Broj rada: R4-03
DOI:10.46793/CIRED2026.R4-03_132

VIŠEKRITERIJUMSKI PRISTUP ZA UPRAVLJANJE PROIZVODNJOM FOTONAPONSKIH SISTEMA U NISKONAPONSKIM DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA ZASNOVAN NA ANALIZI RIZIKA

A RISK-BASED MULTI-CRITERIA APPROACH TO MANAGING PHOTOVOLTAIC GENERATION IN LOW-VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORKS

Neven KOVAČKI, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad, Srbija*
Marko OBRENIĆ, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad, Srbija
Željko POPOVIĆ, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad, Srbija
Predrag VIDOVIĆ, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

U ovom radu je predložen višekriterijumski pristup zasnovan na analizi rizika za upravljanje proizvodnjom fotonaponskih (PV) sistema u niskonaponskim distributivnim mrežama. Predloženi pristup uzima u obzir neizvesnost opterećenja, proizvodnje PV sistema i napona balansnog čvora. Za modelovanje ovih neizvesnosti koristi se intervalna aritmetika zasnovana na relativnoj meri udaljenosti, pri čemu se uzimaju u obzir korelacije između neizvesnih veličina. U radu se analiziraju sledeći optimizacioni kriterijumi: minimizacija troškova redukcije proizvodnje PV sistema i penala usled narušavanja naponskih ograničenja, kao i unapređenje pravičnosti redukcije proizvodnje PV sistema. Predloženi pristup najpre određuje skup neinferiornih rešenja, odnosno planova upravljanja proizvodnjom PV sistema, pomoću višekriterijumskog algoritma simuliranog kaljenja. Kako bi se odredilo optimalno rešenje, u radu je uvedena intervalna ekstenzija višekriterijumske tehnike odlučivanja TOPSIS, u kojoj je uključen Hurvicov kriterijum za procenu rizika, koji uzima u obzir sklonost donosilaca odluka prema riziku. Na ovaj način određuje se plan upravljanja proizvodnjom PV sistema kojim se minimizira rizik od finansijskih gubitaka i nepravičnosti u redukciji proizvodnje.

Ključne reči: niskonaponske mreže, fotonaponski sistemi, neizvesnost, višekriterijumski, analiza rizika

ABSTRACT

This paper proposes a multi-criteria risk-based approach to managing the production of photovoltaic (PV) systems in low-voltage distribution networks. The proposed approach considers uncertainties related to load demand, PV generation, and slack bus voltage. These uncertainties are modeled using interval arithmetic based on relative distance measure, while explicitly considering correlations among uncertain quantities. The paper analyzes the following optimization criteria: minimization of PV generation curtailment costs and penalties due to voltage constraint violations, as well as enhancement of fairness in PV generation

* Neven Kovački kovackin@uns.ac.rs; Marko Obrenić marko.obrenic@uns.ac.rs; Željko Popović zeljko.popovic@gmail.com; Predrag Vidović pvidovic@uns.ac.rs

curtailment. The proposed approach first determines a set of non-inferior solutions, i.e., PV generation plans, using a multi-criteria simulated annealing algorithm. To select the optimal solution, an interval extension of the multi-criteria decision-making technique TOPSIS is introduced, incorporating the Hurwicz criterion for risk assessment, which reflects the decision-makers' risk preferences. In this way, a PV generation curtailment plan is determined that minimizes the risk of financial losses and unfairness in PV generation curtailment.

Keywords: low voltage, photovoltaics, uncertainty, multi-criteria, risk analysis

1. UVOD

Zbog značajnog porasta broja stambenih fotonaponskih (PV) sistema u poslednjim godinama, operativno planiranje i upravljanje niskonaponskim distributivnim mrežama predstavljaju jedan od glavnih izazova za operatore distributivnih sistema, u pogledu obezbeđenja pouzdane i efikasne integracije PV sistema. Do sada su predloženi različiti pristupi za upravljanje proizvodnjom PV sistema, čiji je cilj minimizacija troškova ograničenja, odnosno redukcije proizvodnje PV sistema, uz zadovoljavanje pogonskih ograničenja [1]-[3]. Među predloženim pristupima, metode zasnovane na optimizaciji pokazale su se kao najefikasnije, zahvaljujući sveobuhvatnom uvidu u stanje mreže i statuse PV sistema [1], [3], [4]. Pored minimizacije troškova, značajan kriterijum predstavlja i unapređenje pravičnosti u redukciji proizvodnje PV sistema, koja obezbeđuje ravnopravnu mogućnost proizvodnje električne energije za sve PV sisteme, kao i fer raspodelu odgovornosti za regulaciju napona [5]–[13]. U radovima [5]–[8] prikazani su različiti pristupi za upravljanje proizvodnjom PV sistema u cilju unapređenja pravičnosti, koji polaze od pretpostavke da su svi ulazni podaci unapred poznati, odnosno opisani preciznim (determinističkim) vrednostima. Međutim, u praksi se oni često procenjuju sa određenim stepenom neizvesnosti iz više razloga. Opterećenja (potrošnja) u niskonaponskoj mreži mogu se samo okvirno predvideti. Slična situacija je i sa proizvodnjom električne energije iz fotonaponskih sistema, kao i sa naponom balansnog čvora, odnosno sa naponom na niskonaponskoj ili srednjenaponskoj sabirnici u transformatorskoj stanici. U prisustvu neizvesnosti mogu se pojaviti različite kombinacije ulaznih parametara (opterećenja, proizvodnja iz PV sistema i napona balansnog čvora). Zbog toga pristupi koji ne uzimaju u obzir neizvesnost najčešće dovode do rešenja slabijeg kvaliteta, kao i do rešenja koja mogu uvesti pogonske rizike u mreži. S druge strane, u radovima [9]–[13] prikazani su različiti pristupi koji uvažavaju neizvesnost prognoziranog opterećenja, kao i proizvodnje PV sistema.

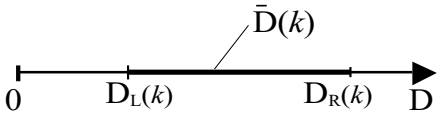
Pristupi [9]–[12] primenjuju koncepte robusne optimizacije kako bi se odredio najbolji plan redukcije proizvodnje PV sistema. Međutim, formulacija robusne optimizacije je po svojoj prirodi zasnovana na najnepovoljnijem slučaju i, samim tim, obično dovodi do previše konzervativnih rešenja [11], [14]. Pored toga, pristupi [9]–[13] ne razmatraju na odgovarajući način finansijske i pogonske rizike sa kojima se operatori distributivnih sistema i vlasnici fotonaponskih sistema mogu suočiti usled neizvesnosti ulaznih veličina. Shodno tome, preferencije donosioca odluka u pogledu rizika ne mogu se uzeti u obzir prilikom određivanja najboljeg plana unapređenja pravične raspodele. Štaviše, predloženi pristupi ne razmatraju neizvesnost napona balansnog čvora, niti zavisnosti, odnosno korelacije između opterećenja različitih kategorija (npr. domaćinstva, komercijalni potrošači, mala industrija), kao ni korelacije između opterećenja i proizvodnje PV sistema [15], [16], što značajno utiče na kvalitet dobijenog rešenja [17]. Dalje, pristupi [5]–[12] razmatraju problem planiranja redukcije proizvodnje PV sistema kao jednokriterijumski optimizacioni problem. Međutim, problem upravljanja proizvodnjom PV sistema podrazumeva višedimenzionalne kriterijume (npr.

pravičnost, koja je bezdimenziona veličina [18], i troškove). Shodno tome, cilj je pronaći plan koji obezbeđuje optimalan balans između pravičnosti ograničenja proizvodnje fotonaponskih sistema i troškova, u skladu sa preferencijama donosioca odluka u pogledu kompromisa između pravičnosti i troškova, kao i sa lokalnim politikama koje se odnose na energetsku pravičnost [19]. Konačno, većina predloženih pristupa koristi linearizaciju ili relaksaciju nelinearnih jednačina tokova snage, što može dovesti do neefikasnih rešenja [11], [20].

