

Odpravljanje preobremenitev v elektroenergetskem omrežju s pomočjo agregatorjev

Jerneja Bogovič, Miloš Pantoš

Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, Tržaška c. 25, 1000 Ljubljana, Slovenija
E-pošta: jerneja.bogovic@fe.uni-lj.si

Povzetek. Sistemski operaterji v okviru zagotavljanja zanesljivega obratovanja elektroenergetskih sistemov spremljajo razmere na vodih in transformatorjih ter v primeru preobremenitev izvedejo primerne ukrepe, ki vključujejo tudi prerazporeditev moči med generatorji, bremenami in agregatorji. S tem se tudi pretoki moči po omrežju prerazporedijo tako, da se kritične povezave razbremenijo. Angažiranje generatorjev, bremen in agregatorjev se izvaja tržno, kar pomeni, da vsi zainteresirani za izvajanje sistemske storitve razbremenjevanja omrežja podajo ponudbo na dražbi, ki jo izvede sistemski operater in s katero izbere najprimernejše ponudnike. Članek predstavlja dvonivojski optimizacijski model, pri čemer je spodnji nivo namenjen oblikovanju konkurenčne ponudbe agregatorja, zgornji nivo pa predstavlja model dražbe sistemskega operaterja. Ključni prispevek raziskave je model agregatorja, ki ima več priključnih točk na prenosno omrežje, saj so njegovi člani razpršeni po celotnem distribucijskem omrežju. Model temelji na uporabi distribucijskih faktorjev, ki izhajajo iz enosmernega izračuna pretokov moči in predstavljajo vpliv moči proizvajalcev in odjemalcev na obremenitev prenosnih poti. Ker je problem linearen, se ga rešuje z linearnim programiranjem. Njegova uporabnost je preizkušena na enostavnem testnem modelu elektroenergetskega sistema

Ključne besede: agregator, distribucijski faktorji, linearno programiranje, optimizacija, razbremenjevanje prenosnih poti

Power-system congestion relief by exploitation of aggregators

The paper proposes a power-congestion-management method utilizing dispersed small-scale aggregators, either residential, commercial or small industrial. It is based on the assumption that the system operator performs redispatching of generators, loads and aggregators to minimum-cost. To calculate the power flow the power system is linearized and presented by a DC model. In this way, the power transfer distribution factors and topological generation and load distribution factors describing the relation between generators/loads/aggregators and line power flows are applied. Two optimizations are made to release the power congestion. The upper-level optimization foresees a bid-based redispatching, while the low-level optimization provides an optimal bid for aggregators with multiple connection points to the transmission network and the power injected synchronously at different locations. The applicability of the proposed optimizations made by using linear programming is tested on a simple power-system model.

Keywords: aggregator, distribution factors, linear programming, optimization, transmission alleviation

1 UVOD

Sistemski operaterji prenosnega in distribucijskega omrežja (SOPO in SODO) so zadolženi za zagotavljanje zanesljivega obratovanja elektroenergetskega sistema (EES), pri čemer je ena izmed ključnih nalog

preprečevanje preobremenitev vodov in transformatorjev v prenosnem in distribucijskem elektroenergetskem omrežju (EEO). Ukrepi, ki so na voljo, se delijo v dve skupini. Neodvisno od preostalih udeležencev pri oskrbi z električno energijo (EE) lahko operaterji rekonfigurirajo topologijo omrežja in prenastavijo predstavna razmerja regulacijskih transformatorjev tako, da se določena preobremenitev odpravi oz. se prepreči njen nastop, [1]. Ti ukrepi imajo omejen učinek, kar pomeni, da so velikokrat nezadostni in je treba poseči po ukrepih iz druge skupine. Gre za pomoč preostalih udeležencev pri oskrbi z EE, kot so proizvodne enote, na primer velike konvencionalne elektrarne, [2], [3], odjemalci, predvsem tisti, ki imajo prilagodljiv odjem (angl. flexible demand, demand response), hranilniki energije, kot so baterije, vozila na električni pogon in črpalne hidroelektrarne, ter ne nazadnje tudi razpršeni viri energije, kot so sončne in vetrne elektrarne na prenosnem in predvsem distribucijskem omrežju, a le pod pogojem, da so združeni v agregator in kot taki lahko zagotovijo podporo EES s koordiniranim, skupnim odzivom, mogoče tudi v kombinaciji z odzivnimi odjemalci, kar predstavlja nadgradnjo agregatorjev v prosumerje.

Pri tej pomoči gre za prilagajanje proizvodnje in odjema na priključnih mestih v omrežju s ciljem prerazporediti obremenitve vodov in transformatorjev tako, da se kritične povezave razbremenijo, a da se še vedno zagotovi nemotena oskrba odjemalcev z EE, če je to

mogoče. Zadnjih 20 in več let EES obratuje v tržnem okolju, kar pomeni, da pri proizvodnji veljajo tržni, konkurenčni odnosi. Prednost pri proizvodnji električne energije imajo torej cenejši viri, s čimer se odjemalcem, kupcem EE, zagotavlja najcenejša EE. Proizvodna podjetja si torej prihodke zagotavljajo s prodajo EE, poudariti pa je treba, da se tudi prej omenjena pomoč sistemskim operaterjem (SO) ne zagotavlja brezplačno, ampak tudi pri tem velja tržni princip, kar posledično pomeni, da to pomoč zagotavljajo tisti ponudniki, ki so najcenejši, [2], [3]. Gre za zagotavljanje sistemske storitve, ki jo izvajajo in zanjo plačujejo sistemski operaterji. Ker pa je mogoče razbremeniti kritične poti s prerazporeditvijo proizvodnje in porabe v EES, se poleg elekترم v nabor ponudnikov uvrščajo tudi prej omenjeni odjemalci s prilagodljivim odjemom, hranilniki energije, ki lahko delujejo kot proizvajalci ali odjemalci, in agregatorji ter prosumerji, ki omogočajo predvsem manjšim udeležencem, kot so gospodinjstva, ki imajo zanemarljiv vpliv na omrežje in so s tega stališča nezanimiva za operaterje, sodelovanje pri zagotavljanju sistemskih storitev in morebitne prihodke s tega naslova, če so uspešni, [4]-[7].

Interes operaterjev je, da zanesljivo in najceneje odpravijo ali preprečijo preobremenitve v omrežju. Ukrepi iz prve skupine (sprememba topologije omrežja in nastavitve transformatorjev) so njihova domena in načeloma ne povzročajo dodatnih stroškov, če odmislimo možnost povečanja izgub v omrežju, vendar je njihov domet omejen. Potrebna je torej aktivacija preostalih udeležencev, ki so sposobni zagotoviti sistemsko storitev razbremenjevanja EEO, vendar le tistih in le v tolikšni meri, da se zagotovi rešitev z minimalnimi stroški, [2], [3], [8].

