

Zdravko Matišić
HEP ODS
zdravko.maticic@hep.hr

Prof. Dubravko Franković
RiTEH
dubravko.frankovic@riteh.uniri.hr

METODA PRIMJENE DIFERENCIJALNE ZAŠTITE FREKVENCije

SAŽETAK

Napredak u novim tehnologijama, smanjenje emisije CO₂ i rastuća potražnja za energijom uzrokuju povećanje udjela obnovljivih izvora energije. U distribucijskim mrežama sve veći broj distribuiranih generatora (DG-ova) čini zaštitu mreže složenom i zahtjevnom. Jedan od zahtjeva na distribuiranu proizvodnju je aktivno sudjelovanje u očuvanju frekvencije i napona sustava, što je onemogućeno ako se distribuirani izvor isključi i odvoji od mreže. Implementacijom novih algoritama i tehnika može se izbjeći zaštita od lažnog isključivanje. Ovaj rad predstavlja novi zaštitni sustav temeljen na diferencijalu frekvencije. U ovom radu prikazana je izvedivost algoritma putem numeričke analize mrežnih događaja i laboratorijskog testiranja koji oponašaju stvarne vrijednosti događaja u mreži. Rezultati testiranja pokazuju da je algoritam otporan na lažno isključivanje za događaje koji nisu izoliranja te pouzdaniji od konvencionalnih metoda u otkrivanju izoliranosti.

Ključne riječi: diferencijal frekvencije, otočni pogon, algoritam, zona ne detekcije

SUMMARY

Progress in new technologies, the reduction of CO₂ emissions, and the growing demand for energy are driving an increase in the share of renewable energy sources. In distribution networks, the rising number of distributed generators (DGs) makes network protection complex and challenging. By implementing new algorithms and techniques, protection against islanding and false tripping can be avoided. This paper presents a new protection system based on frequency differential. The algorithm can be set to low frequency differential values, significantly reducing the undetected islanding zone regardless of the DG's size and the voltage level at the point of common coupling. Unlike standard islanding protection methods, the algorithm supports the DG's ability to withstand faults and ensure power supply based on demand requirements.

Key words: frequency differential; islanding; algorithm; non-detection zone

1. UVOD

Tradicionalna elektroenergetska mreža čini temelj suvremenog društva, osiguravajući stabilnu opskrbu električnom energijom, koja je neophodna za svakodnevni život i gospodarski napredak. Ova mreža počiva na centraliziranoj proizvodnji električne energije u velikim elektranama, poput termoelektrana, hidroelektrana i nuklearnih elektrana, odakle se energija prenosi dalekovodima do distribucijske mreže i konačnih korisnika. Tijekom proteklog stoljeća takav sustav omogućio je pouzdanu i učinkovitu isporuku električne energije širokom krugu potrošača. Ipak, konvencionalna elektroenergetska mreža suočava se s brojnim izazovima, uključujući potrebu za smanjenjem ekološkog otiska, minimizacijom gubitaka tijekom prijenosa te integracijom sve većeg udjela obnovljivih izvora energije. Razumijevanje njezine strukture i funkcionalnosti ključno je za prepoznavanje prednosti i ograničenja te za usmjeravanje budućih inovacija koje će odgovoriti na rastuće energetske zahtjeve društva.

Rastuća zabrinutost zbog klimatskih promjena, onečišćenja okoliša i iscrpljivanja fosilnih goriva naglašava potrebu za prelaskom na održive izvore energije. S obzirom na sve izraženije posljedice klimatskih promjena, poput ekstremnih vremenskih nepogoda, rasta razine mora i degradacije ekosustava, prijelaz na održive energetske sustave postaje nužnost. Obnovljivi izvori energije – solarna energija, energija vjetera, hidroenergija, geotermalna energija i biomasa – ključni su za osiguranje energetske sigurnosti i održivog razvoja. Osim što doprinose smanjenju emisije stakleničkih plinova, omogućuju diversifikaciju energetske resursa, potiču gospodarski rast i otvaraju nova radna mjesta. Tehnološki napredak u području obnovljivih izvora energije značajno je ubrzao njihovu primjenu u posljednjim desetljećima. Hrvatska, kao i mnoge druge zemlje, raspolaže velikim potencijalom za razvoj obnovljivih izvora zahvaljujući svom zemljopisnom položaju, klimatskim uvjetima i prirodnim resursima. Međutim, unatoč brojnim prednostima, integracija obnovljivih izvora energije u postojeće energetske sustave suočava se s izazovima poput visokih početnih troškova, potrebe za prilagodbom infrastrukture, varijabilnosti u proizvodnji energije te regulatornih i političkih prepreka. Rješavanje ovih izazova ključno je za uspješnu tranziciju prema održivoj energetskej budućnosti.

Integracija obnovljivih izvora energije u elektroenergetsku mrežu povećava složenost sustava i postavlja dodatne zahtjeve na električnu zaštitu. Električna zaštita jedna je od ključnih komponenti elektroenergetskog sustava, osiguravajući siguran i pouzdan rad mreže izoliranjem i isključivanjem oštećenih dijelova u slučaju kvara. Elektroenergetska mreža podložna je kratkim spojevima i kvarovima koji mogu uzrokovati značajnu materijalnu štetu te predstavljati rizik za zdravlje korisnika i operatera sustava. Uvođenje obnovljivih izvora energije donosi značajne promjene u postojećim i novim zaštitnim sustavima, osobito u pogledu tradicionalne koordinacije putem vremenske i strujne selektivnosti. Priključivanje jednog ili više obnovljivih izvora na određeni dio mreže zahtijeva detaljnu reviziju parametara, stupnjeva i vrsta zaštita kako bi se osigurala njihova ispravna funkcionalnost. Bez takve prilagodbe mogu se pojaviti problemi poput isključenja pogrešnih dijelova mreže, neuspješnog isključenja u slučaju kvara, pojave neželjenog otočnog pogona ili asinkronog spoja prilikom aktivacije funkcije ponovnog uključivanja. Stoga je neophodno kontinuirano prilagođavati i optimizirati sustave zaštite kako bi se osigurala stabilnost i sigurnost elektroenergetske mreže u uvjetima rastuće integracije obnovljivih izvora energije.

