspostavljanje nakon uključenja prekidača približno tri minuta, dok je povratak proizvodnog modula u proizvodni režim trajao oko sedam minuta.

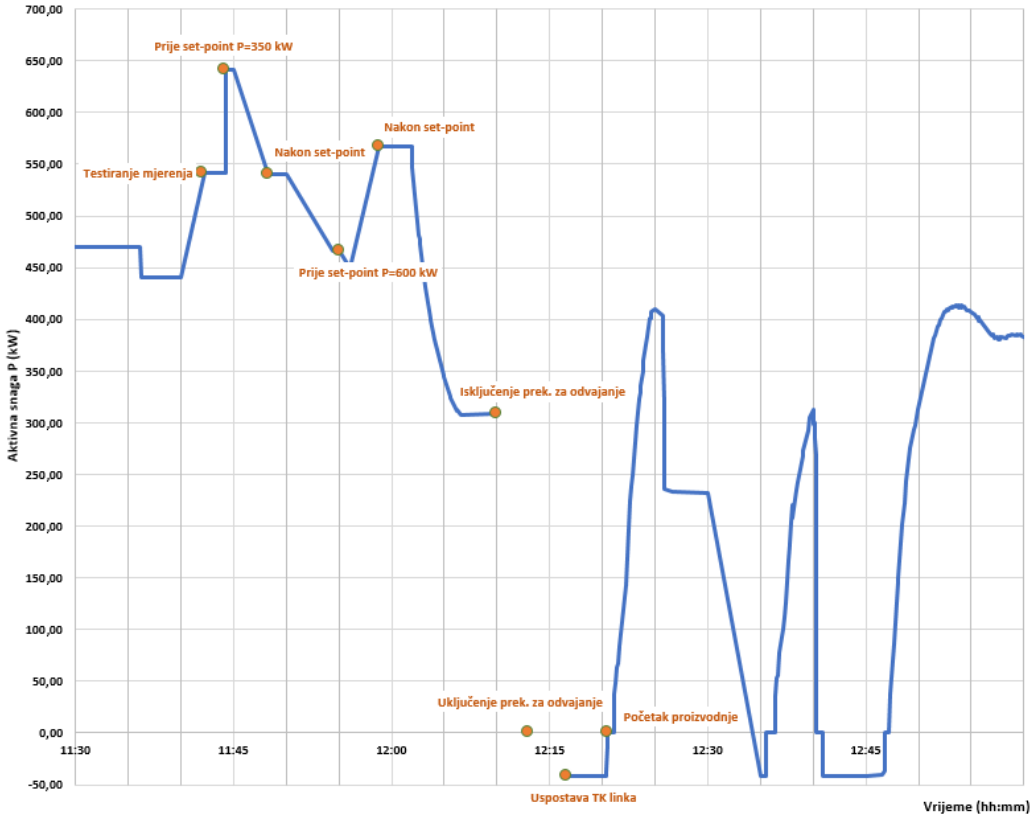
Događaj je potvrdio opravdanost prisustva multidisciplinarnih ekipa na lokaciji tokom PtP testiranja. Hronološki dijagram toka testiranja, promene aktivne snage i karakterističnih događaja prikazan je na slici 4.

Regulacija aktivne snage putem setpoint komande testirana je u periodu očekivane najveće dnevne iradijanse, ali se raspoloživa snaga elektrane u testnom periodu kretala od približno 450

do 640 kW, odnosno od 11 do 16 % Pmax. Pri proizvodnji od približno 640 kW zadata je vrednost P_{SET} = 350 kW. Aktivna snaga počela se smanjivati, uočenim manjim gradijentom, ali zadata vrednost nije dostignuta jer je ovaj dio testiranja prekinut kada je snaga iznosila približno 460 kW. Nakon toga zadata je vrednost povećanja aktivne snage sa P_{SET} = 600 kW, ali ni ona nije dostignuta pre prekida ispitivanja u uslovima ograničene raspoložive snage.

