



## VIŠE-PERIODNA REKONFIGURACIJA ZASNOVANA NA UPRAVLJANJU RIZIKOM UZ UVAŽAVANJE RASPOLOŽIVOG (HOSTING) KAPACITETA U DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA

### RISK-BASED APPROACH FOR MULTI-PERIOD NETWORK RECONFIGURATION COSIDERING HOSTING CAPACITY

Željko POPOVIĆ, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad, Srbija  
Stanko KNEŽEVIĆ, Schneider Electric, Novi Sad, Srbija

#### KRATAK SADRŽAJ

U ovome radu je predložen pristup zasnovan na upravljanju rizikom za više-periodnu rekonfiguraciju uz uvažavanje raspoloživog kapaciteta (hosting capacity) u distributivnim mrežama u prisustvu neizvesnosti opterećenja i proizvodnje iz obnovljivih izvora. Predloženi pristup koristi intervalnu RDM (Relative Distance Measure) aritmetiku za opisivanje neizvesnosti opterećenja i proizvodnje iz obnovljivih izvora (DG), uvažavajući korelaciju koja postoji između opterećenja i između opterećenja i proizvodnje (generatora). Zatim je primenjen model mešovitog celobrojnog linearnog programiranja baziran na intervalnoj RDM aritmetici za dobijanje skupa neinferiornih rešenja (planova rekonfiguracije) u svakom razmatranom periodu. On razmatra hosting capacity zajedno sa troškom gubitaka, troškom prekida i troškom manipulacija. Dobijeni planovi su zatim korišćeni u okviru predloženog algoritma dinamičkog programiranja za generisanje i ocenu skupa više-periodnih planova rekonfiguracije. Više-periodni plan koji minimizira rizik od značajnih finansijskih gubitaka (troška) se bira korišćenjem Hurwicz-ovog kriterijuma za ocenu i merenje rizika.

**Ključne reči:** neizvesnost, intervalna aritmetika, analiza rizika, raspoloživi kapacitet, rekonfiguracija, više perioda

#### SUMMARY

This paper proposes a risk-based approach for multi-period reconfiguration that considers hosting capacity in distribution networks in the presence of load and generation uncertainty. The proposed approach employs interval RDM (Relative Distance Measure) arithmetic to describe the uncertainty of loads and generation from renewable generators (DGs), considering the correlation between loads and between loads and DGs. An interval RDM arithmetic-based multi-objective mixed-integer linear programming model is then employed to obtain a set of noninferior solutions (reconfiguration plans) in each period. It considers hosting capacity along with the cost of losses, cost of interruptions, and switching cost. The obtained plans are used within the proposed dynamic programming framework to identify and evaluate a set of multi-period reconfiguration plans. The multi-period plan that minimizes the risk of significant financial losses is selected by employing the Hurwicz criterion for measuring risk.

**Key words:** uncertainty, interval arithmetic, risk analysis, hosting capacity, reconfiguration, multi-period.

Željko Popović, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad, [zpopovic@uns.ac.rs](mailto:zpopovic@uns.ac.rs)  
Stanko Knežević, Schneider Electric, Novi Sad, [stanko.knezevic@schneider-electric-dms.com](mailto:stanko.knezevic@schneider-electric-dms.com)

## SPISAK OZNAKA

- $A$  – skup svih grana u mreži,  
 $AGM(i,a,k(i,f,sf))$  – skup grana između između čvora ( $i$ ) i grane ( $a$ ) u petlji  $k(i,f,sf)$ ,  
 $C_{INT_{min}}, C_{INT_i}, C_{sw_a}$  – minimalni trošak prekida u mreži, trošak prekida u čvoru ( $i$ ) i trošak manipulacija u grani ( $a$ ),  
 $d_a^{loc}$  – trajanje lokalizacije i izolacije kvara u mreži,  
 $F$  – skup fidera u mreži,  
 $F_n, T_n$  – skup orijentisanih grana za koje je čvor ( $n$ ) izvor i skup orijentisanih grana za koje je čvor ( $n$ ) terminalni čvor,  
 $KDG_n$  – fiktivno opterećenje za svaki DG koje se može napajati samo iz napojne TS,  
 $K_{LOSSP_{a,ns}}, K_{LOSSQ_{a,ns}}$  – koeficijent gubitaka za aktivnu i rekativnu snagu,  
 $k(i,f,sf)$  – petlja koja sadrži element ( $i$ ) i sastoji se od grana između početka fidera ( $f$ ) i početka njemu susednog fidera ( $sf$ ),  
 $L_a, \lambda_a$  – dužina grane ( $a$ ) i intezitet otkaza grane ( $a$ ) u jednom period,  
 $NC, NO$  – skup zatvorenih i otvorenih prekidača u mreži,  
 $NSP$  – broj linearnih segmenta korišćenih kod linerizacije ograničenja kapaciteta grana,  
 $NSV$  – broj linearnih segmenta korišćenih kod linerizacije naponskih ograničenja,  
 $N_{TOT}, N_{DG}$  – skup svih čvorova u mreži i skup čvorova sa DG,  
 $NK(i,f,sf)$  – skup petlji između fidera ( $f$ ) i njemu susednog fidera ( $sf$ ) koje sadrže čvor ( $i$ ),  
 $n_{TOT}, n_s$  – ukupan broj čvorova u mreži i broj napojnih TS u mreži,  
 $n_{dg}$  – broj DG u mreži,  
 $PL_n, PG_n$  – aktivna snaga potrošnje i aktivna snaga proizvodnje u čvoru ( $n$ ),  
 $R_a, X_a$  – otpornost i rektansa grane ( $a$ ),  
 $S_{a,max}$  – maksimalni kapacitet grane ( $a$ ),  
 $SK(a,f,sf)$  – skup petlji između početka fidera ( $f$ ) i početka njemu susednog fidera ( $sf$ ) koji sadrži granu ( $a$ ),  
 $SS$  – skup transformatora sa regulacijom napona pod opterećenjem (OLTC),  
 $\Delta t$  – trajanje jednog perioda,  
 $V_{nom}, V_{min}, V_{max}$  – nazivni, minimalno dozvoljeni i maksimalno dozvoljeni napon u mreži,  
 $vsegm_{ns}$  – dužina segmenta  $ns$  korišćenog u linerizaciji ograničenja za minimalno dozvoljeni napon,  
 $vsegm_{ns}$  – dužina segmenta  $ns$  korišćenog u linerizaciji ograničenja za maksimalno dozvoljeni napon,  
 $psegm_{ns}$  – dužina segmenta  $ns$  korišćenog u linerizaciji ograničenja kapaciteta grana,  
 $QL_n, QG_n$  – reaktivna snaga potrošnje i rekativna snaga proizvodnje u čvoru ( $n$ ),  
 $w_a$  – binarna promenljiva koja ima vrednost 1 ako je prekidač u grani ( $a$ ) zatvoren i vrednost 0 u suprotnom slučaju,  
 $wc_{ss,tp}^{up}, wc_{ss,tp}^{down}$  – binarna promenljiva koja opisuje poziciju teretnog menjača višu od aktuelne i nižu od aktuelne na OLTC transformatoru (ss),  
 $xpg_n$  – promenljiva koja opisuje odsecanje aktivne snage generatora (DG) u čvoru ( $n$ ),  
 $xqg_n, xqg'_n$  – promenljiva koja opisuje proizvodnju (generaciju) i potrošnju (apsorbiciju) rekativne snage generatora u čvoru ( $n$ ),  
 $p_a, p_{a'}$  – promenljive koje opisuju tok aktivne snage kroz orijentisane grane ( $a$ ) i ( $a'$ ),  
 $q_a, q_{a'}$  – promenljive koje opisuju tok reaktivne snage kroz orijentisane grane ( $a$ ) i ( $a'$ ),  
 $m_{ss}$  – promenljiva koja opisuje prenosni odnos OLTC transformatora (ss),  
 $V_{l(m)}^{Re}, V_{l(m)}^{Im}$  – promenljive koje opisuju relanu i imaginarnu komponentu napona u čvoru  $l(m)$ ,  
 $p_a^f, p_{a'}^f, x_a^{DG}, x_{a'}^{DG}$  – pomoćne kontinualne promenljive.

