



## EFIKASNA DISTRIBUTIVNA MREŽA- TRENUTNO STANJE I TRENDOVI - uporedni pregled-

### EFFICIENT ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORK- CURRENT SITUATION AND FUTURE TRENDS -comparative overview-

Vladica MIJAILOVIĆ, Fakultet tehničkih nauka, Čačak  
Aleksandar RANKOVIĆ, Fakultet tehničkih nauka, Čačak

#### KRATAK SADRŽAJ:

U radu je dat uporedni pregled tehnno-ekonomskih parametara distributivnih mreža u Srbiji i u zemljama članicama EU, Japana i SAD-a: konfiguracija, karakteristike izvoda i transformatorskih stanica, visina gubitaka. Dat je pregled mera za smanjenje gubitaka električne energije. Posebna pažnja je posvećena merama za regulaciju napona u mrežama sa priključenim distribuiranim izvorima. Takođe, navedene su ključne promene u procesu planiranja, u okviru prelaska sa koncepta pasivne na koncept aktivne distributivne mreže.

**Ključne reči:** distributivna mreža- gubici- efikasnost- regulacija napona- distribuirani izvori.

#### ABSTRACT

The paper gives a comparative overview of the techno-economic parameters of the electrical distribution networks in Serbia and in the member states of EU, Japan and the USA: configuration, characteristics of feeders and power transformer substations, the amount of energy losses. Also, an overview of measures to reduce electricity losses is given. Special attention is devoted to measures for voltage regulation in electrical distribution networks with connected distributed sources. Also, the key changes in the electrical distribution network planning process are listed, within the transition from the concept of passive to the concept of active electrical distribution network.

**Key words:** electrical distribution network- losses- efficiency- voltage regulation- distributed sources.

[vladica.mijailovic@ftn.kg.ac.rs](mailto:vladica.mijailovic@ftn.kg.ac.rs), [aleksandar.rankovic@ftn.kg.ac.rs](mailto:aleksandar.rankovic@ftn.kg.ac.rs)

#### 1. UVOD

Distribucija električne energije se obavlja na naponskim nivoima 10 kV, 20 kV i 35 kV. Zastupljenost pojedinih naponskih nivoa varira od države do države. U urbanim sredinama, prosečna vrednost dužine izvoda 10 kV je u opsegu [5÷10] km, dok je u ruralnim područjima prosečna vrednost dužine izvoda 20 kV - [10÷20] km. Dužina izvoda bitno zavisi od lokalnih uslova (struktura potrošača i geografske prilike).

Napajanje industrijskih potrošača se najčešće obavlja na naponskim nivoima [3÷15] kV.

Konfiguraciju mreže prvenstveno određuju sledeći činioci:

- Kategorije potrošača koje će biti napajane (široka potrošnja, komercijala, industrijski potrošači, komunalna potrošnja) i
- Dimenzije objekata/zgrada i njihova namena (broj spratova ispod/iznad nivoa zemlje, vrsta električne opreme u zgradi, snaga i način korišćenja).

Tipično, oblasti sa različitim gustinama potrošnje zahtevaju različite konfiguracije mreže. U tom kontekstu, posebna pažnja se posvećuje željenoj (zahtevanoj) pouzdanosti napajanja potrošača. Takođe, podrazumeva se da se svima isporučuje električna energija propisanog kvaliteta (vrednost napona, sadržaj višeharmoničnih komponenti).

**25**  
godina

13. SAVETOVANJE O ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA sa regionalnim učešćem  
13<sup>th</sup> CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION with regional participation

12-16 / 09 / 2022, Kopaonik, Srbija



## ZBORNİK RADOVA | PROCEEDINGS



Mreža optimalne konfiguracije treba da zadovolji sledeće zahteve:

- Prihvatljiva investiciona vrednost,
- Jednostavnost i preglednost,
- Visok nivo pouzdanosti napajanja potrošača,
- Nizak nivo gubitaka,
- Mogućnost jednostavnog proširenja (rekonstrukcije),
- Niska elektromagnetska interferencija.

Za odabranu konfiguraciju mreže moraju biti određeni i sledeći parametri:

- Broj napojnih tačaka,
- Veličina i vrsta primarnog izvora,
- Centralizovano i/ili distribuirano napajanje potrošača,
- Vrsta i način realizovanja rezervnog izvora napajanja,
- Način uzemljenja neutralne tačke.

## 2. KONFIGURACIJE MREŽE

Distributivna mreža može biti izvedena kao radijalna, prstenasta ili upetljana.

Radijalno napajana mreža ima najjednostavniji oblik. Njene dobre osobine su: jednostavan nadzor i upravljanje tokom pogona i zaštita, kao i brza lokalizacija kvarova.

Prstenasta mreža predstavlja proširenje radijalne konfiguracije.

Cena izgradnje prstenaste mreže zavisi prvenstveno od konfiguracije terena. Ona je bolje rešenje od radijalne konfiguracije ako se napaja veće geografsko područje sa više napojnih TS. Ako se napaja ograničena oblast bolja je radijalno napajana mreža.

Razlike između radijalne i prstenaste mreže su male kada su u pitanju prostorni zahtevi, uklapanje u okolinu i cena vodova.

Prstenaste mreže se, obično, realizuju sa kablovima kraće dužine ali većeg preseka, jer je, u slučaju ispada jedne napojne TS, potrebno preneti zahtevanu snagu sa jednog na drugi kraj kabla.

Sa stanovišta gubitaka, mreže koje rade u zatvorenom prstenu su nešto povoljnije od radijalnih, međutim, relejna zaštita je znatno složenija, što povećava visinu investicionih ulaganja. Takođe, proces lokalizacije kvarova je znatno složeniji nego u radijalnim mrežama.