U ovom radu predložen je višekriterijumski pristup zasnovan na analizi rizika za upravljanje proizvodnjom PV sistema u niskonaponskim mrežama sa velikim brojem PV sistema. Predloženi pristup uzima u obzir neizvesnost opterećenja, proizvodnje PV sistema i napona balansnog čvora. U takvom neizvesnom okruženju, cilj operatora distributivnog sistema je da odredi plan upravljanja proizvodnjom PV sistema koji istovremeno minimizuje rizik od finansijskih gubitaka i nepravičnosti u redukciji proizvodnje PV sistema, kako bi se obezbedila pravična raspodela ograničenja aktivne snage među PV sistemima. Predloženi pristup opisuje neizvesne veličine primenom aritmetike zasnovane na relativnoj meri udaljenosti [21]. Zatim se analiziraju sve validne kombinacije neizvesnih ulaznih veličina, uzimajući u obzir međusobne korelacije. Za svaku validnu kombinaciju mogućih vrednosti, rešava se višekriterijumski problem upravljanja proizvodnjom PV sistema, primenom višekriterijumskog algoritma simuliranog kaljenja. Na taj način dobija se skup neinferiornih rešenja, odnosno planova upravljanja proizvodnjom PV sistema. Zatim se svaki od ovih planova evaluira uzimajući u obzir sve validne kombinacije intervalnih veličina. Na osnovu toga dobijaju se intervalne vrednosti troškova usled ograničenja proizvodnje PV sistema i narušavanja naponskih ograničenja, kao i intervalne vrednosti nepravičnosti za svaki plan. Ovi planovi se zatim rangiraju primenom nove intervalne ekstenzije TOPSIS metode, koja koristi Hurvicov kriterijum za procenu rizika, čime se omogućava rangiranje intervala u skladu sa preferencijama donosioca odluka u pogledu rizika. Na taj način dobija se plan upravljanja proizvodnjom PV sistema koji minimizuje rizik od finansijskih gubitaka i nepravičnosti u ograničenju proizvodnje fotonaponskih sistema, u skladu sa preferencijama donosioca odluka u pogledu rizika i kompromisa između pravičnosti i troškova.

2 NEIZVESNOST ULAZNIH VELIČINA

Većina ulaznih veličina (opterećenja, proizvodnja PV sistema, napon balansnog čvora) koji čine osnovu analiza u niskonaponskim mrežama sa velikim brojem PV sistema često se procenjuju sa određenim stepenom neizvesnosti, usled nedostatka potpunih i preciznih informacija [22], [23]. Pristupi zasnovani na intervalnoj aritmetici pokazali su se efikasnim i omogućavaju dobro razumevanje problema koji uključuju ovakvu neizvesnost [17], [24]–[26]. Razmatra se neizvesnost opterećenja, proizvodnje PV sistema i napona balansnog čvora. Neizvesnost opterećenja u čvoru (k) modelovana je intervalom $\bar{D}(k)=[D_L(k), D_R(k)]$, kao što je prikazano na slici 1.



Slika 1 – Interval kojim se opisuje opterećenje u čvoru *k*

Interval sa slike 1 opisuje se primenom intervalne aritmetike zasnovane na relativnoj meri udaljenosti (Relative Distance Measure – RDM) na sledeći način [17]:

$$\overline{PD}(k)=PD_L(k)+\alpha_{D(k)}\cdot(PD_R(k)-PD_L(k))=PD_L(k)+\alpha_{D(k)}\cdot\Delta PD(k),\ \alpha_{D(k)}\in[0,1] \quad (1)$$

Na sličan način, neizvesnost proizvodnje PV sistema u čvoru (k) opisuje se na sledeći način:

$$\overline{\mathrm{PPV}}(k)=\mathrm{PPV_L}(k)+\alpha_{\mathrm{PV}(k)}\cdot(\mathrm{PPV_R}(k)-\mathrm{PPV_L}(k))=$$
$$=\mathrm{PPV_L}(k)+\alpha_{\mathrm{PV}(k)}\cdot\Delta\mathrm{PPV}(k),\ \alpha_{\mathrm{PV}(k)}\in[0,1] \quad (2)$$

Jednačinama (1) i (2) opisane su redom neizvesnosti aktivne snage opterećenja i proizvodnje PV sistema. Neizvesnost reaktivne snage ($\overline{\mathrm{QD}}(k)$, $\overline{\mathrm{QPV}}(k)$) može se opisati na sličan način. Treba napomenuti da se različite vrednosti opterećenja i proizvodnje iz PV sistema mogu dobiti variranjem vrednosti parametra α u intervalu [0,1]. Neizvesnost napona balansnog čvora u niskonaponskoj mreži (na primer, napon na niskonaponskoj sabirnici u trafostanici) opisana je pomoću intervalne RDM aritmetike na sledeći način:

$$\overline{\mathrm{V}_0}=\mathrm{V}_{0,\mathrm{L}}+\alpha_V\cdot(\mathrm{V}_{0,\mathrm{R}}-\mathrm{V}_{0,\mathrm{L}}),\ \theta_0=0,\ \alpha_V\in[0,1] \quad (3)$$

Navedeni intervali mogu se definisati na osnovu stručnog znanja, inženjerskog iskustva i rezultata terenskih merenja [15], [27], [28]. Intervalna RDM aritmetika, za razliku od drugih tipova intervalne aritmetike, obezbeđuje da rezultati aritmetičkih operacija nad intervalima ne budu previše pesimistični i omogućava razmatranje svih tipova korelacija između intervala [17], [21]. Kada su informacije o ulaznim veličinama u niskonaponskim mrežama intervalnog karaktera, donosilac odluka mora da evaluira skup mogućih planova unapređenja pravičnosti kako bi odabrao najbolji (optimalni) plan. Ovaj skup ne treba formirati samo na osnovu donje i gornje granice neizvesnih veličina, već uzimanjem u obzir svih mogućih kombinacija vrednosti unutar njihovih intervala. S obzirom na to da postoje zavisnosti između različitih vrsta opterećenja, između PV sistema, kao i između opterećenja i fotonaponskih sistema [15], [16], ne razmatraju se sve moguće kombinacije intervalnih vrednosti, već samo one koje su dozvoljene relacijama zavisnosti. Zavisnost između intervala $\bar{a}$ i $\bar{b}$, definisana kao bilo kakvo ograničenje mogućih uparivanja intervala, može se opisati relacijom zavisnosti DP(r) [17]:

$$\mathrm{DP}(r)=\{(\alpha_a,\alpha_b):max(0,-\alpha_a-r,\alpha_a-1+r)\le\alpha_b\le$$
$$\le min(1,\alpha_a+1-r,-\alpha_a+2+r),\alpha_a\wedge\alpha_b\in[0,1]\} \quad (4)$$

Relacija (4) definiše da za svaku vrednost koeficijenta korelacije r postoji odgovarajuća relacija zavisnosti, pri čemu važi r, $r\in[-1,1]$. Treba napomenuti da relacija (4) definiše validne kombinacije intervalnih veličina za razmatrani koeficijent korelacije. Koeficijenti korelacije između fotonaponskih sistema (PV), između opterećenja, kao i između PV sistema i opterećenja mogu se odrediti primenom statističke analize [24], [27], [28].

3 VIŠEKRITERIJUMSKI PRISTUP ZASNOVAN NA ANALIZI RIZIKA

Cilj ovog pristupa je da se, u uslovima neizvesnosti opterećenja, proizvodnje PV sistema i napona balansnog čvora, odredi optimalan plan upravljanja proizvodnjom aktivne i reaktivne snage PV sistema, u daljem tekstu plan upravljanja proizvodnjom PV sistema, u niskonaponskim distributivnim mrežama. Takav plan treba da na najefikasniji način odgovara svakoj mogućoj kombinaciji neizvesnih ulaznih veličina, odnosno da minimizuje rizik od finansijskih gubitaka (troškovi redukcije proizvodnje PV sistema i penali usled prekoračenja dozvoljenih napona) i nepravičnosti u redukciji proizvodnje PV sistema, uz istovremeno zadovoljenje operativnih ograničenja.

Optimalan plan upravljanja proizvodnjom PV sistema određuje se na sledeći način. U svakom periodu horizonta planiranja (na primer, u svakom satu u okviru 24-časovnog horizonta planiranja) definišu se moguća stanja prirode, koja odgovaraju validnim kombinacijama razmatranih neizvesnih veličina, primenom procedure prikazane u potpoglavlju 3.1. Zatim se

svako od definisanih stanja prirode rešava višekriterijumski problem upravljanja proizvodnjom PV sistema, prikazan u potpoglavlju 3.2. Ovaj problem se rešava primenom višekriterijumskog algoritma simuliranog kaljenja, opisanog u potpoglavlju 3.3. Na ovaj način se za svako od mogućih stanja prirode određuje skup neinferiornih rešenja, odnosno planova upravljanja proizvodnjom PV sistema. Ovi planovi se zatim procenjuju uzimajući u obzir sva moguća stanja prirode, kako je prikazano u potpoglavlju 3.4. Na osnovu dobijenih rezultata, konačno rešenje sa minimalnim rizikom određuje se primenom nove intervalne ekstenzije metode TOPSIS, predstavljene u potpoglavlju 3.5.

3.1 Određivanje skupa neinferiornih planova upravljanja proizvodnjom PV sistema

Procedura za određivanje skupa neinferiornih planova upravljanja proizvodnjom PV sistema u uslovima neizvesnosti sastoji se od sledećih koraka:

Korak 1 – Izabrati period t u okviru razmatranog horizonta planiranja (na primer, jedan sat u okviru 24-časovnog horizonta planiranja).