U navedenim pogonskim uslovima nije bilo moguće pouzdano razdvojiti odziv PPC-a od uticaja promenljive raspoložive snage na DC strani, radnih granica invertera, raspodele zadate snage između invertera i promene sunčeve iradijanse. Zbog toga rezultati oba pokušaja promene zadate aktivne snage, u smeru smanjenja i povećanja, nisu bili reprezentativni za ocenu regulacione funkcije proizvodnog modula.

Gradijent promene aktivne snage nije direktno meren posebnim mernim instrumentom, već je naknadno izračunat kao ΔP/Δt iz vremenski označenih očitanja aktivne snage. Na osnovu odabranih početnih i krajnjih vrednosti dobiven je prosečan gradijent od približno 1,33 kW/s. Zbog ograničene vremenske rezolucije očitanja i nestabilnih pogonskih uslova, ova vrednost je indikativna i ne predstavlja verifikovani gradijent PPC regulacije. Prema EN 50549-2 (4.11.2) [4], gradijent se izražava u odnosu na Pn i iznosi 0,33 do 0,66 % Pn/s. Za predmetnu FNE, sa Pn = 4,03 MW, ovaj opseg odgovara približno 13 do 27 kW/s.



Slika 4 – Hronološki dijagram PtP testiranja i promene aktivne snage P(t)

6. ANALIZA KLJUČNIH NALAZA I PREPORUKE

PtP testiranje potvrdilo je funkcionalnost ispitanog dela komunikacionog i upravljačkog kanala, ali je istovremeno identifikovalo tehničke i organizacione nedostatke koji se tokom redovnog pogona često ne uočavaju. U nastavku su analizirani ključni nalazi i preporuke primenljive na integraciju proizvodnih modula za koje ODS zahteva daljinsku razmenu podataka i upravljanje.

6.1 Rezervno napajanje telekomunikacione opreme

Prekid TK veze elektrane sa WAN mrežom ODS-a tokom realizacije komande isključenja prekidača za odvajanje otkrio je nedostatak u realizaciji pomoćnog napajanja TK opreme. Pristupni TK radio uređaj bio je priključen isključivo na 230 V AC razvod objekta, bez rezervnog napajanja. Posledica je bio potpuni gubitak observabilnosti i mogućnosti daljinskog upravljanja u trenutku odvajanja elektrane od mreže.

Prekid napajanja TK uređaja nije izazvao samo gubitak observabilnosti elektrane već i prekid prenosa potvrde izvršenja daljinske komande. Iako je prekidač fizički otvoren i njegov položaj bio raspoloživ lokalno u numeričkom zaštitnom releju i RTU-u, SCADA centar ODS-a nije pravovremeno raspolagao potvrdom konačnog položaja. Dispečer je zbog toga ostao bez informacije o rezultatu izdate komande.

Rezervno napajanje u elektrani mora obuhvatiti sve elemente lokalnog komunikacionog i upravljačkog lanca čiji je rad potreban za razmenu podataka i izvršenje upravljačkih funkcija, uključujući PPC, RTU, mrežne switch-eve, ruter/firewall, komunikacione konvertore i pristupni TK uređaj, do tačke povezivanja na WAN mrežu ODS-a. Funkcionalnim ispitivanjem potrebno je proveriti autonomiju ovog lanca, kao i ponašanje SCADA sistema pri prekidu veze, uključujući alarm komunikacije i blokadu izdavanja daljinskih komandi.

Događaj je istovremeno pokazao da je prisustvo multidisciplinarne terenske ekipe neophodan organizacioni preduslov za realizaciju PtP testiranja upravljačkih komandi. Bez lokalne ekipe nije moguće neposredno potvrditi izvršenje komande, izvršiti očitanja mernih uređaja niti, prema potrebi, realizovati ručne operacije na lokaciji.

6.2 Ponašanje proizvodnog modula pri gubitku komunikacije

Predmetnim ispitivanjem nije verifikovano ponašanje proizvodnog modula u slučaju gubitka komunikacije sa ODS-om uz zadržan paralelni rad elektrane sa mrežom. U takvom stanju ODS gubi observabilnost i mogućnost izdavanja novih upravljačkih naloga, dok proizvodni modul može nastaviti rad sa poslednjom prihvaćenom zadatom vrednošću, preći u lokalni režim ili aktivirati unapred definisani rezervni režim rada.