## 1. UVOD

Raspoloživi (hosting) kapacitet u distributivnim mrežama je postao jedan od najznačajnijih aspekata razmatranih u svakodnevnom radu operatora distributivnog sistema (ODS) zbog značajnog povećanja nivoa penetracije obnovljivih izvora (DG). Zbog toga cilj ODS postaje povećavanje raspoloživog kapaciteta mreže, odnosno podrške obnovljivim izvorima energije, tako da se minimizira ukupni trošak u razmatranom period operativnog planiranja uz zadovoljavanje svih operativnih ograničenja. Prema tome, više-periodno planiranje rekonfiguracije koje uvažava raspoloživi kapacitet mreže, odnosno njegovo povećanje kroz rekonfiguraciju, treba da se koristi za dobijanje najboljeg više-periodnog plana rekonfiguracije u distributivnim mrežama sa visokim nivom penetracije DG-a. Do sada je predloženo samo mali broj pristupa koji razmatraju povećanje raspoloživog kapaciteta u više-periodnom planiranju rekonfiguracije [1]-[6]. U [2] je razmatrana više-periodna rekonfiguracija u cilju povećanja raspoloživog kapaciteta mreže kroz minimizaciju odsečene (smanjene) aktivne snage DG-a u mreži. Smanjenje računarske kompleksnosti više-periodnog problema rekonfiguracije je postignuto kroz identifikovanje perioda u kojima su narušena operativna (naponska i termička) ograničenja razmatrajući najgori (worst-case) scenarijo proizvodnje i potrošnje. Zatim se za svaki od tih perioda određuje statički plan rekonfiguracije i na taj način se dobija najbolji više-periodni plan. U [3] se koristi više-periodna rekonfiguracija u cilju povećanja raspoloživog kapaciteta mreže uz uvažavanje neizvesnosti u proizvodnji DG-a. Predloženi pristup koristi heurističku proceduru, zasnovanu na sličnosti satnih napona u čvorovima, za podelu celokupnog period u manji broj perioda. Rešavanjem nekoliko statičkih problema rekonfiguracije, korišćenjem hibridnog algoritma roja čestica, definiše se više-periodni plan rekonfiguracije koji minimizira odsecanje aktivne snage DG-a i broj manipulacija u mreži. Više-periodna rekonfiguracija je razmatrana u [4] u cilju smanjenja odsecanja aktivne snage DG-a u 24-časovnom period uz uvažavanje neizvesnosti u potrošnji i proizvodnji DG-a. Predloženi pristup identifikuje periode u kojima se dešava odsecanje aktivne snage DG-a u početnoj konfiguraciji mreže i rešava problem rekonfiguracije za svaki od tih perioda razmatrajući samo ograničen skup (kritičnih) prekidača. Tako dobijena statička rešenja predstavljaju najbolji više-periodni plan rekonfiguracije kojim se minimizira odsecanje aktivne snage DG-a korišćenjem samo kritičnih prekidača u mreži. Više-periodni plan rekonfiguracije u [5] se dobija primenom statičke rekonfiguracije u svakom razmatranom period sa ciljem povećanja raspoloživog kapaciteta u distributivnim mrežama u prisustvu neizvesnosti. Razmatrana je neizvesnost u potrošnji i proizvodnji DG-a kao i korelacija proizvodnje različitih vetro generatora ali nije razmatran trošak manipulacija u određivanju najboljeg više-periodnog plana rekonfiguracije. U [6] je predložen pristup zasnovan na aproksimativnom dinamičkom programiranju u cilju rešavanja problema više-periodne rekonfiguracije u prisustvu neizvesnosti u proizvodnji DG-a uz uvažavanje troška odsecanja aktivne snage DG-a, troška odsecanja opterećenja i troška manipulacija. Predloženi pristupi za rešavanje problema više-periodnog planiranja rekonfiguracije ne razmatraju pouzdanost napajanja korisnika u mreži, što je u poslednjim godinama jedna od glavnih briga operatora distributivnih sistema. Takođe, oni ne razmatraju trošak gubitaka u mreži kod određivanja najboljeg više-periodnog plana rekonfiguracije. Dalje, predloženi pristupi identifikuju i ocenjuju samo vrlo mali broj različitih više-periodnih konfiguracija, što vodi ka rešenjima koja su lošeg kvaliteta. Štaviše, predloženi pristupi koriste koncept robusne optimizacije i analiza baziranih na najgorem slučaju za određivanje najboljeg rešenja u prisustvu neizvesnosti, što vodi ka suviše konzervativnim rešenjima [7]. Konačno, predloženi pristupi ne razmatraju korelacije koje postoje među opterećenjima različitih kategorija kao ni korelacije koje postoje između opterećenja i proizvodnje iz obnovljivih izvora, što utiče kako na kompleksnost problema tako i na kvalitet više-periodnih planova rekonfiguracije u prisustvu neizvesnosti.

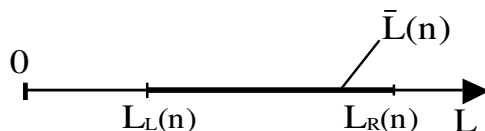
U ovome radu su neizvesnosti u potrošnji i proizvodnji opisane korišćenjem koncepta intervalnih brojeva. Shodno ovome konceptu, vrednosti opterećenja i proizvodnje se opisuju intervalnim umesto krisp brojevima. Zatim se neizvesnost u potrošnji i proizvodnji analiziraju za sve dozvoljene kombinacije njihovih intervalnih brojeva uvažavajući korelacije koje postoje među njima. Ovo se postiže korišćenjem intervalne aritmetike zasnovane na relativnoj meri udajenosti (RDM) koja omogućava razmatranje korelacija između intervalnih veličina (proizvodnje i potrošnje) kao i korektnu realizaciju aritmetičkih operacija nad intervalnim veličinama [8]. Pristup predložen u radu jednovremeno razmatra kontrolu aktivnih i reaktivnih snaga DG, rekonfiguraciju mreže i kontrolu naponskih prilika u cilju dobijanja rešenja koje minimizira rizik od značajnih finansijskih gubitaka (troška) u razmatranom period planiranja. Navedeni cilj se potiče predstavljanjem više-periodnog problema u vidu težinskog grafa gde čvorovi (stanja) reprezentuju konfiguraciju mreže i kontrolne akcije u različitim periodima (etapama). Grane koje povezuju te čvorove reprezentuju trošak manipulacija kojima se prelazi iz stanja mreže (čvora) u jednom period (etapi) u stanje mreže (čvor) u sledećem period (etapi). Za rešavanje ovog grafovskog problema je predložen algoritam intervalnog dinamičkog programiranja koji koristi rekurziju unazad. Čvorovi u grafu, odnosno različite statičke konfiguracije mreže, se dobijaju primenom intervalnog više-kriterijumskog algoritma mešovito celobrojnog linearnog programiranja (MILP) formulisanog korišćenjem koncepta ograničenja u kriterijumskoj funkciji [9]. Algoritam omogućava dobijanje skupa neinferiornih rešenja za svaku validnu kombinaciju intervalnih opterećenja i intervalne proizvodnje u svakom periodu. Razmatrajući sve dobijene skupove neinferiornih rešenja kao stanja (čvorove) u svakom period (etapi)

može se generisati i oceniti veliko broj kvalitetnih više-periodnih planova rekonfiguracije. Kako su potrošnja i proizvodnja opisani intervalnim brojevima, ukupni trošak više-periodnog plana će takođe biti opisan intervalnim brojem. Ovaj intervalni trošak definiše moguće posledice primene razmatranog više-periodnog plana rekonfiguracije u prisustvu neizvesnosti u potrošnji i proizvodnji. Intervalni troškovi se rangiraju (upoređuju) korišćenjem pristupa zasnovanog na Hurwicz-ovom kriterijumu [10], koji omogućuje rangiranje intervalnih brojeva na bazi preferencija koje donosilac odluke ima u pogledu rizika. Na ovaj način predloženi pristup omogućuje dobijanje najboljeg plana više-periodne rekonfiguracije za različite nivoe pesimizma i optimizima donosilaca odluke.

Najvažniji doprinos ovoga rada je alat za određivanje najboljeg više-periodnog plana rekonfiguracije koji razmatra raspoloživi (hosting) kapaciteta mreže u prisustvu neizvesnosti potrošnje i proizvodnje iz obnovljivih izvora. On omogućuje određivanje i evaluaciju skupa više-periodnih planova i njihovih posledica u prisustvu neizvesnosti uvažavajući korelacije koje postoje među potrošačima različitih kategorija kao i korelacije između potrošnje i proizvodnje iz obnovljivih izvora. Važan doprinos je i formulacija više-periodnog problema rekonfiguracije u terminima intervalnog dinamičkog programiranja koja omogućuje uključivanje preferencije rizika donosioca odluke u izbor najboljeg više-periodnog plana u prisustvu neizvesnosti.

## 2. NEIZVESNOST U POTROŠNJI I PROIZVODNJI

Neizvesnost potrošnje (opterećenja) u čvoru ( $n$ ) se opisuje intervalnim brojem  $[L_L(n), L_R(n)]$ , kao što je



prikazano na slici 1.