Korak 2 – Definisati skup validnih kombinacija vrednosti $\alpha_{D(k)}(t)$ za potrošače koji pripadaju različitim tipovima (npr. za stambene $\alpha_{R(k)}(t)$ i komercijalne $\alpha_{C(k)}(t)$ potrošače) primenom relacije zavisnosti (4) i koeficijenta korelacije ($r_D\ (t)$) između njih (npr. koeficijenta korelacije $r_{RC}\ (t)$ između stambenih i komercijalnih opterećenja). U ovom radu se pretpostavlja da postoji savršena pozitivna korelacija ($r_D\ (t)$ =1) između potrošača istog tipa. Takođe, smatra se da postoji savršena pozitivna korelacija između aktivne i reaktivne snage potrošnje u svakom čvoru. Treba napomenuti da vrednosti koeficijenata korelacije ($r_{RC}\ (t)$) mogu varirati tokom horizonta planiranja.

Korak 3 – Definisati skup validnih kombinacija vrednosti $\alpha_{PV(k)}(t)$ za PV sisteme primenom relacije (4) i koeficijenta korelacije $r_{PV}(t)$. U ovom radu se pretpostavlja da postoji savršena pozitivna korelacija između za proizvodnje PV sistema ($r_{PV}(t)$=1).

Korak 4 – Definisati skup validnih kombinacija vrednosti $\alpha_{D(k)}(t)$ i $\alpha_{PV(k)}(t)$ za različite tipove potrošača i PV sistema, koristeći koeficijent korelacije $r_{DPV}(t)$ i relaciju (4). Ukoliko ne postoji korelacija između opterećenja i proizvodnje PV sistema ($r_{DPV}(t) = 0$), razmatrani intervali se smatraju nekorelisanim.

Korak 5 – Izabrati vrednosti $\alpha_{D(k)}(t)$ i $\alpha_{PV(k)}(t)$ iz skupa vrednosti definisanih u **Koracima 2–4**, kao i vrednost $\alpha_V(t)$. U ovom radu se pretpostavlja da ne postoji korelacija između napona balansnog čvora i ostalih intervalnih veličina.

Korak 6 – Proračunati determinisane, odnosno krisp vrednosti intervalnih opterećenja, proizvodnje PV sistema i napona balansnog čvora primenom relacija (1), (2) i (3), kao i vrednosti $\alpha_{D(k)}(t)$, $\alpha_{PV(k)}(t)$ i $\alpha_V(t)$ iz **Koraka 5**.

Korak 7 – Za determinisane vrednosti određene u **Koraku 6** odrediti skup neinferiornih planova upravljanja proizvodnjom PV sistema rešavanjem nelinearnog višekriterijumskog optimizacionog problema koji je prikazan u potpoglavlju 3.2. Ovaj problem se rešava primenom višekriterijumskog algoritma simuliranog kaljenja, predstavljenog u potpoglavlju 3.3. Na taj način, za razmatranu kombinaciju intervalnih veličina dobija se skup neinferiornih rešenja, označen se $^{\alpha}$SK.

Korak 9 – Ponavljati **Korake 5-7** dok se ne iscrpe sve validne kombinacije vrednosti $\alpha_{D(k)}\ (t)$, $\alpha_{PV(k)}(t)$ i $\alpha_V(t)$.

Opisana procedura omogućava dobijanje skupa planova upravljanja proizvodnjom PV sistema, označenog sa SK, koji sadrži uniju svih neinferiornih rešenja ($^{\alpha}$SK) dobijenih u Koraku 7, za svaku kombinaciju vrednosti α. Treba napomenuti da se prethodno opisana procedura primenjuje u svakom periodu razmatranog horizonta planiranja.

3.2 Višekriterijumski problem upravljanja proizvodnjom PV sistema

Višekriterijumski problem upravljanja proizvodnjom PV sistema opisan je u nastavku izrazima (5)–(18). Determinisane, odnosno krisp vrednosti intervalnog opterećenja u čvoru *i*, intervalne proizvodnje PV sistema u čvoru *i* i intervalno napona balansnog čvora označene su redom sa $^{\alpha}\mathrm{PD}(i)$, $^{\alpha}\mathrm{PPV}(i)$ i $^{\alpha}\mathrm{V}_0$. Ove vrednosti su proračunate za određene vrednosti $\alpha_{\mathrm{D}(k)}(t)$, $\alpha_{\mathrm{PV}(k)}(t)$ i $\alpha_{\mathrm{V}}(t)$. Shodno tome, superskript α označava da se optimizacioni problem (5)–(18) rešava za validnu kombinaciju intervalno definisanih ulaznih parametara.

3.2.1 Nomenklatura

Promenljive

$^{\alpha}ppv(i)$ – stvarna proizvodnja (nakon redukcije) PV sistema u čvoru *i*,
$^{\alpha}p_{ij}$, $^{\alpha}q_{ij}$ – aktivna i reaktivna snaga u grani koja povezuje čvorove *i* i *j*,
$^{\alpha}qpv(i)$ – potrošnja reaktivne snage PV sistema u čvoru *i*,
$^{\alpha}v_i$ – modul napona u čvoru *i*,
$^{\alpha}xpv(i)$ – odnos stvarne i prognozirane proizvodnje PV sistema u čvoru *i*,
$^{\alpha}\theta_{ij}$ – razlika faznih stavova napona u čvorovima *i* i *j* ($\theta_i - \theta_j$).

Parametri i skupovi

B – konstanta velike vrednosti,
g_{ij}, b_{ij} – konduktansa i susceptansa grane koja povezuje čvorove *i* i *j*,
C_{PV_i} – trošak redukcije proizvodnje PV sistema u čvoru *i*,
k_v – penal za prekoračenje naponskih ograničenja,
k_{max} – granica napona preko koje se obračunavaju penali za prekoračenje (npr. k_{max}=1,1),
N(i) – skup čvorova koji su direktno povezani sa čvorom *i*,
NN, NPV – skup svih čvorova u mreži i skup čvorova u kojima su priključeni PV sistemi,
$Q_{max}(i)$ – maksimalna moguća potrošnja reaktivne snage u čvoru *i*,
$S_{max}(i,j)$ – maksimalna termički dozvoljena snaga grane koja povezuje čvorove *i* i *j*,
$SPV_{i,max}$ – maksimalna proizvodnja PV sistema u čvoru *i*,
V_{max} ,V_{min} – maksimalni i minimalni dozvoljeni napon.

3.2.2 Kriterijumska funkcija

$$min\{^{\alpha}CC, ^{\alpha}CV, ^{\alpha}Unf\}, \alpha \equiv \{\alpha_D, \alpha_{PV}, \alpha_V\},\ (\alpha_D, \alpha_{PV},\ \alpha_V) \epsilon [0,1] \tag{5}$$

$$^{\alpha}CC = \sum_{i \in NPV}\{^{\alpha}\mathrm{PPV}(i) \cdot (1 - ^{\alpha}xpv(i)) \cdot C_{PV_i} \cdot \Delta t\} \tag{6}$$

$$^{\alpha}CV = \sum_{i \in NN} {}^{\alpha}vc(i) \tag{7}$$

$$^{\alpha}vc(i) = \begin{cases} k_v \cdot (^{\alpha}v_i - V_{max})^2, & k_{max} \cdot V_{max} \geq {}^{\alpha}v_i > V_{max} \\ B, & {}^{\alpha}v_i > k_{max} \cdot V_{max} \\ 0, & V_{max} \geq {}^{\alpha}v_i \geq V_{min} \end{cases} \tag{8}$$

$$^{\alpha}Unf = \sum_{i \in NPV} \sum_{\substack{m \in NPV \\ m=i+1}} (^{\alpha}xpv(i) - {}^{\alpha}xpv(m))^2 \tag{9}$$

$$^{\alpha}xpv(i) = {}^{\alpha}ppv(i)/{}^{\alpha}\mathrm{PPV}(i),\ i \in NPV \quad (10)$$

Višekriterijumska funkcija cilja (5) obuhvata troškove redukcije proizvodnje PV sistema ($^{\alpha}CC$), penale usled prekoračenja naponskih ograničenja ($^{\alpha}CV$) i nepravičnost u redukciji proizvodnje PV sistema ($^{\alpha}Unf$). Trošak redukcije proizvodnje PV sistema koji traje Δt časova opisan je izrazom (6). Penali usled prekoračenja naponskih ograničenja opisani su izrazima (7) i (8), dok je nepravičnost redukcije proizvodnje PV sistema opisana izrazima (9) i (10).