Otočni pogon je stanje električne mreže u kojem određeni dio korisnika ostaje napajan jednim ili više obnovljivih izvora energije bez galvanske veze s aktivnom mrežom. Prema važećim propisima, otočni pogon još nije predviđen za sve elektrane te se distribuirana proizvodnja mora odmah isključiti prije ponovnog uključivanja mreže (APU), odnosno najkasnije u roku od dvije sekunde ako ne postoji funkcija automatskog ponovnog uključivanja, u skladu sa standardom IEEE 1547-2018. APU- Automatsko ponovno uključivanje funkcija je prekidača koja omogućuje ponovno povezivanje isključenog dijela mreže u slučaju prolaznih kvarova, obično unutar 400 ms. Ako se obnovljivi izvori energije ne isključe na vrijeme, može doći do oštećenja opreme i daljnjih kvarova, kako u postrojenjima obnovljivih izvora energije, tako i kod ostalih korisnika mreže. Stoga je pravovremena i učinkovita detekcija otočnog pogona ključna za sigurnost i stabilnost elektroenergetskog sustava.

Za razliku od zaštite od otočnog pogona, obnovljivi izvori energije (OIE) moraju imati funkciju prolaska kroz kvar (engl. Fault Ride Through – FRT). FRT omogućuje OIE da ostanu priključeni na elektroenergetsku mrežu tijekom kratkotrajnih padova napona uzrokovanih kvarovima, pod uvjetom da ti kvarovi ne dovode do otočnog pogona. Prema FRT karakteristikama, napon može pasti čak do 0,05 p.u. na vremenski interval između 150 i 250 ms. Osim pada napona, kvarovi mogu uzrokovati značajne devijacije frekvencije, što može rezultirati isključenjem OIE s mreže uslijed aktivacije pasivnih ili aktivnih zaštitnih metoda. Zahtjevi za FRT-om izravno utječu na parametre algoritama pasivnih zaštita od otočnog pogona, proširujući njihovu zonu ne-detekcije (Non Detection Zone – NDZ). Stoga metode detekcije otočnog pogona moraju biti

otporne na kvarove u mreži u trajanju od najmanje 150 ms, ako ti kvarovi ne uzrokuju otočni rad, uz istovremenu podršku FRT funkcije.

Daljnje unapređenje zaštitnih sustava za detekciju otočnog pogona ključno je za njihovu učinkovitiju izvedbu, s naglaskom na pravilan odabir metode detekcije. Pametne mreže (Smart Grids) i sveobuhvatna digitalizacija sustava nadzora i upravljanja elektroenergetskim sustavom (EES) u velikoj su mjeri oslonjeni na razvoj komunikacijske infrastrukture i učinkovitu razmjenu informacija. Algoritam predstavljen u ovom radu temelji se na praktičnoj implementaciji razmjene informacija koristeći mogućnosti prijenosa mjernih veličina putem standarda IEC 61850-9-2, omogućujući izravnu komunikaciju između mreže i obnovljivih izvora energije (OIE). Preostala dva algoritma oslanjaju se na poboljšane metode detekcije pomaka vektora napona i brzine promjene frekvencije. Praktična implementacija ovog algoritma značajno bi unaprijedila detekciju otočnog pogona u usporedbi s klasičnim metodama, pružajući veću otpornost na nepredviđena i pogrešna isključenja uslijed poremećaja u mreži te osiguravajući sukladnost s FRT zahtjevima. Dodatna prednost algoritma jest njihova neovisnost o promjenama topologije mreže i priključenju novih izvora, za razliku od klasičnih metoda detekcije kod kojih takve promjene često imaju negativan utjecaj na pouzdanost sustava.

2. UTJECAJ DISTRIBUIRANE PROIZVODNJE NA ELEKTROENERGETSKI SUSTAV

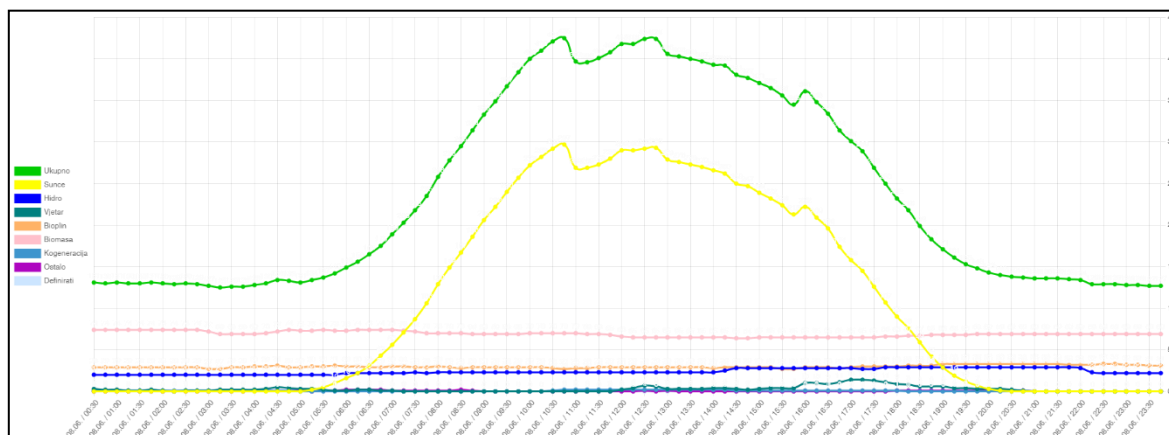
Trenutno stanje obnovljivih izvora energije (OIE) u Hrvatskoj pokazuje značajan napredak, no i dalje postoje izazovi koji zahtijevaju sustavni pristup i daljnja ulaganja. Iskorištavanje postojećeg potencijala i provedba planiranih projekata mogu značajno pridonijeti energetske neovisnosti i održivosti zemlje, pod uvjetom da se uspješno prevladaju postojeće prepreke te osigura adekvatna institucionalna podrška.