Slika 1. Intervalno opterećenje  $L$  u čvoru ( $n$ )

Ovaj broj je u terminima intervalne RDM aritmetike definisan na sledeći način [8]:

$$\bar{L}(n) = L_L(n) + \alpha_{L(n)} \cdot (L_R(n) - L_L(n)) = L_L(n) + \alpha_{L(n)} \cdot \Delta L(n), \alpha_{L(n)} \in [0, 1], \quad (1)$$

Neizvesnost u proizvodnji iz obnovljivih izvora se definiše na sličan način:

$$\bar{G}(n) = G_L(n) + \alpha_{G(n)} \cdot (G_R(n) - G_L(n)) = G_L(n) + \alpha_{G(n)} \cdot \Delta G(n), \alpha_{G(n)} \in [0, 1] \quad (2)$$

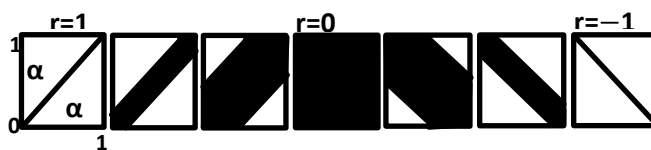
Relacije (1) i (2) opisuju neizvesnost potrošnje i proizvodnje aktivne i reaktivne snage, respektivno. Menjajući  $\alpha$ -vrednosti u (1) i (2), u opsegu  $[0, 1]$ , mogu se dobiti sve moguće vrednosti potrošnje (proizvodnje) u čvoru ( $n$ ). Podaci za definisanje intervalnih brojeva se mogu dobiti na osnovu mišljenja eksperata, inženjerskog iskustva kao i limitiranog broja merenja [11], [12].

Aritmetičke operacije nad intervalnim brojevima definisane RDM aritmetikom, opisne u [8], obezbeđuju da rezultati aritmetičkih operacija ne vode do pesimističkih rezultata, odnosno do preecenjenih (preširokih) intervala. Takođe se obezbeđuje korektna realizacija aritmetičkih operacija za sve tipove korelacija koji mogu postojati među intervalnim veličinama [8].

Zavisnost između intervalnih brojeva  $\bar{x}$  i  $\bar{y}$ , koja se definiše kao bilo koja restrikcija u uparivanju intervalnih brojeva, se ovde opisuje relacijom zavisnosti  $D(r)$  definisanom na sledeći način [13]:

$$D(r) = \{(\alpha_x, \alpha_y) : \max(0, -\alpha_x - r, \alpha_x - 1 + r) \leq \alpha_y \leq \min(1, \alpha_x + 1 - r, -\alpha_x + 2 + r), \alpha_x, \alpha_y \in [0, 1]\} \quad (3)$$

Relacija (3) definiše da postoji relacija zavisnosti za svaku vrednost koeficijenta korelacije  $r$  koja pripada intervalu  $[-1, +1]$ . Grafičke predstave relacije (3) su prikazane na slici 2 za različite vrednosti koeficijanta korelacije  $r$  [14]. Relacija zavisnosti je prikazana tamno obojenim poljem na slici 2. Na apscisi se nalaze vrednosti za  $\alpha_x$  a na ordinati vrednosti za  $\alpha_y$ . Treba primetiti da slika 2 predstavlja dijagram raspršivanja  $\alpha_x$  i  $\alpha_y$



za različite korelacione koeficijente  $r$ .

Slika 2. Kompletan model korelacije među intervalnim brojevima

Vrednosti koeficijenta korelacije  $r$  koje postoji između neizvesnih ulaznih parametar (veličina) koje su razmatrane u ovome radu se mogu odrediti na osnovu inženjerskih procena, empirijskih dokaza i statističke analize postojećih podataka [15]-[19]. Takođe, relacija zavisnosti  $D(r)$  se može definisati na osnovu analize

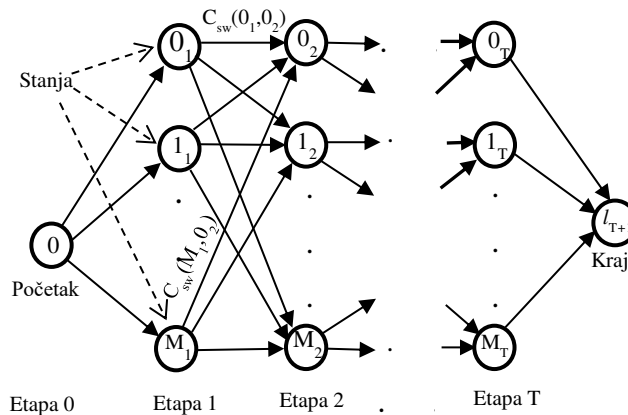
dijagrama raspršivanja razmatranih veličina (opterećenja i proizvodnje) koji se dobijaju na osnovu merenja sa terena [13]. Treba imati na umu da koeficijent korelacije može biti različit u različitim periodima (npr. u različitim satima u toku jednog dana).

Razmotrimo sada primer u kome koeficijenti korelacije između dva intervalna opterećenja ( $\bar{L}_{(n)}$  i  $\bar{L}_{(m)}$ ) mogu imati sledeće vrednosti:  $r=1$ ,  $r=-1$ ,  $r=0.6$ , i  $r=0$ . Podrazumeva se da  $\alpha_{L(n)}$  i  $\alpha_{L(m)}$  uzimaju sledeće vrednosti:  $\alpha_{L(n)}, \alpha_{L(m)} \in \{0, 0.1, 0.2, 0.3, \dots, 1\}$ . Primenjujući izraz (3) dobija se sledeće: za  $r=1$  (perfektna pozitivna relacija) i  $r=-1$  (perfektna negativna relacija) broj validnih kombinacija razmatranih intervalnih veličina će biti 11, za  $r=0.5$  broj validnih kombinacija će biti 91, i za  $r=0$  broj validnih kombinacija je 121. Prema tome, nivo zavisnosti među intervalnim veličinama ima značajan uticaj na broj validnih kombinacija intervalnih veličina i samim tim i na računarsku kompleksnost (broj proračuna) intervalne analize.

### 3. FORMULACIJA VIŠE-PERIODNOG PROBLEMA REKONFIGURACIJE U PRISUSTVU NEIZVESNOSTI

#### 3.1 Formulacija više-periodnog problema rekonfiguracije u terminima intervalnog dinamičkog programiranja

Više-periodni problem planiranja rekonfiguracije mreže je predstavljen težinskim grafom na slici 3. Svaki čvor na slici 3 predstavlja jednu statičku konfiguraciju mreže (stanje) dok svaki period predstavlja jednu etapu. Trošak prelaska iz jednog čvora (stanja) u nekoj etapi (periodu) u drugo stanje (čvor) u narednoj etapi (periodu) je jednak trošku manipulacija ( $C_{sw}$ ) koje se trebaju izvršiti u mreži da se pređe u taj čvor u narednom periodu. U svakom čvoru grafa su trošak gubitaka ( $\bar{C}_{loss}$ ), troška prekida ( $\bar{C}_{ens}$ ) i trošak zbog odsecanja aktivne sange DG (ukoliko postoji) ( $\bar{C}_{int}$ ) opisani intervalnim brojevima zbog toga što su i proizvodnja i potrošnja opisani intervalnim brojevima. Ovi intervalni troškovi su detaljnije razmatrani u poglavlju 4.



Slika 3. Grafička predstava više-periodnog problema rekonfiguracije

Svaki put u grafu koji počinje u inicijalnom čvoru a završava u krajnjem čvoru predstavlja jedan više-periodni plan rekonfiguracije. Najbolji plan rekonfiguracije se dobija primenom rekurzije unazad dinamičkog programiranja, definisane relacijama (4)-(6), i odgovarajućeg kriterijuma za ocenu rizika. Odnosno, rangiranje intervalnih troškova u (4) a time i izbor najboljeg rešenja se vrši korišćenjem Hurwicz-ovog kriterijuma za ocenu (merenje) rizika, prikazanog u delu 3.2. Ovaj kriterijum omogućuje izbor najboljeg rešenja u skladu sa preferencijama, odnosno sklonostima ka riziku donosioca odluke.

$$\overline{TC}^*(i_t) = \min_{(stanja\ l\ u\ etapi\ t+1)} (\overline{C}_{loss}(i_t) + \overline{C}_{ens}(i_t) + \overline{C}_{int}(i_t) + C_{sw}(i_t, l_{t+1})) + \overline{TC}^*(l_{t+1}) \quad (4)$$

$$(i, l) \in \{0, 1, 2, \dots, M\}, t \in \{0, 1, 2, \dots, T\}$$

$$\overline{TC}^*(l_{T+1}) = 0 \quad (5)$$

$$C_{sw}(i_T, l_{T+1}) = 0 \quad (6)$$

U (4)-(6), T je broj razmatranih perioda (etapa), M je broj različitih statičkih planova rekonfiguracije i  $\overline{TC}^*(i_t)$  je optimalni intervalni ukupni trošak stanja  $i$  u etapi  $t$ . Treba primetiti da je inicijalno stanje (konfiguracija) mreže (označena sa 0 na slici 3) takođe razmatrano da bi se omogućilo uvažavanje plana rekonfiguracije "ne raditi ništa". Skup planova rekonfiguracije (stanja) u svakoj etapi (periodu) se određuje primenom više-kriterijumskog MILP modela zasnovanog na intervalnoj RDM aritmetici koji je prikazan u poglavlju 4.