3.2.3 Ograničenja

$$^{\alpha}v_i \cdot \sum_{j\epsilon N(i)} {}^{\alpha}v_j \cdot \left(\mathrm{g}_{ij}cos^{\alpha}\theta_{ij} + \mathrm{b}_{ij}sin^{\alpha}\theta_{ij}\right) = {}^{\alpha}ppv(i) - {}^{\alpha}\mathrm{PD}(i), i \in \mathrm{NN} \quad (11)$$

$$^{\alpha}v_i \cdot \sum_{j\epsilon N(i)} {}^{\alpha}v_j \cdot \left(\mathrm{g}_{ij}sin^{\alpha}\theta_{ij} - cos^{\alpha}\theta_{ij}\right) = {}^{\alpha}qpv(i) - {}^{\alpha}\mathrm{QD}(i)\ , i \in \mathrm{NN} \quad (12)$$

$$^{\alpha}p_{ij} = |\,{}^{\alpha}v_i|^2 \cdot \mathrm{g}_{ij} + |\,{}^{\alpha}v_i| \cdot \left|\,{}^{\alpha}v_j\right| \cdot [\mathrm{b}_{ij}sin^{\alpha}\theta_{ij} - \mathrm{g}_{ij}cos^{\alpha}\theta_{ij}],\ (i,j) \in \mathrm{NN} \quad (13)$$

$$^{\alpha}q_{ij} = |\,{}^{\alpha}v_i|^2 \cdot \mathrm{b}_{ij} - |\,{}^{\alpha}v_i| \cdot \left|\,{}^{\alpha}v_j\right| \cdot [\mathrm{g}_{ij}sin^{\alpha}\theta_{ij} + \mathrm{b}_{ij}cos^{\alpha}\theta_{ij}],\ (i,j) \in \mathrm{NN} \quad (14)$$

$$^{\alpha}p_{ij}{}^2 + {}^{\alpha}q_{ij}{}^2 \le \mathrm{S}^2_{max}(i,j) \in \mathrm{NN} \quad (15)$$

$$^{\alpha}ppv(i)^2 + {}^{\alpha}qpv(i)^2 \le \mathrm{SPV}^2_{i,max}, i \in \mathrm{NPV} \quad (16)$$

$$\mathrm{V}_{min} \le {}^{\alpha}v_i \le \mathrm{k}_{\max} \cdot \mathrm{V}_{max}, i \in NN \quad (17)$$

$$^{\alpha}qpv(i) \le \mathrm{Q}_{max}(i) \quad (18)$$

Jednačine (11) opisuju balans aktivne snage u svakom čvoru razmatrane mreže, uz uvažavanje mogućnosti redukcije aktivne snage PV sistema ($^{\alpha}ppv(i)$). Balans reaktivne snage u svakom čvoru opisan je jednačinom (12). Jednačine (13) i (14) opisuju tokove aktivnih i reaktivnih snaga po granama razmatrane mreže. Termička ograničenja grana opisana su relacijama (15). Relacije (16) modeluju ograničenja proizvodnje PV sistema, dok relacije (17) predstavljaju naponska ograničenja. Relacije (18) opisuju mogućnost apsorpcije reaktivne snage PV sistema.

3.3 Višekriterijumski algoritam simuliranog kaljenja

Nelinearni višekriterijumski problem prikazan u prethodnom potpoglavlju rešava se primenom višekriterijumskog algoritma simuliranog kaljenja, koji je prikazan u nastavku. Izlaz iz ovog algoritma predstavlja skup ($^{\alpha}$SK) neinferiornih rešenja, odnosno planova upravljanja proizvodnjom PV sistema. U ovom algoritmu su uvažene upravljačke akcije tipa Q(V) i P(V) nad PV sistemima. U tom cilju, potrebno je najpre odrediti opseg apsorpcije reaktivne snage za upravljačke akcije tipa Q(V) i opseg redukcije aktivne snage za upravljačke akcije tipa P(V), koji će se razmatrati (pretraživati) u okviru prikazanog algoritma.

3.3.1 Proračun opsega za upravljačke akcije tipa Q(V). Razmatra se sledeća kombinacija α-vrednosti intervalnih veličina: levi krajevi intervala opterećenja ($\alpha_{D(k)} = 0$), desni krajevi intervala aktivne snage PV sistema ($\alpha_{PV(k)} = 1$), kao i desni kraj intervala napona balansnog čvora ($\alpha_V = 1$). Pretpostavlja se da PV sistemi injektiraju aktivnu snagu pri jediničnom faktoru snage. Za ovako definisane ulazne veličine sprovodi se proračun tokova snaga [29]. Ukoliko postoji narušenje operativnih ograničenja, razmatraju se sledeće upravljačke upravljačke akcije. Apsorpcija reaktivne snage svakog PV sistema povećava se za isti iznos (procenat), na primer za Δq[%]=0.1% od njegove maksimalne reaktivne snage $\mathrm{Q}_{\max}$. Nakon toga sprovodi se ponovo proračun tokova snaga i proverava se postojanje prekoračenja operativnih ograničenja. Ukoliko se bilo kakvo prekoračenje pojavi, apsorpcija reaktivne snage svih PV sistema dodatno se

povećava za prethodno usvojeni iznos. Postupak se nastavlja sve dok se ne dostigne Q_{max} ili dok se sva prekoračenja ne otklone. Dobijeni nivo apsorpcije reaktivne snage, označen kao ΔQmax [%], predstavlja opseg apsorpcije reaktivne snage ΔQ[%]∈[0, ΔQmax], koji će se pretraživati u predloženom algoritmu sa korakom Δq[%]. Treba napomenuti da se aktivna snaga PV sistema može smanjiti (ograničiti) usled apsorpcije reaktivne snage, u skladu sa krivom sposobnosti PV sistema opisanom jednačinom (16).

3.3.2 Proračun opsega za upravljačke akcije tipa P(V). Polazi se od početnog stanja mreže koje je razmatrano u slučaju upravljačkih akcija tipa Q(V). Aktivna snaga svakog PV sistema smanjuje se za isti iznos (procenat), na primer za Δp[%]=0.1% od njegove prognozirane snage. Nakon toga se sprovodi proračun tokova snaga i proverava se postojanje prekoračenja naponskih ograničenja. Ukoliko se pojavi bilo kakvo prekoračenje, aktivna snaga svih PV sistema dodatno se smanjuje za prethodno usvojeni iznos (npr. za Δp[%]=0.1%). Postupak se nastavlja sve dok se sva prekoračenja ne otklone, a ostvarena redukcija proizvodnje PV sistema označena je sa ΔPmax[%]. Na taj način definiše se opseg smanjenja aktivne snage ΔP[%]∈[0, ΔPmax], koji će se istraživati u okviru simuliranog kaljenja, sa korakom smanjenja Δp[%].

3.3.3. Koraci algoritma. Višekriterijumski algoritam simuliranog kaljenja sastoji se iz sledećih koraka:

Ulaz – Determinisane vrednosti intervalnog opterećenja ($^{\alpha}\mathrm{PD}(i)$, $^{\alpha}\mathrm{QD}(i)$), intervalne proizvodnje PV sistema ($^{\alpha}\mathrm{PPV}(i)$) i intervalnog napona balansnog čvora ($^{\alpha}\mathrm{V}_0$), koje su proračunate u koraku 6 procedure koja je opisana u potpoglavlju 3.1.

Korak 1 – Proračunati tokove snaga i proveriti da li u razmatranoj mreži narušena pogonska ograničenja (relacije (15)-(18)). Ako pogonska ograničenja nisu narušena, tada nema potrebe za korigovanjem proizvodnje PV sistema i u tom slučaju algoritam se završava i prelazi se na sledeću kombinaciju α-vrednosti (potpoglavlje 3.1, korak 7).

Korak 2 – Definisati inicijalno rešenje ($f(x^0)$) na sledeći način:
a) Q(V) upravljanje. Apsorpcija reaktivne snage svih PV sistema sukcesivno se povećava za Δq[%] sve dok se ne otklone sva kršenja ograničenja ili dok se ne dostigne maksimalna dozvoljena vrednost reaktivne snage Q_{max}.
b) P(V) upravljanje. Aktivna snaga svih PV sistema sukcesivno se redukuje za Δp[%] sve dok se ne otklone sva kršenja operativnih ograničenja.

Korak 3 – Definisati početnu temperaturu na sledeći način:

$$\mathrm{T}_{\max} = \max\{\frac{\mu}{-ln\theta} \cdot f(CC^0); \frac{\mu}{-ln\theta} \cdot f(CV^0); \frac{\mu}{-ln\theta} \cdot f(Unf^0)\}, \quad (19)$$

gde θ [%] predstavlja procenat pogoršavajućih (uzlaznih) poteza prihvaćenih na početnoj temperaturi T_{max} koji su za μ[%] lošiji od inicijalnog rešenja. Trošak redukcije proizvodnje PV sistema u inicijalnom rešenju označen je sa $f(CC^0)$, penali usled prekoračenja dozvoljenih napona sa $f(CV^0)$, dok je nepravičnost označena sa $f(Unf^0)$. Početna temperatura se izračunava za oba tipa upravljanja, pri čemu se veća vrednost usvaja kao T_{max}. Inicijalno rešenje bira se slučajnim izborom između 2a) i 2b). Definiše se minimalna temperatura T_{min} (kriterijum zaustavljanja). Indeks iteracija se postavlja na k=1.