Raziskava predstavlja idejo o odpravljanju (in preprečevanju) preobremenitev v EEO z agregatorji, ki združujejo razpršeno proizvodnjo, porabo EE, hranilnike energije in preostale tehnologije, kot so vozila na električni pogon, priključena na distribucijsko omrežje. Agregator zagotavlja njihov koordinirani odziv na potrebe sistema operaterja v okviru nujenja sistemske storitve razbremenjevanja kritičnih vodov in transformatorjev. Ker EES obratuje v tržnem okolju, se tudi sistemske storitve zagotavljajo tržno, kar pomeni, da mora vsak agregator, ki je zainteresiran za nudenje omenjene sistemske storitve, podati ponudbo ter počakati na odločitev, ali je bil uspešen in izbran. Pri oblikovanju ponudbe igra največjo vlogo ponudbena cena, seveda ob predpostavki, da ponudnik izpolnjuje vse tehnične in druge zahteve. S tem sistemski operater zagotovi tehnično sprejemljivo in cenovno najugodnejšo rešitev.

Pri razbremenjevanju kritičnih poti gre za posebno sistemsko storitev, saj je poleg ponudbene cene pomembna tudi električna oddaljenost (impedančna oddaljenost) ponudnika od kritične poti. Velja, da imajo električno bližji ponudniki večji vpliv na določeno kritično povezavo, kar pomeni, da lahko z določeno spremembo injicirane moči v omrežje (sprememba proizvodnje ali porabe)

dosežejo primerljivo razbremenitev kritične povezave, kot bi jo dosegel oddaljen ponudnik ob enaki ali celo večji spremembi moči. Bližnji ponudniki imajo torej naravno prednost pred oddaljenimi, kar pomeni, da je za končni izbor ponudnikov, ki bodo zagotavljali sistemsko storitev, poleg ponudbene cene pomembna tudi lokacija v omrežju (električna oddaljenost od mesta težave).

Ravno ta posebnost problema, torej odvisnost izbora ponudnikov tudi od njihove lokacije v omrežju, pomeni izziv za to raziskavo. Pri zagotavljanju drugih sistemskih storitev, kot je regulacija frekvence, te posebnosti ni. Lokacija ponudnikov ni pomembna, pri izboru ponudnikov odloča le ponudbena cena, in sicer ob predpostavki, da ponudniki izpolnjujejo vse tehnične in druge pogoje.

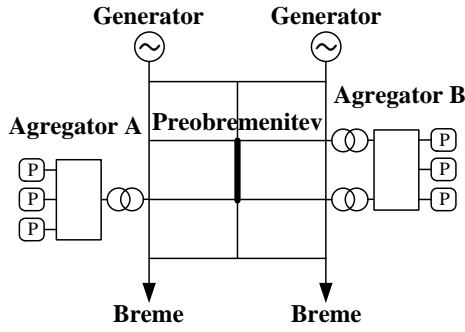
Raziskava v nadaljevanju izpostavlja še dodatno vprašanje, ki se navezuje na agregatorje. Velja namreč, da agregator združuje svoje člane, ki so lahko razpršeni po prenosnem in distribucijskem omrežju in niso vsi na istem priključnem mestu, kot na primer pri koncentriranem viru (večje hidroelektrarne, termoelektrarne na prenosnem nivoju) ali bremenu (večji odjemalci). Pri slednjih je njihova lokacija jasno opredeljena, saj gre za eno priključno mesto v omrežju, na primer za razdelilno postajo (RP) ali razdelilno transformatorsko postajo (RTP). Posledično je tudi enostavno določiti njihov vpliv na izbrano kritično povezavo. Pri agregatorjih gre ravno zaradi razpršenosti članov po omrežju za več priključnih mest, torej so tudi vplivi teh članov na kritično povezavo različni. Išče se torej odgovor na vprašanje, kolikšen je dejanski vpliv posameznega agregatorja na določeno kritično povezavo.

Sistemski operater torej potrebuje matematični model, s katerim bo lahko opravil izbor najugodnejših ponudnikov za sistemsko storitev razbremenjevanja določene kritične prenosne poti, pri čemer zaobjame tudi ponudbe agregatorjev, ki imajo svoje člane razpršene po omrežju, in ne ponujajo storitev le iz ene priključne točke.

2 SISTEMSKA STORITEV RAZBREMENJEVANJA KRITIČNIH PRENOSNIH POTI

Slika 1 prikazuje strukturo EES, pri čemer se na EEO, v katerem je prisotna preobremenitev voda, priključujejo generatorji, bremena in agregatorji, ki so sposobni s prilagoditvijo svoje proizvodnje ali porabe EE prerazporediti pretoke moči po EEO tako, da se kritični vod razbremeni oz. se prepreči njegova pričakovana preobremenitev. Izpostaviti je treba agregatorja A in B, ki se bistveno razlikujeta po tem, da je agregator A priključen na EEO le v eni točki, agregator B pa je priključen na EEO na dveh koncih. Agregatorja sicer združujeta razpršeno proizvodnjo, porabo, hranilnike in druge tehnologije, kar je na sliki 1 predstavljeno s prosumerji P.

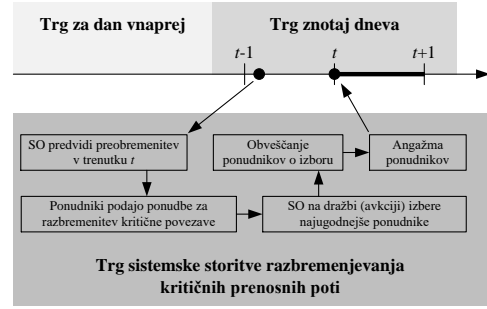
Slika 2 prikazuje organiziranost trga sistemske storitve razbremenjevanja kritičnih prenosnih poti. Gre za



Slika 1: Struktura EES.

promptni trg (trg znotraj dneva), saj SO predvidi preobremenitev le za kratko obdobje vnaprej (red minut in ur). Če bi SO zaznal težave že dan ali nekaj dni prej, bi se rešitev poiskala na drug način in do aktivacije te sistemske storitve ne bi prišlo. Proizvajalci in odjemalci so namreč člani bilančnih skupin, katerih obveza je redno sporočati vozne rede SO za dan vnaprej. Ti podatki omogočajo SO simulacijo obratovalnih stanj za normalne razmere (stanje N) in za stanja, ko ne obratujejo vsi elementi omrežja po programu (stanja N-1), pri čemer gre torej za sigurnostne analize razmer, ko izmed N elementov EEO izpade en element. Če se v okviru teh analiz izkaže, da je nastop preobremenitev kritičnih vodov verjeten, začne SO aktivnosti za preprečitev teh preobremenitev, in sicer kot pripravo načrta za izvedbo rekonfiguracije EEO (sprememba topologije omrežja s stikalnimi manevri) ter prerazporeditev proizvodnje in porabe po vozliščih EEO v kritičnih trenutkih (trenutki, ko se pričakuje nastop preobremenitev). Ko so načrti pripravljene, sledi obveščanje proizvajalcev in odjemalcev o spremenjenih voznih redih za naslednji dan.