Prosečan odnos broja NN-potrošača (široka potrošnja, komercijala) i industrijskih SN-potrošača je 354:1, opseg je 10:1 do 2008:1. Razlog za ovo je činjenica da pojedini operateri snabdevaju područja sa velikom gustinom stanovništva (urbana područja), dok drugi napajaju ruralna područja.

Kada je u pitanju dužina NN-izvoda po potrošaču situacija je sledeća: prosečna vrednost je  $0,023 \frac{km}{potrošač}$ , a

širina opsega  $(0,008 \div 0,078) \frac{km}{potrošač}$ .

Procentualni udeo kablovskih vodova se računa u odnosu na ukupnu dužinu vodova datog naponskog nivoa: u NN-mrežama udeo kablova je u opsegu  $(11,5 \div 100)\%$ , a prosečna vrednost iznosi 78%.

Iz jedne TS SN/NN napaja se prosečno 90 potrošača, a maksimalna uočena vrednost je 278.

Prosečna instalisana snaga jedne TS SN/NN je  $3,66 \frac{kVA}{potrošač}$ , a opseg je  $(2,1 \div 11,4) \frac{kVA}{potrošač}$ . Na ove vrednosti bitno utiču namena, veličina i struktura stambenih objekata.

Za SN-mrežu bez priključenih DG-a podaci su sledeći: prosečna dužina vodova je  $0,73 \frac{km}{napojna\ tačka}$ , a opseg

je  $(0,11 \div 1,86) \frac{km}{napojna\ tačka}$ . Napojne tačke u SN-mreži su SN-sabirnice u TS SN/NN i SN-potrošači.

Prosečan udeo kablova u SN-mreži je 56,8%, opseg je  $(9,4 \div 100)\%$ .

Postojanje distribuiranih resursa (DR) može da poboljšanja iskorišćenost postojeće distributivne mreže. Istovremeno, DR komplikuju upravljanje distributivnim mrežama i mogu da uzrokuju brojne probleme. „Prelazak“ sa pasivne na aktivnu mrežu je veoma skup, jer zahteva upotrebu brojnih uređaja energetske elektronike, automatike i dr.

Da bi se dobila aktivna inteligentna-pametna mreža neophodna je primena uređaja za kontrolu svih aktivnih resursa (DG, kontrolabilna opterećenja, FACTS uređaji, regulatori napona na transformatorima VN/SN i uključenost hibridnih vozila), prema konceptu upravljanja distributivnim mrežama. To, dalje, uslovljava primenu

inteligentnih elektronskih uređaja, sistema za automatsko merenje i očitavanje i moćnih komunikaciono-informacionih sistema, a sve radi ostvarenja planiranja i upravljanja u realnom vremenu.

### 3. EFIKASNOST MREŽA- INOSTRANA STATISTIKA I EFEKTI SPROVEDENIH MERA

Kada je u pitanju povećanje efikasnosti distributivnih mreža razmatraju se tri grupe mera:

- Tradicionalne mere (rekonstrukcija i/ili rekonfiguracija mreže, što podrazumeva zamenu energetskih transformatora, povećanje poprečnog preseka provodnika, skraćivanje dužine izvoda, promena naponskog nivoa). Na jednom od prethodnih savetovanja smo pokazali da se visina gubitaka može značajno smanjiti povećanjem poprečnog preseka nadzemnih i kablovskih vodova, instalisanjem energetskih transformatora sa nižim nivoom gubitaka u bakru i gubitaka praznog hoda i smanjenjem vršnog opterećenja energetskih transformatora.
- Promena koncepta upravljanja mrežom (primena koncepta Pametne mreže) i
- Postizanje fleksibilne eksploatacije priključenih distribuiranih resursa (kontrolom stimulativnih tarifa).

Gubici praznog hoda energetskih transformatora čine  $(25 \div 33)\%$  ukupnih gubitaka.

U zemljama EU gubici u prenosnoj mreži su u opsegu  $(1 \div 2,6)\%$ , a u distributivnoj-  $(2,3 \div 13,4)\%$ .

Tipično, trećinu ukupnih gubitaka u EES-e čine gubici u energetskim transformatorima, pri čemu 66% tih gubitaka čine fiksni gubici (gubici praznog hoda ET). Pogonska efikasnost energetskih transformatora zavisi od opterećenja. Stepenn iskorišćenja iznosi 99,4% pri opterećenju  $(0,4 \div 0,5) \cdot S_n$ . U zemljama EU prosečno opterećenje transformatora u distributivnoj mreži je 18,9%, pri čemu je stepenn iskorišćenja 98,38%. Analize pokazuju da bi se zamenom starih transformatora novim jedinicama efikasnost poboljšala za 0.35%.

Transformatore starije od 35 godina treba bezuslovno zameniti. U zemljama EU, 20% starih transformatora generiše 35% fiksnih gubitaka i 30% promenljivih gubitaka, što je oko 38 milijardi kWh godišnje. Zamenom ovih transformatora gubici bi se smanjili za 30 milijardi kWh godišnje, što praktično predstavlja godišnju potrošnju električne energije u Danskoj.

U Irskoj je izvršena rekonstrukcija mreže u ruralnom području, radi prelaska sa naponskog nivoa 10 kV na naponski nivo 20 kV. Rezultati su sledeći: viša cena neophodne zamene opreme je neznatna, pad napona je prepolovljen, strujna opteretivost vodova je udvostručena a gubici su smanjeni za 75%.

Priključenje DG-a na mrežu može značajno da utiče na visinu gubitaka. Studija sprovedena u Švajcarskoj pokazuje da je nakon priključenja DG-a na NN-mrežu, koji je pokrivaio 25% potrošnje, došlo do smanjenja gubitaka za 20%. Povećanje udela DG-a na 50% nije imalo nikakvog efekta na visinu gubitaka.