Korak 4 – Slučajnim izborom odabrati jedan PV sistem iz razmatrane mreže. Zatim se slučajnim izborom određuje tip upravljanja, P(V) ili Q(V) upravljanje, nakon čega se sprovodi sledeće:
a) Upravljačke akcije tipa Q(V). Slučajnim izborom bira se procenat apsorpcije reaktivne snage iz intervala ΔQ[%] definisanog kako je opisano iznad.

b) Upravljačke akcije tipa P(V). Slučajnim izborom bira se procenat redukcije aktivne snage iz intervala ΔP[%] definisanog kako je opisano iznad.
Na ovaj način se dobija novo, odnosno susedno rešenje,

Korak 5 – Izvršiti proračun tokova snaga za susedno rešenje dobijeno u **Koraku 4**. Na osnovu toga, izračunati troškove (trošak redukcije proizvodnje PV sistema i trošak penala usled prekoračenja dozvoljenih napona), kao i nepravičnost, primenom izraza (6)–(9) i (16).

Korak 6 – Proces prihvatanja u iteraciji k odvija se na sledeći način. Složeno (kompozitno) pravilo prihvatanja definisano je u skladu sa izrazom (20) [30].

$$\mathrm{P}(Accept\ \mathbf{S}_k) = \beta \cdot min\left\{1; exp\left(\frac{q_{CC}\cdot(CC_i - CC_k)}{T_k}\right)\right\} \cdot min\left\{1; exp\left(\frac{q_{CV}\cdot(CV_i - CV_k)}{T_k}\right)\right\} \cdot \cdot min\left\{1; exp\left(\frac{q_F\cdot(Unf_i - Unf_k)}{T_k}\right)\right\} + (1-\beta)\cdot min\left\{1; \max\left\{exp\left(\frac{q_{CC}\cdot(CC_i - CC_k)}{T_k}\right); exp\left(\frac{q_{CV}\cdot(CV_i - CV_k)}{T_k}\right); exp\left(\frac{q_F\cdot(Unf_i - Unf_k)}{T_k}\right)\right\}\right\}, \quad \beta\epsilon[0,1] \tag{20}$$

U jednačini (20) vektori $\mathbf{S}_k = \{CC_k, CV_k, Unf_k\}$ i $\mathbf{S}_i = \{CC_i, CV_i\ Unf_i\}$ predstavljaju redom višekriterijumske funkciju cilja za susedno i trenutno rešenje. Istraživanje celokupnog Pareto skupa u svakoj iteraciji može se postići promenom težinskih faktora q_F, q_{CC} i q_{CV}. Jednačina (20) kombinuje jako pravilo prihvatanja (prvi član), koje omogućava dubinsko istraživanje dozvoljenog domena, i slabo pravilo prihvatanja (drugi član), koje omogućava raznovrsnost u istraživanju prostora rešenja [30]. Kompromis između slabog i jakog pravila prihvatanja definisan je parametrom β. Zatim se primenjuju sledeća pravila:

1) Ako je $\mathrm{P}(Accept\ \mathbf{S}_k) = 1$, susedno rešenje postaje trenutno rešenje ($\mathbf{S}_k$=$\mathbf{S}_i$) i postaje element skupa neinferiornih rešenja $^{\alpha}$SK.
2) Ako je $\mathrm{P}(Accept\ \mathbf{S}_k) < 1$, tada:
   - ako je $\mathrm{P}(Accept\ \mathbf{S}_k) >$ random [0,1], susedno rešenje se prihvata i postaje trenutno rešenje;
   - ako je $\mathrm{P}(Accept\ \mathbf{S}_k) <$ random [0,1], susedno rešenje se ne prihvata.

Korak 7 – Ponavljati **Korake 4-6** dok se ne iscrpe svi PV sistemi u razmatranoj mreži.

Korak 8 – Proračunati novu vrednost temperature $T_{k+1}=\varepsilon\cdot T_k$, gde je ε konstanta u opsegu (0.5-0.99). Ako je dostignuta minimalna temperatura T_{min}, prelazi se na korak 9. U protivnom, postavlja se k=k+1 i prelazi se na korak 4).

Korak 9 – Završetak algoritma, izlaz predstavlja skup neinferiornih rešenja $^{\alpha}$SK.

3.4 Određivanje rešenja sa minimalnim rizikom

Sva neinferiorna rešenja, odnosno planovi upravljanja proizvodnjom PV sistema dobijeni procedurom opisanom u potpoglavlju 3.1, vrednuju se uzimajući u obzir moguća stanja prirode na sledeći način. Za svaki plan upravljanja proizvodnjom PV sistema (j) i svaku validnu kombinaciju vrednosti $\alpha_{D(k)}(t)$, $\alpha_{PV(k)}(t)$ i $\alpha_V(t)$ proračunavaju se troškovi redukcije proizvodnje PV sistema (relacija (6)), penali usled prekoračenja naponskih ograničenja (relacije (7), (8)), kao i nepravičnost u redukciji proizvodnje PV sistema (relacije (9), (10)). Ovaj proračun se sprovodi na osnovu poznatih vrednosti redukcije aktivne snage PV sistema i/ili smanjenja aktivne snage usled apsorpcije reaktivne snage, koje su određene za svaki razmatrani plan (j). Razmatranjem svih validnih kombinacija vrednosti $\alpha_{D(k)}(t)$, $\alpha_{PV(k)}(t)$, i $\alpha_V(t)$ dobijaju se intervalni troškovi redukcije proizvodnje PV sistema ($\overline{CC_j} = [CC_{L,j}, CC_{R,j}]$), penala usled prekoračenja naponskih ograničenja ($\overline{CV_j} = [CV_{L,j}, CV_{R,j}]$), kao i intervalna nepravičnost

redukcije proizvodnje PV sistema ($\overline{Unf_j} = [Unf_{L,j}, Unf_{R,j}]$) za svaki plan (j). Na ovaj način dobijaju se intervalni troškovi i intervalna nepravičnost za svaki plan iz skupa FIP. Plan upravljanja proizvodnjom PV sistema kojim se minimizuje rizik od finansijskih gubitaka i nepravičnosti u redukciji proizvodnje PV sistema određuje se rangiranjem planova iz skupa FIP na osnovu njihovih intervalnih troškova i intervalne nepravičnosti. Rangiranje se vrši primenom nove intervalne ekstenzije TOPSIS metode, opisane u potpoglavlju 3.5. Predložena TOPSIS ekstenzija omogućava rangiranje višekriterijumskih rešenja sa intervalnim vrednostima i izbor rešenja sa minimalnim rizikom u skladu sa sklonostima donosilaca odluka prema riziku, definisanim Hurvicovim kriterijumom za procenu rizika [31], [32], kao i preferencijama u pogledu kompromisa između pravičnosti i troškova.

3.5 Nova intervalna ekstenzija metode TOPSIS

Intervalna ekstenzija TOPSIS metode predstavljena u ovom radu zasniva se na pristupu direktne intervalne ekstenzije TOPSIS metode iz [33], koji prevazilazi nedostatke drugih intervalnih ekstenzija TOPSIS metode [34], [35], [36]. Međutim, za razliku od pristupa predloženog u [33], ovde predložena nova intervalna ekstenzija TOPSIS metode uzima u obzir sklonosti donosioca odluka prema riziku uvođenjem Hurvicovog kriterijuma za merenje rizika u postupku rangiranja (poređenja) intervala. Nova intervalna ekstenzija TOPSIS metode definisana je u nastavku:

Korak 1 – Transformisati kriterijumske funkcije na sledeći način:

$$d_{kj}^{L} = \frac{f_{kj}^{L}}{\sqrt{\sum_{j=1}^{J}(f_{kj}^{L})^2+(f_{kj}^{R})^2}},\ k = 1,\dots,K,\ j = 1,\dots,J, \tag{21}$$

$$d_{kj}^{R} = \frac{f_{kj}^{R}}{\sqrt{\sum_{j=1}^{J}(f_{kj}^{L})^2+(f_{kj}^{R})^2}},\ k = 1,\dots,K,\ j = 1,\dots,J, \tag{22}$$

gde su f_{kj}^{L} i f_{kj}^{R} levi, odnosno desni kraj k-tog intervalnog kriterijuma u j-tom planu unapređenja pravičnosti koji pripada skupu svih razmatranih planova SK. Ovde J predstavlja broj planova u skupu SK, dok K predstavlja broj kriterijuma. S obzirom na to da se razmatraju tri intervalna kriterijuma, važi K=3, pri čemu f_{1j}^{L} odgovara levom kraju intervala troškova usled redukcije proizvodnje PV sistema ($CC_{L,j}$), f_{2j}^{L} troškovima usled prekoračenja naponskih ograničenja ($CV_{L,j}$), dok f_{3j}^{L} odgovara levom kraju intervala ($Unf_{L,j}$) u planu unapređenja pravičnosti (j). Isto važi i za desne krajeve intervala. Intervalni troškovi i intervalna nepravičnost za plan (j) proračunavaju se na način opisan u potpoglavlju 3.4.