Hrvatska koristi različite oblike OIE, uključujući hidroenergiju, energiju vjetra, solarnu energiju, biomasu i bioplin. Kao članica Europske unije, obvezna je usklađivati svoje energetske ciljeve s europskim strategijama, što podrazumijeva povećanje udjela obnovljivih izvora energije u ukupnoj potrošnji i smanjenje emisija stakleničkih plinova. Solarna energija, zbog povoljnih klimatskih uvjeta, ima posebno velik potencijal za daljnji razvoj. Unatoč izazovima, značajne prilike za rast ovog sektora leže u povećanju instaliranih kapaciteta, modernizaciji infrastrukture i poticanju investicija.

Integracija OIE u distribucijsku mrežu može imati različite posljedice, kako pozitivne tako i negativne. Ključni aspekti utjecaja uključuju:

- Doprinos struji kratkog spoja – OIE utječu na razinu struje kratkog spoja u distribucijskoj mreži, pri čemu taj doprinos ovisi o instaliranoj snazi, vrsti izvora i udaljenosti do mjesta kvara.
- Neselektivna ili pogrešna aktivacija zaštitnih sustava – Integracija novih OIE može dovesti do neodgovarajuće reakcije zaštitnih uređaja ako se parametri zaštite ne prilagode njihovom doprinosu struji kratkog spoja. To je osobito izraženo kod sinkronih i asinkronih generatora te velikih solarnih elektrana ili njihovih grupacija.
- Otočni pogon – Iako je otočni pogon predmet brojnih istraživanja, prema važećim propisima OIE ne smiju dugoročno napajati izolirane dijelove mreže u slučaju prekida galvanske veze s ostatkom elektroenergetskog sustava.
- Harmoničko izobličenje – Periodična odstupanja mrežnog napona od sinusnog oblika mogu nastati zbog sinkronih i asinkronih generatora, a osobito kod izvora ili potrošača temeljenih na energetskej elektronici.
- Automatska regulacija napona – Tradicionalni sustavi regulacije napona u distribucijskoj mreži pretpostavljaju jednosmjerni tok energije. Velike ili koncentrirane integracije OIE ispod točke automatske regulacije mogu izazvati pogrešne procjene u upravljačkom sustavu, što može dovesti do prekomjernog povećanja ili smanjenja napona.
- Propadi napona – Kratkotrajni padovi napona obično su posljedica kvarova u mreži ili naglih promjena opterećenja. OIE mogu imati sličan učinak ako se njihov instalirani kapacitet naglo isključi ili ako se asinkrono priključe na mrežu pri punoj snazi.

Kao ilustracija, slika 1 prikazuje proizvodnju solarnih elektrana 8. lipnja 2024., tijekom tipično sunčanog dana, dok slika 2 prikazuje ukupnu potrošnju na sučelju s prijenosnom mrežom. Maksimalna proizvodnja OIE u distribucijskoj mreži tog dana dosegla je 425 MW. Zvonolika krivulja proizvodnje odražava kumulativni učinak solarnih elektrana, pri čemu je uočljiv pad proizvodnje oko 11:00 sati, uzrokovan prolaznom naoblakom nad sjevernim i sjeverozapadnim dijelom Hrvatske.



Slika 1: Proizvodnja OIE u Hrvatskoj na dan 08.06.2024.

2.1. Utjecaj distribuirane proizvodnje na zaštitu u elektroenergetskom sustavu

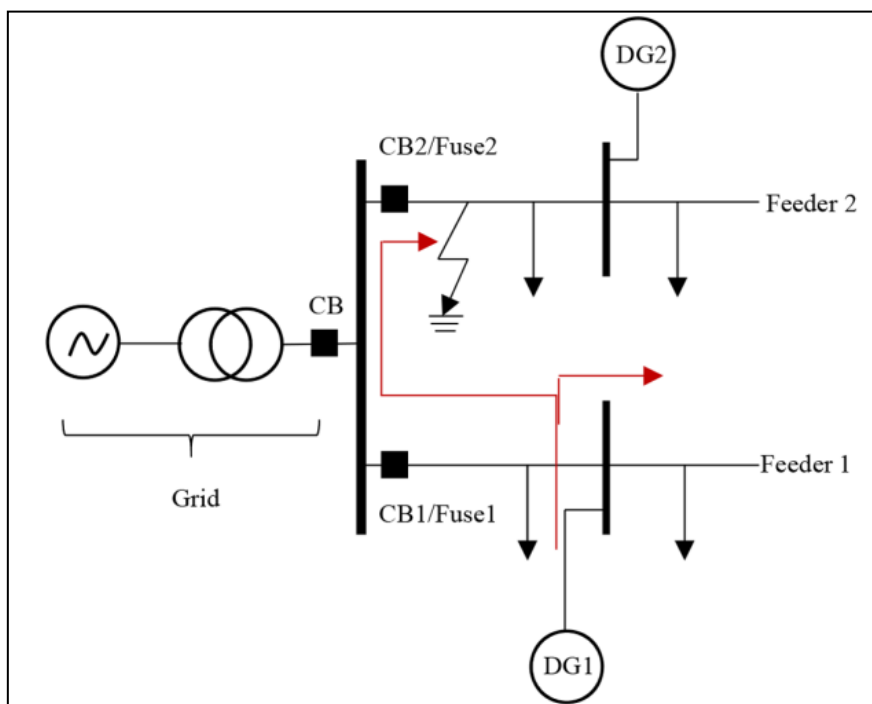
Svaka promjena u strujama kvarova unutar mreže izravno utječe na selektivnost relejnih zaštita i njihove konfiguracije. U konvencionalnim distribucijskim sustavima energija je do sada uvijek tekla jednosmjerno – od izvora napajanja prema potrošačima. Međutim, integracija obnovljivih izvora energije (OIE), ovisno o njihovom kapacitetu i lokaciji, značajno mijenja ovu ustaljenu koncepciju toka energije u mreži.

