

# Zagotavljanje rezerv delovne moči pri odjemalcih električne energije, 1. del – model

Gašper Artac<sup>1</sup>, Blaž Kladnik<sup>2</sup>, Melita Hajdinjak<sup>3</sup>, Robert Golob<sup>1</sup>, Andrej F. Gubina<sup>3</sup>

<sup>1</sup> GEN-I, d.o.o., Vrbina 17, 8270 Krško, Slovenija

<sup>2</sup> HSE, d.o.o., Koprška 92, 1000 Ljubljana, Slovenija

<sup>3</sup> Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, Tržaška 25, 1000 Ljubljana, Slovenija

E-pošta: gasper.artac@gen-i.si

**Povzetek.** V članku smo predstavili novo stohastično metodo modeliranja zagotavljanja rezerv delovne moči pri odjemalcih, pri kateri smo poleg splošne družbene blaginje upoštevali tudi stroške in koristi, ki jih pri tem imajo odjemalci električne energije. Poleg tega je značilnost odjemalcev električne energije omejena zmožnost shranjevanja električne energije. Zato se njihova ponujena cena za porabljeno energijo skozi čas oziroma glede na preteklo zmanjšanje energije, namenjeno rezervam, spreminja, kar smo v modelu tudi upoštevali. Pri zagotavljanju rezerv smo upoštevali tako možnost zmanjšanja kot tudi povečanja porabe električne energije.

**Ključne besede:** zagotavljanje rezerv delovne moči pri odjemalcih električne energije, ponudbena funkcija rezerv delovne moči, stohastični model, sočasen trg z električno energijo in rezerv delovne moči, povratni energetski učinek

## Demand-side Active-power Reserve Provision, part 1 - Formulation

The paper presents a new approach to stochastic modelling of the demand-side reserve provision in co-optimized day-ahead electricity and reserve markets, where the consumers have the opportunity to participate as reserve providers. The method accounts for the costs and benefits that consumers derive from their participation in the reserve market. As the electricity consumers have a limited ability to store the energy, their demand cost function for the reserve changes over the time and by the amount of previous reduction of consumption. It depends on the amount of the energy used by the consumers for the reserve provision in previous hours. This essential demands' feature is taken into account. A possibility of decreasing as well as increasing electricity consumption is considered.

## 1 UVOD

Zaradi dolgoročne rasti porabe električne energije in rasti proizvodnje iz obnovljivih virov energije (OVE) [1], ki zaradi svojih spremenljivih in negotovih lastnosti vplivajo na obratovanje elektroenergetskega sistema (EES), lahko v prihodnosti pričakujemo povečanje potreb po rezervah delovne moči v sistemu in s tem povezanih stroškov [2–4]. Zagotavljanje zanesljivosti delovanja EES le s proizvodnimi enotami bo postalo tehnično zelo zahtevno. Odziv odjemalcev pri zagotavljanju zanesljivega delovanja EES postaja tako čedalje bolj upravičen [5–9].

Razvoj informacijsko-komunikacijske tehnologije bo odjemalcem električne energije omogočal, da se bodo lahko odzvali na razmere v elektroenergetskem sistemu in zagotovili del potrebnih rezerv. S tem bi se povečala zanesljivost EES [10–12], zmanjšali stroški obratovanja [12–15], povečala družbena blaginja [15] in zmanjšale potrebne investicije v prenosno omrežje [16]. Vsekakor pa bosta potrebna drugačen pristop načrtovanja in razvoj bolj prilagodljivega sistema. Odjemalci električne energije bodo v celoti vključeni v zanesljivo obratovanje EES, in sicer kot prilagodljiv vir v podporo sistemskemu operaterju pri ohranjanju ravnovesja med proizvodnjo in porabo električne energije.

Odziv odjemalcev je največji še neizkoriščen vir pri zagotavljanju zanesljivosti v EES [17]. Zato poznamo veliko različnih programov in aktivnosti, katerih namen je spodbujanje smotrne rabe električne energije v podporo EES. Kot eden od ukrepov integracije aktivnega odjema se omenja tudi zagotavljanje rezerv pri odjemalcih električne energije [18], kljub temu pa od odjemalcev ni mogoče pričakovati, da bodo le zaradi potreb v EES spremenili svoj odjem in s tem pripomogli k bolj zanesljivemu obratovanju EES ali nižjim stroškom proizvodnje električne energije.

Odjemalci morajo v zameno za aktivirane rezerve prejeti določeno denarno nadomestilo, ki bi pokrilo njihove stroške zaradi zmanjšanja ali povečanja porabe električne energije. Na podlagi svojih stroškov in koristi se morajo odjemalci sami odločiti, v kolikšni meri bodo sodelovali pri zagotavljanju rezerv. Zagotavljanje rezerv

pri odjemalcih je odvisno predvsem od možnosti prilagajanja porabe električne energije, ravni cen električne energije in rezerv, potrebnih količin rezerv ter pogostnosti dogodkov, ko bi odjemalci zaradi zagotavljanja rezerv zmanjšali ali povečali svojo porabo električne energije [5]. Zaradi zmanjšanja oziroma povečanja porabe imajo odjemalci električne energije pri zagotavljanju rezerv določene stroške in tudi koristi, kar je bistveno pri oblikovanju njihovih ponudb za zagotavljanje rezerv.

Ena temeljnih značilnosti večine odjemalcev električne energije je omejena zmožnost shranjevanja električne energije. Zato se njihova cena rezerv glede na preteklo spremembo energije, namenjeno rezervam, zvišuje, to pa vpliva na njihovo zmožnost zagotavljanja rezerv. Poleg tega se morajo po prenehanju zagotavljanja rezerv vrniti v normalno obratovanje. Zato lahko v določenem obdobju po zagotavljanju rezerv celo povečajo svojo porabo. Ta pojav se imenuje povratni energetski učinek [19–21] in ima lahko tako s tehničnega kot z ekonomskega vidika nezaželene posledice za EES, zato ga mora sistemski operater predvideti in upoštevati pri izbiri posameznih virov za zagotavljanje rezerv.

Za doseganje čim večje koristi zagotavljanja rezerv pri odjemalcih je treba odziv odjemalcev modelirati neposredno v modelu elektroenergetskega trga [22]. Če želimo vključiti ponudbe odjemalcev za zagotavljanje rezerv v model elektroenergetskega trga in jih obravnavati enako kot proizvajalce, moramo zgoraj opisane lastnosti odjemalcev upoštevati.

V članku bomo predstavili novo stohastično metodo modeliranja zagotavljanja rezerv pri odjemalcih električne energije, z upoštevanjem stroškov in koristi, ki jih imajo pri tem odjemalci, ter časovne odvisnosti stroškov zaradi spremembe porabe pri zagotavljanju rezerv [23]. Pri zagotavljanju rezerv bomo upoštevali tako možnost zmanjšanja kot tudi povečanja porabe električne energije. Pri določenih modelih, razvitih do zdaj, je že bilo upoštevano zagotavljanje rezerv pri odjemalcih [13–15], [24], vendar ni bilo dovolj pozornosti namenjene stroškom in koristim, ki jih imajo pri zagotavljanju rezerv odjemalci. Poleg tega niso upoštewane bistvene lastnosti odjemalcev, to je časovna odvisnost stroškov zaradi spremembe porabe pri zagotavljanju rezerv. Z novo metodo modeliranja zagotavljanja rezerv pri odjemalcih električne energije pa te pomanjkljivosti odpravimo.

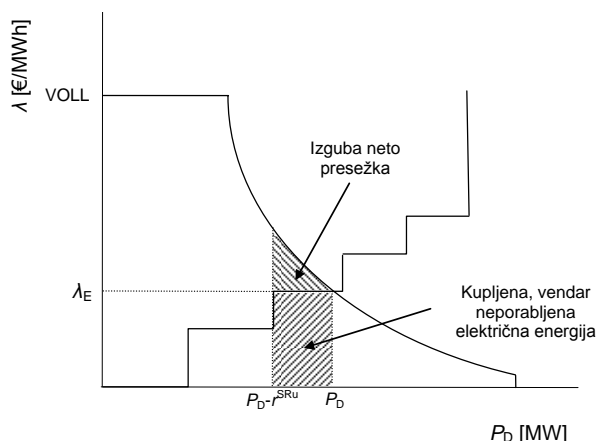
## 2 OBLIKOVANJE PONUDB REZERV DELOVNE MOČI ODJEMALCEV

Na splošno je mehanizem plačevanja storitev zagotavljanja rezerv sestavljen iz dveh delov: 1. plačilo za rezervirano moč (angl. *Payment for the Reserve Capacity Allocated*) in 2. plačilo za porabljeno energijo (angl. *Payment for the Energy Delivered*) [25]. Zato je ponudba rezerv sestavljena iz:

- ponujene cene za rezervirano moč in
- ponujene cene za dobavljeno energijo.

V nasprotju s proizvajalci, ki morajo del razpoložljive moči za zagotavljanje rezerv rezervirati, lahko odjemalci v zelo kratkem času zmanjšajo ali povečajo svojo porabo. S tem pri zagotavljanju rezerv nimajo priložnostnih stroškov. Proizvajalci morajo namreč del razpoložljive moči, ki bi jo lahko namenili proizvodnji električne energije, rezervirati za zagotavljanje rezerv [8]. Zato predvidevamo, da je pri odjemalcih ponujena cena za rezervirano moč enaka  $0 \text{ €/MW}$ .