Korak 2 – Odrediti normalizovane vrednosti intervalnih kriterijumskih funkcija:

$$v_{kj}^{L} = w_k \cdot d_{kj}^{L}, \quad v_{kj}^{R} = w_k \cdot d_{kj}^{R}, \tag{23}$$

$$\sum_{k=1}^{K} w_k = 1, \tag{24}$$

gde su w_k težinski faktori koji opisuju preferencije donosioca odluke u pogledu razmatranih kriterijuma (troškova i nepravičnosti).

Korak 3 – Odrediti intervalno idealno rešenje ($\bar{A}^{*}$), kao i intervalno anti-idealno rešenje ($\bar{A}^{-}$):

$$\bar{A}^{*} = \{[v_1^{*L}, v_1^{*R}], \dots, [v_K^{*L}, v_K^{*R}]\} = \{\min_j[\, v_{kj}^{L}, v_{kj}^{R}],\ k \in Cost;\ \max_j[v_{kj}^{L}, v_{kj}^{R}]\,, k \in Ben.\}, \tag{25}$$

$$\bar{A}^{-} = \{[v_1^{-L}, v_1^{-R}], \dots, [v_K^{-L}, v_K^{-R}]\} = \{\max_j[v_{kj}^{L}, v_{kj}^{R}], k \in Cost;\ \min_j[v_{kj}^{L}, v_{kj}^{R}], k \in Ben.\}. \tag{26}$$

U relacijama (25) i (26) termin „Cost“ označava kriterijume koje je potrebno minimizovati, dok termin „Ben.“ označava kriterijume koje je potrebno maksimizovati. Rangiranje intervala u jednačinama (25) i (26) vrši se primenom Hurvicovog kriterijuma. Ovaj kriterijum omogućava rangiranje intervala u skladu sa sklonostima donosioca odluka prema riziku [31], [32]. Treba napomenuti da predloženi pristup omogućava donosiocu odluka da primeni različite sklonosti prema riziku za svaki kriterijum u višekriterijumskim problemima. Na taj način se intervalna idealna i negativno-idealna rešenja određuju rangiranjem intervalnog troška redukcije proizvodnje PV sistema, intervalnog troška usled narušavanja naponskih ograničenja i intervalne nepravičnosti, u skladu sa usvojenim sklonostima prema riziku.

Korak 4 – Proračunati odstupanja svakog plana (j) od idealnog (S_j^*) i anti-idealnog (S_j^-) rešenja koristeći n-dimenzionalno Euklidsko rastojanje:

$$S_j^* = \left\{ \sum_{k=1}^{K} (v_{kj}^R - v_k^{*R})^2 + \sum_{k=1}^{K} (v_{kj}^L - v_k^{*L})^2 \right\}^{1/2} \quad (27)$$

$$S_j^- = \left\{ \sum_{k=1}^{K} (v_{kj}^R - v_k^{-R})^2 + \sum_{k=1}^{K} (v_{kj}^L - v_k^{-L})^2 \right\}^{1/2} \quad (28)$$

Korak 5 – Proračunati relativnu blizinu idealnom rešenju (C_j^*) za svaki plan (j):

$$C_j^* = \frac{S_j^-}{S_j^* + S_j^-}, \quad j = 1, \dots, J \quad (29)$$

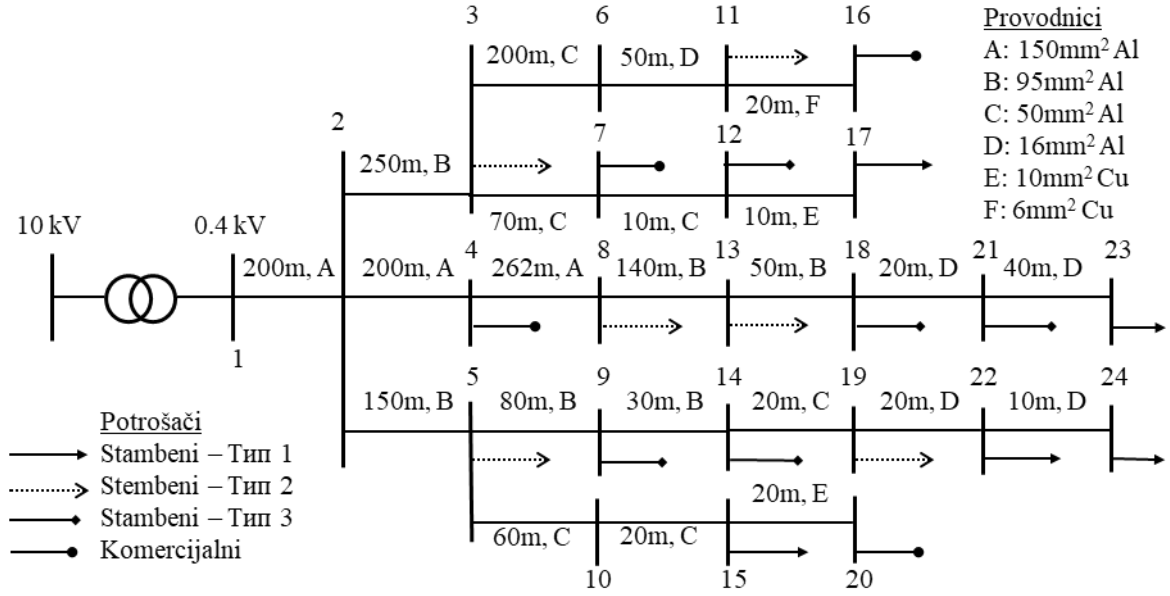
Plan upravljanja proizvodnjom PV sistema (j) sa najvišom vrednošću C_j^* predstavlja optimalno rešenje razmatranog problema.

4 NUMERIČKI REZULTATI

Predloženi pristup je testiran na niskonaponskoj mreži prikazanoj na slici 2, koja sadrži 20 potrošača sa integrisanim PV sistemima [37]. Pretpostavlja se da postoje tri tipa stambenih potrošača i jedan tip komercijalnih potrošača, pri čemu su podaci o opterećenju (FL) i nazivnoj snazi PV sistema (RP) dati u Tabeli I [37]. Pretpostavlja se da je prognozirana potrošnja električne energije svakog potrošača opisana intervalom $\overline{\mathrm{PD}}(k) = [P_{D_L}(k), P_{D_R}(k)] = [0{,}85 \cdot \mathrm{FL}, 1{,}15 \cdot \mathrm{FL}]$, dok je prognozirana proizvodnja PV sistema opisana intervalom $\overline{\mathrm{PPV}}(k) = [PPV_L(k), PPV_R(k)] = [0{,}55 \cdot \mathrm{RP}, \mathrm{RP}]$. Faktor snage je isti za sve potrošače i iznosi 0,9 (ind.), dok je maksimalna reaktivna snaga PV sistema jednaka 30% nazivne snage. Intervali opterećenja i proizvodnje PV sistema odražavaju nivo netačnosti prognoze opterećenja i proizvodnje PV sistemaa u niskonaponskim mrežama [38], [39]. Napon balansnog čvora opisan je intervalom $\bar{V} = [V_L, V_R] = [0{,}392,\ 0{,}416]$ kV. Podaci o vodovima i transformatoru dati su u [37]. Ostali ulazni parametri imaju sledeće vrednosti: cena redukcije proizvodnje za sve potrošače iznosi $C_{PV_i} = 1$ [\$/kWh], $\Delta t = 1$[h], $V_{min} = 0{,}95 \cdot 0{,}4$[kV], $V_{max} = 1{,}05 \cdot 0{,}4$[kV], $k_{max} = 1{,}05$, i $k_v = 1$[\$/V].