Kljub skrbni izvedbi analiz in pripravi SO s ciljem zagotoviti zanesljivo obratovanje EEO lahko še vedno pride do preobremenitev zaradi nepredvidenih dogodkov, kot so izpadi določenih elektrarn in odjemalcev, nepredvideno povečanje ali izpad proizvodnje OVE, izpadi vodov in transformatorjev v EEO ipd. V teh razmerah se mora SO hitro odzvati s primerno rešitvijo. Slika 2 prikazuje način, kako SO izvede izbor najugodnejših ponudnikov na trgu sistemskih storitev. V trenutku spoznanja, da je nastop določene preobremenitve predviden za čas t , SO organizira dražbo, na kateri ponudniki podajo ponudbe za zagotovitev sistemske storitve razbremenjevanja konkretne kritične poti, sledijo izbor ponudnikov, obveščanje o njihovem izboru ter njihova aktivacija v trenutku t , s katero se odpravi preobremenitev. Po zaključku procesa se opravi še poračun storitve in plačilo SO.



Slika 2: Trg sistemske storitve razbremenjevanja kritičnih prenosnih poti.

3 DISPEČIRANJE GENERATORJEV IN BREMEN ZA ODPRAVO PREOBREMENITEV

Izbor ponudnikov sistemske storitve razbremenjevanja kritičnih prenosnih poti opravi SO z dražbo, pri čemer se minimizira stroške storitve. Gre za soočenje ponudb za spremembo moči obratovanja generatorjev in bremen (redispečiranje) v trenutku, ko se pričakuje pojav določene preobremenitve v omrežju. Princip je v celoti predstavljen v [3] in ga povzemamo v nadaljevanju. Optimalno redispečiranje proizvodnje in odjema se izvede na podlagi kriterijske funkcije, ki se za trenutek t zapiše kot:

$$J = \underset{\Omega}{\text{minimum}} \sum_{m \in \mathcal{M}} s_m, \quad (1)$$

pri čemer s_m predstavlja skupne stroške ponudnika m za nudenje sistemske storitve, Ω pa je množica optimizacijskih spremenljivk (zvezna števila):

$$\Omega = \{\Delta P_1, \dots, \Delta P_m, \dots, \Delta P_M\}, \quad (2)$$

pri čemer je ΔP_m sprememba moči ponudnika m (generator ali breme), ki se izračuna kot vsota vseh njegovih sprejetih ponudb b :

$$\Delta P_m = \sum_{b \in \mathcal{B}_m} \Delta P_{m,b}. \quad (3)$$

Simbol M v (2) predstavlja število vseh ponudnikov v množici \mathcal{M} . Skupni stroški ponudnika m v (1) predstavljajo vsoto stroškov vseh sprejetih ponudb b :

$$s_m = \sum_{b \in \mathcal{B}_m} s_{m,b}. \quad (4)$$

Pri redispečiranju veljajo omejitve, predstavljene v nadaljevanju, [3]:

- omejene zmogljivosti ponudnikov (generatorjev in bremen):

$$P_m^{\min} \leq P_m + \Delta P_m \leq P_m^{\max}, \quad (5)$$

- ohranitev bilance delovne moči za celoten EES:

$$\sum_{m \in \mathcal{M}} \Delta P_m = 0, \quad (6)$$

- omejene zmogljivosti prenosnih poti (vodi in transformatorji):

$$P_{ij}^{\min} \leq P_{ij} + \Delta P_{ij} \leq P_{ij}^{\max}, \quad (7)$$

pri čemer sta P_{ij} in ΔP_{ij} pretok delovne moči na vodu i - j in sprememba tega pretoka kot posledica re-dispečiranja generatorjev in bremen v okviru nudenja obravnavane sistemske storitve.

Iz enačbe za izračun faktorjev PTDF, [9]:

$$PTDF_{ij,m} = \frac{\Delta P_{ij}}{\Delta P_m}. \quad (8)$$

je mogoče izraziti spremembo pretoka delovne moči na vodu, ΔP_{ij} , kot:

$$\Delta P_{ij} = \sum_{m \in \mathcal{M}} \Delta P_m PTDF_{ij,m}, \quad (9)$$

pri čemer $PTDF_{ij,m}$ predstavlja vpliv generatorja ali bremena v vozlišču m (ob spremembi ΔP_m) na pretok delovne moči na vodu i - j .

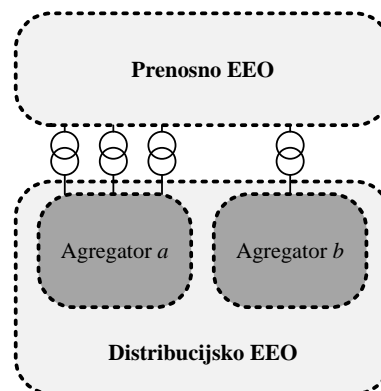
Izpostaviti je treba, da so v optimizacijskem modelu (1)-(9) zanemarjene prenosne izgube delovne moči, saj model temelji na uporabi enosmernega modela za izračun pretokov moči (model DC). Poglobljena analiza te poenostavitve je v [3].

4 DISPEČIRANJE AGREGATORJEV ZA ODPRAVO PREOBREMENITEV

Pri razbremenjevanju kritičnih prenosnih poti so lahko tudi agregatorji ponudniki storitve. Model (1)-(9) nakazuje, da je pomembna lokacija ponudnika v EEO, ki pa se opredeli s pomočjo faktorjev PTDF, saj ti predstavljajo vpliv nekega ponudnika na kritično mesto. Električno oddaljeni ponudniki ne morejo v tolikšni meri pomagati SO pri odpravljanju določene preobremenitve, kot lahko pomagajo bližnji ponudniki. Na podlagi modela (1)-(9) se razmišlja celo korak dlje, oddaljeni ponudniki, ki imajo manjši vpliv, bi morali namreč ponuditi storitev po veliko nižji ceni, če bi želeli biti uspešni na dražbi, saj se pri oceni njihove konkurenčnosti prepletata ponudbena cena, kot opredeljuje kriterijska funkcija (1), in vpliv v skladu z enačbo (9), ki pa je odvisen od električne lokacije ponudnika.