Jedan od ključnih izazova u zaštiti sustava je mogućnost neselektivnog isključenja, pri kojem zaštitni relej aktivira isključenje iako kvar nije prisutan na odvodu koji on štiti. Primjer takve situacije prikazan je na slici 2.12, gdje se kvar javlja na odvodu 2, dok doprinos struje distribuiranog izvora DG1 stvara uvjete za neželjeno isključenje prekidača CB1. Prije integracije DG1, konfiguracija zaštite nije uzimala u obzir mogućnost dvosmjernog toka struje, budući da su izvori napajali isključivo potrošače.

Osim klasičnih transformatorskih stanica i zaštitnih sustava, sve češće se u distribucijskim mrežama ugrađuju automatski prekidači s funkcijom ponovnog uključanja (*recloseri* – RC). Oni se postavljaju uglavnom na dalekovodima te omogućuju daljinsko upravljanje, zaštitu i automatsko ponovno uključanje (APU). Utjecaj OIE na *reclosere* posebno je izražen, jer se oni često nalaze bliže distribuiranim izvorima, zbog čega je njihov doprinos struji kvarova veći. Neželjeno isključenje ovih prekidača može dodatno potaknuti aktivaciju APU-a, što smanjuje kvalitetu napajanja i povećava broj prekida napona u mreži.

Drugi značajan utjecaj OIE na zaštitne sustave je stvaranje nedozvoljenog otočnog pogona. U tradicionalnim distribucijskim mrežama isključenje u slučaju kvara nije predstavljalo problem, jer odvojeni dio mreže nije ostajao pod naponom. Međutim, u suvremenim distribucijskim mrežama s velikim udjelom OIE, određeni dijelovi mreže mogu nastaviti s radom u otočnom režimu. Problem nastaje jer zaštita unutar mreže nema mogućnost ispravnog djelovanja ako se dio sustava izolira i nastavi raditi bez galvanske veze s aktivnom mrežom.

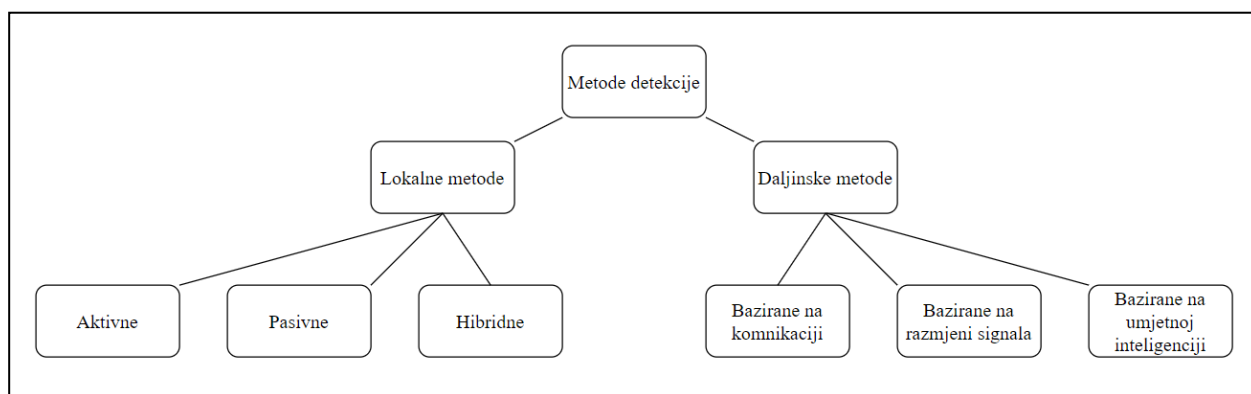
Glavni razlog ovakvog nedjelovanja je smanjenje razine struje kvara, koja postaje preniska da bi aktivirala zaštitne uređaje. U slučaju kratkog spoja u izoliranom dijelu mreže, razina struja kvarova može biti nedostatna za pokretanje isključenja, što može uzrokovati oštećenje opreme te predstavljati ozbiljan rizik za sigurnost djelatnika i korisnika mreže zbog mogućnosti električnog udara. Prema važećim mrežnim pravilima distribucijskog sustava, otočni pogon nije dopušten.



Slika 2: Zaštita i distribuirani izvori sa dva susjedna vodna polja

2.2. Metode detekcije otočnog pogona i definicija zone neosjetljivosti

Odabir odgovarajuće metode zaštite od otočnog pogona i dalje predstavlja izazov zbog stalnih promjena u zahtjevima, konfiguraciji mreže i tehnološkom razvoju elektroenergetskog sustava. Metode detekcije i zaštite od otočnog pogona mogu se podijeliti u dvije osnovne kategorije: lokalne i daljinske. Lokalni pristupi dodatno se klasificiraju na aktivne, pasivne i hibridne metode, dok se daljinske metode dijele na komunikacijske, signalne te one temeljene na umjetnoj inteligenciji. Osnovna klasifikacija postojećih metoda detekcije otočnog pogona prikazana je na slici 3.



Slika 3: Podjela metoda detekcije otočnog pogona

Učinkovitost svake metode detekcije otočnog pogona procjenjuje se veličinom zone neosjetljivosti (*Non Detection Zone* – NDZ). NDZ je za svaku od analiziranih metoda matematički povezana s parametrima koji se koriste za detekciju otočnog pogona te označava područje u kojem metoda nije dovoljno osjetljiva.