Tabela I – Karakteristike potrošača

Tip potrošača	Prognozirano opterećenje [kW]	Nazivna snaga PV sistema [kW]
Stambeni – Tip 1	1.2	13.0
Stambeni – Tip 2	2.7	10.0
Stambeni – Tip 3	1.8	11.0
Komercijalni	5.0	17.0



Slika 2 – Razmatrana distributivna mreža

Parametri $\alpha_R(k)$, $\alpha_C(k)$, $\alpha_{PV}(k)$ i α_V uzimaju se iz skupa $\{0; 0{,}2; 0{,}4; 0{,}6; 0{,}8; 1\}$. Treba napomenuti da se razmatraju dva različita parametra α za potrošače: prvi ($\alpha_R(k)$) za stambene, a drugi ($\alpha_C(k)$) za komercijalne potrošače. Takođe se pretpostavlja da je koeficijent korelacije između stambenog opterećenja (tip 1, tip 2, tip 3) i komercijalnog opterećenja $r_{RC} = -0{,}5$, čime se obezbeđuje da stambeni i komercijalni potrošači ne dostižu svoje vršne vrednosti opterećenja istovremeno. Takođe se razmatra koeficijent korelacije između proizvodnje PV sistema i rezidencijalnog opterećenja $r_{RPV} = 0{,}5$. Vrednosti koeficijenata korelacije u skladu su sa vrednostima datim u [15] i [16]. Na taj način se dobija 396 validnih kombinacija parametara $\alpha_R(k)$, $\alpha_C(k)$, $\alpha_{PV}(k)$ i α_V, odnosno razmatra se 396 stanja prirode. Na osnovu toga, i korišćenjem $\beta = 0{,}5$ u jednačini (20), primenom procedure opisane u potpoglavlju 3.1 dobijeno je 2.109 planova upravljanja proizvodnjom PV sistema.

U nastavku je razmotreno šest planova, označenih sa P1–P6. Ovi planovi su dobijeni variranjem težinskih faktora u jednačini (23) i parametra δ, kao što je prikazano u Tabeli II. Pri tome, w_c predstavlja težinski faktor za trošak redukcije proizvodnje PV sistema, w_p predstavlja težinski faktor za penale usled prekoračenja naponskih ograničenja, dok w_f predstavlja težinski faktor koji opisuje nepravičnost u redukciji proizvodnje PV sistema. Parametar $\delta \in [0,1]$ koristi se u Hurvicovom kriterijumu za opisivanje sklonosti donosioca odluka prema riziku. Kada se razmatraju troškovi, vrednosti parametra δ bliže 1 opisuju donosioca odluka koji izbegava rizik, dok vrednosti bliže 0 opisuju donosioca odluka sklonog riziku [32]. Detaljni rezultati za planove P1–P6 dati su u Tabeli III i Tabeli IV.

Tabela II – Definicija razmatranih planova

Plan	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Težinski faktor w_c	0,8	0,1	0,1	0,33	0,33	0,33
Težinski faktor w_f	0,1	0,8	0,1	0,33	0,33	0,33
Težinski faktor w_p	0,1	0,1	0,8	0,33	0,33	0,33
Uvažena korelacija	Da	Da	Da	Da	Da	Da
Parametar δ	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,8

Tabela III – Intervalni rezultati za planove P1-P6

Plan	Intervalni troškovi redukcije proizvodnje PV sistema [$]	Intervalni troškovi penala usled prekoračenja naponskih ograničenja [$]	Intervalna nepravičnost redukcije proizvodnje PV sistema
P1	[59,0; 60,0]	[10,3; 79,2]	[13,9; 31,3]
P2	[106,5; 106,5]	[2,4; 25,2]	[0; 0]
P3	[140,5; 145,8]	[0,72; 3,8]	[11,9; 22,1]
P4	[88,4; 88,4]	[11,3; 39,0]	[4,7; 9,6]
P5	[102,6; 103,7]	[5,2; 46,0]	[3,4; 7,8]
P6	[76,3; 77,7]	[6,3; 57,4]	[5,3; 11,8]

Tabela IV – Redukcija proizvodnje PV sistema za planove P1-P3

Čvor	P1		P2		P3	
	kW	%	kW	%	kW	%
3	2,9	28,8	4,3	43,0	7,1	71,0
4	2,3	13,4	7,3	43,0	4,5	26,5
5	3,7	37,3	4,3	43,0	2,6	26,2
7	1,2	6,9	7,3	43,0	12,2	71,0
8	1,8	18,1	4,3	43,0	2,6	26,0
9	0,3	2,5	4,7	43,0	7,8	71,0
11	2,7	26,7	4,3	43,0	7,1	71,0
12	0,8	7,6	4,7	43,0	7,8	71,0
13	5,5	55,0	4,3	43,0	5,0	49,7
14	1,6	14,1	4,7	43,0	7,8	71,0
15	0,7	5,0	5,6	43,0	9,2	71,0
16	10,1	59,5	7,3	43,0	12,1	71,0
17	0,3	2,4	5,6	43,0	9,2	71,0
18	4,0	36,4	4,7	43,0	5,1	46,2
19	2,3	22,7	4,3	43,0	7,1	71,0
20	2,7	15,7	7,3	43,0	12,1	71,0
21	0,2	2,0	4,7	43,0	6,8	61,9
22	3,0	23,4	5,6	43,0	4,6	35,2
23	7,1	54,4	5,6	43,0	5,9	45,2
24	6,8	52,6	5,6	43,0	9,2	71,0
Ukupno	60,0	/	106,5	/	145,8	/

Plan P1 predstavlja rešenje sa minimalnim rizikom za donosioca odluka koji izbegava rizik ($\delta = 0{,}2$) i koji trošak redukcije proizvodnje PV sistema vrednuje više od pravične raspodele redukcije proizvodnje PV sistema i penala usled prekoračenja naponskih ograničenja. Rezultati prikazani u Tabeli III i Tabeli IV pokazuju da plan P1 obezbeđuje najmanju redukciju proizvodnje PV sistema u poređenju sa ostalim planovima. Takođe, plan P1 podrazumeva najveću nepravičnost u redukciji proizvodnje PV sistema, kao i najveći intervalni trošak usled kršenja naponskih ograničenja među planovima P1–P6. Na sličan način mogu se interpretirati i planovi P2 i P3. Plan P4 je dobijen razmatranjem jednake važnosti (težina) svih kriterijuma. Na taj način obezbeđeno je rešenje koje postiže ravnotežu između razmatranih kriterijuma.

Plan P5 je dobijen zanemarivanjem korelacije između opterećenja, kao i korelacije između opterećenja i proizvodnje PV sistema. Dobijeni plan se zatim ocenjuje uzimajući u obzir stanja

prirode koja mogu nastupiti kada korelacije između neizvesnih veličina postoje, kao u planovima P1–P4, a ovaj rezultat je prikazan u Tabeli III. Poređenje planova P5 i P4, korišćenjem predloženog intervalnog proširenja metode TOPSIS, pokazuje da je plan P4 bolji od plana P5. Ovaj rezultat naglašava značaj razmatranja korelacija između neizvesnih veličina u planiranju upravljanja proizvodnjom PV sistema. Takođe, treba napomenuti da je (intervalna) nepravičnost u redukciji proizvodnje PV sistema znatno veća u planovima P1 i P3 u poređenju sa planovima P2, P4 i P5. Ovaj rezultat ukazuje na važnost razmatranja nepravičnosti u redukciji proizvodnje PV sistema kao kriterijuma (sa odgovarajućom težinom) u operativnom planiranju niskonaponskih mreža. Planovi P1–P5 predstavljaju rešenja dobijena za donosioca odluka koji izbegava rizik, odnosno ta rešenja su dobijena korišćenjem Hurvicov kriterijuma sa $\delta = 0{,}2$ u postupku rangiranja opisanom u potpoglavlju 3.5. Kako bi se odredilo rešenje koje odgovara donosiocu odluka sklonog riziku (optimističnom donosiocu odluka), u postupku rangiranja koristi se Hurvicov kriterijum sa $\delta = 0{,}8$. Na taj način se dobija plan P6. Treba napomenuti da su kod plana P6 većina levih krajnjih tačaka intervalnih kriterijuma niže nego kod plana P4, što odražava optimističnog donosioca odluka koji veću težinu pridaje minimalnim troškovima (levim krajnjim tačkama) do kojih može doći u sistemu.

5 ZAKLJUČAK

U ovom radu predstavljen je višekriterijumski pristup zasnovan na analizi rizika za upravljanje proizvodnjom PV sistema u niskonaponskim distributivnim mrežama. Uvažene se neizvesnosti opterećenja, proizvodnje PV sistema i napona balansnog čvora. U uslovima neizvesnosti, cilj predloženog pristupa predstavlja pronalaženje rešenja koje minimizuje rizik od značajnih troškova i nepravičnosti u redukciji proizvodnje PV sistema. Ovaj cilj ostvaren je primenom intervalne RDM aritmetike za opisivanje neizvesnosti kao i uvođenjem nove intervalne ekstenzije TOPSIS metode, koja omogućava uvažavanje sklonosti donosioca odluka prema riziku, kao i preferencija u pogledu kompromisa između pravičnosti i troškova u procesu rangiranja. Numerički rezultati ističu značaj uzimanja u obzir korelacije među neizvesnim veličinama, kao i korisnost primene predloženog intervalnog proširenja TOPSIS tehnike u određivanju rešenja sa minimalnim rizikom. Takođe ukazuju na važnost razmatranja nepravičnosti u redukciji proizvodnje PV sistema.