#### 3.2 Hurwicz-ov kriterijum za ocenu rizika

Rangiranje intervalnih brojeva  $\bar{x} = [x_L, x_R]$  i  $\bar{y} = [y_L, y_R]$  se u ovome radu vrši korišćenjem Hurwicz-ovog kriterijuma [10]. Ovaj kriterijum je opisan izrazom (7).

$$\delta \cdot x_L + (1 - \delta) \cdot x_R \begin{cases} > \\ < \\ = \end{cases} \delta \cdot y_L + (1 - \delta) \cdot y_R \quad (7)$$

U (7),  $\delta \in [0,1]$  je parametar koji definiše odnos prema riziku (preferenciju) donosioca odluke [20]. Ako se razmatraju (porede) troškovi,  $\delta = 1$  definiše ekstremno optimističnog donosioca odluke dok  $\delta = 0$  opisuje ekstremno pesimističnog donosioca odluke. Prema tome, korišćenjem ovoga kriterijuma se intervalne vrednosti mapiraju na jedan realan broj koristeći odnos prema riziku koji je definisan Hurwicz-ovim kriterijumom. Zatim se rangiranje intervalnih brojeva vrši na osnovu poređenja dobijenih realnih brojeva.

Razmotrimo sada dva intervalna troška:  $c1=[4, 11]$  i  $c2=[5, 10]$ . Poređenje ovih intervalnih brojeva za različite vrednosti parametra  $\delta$  je prikazano u tabeli 1. Optimistična rešenja se dobijaju za vrednosti  $\delta \in [1, 0.5[$ . Ona su optimistična zato što leve strane brojeva u (7), kojima je definisana minimalna vrednost troška koja se može pojaviti u sistemu, imaju veći uticaj (težinu) na rezultat rangiranja. Za  $\delta \in ]0.5, 0]$ , desne strane intervalnih brojeva, kojima je definisana maksimalna vrednost troška koja se može pojaviti u sistemu, imaju veći uticaj (težinu) na rezultat rangiranja. Zbog toga se dobijeni rezultat može smatrati pesimističkim. Prema tome, donosilac odluke koji nije sklon riziku (pesimista) će birati  $\delta \in ]0.5, 0]$  da bi dobio rešenje kojim se minimizira

Tabela 1 – Poređenje intervalnih brojeva

$\delta$	1	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0
Result	$c1 < c2$	$c1 < c2$	$c1 < c2$	$c1 = c2$	$c1 > c2$	$c1 > c2$	$c1 > c2$

rizik od značajnih finansijskih gubitaka (troškova).

#### 4. GENERISANJE STATIČKIH PLANOVA REKONFIGURACIJE U PRISUSTVU NEIZVESNOSTI

##### 4.1 Više-kriterijumski MILP model zasnovan na intervalnoj RDM aritmetici

Statički problem rekonfiguracije uz uvažavanje raspoloživog kapaciteta u prisustvu neizvesnosti je opisan intervalnim više-kriterijumskim MILP modelom korišćenjem koncepta ograničenja u kriterijumskoj funkciji. Trošak manipulacija se ne razmatra u kriterijumskoj funkciji već kao ograničenje u predloženoj više-kriterijumskoj formulaciji. Na taj način se prevazilazi dobro poznat nedostatak dekompozicionih pristupa kod više-periodnog planiranja rekonfiguracije vezan za suviše kratak period posmatranja. Naime, dužina trajanja pojedinačnog perioda (npr., jedan sat) je suviše kratka za korektno poređenje troška manipulacija i uštede (npr. usled smanjenja gubitaka). Zbog toga se, umesto jednog rešenja, u svakom razmatranom period generiše skup neinferiornih rešenja, variranjem troška manipulacija u predloženom više-kriterijumskom pristupu.

##### a) Kriterijumska funkcija

$$\min \{Cint^{\alpha(t)} + Closs^{\alpha(t)} + Cens^{\alpha(t)}\} \quad (8)$$

$$Closs^{\alpha(t)} = \sum_{a \in A} R_a \cdot \Delta t \cdot \frac{1}{V_{nom}^2} \left( \sum_{ns=1}^{NSP} (p_{a,ns}^{\alpha(t)} + p_{a',ns}^{\alpha(t)}) \cdot K_{LOSSP_{a,ns}} + \sum_{ns=1}^{NSP} (q_{a,ns}^{\alpha(t)} + q_{a',ns}^{\alpha(t)}) \cdot K_{LOSSQ_{a,ns}} \right) \quad (9)$$

$$Cint^{\alpha(t)} = \sum_{k \in NDG} (PG_L(k) + \alpha_{G(k)}(t) \cdot \Delta PG(k)) \cdot (1 - xpg^{\alpha(t)}) \cdot \Delta T \cdot CG(k) \quad (10)$$

$$Cens^{\alpha(t)} = \sum_{a \in A} C_{INT_{min}} \cdot L_a \cdot \lambda_a \cdot (p_a^{f,\alpha(t)} + p_a^{f,\alpha(t)}) \cdot d_a^{rest} + \sum_{i \in N_{TOT}} C_{INT_i} \cdot ENSISL(i)^{\alpha(t)} \quad (11)$$

##### a') Ograničenja u prostoru kriterijumske funkcije

$$\sum_{a \in NC} (1 - w_a^{\alpha(t)}) \cdot Csw_a + \sum_{a \in NO} w_a^{\alpha(t)} \cdot Csw_a \leq Csw_{min} + \beta_{sw} \cdot (Csw_{max} - Csw_{min}), \beta_{sw} \in [0,1] \quad (12)$$

Superskript  $\alpha(t)$  u (8)-(12) označava, u terminima intervalne RDM aritmetike, intervalnu prirodu razmatranih veličina, dok termin (t) označava da koeficijent korelacije može da se razlikuje u različitim periodima a time i skup validnih kombinacija  $\alpha$  veličina. Intervalna opterećenja i proizvodnja su predstavljeni koristeći notaciju definisanu u relacijama (1) i (2), što se može videti u jednačinama (13)-(16). Zbog jasnoće, superskript  $\alpha(t)$  je izostavljen u izrazima prikazanim u nastavku rada.

Izraz (9) opisuje trošak gubitaka u periodu (t). Trošak gubitaka je modelovan koristeći linearnu aproksimaciju kvadratne funkcije [22]. Izraz (10) opisuje trošak usled odsecanja (smanjenja) aktivne snage DG-a dok (11) opisuje trošak usled prekida napajanja korisnika sistema zbog kvarova u mreži u periodu (t).

Relacija (12) definiše ograničenja u prostoru kriterijumske funkciji kojima se razmatra trošak manipulacija u periodu (t). Tu je  $Csw_{min}$  jednako nuli dok se vrednost  $Csw_{max}$  dobija na sledeći način:  $Csw_{max} = \max\{Csw(Cint_{min}), Csw(Closs_{min}), Csw(Cens_{min})\}$  [9].  $Csw(Cens_{min})$  je trošak manipulacija potrebnih da se iz inicijalne konfiguracije pređe u konfiguraciju sa minimalnim troškom prekida,  $Csw(Closs_{min})$  je trošak manipulacija potrebnih za prelazak u konfiguraciju sa minimalnim troškom gubitaka i  $Csw(Cens_{min})$  trošak manipulacija potrebnih za

prelazak u konfiguraciju u kojoj je trošak odsecanja aktivne snage DG-a minimalan.