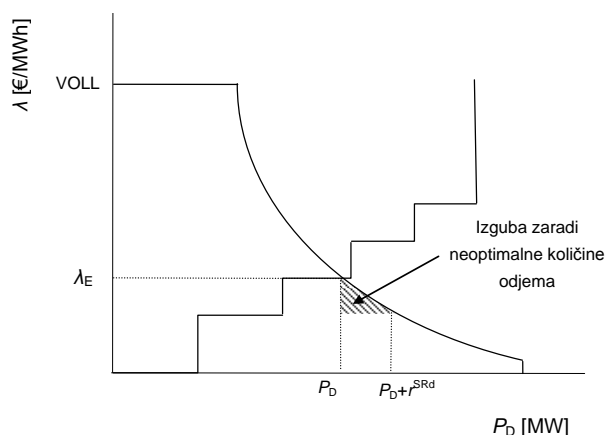
Ponujena cena za dobavljeno energijo je pri odjemalcih odvisna od tega, ali zmanjšajo svojo porabo (pozitivna rezerva) ali pa jo povečajo (negativna rezerva) [26], [27]. Pri zmanjšanju odjema zaradi zagotavljanja pozitivnih rezerv morajo odjemalci prejeti določeno finančno nadomestilo v skladu z njihovo elastično mejno cenovno krivuljo povpraševanja po električni energiji. Nadomestilo pomeni izgubo neto presežka. Poleg tega morajo odjemalci prejeti tudi nadomestilo za kupljeno električno energijo, ki pa je zaradi zagotavljanja rezerv ne bodo porabili [26], [27]. Izgubo neto presežka odjemalcev in kupljene, vendar neporabljene električne energije, prikazuje slika 1.



Slika 1: Izguba neto presežka odjemalcev in kupljene, vendar neporabljene električne energije

Pri povečanju odjema zaradi zagotavljanja negativnih rezerv je treba odjemalce finančno nagraditi v skladu z njihovo elastično mejno cenovno krivuljo povpraševanja po električni energiji. Odjemalci morajo pri zagotavljanju negativnih rezerv kupiti dodatno količino električne energije, s čimer preprečimo izkrivljanje trga električne energije in rezerv. Dodaten nakup električne energije, namenjen negativnim rezervam, za odjemalce pomeni izgubo, saj morajo električno energijo kupiti po višji ceni, kot so običajno pripravljene plačati zanjo. Izguba nastane zaradi neoptimalne količine odjema in je prikazana na sliki 2. Seveda pa lahko odjemalci dodatno kupljeno energijo koristno porabijo pri svojem procesu oziroma dejavnosti.

Ceno dodatno kupljene električne energije je mogoče določiti na različne načine: poračunsko (angl. *Ex-post*), vnaprejšnje (angl. *Ex-ante*), cena je enaka ceni na dnevnem trgu električne energije itd. V našem primeru smo predvidevali, da je cena dodatno kupljene električne energije enaka ceni na dnevnem trgu električne energije  $\lambda_E$ . Glede na mejno cenovno krivuljo povpraševanja po električni energiji na sliki 2 je ta cena na dnevnem trgu električne energije višja, kot so odjemalci pripravljani plačati zanjo, vendar pa te izgube zaradi neoptimalne količine odjema upoštevajo pri ponujeni ceni za dobavljeno energijo pri negativnih rezervah.



Slika 2: Izguba zaradi neoptimalne količine odjema

Tako je cena za dobavljeno energijo pri zmanjšanju odjema enaka vsoti cene za zmanjšanje neto presežka in cene za kupljeno, vendar neporabljeno električno energijo glede na do zdaj dobavljeno energijo pri zagotavljanju rezerv, pri povečanju odjema pa je enaka ceni izgube zaradi neoptimalne količine odjema.

Torej so odjemalci zdaj obravnavani kot ponudniki rezerv, zato je treba elastično mejno cenovno krivuljo povpraševanja po električni energiji, enačba (2), pri določanju cene porabljene energije pretvoriti v ponudbeno cenovno krivuljo rezerv, ki naj bo monotono naraščajoča funkcija. To pomeni, da se s povečevanjem ponujenih rezerv zagotovi tudi višje plačilo zanje.

Elastična mejna cenovna krivulja povpraševanja električne energije je določena iz osnovne definicije elastičnosti ( $\varepsilon$ , angl. *Demand Elasticity*), ki je za odjem električne energije definirana kot odziv odjema na spremembo cene električne energije. Za neskončno majhno spremembo cene električne energije lahko elastičnost matematično zapišemo kot (Kirschen et al., 2000; Belyaev, 2011)

$$\varepsilon = \frac{\frac{\Delta P_D}{P_D}}{\frac{\Delta \lambda}{\lambda}}, \quad (1)$$

kjer  $\varepsilon$  pomeni elastičnost,  $P_D$  odjemno moč ( $\Delta P_D$  pa spremembo odjemne moči) in  $\lambda$  cena za odjemno moč

( $\Delta \lambda$  pa spremembo cene). Ker je ob zvišanju cene električne energije predvideno zmanjšanje odjema električne energije, ima elastičnost negativno vrednost.

Ob predpostavki, da je cenovna elastičnost odjema konstantna na celotnem območju mejne cenovne krivulje povpraševanja za vsakega odjemalca, lahko mejno cenovno krivuljo povpraševanja zapišemo kot [30]

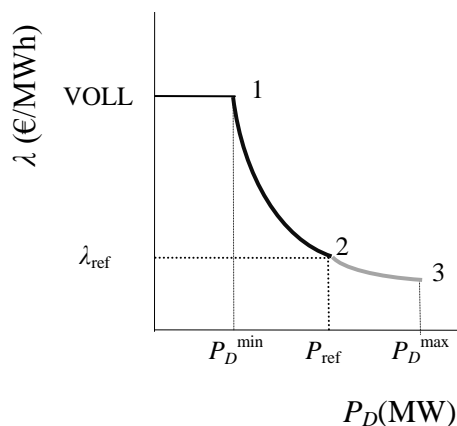
$$\lambda_j(P_{Dj}) = H_j \cdot P_{Dj}^{1/\varepsilon_j}. \quad (2)$$

Konstanto  $H_j$  določimo prek referenčnih točk, s pomočjo katerih moramo enačbo (2) smiselno vpeti v koordinatni sistem. Pri tem predvidevamo, da krivulja zagotovo prečka točko  $(P_{ref}, \lambda_{ref})$ .  $H_j$  se enolično izračuna kot

$$H_j = \frac{\lambda_{ref,j}}{P_{ref,j}^{1/\varepsilon_j}}. \quad (3)$$

$P_{ref,j}$  je napovedani odjem v dani uri, ki je vhodni podatek,  $\lambda_{ref,j}$  pa je referenčna cena, ki je prav tako vhodni podatek in je ves čas konstantna, hkrati pa je lahko za vsakega odjemalca  $j$  različna. Določimo jo na podlagi lastnosti posameznega odjemalca: stroškov njegovega proizvodnega procesa, želenega prihodka pri prodajanju svojih produktov, želje po varčevanju električne energije, stalne cene, po kateri je sklenjena pogodba med dobaviteljem in odjemalci za dobavo električne energije, itd. Referenčno cenno lahko definiramo tudi kot cenno električne energije, ki je še sprejemljiva za odjemalce. To pomeni, da odjemalci pri padcu tržne cene električne energije pod referenčno cenno povečajo odjem v skladu s svojo mejno cenovno krivuljo povpraševanja po električni energiji in nasprotno.

Elastična mejna cenovna krivulja povpraševanja po električni energiji združenega odjema je prikazana na sliki 3. Pri tem je treba dodati, da ima elastičen odjemalec kot vhode določene tudi spodnjo in zgornjo mejo elastičnega odjema,  $P_D^{\min}$  in  $P_D^{\max}$ , ter najvišjo cenno, po kateri je pripravljen kupovati, *VOLL*.



Slika 3: Elastična mejna cenovna krivulja povpraševanja po električni energiji združenega odjema

Izračun ponudbene cenovne krivulje rezerv ob predpostavki, da imajo odjemalci enake lastnosti tako na trgu električne energije kot tudi na trgu rezerv, ločimo na dva dela, kot je prikazano na sliki 4:

- ponudbena cenovna krivulja za pozitivne rezerve,
- ponudbena cenovna krivulja za negativne rezerve.

Ponudbeno cenovno krivuljo za pozitivne sekundarne in urne terciarne rezerve izračunamo kot

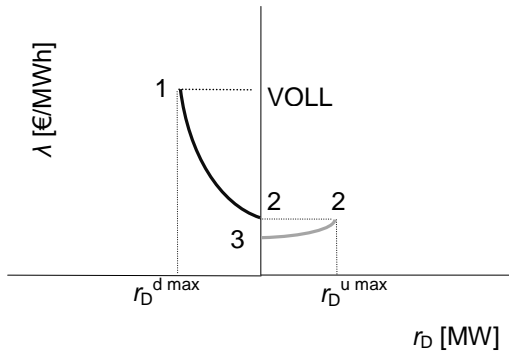
$$c_{RDj}^{SRu, TRs}(r) = H_j \cdot (P_{refj} - r_{Dj})^{1/\varepsilon_j}; \quad 0 \leq r_{Dj} \leq P_{refj}. \quad (4)$$

Ponudbeno cenovno krivuljo za negativne sekundarne rezerve pa izračunamo kot

$$c_{RDj}^{SRd}(r) = H_j \cdot (P_{Dj}^{max} - r_{Dj})^{1/\varepsilon_j}; \quad 0 \leq r_{Dj} \leq P_{Dj}^{max}. \quad (5)$$

Ponudbena cenovna krivulja za pozitivne rezerve delovne moči

Ponudbena cenovna krivulja za negativne rezerve delovne moči



Slika 4: Pretvorba elastične mejne cenovne krivulje povpraševanja po električni energiji v ponudbeno cenovno krivuljo rezerv<sup>1</sup>

Ponudbena cenovna krivulja za pozitivne rezerve, zapisana v enačbi (4), ter negativne rezerve, zapisana v enačbi (5), odvisna tudi od količine do zdaj porabljene energije pri zagotavljanju rezerv  $W$ .