LITERATURA

[1] T. Mai *et al.*, „An overview of grid-edge control with the digital transformation”, *Electr. Eng.*, vol. 103, pp.1989-2007, 2021
[2] S. Fatima, V. Püvi, and M. Lehtonen, „Review on the PV hosting capacity in distribution networks”, *Energies*, vol. 13, 2020, Art. no. 4756
[3] M. Dubravac, K. Fekete, D. Topić, and M. Barukčić, „Voltage optimization in PV-rich distribution networks—A review”, *Appl. Sci.*, vol. 12, 2022, Art. no. 12426
[4] T. Tam, N.A.N.M.M. Haque, H.T. Vo, and H.P. Nguyen, „Coordinated active and reactive power control for overvoltage mitigation in physical LV microgrids”, *J. Eng.*, vol.18, pp.5007-5011, 2019
[5] S. Poudel, M. Mukherjee, R. Sadnan, and A. P. Reiman, „Fairness-aware distributed energy coordination for voltage regulation in power distribution systems”, *IEEE Trans. Sustain. Energy,* vol. 14, no. 3, pp. 1866-1880, 2023
[6] M.Z. Liu *et al.*, „On the fairness of PV curtailment schemes in residential distribution networks”, *IEEE Trans. Smart Grid,* vol. 11, no. 5, pp. 4502-4512, 2020

[7] P. Lusis, L.L.H. Andrew, S. Chakraborty, A. Liebman, and G. Tack, „Reducing the unfairness of coordinated inverter dispatch in PV-rich distribution networks", *2019 IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, 2019, pp. 1-6
[8] A. R. Vadavathi, G. Hoogsteen, and J. Hurink, „PV inverter-based fair power quality control", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 14, no. 5, pp. 3776-3790, 2023
[9] Y. Yi and G. Verbič, „Fair operating envelopes under uncertainty using chance constrained optimal power flow", *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 213, 2022, Art. no. 108465
[10] B. Liu, J. H. Braslavsky, and N. Mahdavi, „Linear OPF-based robust dynamic operating envelopes with uncertainties in unbalanced distribution networks", *J. Mod Power Syst. Cle*., vol. 12, no. 4, pp. 1320-1326, 2024
[11] B. Liu and J. H. Braslavsky, „Robust dynamic operating envelopes for DER integration in unbalanced distribution networks", *IEEE Trans. Power Syst*., vol. 39, no. 2, pp. 3921-3936, 2024
[12] S. Zhan, J. Morren, W. van den Akker, A. van der Molen, N. G. Paterakis, and J. G. Slootweg, „Fairness-incorporated online feedback optimization for real-time distribution grid management", *IEEE Trans. Smart Grid, vol.* 15, no. 2, pp. 1792-1806, 2024
[13] Z. Popovic, N. Kovacki, M. Obrenic, and B. Brbaklic, „Hosting capacity improvement in low voltage distribution networks: A risk-based approach," *27th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023)*, 2023, Rome, Italy, pp.1-5,
[14] D. Bertsimas and M. Sim, „The price of robustness", *Oper. Res.,* vol. 52, no. 1, pp. 35–53, 2004
[15] P.J.F. Torres, L. Ekonomou, and P. Karampelas, „The correlation between renewable generation and electricity demand: A case study of Portugal", *Electricity Distribution*, L. Ekonomou and P. Karampelas, Ed. Berlin, DE: Springer, 2016, pp. 119-151.
[16] R. Billinton and W. Li, „Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods", New York: Springer, 1994, pp. 169-179.
[17] Z. N. Popovic, S. D. Knezevic, and B. Brbaklic, „A Risk management procedure for island partitioning of automated radial distribution networks with distributed generators", *IEEE Trans. Power Sys*., vol. 35, no. 5, pp. 3895-3905, 2020
[18] T. Lan, D. Kao, M. Chiang, and A. Sabharwal, „An axiomatic theory of fairness in network resource allocation", *2010 Proceedings IEEE INFOCOM*, San Diego, CA, USA, 2010, pp. 1-9
[19] M. Noorman, B. E. Apraez, and S. Lavrijssen, „AI and energy justice", *Energies*, vol. 16, no.5, 2023, Art. no. 2110
[20] H. Moring and J. L. Mathieu, „Inexactness of second order cone relaxations for calculating operating envelopes", *2023 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*, Glasgow, United Kingdom, 2023, pp. 1-6
[21] A. Piegat and M. Landowski, „Is an interval the right result of arithmetic operations on intervals?", *Int. J. Appl. Math. Comput. Sci.*, vol. 27, no. 3, pp. 575–590, 2017
[22] Y. Li and E. Zio, „Uncertainty analysis of the adequacy assessment model of a distributed generation system", *Renew. Energy,* vol. 41, pp.235-244, 2012
[23] M. Schmidt and P. Schegner, „Deriving power uncertainty intervals for low voltage grid state estimation using affine arithmetic", *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 189, 2020, Art. no. 106703
[24] S. Ferson and V. Kreinovich, „Modeling correlation and dependence among intervals", *in Proc. Int. Workshop Reliable Engineering Computing*, Savannah, US-GA, 2006, pp. 115-126.

[25] A. Vaccaro, C. Cañizares, and D. Villacci, „An affine arithmetic-based methodology for reliable power flow analysis in the presence of data uncertainty", *IEEE Trans. Power Syst*., vol. 25, no. 2 pp. 624-632, 2010
[26] S. Wang, Y. Dong, L. Wu, and B. Yan, „Interval overvoltage risk based PV hosting capacity evaluation considering PV and load uncertainties", *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 11, no. 3, pp. 2709-2721, 2020
[27] P.M. Vidović and A.T. Sarić, „A novel correlated intervals-based algorithm for distribution power flow calculation", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 90, pp. 245-255, 2017
[28] G. Papaefthymiou and D. Kurowicka, „Using copulas for modeling stochastic dependence in power system uncertainty analysis", *IEEE Trans. Power Syst*., vol. 24, no. 1, pp. 40-49, 2009
[29] M. Kamh and R. Iravani, „Unbalanced model and power-flow analysis of microgrids and active distribution systems", *IEEE Trans. Power Del.,* vol. 25, no. 4, pp. 2851-2858, 2010
[30] P. Serafini, „Simulated Annealing for Multi Objective Optimization Problems", in *Multiple Criteria Decision Making*, G.H. Tzeng, H.F. Wang, U.P. Wen, P.L. Yu, Ed. New York: Springer New York; 1994, pp. 283–292.
[31] J. J. Saade and H. Schwarzlander, „Ordering fuzzy sets over the real line: An approach based on decision making under uncertainty", *Fuzzy Sets Syst*., vol. 50, pp. 237-246, 1992
[32] Z.N. Popovic and S.D. Knezevic, „Dynamic reconfiguration of distribution networks considering hosting capacity: A risk-based approach", *IEEE Trans. Power Syst.,* vol. 38, no. 4, pp. 3440-3450, 2023
[33] L. Dymova and P. Sevastjanov, A. Tikhonenko, „A direct interval extension of TOPSIS method", *Expert Syst. Appl.*, vol. 40, no.12, pp.4841-4847, 2013
[34] G.R. Jahanshahlo, L.F. Hosseinzade, and M. Izadikhah, „An algorithmic method to extend TOPSIS for decision making problems with interval data", *Appl. Math. Comput*., vol. 175, no. 2, pp.1375–1384, 2006
[35] G.R. Jahanshahloo, L.F. Hosseinzadeh, and A.R. Davoodi, „Extension of TOPSIS for decision-making problems with interval data: Interval efficiency", *Math. Comput. Model.*, vol. 49, no. 5-6, pp.1137–1142, 2009
[36] F. Ye and Y.N. Li, „Group multi-attribute decision model to partner selection in the formation of virtual enterprise under incomplete information", *Expert Syst. Appl.*, vol. 36, no. 5, pp.9350–9357, 2009
[37] A.N.M.M. Haque, P.H. Nguyen, T.H. Vo, and F.W. Bliek, „Agent-based unified approach for thermal and voltage constraint management in LV distribution network", *Electr. Power Syst. Res.,* vol. 143, pp. 462-473, 2017
[38] S. Raffi and R. Rajagopal, „A scaling law for short term load forecasting on varying levels of aggregation", *Int. J. Electr. Power Energy Syst*., vol. 98, pp. 350-361, June, 2018
[39] J. Antonanzas, N. Osorio, R. Escobar, R. Urraca, F. J. Martinez-de-Pison, and F. Antonanzas-Torres, „Review of photovoltaic power forecasting", *Solar Energy*, vol. 136, pp. 78-111, 2016