Treba primetiti da se variranjem parametra  $\beta_{sw}$  u (12) dobija skup neinferiornih rešenja u period (etapi) (t), kao što je opisano u delu 4.2.

b) *Balans opterećenja*

$$\sum_{(a,a') \in T_n} (p_a + p_{a'}) - \sum_{(a,a') \in F_n} (p_a + p_{a'}) = P_{loss}(a) + (PL_L(n) + \alpha_{L(n)} \cdot \Delta PL(n)) - xqg_n \cdot (PG_L(k) + \alpha_{G(k)} \cdot \Delta PG(k)), n \in N_{TOT} \quad (13)$$

$$\sum_{(a,a') \in T_n} (q_a + q_{a'}) - \sum_{(a,a') \in F_n} (q_a + q_{a'}) = Q_{loss}(a) + (QL_L(n) + \alpha_{L(n)} \cdot \Delta QL(n)) - xqg_n \cdot (QG_L(k) + \alpha_{G(k)} \cdot \Delta QG(k)) + xqg'_n \cdot (QG_L(k) + \alpha_{G(k)} \cdot \Delta QG(k)), n \in N_{TOT} \quad (14)$$

$$P_{loss}(a) = R_a \cdot \frac{1}{V_{nom}^2} \left( \sum_{ns=1}^{NSP} (p_{a,ns} + p_{a',ns}) \cdot K_{LOSSP_{a,ns}} + \sum_{ns=1}^{NSP} (q_{a,ns} + q_{a',ns}) \cdot K_{LOSSQ_{a,ns}} \right), (a, a') \in T_n, \quad (15)$$

$$Q_{loss}(a) = X_a \cdot \frac{1}{V_{nom}^2} \left( \sum_{ns=1}^{NSP} (p_{a,ns} + p_{a',ns}) \cdot K_{LOSSP_{a,ns}} + \sum_{ns=1}^{NSP} (q_{a,ns} + q_{a',ns}) \cdot K_{LOSSQ_{a,ns}} \right), (a, a') \in T_n \quad (16)$$

Ograničenja (13)-(16) obezbeđuju balans aktivne i reaktivne snage u svakom čvoru u mreži.

c) *Ograničenja kapaciteta*

Ograničenja kapaciteta (17)-(27) i naponska ograničenja (30)-(45) su linearizovana korišćenjem grupa linearnih segmenata kao što je prikazano u [22]. Generalna formulacija je prikazana u nastavku a dužine segmenata su definisane kao u [22].

$$q_a = \sum_{ns=1}^{NSP} q_{a,ns}, q_{a'} = \sum_{ns=1}^{NSP} q_{a',ns} \quad (17)$$

$$q_a \leq w_a \cdot S_{a,max}, q_{a'} \leq w_a \cdot S_{a,max} \quad (18)$$

$$p_a = \sum_{ns=1}^{NSP} p_{a,ns}, p_{a'} = \sum_{ns=1}^{NSP} p_{a',ns} \quad (19)$$

$$p_a + \sum_{ns=1}^{NSP} p_{seg_{ns}} \cdot (q_{a,ns} + q_{a',ns}) \leq w_a \cdot S_{a,max} \quad (20)$$

$$p_{a'} + \sum_{ns=1}^{NSP} p_{seg_{ns}} \cdot (q_{a,ns} + q_{a',ns}) \leq w_a \cdot S_{a,max} \quad (21)$$

$$p_{seg_{ns}} = (P_{ns} - P_{ns+1}) / (Q_{ns+1} - Q_{ns}), ns=1, \dots, NSP, \quad (22)$$

$$p_{a,ns} \leq P_{ns} - P_{ns+1}, q_{a,ns} \leq Q_{ns+1} - Q_{ns}, \quad (23)$$

$$P_1 = S_{max}, Q_1 = 0, \quad xqg_n = \sum_{ns=1}^{NSG(n)} xqg_{n,ns},$$

$$xqg'_n = \sum_{ns=1}^{NSG(n)} xqg'_{n,ns} \quad (24)$$

$$xpg_n - \sum_{ns=1}^{NSG(n)} pg_{seg_{n,ns}} \cdot [xqg_{n,ns} + xqg'_{n,ns}] \leq 1 \quad (25)$$

$$pg_{seg_{n,ns}} = \frac{[PG_{n,ns} - PG_{n,ns+1}] / SG_{n,max}}{[QG_{n,ns+1} - QG_{n,ns}] / SG_{n,max}} \quad (26)$$

$$xqg_{n,ns} \leq (Q_{ns+1} - Q_{ns}) / SG_{n,max}, \quad (27)$$

$$P_1 = S_{max}, Q_1 = 0,$$

Ograničenja (24)-(27) definišu maksimalnu snagu DG, odnosno P-Q krive DG.

d) *Naponska ograničenja*

$$V_{ss,HV}^{Re} = V_{ss,HV}^{Re} - [R_{TR} \cdot (p_a - p_{a'}) - X_{TR} \cdot (q_a - q_{a'})] / V_{nomHV} \quad (28)$$

$$V_{ss,HV}^{Im} = (V_{ss,HV}^{Im} + [X_{TR} \cdot (p_a - p_{a'}) + R_{TR} \cdot (q_a - q_{a'})]) / V_{nomHV}, V_{ss,HV}^{Im} = 0 \quad (29)$$

$$V_{ss,MV}^{Re} \cdot m_{ss} = V_{ss,HV}^{Re}, \quad V_{ss,MV}^{Im} \cdot m_{ss} = V_{ss,HV}^{Im}, \quad (30)$$

$$m_{ss} = m_{ss}^{act} + \Delta m_{ss} \cdot \sum_{tp=tpact}^{TP_{up,ss}} wtc_{ss,tp}^{up} - \Delta m_{ss} \cdot \sum_{np=npact}^{TP_{down,ss}} wtc_{ss,tp}^{down} \quad (31)$$

$$\sum_{tp} wtc_{ss,tp}^{up} \leq TP_{up,ss}, \quad ss \in SS, \quad (32)$$

$$\sum_{tp} wtc_{ss,tp}^{down} \leq TP_{down,ss}, \quad ss \in SS, \quad (33)$$

Ograničenja (28)-(33) opisuju mogućnost promene napona pod opterećenjem na napojnom transformatoru, odnosno opisuju rad teretnog menjača napojnog transformatora [23]. Ovde HV označava stranu visokog a MV stranu srednjeg napona,  $m_{ss}^{act}$  je prenosni odnos za tekuću poziciju teretnog menjača napojnog transformatora (ss),

$\Delta m_{ss}$  je promena prenosnog odnosa za jednu poziciju teretnog menjača,  $TP_{up,ss}$  je broj pozicija teretnog menjača viših od aktuelne (tekuće) a  $TP_{down,ss}$  nižih od aktuelne kod napojnog transformatora (ss).

$$V_l^{Re} \geq V_m^{Re} + [R_a \cdot (p_a - p_{a'}) - X_a \cdot (q_a - q_{a'})] / V_{nom} - w_a \cdot V^{min} \quad (34)$$

$$V_l^{Re} \leq V_m^{Re} + [R_a \cdot (p_a - p_{a'}) - X_a \cdot (q_a - q_{a'})] / V_{nom} + w_a \cdot V^{min} \quad (35)$$

$$V_l^{Im} \geq V_m^{Im} + [X_a \cdot (p_a - p_{a'}) + R_a \cdot (q_a - q_{a'})] / V_{nom} - w_a \cdot V^{min} \quad (36)$$

$$V_l^{Im} \leq V_m^{Im} + [X_a \cdot (p_a - p_{a'}) + R_a \cdot (q_a - q_{a'})] / V_{nom} + w_a \cdot V^{min} \quad (37)$$

$$V_{l,ns}^{Im} = \sum_{ns=1}^{NSV} V_{l,ns}^{Im}, \quad (38)$$

$$V_{l,ns}^{Im} \leq V_{ns+1}^{Im} - V_{ns}^{Im} \quad (39)$$

$$V_l^{Re} + \sum_{ns=1}^{NSV} vsegmn_{ns} \cdot V_{l,ns}^{Im} \geq V^{min} \quad (40)$$

$$V_l^{Re} + \sum_{ns=1}^{NSV} vsegmx_{ns} \cdot V_{l,ns}^{Im} \leq V^{max} \quad (41)$$

$$vsegmn_{ns} = \{(V_{ns+1}^{Re} - V_{ns}^{Re}) / (V_{ns}^{Im} - V_{ns+1}^{Im})\} \cdot w_{ns} \cdot w_{ns-1}, ns=1, \dots, NSV, w_0 = 1 \quad (42)$$

$$vsegmx_{ns} = (V_{ns+1}^{Re} - V_{ns}^{Re}) / (V_{ns}^{Im} - V_{ns+1}^{Im}), \quad (43)$$

$$V_1^{\text{Re}} = V_{\text{max}} \text{ za vsegm}x_1$$

$$V_1^{\text{Re}} = V_{\text{min}} \text{ za vsegm}n_1, n_s=1, \dots, \text{NSV.}$$

Ograničenja (34)-(43) obezbeđuju da naponska ograničenja ne budu narušena. Pošto je maksimalan pomeraj faze napona u distributivnim mrežama obično manji od  $10^\circ$  u odnosu na balansni čvor (SN sabirnice napojnog transformatora) [24], samo jedan segment se može koristiti za linearizaciju naponskih ograničenja, pa se pomoćne birane promenljive ( $w_{ns}$ ) u (41) ne moraju koristiti.