Za izpeljavo ponudbene cenovne krivulje za pozitivne sekundarne in urne terciarne rezerve ter negativne sekundarne v odvisnosti od količine energije je treba določiti, kaj je v enačbah (4) in (5) odvisno od količine energije, ki jo je odjemalec do zdaj porabil pri zagotavljanju pozitivnih rezerv:

- s povečevanjem  $W$  se povečuje tudi  $\lambda_{ref}$   
Zaradi omejenega shranjevanja električne energije se zvišuje cena za zmanjšanje porabe električne energije, ki je še sprejemljiva za odjemalce. Čim več energije je odjemalec v prejšnjih urah porabil za zagotavljanje rezerv,

tem višja bo njegova cena za porabljeno energijo.

- s povečevanjem  $W$  se zmanjšuje tudi  $\varepsilon$   
Zaradi omejenega shranjevanja električne energije je odjemalec pri zagotavljanju rezerv sčasoma čedalje manj elastičen. Čim več energije je odjemalec v prejšnjih urah porabil za zagotavljanje rezerv, tem manjša bo njegova elastičnost.
- $P_{ref}$  se s spremembo  $W$  ne spreminja  
 $P_{ref}$  se s spremembo  $W$  ne spreminja, saj je  $P_{ref}$  napovedani odjem električne energije.

Pri odvisnosti referenčne cene  $\lambda_{ref}$  od količine energije, ki jo je odjemalec za zdaj porabil za zagotavljanje pozitivnih sekundarnih in urnih terciarnih rezerv  $W$ , izberemo enako obliko krivulje kot pri ponudbeni cenovni krivulji za rezerve, enačba (4). Tako dobimo izraz

$$\lambda_{refj}(W) = \frac{\lambda_{refj}^0}{W_{refj}^{1/\varepsilon_j}} \cdot (W_{max^+j} - W_{Dj})^{1/\varepsilon_j}, \quad (6)$$

kjer je  $\lambda_{refj}^0$  prvotna referenčna cena brez upoštevanja odvisnosti od količine energije, ki jo je odjemalec do zdaj porabil za zagotavljanje pozitivnih rezerv.  $W_{max^+j}$  je maksimalna količina energije, ki jo odjemalec v določenem časovnem obdobju lahko nameni zagotavljanju pozitivnih sekundarnih in urnih terciarnih rezerv,  $W_{refj}$  pa je predvidena energija, ki jo odjemalec porabi v določenem času.

Pri odvisnosti elastičnosti  $\varepsilon$  od količine energije  $W$  izberemo linearno odvisnost.

$$\varepsilon_j(W) = a_j \cdot W_j + b_j \quad (7)$$

Spremenljivki  $a$  in  $b$  zdaj lahko izpeljemo takole:

$$W_j = W_{max^+j} : 0 = a_j \cdot W_{max^+j} + C \Rightarrow a_j = -\varepsilon_j^0 \cdot W_{max^+j} \quad (8)$$

$$W_j = 0 : b_j = \varepsilon_j^0$$

$\varepsilon_j^0$  je prvotna referenčna cena brez upoštevanja odvisnosti od količine energije  $W_j$ . Če v enačbo (7) vstavimo izraza za  $a$  in  $b$ , dobimo izraz

$$\varepsilon_j(W) = -\varepsilon_j^0 \cdot W_{max^+j}^{-1} + \varepsilon_j^0 = \varepsilon_j^0 \cdot \left(1 - \frac{W_j}{W_{max^+j}}\right). \quad (9)$$

Če enačbi (6) in (9) vstavimo v enačbo (4), dobimo izraz za ponudbeno cenovno krivuljo za pozitivne sekundarne in urne terciarne rezerve v odvisnosti od količine rezerv in energije.

<sup>1</sup> Ker zdaj govorimo o ponudbeni cenovni krivulji rezerv in ne več o mejni cenovni krivulji povpraševanja električne energije, smo spremenljivko  $P$  zamenjali z  $r$ . Enako tudi v enačbah (4) in (5).

$$c_{RDj}^{SRu, TRs}(r, W) = \frac{\lambda_{refj}(W)}{P_{refj}^{1/\varepsilon_j(W)}} \cdot (P_{refj} - r_{Dj})^{1/\varepsilon_j(W)} =$$

$$= \lambda_{refj}^0 \cdot \left[ \frac{(P_{refj} - r_{Dj}) \cdot (W_{max^+j} - W_{Dj})}{P_{refj} \cdot W_{refj}} \right]^{1/(\varepsilon_j^0 \cdot (1 - \frac{W_j}{W_{max^+j}}))}; \quad (10)$$

$$0 \leq r_{Dj} \leq P_{refj}, 0 \leq W_{Dj} \leq W_{max^+j}$$

Podobno lahko izpeljemo ponudbeno cenovno krivuljo za negativne rezerve v odvisnosti od količine rezerv in energije. Če tudi tu enačbi (6) in (9) vstavimo v enačbo (5) ter  $W_{max^+j}$  zamenjamo z  $W_{max^-j}$ , dobimo izraz za ponudbeno cenovno krivuljo za negativne sekundarne rezerve v odvisnosti od količine rezerv in energije.

$$c_{RDj}^{SRd}(r, W) = \frac{\lambda_{refj}(W)}{P_{refj}^{1/\varepsilon_j(W)}} \cdot (P_{Dj}^{max} - r_{Dj})^{1/\varepsilon_j(W)} =$$

$$= \lambda_{refj}^0 \cdot \left[ \frac{(P_{Dj}^{max} - r_{Dj}) \cdot (W_{max^-j} - W_{Dj})}{P_{refj} \cdot W_{refj}} \right]^{1/(\varepsilon_j^0 \cdot (1 - \frac{W_j}{W_{max^-j}}))}; \quad (11)$$

$$0 \leq r_{Dj} \leq P_{Dj}^{max}, 0 \leq W_{Dj} \leq W_{max^-j}$$

$W_{max^-}$  pomeni največjo količino energije, ki jo lahko odjemalec v določenem času nameni zagotavljanju negativnih sekundarnih rezerv.

### 3 MODEL IZRABE REZERV PRI ODJEMALCIH

#### 3.1 Optimizacija

Za modeliranje dnevnega trga električne energije in rezerv delovne moči smo uporabili linearno dvostopenjsko stohastično optimizacijo [31]. Pri tem se električna energija in rezerve dodeljujejo sočasno [32]. Proizvajalci in odjemalci<sup>2</sup> sodelujejo na trgu na debelo tako, da organizatorju trga<sup>3</sup> oddajo svoje ponudbe za prodajo in nakup električne energije ter rezerv, ta pa na podlagi prejetih ponudb izračuna enotno tržno ceno električne energije in rezerv.

Izračun enotne tržne cene se izvaja za en dan vnaprej, ko stanje EES še ni znano in ga lahko obravnavamo kot naključno spremenljivko. Zato lahko sklop odločitev razdelimo na dva dela:

- Prvostopenjske odločitve: sprejmemo jih na prvi stopnji optimizacije, pred izračunom tržne cene električne energije in rezerv.

<sup>2</sup> Veliki odjemalci lahko nastopajo na dnevnem trgu (trg na debelo) individualno, v imenu ostalih odjemalcev pa na dnevnem trgu nastopajo agregatorji ali dobavitelji, ki potem energijo odjemalcem prodajo na trgu na drobno.

<sup>3</sup> Organizator trga je pravna oseba, ki zbira ponudbe za proizvodnjo in povpraševanje za nakup električne energije ter z usklajevanjem ponudbe in povpraševanja določi tržno ceno. Na nekaterih borzah vloga organizatorja trga prevzame kar SOPO.

- Drugostopenjske odločitve: sprejmemo jih na drugi stopnji optimizacije, po izračunu tržne cene električne energije in rezerv.

Ciljna funkcija optimizacije je prikazana v enačbi (12). S ciljno funkcijo želimo maksimirati socialno blaginjo oziroma minimizirati stroške nakupa električne energije in rezerv na združenem dnevnem trgu električne energije in rezerv z upoštevanjem neto finančnega presežka odjemalcev [33], [34]. To lahko zapišemo kot razliko med vsoto stroškov in neto finančnim presežkom odjemalcev. Vsoto stroškov sestavljajo:

- stroški proizvodnje električne energije,
- stroški rezervacije rezerv in
- pričakovani stroški dobavljene energije za zagotavljanje stalnega ravnovesja med proizvodnjo in odjemom.