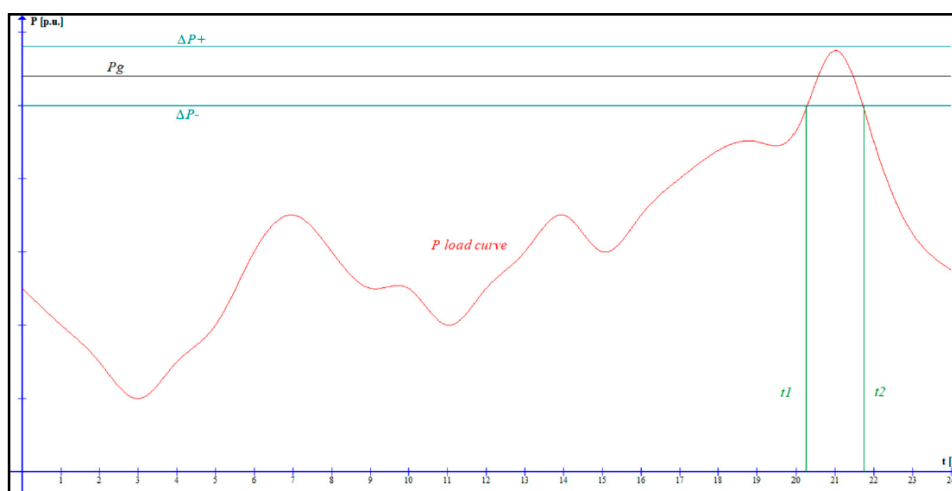
Kao ilustracija, na slici 4 prikazana je krivulja radne snage osnovnog vodnog polja koje napaja distribuirani izvor konstantne izlazne snage tijekom 24 sata. Ovaj primjer prikazuje povezanost uspješnosti detekcije otočnog pogona s metodama brzine promjene frekvencije (*Rate of Change of Frequency* – ROCOF) i

pomaka vektora napona (*Vector Shift* – VS). Učinkovitost ovih metoda ovisi o diferencijalu izlazne snage distribuiranog izvora koji štite te o trenutnom opterećenju u mreži.

Zona neosjetljivosti ROCOF i VS metoda definirana je minimalnim pozitivnim ili negativnim diferencijalom radne snage potrebnim za detekciju otočnog pogona. Ova ovisnost bit će detaljno obrađena u sljedećim poglavljima, a u ovom slučaju prikazana je kao geometrijska vjerojatnost izražena formulom (1).

$$p_{NDZ} = \frac{t_2 - t_1}{t_{period}} 100\% \quad (1)$$

Odabir ROCOF i VS metoda temelji se na njihovoj važnosti u razvoju poboljšanih i novih algoritama razmatranih u daljnjem istraživanju. Na grafu sa slike 4 pravci označeni kao $\Delta P+$ i $\Delta P-$ predstavljaju minimalne uvjete za uspješnu detekciju ROCOF i VS metoda, pri čemu su postavljeni parametri 1 Hz/s za ROCOF i pomak od 4° za VS, uz baznu distribuiranu proizvodnju od 1 MW.



Slika 4: Krivulja radne snage sa presjekom zone neosjetljivosti

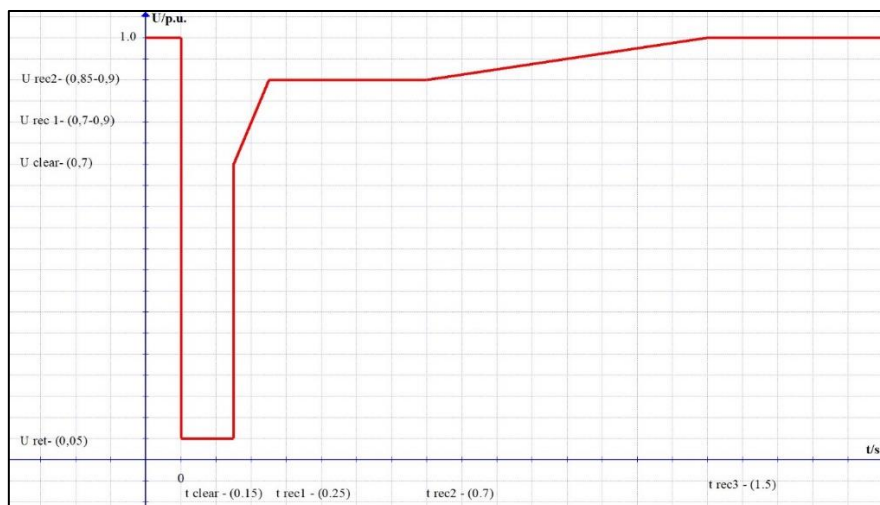
2.3. Uvjeti na zaštitu od otočnog pogona

Uredba Komisije (EU) 2016/631, koja je usvojena 14. travnja 2016. godine, utvrđuje mrežna pravila za usklađene zahtjeve za priključenje proizvođača električne energije na elektroenergetsku mrežu. Prema ovoj uredbi, proizvodni moduli se klasificiraju u kategorije A-D na temelju instalirane snage i naponskog nivoa priključenja, pri čemu svaka država članica ima pravo definirati parametre unutar kojih elektrane moraju održavati vezu s elektroenergetskim sustavom (EES). Ključni parametri ili zahtjevi definirani uključuju:

- Zahtjeve za održavanje frekvencije,
- Zahtjeve za održavanje napona,
- Zahtjeve u vezi s doprinosom kratkim spojevima,
- Zahtjeve za proizvodnju jalove snage,
- Zahtjeve za upravljanje režimom rada elektrane,
- Zahtjeve za kvalitetu opskrbe.

Osim toga, uredba nalaže obaveznu razmjenu informacija između EES-a, odnosno nadležnog operatora, i elektrane (za tipove B, C i D, dok za tip A nije obavezno). Komunikacijski protokol i sadržaj telegrama razmjene definiraju operatori prijenosnog sustava. Najčešće korišteni protokoli za razmjenu informacija su IEC 61850 i IEC 60870. Kao ključni primjer primjene zahtjeva uredbe, OIE mora imati sposobnost prolaska kroz kvar (FRT – *Fault Ride Through*), što je njegova obavezna funkcija. FRT omogućava OIE da ostane priključen na elektroenergetsku mrežu tijekom kratkotrajnih padova napona uzrokovanih kvarovima, pod

uvjetom da nije došlo do otočnog pogona. Prema FRT karakteristiki, napon može pasti i do 0,05 p.u. u trajanju od 150 do 250 ms kako je prikazano slikom 5. Osim smanjenja napona, kvarovi mogu uzrokovati značajne frekvencijske devijacije, što može dovesti do isključenja OIE s mreže kroz pasivne ili aktivne metode zaštite.