Kot lokacijo ponudnika štejemo priključno mesto v EEO, vozlišče in zbiralko, kamor se priključujejo vodi in transformatorji. Kot omenjeno, imajo lahko agregatorji eno ali več priključnih mest, slika 3. Lokalni, manjši agregatorji imajo vse svoje člane zbrane na enem območju, ki je v celoti povezano na eno točko v EEO (primer agregatorja a na sliki 3), pri večjih agregatorjih pa je priključnih točk zaradi razpršenosti članov po celotnem EEO lahko več (primer agregatorja b na sliki 3), kar pomeni dodaten izziv s stališča zagotavljanja sistemske storitve, saj je ravno zaradi več priključnih točk težje določiti vpliv takšnega agregatorja na določen kritični vod. Velja tudi, da je vpliv agregatorja na

določen kritični vod odvisen od tega, katera skupina članov v okviru agregatorja se angažira pri zagotavljanju storitve.



Slika 3: Agregatorja z eno in več priključnimi točkami na EEO.

Ponudba agregatorja z več priključnimi točkami se od ponudbe generatorjev, odjemalcev in agregatorjev z eno priključno točko razlikuje v tem, da je oblikovana kot blok produkt, kar pomeni, da poleg ponudbene količine (sprememba moči obratovanja) in cene vsebuje tudi pogoj, ki zahteva hkratno angažiranje članov agregatorja na vseh točkah priključitve.

Blok produkti so ustaljeni produkti pri trgovanju z električno energijo na borzah in dopolnjujejo standardne produkte, kot so urni produkti, pas, trapez ipd. Poznamo več vrst blok produktov, a največkrat se zasledijo produkti, ki medsebojno povezujejo dve ali več ur. Primer preprostega blok produkta je ponudba, ki vsebuje pogoj, da je lahko ponudnik izbran za obratovanje izključno za vse ponudbene ure ali za nobeno. Ure so torej med seboj povezane in se ne obravnavajo posamično, kot se na primer pri urnih produktih. V tem primeru gre za blok produkt "vse ali nič", poznamo pa tudi kompleksnejše blok produkte, na primer take, ki povezujejo dva (ali več) med seboj časovno zamaknjena sklopa blokov, pri čemer je pogoj, da se en sklop angažira le pod pogojem, če se angažira tudi drugi blok.

Pri obstoječih blok produktih je poleg ponudbene količine in cene ključnega pomena tudi časovna umešitev produkta znotraj dneva, če gre za dnevno trgovanje. Pomembno je torej določiti, za katere ure velja blok produkt. Pri blok produktih agregatorjev z več priključnimi točkami pa ne gre za časovno komponento, saj SO čas opredeljuje kot trenutek, ko nastopi oz. se pričakuje pojav preobremenitve na neki povezavi. Pri teh blok produktih gre za lokacijsko povezanost, kar pomeni, da mora agregator v okviru svoje ponudbe poleg cene določiti tudi količino, ki pa je porazdeljena po priključnih mestih. Gre torej za lokacijsko, in ne časovno povezanost, kot jo zasledimo pri obstoječih blok produktih. Oblikovanje lokacijsko vezanih blok produktov agregatorjev temelji na uporabi optimizacijskega modela, ki ga predstavljamo v nadaljevanju.

Odjemalci, proizvajalci in prosumerji, priključeni na distribucijsko omrežje zaradi svoje velikosti (premajhne količine), ne morejo SO neposredno ponujati storitev razbremenjevanja kritičnih prenosnih poti. Rešitev predstavljajo agregatorji, ki ves potencial razpršene proizvodnje in porabe združijo v količine, ki jih lahko plasirajo na dražbo za zagotavljanje systemske storitve, slika 4. Pri tem morajo opredeliti ponudbene količine, mesto priključitve na omrežje (eno ali več mest) ter ponudbene cene.



Slika 4: Vloga agregatorja pri razbremenjevanju omrežja.

Cilj vsakega agregatorja je, da ponudi storitev po konkurenčni ceni, ki pa jo določi s pomočjo primerne ponudbene strategije. Gre za postopek optimalne izbire članov agregatorja (cenovno, količinsko in lokacijsko) s pomočjo internega optimizacijskega modela, ki ga predlagamo v nadaljevanju. Med P člani agregatorja, ki so pripravljene ponuditi zmogljivosti ΔP_p po ceni c_p , je treba opraviti optimalen izbor, s katerim se doseže želena količina ΔP_a , ki jo agregator ponudi na dražbi SO. Kritejska funkcija je:

$$J_a = \underset{\Omega_a}{\text{minimize}} \sum_{p \in \mathcal{M}_a} c_p \Delta P_p, \quad (10)$$

pri čemer Ω_a predstavlja množico optimizacijskih spremenljivk (zvezna števila):

$$\Omega_a = \{\Delta P_1, \dots, \Delta P_p, \dots, \Delta P_P\}, \quad (11)$$

pri čemer je ΔP_p sprememba moči prosumerja p , omejena z razpoložljivo zmogljivostjo:

$$P_p^{\min} \leq P_p + \Delta P_p \leq P_p^{\max}. \quad (12)$$

Simbol P_p predstavlja trenutno moč prosumerja p .

Vsota sprememb vseh prosumerjev:

$$\Delta P_a = \sum_{p \in \mathcal{M}_a} \Delta P_p, \quad (13)$$

torej predstavlja ponudbeno količino agregatorja a na dražbi za razbremenjevanje EEO, pri čemer se ponudbena cena izračuna kot normiran strošek (vrednost kritejske funkcije) na enoto spremembe moči agregata a :

$$c_a = \frac{J_a}{\Delta P_a}. \quad (14)$$

Če ima agregator a več priključnih mest, slika 3, je njegova ponudba formulirana kot lokacijski blok produkt:

$$\Delta P_a = \{\Delta P_{a,1}, \dots, \Delta P_{a,l}, \dots, \Delta P_{a,L}\}, \quad (15)$$

pri čemer predstavlja L število priključnih mest, $\Delta P_{a,l}$ pa je del ponudbene količine agregatorja a na lokaciji l , ki se izračuna kot:

$$\Delta P_{a,l} = \sum_{p \in \mathcal{M}_a} \Delta P_p TDF_{l,p}, \quad (16)$$

pri čemer predstavlja $TDF_{l,p}$ faktor TGDF ali TLDF, [13], prosumerja p na povezavi l med prenosnim in distribucijskim EEO. To mesto predstavlja priključno točko agregatorja a na prenosno EEO. Faktor TGDF velja za tiste prosumerje, ki v opazovanem trenutku proizvajajo električno energijo, faktor TLDF pa velja za porabnike. Ti faktorji predstavljajo delež prosumerja na opazovanem vodu, tj. kritični povezavi, ki jo je treba razbremeniti, [13].