Sprovođenje kompenzacije reaktivne energije, takođe, bitno utiče na visinu gubitaka.

Kao jedna od mera analizira se "pomeranje" vrha dijagrama opterećenja, radi njegovog izravnavanja, promenom cene električne energije u pojedinim periodima dana. Na primer, nakon primene ove mere, u Švedskoj je ostvareno smanjenje troškova u opsegu  $(4 \div 18)\%$ , što u energiji iznosi oko 350 000 kWh godišnje. Za NN-mreže je poka-zano da simetriranjem opterećenja po fazama može da se ostvari ušteda koja na godišnjem nivou u Rusiji iznosi  $130 \frac{kWh}{\text{potrošač}}$ . U Belgiji je postignuto smanjenje gubitaka koje iznosi  $7 \cdot 10^6 \frac{kWh}{\text{god}}$ .

U Holandiji je instalisano 53 000 energetskih transformatora  $\frac{SN}{NN}$ . Izvršena je zamena 150 najstarijih jedinica transformatorima novijeg datuma, po prosečnoj ceni od 5300 EUR po transformatoru. Uočeno je smanjenje gubitaka od 0,1%.

U Slovačkoj je povećan maksimalni presek provodnika u NN-mreži sa  $70 \text{ mm}^2$  na  $150 \text{ mm}^2$ , što je rezultiralo prosečnim smanjenjem gubitaka za 5%.

„Decentralizacija napajanja“ se pokazala kao veoma efikasno rešenje. Umesto jednog transformatora veće snage koristi se više transformatora manje snage, čime se produžava SN-vod ali se skraćuje NN-mreža, jer su transformatori maksimalno blizu krajnjim potrošačima. Na ovaj način gubici su smanjeni za oko 47%.

ED Francuske je analizirala primenu lokalnih regulatora napona, radi upravljanja reaktivnim snagama distribuiranih generatora priključenih na SN-mrežu. Rezultat je smanjenje ukupnih gubitaka za  $(2 \div 3)\%$  i ukupnih troškova za oko 5% u odnosu na pogon bez kontrole reaktivne snage, a zahvaljujući odlaganju rekonstrukcije mreže.

Automatizacija mreže podrazumeva ugradnju daljinski kontrolisanih rasklopnih elemenata i prateće komunikacione infrastrukture i softvera. Prema podacima iz SAD-a, ugradnja daljinski kontrolisane uklopke (recloser-a) na nadzemnom vodu košta 20 400 EUR, a prekidača na podzemnom kablovskom vodu- 35 750 EUR. Najveću uticaj na cenu ima naponski nivoa na kome se oprema ugrađuje.

#### 4. REGULACIJA NAPONA U AKTIVNIM DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA

DG najčešće rade u režimu prilagođavanja vrednosti napona u tački priključenja (*voltage following mode*). To znači da ove jedinice nemaju mogućnosti da regulišu napon u sistemu, već jednostavno injektiraju snagu u mrežu pri skoro konstantnom faktoru snage ( $\cos \varphi \approx \text{const.}$ ), pri čemu se napon u tački priključenja, a time i naponski profil izvoda, menja u zavisnosti od injektirane snage.

Pomenuti koncept je čest uzrok konfuzije u stručnim krugovima, jer se pogrešno interpretira njegovo značenje i tumači se kao da će DG doslovno "pratiti" napon u tački priključenja i da, pri tome, na izvodu neće doći do promene naponskih prilika. Međutim, injektiranje snage u EES neminovno dovodi do promene napona, što je posledica pro-ticanja struje kroz impedanse elemenata sistema, između napojnih sabirnica i tačke priključenja DG-a na mrežu. Pomenute promene se superponiraju na napon mreže, čija vrednost se, u osnovi, određuje dejstvom regulacionih uređaja.

DG koji imaju mogućnost regulacije napona (*voltage regulating mode*) održavaju napon u tački priključenja na podešenoj vrednosti. Ovo se obično postiže regulisanjem vrednosti reaktivne snage koju DG injektira ili uzima iz mreže, što je moguće samo ako su u pitanju sinhroni generatori. Međutim, regulacija napona korišćenjem DG-a se, najčešće, izbegava, jer nije poželjno dati toliku odgovornost nezavisnim proizvođačima i jer je, u tom slučaju, potrebna koordinacija između DG-a i operatora distributivne mreže.

Takođe, većina distribuiranih generatora nema dovoljno veliku snagu da bi efikasna regulacija napona bila moguća. Najzad, pomenuta koordinacija između vlasnika DG-a i regulacionih resursa operatora distributivnog sistema je složena i, najverovatnije, za posledicu ima smanjenje aktivne snage koju DG injektira u mrežu.

Operater distributivne mreže (dispečer) za održavanje napona u propisanim granicama koristi automatske regulatore napona u TS VN/SN (*on load* regulatori), naponske regulatore (jednofazne ili trofazne) na izvodima i ograncima mreže i kondenzatorske baterije. Ovo spada u konvencionalne metode kontrole, gde svi pomenuti uređaji funkcionišu samostalno, dakle, bez koordinacije sa ostalim elementima.

Za regulaciju napona u NN-mreži koriste se ručni (*off load*) regulatori napona.

##### 4.1 Dosadašnja praksa i trendovi

Struktura i vrste kontrole u postojećim distributivnim mrežama su realizovane uz pretpostavku jednoznačnog toka snage, od mreže višeg naponskog nivoa ka mreži nižeg naponskog nivoa. Međutim, svakodnevno povećanje broja i snage priključenih distribuiranih izvora na mrežu drastično menja pravila eksploatacije i principe planiranja.