Rešitev optimizacije pri vseh pogojih se omogoči z neprostovoljnim zmanjšanjem moči porabe pri vrednosti VOLL.

$$\min \sum_{j=1}^{NT} \left[ \begin{aligned} & \sum_{i=1}^{NG} C_{G1,i}(P_{G1,i}) + \sum_{ove=1}^{NOVE} C_{OVE,ove,i}(P_{OVE,ove,i}) - \sum_{j=1}^{ND} C_{D,j,i}(P_{D,j,i}) + \\ & \sum_{i=1}^{NG} (C_{RG1,i}^{SRu}(R_G^{SRu}) + C_{RG1,i}^{SRd}(R_G^{SRd}) + C_{RG1,i}^{TRq}(R_G^{TRq}) + C_{RG1,i}^{TRs}(R_G^{TRs})) + \\ & \sum_{j=1}^{ND} (C_{RD,j,i}^{SRu}(R_D^{SRu}) + C_{RD,j,i}^{SRd}(R_D^{SRd}) + C_{RD,j,i}^{TRs}(R_D^{TRs})) + \\ & \sum_{i=1}^{NG} (C_{RG1,i,s,d}^{SRu}(r_{G1,i,s,d}^{SRu}) + C_{RG1,i,s,d}^{SRd}(r_{G1,i,s,d}^{SRd}) + C_{RG1,i,s,d}^{TRq}(r_{G1,i,s,d}^{TRq}) + C_{RG1,i,s,d}^{TRs}(r_{G1,i,s,d}^{TRs})) + \\ & \sum_{s=1}^{NS} P_s \cdot \sum_{j=1}^{ND} (C_{RD,j,s,d,\Delta t}^{SRu}(r_{D,j,s,d,\Delta t}^{SRu}) + C_{RD,j,s,d,\Delta t}^{SRd}(r_{D,j,s,d,\Delta t}^{SRd}) + C_{RD,j,s,d,\Delta t}^{TRs}(r_{D,j,s,d,\Delta t}^{TRs})) + \\ & VOLL_{j,s,d} \cdot LC_{j,s,d} \end{aligned} \right] \quad (12)$$

Ciljna funkcija je sestavljena iz dveh stopenj. Na prvi stopnji imamo niz odločitev, ki jih moramo sprejeti brez popolnega poznavanja dejanskega stanja naključnih dogodkov. V našem primeru te odločitve v uri  $t$  pomenijo opredelitev: količine proizvodnje  $P_G$  proizvodne enote  $i$ ; količine proizvodnje iz OVE  $P_{OVE}$  skupine enot  $ove$ ; odjema električne energije  $P_D$  skupine odjemalcev  $j$ ; rezervacijo pozitivne  $R_G^{SRu}$  in negativne  $R_G^{SRd}$  sekundarne rezerve ter minutne  $R_G^{TRq}$  in urne  $R_G^{TRs}$  terciarne rezerve proizvodne enote  $i$ ; ter rezervacijo pozitivne  $R_D^{SRu}$  in negativne  $R_D^{SRd}$  sekundarne rezerve ter urne  $R_D^{TRs}$  terciarne rezerve skupine odjemalcev  $j$ .

$NT$  pomeni skupno število ur optimizacije,  $NG$  skupno število proizvodnih enot,  $NOVE$  skupno število skupin enot OVE in  $ND$  skupno število skupin odjemalcev. V ciljni funkciji je prva stopnja optimizacije sestavljena iz:

- cenovnih krivulj za prodajo električne energije tako za proizvodnje enote  $C_G(P_G)$ , kot tudi skupine enot OVE  $C_{OVE}(P_{OVE})$ ,
- cenovnih krivulj za nakup električne energije odjemalcev električne energije  $C_D(P_D)$ ,
- cenovnih krivulj za rezervirano moč pozitivne  $C_{RG}^{SRu}(R_G^{SRu})$  in negativne  $C_{RG}^{SRd}(R_G^{SRd})$  sekundarne rezerve pri proizvajalcih,

- cenovnih krivulj za rezervirano moč minute  $C_{RG}^{TRq}(R_G^{TRq})$  in urne  $C_{RG}^{TRs}(R_G^{TRs})$  terciarne rezerve pri proizvajalcih,
- cenovnih krivulj za rezervirano moč pozitivne  $C_{RD}^{SRu}(R_D^{SRu})$  in negativne  $C_{RD}^{SRd}(R_D^{SRd})$  sekundarne rezerve pri odjemalcih,
- cenovnih krivulj za rezervirano moč urne  $C_{RD}^{TRs}(R_D^{TRs})$  terciarne rezerve pri odjemalcih.

Ko so obveznosti na dnevnem trgu električne energije in rezerv izpolnjene, prejmemo popolne informacije o dejanskem stanju naključnih dogodkov v EES, ki so pogojene z verjetnostjo nastopa posameznega scenarija  $p_s$ . V našem primeru so naključni dogodki<sup>4</sup> naključni izpadi proizvodnih enot  $\xi^G$ ; neuspešno aktivacijo sekundarne in terciarne rezerve odjemalcev  $\theta^P$ ; neuspešno aktivacijo terciarne rezerve proizvodnih enot  $\theta^G$ ; napako v napovedi porabe  $\Delta P_D$ ; napako v napovedi proizvodnje iz OVE  $\Delta P_{OVE}$  ter čas trajanja aktivacije sekundarnih  $\Delta \tau^{SR}$  in terciarnih  $\Delta \tau^{TR}$  rezerv v EES. Na drugi stopnji imamo niz odločitev za vzdrževanje zanesljivega obratovanja EES. V našem primeru pa pomenijo pričakovano energijo proizvodne enote  $i$ , v scenariju  $s$  in v uri  $t$ , porabljeno za zagotavljanje pozitivne  $r_G^{SRu}$  in negativne  $r_G^{SRd}$  sekundarne rezerve ter minutne  $r_G^{TRq}$  in urne  $r_G^{TRs}$  terciarne rezerve; pričakovano porabljeno energijo skupine odjemalcev  $j$  za zagotavljanje pozitivne  $r_D^{SRu}$  in negativne  $r_D^{SRd}$  sekundarne rezerve ter urne  $r_D^{TRs}$  terciarne rezerve in količino neprostovoljno zmanjšanje moči porabe  $LC$  skupine odjemalcev  $j$ , v scenariju  $s$  in v uri  $t$ . V ciljni funkciji je druga stopnja optimizacije sestavljena iz:

- cenovnih krivulj za porabljeno energijo pri zagotavljanju pozitivne  $C_{RG}^{SRu}(r_G^{SRu})$  in negativne  $C_{RG}^{SRd}(r_G^{SRd})$  sekundarne rezerve pri proizvajalcih,
- cenovnih krivulj za porabljeno energijo pri zagotavljanju minute  $C_{RG}^{TRq}(r_G^{TRq})$  in urne  $C_{RG}^{TRs}(r_G^{TRs})$  terciarne rezerve pri proizvajalcih,
- cenovnih krivulj za porabljeno energijo pri zagotavljanju pozitivne  $C_{RD}^{SRu}(r_D^{SRu})$  in negativne  $C_{RD}^{SRd}(r_D^{SRd})$  sekundarne rezerve pri odjemalcih,
- cenovnih krivulj za porabljeno energijo pri zagotavljanju urne  $C_{RD}^{TRs}(r_D^{TRs})$  terciarne rezerve pri odjemalcih in
- stroškov neprostovoljnega zmanjšanje moči porabe  $LC$  v vseh scenarijih.

Omejitve v optimizacijskem modelu, ki se nanašajo na prvo stopnjo optimizacije, ne vsebujejo negotovosti. Te omejitve so prikazane v enačbah (13) – (35) in pomenijo:

- ravnovesje med skupno proizvodnjo in celotnim odjemom

$$\sum_{i=1}^{NG} P_{G_{i,t}} + \sum_{ove=1}^{NOVE} P_{OVE_{ove,t}} = \sum_{j=1}^{ND} P_{D_{j,t}}, \quad t=1, \dots, NT \quad (13)$$

- tehnične omejitve proizvodnih enot

$$P_{G_{i,t}} = u_{i,t} \cdot (P_{G_{i,t}}^{\min} + \sum_{e=1}^{NE_{G_i}} P_{G_{i,t}}^e), \quad i=1, \dots, NG, \quad t=1, \dots, NT \quad (14)$$

$$0 \leq P_{G_{i,t}}^e \leq P_{G_{i,t}}^{e, \max}, \quad i=1, \dots, NG, \quad t=1, \dots, NT, \quad e=1, \dots, NE_G \quad (15)$$

$$0 \leq P_{OVE_{ove,t}} \leq P_{OVE_{ove,t}}^{\max}, \quad ove=1, \dots, NOVE \quad (16)$$

$$0 \leq R_{G_{i,t}}^{SRu} \leq u_{i,t} \cdot (P_{G_{i,t}}^{\max} - P_{G_{i,t}}), \quad i=1, \dots, NG, \quad t=1, \dots, NT \quad (17)$$

$$0 \leq R_{G_{i,t}}^{SRd} \leq u_{i,t} \cdot (P_{G_{i,t}} - P_{G_{i,t}}^{\min}), \quad i=1, \dots, NG, \quad t=1, \dots, NT \quad (18)$$

$$0 \leq R_{G_{i,t}}^{TRq} \leq (1 - u_{i,t}) \cdot P_{G_{i,t}}^{\max}, \quad i=1, \dots, NG, \quad t=1, \dots, NT \quad (19)$$

$$0 \leq R_{G_{i,t}}^{TRs} \leq (1 - u_{i,t}) \cdot P_{G_{i,t}}^{\max}, \quad i=1, \dots, NG, \quad t=1, \dots, NT \quad (20)$$

- tehnične omejitve skupin odjemalcev

$$P_{D_{j,t}}^{\min} \leq P_{D_{j,t}} \leq P_{D_{j,t}}^{\max}, \quad j=1, \dots, ND, \quad t=1, \dots, NT \quad (21)$$

$$0 \leq R_{D_{j,t}}^{SRu} \leq P_{D_{j,t}} - P_{D_{j,t}}^{\min}, \quad j=1, \dots, ND, \quad t=1, \dots, NT \quad (22)$$

$$0 \leq R_{D_{j,t}}^{SRd} \leq P_{D_{j,t}}^{\max} - P_{D_{j,t}}, \quad j=1, \dots, ND, \quad t=1, \dots, NT \quad (23)$$

$$0 \leq R_{D_{j,t}}^{TRs} \leq P_{D_{j,t}} - P_{D_{j,t}}^{\min}, \quad j=1, \dots, ND, \quad t=1, \dots, NT \quad (24)$$