S pomočjo faktorja GLSK (angl. Generation and Load Shift Key), $GLSK_{a,l}$, ki predstavlja delež l spremembe moči agregatorja a , $\Delta P_{a,l}$, v celotni spremembi moči agregatorja a :

$$GLSK_{a,l} = \frac{\Delta P_{a,l}}{\Delta P_a}, \quad (17)$$

se blok produkt (15) preformulira v trojček, primeren za ponudbo na dražbi za storitev preprečevanja in odpravljanja preobremenitev kritičnih poti:

$$\left(\Delta P_a, \left\{ GLSK_{a,1}, \dots, GLSK_{a,L} \right\}, c_a \right), \quad (18)$$

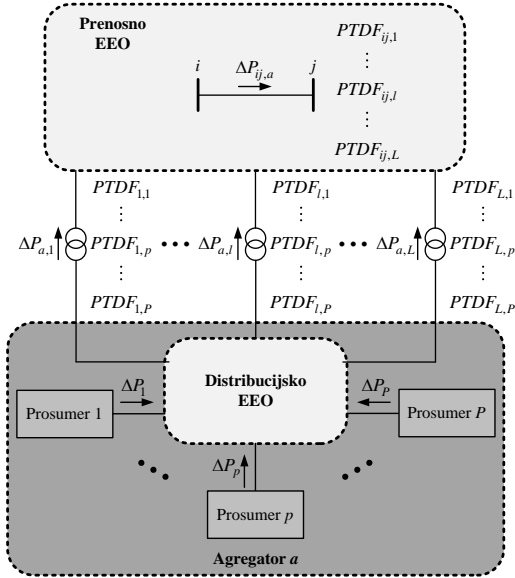
pri čemer vsebuje podatke o ponudbeni količini, razporeditvenem ključu po lokacijah (faktorji GLSK) in ponudbeni ceni.

Vpliv agregatorja a na pretok delovne moči na kritičnem vodu $i-j$ se izračuna kot:

$$\Delta P_{ij,a} = \sum_{l \in \mathcal{L}_a} \Delta P_{a,l} PTDF_{ij,l}, \quad (19)$$

pri čemer je \mathcal{L}_a množica priključnih točk agregatorja a na prenosno omrežje.

Slika 5 prikazuje pretoke delovne moči in vpliv prosumerjev, združenih v agregator a , na kritično povezavo $i-j$ preko faktorjev PTFD in TDF (TGDF in TLDF). Za uspešno ponujanje storitve razbremenjevanja kritičnih prenosnih poti na dražbi, kot opisuje postopek (10)-(19), je predpogoj, da prosumerji razpolagajo s prostimi zmogljivostmi. Prav tako je treba poznati njihove ponudbene cene in parametre prenosnega ter distribucijskega EEO. Slednji omogočajo izračun omenjenih distribucijskih faktorjev, ki predstavljajo vpliv prosumerjev na opazovano kritično pot.



Slika 5: Koncept združevanja prosumerjev in njihov vpliv na EEO.

5 OPTIMIZACIJSKI MODEL RAZBREMENJEVANJA KRITIČNIH PRENOSNIH POTI

Ker predlagani model obravnava razbremenjevanje kritičnih prenosnih poti tudi s pomočjo agregatorjev, je treba model (1)-(9) nadgraditi. Kritejska funkcija (1) se razširi s ponudbami agregatorjev kot:

$$J = \min_{\Omega} \left\{ \sum_{m \in \mathcal{M}} \left(\sum_{b \in \mathcal{B}_m} c_{m,b} \Delta P_{m,b^+} \right) \right\}, \quad (20)$$

pri čemer predstavlja Ω razširjeno množico optimizacijskih spremenljivk:

$$\Omega = \{\Delta P_{1,1}, \dots, \Delta P_{m,b}, \dots, \Delta P_a, \dots, \Delta P_A\}, \quad (21)$$

pri čemer je A skupno število sodelujočih agregatorjev v množici \mathcal{A} . Tudi za agregatorje velja omejitev razpoložljivih zmogljivosti, kot za generatorje in bremena opisuje enačba (5), zato se optimizacijski model dopolni z omejitvijo:

$$P_a^{\min} \leq P_a + \Delta P_a \leq P_a^{\max}. \quad (22)$$

Bilanca delovne moči (6) se v novi obliki zapiše kot:

$$\sum_{m \in \mathcal{M}} \Delta P_m + \sum_{a \in \mathcal{A}} \Delta P_a = 0. \quad (23)$$

Ne nazadnje se sprememba delovne moči na preobremenjenem (kritičnem) vodu, (9), zapiše kot:

$$\Delta P_{ij} = \sum_{m \in \mathcal{M}} \Delta P_m PTDF_{ij,m} + \sum_{a \in \mathcal{A}} \sum_{l \in \mathcal{L}_a} \Delta P_{a,l} PTDF_{ij,l}. \quad (24)$$

Zgornji nivo optimizacije (razbremenjevanje vodov, SO)

Korak 1: SO zazna, predvidi preobremenitev v trenutku t .

Korak 2: Ponudniki podajo ponudbe za storitev:

- Generatorji in bremena: $\Delta P_{m,b}$ in $c_{m,b}$.
- Agregatorji: ΔP_a ($GLSK_{a,1}, \dots, GLSK_{a,b}, \dots, GLSK_{a,L}$) in c_a .

Korak 3: Izvedba dražbe (optimizacija):

- Potrebne ponudbe iz koraka 2.
- Potrebni faktorji PTDF: $PTDF_{ij,m}$, $PTDF_{ij,l}$.
- Kritejska funkcija: (20).
- Omejitve: (4), (6), (7), (22), (23), (24), (25).

Korak 4: Obveščanje udeležencev na trgu o izvedbi dražbi.

Korak 5: Razbremenitev voda (aktivacija izbranih ponudb).

Spodnji nivo optimizacije (optimalna ponudbena strategija, agregator)

Korak 1: Agregator zbere ponudbe prosumerjev: ΔP_p and c_p .

Korak 2: Izvedba interne dražbe (optimizacija):

- Potrebne ponudbe iz koraka 1.
- Potrebni faktorji PTDF: $PTDF_{ij,l}$.
- Potrebni faktorji TDF: $TDF_{l,p}$.
- Kritejska funkcija: (10).
- Omejitve: (12), (13), (16), (19).

Korak 3: Obveščanje prosumerjev (članov agregatorja).

Korak 4: Razpoložljivost izbranih prosumerjev za razbremenjevanje vodov.