U slabim distributivnim mrežama, porast napona je faktor koji ograničava vrednost snage DG-a koja se može priključiti na sistem u datoj tački. Maksimalna vrednost snage DG-a koja se može priključiti u posmatranoj tački bez narušavanja propisanog kvaliteta električne energije ili pouzdanosti pogona i koja ne zahteva promenu postojeće konfiguracije ili mere ojačavanja mreže naziva se *hosting capacity*. Prema dosadašnjoj praksi, porast napona se može ublažiti povećanjem poprečnog preseka provodnika, zamenom postojećeg energetskog transformatora, iz-gradnjom posebnog voda preko koga se priključuje DG i dr. Ovakvim rigidnim pristupom se zadržavaju dosadašnji pogonski principi mreže, ali se znatno poskupljuje priključenje DG-a. Primenom aktivnih metoda za kontrolu napona se bitno menjaju pravila rada mreže, ali se, istovremeno, snižavaju ukupni pogonski troškovi distributivnog sistema.

Mada primena aktivnih metoda za kontrolu napona ima niz pozitivnih efekata, operatori distributivnog sistema je još uvek ne razmatraju kao uobičajenu opciju u planiranju i razvoju.

Iskustvo pokazuje da izbor najpodesnije strategije kontrole napona prvenstveno zavisi od karakteristika mreže i tipa DG-a. Takođe, alati za planiranje aktivnih mreža se mogu implementirati u postojeći informacioni sistem, pri čemu nije potrebna zamena trenutno važećih procedura, već samo njihovo osavremenjivanje.

#### 5. KONTROLA NAPONA U DISTRIBUTIVNIM SISTEMIMA

Uobičajeni način regulacije napona u distributivnim mrežama je korišćenje regulatora napona (automatskih ili ručnih) na energetskim transformatorima, čime se napon na sabirnicama održava u propisanim granicama. Na vrednost napona duž izvoda najveći uticaj ima vrednost snage koja teče i vrsta opterećenja, odnosno vrednost faktora snage.

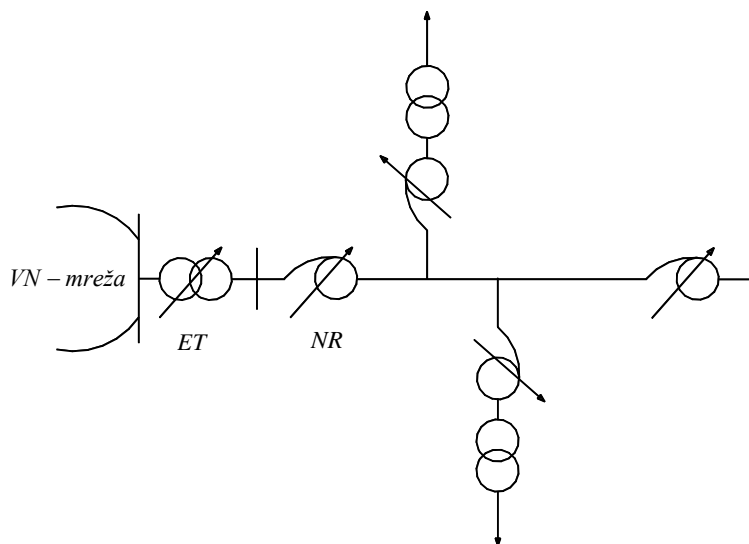
Gornja i donja granica napona, obično, zavise od naznačenog napona mreže. Tipično, za NN-mreže vrednost napona je u opsegu  $(0,9 \div 1,05) \cdot U_n$ , a za SN-mreže  $(0,95 \div 1,05) \cdot U_n$ . Većina evropskih operatora se pridržava standarda EN 50160, prema kome napon treba održavati u opsegu  $(0,9 \div 1,1) \cdot U_n$ . Bez obzira na granice, principi regulacije napona su svuda isti.

## 5.1 Kontrola napona primenom naponskih regulatora

Naponski regulatori (*NR*) su uređaji koji na izvodu ili fazi izvoda održavaju napon u okviru propisanog opsega. U osnovi, princip njihovog rada je identičan principu rada regulatora napona na energetskim transformatorima: oni vrše podizanje ili spuštanje napona, zavisno od vrednosti opterećenja, da bi se kod potrošača obezbedio napon konstantne vrednosti. Na sl.1 prikazan je izvod sa ograncima, na kome su ugrađeni *NR*-ovi i energetski transformatori. Prema dosadašnjoj praksi, energetski transformatori u postrojenjima *VN / SN* imaju automatske regulatore napona, dok su transformatori *SN / NN* opremljeni regulatorima napona koji rade u beznaponskom stanju. Kombinacija "naponski regulator-energetski transformator sa ručnim regulatorom" veoma često se koristi umesto transformatora sa automatskim regulatorom.

## 5.2 Regulacija napona u distributivnoj mreži Japana

Regulacija napona se trenutno sprovodi kombinovanom primenom regulatora napona na energetskim transformatorima i naponskih (linijskih) regulatora napona. Takođe, na naponski profil se može uticati i regulacijom tokova reaktivne snage.



Sl.1 Deo distributivnog sistema sa prikazanim mestima ugradnje naponskih regulatora

Konvencionalne elektrane isporučuju onoliko energije i snage koliko se od njih zahteva iz dispečerskog centra, i to su najstabilniji izvori energije. Kod većine distribuiranih izvora proizvodnja se menja prvenstveno zbog promene intenziteta primarnog izvora energije (Sunce, vetar, dotok vode). Ako se ima u vidu da u svakom trenutku mora biti zadovoljene bilansne jednačine snage i energije, jasno je da su u aktivnim distributivnim mrežama potrebne nove metode za regulaciju tokova snaga i naponskih prilika. Jedan od veoma efikasnih načina je kontrola potrošnje posebnih kategorija potrošača (*kontrolabilni* potrošači). Njihovo uključivanje i isključivanje se može planirati bez bitnijeg uticaja na njihovu funkcionalnost (klima-uređaji, zagrejači vode, grejači za topljenje snega na putevima). Radi se o pretežno termičkim potrošačima, koji sa isporučiocem imaju potpisane posebne ugovore, po kojima se napajanje nekih ili svih uređaja može prekinuti ako postoji manjak ili se neki mogu uključiti ako postoji višak električne energije. Za uzvrat oni plaćaju nižu cenu za potrošenu električnu energiju. Za aktivne distributivne mreže razvijena su dva načina kontrole i regulisanja napona: kooperativna kontrola i nezavisna kontrola.