Ponašanje PPC-a i proizvodnog modula pri prekidu komunikacije mora biti unapred definisano, dokumentovano i funkcionalno ispitano. Rezervni režim rada treba da obezbedi predvidivo ponašanje elektrane, očuvanje autonomnih zaštitnih i mrežnih funkcija i kontrolisan povratak na daljinsko upravljanje nakon ponovnog uspostavljanja komunikacije.

6.3 Brza obustava isporuke aktivne snage (Ceasing Active Power)

Funkcija brze obustave isporuke aktivne snage nije bila implementirana kao zasebna funkcija proizvodnog modula elektrane. Komanda zadate vrednosti $P_{SET} = 0$ mogla bi biti pogrešno korišćena kao njena zamena, ali bi se aktivna snaga smanjivala prema podešenom gradijentu, te ona nije funkcionalni ekvivalent logičkom signalu za brzu obustavu isporuke aktivne snage.

Pri gradijentu od 0,66 % Pn/s, smanjenje aktivne snage predmetne FNE sa 100 % Pn na nulu trajalo bi približno 150 s. Time se ne ispunjava zahtev za obustavu isporuke aktivne snage u roku od pet sekundi prema Mrežnom kodeksu NOSBiH, tačka 6.3.2.3(4) [2], i EN 50549-2, tačka 4.11.1 [4].

Za proizvodne module tipa B postoji odvojen zahtev za smanjenje aktivne snage prema nalogu nadležnog operatora, RfG član 14(2)(a) [1]. Ovaj zahtev u praksi se realizuje daljinskim zadavanjem ili ograničavanjem aktivne snage. Operativna regulacija aktivne snage i brza obustava isporuke aktivne snage imaju različitu namenu i zahtevani odziv, što je funkcionalno razgraničeno i u ENTSO-E smernicama (Tabela 1 - Zahtevi koji se primenjuju na sve module za proizvodnju energije) [3].

Isključenje elektrane prekidačem za odvajanje takođe nije funkcionalni ekvivalent brzoj obustavi isporuke aktivne snage. Galvanskim odvajanjem prekida se paralelni rad invertera sa mrežom, a njihov ponovni povratak u pogon zahteva aktivaciju i sinhronizaciju, što može trajati više minuta. Ipak, u kritičnim stanjima mreže isključenje prekidača može predstavljati krajnju sigurnosnu meru za obustavu proizvodnje i očuvanje stabilnosti dela mreže.

U predmetnoj arhitekturi funkciju brze obustave isporuke aktivne snage treba realizovati kao zasebnu SCADA komandu, logički i funkcionalno odvojenu od setpoint regulacije aktivne snage i komande isključenja prekidača. Njena realizacija treba da omogući obustavu aktivne snage bez otvaranja prekidača za odvajanje, ako je to u skladu sa tehničkim mogućnostima invertera i zahtevima ODS-a. Time proizvodni modul ostaje povezan sa mrežom, pa se, zavisno od konkretne implementacije, može zadržati raspoloživost podrške reaktivnom snagom i FRT funkcionalnosti. Istovremeno se izbegava višeminutna procedura ponovne aktivacije i sinhronizacije invertera i omogućava brži povratak proizvodnje nakon ukidanja naloga.

6.4 Ograničenja verifikacije regulacije aktivne snage

Ispitivanje odziva na zadatu vrednost aktivne snage sprovedeno je pri raspoloživoj proizvodnji od 450 do 640 kW, odnosno od 11 do 16 % Pmax, i nepovoljnim meteorološkim uslovima (sneg). U takvim uslovima nije bilo moguće pouzdano razdvojiti odziv PPC-a od uticaja promenljive raspoložive snage na DC strani, radnih granica invertera, načina raspodele zadate snage od PPC prema inverterima i promene sunčeve iradijanse. Zbog toga gradijent od približno 1,33 kW/s ima indikativan karakter i nije merodavan za ocenu regulacione funkcije.