Slika 6: Dvonivojska optimizacija razbremenjevanja kritičnih poti.

Dodatna omejitev, ki se navezuje na blok produkte "vse ali nič", zaključuje optimizacijski model:

$$\Delta P_{a,l} = \Delta P_a GLSK_{a,l}. \quad (25)$$

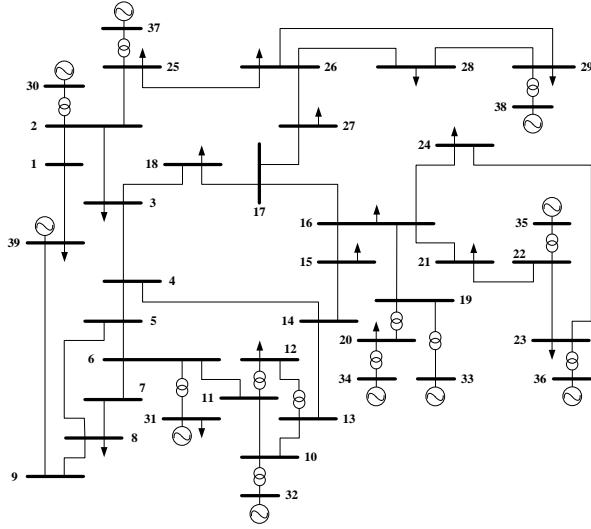
Slika 6 predstavlja diagram poteka celotnega postopka razbremenjevanja kritičnih prenosnih poti, ki vsebuje dvonivojsko optimizacijo. Zgornji nivo vsebuje pet korakov (kot na sliki 2), v okviru katerih SO izvede dražbo in opravi izbor ponudnikov za to storitev. Spodnji nivo je namenjen interni optimizaciji agregatorja, pri čemer je cilj oblikovati množico najprimernejših članov agregatorja, ki bodo učinkovito in konkurenčno opravili storitev. Oba nivoja optimizacije sta med seboj ločena in neodvisna.

6 REZULTATI

Delovanje predlagane metode razbremenjevanja kritičnih prenosnih poti s pomočjo agregatorjev je preizkušena na standardnem testnem modelu EES Nove Anglije (model IEEE-39), slika 7. Parametre sistema, ki so potrebni za izračun obremenitve prenosnih poti, podajata tabeli 4 in 5 v Prilogi (poglavje 7).

V okviru raziskave so opravljene simulacije štirih scenarijev, predstavljenih tudi v [14], pri katerih se generatorji in agregator angažirajo na različne načine pri odpravljanju preobremenitev vodov, ter dodatnega scenarija, ki predstavlja rešitev problema (razbremenitev vodov) s pomočjo koordiniranega obratovanja dveh prečnih transformatorjev:

- **SC-A:** referenčni scenarij z EES brez preobremenitev,



Slika 7: Testni model Nove Anglije.

- **SC-B:** scenarij s preobremenjenima povezavama 5 – 6 in 16 – 17 s prenosnima zmogljivostma 400 MW in 170 MW in brez sodelovanja agregatorjev pri razbremenjevanju omrežja,
- **SC-C:** enak kot scenarij SC-B, a z vključenim agregatorjem pri razbremenjevanju omrežja,
- **SC-D:** enak kot scenarij SC-C, pri čemer ponuja agregator 50 % popust za storitev razbremenjevanja omrežja,
- **SC-E:** scenarij s preobremenjenima povezavama 5 – 6 in 16 – 17 s prenosnima zmogljivostma 400 MW in 170 MW in angažiranje le prečnih transformatorjev na teh dveh povezavah, [1].

S ciljem poenostavitve simulacij je privzeto, da storitev ponujajo le generatorji in en agregator oz. v zadnjem scenariju SO odpravi preobremenitvi s pomočjo dveh prečnih transformatorjev. Ponudbe generatorjev in agregatorja so podane v tabelah 1 in 2. Analiza temelji na enosmernem (DC) modelu izračuna pretokov moči, ker se uporabljajo tudi faktorji PTDF in TDF. Zanimarjajo se torej prenosne izgube, napetostne razmere in pretoki jalove moči, kar v izračun vnaša določeno napako. Vir [3] podaja poglobljeno razpravo na to temo in predlog rešitve, če želimo izboljšati natančnost izračuna.

Agregator a , ki sodeluje pri razbremenjevanju omrežja, združuje 150.000 prosumerjev, pri čemer vsak prosumer razpolaga z zmogljivostjo za razbremenjevanje, ki je za potrebe simulacije naključno izbrana med vrednostma 9 kW in 11 kW. Privzeto je, da je polovica prosumerjev sposobnih v okviru svojih zmogljivosti povečati proizvodnjo delovne moči, druga polovica pa izraža fleksibilnost, kar zadeva zmanjšanje proizvodnje. Agregator je tako kot celota sposoben SO ponuditi povečanje ali zmanjšanje moči. Prav tako je privzeto, da prosumerji ponujajo svojo storitev po naključno izbrani ceni med vrednostma $10 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ in $20 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Za vsak prosumer so za potrebe simulacije določeni tudi faktorji

Tabela 1: Ponudbe generatorjev za storitev razbremenjevanja vodov.

Bus m	$\Delta P_{m,b}$ (MW)	$c_{m,b}$ ($\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$)	$PTDF_{5-6,m}$	$PTDF_{16-17,m}$
30	-50	-1	0,0457	-0,7055
30	100	50	0,0457	-0,7055
30	200	40	0,0457	-0,7055
31	-100	20	-0,5163	-0,4559
31	300	40	-0,5163	-0,4559
32	-200	10	-0,3092	-0,4159
33	400	35	0	0
34	-20	10	0	0
34	300	20	0	0
35	100	35	0	0
36	-70	11	0	0
36	50	35	0	0
36	150	30	0	0
37	-40	50	0,0426	-0,7278
37	30	25	0,0426	-0,7278
38	-100	15	0,0312	-0,8114
38	100	20	0,0312	-0,8114

Tabela 2: Ponudbe agregatorja za storitev razbremenjevanja vodov.