Slika 5: FRT karakteristika iz uredbe

Zahtjevi za FRT-om utječu na parametre algoritama pasivnih zaštita od otočnog pogona, povećavajući njihovu zonu nedetekcije (Non Detection Zone – NDZ). Metode detekcije otočnog pogona moraju biti otporne na kvarove u mreži u trajanju od najmanje 150 ms, pod uvjetom da ne dovode do otočnog rada, dok istovremeno podržavaju FRT karakteristike prikazane na slici 4.3.

Pravila o razmjeni podataka između operatora prijenosnog sustava, operatora distribucijskog sustava i proizvodnih modula priključenih na distribucijsku mrežu određuju tko je odgovoran za dostavu podataka i kome ih treba dostaviti. Također, propisuju prava korištenja podataka o proizvodnim modulima te obavezu operatora distribucijskog sustava da relevantne informacije proslijedi operatoru prijenosnog sustava.

Postoje tri vrste podataka koji se razmjenjuju:

- Strukturni podaci,
- Planirani podaci,
- Podaci u stvarnom vremenu, koji se prenose putem prethodno navedenih protokola.

Obavezna razmjena informacija u stvarnom vremenu dovela je do razvoja algoritma, predstavljenog u sljedećem poglavlju, koji se temelji na daljinskom i lokalnom mjerenju frekvencije u sustavu i postrojenju distribuirane proizvodnje. Razmjena informacija u stvarnom vremenu obuhvaća tri ključne kategorije:

- Razmjenu informacija o stanju sklopnih aparata u postrojenju OIE i kod nadležnog operatora sustava,
- Razmjenu upravljačkih i regulacijskih parametara proizvodnog postrojenja i mreže,
- Razmjenu mjerenih električnih i ostalih veličina između mreže, susjednog postrojenja i proizvodnog postrojenja OIE.

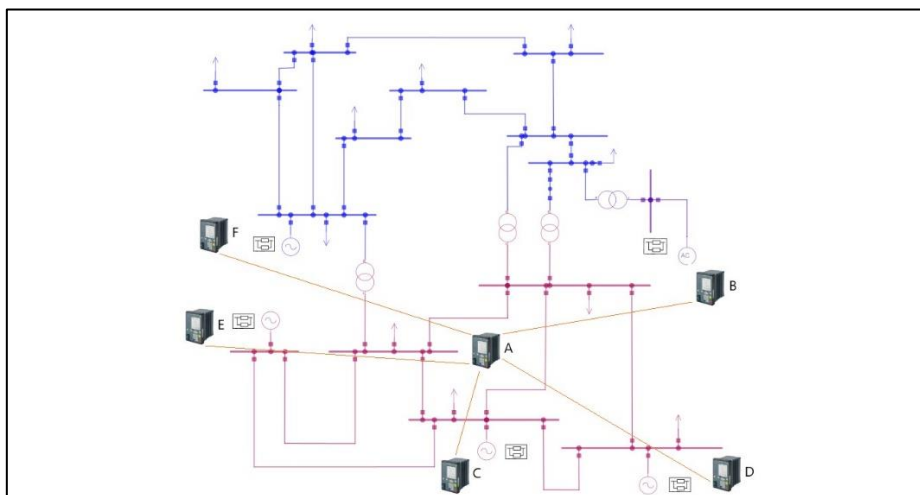
3. ALGORITAM DIFERENCIJALNE ZAŠTITE FREKVENCIJE NAPONA

U ovom poglavlju predstavljena je metoda detekcije otočnog pogona temeljena na analizi diferencijala frekvencije napona. Kao što je kroz ovaj rad objašnjeno, intenzivna integracija OIE u distribucijski i prijenosni sustav započela je prije više od deset godina. Iako je zaštita od otočnog pogona i dalje obavezna, njezina učinkovitost sve je teže održati zbog sve veće kompleksnosti elektroenergetskog sustava (EES).

Dosadašnja iskustva s primjenom ROCOF i VS zaštita pokazala su da je granica između lažnih i neselektivnih prorada te uspješne detekcije otočnog pogona vrlo tanka. Uz postojeće, a još više buduće regulative, OIE će biti obavezan na dinamički odaziv u podržavanju stabilnosti sustava, uključujući naponsku i frekvencijsku stabilnost, mogućnost automatskog i daljinskog upravljanja radnom i jalovom snagom te veću otpornost na poremećaje i kvarove.

Razvoj informacijske i telekomunikacijske infrastrukture unutar koncepta "**smart grid**" [59] omogućuje, uz standardnu razmjenu telegrama između operatora i OIE, i prijenos procesnih mjernih vrijednosti visoke rezolucije.

Na slici 6 prikazana je principijelna shema komunikacije unutar modela mreže. Digitalizacija mreže, trafostanica i OIE ostvaruje se korištenjem komunikacijskog protokola IEC 61850-9-2, koji omogućuje razmjenu signala i mjernih podataka putem procesne sabirnice (*Process-Bus*). Ova norma definira tehničke parametre i pravila za razmjenu uzorkovanih mjernih veličina kroz Communication Service Mapping (SCSM).