U distributivnim mrežama u kojima je sprovedena kooperativna kontrola informaciona mreža povezuje sve kontrolabilne potrošače sa dispečerskim centrom (operatorom distributivnog sistema- *ODS*). Od svih kontrolabilnih potrošača prikupljaju se podaci o naponu i snazi. Svaki *ODS* formira podatke o zahtevanoj aktivnoj snazi za svoj sistem i šalje ih glavnom operatoru sistema (*GOS*). *GOS* procenjuje da li je potrebna dodatna regulacija aktivnih snaga ili ne, imajući u vidu pogonsko stanje velikih elektrana, i daje odgovarajuće naloge. Svaki *ODS* šalje putem informacione mreže naloge kontrolabilnim potrošačima u vezi održavanja napona u propisanim granicama, uz uvažavanje zahteva *GOS*-a o vrednosti aktivne snage koja se može preuzeti iz napojne mreže. Ove procedure se ponavljaju u propisanim vremenskim intervalima.

Ostrvski rad se izbegava trenutnim isključenjem svih DR-a nakon detektovanja ispada napojne mreže iz pogona. Ovaj način regulacije napona omogućava da se na mrežu priključi znatno veća snaga DG-a.

U sistemu nezavisne kontrole nema informacione mreže koja povezuje kontrolabilne potrošače i ODS, već svaki kontrolabilni potrošač funkcioniše na osnovu sopstvenih informacija. Ovi potrošači mere učestanost u mreži i pro-cenjaju da li postoji potreba za korigovanjem aktivne snage. Kada je potrošnja suviše velika učestanost opada i tada je potrebno smanjiti potrošnju ili povećati proizvodnju DG-a ili uključiti na mrežu sistem za akumuliranje energije (SAE). Ako je učestanost porasla treba povećati potrošnju ili smanjiti proizvodnju. DG takođe omogućavaju regulaciju reaktivne snage, čime se utiče na vrednost napona na izvodu.

### 5.3 Dinamička kontrola napona

Postojeće metode kontrole napona u distributivnim mrežama su bazirane na fiksnom podešenju. Regulatorni opseg regulatora napona na svim SN-transformatorima, nakon prvog podešenja, ostaje isti tokom dugog niza godina, osim u slučajevima velikih rekonstrukcija mreže. Ukoliko se promeni samo vrednost referentnog napona kontrola napona će biti znatno povoljnija. Ova promena se može izvršiti na osnovu izmerenih podataka na određenim loka-cijama unutar mreže.

Realizacijom dinamičke kontrole napona, kontroler regulatora napona ostaje autonoman, koristeći samo lokalna merenja. Referentna vrednost napona se može promeniti ukoliko napon, na nekoj od lokacija gde se vrše merenja, izađe van dozvoljenog opsega.

U literaturi je obrađeno nekoliko načina dinamičkog podešavanja regulatora napona. Takozvani "segmentni kontroler" prikuplja podatke o opterećenju pojedinih izvoda i o vrednostima napona i snaga u pojedinim tačkama izvoda. Na osnovu ovih podataka procenjuje se naponski profil duž svakog izvoda, a na osnovu kojih se vrši izbor optimalne vrednosti napona na napojnim sabirnicama. Ovaj način se primenjuje u Velikoj Britaniji na izvodima 11 kV.

U drugom načinu, ulazni podaci za određivanje napona na napojnim sabirnicama su podaci o izmerenim vrednostima napona na nekoliko „ključnih lokacija“ duž izvoda. „Ključne lokacije“ su one na kojima se očekuju ekstremne vrednosti napona. Referentna vrednost regulatora napona se menja čim jedna izmerena vrednost izađe van dozvoljenog opsega.

Za bilo koji način dinamičke kontrole napona važna je precizna procena vrednosti napona u mreži, s obzirom na činjenicu da je broj izmerenih podataka ograničen. Algoritmi za procenu kombinuju dijagram opterećenja potrošača, stepen neizvesnosti za svaku kategoriju i moguću proizvodnju DG. Podaci prezentovani u literaturi pokazuju da se procena vrednosti napona može obaviti sa greškom od 1%. Međutim, značajan deo prezentovanih rezultata je dobijen simulacijama, a ne u realnim okolnostima, tako da ih treba uzeti sa rezervom.

### 5.4 Koordinisane metode za kontrolu napona

Koordinisane metode za kontrolu napona se baziraju na poznavanju stanja čitave mreže (kontrolisane oblasti), tako da je neophodno postojanje sistema komunikacije između čvorova. Složenost ovih metoda varira od primene je-dnostavnih pravila za kontrolu u radijalno napajanoj mreži do složenih optimizacionih algoritama koji obuhvataju sve komponente u mreži koje mogu da učestvuju u procesu regulacije napona. Iskustvo velikih kompanija pokazuje sledeće: primenom čak i najjednostavnijih koordinisanih metoda omogućava se priključenje znatno veće snage DG-a nego što bi to bilo moguće na osnovu rezultata lokalnih merenja.