- časovne omejitve sekundarne in terciarne rezerve

$$R_{G_{i,t}}^{SRu} \leq RU_{G_i} \times \tau_{15}, \quad i=1, \dots, NG, \quad t=1, \dots, NT \quad (25)$$

$$R_{G_{i,t}}^{SRd} \leq RD_{G_i} \times \tau_{15}, \quad i=1, \dots, NG, \quad t=1, \dots, NT \quad (26)$$

$$R_{G_{i,t}}^{TRq} \leq RU_{G_i} \times \tau_{15}, \quad i=1, \dots, NG, \quad t=1, \dots, NT \quad (27)$$

$$R_{D_{j,t}}^{SRu} \leq RD_{D_j} \times \tau_{15}, \quad j=1, \dots, ND, \quad t=1, \dots, NT \quad (28)$$

$$R_{D_{j,t}}^{SRd} \leq RU_{D_j} \times \tau_{15}, \quad j=1, \dots, ND, \quad t=1, \dots, NT \quad (29)$$

$$R_{G_{i,t}}^{TRs} \leq RU_{G_i} \times \tau_{30}, \quad i=1, \dots, NG, \quad t=1, \dots, NT \quad (30)$$

$$R_{D_{j,t}}^{TRs} \leq RU_{D_j} \times \tau_{30}, \quad j=1, \dots, ND, \quad t=1, \dots, NT \quad (31)$$

- zmožnost povečanja in zmanjšanja proizvodnje

$$P_{G_{i,t}} - P_{G_{i,(t-1)}} \leq u_{i,(t-1)} \cdot RU_{G_i} + (1 - u_{i,(t-1)}) \cdot P_{G_i}^{\min}, \quad (32)$$

$$i=1, \dots, NG, \quad t=1, \dots, NT$$

$$P_{G_{i,(t-1)}} - P_{G_{i,t}} \leq u_{i,t} \cdot RD_{G_i} + (1 - u_{i,t}) \cdot P_{G_i}^{\min}, \quad (33)$$

$$i=1, \dots, NG, \quad t=1, \dots, NT$$

- največjo količino energije, ki jo lahko skupina odjemalcev v določenem časovnem obdobju nameni zagotavljanju pozitivnih in negativnih rezerv

$$\sum_{t=1}^{NT} (R_{D_{j,t}}^{SRu} + R_{D_{j,t}}^{TRs}) \leq W_{\max^+ j}, \quad j=1, \dots, ND \quad (34)$$

$$\sum_{t=1}^{NT} R_{D_{j,t}}^{SRd} \leq W_{\max^- j}, \quad j=1, \dots, ND \quad (35)$$

<sup>4</sup> Pri tem upoštevamo, da se parametri naključnih dogodkov določijo iz preteklih podatkov, ki so znani SO ali drugi neodvisni agenciji za spremljanje obratovanja EES.

Druge omejitve v optimizacijskem modelu se nanašajo na drugo stopnjo optimizacije in morajo biti izpolnjene za vsako izvedbo scenarijev obratovanja EES. Te omejitve pomenijo:

- ravnovesje med proizvodnjo in odjemom v scenariju

$$\left[ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{NG} [\xi_{i,s,t}^G \cdot (P_{G_{i,s,t}} + r_{G_{i,s,t}}^{SRu} - r_{G_{i,s,t}}^{SRd}) + \theta_{i,s,t}^G \cdot r_{G_{i,s,t}}^{TRq}] + \\ \sum_{j=1}^{ND} [\theta_{j,s,t}^D \cdot (r_{D_{j,s,t}}^{SRu} - r_{D_{j,s,t}}^{SRd}) - P_{DD_{j,s,t}} + \Delta P_{D_{j,s,t}} + \Delta P_{W_{w,s,t}}] + \\ LC_{s,t} \end{array} \right] \cdot \Delta \tau_{s,t}^{SR} = 0 \quad (36)$$

$s=1,\dots,NS, t=1,\dots,NT$

- vpliv povratnega energetskega učinka, to je povečanje odjema v naslednjih urah zaradi zagotavljanja rezerv delovnih moči in s tem zmanjšanje odjema v prejšnjih urah

$$P_{DD_{j,s,t}} = P_{ref_{j,s,t}} + PS_{Dj} \cdot \sum_{k=1}^{DP} r_{D_{j,s,t}(t-k)}^{SRu},$$

$$j = 1, \dots, ND, s = 1, \dots, NS, t = 1, \dots, NT \quad (37)$$

- zahtevano količino terciarnih rezerv v scenariju

$$\left[ \sum_{i=1}^{NG} r_{G_{i,s,t}}^{SRu} + \sum_{j=1}^{ND} r_{D_{j,s,t}}^{SRu} = \sum_{i=1}^{NG} (r_{G_{i,s,t}}^{TRq} + r_{G_{i,s,t}}^{TRs}) + \sum_{j=1}^{ND} r_{D_{j,s,t}}^{TRs} \right] \cdot \Delta \tau_{s,t}^{TR} = 0,$$

$$s = 1, \dots, NS, t = 1, \dots, NT \quad (38)$$

- omejitve uporabljenih rezerv v scenariju

$$0 \leq r_{G_{i,s,t}}^{SRu} \leq \xi_{i,s,t}^G \cdot R_{G_{i,t}}^{SRu}, i = 1, \dots, NG, s = 1, \dots, NS, t = 1, \dots, NT \quad (39)$$

$$0 \leq r_{G_{i,s,t}}^{SRd} \leq \xi_{i,s,t}^G \cdot R_{G_{i,t}}^{SRd}, i = 1, \dots, NG, s = 1, \dots, NS, t = 1, \dots, NT \quad (40)$$

$$0 \leq r_{G_{i,s,t}}^{TRq} \leq \theta_{i,s,t}^G \cdot R_{G_{i,t}}^{TRq}, i = 1, \dots, NG, s = 1, \dots, NS, t = 1, \dots, NT \quad (41)$$

$$0 \leq r_{G_{i,s,t}}^{TRs} \leq \theta_{i,s,t}^G \cdot R_{G_{i,t}}^{TRs}, i = 1, \dots, NG, s = 1, \dots, NS, t = 1, \dots, NT \quad (42)$$

$$0 \leq r_{D_{j,s,t}}^{SRu} \leq \theta_{j,s,t}^D \cdot R_{D_{j,t}}^{SRu}, j = 1, \dots, ND, s = 1, \dots, NS, t = 1, \dots, NT \quad (43)$$

$$0 \leq r_{D_{j,s,t}}^{SRd} \leq \theta_{j,s,t}^D \cdot R_{D_{j,t}}^{SRd}, j = 1, \dots, ND, s = 1, \dots, NS, t = 1, \dots, NT \quad (44)$$

$$0 \leq r_{D_{j,s,t}}^{TRs} \leq \theta_{j,s,t}^D \cdot R_{D_{j,t}}^{TRs}, j = 1, \dots, ND, s = 1, \dots, NS, t = 1, \dots, NT \quad (45)$$

- količino neprostovoljno zmanjšane moči porabe

$$0 \leq LC_{j,s,t} \leq P_{DD_{j,s,t}} + \Delta P_{D_{j,s,t}}, j = 1, \dots, ND, s = 1, \dots, NS, t = 1, \dots, NT \quad (46)$$

Zaradi preglednosti rezultatov v optimizacijskem modelu nismo upoštevali omejitve prenosnega omrežja in izgub v prenosnem omrežju. Takšna poenostavitev vpliva le na podrobnejši seznam omejitev, ne pa na model kot celoto [35].

Rezultat algoritma je vozni red proizvodnje in porabe električne energije ter rezervacije sekundarnih in terciarnih rezerv v posamezni uri za en dan vnaprej. Rešitev predlaganega modela bo okrepila pričakovano socialno blaginjo in minimizirala predvidene stroške zagotavljanja zanesljivosti v EES. S tem zagotovimo

ekonomsko učinkovitejše obratovanje EES ob upoštevanju kriterija zanesljivega obratovanja EES.

### 3.2 Generiranje scenarijev

Namen stohastičnega modeliranja trga električne energije in rezerv je zajeti mogoče scenarije negotovosti, tako na strani proizvodnje kot na strani odjema električne energije. Nato želimo s pomočjo optimizacijskega modela za vsak posamezni scenarij izbrati najprimernejšo kombinacijo rešitev. Kombinacija rešitev pomeni optimalno stohastično rešitev modela. Prvi korak stohastičnega modeliranja je generiranje scenarijev negotovosti obratovanja EES. Za modeliranje posameznih scenarijev je najpogosteje uporabljena metoda Monte Carlo [36]. Prednost te metode je, da je število vzorcev, zahtevano za določeno stopnjo natančnosti, neodvisno od velikosti sistema, zato je primerna tudi za velike EES [37]. Negotovosti, ki smo jih pri tem obravnavali, so:

- naključni izpad proizvodnih enot  $\xi^G$ ,
- neuspešna aktivacija terciarne rezerve proizvodnih enot  $\theta^G$ ,
- napaka napovedi porabe  $\Delta P_D$ ,
- neuspešna aktivacija rezerve odjema  $\theta^D$ ,
- napaka napovedi proizvodnje iz OVE  $\Delta P_{OVE}$ ,
- čas trajanja aktivacije sekundarnih  $\Delta \tau^{SR}$  in terciarnih  $\Delta \tau^{TR}$  rezerv v EES.

Obravnavane negotovosti so med seboj neodvisne, zato smo posamezni scenarij tveganja lahko generirali kot množico vseh modeliranih negotovosti. Z upoštevanjem zgoraj naštetih negotovosti smo za 24 ur tako generirali 10.000 scenarijev tveganja obratovanja EES z verjetnostjo nastopa posameznega scenarija  $p_s$ .