CP l	Bus l	$GLSK_{a,l}$	$\Delta P_{a,l}$ (MW)	$PTDF_{5-6,l}$	$PTDF_{16-17,l}$
1	3	-0,3851	24,6990	0,0607	-0,6943
2	11	0,5806	-37,2367	-0,3761	-0,4289
3	12	0,4651	-29,8256	-0,3092	-0,4159
4	13	0,3395	-21,7707	-0,2423	-0,4030
Total (ΔP_a)			-64,1339		

TDF, in sicer tako, da se izpolni potrebni pogoj:

$$\sum_{l \in \mathcal{L}_a} TDF_{l,p} = 1. \quad (26)$$

Ker testni model EES Nove Anglije ne zajema modela distribucijskega omrežja, faktorjev TDF ni mogoče izračunati, ampak se privzamejo, kot je pojasnjeno. Tabela 2 podaja faktorje PTDF za priključne točke agregatorja a za kritična voda 5 – 6 in 16 – 17, ki ju je treba razbremeniti. Faktorje PTDF za generatorje podaja tabela 1. V okviru strategije oblikovanja ponudbe agregatorja a se upošteva namera, da agregator z morebitnim angažiranjem izbranih prosumerjev razbremeni vod 5 – 6 za največ 30 MW in vod 16 – 17 za največ 20 MW. Agregator večjih količin ne more ponuditi.

S pomočjo optimizacije na nižjem nivoju, slika 6, je ponudbena količina agregatorja a za razbremenjevanje omrežja (obeh vodov) enaka -64,1339 MW, ponudbena cena pa znaša $13,93 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$, ki se ob upoštevanju delitvenega ključa GLSK v tabeli 2 izračuna kot (14). Ta ponudba se v obliki (18) posreduje SO, ki po izvedeni dražbi ponudbo sprejme ali zavrne.

Tabela 3 prikazuje rezultate razbremenjevanja vodov 5 – 6 in 16 – 17 za vse scenarije. Pri scenariju SC-A razbremenjevanje ni potrebno, saj voda nista preobremenjena. Pri vseh preostalih scenarijih se privzema, da sta prenosni zmogljivosti vodov 5 – 6 in 16 – 17 omejeni z 400 MW in 170 MW. Pri scenariju SC-B se doseže

razbremenitev vodov s petimi generatorji in skupni strošek razbremenjevanja znaša 4.457,93 €. Pri scenariju SC-C je skupen strošek razbremenjevanja nekoliko nižji in znaša 4.448,6 €, saj se je aktiviral tudi agregator a , ki je cenejši od določenih generatorjev, in sicer v višini -9,17 MW. Pri zadnjem scenariju SC-D agregator SO ponudi storitev s popustom 50 %, kar privede do večjega angažmaja agregatorja in nižjih stroškov razbremenjevanja, ki znašajo 4.107,41 €. Nadaljnje nižanje stroškov z večjim angažiranjem agregata ni mogoče, ker so vse njegove zmogljivosti že izkoriščene. Zadnji scenarij SC-E prikazuje razbremenjevanje vodov s pomočjo prečnih transformatorjev na teh vodih. Izkaže še, da se s primerno nastavitvijo kotov transformatorjev lahko razbremenijo vodi brez angažiranja preostalih ponudnikov, zato v tem primeru ni stroškov razbremenjevanja. Kota prečnih transformatorjev znašata $-0,74^\circ$ in $1,96^\circ$.

Tabela 3: Rezultati za model EES Nove Anglije.

Rezultati (P : MW, φ : °)	SC-A	SC-B	SC-C	SC-D	SC-E
P_{5-6}	-459,37	-400,00	-400,00	-400,00	-400,00
ΔP_{5-6}	0	59,37	59,37	59,37	59,37
P_{16-17}	208,30	170,00	170,00	170,00	170,00
ΔP_{16-17}	0	-38,30	-38,30	-38,30	-38,30
ΔP_{30}	0	0	0	0	0
ΔP_{31}	0	-100,00	-100,00	-50,80	0
ΔP_{32}	0	-13,36	0	0	0
ΔP_{33}	0	0	0	0	0
ΔP_{34}	0	1,95	1,46	14,50	0
ΔP_{35}	0	0	0	0	0
ΔP_{36}	0	0	0	0	0
ΔP_{37}	0	11,41	7,71	0,44	0
ΔP_{38}	0	100,00	100,00	100,00	0
ΔP_a	0	0	-9,17	-64,13	0
φ_{5-6}	0	0	0	0	-0,74
φ_{16-17}	0	0	0	0	1,96
Strošek (€)	0	4.457,93	4.448,06	4.107,41	0

Čeprav je metoda preizkušena na testnem modelu EES Nove Anglije, je iz strukture optimizacije mogoče sklepati, da je uporabna tudi za analizo modelov realnih EES. Gre namreč za razklop optimizacijskega problema na dva dela: zgornji in spodnji nivo optimizacije, slika 6, kar omogoča lažji in hitrejši izračun, primeren tudi za realne sisteme.

7 ZAKLJUČEK

Članek predstavlja model vključevanja agregatorjev v razbremenjevanje kritičnih prenosnih poti EEO, pri čemer še zlasti izpostavlja agregatorje z več priključnimi točkami, saj ti zahtevajo nadgradnjo modela z distribucijskimi faktorji TDF (TGDF in TLDF). Optimizacijski postopek je dvonivojski, pri čemer je spodnji nivo namenjen oblikovanju konkurenčne ponudbe agregatorja za storitev razbremenjevanja EEO, zgornji nivo pa modelira dražbo SO, s katero se opravi izbor ponudnikov storitve razbremenjevanja EEO. Predlagani model je preizkušen na testnem modelu EES Nove Anglije, glede na njegovo dvonivojsko strukturo, ki dejansko

poenostavi matematični problem, pa lahko pričakujemo, da je primeren tudi za modele realnih EES. Slednje je predmet nadaljnjih raziskav.

ZAHVALA

Predstavljeno delo je del raziskovalnega programa Elektroenergetski sistemi št. P2-0356. Avtorja se zahvaljujeta Javni agenciji za raziskovalno dejavnost RS za finančno pomoč.