Najjednostavnija koordinisana metoda se bazira na poštovanju propisanog opsega napona u mreži datog naponskog nivoa, a primenjuje se u radijalno napajanim distributivnim mrežama. Kritičan parametar je pad napona duž izvoda tokom perioda maksimalnog opterećenja, dok period minimalnog opterećenja nije problematičan. Pokazuje se da se veoma dobri rezultati postižu kombinovanom primenom ove metode sa lokalnom kontrolom reaktivne i aktivne snage.

### 5.5 Evropska praksa

Ako DG rade sa jediničnim faktorom snage,  $\cos \varphi = 1$ , što je najčešći slučaj, kontrolu napona sprovodi operater mreže korišćenjem automatskih naponskih regulatora u TS  $VN / SN$ . Tada, u slučaju priključenja većeg broja distribuiranih jedinica, lokalno povišenje napona neće biti detektovano.

Prednost DG-a koji imaju mogućnost da menjaju svoj faktor snage je da oni mogu da pomognu da se umanjuje porast napona koji su izazvali (promenom vrednosti proizvedene/potrošene reaktivne snage ili smanjenjem proizvedene aktivne snage).

Prema praksi u Nemačkoj, kada je u pitanju kontrola reaktivne snage, DG može da radi sa konstantnim faktorom snage, sa faktorom snage zavisnim od aktivne snage ili sa faktorom snage zavisnim od reaktivne snage.

Smanjenje proizvodnje aktivne snage nije naročito popularno. Obično se koristi u kombinaciji sa drugim merama, da bi se napon doveo na željenu vrednost. Prema praksi u Belgiji, na osnovu vrednosti napona u tački priključenja, snaga DG-a se može smanjiti onoliko koliko to zahteva operater mreže.

## 6. PLANIRANJE DISTRIBUTIVNIH MREŽA

Tradicionalno, distributivne mreže se planiraju po principu najnepovoljnijeg slučaja. U radijalno napajanim distributivnim mrežama bez DG-a, ograničavajući faktori u najnepovoljnijem slučaju eksploatacije su pad napona duž voda i granice termičkog opterećenja provodnika. Najniži napon na kraju voda se ima za slučaj maksimalnog opterećenja.

Ako su DG priključeni na mrežu, najnepovoljnija situacija će se imati kada je opterećenje maksimalno a proizvodnja iz DG-a minimalna. U slabo opterećenim mrežama prisustvo DG-a će uzrokovati novu nepovoljnu situaciju, kada je potrošnja minimalna a proizvodnja DG-a maksimalna. Tada u tački priključenja DG-a na mrežu može biti premašena maksimalno dozvoljena vrednost napona.

Planiranje po principu najnepovoljnijeg slučaja se smatra prihvatljivim u mrežama gde je broj priključenih DG-a relativno mali. Međutim, ovaj princip nije primenljiv u mrežama sa velikim brojem priključenih DG-a različitih tipova. Razlog za to je činjenica da je malo verovatno da će sve jedinice raditi sa svojim maksimalnim snagama u istom trenutku. Takođe, postoje određeni tipovi DG-a (na primer, kogeneraciona postrojenja) čija proizvodnja zavisi od zahteva potrošača. Dakle, planiranje po principu najnepovoljnijeg slučaja je veoma konzervativno u mrežama sa visokim učešćem DG-a. Problemi sa padovima napona su uobičajeni u slabim ruralnim mrežama i retki u jakim urbanim mrežama, gde znatno veći problem predstavljaju struje kratkih spojeva. Ono na šta, takođe, treba obratiti pažnju u procesu planiranja su brze promene napona i flikeri.

### 6.1 Novi principi planiranja za distributivne mreže sa priključenim DG

Primena statističkih podataka u procesu planiranja omogućava da se na korektan način utvrdi dozvoljeni stepen učešća DG-a u distributivnoj mreži. Krive trajanja opterećenja, koje se koriste u mrežnom informacionom sistemu, proširuju se dijagramima proizvodnje iz DG-a, a koje se baziraju na dugoročnim statističkim vrednostima temperature vazduha i brzine vetra. Proračunom tokova snaga na osnovu ova dva tipa dijagrama moguće je simulirati satno funkcionisanje mreže. Statističko planiranje mreže nije ograničeno na određene fiktivne satne podatke, već se koriste čitavi nizovi različitih podataka kojima se opisuju moguća stanja mreže. Proračunom tokova snaga utvrđuju se granična stanja mreže i njihova trajanja. Takođe, ovi podaci se koriste za studije priključenja DG-a na mrežu i za poređenje mogućnosti pojačavanja mreže i strategija upravljanja aktivnom mrežom.

Maksimalna vrednost broja i snage DG-a koji se mogu priključiti na mrežu može se odrediti na tradicionalan način, po principu najnepovoljnijeg scenarija kada se garantuje snaga koja se može dobiti iz DG-a, ili korišćenjem statističkih metoda, kada se računa sa promenljivom proizvodnjom iz DG-a. Statističke metode omogućavaju da se na mrežu priključi znatno veća instalisana snaga DG-a, povećanjem propusne moći distributivne mreže, a što se postiže njenim preciznijim korišćenjem (na primer, korišćenjem DG-a za kontrolu napona kada se ograničenja mreže menjaju relativno često). Logično, za ovo je potrebno da operator mreže ima mogućnost kontrole rada DG-a. bez obzira u čijem vlasništvu se DG nalaze.

### 6.2 Planiranje pojačavanja distributivne mreže

EES je jedna od najsloženijih ljudskih tvorevina. Sadrži stotine hiljada komponenti: generatore, transformatore, rasklopne elemente, prenosne i distributivne vodove, merni i zaštitni uređaji i dr. Izgradnja i pogon EES-a koštaju stotine milijardi. Funkcionisanje jednog dela-podsistema-funkcionalne celine je uslovljeno funkcionisanjem ostalih delova.