### 3.3 Zmanjševanje števila scenarijev

Ena največjih pomanjkljivosti stohastičnega modeliranja trga električne energije in rezerv je veliko število scenarijev, ki so potrebni za realistično predstavitev vseh mogočih obratovalnih stanj EES. Rešitve zaradi omejene zmogljivosti računalnikov torej ni mogoče izračunati v razumnem času, zato je treba zmanjšati število scenarijev, da bi problem postal obvladljiv. Zmanjšanja pa ni mogoče izvesti kar na slepo, temveč moramo začetni nabor scenarijev s pomočjo metod za zmanjševanje števila scenarijev preslikati v reprezentativni nabor scenarijev.

Metode zmanjševanja scenarijev temeljijo na dejstvu, da je verjetnostna porazdelitev združenih scenarijev še vedno dovolj podobna prvotni verjetnostni porazdelitvi scenarijev [38]. Za zmanjševanje števila scenarijev smo uporabili metodo od konca proti začetku (angl. *Backward Reduction Algorithm*), ki je podrobneje opisana v [38].

Algoritem zmanjševanja števila scenarijev se izvaja iterativno. To pomeni, da izbrše en scenarij v vsakem koraku in izračuna verjetnost združenega scenarija, vse dokler ne ostane zgolj vnaprej določeno število scenarijev. V našem primeru je končno število scenarijev enako 10.

### 3.4 Izračun pričakovanih stroškov in koristi

Koristi in stroški so bistvenega pomena pri odločanju odjemalcev za zagotavljanje rezerv. Pričakovana korist  $EB_D^R$ , ki jo ima skupina odjemalcev  $j$  v uri  $t$  z zagotavljanjem rezerv, se izračuna kot

$$EB_{D,j,t}^R = \sum_{s=1}^{NS} p_s \cdot \sum_{j=1}^{ND} ((S_{D,j,t}^{\text{potem}} - S_{D,j,t}^{\text{prej}}) + (\Pi_{D,j,t}^{\text{SRu}} + \Pi_{D,j,t}^{\text{SRd}} + \Pi_{D,j,t}^{\text{TRs}})), \quad (47)$$

kjer je  $p_s$  verjetnost scenarija  $s$ ,  $S_D^{\text{potem}}$  neto finančni presežek skupine odjemalcev  $j$  v uri  $t$ , ki ga ima skupina odjemalcev, ko spremeni svoj odjem zaradi zagotavljanja rezerv,  $S_D^{\text{prej}}$  pa je neto finančni presežek skupine odjemalcev  $j$  v uri  $t$ , ki bi ga imela skupina odjemalcev, če ne bi spremenila svojega odjema zaradi zagotavljanja rezerv. Neto finančna presežka se izračunata

$$\text{takole: } S_{D,j,t}^{\text{potem}} = \int_0^{P_{D,j,t}} \left( \frac{\lambda_{\text{ref},j}}{P_{\text{ref},j}} \cdot (P_{D,j,t} + \Delta r)^{1/\epsilon_j} \right) dP_D - \lambda_{E,t} \cdot P_{D,j,t} = (48)$$

$$\frac{\lambda_{\text{ref},j}}{P_{\text{ref},j}} \cdot \frac{(P_{D,j,t} + \Delta r)^{1/\epsilon_j}}{2} - \lambda_{E,t} \cdot P_{D,j,t}$$

$$S_{D,j,t}^{\text{prej}} = \int_0^{P_{D,j,t}} \left( \frac{\lambda_{\text{ref},j}}{P_{\text{ref},j}} \cdot P_{D,j,t}^{1/\epsilon_j} \right) dP_D - \lambda_{E,t} \cdot P_{D,j,t} = (49)$$

$$\frac{\lambda_{\text{ref},j}}{P_{\text{ref},j}} \cdot \frac{(P_{D,j,t}^{1/\epsilon_j})^2}{2} - \lambda_{E,t} \cdot P_{D,j,t}$$

$\Delta r$  je sprememba odjema skupine odjemalcev  $j$  v uri  $t$  zaradi zagotavljanja rezerv,  $P_D$  količina odjema električne energije skupine odjemalcev  $j$  v uri  $t$ ,  $P_{\text{ref}}$  napovedani odjem skupine odjemalcev  $j$  v uri  $t$ ,  $\lambda_{\text{ref}}$  pa je referenčna cena skupine odjemalcev  $j$ .  $\lambda_{E,t}$  je tržna cena električne energije v uri  $t$ .

V enačbi (47) so  $\Pi_D^{\text{SRu}}$ ,  $\Pi_D^{\text{SRd}}$  in  $\Pi_D^{\text{TRs}}$  prihodki, ki jih odjemalec  $j$  prejme v uri  $t$  za rezervacijo in uporabo pozitivnih in negativnih sekundarnih rezerv ter urnih terciarnih rezerv, odvisni pa so od tega, ali so bile rezerve dejansko uporabljene ali ne. Izračunajo se kot:

$$\Pi_{D,j,t}^{\text{SRu}} = \begin{cases} R_{D,j,t}^{\text{SRu}} \cdot \lambda_{\text{SR},t}, & \text{če } r_{D,j,s,t}^{\text{SRu}} = 0 \\ r_{D,j,s,t}^{\text{SRu}} \cdot c_{rD,j,t}^{\text{SRu}}, & \text{če } r_{D,j,s,t}^{\text{SRu}} \neq 0 \end{cases}$$

$$\Pi_{D,j,t}^{\text{SRd}} = \begin{cases} R_{D,j,t}^{\text{SRd}} \cdot \lambda_{\text{SR},t}, & \text{če } r_{D,j,s,t}^{\text{SRd}} = 0 \\ r_{D,j,s,t}^{\text{SRd}} \cdot c_{rD,j,t}^{\text{SRd}}, & \text{če } r_{D,j,s,t}^{\text{SRd}} \neq 0 \end{cases} \quad (50)$$

$$\Pi_{D,j,t}^{\text{TRs}} = \begin{cases} R_{D,j,t}^{\text{TRs}} \cdot \lambda_{\text{TR},t}, & \text{če } r_{D,j,s,t}^{\text{TRs}} = 0 \\ r_{D,j,s,t}^{\text{TRs}} \cdot c_{rD,j,t}^{\text{TRs}}, & \text{če } r_{D,j,s,t}^{\text{TRs}} \neq 0 \end{cases}$$

Pri tem so  $R_D^{\text{SRu}}$  rezervacija pozitivne in  $R_D^{\text{SRd}}$  negativne sekundarne rezerve ter  $R_D^{\text{TRs}}$  urne terciarne rezerve skupine odjemalcev  $j$  v uri  $t$ ;  $r_D^{\text{SRu}}$  je pričakovana porabljena energija za zagotavljanje pozitivne in  $r_D^{\text{SRd}}$  negativne sekundarne rezerve ter  $r_D^{\text{TRs}}$  urne terciarne rezerve skupine odjemalcev  $j$  v scenariju  $s$ ;  $c_{RD}^{\text{SRu}}$  je ponudbena cenovna krivulja za pozitivne in  $c_{RD}^{\text{SRd}}$  negativne sekundarne rezerve ter  $c_{RD}^{\text{TRs}}$  urne terciarne rezerve skupine odjemalcev  $j$  v scenariju  $s$ ;  $\lambda_{\text{SR}}$  in  $\lambda_{\text{TR}}$  pa sta tržni ceni sekundarnih in terciarnih rezerv.

Pričakovani stroški  $ESC_D^R$ , ki jih mora skupina odjemalcev  $j$  na koncu plačati prek omrežnine, se izračunajo kot

$$ESC_{D,j,t}^R = \sum_{s=1}^{NS} p_s \cdot \left[ \sum_{j=1}^{ND} (\Pi_{D,j,t}^{\text{SRd}} + \Pi_{D,j,t}^{\text{SRu}} + \Pi_{D,j,t}^{\text{TRs}} + LC_{j,s,t} \cdot VOLL_{j,t}) + \sum_{i=1}^{NG} (\Pi_{G,i,t}^{\text{SRd}} + \Pi_{G,i,t}^{\text{SRu}} + \Pi_{G,i,t}^{\text{TRq}} + \Pi_{G,i,t}^{\text{TRs}}) \right] \quad (51)$$

$\Pi_G^{\text{SRu}}$ ,  $\Pi_G^{\text{SRd}}$ ,  $\Pi_G^{\text{TRq}}$  in  $\Pi_G^{\text{TRs}}$  so prihodki, ki jih prejme proizvodna enota  $i$  v uri  $t$  za rezervacijo in uporabo pozitivnih in negativnih sekundarnih rezerv ter minutnih in urnih terciarnih rezerv, odvisni pa so od tega, ali so bile rezerve dejansko uporabljene ali ne. Izračunajo se kot:

$$\Pi_{G,j,t}^{\text{SRu}} = \begin{cases} R_{G,j,t}^{\text{SRu}} \cdot \lambda_{\text{SR},t}, & \text{če } r_{G,j,s,t}^{\text{SRu}} = 0 \\ r_{G,j,s,t}^{\text{SRu}} \cdot c_{rG,j,t}^{\text{SRu}}, & \text{če } r_{G,j,s,t}^{\text{SRu}} \neq 0 \end{cases}$$

$$\Pi_{G,j,t}^{\text{SRd}} = \begin{cases} R_{G,j,t}^{\text{SRd}} \cdot \lambda_{\text{SR},t}, & \text{če } r_{G,j,s,t}^{\text{SRd}} = 0 \\ r_{G,j,s,t}^{\text{SRd}} \cdot c_{rG,j,t}^{\text{SRd}}, & \text{če } r_{G,j,s,t}^{\text{SRd}} \neq 0 \end{cases} \quad (52),$$