#### e) Neisporučena električna energija

##### e1) Neisporučena energija u periodu restauracije

Ukupno trajanje prekida u napajanju korisnika sistema se sastoji od trajanja resturacije napajanja i trajanja lokalizacije i izolacije kvara. Prvo se opisuje jednačinama (44) i (45) dok se drugo opisuje jednačinom (45).

$$\sum_{(a,a') \in T_n} (p_a^f + p_{a'}^f) - \sum_{(a,a') \in F_n} (p_a^f + p_{a'}^f) =$$

$$= \text{KREL}_n \cdot (\text{PL}_L(n) + \alpha_{L(n)} \cdot \Delta \text{PL}(n)) + \text{KREL}_n \cdot (\text{PG}_L(k) + \alpha_{G(k)} \cdot \Delta \text{PG}(k)), n \in N_{\text{TOT}} \quad (44)$$

Izraz (44) definiše balans opterećenja u fiktivnoj mreži sa fiktivnim opterećenjima i proizvodnjom DG-a. Ovde  $\text{KREL}_n$  predstavlja odnos između  $C_{\text{INT}_n}$  i  $C_{\text{INT}_{\text{min}}}$ . Fiktivni tok snage u mreži omogućuje proračun neisporučene energije usled kvarova uz uvažavanje različitih troškova prekida u čvorovima mreže.

$$p_a^f - w_a \cdot X_{\text{max}}^f, p_{a'}^f - w_{a'} \cdot X_{\text{max}}^f, a \in A, \quad (45)$$

Relacija (45) obezbeđuje da se razmatraju samo one grane u fiktivnoj mreži koje su aktivne i u relanoj mreži.

Ovde je sa  $X_{\text{max}}^f$  označena velika pozitivna konstanta.

##### e2) Neisporučena energija u periodu lokalizacije i izolacije kvara

$$\text{ENSISL}(i) =$$

$$((\text{PL}_L(i) + \alpha_{L(i)} \cdot \Delta \text{PL}(i)) + (\text{PG}_L(i) + \alpha_{G(i)} \cdot \Delta \text{PG}(i)) \cdot \lambda_a \cdot d_a^{\text{loc}} \cdot$$

$$\sum_{k(i,f,sf) \in \text{NK}(i,f,sf)} \sum_{a \in k(i,f,sf)} [\prod_{a \in \text{AGM}(i,a,k(i,f,sf))} w_a]$$

$$i \in N_{\text{TOT}}, sf \in \text{SF}(f) \quad (46)$$

Jednačina (46) definiše neisporučenu energiju čvoru ( $i$ ) u toku lokalizacije i izolacije kvara. Ona uzima u obzir sledeće: ako su grana ( $a$ ) i čvor ( $i$ ) povezani onda trajanje izolacije i lokalizacije kvara grane ( $a$ ) utiče (povećava) na neisporučenu energiju korisnicima u čvoru ( $i$ ).

#### f) Ograničenja radijalnosti

$$\sum_{a \in A} w_a \leq n_{\text{TOT}} - n_{\text{SS}} \quad (47)$$

$$\sum_{a \in T_k} (x_a^{\text{DG}} - x_a^{\prime \text{DG}}) - \sum_{a \in F_k} (x_a^{\text{DG}} - x_a^{\prime \text{DG}}) = \text{KDG}_k, k \in N_{\text{TOT}} \quad (48)$$

$$\text{KDG}_k = 1, \text{ za } k = m, m \in N_{\text{DG}} \quad (49)$$

$$\text{KDG}_k = 0, \text{ za } k \neq m \quad (50)$$

$$x_a^{\text{DG}} - n_{\text{dg}} \cdot w_a \leq 0, x_a^{\prime \text{DG}} - n_{\text{dg}} \cdot w_a \leq 0 \quad (51)$$

Ograničenja (47)-(51) obezbeđuju radijalan pogon mreže uz sprečavanje ostrvskog rada DG-a.

Množenje binarnih promenljivih kao i binarnih i kontinualnih promenljivih u (8)-(51) se linearizuje korišćenjem pristupa predloženog u [25].

## 4.2 Procedura za generisanje skupa statičkih rešenja

Proceduru za generisanje skupa statičkih rešenja (stanja) koja se razmatraju u svakoj etapi (priodu) grafa prikazanog na slici 2 čine sledeći koraci:

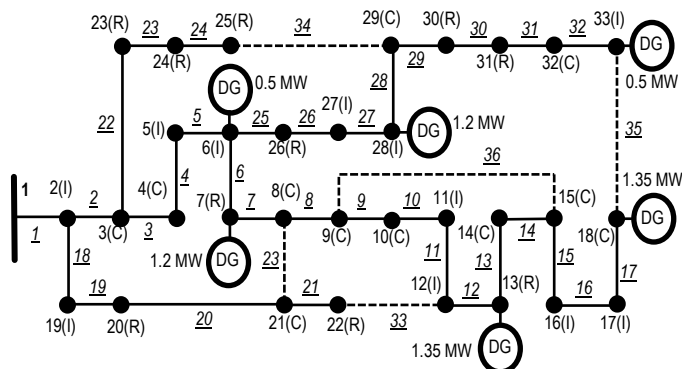
- 1) Izabrati period  $t$  u razmatranom horizontu planiranja (npr., izabrati jedan sat u razmatranom danu).
- 2) Odrediti skup validnih kombinacija  $\alpha_{L(n)}(t)$ -vrednosti za svaki par opterećenja korišćenjem koeficijenta korelacije ( $r_L(t)$ ) između njih i relacije zavisnosti (3). Ponovo treba primetiti da vrednost koeficijenta korelacije može biti različita u različitim periodima dana.
- 3) Odrediti skup validnih kombinacija  $\alpha_{G(n)}(t)$ -vrednosti za svaki par DG-a koristeći koeficijent korelacije ( $r_G(t)$ ) između njih i relaciju zavisnosti (3).
- 4) Odrediti skup validnih kombinacija  $\alpha_{L(n)}(t)$ - vrednosti i  $\alpha_{G(n)}(t)$ -vrednosti za svaki par opterećenja i DG-a koristeći koeficijent korelacije ( $r_{LG}(t)$ ) između njih i relaciju zavisnosti (3). Treba naglasiti da ukoliko ne postoji korelacije između opterećenja i DG-a onda je koeficijent korelacije jednak nuli, odnosno razmatrane intervalne veličine su nezavisne (nekorelisane).
- 5) Među vrednostima dobijenim u koracima 2)-4), izabrati jednu vrednost  $\alpha_{L(n)}(t)$  i jednu vrednost  $\alpha_{G(n)}(t)$ .
- 6) Za izabrane  $\alpha_{L(n)}(t)$  i  $\alpha_{G(n)}(t)$  odrediti krisp vrednosti opterećenja i proizvodnje koristeći relacije (1) i (2).
- 7) Za krips vrednosti iz koraka 6) odrediti skup neinferiornih rešenja koristeći više-kriterijumski MILP model (8)-(51). Ovaj skup se dobija variranjem vrednosti  $\beta_{\text{sw}}$  u (12) u interval  $[0, 1]$ .
- 8) Odabrati novu kombinaciju vrednosti  $\alpha_{L(n)}(t)$  i  $\alpha_{G(n)}(t)$  iz skupa definisanog u koracima 2)-4). Ponoviti korake 6) i 7).
- 9) Ponavljati korak 8) dok se ne iskoriste sve validne kombinacije  $\alpha_{L(n)}(t)$  i  $\alpha_{G(n)}(t)$ .
- 10) Ponavljati korake 1)-9) dok se ne obrade svi periodi u razmatranom horizontu planiranja.



Primenom koraka 1)-10) se dobija skup statičkih rešenja (konfiguracija) za celokupni period planiranja. Ovaj skup čini skup stanja (čvorova) koji se razmatra u svakom periodu (etapi) u grafu prikazanom na slici 3. Intervalni trošak razmatran u (4) se računa u svakom periodu (t) za svako statičko rešenje dobijeno na prethodno opisani način. Izračunavanja se primenjuju za svaku kombinaciju  $\alpha$ -vrednosti intervalnih opterećenja i proizvodnje korišćenjem MILP modela (8)-(51) u kome se koriste vrednosti promenljivih odluke koje su dobijene (poznate) za svako razmatrano rešenje (konfiguraciju mreže).