Pogonski uslovi se neprekidno menjaju- priključuju se novi potrošači i EE objekti, cene energenata rastu, menjaju se zakonske odredbe i pravila poslovanja. Takođe, stalno se menjaju opterećenja elemenata sistema i vremenske prilike, što ima značajan uticaj na stanje i očekivanu dužinu životnog veka opreme. Projektovanje i izgradnja EE objekata zahtevaju i vreme i novac. Planerske greške mogu da dovedu do pogrešnih odluka, koje ne mogu da se otklone brzo i koje mogu da uzrokuju znatne gubitke.

Tokom procesa planiranja EES-a treba realizovati određene ciljeve. Imajući u vidu postavljene zahteve i ograničenja, koji su često međusobno suprotstavljeni, neophodno je izvršiti optimizaciju zacrtanih ciljeva.

Planerski ciljevi obuhvataju minimiziranje gubitaka snage i energije uz minimalne investicije, poboljšanje pouzdanosti, bezbednost osoblja i obezbeđenje zaštite životne sredine. Ako nije moguće definisati relativnu vrednost postavljenih zahteva ili ih izraziti u finansijskom smislu planer se susreće sa više-kriterijumskim optimizacionim problemom. Značaj EES-a za ekonomiju jedne države, visoki investicioni troškovi, visoki prihodi ali i gubici u



slučaju realizacije pogrešnih rešenja podstiču razvoj objektivnih i preciznih metoda za robusno i fleksibilno planiranje EES-a.

Jaka međuzavisnost elemenata i delova EES-a nameće potrebu da se čitav sistem posmatra kao celina. Međutim, optimizacija čitavog EES-a je problem izuzetne složenosti, zbog čega se vrši dekompozicija problema, odnosno podela na nekoliko manjih celina-potproblema. U tom smislu, posebno se posmatraju podsistem proizvodnje, podsistem prenosa i podsistem distribucije. Na kraju se vrši agregacija, odnosno provera usvojenih rešenja na nivou čitavog sistema.

Važno je naglasiti da dekompozicija na manje celine nije „oslobođena“ teškoća. Rešenje svakog potproblema mora biti konzistentno, da bi bilo u saglasnosti sa rešenjima ostalih potproblema. U tom smislu, najbolje je imati više opcija za svaki potproblem.

U poređenju sa planiranjem pod-sistema proizvodnje i pod-sistema prenosa, planiranje konvencionalnog pod-sistema distribucije izgleda jednostavnije. Čini se da su tu posledice loših odluka manje izražene. Međutim, u distributivnim mrežama se ima najveći deo gubitaka energije i snage, s obzirom da je dužina distributivnih vodova za red veličine veća od dužine prenosnih vodova.

Uprkos mogućim pojednostavljenjima, planiranje distributivnih mreža ostaje veoma složen proces u delu optimizacije i donošenja odluka, iz sledećih razloga:

- postojanje oprečnih zahteva (na primer, ekonomičnost i jednostavnost na jednoj strani, a visoka pouzdanost i elastičnost na drugoj),
- veliki broj promenljivih veličina koje se moraju uzeti u razmatranje,
- dinamička priroda čitavog sistema,
- postojanje neizvesnosti ulaznih podataka i dr.

Planiranje distributivnih sistema je dobilo na značaju poslednjih 20-tak godina, i kod istraživača i kod velikih potrošača električne energije. Razlozi za to su sledeći:

- uslovi pod kojima je mreža planirana da radi su se promenili,
- nove tehnologije i uređaji pružaju nove mogućnosti za ojačavanje/rekonstrukciju mreže,
- komunikacione tehnologije omogućavaju automatska merenja i očitavanja, čime se obezbeđuje sprovođenje neograničenog broja analiza,
- postojanje moćnih računara omogućava da se za veoma kratko vreme proveriti veliki broj mogućih rešenja i da se minimizira mogućnost bilo koje vrste grešaka.

Sve ove promene daju podstrek da se poboljšaju performanse mreže, a time i efikasnost procesa planiranja.

### 6.3 Proces planiranja distributivne mreže

Početna-referentna tačka pri planiranju pojačavanja je postojeća distributivna mreža uz obuhvatanje spoljašnjih uticajnih činilaca. Proces planiranja otpočinje onog trenutka kada se ustanovi da bilo koji parametar nije odgovarajući ili da će neadekvatnost nastupiti u dogledno vreme.

Postojanje neadekvatnosti (u bilo kom pogledu i bilo koje vrste) može se utvrditi na osnovu unutrašnjih ili spoljašnjih promena, na primer, porast ili smanjenje potrošnje postojećih potrošača ili zahtev za priključenje novih potrošača ili priključenje distribuiranih izvora na mrežu ili zastarelost postojeće opreme i dr. Zahtevi za poboljšanje parametara mreže, kao što su viši nivo raspoloživosti, sniženje troškova pogona mreže i sniženje nivoa gubitaka, zahtevaju dodatna ojačanja mreže. Informacije o neadekvatnosti mreže mogu se dobiti obradom podataka o izmerenim vrednostima određenih veličina, na osnovu izvršenog nadzora od strane osoblja kompanije ili na osnovu žalbi-informacija od strane potrošača.

Ojačavanje mreže se može obaviti dodavanjem nove opreme, zamenom ili uklanjanjem postojeće. Svaki problem ima nekoliko mogućih rešenja. Na primer, na osnovu podataka o porastu opterećenja ustanovljeno je da će za 5 godina pad napona u pojedinim delovima mreže biti nedozvoljeno visok. Problem se može rešiti izgradnjom novog voda (nadzemnog ili podzemnog), ugradnjom kondenzatora za kompenzaciju reaktivne snage, zamenom postojećeg energetskog transformatora, povećanjem poprečnog preseka postojećeg voda ili prelaskom na viši naponski nivo (i sve što prati jedno takvo rešenje). Takođe, osim navedenih „klasičnih“ rešenja, problem se može rešiti i primenom novih tehnologija (na primer, ugradnja DG-a u blizini potrošača).