$$\Pi_{G,i,t}^{\text{TRq}} = \begin{cases} R_{G,i,t}^{\text{TRq}} \cdot \lambda_{\text{TR},t}, & \text{če } r_{G,i,s,t}^{\text{TRq}} = 0 \\ r_{G,i,s,t}^{\text{TRq}} \cdot c_{rG,i,t}^{\text{TRq}}, & \text{če } r_{G,i,s,t}^{\text{TRq}} \neq 0 \end{cases}$$

$$\Pi_{G,j,t}^{\text{TRs}} = \begin{cases} R_{G,j,t}^{\text{TRs}} \cdot \lambda_{\text{TR},t}, & \text{če } r_{G,j,s,t}^{\text{TRs}} = 0 \\ r_{G,j,s,t}^{\text{TRs}} \cdot c_{rG,j,t}^{\text{TRs}}, & \text{če } r_{G,j,s,t}^{\text{TRs}} \neq 0 \end{cases}$$



kjer so je  $R_G^{SRu}$  rezervacija pozitivne in  $R_G^{SRd}$  negativne sekundarne rezerve ter  $R_G^{TRq}$  minutne in  $R_G^{Tqs}$  urne terciarne rezerve proizvodne enote  $i$ , v uri  $t$ .  $r_G^{SRu}$  pomeni pričakovano porabljeno energijo za zagotavljanje pozitivne  $r_G^{SRu}$  in negativne  $r_G^{SRd}$ , sekundarne rezerve ter  $r_G^{TRq}$  in  $r_G^{TRs}$  urne terciarne rezerve proizvodne enote  $i$ , v scenariju  $s$  in v uri  $t$ .  $c_{RG}^{SRu}$  je ponudbena cenovna krivulja za pozitivne in  $c_{RG}^{SRd}$  negativne sekundarne rezerve ter  $c_{RG}^{TRq}$  minutne in  $c_{RG}^{TRs}$  urne terciarne rezerve proizvodne enote  $i$ , v scenariju  $s$  in v uri  $t$ .  $\Pi_D^{SRd}$ ,  $\Pi_D^{SRu}$  in  $\Pi_D^{TRs}$  se izračunajo, kot je prikazano v enačbi (50).

#### 4 SKLEP

V članku smo predstavili model zagotavljanja rezerv pri odjemalcih električne energije. Predlagani model je agregatorju, dobavitelju ali večjim industrijskim odjemalcem lahko v pomoč pri določanju optimalne strategije sodelovanja na dnevnem trgu električne energije in rezerv. Zasnovo modela lahko ločimo na dva dela: v prvem je opisan optimizacijski algoritem, ki pomeni dnevni trg električne energije in rezerv, v drugem pa se osredinimo na modeliranje vhodnih parametrov optimizacijskega algoritma. Pri zagotavljanju rezerv pri odjemalcih smo modelirali tudi povratni energetski učinek, pri katerem lahko odjemalci v določenem času po zagotavljanju rezerv povečajo svojo porabo.

Za modeliranje dnevnega trga električne energije in rezerv smo uporabili linearno dvostopenjsko stohastično optimizacijo. Pri tem se zakup električne energije in rezerv na trgu izvede sočasno. Proizvajalci in odjemalci lahko na trgu na debelo sodelujejo tako, da oddajo svoje ponudbe za prodajo ter nakup električne energije in rezerv organizatorju trga. Dvostopenjsko stohastično optimizacijo smo izbrali iz naslednjih razlogov: v modelu se izračun tržne cene električne energije in rezerv izvaja za en dan vnaprej, ko stanje elektroenergetskega sistema še ni znano. Tako imamo na prvi stopnji niz odločitev, ki jih moramo sprejeti brez popolnega znanja o dejanskem stanju v sistemu, ob realizaciji obveznosti na trgu pa prejmemo popolne informacije o dejanskem stanju ključnih dogodkov v elektroenergetskem sistemu, na podlagi katerih nato izvedemo niz drugostopenjskih odločitev. S takim pristopom minimiziramo stroške proizvodnje električne energije, stroške rezerviranja moči za rezerve ter pričakovane stroške porabljene energije za zagotavljanje stalnega ravnovesja med proizvodnjo in odjemom. Pri modeliranju ključnih dogodkov v sistemu smo uporabili metodo Monte Carlo simulacije posameznih scenarijev in že uveljavljene metode zmanjševanja števila scenarijev.

Bistveni del pri predlagani zasnovi zagotavljanja rezerv pri odjemalcih električne energije je oblikovanje ponudbene cenovne krivulje rezerv. V disertaciji smo podali podrobno metodo določanja ponudbene krivulje odjemalcev za zagotavljanje rezerv. Pri zagotavljanju

rezerv imajo odjemalci določene stroške, ki jih je treba kompenzirati, zato jih moramo upoštevati pri modeliranju ponudbene cenovne krivulje rezerv. Pri tem smo izhajali iz elastične mejne cenovne krivulje povpraševanja po električni energiji, vendar pa so v nasprotju s povpraševanjem na trgu električne energije odjemalci zdaj obravnavani kot ponudniki rezerv. Zato moramo elastično mejno cenovno krivuljo povpraševanja po električni energiji pretvoriti v ponudbeno cenovno krivuljo rezerv. Poleg tega je značilnost odjemalcev električne energije tudi omejena zmožnost shranjevanja energije, zato se njihova ponujena cena glede na preteklo zmanjšanje električne energije, namenjeno rezervam, spreminja. Ni namreč vseeno, koliko energije je odjemalec že v prejšnjih urah namenil zagotavljanju rezerv. Čim več energije je namenil, tem višja bo njegova cena za porabljeno energijo. To smo pri modeliranju tudi upoštevali. Oblikovanje ponudb proizvajalcev smo modelirali na že uveljavljene načine.

Rezultati delovanja novega modela, ki smo ga preverili na testnem sistemu, so prikazani v članku [39].

#### 5 PRILOGA: LISTA SIMBOLOV

$a, b$	koeficienta linearne enačbe
$c(r)$	cenovna krivulja za porabljeno energijo pri zagotavljanju rezerv
$C(R)$	cenovna krivulja za rezervirano moč za rezervo
$C_D(P_D)$	mejna cenovna krivulja povpraševanja
$C_G(P_G)$	mejna cenovna ponudbena krivulja
$C_{OVE}(P_{OVE})$	mejna cenovna ponudbena krivulja OVE
$D$	oznaka odjema
$DP$	število ur trajanja povratnega energetskega učinka
$e$	odsek pri mejni ponudbeni krivulji
$EB$	pričakovana korist
$ESC$	pričakovani stroški
$G$	oznaka proizvodnje
$H$	konstanta pri izračunu mejne cenovne krivulje povpraševanja
$i$	proizvodna enota
$j$	skupina odjemalcev
$LC$	količina neprostovoljno zmanjšane moči porabe
$ND$	število skupin odjemalcev
$NE_G$	število vseh odsekov
$NG$	število proizvodnih enot
$NOVE$	število elektrarn na OVE
$NS$	število scenarijev
$NT$	število ur
$OVE$	obnovljivi viri energije

$ove$	enota na OVE
$P$	delovna moč
$P_D$	odjem električne energije skupine odjemalcev
$P_{DD}$	dejanski odjem
$P^{e\ max}$	največja moč posameznega odseka
$P_G^n$	preostala proizvodnja nad minimalno močjo glede na toplotne izkoristke
$P^{max}$	največja moč
$P^{min}$	najmanjša moč
$P_{OVE}$	moč proizvodnje iz OVE
$P_{ref}$	napovedan odjem električne energije
$PS$	odstotek velikosti povratnega energetskega učinka
$p_s$	verjetnost scenarija $s$
$r$	aktivirana energija za rezerve
$R$	rezervacija rezerve
$RD$	največje pomanjšanje izhodne moči
$R^{max}$	največja rezerva
$RU$	največje povečanje izhodne moči
$S_D^{potem}$	neto finančni presežek potem, ko skupina odjemalcev spremeni svoj odjem zaradi zagotavljanja rezerv
$S_D^{prej}$	neto finančni presežek skupine odjemalcev, ki bi ga skupina odjemalcev imela, če ne bi spremenila svojega odjema za zagotavljanje rezerv
$SRd$	sekundarna negativna rezerva
$SRu$	sekundarna pozitivna rezerva
$t$	ura
$TRq$	terciarna minutna rezerva
$TRs$	terciarna urna rezerva
$u$	celo število (0 ali 1)
$W$	energija
$W_{ref}$	največja količina energije, ki jo lahko skupina odjemalcev v določenem obdobju nameni za zagotavljanje pozitivnih rezerv
$\Delta P_D$	napaka v napovedi porabe
$\Delta P_{OVE}$	napaka v napovedi proizvodnje iz OVE
$\Delta \tau^{SR}$	čas trajanja aktivacije sekundarne rezerve
$\Delta \tau^{TR}$	čas trajanja aktivacije terciarne rezerve
$\varepsilon$	elastičnost
$\varepsilon^0$	prvotna referenčna cena brez upoštevanja odvisnosti od količine energije
$\theta^D$	neuspešna aktivacija sekundarne in terciarne rezerve skupine odjemalcev
$\theta^G$	neuspešna aktivacija sekundarne in terciarne rezerve proizvodne enote
$\lambda_{ref}^0$	prvotna referenčna cena brez upoštevanja odvisnosti od količine

$\lambda_D$	energije
$\lambda_E$	sprejemljiva cena električne energije
$\lambda_R$	dosežena cena električne energije
$\lambda_{ref}$	dosežena cena rezerv
$\xi^G$	referenčna cena
$\Pi$	naključni izpad proizvodne enote
$\tau$	prihodek za rezervacijo in uporabo pozitivnih rezerv
	čas aktivacije rezerv