LITERATURA

- [1] Z. X. Han, "Phase Shifter and Power Flow Control," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, no. 10, pp. 3790–3795, 1982.
- [2] D. Grgic, F. Gubina, "Congestion management approach after deregulation of the Slovenian power system," *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 3, pp. 1661–1665, 2002.
- [3] M. Pantoš, "Market-based congestion management in electric power systems with increased share of natural gas dependent power plants," *Energy*, vol. 36, no. 7, pp. 4244–4255, 2011.
- [4] C. Li, X. Yu, W. Yu, G. Chen, J. Wang, "Efficient Computation for Sparse Load Shifting in Demand Side Management," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 250–261, 2017.
- [5] E. Shayesteh, M. P. Moghaddam, A. Yousefi, M.-R. Haghifam, M. K. Sheik-El-Eslami, "A demand side approach for congestion management in competitive environment," *European Transactions on Electrical Power*, vol. 20, pp. 470–490, 2009.
- [6] A. Tabandeh, A. Abdollahi, M. Rashidinejad, "Reliability constrained congestion management with uncertain negawatt demand response firms considering repairable advanced metering infrastructures," *Energy*, vol. 104, pp. 213–28, 2016.
- [7] H. Abdi, E. Dehnavi, F. Mohammadi, "Dynamic Economic Dispatch Problem Integrated With Demand Response (DEDDR) Considering Non-Linear Responsive Load Models," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2586–2595, 2016.
- [8] A. Pillay, S. P. Karthikeyan, D. Kothari, "Congestion management in power systems – A review," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 70, pp. 83–90, 2015.
- [9] R. Kumar, S. C. Gupta, B. Khan, "Power Transfer Distribution Factor Estimate Using DC Load Flow Method," *International Journal of Advanced Electrical and Electronics Engineering (IJAEED)*, vol. 2, no.6, pp. 155–159, 2013.
- [10] F. Zaaim-Kohan, H. Razmi, H. Doagou-Mojarrad, "Multi-objective transmission congestion management considering demand response programs and generation rescheduling," *Applied Soft Computing*, vol. 70, pp. 169–181, 2018.
- [11] F. Hussin, M. Y. Hassan, K. L. Lo, "Transmission congestion management assessment in deregulated electricity market," *Proceedings of 2006 4th Student Conference on Research and Development*, pp. 250–255, 2006.
- [12] A. Kumar, S. C. Srivastava, S. N. Singh, "A zonal congestion management approach using real and reactive power rescheduling," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 554–562, 2004.
- [13] M. Pantoš, G. Verbič, F. Gubina, "Modified topological generation and load distribution factors," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1998–2005, 2005.
- [14] M. Pantoš, "Market-based congestion management in electric power systems with exploitation of aggregators," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 121, pp. 1–10, 2020.

PRILOGA

Tabeli 4 in 5 predstavljata parametre testnega modela EES Nove Anglije (model IEEE-39).

Tabela 4: Parametri vozlišč modela EES Nove Anglije.

Vozl. m	Tip	P_m (MW)	P_m^{min} (MW)	P_m^{max} (MW)
1	PQ	0	-	-
2	PQ	0	-	-
3	PQ	-322	-	-
4	PQ	-500	-	-
5	PQ	0	-	-
6	PQ	0	-	-
7	PQ	-233,8	-	-
8	PQ	-522	-	-
9	PQ	0	-	-
10	PQ	0	-	-
11	PQ	0	-	-
12	PQ	-8,5	-	-
13	PQ	0	-	-
14	PQ	0	-	-
15	PQ	-320	-	-
16	PQ	-329,4	-	-
17	PQ	0	-	-
18	PQ	-158	-	-
19	PQ	0	-	-
20	PQ	-680	-	-
21	PQ	-274	-	-
22	PQ	0	-	-
23	PQ	-247,5	-	-
24	SL	-308,6	-	-
25	PQ	-224	-	-
26	PQ	-139	-	-
27	PQ	-281	-	-
28	PQ	-206	-	-
29	PQ	-283,5	-	-
30	PV	250	0	350
31	PV	521,3	0	750
32	PV	650	0	750
33	PV	632	0	732
34	PV	508	0	608
35	PV	650	0	750
36	PV	560	0	660
37	PV	540	0	640
38	PV	830	0	930
39	PV	-104	0	1100

Tabela 5: Parametri vodov (V) in transformatorjev (T) modela EES Nove Anglije.

Vozl. i	Vozl. j	Tip	R_{ij}	X_{ij}	R_{ij}	t_{ij}
1	2	V	0,0035	0,0411	0,6987	0
1	39	V	0,0010	0,0250	0,7500	0
2	3	V	0,0013	0,0151	0,2572	0
2	25	V	0,0070	0,0086	0,1460	0
3	4	V	0,0013	0,0213	0,2214	0
3	18	V	0,0011	0,0133	0,2138	0
4	5	V	0,0008	0,0128	0,1342	0
4	14	V	0,0008	0,0129	0,1382	0
5	6	V	0,0002	0,0026	0,0434	0
5	8	V	0,0008	0,0112	0,1476	0
6	7	V	0,0006	0,0092	0,1130	0
6	11	V	0,0007	0,0082	0,1389	0
7	8	V	0,0004	0,0046	0,0780	0
8	9	V	0,0023	0,0363	0,3804	0
9	39	V	0,0010	0,0250	1,2000	0
10	11	V	0,0004	0,0043	0,0729	0
10	13	V	0,0004	0,0043	0,0729	0
13	14	V	0,0009	0,0101	0,1723	0
14	15	V	0,0018	0,0217	0,3660	0
15	16	V	0,0009	0,0094	0,1710	0
16	17	V	0,0007	0,0089	0,1342	0
16	19	V	0,0016	0,0195	0,3040	0
16	21	V	0,0008	0,0135	0,2548	0
16	24	V	0,0003	0,0059	0,0680	0
17	18	V	0,0007	0,0082	0,1319	0
17	27	V	0,0013	0,0173	0,3216	0
21	22	V	0,0008	0,0140	0,2565	0
22	23	V	0,0006	0,0096	0,1846	0
23	24	V	0,0022	0,0350	0,3610	0
25	26	V	0,0032	0,0323	0,5130	0
26	27	V	0,0014	0,0147	0,2396	0
26	28	V	0,0043	0,0474	0,7802	0
26	29	V	0,0057	0,0625	1,0290	0
28	29	V	0,0014	0,0151	0,2490	0
12	11	T	0,0016	0,0435	0	1,0060
12	13	T	0,0016	0,0435	0	1,0060
6	31	T	0	0,0250	0	1,0700
10	32	T	0	0,0200	0	1,0700
19	33	T	0,0007	0,0142	0	1,0700
20	34	T	0,0009	0,0180	0	1,0090
22	35	T	0	0,0143	0	1,0250
23	36	T	0,0005	0,0272	0	1,0000
25	37	T	0,0006	0,0232	0	1,0250
2	30	T	0	0,0181	0	1,0250
29	38	T	0,0008	0,0156	0	1,0250
19	20	T	0,0007	0,0138	0	1,0600

Jerneja Bogovič je leta 2011 diplomirala, leta 2017 pa doktorirala na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Zaposlena je kot asistentka na isti fakulteti. Področje njenega raziskovalnega dela vključuje predvsem analizo elektroenergetskih omrežij in sistemov ter kazalnikov zanesljivosti.

Miloš Pantoš je diplomiral leta 2001 in doktoriral leta 2005 na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Na isti fakulteti je redni profesor in vodja Laboratorija za elektroenergetske sisteme. Pedagoško in raziskovalno se ukvarja z obratovanjem, načrtovanjem, vzdrževanjem, vodenjem in zaščito elektroenergetskih sistemov, trgovanjem z električno energijo ter optimizacijami v energetiki.