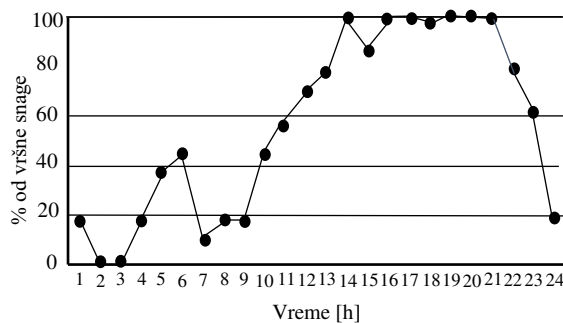
## 6. PRIMERI PRIMENE

Predloženi pristup je primenjen na modifikovanoj IEEE šemi od 33 čvora [4]. Šema je prikazana na slici 4 i sastoji se od 32 potrošačka čvora i 6 distributivnih generatora. Potrošači u čvorovima mogu biti domaćinstva (R), komercijala (C), ili industrija (I). Naponski nivo mreže je 10 kV, dok minimalni i maksimalni naponi iznose 9.5 kV i 10.5 kV. Ulazni podaci o deonicama (dužina, kapacitet, reaktansa i rezistansa) su preuzeti iz [26]. Napojni



transformator je prenosnog odnosa

Slika 4. IEEE šema sa 33 čvora



Slika 5. Proizvodnja vetrogeneratora

35/10 kV/kV sa 5 pozicija teretnog menjača. Aktuelni prenosni odnos je 3.333, dok su mogući sledeći prenosni odnosi: 3.167, 3.25, 3.333, 3.417 i 3.5. Usvojene su sledeće pretpostavke: cena troška energije usled gubitaka je 0.05 USD/kWh, vreme trajanja lokalizacije i izolacije kvara ( $d_a^{loc}$ ) je 40 minuta, vreme trajanja restauracije ( $d_a^{res}$ ) je 60 minuta. Godišnji intenzitet otkaza svake sekcije, 0.2 kvarova/km/godini, je preveden u satni intenzitet otkaza. Cena usled prekida neisporučene energije je 2 USD/kWh za domaćinstva, 15 USD/kWh za industrije, 5 USD/kWh za komercijalu, i 17 USD/kWh za DG. Cena neproizvedene električne energije DG zbog odsecanja aktivne snage je 0.1 USD/kWh. Trošak manipulacije je 5 USD. Broj linearnih segmenata koji se koriste u ograničenjima kapaciteta grana i DG, kao i broj linearnih segmenata za linearizaciju gubitaka je  $NSP=NSG=10$ . Prognozirana potrošnja za svaki tip potrošača je preuzeta iz [27]. Vršna aktivna/reaktivna potrošnja cele mreže iznosi 3.715MW/2.3 MVar. Minimalna potrošnja iznosi 35% od ukupne vršne potrošnje. Distributivni generatori su dodati u čvorove sa indeksima 6, 7, 13, 18, 28 i 33. Snage distributivnih generatora su date na slici 4, a faktor snage je 1. Prognozirana proizvodnja distributivnih generatora je data na slici 5. Indeksi prekidača su označeni podvučenom crtom na slici 4.

Slično kao u [29], pretpostavljeno je da potrošnja može odstupati  $\pm 20\%$  od prognozirane vrednosti, dok proizvodnja DG može odstupati  $\pm 40\%$  od prognozirane vrednosti. S obzirom na to, intervalne vrednosti proizvodnje i potrošnje su definisane u terminima RDM aritmetike, kao što je definisano u poglavlju 3.

Pretpostavljeno je da postoji perfektna korelacija ( $r=1$ ) između distributivnih generatora istog tipa (na primer vetrogeneratora) i između potrošača istog tipa (domaćinstva, komercijale i industrije). Takođe, smatra se da potrošnja i proizvodnja nisu u međusobnoj korelaciji, odnosno da koeficijent korelacije između njih iznosi  $r=0$ . Korelacija između domaćinstva i komercijale iznosi  $r=-0.8$ , dok koeficijent korelacije između domaćinstva i industrije iznosi  $r=-0.7$ . Na ovaj način je, obzirom na izraz (3) i sliku 2, osigurano da različite kategorije potrošača nemaju jednovremno maksimalnu snagu potrošnje (opterećenje). Na osnovu pretpostavke da je  $(\alpha_L, \alpha_G) \in \{0, 0.25, 0.5, 0.75, 1\}$  i  $\beta_{sw} \in \{0, 0.25, 0.5, 0.75, 1\}$ , primenom procedure iz dela 4.2, dobija se 325 validnih kombinacija. Dakle, za svaki period je izvršeno 325 statičkih proračuna koristeći MILP model iz poglavlja 4. Na taj način se dobija 107 različitih konfiguracija (stanja) koja su razmatrana u svakom periodu (etapi) grafa, kao što je dato na slici 1. Najbolji više-periodni plan rekonfiguracije se dobija primenom Hurwicovog kriterijuma za ocenu (merenje) rizika sa  $\delta=0.4$ . Optimalan plan kojim se minimizira rizik od značajnih finansijskih gubitaka je označen sa P1 u tabeli 2.

Plan P2 predstavlja optimistično rešenje za  $\delta=0.9$ , što definiše ekstremno optimističnog donosioca odluke, koji očekuje da će se manji troškovi javiti u sistemu, a ne veći. Važno je primetiti da plan P2 ima veću desnu stranu ukupnog troška nego plan P1, stoga nije prihvatljiv za donosioca odluke koji nije sklon riziku.

Plan P3 se dobija uz pretpostavku da postoji perfektna pozitivna korelacija ( $r=1$ ) između potrošača različitih tipova potrošnje, čime se dobija 125 validnih kombinacija ulaznih parametara za svaki period. Optimalan više-periodni plan rekonfiguracije P3 se razlikuje od plana P1. Međutim, ako se primeni plan P3 i desi se korelacija između potrošača iz P1, dobija se ukupni intervalni trošak označen sa (\*) u tabeli 2. Prema izrazu (7) i  $\delta=0.4$ , ovaj trošak je veći nego trošak plana P1.

Plan P4 se dobija slično kao P1, uz pretpostavku da je korelacija između potrošnje i proizvodnje  $r=0.7$ . Za ovaj plan se dobija 175 validnih kombinacija ulaznih parametara za svaki period. Optimalan više-periodni plan rekonfiguracije P4 se takođe razlikuje od plana P1. Ako se primeni plan P1 i desi se korelacija između potrošnje i proizvodnje kao iz P4, dobija se ukupni intervalni trošak označen sa (\*\*\*) u tabeli 2. Prema izrazu (7) i  $\delta=0.4$ , ovaj trošak je veći nego trošak iz P4.

Gore navedeni rezultati ukazuju na značaj uvažavanja korelacije između potrošnje i proizvodnje u procesu određivanja najboljeg plana rekonfiguracije distributivne mreže.

Konačno, planovi P5 i P6 su dobijeni za karakteristične kombinacije vrednosti intervalne proizvodnje i potrošnje. P5 se dobija za maksimalnu proizvodnju ( $PG_R$ ) i minimalnu potrošnju ( $PL_L$ ), dok P6 odgovara maksimalnoj potrošnji ( $PL_R$ ) i minimalnoj proizvodnji ( $PG_L$ ). Ni jedan od ova dva plana ne daje optimalno rešenje. Intervalni troškovi za P5 i P6 su veći od intervalnog troška P1, u skladu sa izrazom (7) i  $\delta=0.4$ . Ovi rezultati pokazuju nedostatak koji imaju pristupi bazirani na determinističkim vrednostima, kao i važnost primene pristupa baziranog na analizi rizika u procesu rešavanja problema rekonfiguracije distributivne mreže u prisustvu neizvesnosti.

## 7. ZAKLJUČAK

U ovome radu je predlažen pristup zasnovan na upravljanju rizikom za više-periodnu rekonfiguraciju uz