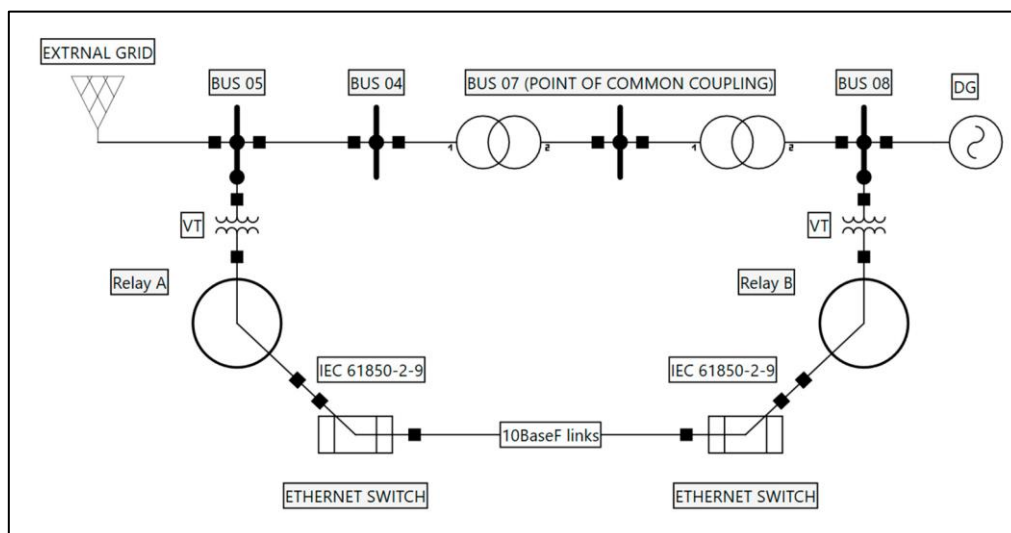


Slika 6: Principijelna shema komunikacije na modelu mreže

Parametri definirani normom primjenjuju se na sve uređaje i komunikacijsku opremu te moraju zadovoljiti minimalne zahtjeve za objavljivanje logičke grupe koja distribuira uzorkovane mjerene veličine, poput struja i napona, kao i za uređaje koji ih primaju. Algoritam predstavljen u ovom poglavlju koristi "živu" razmjenu uzorkovanih mjerenih vrijednosti za realizaciju zaštite od otočnog pogona. Iako je teorijski moguće implementirati ovaj algoritam i putem drugih komunikacijskih protokola, u skladu s tehničkim normama i pravilima koristi se protokol IEC 61850-9-2, uz mogućnost prilagodbe i drugim rješenjima. Glavna zadaća algoritma je prijenos uzorkovanih vrijednosti mjerene frekvencije iz referentne točke u mreži do sučelja ili postrojenja OIE pomoću protokola IEC 61850-9-2 te njihova integracija s lokalnim mjerenjima za potrebe algoritma diferencijalne zaštite frekvencije napona (DZF).

Kao i kod svake komunikacije, i ovdje postoji vremenska zadržka između slanja i primanja mjerenih vrijednosti, poznata kao komunikacijska latencija (*synchronization latency*). Ova zadržka nastaje zbog fizičkog kašnjenja prilikom prijenosa podataka i nužnog vremenskog poravnanja na prijemnoj strani. Kašnjenje je rezultat korištenja različitih vrsta opreme i komunikacijskih medija.

Za bolju predodžbu, tipična konfiguracija uređaja korištenih u razmjeni uzorkovanih mjerenih veličina prikazana je na slici 6. Svaki uređaj uključen u komunikacijsku petlju uvodi određenu zadržku u prijenosu i konverziji signala, što je važno uzeti u obzir pri analizi performansi sustava.

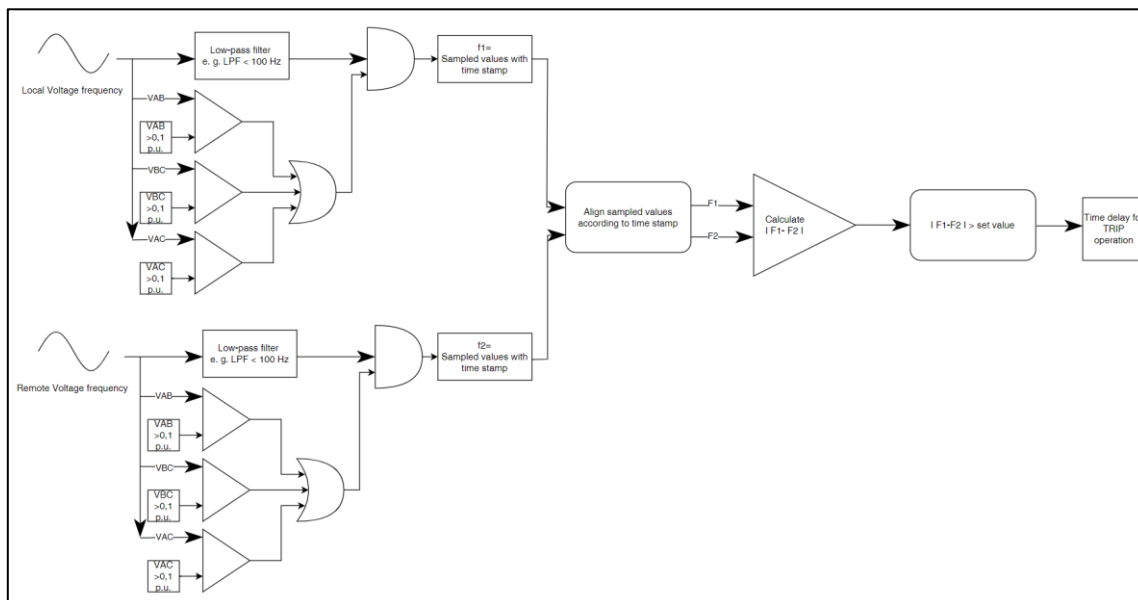


Slika 7: Konfiguracija komunikacijske petlje

Primjer vremenske zadržke između točke nastanka i točke primanja mjerene vrijednosti javlja se u optičkim razdjelnicima, optičkim vlaknima, LAN kabelima i slično. Važno je napomenuti da se zadržke pojedinih elemenata mogu izračunati ili izmjeriti. Na primjer, za optičko vlakno konstanta kašnjenja iznosi 5 ns/m.

Relej s implementiranim DZF algoritmom blokira svoj rad ako ne primi uzorkovanu mjerenu vrijednost od uređaja pošiljalca u tzv. mrtvom periodu u trajanju od 4 ms. Kako je prikazano na slikama 6 i 7, Relej A predstavlja uređaj koji objavljuje uzorkovane mjerene vrijednosti prema jednom ili više primatelja. Radi jednostavnijeg pojašnjenja rada algoritma, pretpostavlja se da Relej A šalje samo uzorkovane mjerene vrijednosti frekvencije iz postrojenja u kojem je ugrađen prema Releju B, koji ih prima.