Proces planiranja se sastoji od nekoliko koraka, koji obuhvataju identifikaciju mogućih alternativa, na osnovu usvojenih kriterijuma izbora, i izbor najpovoljnijih rešenja, čime se definiše strategija razvoja.

Prema pojedinim inostranim izvorima, proces planiranja se može razložiti u 6 faza:

- *Faza 1:* Identifikacija problema: Eksplicitno definisati opsege primene i ograničenja;
- *Faza 2:* Utvrditi ciljeve: Šta želimo da postignemo? Šta treba da se minimizira?...
- *Faza 3:* Utvrditi alternative: Koja su moguća rešenja na raspolaganju?
- *Faza 4:* Proceniti alternative: Uporediti ih na osnovu usvojenih tehničko-ekonomskih kriterijuma.

- *Faza 5*: Usvojiti najbolje alternative: Na osnovu *Faze 4* izabrati rešenja koja zadovoljavaju postavljene ciljeve.
- *Faza 6*: Donošenje konačne odluke: Na osnovu prethodnih razmatranja odlučiti koja rešenja će biti realizovana.

Prvih 5 faza realizuju stručnjaci za pojedine oblasti, a *Fazu 6*- realizuje onaj ko investira (menadžment kompanije).

#### 6.4 Dinamičnost problema

Rezultat procesa planiranja distributivne mreže je stvaranje tehnički i ekonomski prihvatljivog plana razvoja koji će da omogući zadovoljenje budućih potreba potrošača na zadovoljavajućem nivou pouzdanosti.

Zbog neizvesnosti budućih okolnosti, planer može da obradi samo alternative koje će biti realizovane u bliskoj budućnosti. Ali, posledice realizacije ovih alternativa moraju se proceniti i na dugoročnoj osnovi, tako da se proces planiranja može podeliti na kratkoročno i dugoročno. Svrha kratkoročnog planiranja je da se obezbedi rad distributivnog sistema sve dok su ispunjeni svi tehnički i zakonski uslovi. Trajanje perioda kratkoročnog planiranja zavisi od aktivnosti koja se planira i dela sistema koji će time biti obuhvaćen. Svrha dugoročnog planiranja je da se obezbedi validnost kratkoročnih odluka i da se obezbedi robustnost svih rešenja na nivou sistema.

Trajanja pojedinih aktivnosti u okviru kratkoročnog i dugoročnog planiranja pojedinih aktivnosti navedena su u Tabeli 1.

Dugoročno planiranje se može posmatrati i sa dinamičkog aspekta. Pošto je EES ili bilo koji njegov deo objekat koji svoje osobine menja kontinualno, uzimajući u obzir porast opterećenja, ekonomske parametre i dr., procena tekućih rešenja mora da pretpostavi i mogućnost realizacije eventualnih dopuna, ako se za njima ukaže potreba u nekom trenutku u budućnosti. U tom kontekstu se, umesto godišnje aktualizacije, vrši podela planskog perioda na vremenske intervale od po nekoliko godina, na primer, od po 3 godine.

Tabela 1 Tipična trajanja perioda kratkoročnog i dugoročnog planiranja pojedinih aktivnosti

<i>Element- Deo sistema</i>	<i>Trajanje planskog perioda (broj godina unapred)</i>	
	Kratkoročno	Dugoročno
Generatori, $S_n \geq 50MVA$	10	30
Generatori, $S_n < 50MVA$	7	20
Prenosna mreža	8	25
SN-distributivna mreža	6	20
Distributivne TS VN/SN i SN/NN	6	20
VN-vodovi	6	20
SN-izvodi	4	12
Ogranci i kratki 10 kV izvodi	1	4
TS SN/NN	0,5	2

## LITERATURA

- [1] *Power engineering guide*, Edition 8.0, Siemens, 2017.
- [2] *2<sup>nd</sup> CEER Report on Power Losses*, Council of European Energy Regulators, Ref: C19-EQS-101-03 23 March 2020
- [3] *Distribution Grids in Europe- Facts and Figures 2020*, Eurelectric. Brussels, Belgium
- [4] *Distribution system operators observatory*, European commission, 2016.
- [5] Zhang et al., "Coordinated control for voltage regulation of distribution network voltage regulation by distributed energy storage systems", *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2018.
- [6] N. Efkarpidis, "Assessment of Voltage Regulation Methods in Low Voltage Distribution Networks", PhD thesis, KU Leuven – Faculty of Engineering Science, 2016.
- [7] A. Kulmala, "Active Voltage Control in Distribution Networks Including Distributed Energy Resources", PhD Thesis, Tampere University of Technology, Finland, 2014.
- [8] N.Papazacharopoulos, "Voltage control in MV distribution networks with a large share of distributed renewable generation", TU Delft, Netherlands, 2014.
- [9] Bollen M., Hassan F., *Integration of distributed generation in the power systems*, Wiley and IEEE Press, 2011.

- [10] V.Mijailović, "Distribuirani izvori i sistemi za distribuciju električne energije", Akademska misao, Beograd, 2019.

#### Zahvalnica

Istraživanja prezentovana u ovom radu su delimično finansirana sredstvima Ministarstva prosvete, nauke i tehnološkog razvoja RS, ugovor br.451-03-68/2022-14/200132 čiji je realizator Fakultet tehničkih nauka u Čačku - Univerziteta u Kragujevcu.

#### Acknowledgement

This study was supported by the Ministry of Education, Science and Technological Development of the Republic of Serbia, and these results are parts of the GrantNo. 451-03-68/2022-14/200132 with University of Kragujevac - Faculty of Technical Sciences Čačak.