Tabela 2 – Više-periodni planovi rekonfiguracije

Plan	Vreme promene konfiguracije										Ukupni trošak [USD]
	Otvoreni prekidači										
P1	1[h]	2[h]	4[h]	7[h]	10[h]	11[h]	13[h]	23[h]	24[h]	-	[3362, 7183] [3441, 7166]**
	<u>7, 9, 14, 27, 30</u>	<u>7, 9, 14, 28, 32</u>	<u>7, 9, 14, 27, 35</u>	<u>7, 9, 14, 27, 30</u>	<u>7, 9, 14, 27, 35</u>	<u>7, 10, 14, 27, 35</u>	<u>7, 10, 14, 26, 35</u>	<u>7, 10, 14, 27, 35</u>	<u>7, 10, 14, 26, 31</u>	-	
P2	1[h]	2[h]	4[h]	5[h]	7[h]	8[h]	10[h]	12[h]	21[h]	24[h]	[3352, 7243] [3352, 7293]
	<u>9, 15, 27, 36, 37</u>	<u>7, 9, 14, 28, 32</u>	<u>7, 9, 14, 27, 30</u>	<u>7, 9, 14, 27, 29</u>	<u>6, 9, 16, 27, 36</u>	<u>6, 9, 15, 27, 36</u>	<u>7, 9, 14, 27, 29</u>	<u>7, 9, 14, 27, 35</u>	<u>7, 9, 14, 27, 30</u>	<u>9, 16, 27, 36, 37</u>	
P3	1[h]	12[h]	20[h]	-	-	-	-	-	-	-	[3276, 7399] [3378, 7204]*
	<u>7, 10, 14, 27, 35</u>	<u>7, 10, 14, 26, 35</u>	<u>7, 10, 14, 27, 35</u>	-	-	-	-	-	-	-	
P4	1[h]	2[h]	4[h]	7[h]	10[h]	11[h]	13[h]	22[h]	24[h]	-	[3341, 7125]
	<u>7, 9, 14, 27, 30</u>	<u>7, 9, 14, 28, 32</u>	<u>7, 9, 14, 27, 35</u>	<u>7, 9, 14, 27, 30</u>	<u>7, 9, 14, 27, 35</u>	<u>7, 10, 14, 27, 35</u>	<u>7, 10, 14, 26, 35</u>	<u>7, 10, 14, 27, 35</u>	<u>6, 10, 14, 27, 30</u>	-	
P5	1[h]	5[h]	7[h]	8[h]	10[h]	11[h]	24[h]	-	-	-	[3382, 7278]
	<u>7, 9, 14, 27, 35</u>	<u>7, 9, 14, 25, 35</u>	<u>7, 9, 14, 27, 30</u>	<u>7, 9, 14, 27, 29</u>	<u>7, 9, 14, 27, 35</u>	<u>7, 9, 14, 25, 35</u>	<u>7, 9, 14, 27, 30</u>	-	-	-	
P6	1[h]	2[h]	4[h]	5[h]	7[h]	10[h]	12[h]	14[h]	19[h]	21[h]	[3343, 7302]
	<u>6, 9, 14, 27, 31</u>	<u>7, 9, 14, 27, 35</u>	<u>7, 9, 14, 27, 31</u>	<u>7, 9, 14, 27, 30</u>	<u>7, 9, 14, 27, 31</u>	<u>7, 9, 14, 27, 30</u>	<u>7, 9, 14, 27, 29</u>	<u>7, 9, 14, 27, 35</u>	<u>7, 9, 14, 27, 29</u>	<u>7, 9, 14, 27, 30</u>	

uvažavanje raspoloživog kapaciteta (hosting capacity) u distributivnim mrežama u prisustvu neizvesnosti opterećenja i proizvodnje. Predloženi pristup primenjuje intervalnu RDM aritmetiku za opisivanje neizvesnosti opterećenja i proizvodnje i korelacije između njih, kao i model mešovitog celobrojnog linearnog programiranja baziran na intervalnoj RDM aritmetici za dobijanje skupa neinferiornih rešenja. Dobijena rešenja su zatim korišćena u okviru predloženog algoritma dinamičkog programiranja za generisanje i ocenu skupa više-periodnih planova rekonfiguracije, korišćenjem pristupa zasnovanog na Hurwicz-ovom kriterijumu koji omogućuje rangiranje planova na bazi preferencija koje donosilac odluke ima u pogledu rizika. Dobijeni rezultati pokazuju važnost primene pristupa zasnovanog na riziku u rešavanju problema više-periodne rekonfiguracije distributivne mreže sa velikom penetracijom proizvodnje iz obnovljivih izvora. Oni takođe pokazuju važnost uzimanja u obzir korelacije između proizvodnje i potrošnje u procesu određivanja optimalnog rešenja.

## ZAHVALNICA

Ovaj rad podržan je od strane Ministarstva za prosvetu, nauku i tehnološki razvoj Republike Srbije kroz integrisani interdisciplinarni naučni projekat „Inovativna naučna i umetnička istraživanja iz domena delatnosti Fakulteta tehničkih nauka“ pod brojem 451-03-68/2022-14/200156.

## LITERATURA

- [1] M. Mahdavi, H. H. Alhelou, N. D. Hatzargyriou, F. Jurado, “Reconfiguration of electric power distribution systems: Comprehensive review and classification”, *IEEE Access*, vol. 9, pp. 118502 – 118527, 2021.
- [2] F. Capitanescu, L. F. Ochoa, H. Margossian, N. D. Hatzargyriou, “Assessing the potential of network reconfiguration to improve distributed generation hosting capacity in active distribution systems”, *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 30, no. 1, pp. 346 – 356, Jan. 2015.
- [3] Y. Fu, H. Chiang, “Toward optimal multiperiod network reconfiguration for increasing the hosting capacity of distribution networks”, *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 33, no. 5, pp. 2294-2304, Oct. 2018.
- [4] S. Lei, Y. Hou, F. Qiu, J. Yan, “Identification of critical switches for integrating renewable distributed generation by dynamic network reconfiguration”, *IEEE Trans. on Sustain. Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 420-432, Jan. 2018.
- [5] J. Xiao, Y. Li, X. Qiao, Y. Tan, Y. Cao and L. Jiang, “Enhancing hosting capacity of uncertain and correlated wind power in distribution network with ANM strategies”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 189115-189128, 2020.
- [6] C. Wang, S. Lei, P. Ju, C. Chen, C. Peng and Y. Hou, “MDP-based distribution network reconfiguration with renewable distributed generation: approximate dynamic programming approach”, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 3620-3631, July 2020.
- [7] D. Bertsimas, M. Sim, “The price of robustness”, *Oper. Res.*, vol. 52, no. 1, pp. 35–53, Feb. 2004.
- [8] A. Piegat, 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, Sep. 2017.
- [9] J. L. Cohon, D. H. Marks, “A review and evaluation of multiobjective programming techniques”, *Water resour. res.*, vol.11, no. 2, pp. 208-220, Apr. 1975.
- [10] J. J. Saade, 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.
- [11] A. Vaccaro, C. Cañizares, 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, May 2010.
- [12] M. Marin, F. Milano, D. Defour, “Midpoint-radius interval-based method to deal with uncertainty in power flow analysis”, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 147, pp. 81–87, June 2017.
- [13] S. Ferson, V. Kreinovich, “Modeling correlation and dependence among intervals”, in *Proc. Int. Workshop Reliable Engineering Computing*, Savannah, US-GA, 2006, pp. 115-126.
- [14] Z. N. Popovic, S. D. Knezevic, 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, Sept. 2020.
- [15] A. Rankovic, B. M. Maksimovic, A.T Saric, U. Lukic, “ANN-based correlation of measurements in micro-grid state estimation”, *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 25, no. 10, pp. 2181-2202, Oct. 2015.
- [16] P.J.F. Torres, L. Ekonomou, P. Karampelas, “The correlation between renewable generation and electricity demand: A case study of Portugal”, in *Electricity Distribution*, P. Karampelas L. Ekonomou, Ed. Berlin, DE: Springer, pp. 119-151, 2016.

- [17] L. Baringo, A.J. Conejo, “Correlated wind-power production and electric load scenarios for investment decisions”, *Appl. Energy*, vol. 101, 2013, pp. 475–482.
- [18] G. Papaefthymiou, D. Kurowicka, “Using copulas for modeling stochastic dependence in power system uncertainty analysis”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 24, No. 1, pp. 40-49, Feb. 2009.
- [19] R. Billinton, W. Li, *Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods*. New York: Springer, 1994, pp. 169-179.
- [20] G. Anderson, R. Entriken, P. Nitu, *Risk assessment and financial management*. New York: IEEE Press, 1999.
- [21] Z. N. Popovic, V. Dj. Kerleta, D. S. Popovic, “Hybrid simulated annealing and mixed integer linear programming algorithm for optimal planning of radial distribution networks with distributed generation”, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 108, pp. 211-222, Mar. 2014.
- [22] P. Pareek, A. Verma, “Piecewise linearization of quadratic branch flow limits by irregular polygon”, *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 7301 – 7304, Nov. 2018.
- [23] W. Wu, Z. Tian and B. Zhang, “An Exact Linearization Method for OLTC of Transformer in Branch Flow Model”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 2475-2476, May 2017.
- [24] A. Borghetti, “A mixed-integer linear programming approach for the computation of the minimum-losses radial configuration of electrical distribution networks”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1264-1273, Aug. 2012.
- [25] L. Liberti, S. Cafieri, F. Tarissan, “Reformulations in mathematical programming: A computational approach”, in *Foundations of computational intelligence*, vol. 3, A. Abraham, A. Hassanien, P. Siarry, A.Engelbrecht, Ed. Berlin, DE: Springer-Verlag, 2009, pp. 153-234.
- [26] M. Raoofat, “Simultaneous allocation of dgs and remote controllable switches in distribution networks considering multilevel load model”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, pp. 1429 – 1436, 2011.
- [27] Z. Ghofrani-Jahromi, M. Kazemi and M. Ehsan, “Distribution Switches Upgrade for Loss Reduction and Reliability Improvement”, *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 30, no. 2, pp. 684-692, April 2015.
- [28] M. R. Dorostkar-Ghamsari, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Lehtonen, and A. Safdarian, “Value of distribution network reconfiguration in presence of renewable energy resources”, *IEEE Tran. Power Syst.*, vol. 31, no. 3, pp. 1879-1888, May 2016.
- [29] H. Haghghat and B. Zeng, “Distribution system reconfiguration under uncertain load and renewable generation”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 4, pp. 2666-2675, Jul. 2016.