DZF algoritam programiran je pomoću alata Siemens DIGSI 5 CFC editor. Princip rada algoritma prikazan je na slici 8. CFC alat omogućuje programiranje i izvedbu složenih programskih struktura koje se temelje na funkcijskim blokovima i shemama, s mogućnošću dodjele vanjskih i internih mjernih veličina.



Slika 8: Prikaz principa rada DZF algoritma

Ulazna validacija lokalnih i daljinskih mjerenja uvjetovana je prisutnošću linijskih napona u sve tri faze, pri čemu minimalna vrijednost mora iznositi 0.1 p.u.. Ako izmjerene vrijednosti napona padnu ispod ovog

praga, DZF algoritam se blokira. CFC koristi uzorkovane mjerene veličine s vremenskom oznakom (*Time Stamp*), a svi releji koji međusobno komuniciraju putem procesne sabirnice vremenski su sinkronizirani, što znači da koriste identično procesorsko vrijeme.

Vrijeme uzorkovanja može se postaviti u rasponu od 80 do 256 uzoraka po periodu naponske promjene u sustavima s nazivnom frekvencijom od 50 Hz. Radi optimizacije procesorske snage, DZF algoritam koristi 80 uzoraka po periodu.

Relej B, koji služi kao primatelj, izravno preuzima izmjerene frekvencijske vrijednosti od Releja A putem procesne sabirnice te ih prosljeđuje CFC funkciji algoritma.

Rad algoritma:

1. Validacija lokalnih mjerenja – prvi funkcijski blok provjerava ispravnost vlastitih mjerenja.
2. Poravnanje frekvencija – sljedeći blok vremenski sinkronizira f_1 (frekvenciju primatelja) i f_2 (frekvenciju odašiljatelja) te ih prosljeđuje dalje kao varijable F_1 i F_2 .
3. Izračun diferencijala – treći funkcijski blok računa apsolutnu razliku između F_1 i F_2 , koju uspoređuje s unaprijed postavljenim pragom algoritma.
4. Praćenje vremenske postavke – algoritam kontinuirano prati je li apsolutni diferencijal veći od zadanog praga tijekom cijelog trajanja vremenskog parametra.
5. Izdavanje isključenja – ako je uvjet zadovoljen i diferencijal ostane veći od praga tijekom cijelog trajanja postavljenog vremena, algoritam izdaje naredbu za isključenje.
6. Resetiranje – ako tijekom vremenskog intervala diferencijal padne ispod praga, algoritam se resetira i ponovno čeka uvjet za aktivaciju.

Parametri korišteni u DZF algoritmu:

- Vrijednost apsolutnog diferencijala frekvencije: $F_{diff} = 0.2 \text{ Hz}$
- Vremenski odmak (tolerancija prije isključenja): $t_{delay} = 0.1 \text{ s}$

Jedna od ključnih prednosti ove metode je neovisnost distribucije uzorkovanih frekvencijskih vrijednosti o naponskom nivou mjesta nastanka i primanja. Budući da je frekvencija jedinstven fizikalni parametar za cijeli sustav, može se precizno uspoređivati bez obzira na razlike u naponima na mjestima mjerenja.

4. ZAKLJUČAK

Predstavljen je algoritam zaštite zasnovan na diferencijalu frekvencije napona. Njegova učinkovitost ovisi o implementaciji komunikacijske infrastrukture, koja se kontinuirano razvija s rastom integracije obnovljivih izvora energije i digitalizacijom distribucijske mreže. Algoritam koristi razmjenu mjerenih vrijednosti putem procesne sabirnice, primjenjujući IEC 61850-9-2 protokol.

Ovaj algoritam testiran je kroz simulacije i numeričke analize modela mreže. Dodatno, programiran je i verificiran u laboratorijskim uvjetima provođenjem mjernih simulacija temeljenih na stvarnim poremećajima u mreži. Rezultati potvrđuju njegovu sposobnost precizne detekcije otočnog rada, dok istovremeno ostaje imun na mrežne poremećaje koji ne zadovoljavaju uvjete otočnog pogona.

Daljnja istraživanja usmjerena su na implementaciju tj. njegovu primjenu putem alternativnih komunikacijskih kanala i protokola.

5. LITERATURA

- [1] 'IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces'. IEEE. doi: 10.1109/ieeestd.2018.8332112.
- [2] Alstom: Network Protection and Automation Guide, 2011, ISBN: 978-0-9568678-0-3.
- [3] Cigré; CIRED. Modelling of Inverter-Based Generation for Power System Dynamic Studies; Conseil International des Grands Réseaux Électriques, Congrès International des Réseaux Électriques de Distribution, Eds.; CIGRÉ: Paris, France, 2018; ISBN 978-2-85873-429-0.
- [4] Pravila o razmjeni podataka između operatora prijenosnog sustava, operatora distribucijskog sustava i proizvodnih modula priključenih na distribucijski sustav, HOPS- Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. [mrežno, travanj 2022] https://www.hops.hr/page-file/7WnB84zYdQL4QykRW43Uz2/podzakonski-akti/Pravila%20o%20razmjeni%20podataka_potpisano-2.pdf
- [5] IEEE Std 141-1993.: 'IEEE recommended practice for electric power distribution for industrial plants', April 1994, pp. 109–184
- [6] Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators (Text with EEA relevance). OJ L 2016, 112, 1–68. Available online: <http://data.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj> (accessed on 19 March 2024)
- [7] IEC 61850; Communication Networks and Systems for Power Utility Automation. International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland.
- [8] IEC 60870; Group of Standards. International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland.
- [9] IEC 61850-9-2; Communication Networks and Systems for Power Utility Automation—Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM)—Sampled Values over ISO/IEC 8802-3. International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland, 2011.
- [10]