## LITERATURA

- [1] F. Birol, *World Energy Outlook 2009*. Organization for Economic Cooperation & Devel, 2009.
- [2] R. Doherty and M. O'Malley, "A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 587–595, 2005.
- [3] P. Pelacchi and P. Davide, "The influence of wind generation on power system reliability and the possible use of hydrogen storages," *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 3, pp. 249–255, 2010.
- [4] Ž. Bricman Rejc and M. Čepin, "Estimating the additional operating reserve in power systems with installed renewable energy sources," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 62, pp. 654–664, 2014.
- [5] B. J. Kirby and E. Hirst, "Load as a resource in providing ancillary services," 1999.
- [6] B. J. Kirby, "Spinning reserve from responsive loads," Citeseer, 2003.
- [7] E. Hirst, "Reliability benefits of price-responsive demand," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 22, no. 11, pp. 16–21, Nov. 2002.
- [8] D. S. Kirschen, "Demand-side view of electricity markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 520–527, May 2003.
- [9] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, "A summary of demand response in electricity markets," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 11, pp. 1989–1996, 2008.
- [10] L. Goel, Q. Wu, and P. Wang, "Reliability enhancement of a deregulated power system considering demand response," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006, p. 6.
- [11] L. Goel, Q. Wu, and P. Wang, "Reliability Improvement of Restructured Power Systems with Diversified Demand Side Load Shift," in *Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 2009, pp. 1–8.
- [12] E. Shayesteh, A. Yousefi, and M. Parsa Moghaddam, "A probabilistic risk-based approach for spinning reserve provision using day-ahead demand response program," *Energy*, vol. 35, no. 5, pp. 1908–1915, 2010.
- [13] Y. T. Tan and D. S. Kirschen, "Co-optimization of energy and reserve in electricity markets with demand-side participation in reserve services," in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2007, pp. 1182–1189.
- [14] M. Parvania and M. Fotuhi-Firuzabad, "Demand Response Scheduling by Stochastic SCUC," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 89–98, Jun. 2010.
- [15] J. Wang, N. E. Redondo, and F. D. Galiana, "Demand-side reserve offers in joint energy/reserve electricity markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 4, pp. 1300–1306, 2003.
- [16] B. J. Kirby, "The Role of Demand Resources In Regional Transmission Expansion Planning and Reliable Operations," 2006.
- [17] B. J. Kirby, "Demand Response For Power System Reliability : FAQ," 2006.

- [18] CIGRE Working Group C6.09, "Demand Side Integration," 2011.
- [19] S. H. Lee and C. L. Wilkins, "A practical approach to appliance load control analysis: a water heater case study," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, no. 4, pp. 1007–1013, 1983.
- [20] N. Ruiz, I. Cobelo, and J. Oyarzabal, "A Direct Load Control Model for Virtual Power Plant Management," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 959–966, May 2009.
- [21] C. N. Kurucz, D. Brandt, and S. Sim, "A linear programming model for reducing system peak through customer load control programs," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 4, pp. 1817–1824, 1996.
- [22] A. Papavasiliou and S. S. Oren, "Coupling wind generators with deferrable loads," in *IEEE Energy 2030 Conference*, 2009, no. November, pp. 1–7.
- [23] G. Artač, "Zagotavljanje rezerv delovne moči pri odjemalcih električne energije," Univerza v Ljubljani, 2013.
- [24] F. D. Galiana, F. Bouffard, J. M. Arroyo, and J. F. Restrepo, "Scheduling and pricing of coupled energy and primary, secondary, and tertiary reserves," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 11, pp. 1970–1983, Nov. 2005.
- [25] E. H. Allen and M. D. Ilic, "Reserve markets for power systems reliability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 1, pp. 228–233, 2000.
- [26] G. Artac, D. Flynn, B. Kladnik, M. Hajdinjak, and A. F. Gubina, "The Flexible Demand Influence on the Joint Energy and Reserve Markets," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012.
- [27] G. Artac, B. Kladnik, D. Dovzan, M. Pantos, and A. F. Gubina, "Demand-Side System Reserve Provision in a Stochastic Market Model," *Energy Sources, Part B: Economics, Planning and Policy*, (in Press).
- [28] D. S. Kirschen, G. Strbac, P. Cumperayot, and D. de Paiva Mendes, "Factoring the elasticity of demand in electricity prices," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 2, pp. 612–617, 2002.
- [29] L. S. Belyaev, "Electric Power Industry in the Context of Microeconomics," in *Electricity Market Reforms*, London: Springer, 2011, pp. 31–49.
- [30] P. R. Thimmapuram, J. Kim, A. Botterud, and Y. Nam, "Modeling and simulation of price elasticity of demand using an agent-based model," *2010 Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, pp. 1–8, Jan. 2010.
- [31] J. R. Birge and F. Louveaux, *Introduction to Stochastic Programming*. Springer, 1997.
- [32] PA Consulting Group, "A Co-Optimised Energy - Reserve Market. Frequently Asked Questions," 2003.
- [33] G. Artac, D. Flynn, B. Kladnik, M. Pantos, A. F. Gubina, and R. Golob, "A New Method for Determination of Demand Reserve Offer Price Function," *Electric Power System Research*, vol. 100, pp. 55–64, 2013.
- [34] B. Kladnik, G. Artac, A. F. Gubina, T. Stokelj, and R. Golob, "Demand-Side Participation in System Reserve Provision in a Stochastic Market Model with High Wind Penetration," *Powercon 2012*, pp. 1–6, 2012.
- [35] S. Stoft, *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Wiley-IEEE Press, 2002.
- [36] R. Billinton and W. Li, *Reliability assessment of electric power system using Monte Carlo Methods*. Plenum Press, 1994.
- [37] L. Wu, M. Shahidehpour, and T. Li, "Stochastic security-constrained unit commitment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 2, pp. 800–811, 2007.
- [38] J. Dupacova, N. Growe-Kuska, and W. Romisch, "Scenario Reduction in Stochastic Programming: An Approach Using Probability Metrics," *Mathematical Programming*, vol. A 95, pp. 493–511, 2003.
- [39] G. Artač, B. Kladnik, M. Hajdinjak, R. Golob, and A. F. Gubina, "Zagotavljanje rezerv delovne moči pri odjemalcih električne energije, 2. del – testni sistem," *Journal of*

*Electrical Engineering and Computer Science*, 84 (1-2), pp. 26-30, 2015.

**Gašper Artač** je doktoriral leta 2013 na Fakulteti za elektrotehniko, Univerze v Ljubljani. Med leti 2008 in 2013 je bil mladi raziskovalec iz gospodarstva pri podjetju GEN-I, d.o.o., in v Laboratoriju za energetske strategije na Fakulteti za elektrotehniko. Njegovo področje raziskovanja je obsegalo področje odzivnosti in upravljanje odjema električne energije, stohastično modeliranje trga z električno energijo, učinkovito rabo energije, obnovljive vire energije in ekonomiko v elektroenergetiki. Sedaj je kot tržni analitik zaposlen v podjetju GEN-I, d.o.o..

**Blaž Kladnik** je doktoriral 2013 na Fakulteti za elektrotehniko, Univerze v Ljubljani. V letih 2008 in 2009 je bil kot raziskovalec in asistent zaposlen v Laboratoriju za energetske strategije na Fakulteti za elektrotehniko. Med leti 2010 in 2013 je bil mladi raziskovalec iz gospodarstva v podjetju HSE, d.o.o. in v Laboratoriju za energetske strategije. Njegovo področje raziskovanja je obsegalo modeliranje odzivnosti in upravljanje odjema, agentnega modeliranja trga električne energije, učinkovito rabo energije, obnovljive vire energije in ekonomiko v elektroenergetiki. Kot trgovec s plinom in analitik upravljanja s portfelji je zaposlen v HSE, d.o.o..

**Melita Hajdinjak** je leta 2006 doktorirala s področja elektrotehnike, leta 2012 pa s področja matematike, oboje na Univerzi v Ljubljani. Zaposlena je kot docentka s področja matematike na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Njeno raziskovalno delo sega na področja analize in modeliranja podatkov, matematične logike, inteligentnih informacijskih sistemov in uporabne statistike.

**Robert Golob** je doktoriral leta 1994 na Univerzi v Ljubljani, Fakulteti za elektrotehniko, kjer je od leta 2008 izredni profesor. Kot Fulbrightov štipendist je bil leta 1998 na podoktorskem izpopolnjevanju na Georgia Tech (ZDA). Med letoma 1999 in 2002 je opravljal funkcijo državnega sekretarja za energetiko. Je predsednik uprav podjetja Gen-I d.o.o. Je član strokovnih združenj CIGRE Paris in IEEE.

**Andrej Gubina** je doktoriral l. 2002 na Univerzi v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, kjer je od l.2011 tudi izredni profesor. Leto 2000 je kot Fulbrightov štipendist in gostujoči raziskovalec prebil na MIT, Cambridge, ZDA. Med leti 2002 in 2005 je osnoval in vodil Oddelek upravljanja s tveganji v Sektorju trženja na HSE d.o.o. v Ljubljani. Od marca 2007 je predstojnik Laboratorija za energetske strategije, UL FE. Leta 2008 in 2009 je kot Research Lecturer deloval tudi v Electricity Research Centru, University College Dublin, Irska. Njegovo raziskovalno področje obsega deregulacijo in ekonomiko EES, načrtovanje proizvodnje v pogojih trga z električno energijo, obvladovanje tveganj, gospodarjenje s sredstvi EES-a, ter obnovljive vire električne energije - trženje in regulativo.