Ponovljeno ispitivanje treba sprovesti pri stabilnoj raspoloživoj snazi, pri čemu proizvodnja iznad 50 % Pmax predstavlja praktično poželjan, a ne normativni uslov za predmetnu FNE. Potrebno je unapred definisati početnu radnu tačku, sekvence smanjenja i povećanja zadate snage, očekivani odziv, način određivanja gradijenta i kriterijume prihvatanja. Nekontrolisani pad proizvodnje usled smanjenja iradijanse ne predstavlja merodavan test gradijenta regulacije.

7. ZAKLJUČAK

PtP testiranjem potvrđena je funkcionalnost testiranog dela komunikacionog i upravljačkog kanala između predmetne FNE i SCADA sistema ODS-a. Putem protokola IEC 60870-5-104 potvrđen je prenos ispitanih merenja i statusa, kao i prenos komande isključenja prekidača za odvajanje do njenog fizičkog izvršenja. Zbog prekida TK veze neposredno nakon otvaranja prekidača nije potvrđen pravovremen prenos povratne informacije o njegovom konačnom položaju do SCADA centra ODS-a. Verifikacija alarmnih signala zaštitnih funkcija nije završena i ostaje otvorena aktivnost do kompletiranja PtP testiranja.

Testiranje je identifikovalo tehničke i organizacione nedostatke koji se tokom redovnog pogona često ne uočavaju. Najznačajniji nalaz bio je da gubitak napajanja pristupnog TK uređaja dovodi do gubitka observabilnosti, uključujući potvrdu izvršenja daljinske komande. Zbog toga rezervno napajanje lokalnog komunikacionog i upravljačkog lanca mora biti provereno pre funkcionalnih ispitivanja, a režim rada proizvodnog modula pri gubitku komunikacije sa ODS-om unapred definisan i ispitan.

Pre PtP testiranja potrebno je završiti dokumentacionu proveru usklađenosti proizvodnog modula, pregledati relevantne izveštaje o ispitivanjima generatorskih jedinica i zaštite interfejsa prema EN 50549-10 [5], sprovesti potrebna ispitivanja ponašanja postrojenja pre i tokom probnog rada, kao i proveriti komunikacioni kanal i rezervno napajanje. Signalna lista mora biti prethodno usaglašena između ODS-a i vlasnika elektrane, a konfiguracija RTU-a i SCADA sistema proverena pre početka PtP testiranja.

Signalna lista treba da obuhvati zasebnu komandu za brzu obustavu isporuke aktivne snage, sa odzivom usklađenim sa primenljivim zahtevima, funkcionalno odvojenu od setpoint regulacije aktivne snage i komande isključenja prekidača. Režim rada proizvodnog modula pri gubitku komunikacije mora biti posebno definisan, dokumentovan i funkcionalno ispitan.

Osnovni doprinos rada je prikaz da PtP testiranje predstavlja završnu end-to-end verifikaciju komunikacionog i upravljačkog kanala između proizvodnog modula i SCADA sistema ODS-a, od procesnog signala ili SCADA komande do fizičkog izvršenja i povratne informacije. PtP testiranjem mogu se otkriti nedostaci koji nisu vidljivi tokom uobičajene statičke provere konfiguracije ili čije bi otkrivanje tokom redovnog pogona moglo imati veće posledice.

LITERATURA

[1] Uredba Komisije (EU) 2016/631, NC RfG, 2016.
[2] Mrežni kodeks NOSBiH, Sarajevo, 2025.
[3] Smernice za primenu zahteva Mrežnog kodeksa za priključenje na mrežu svih vrsta generatora, ENTSO-E, oktobar 2013.
[4] EN 50549-2:2019, Zahtevi za paralelno povezivanje generatorskih postrojenja na distributivne mreže – Deo 2: Povezivanje na SN mrežu – Generatorska postrojenja do i uključujući tip B.
[5] EN 50549-10:2022, Zahtevi za generatorska postrojenja koja se priključuju paralelno na distributivne mreže - Deo 10: Ispitivanja za ocenjivanje usklađenosti.
[6] Uredba Komisije (EU) 2017/1485, SOGL, 2017.
[7] IEC 60870-5-104:2006, Deo 5-104: Protokoli prenosa, IEC.
[8] Opšte smernice o verifikaciji usklađenosti - Testiranje usklađenosti i upotreba sertifikata opreme u procesu verifikacije, ENTSO-E, juli 2021.