

Mehanizmi za zagotavljanje dodatnih proizvodnih zmogljivosti

Tomi Medved¹, Jasmina Bajec Omahen², Miloš Pantoš³, Andrej Gubina⁴

¹*Elektro Energija, d.o.o., Slovenska cesta 58, 1000 Ljubljana, Slovenija*

²*Borzen, d.o.o., Dunajska cesta 156, 1000 Ljubljana, Slovenija*

^{3,4}*Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, Tržaška 25, 1000 Ljubljana, Slovenija*

E-pošta: tomi.medved@elektro-energija.si

Povzetek. S povečanjem deleža obnovljivih virov energije (OVE) v nacionalnih proizvodnih portfeljih so se v zadnjih letih začele težave pri zagotavljanju zadostnosti proizvodnih virov in zanesljivosti dobave električne energije. Prav tako je rastoč delež električne energije iz OVE, spodbujene s subvencijami in prednostnim dispečiranjem, povzročil padec cene električne energije na trgu na debelo. S tem se je dobiček elektrarn na fosilna goriva bistveno zmanjšal in številne termoelektrarne po Evropi bodo zato prisiljene zaustaviti proizvodnjo. Hkrati se je dolgoročno spremenila ekonomičnost investicij v nove termoelektrarne, kar še dodatno negativno vpliva na pričakovano zadostnost EES. Potrebne so nove rešitve, ki bi tudi v prihodnje zagotavljale zadostnost proizvodnih virov in zanesljivo dobavo električne energije. Zadnje čase se kot aktualna rešitev pogosto predlaga uvedba trga z dodatnimi proizvodnimi zmogljivostmi (DPZ). V članku na začetku predstavljamo različne mehanizme za zagotavljanje DPZ, koncepte in modele trgov z dodatnimi zmogljivostmi, njihove prednosti in slabosti ter primere iz prakse. V nadaljevanju povzemamo mnenja različnih institucij EU in tržnih udeležencev ter napotke glede potrebnih korakov in usmeritev pri izbiri najprimernejšega mehanizma trga z dodatnimi zmogljivostmi. V sklepnem delu podajamo svoj pogled na vzpostavitev trga z dodatnimi proizvodnimi zmogljivostmi v Sloveniji.

Ključne besede: trg z električno energijo, trg z dodatnimi zmogljivostmi, OVE

On the Capacity Remuneration Mechanism

The increase in the share of the renewable energy sources in power production has raised the question of stability of the power system operation, especially in terms of loss production. Also, due to subsidies and preferential dispatch, the prices of electricity on the wholesale market have decreased, thus significantly reducing the income of the conventional sources and forcing many plants to terminate their production, effecting and affecting the scope of new investments into power production. Altogether has an important impact on the power supply and calls for new solutions enabling the power system to operate reliably. Lately, the most frequent discussed and positively argued solution is the capacity remuneration mechanism (CRM). The paper first reviews various concepts of the CRM market models, assess their advantages and disadvantages and gives practical examples. It then presents opinions of various EU institutions and market participants, proposes the steps to be taken and discusses the criteria to be considered when choosing the most appropriate CRM market mechanism. The paper ends by analysing the possibilities of using CRM in Slovenia.

1 UVOD

Evropska strategija spodbujanja obnovljivih virov energije (OVE) je v zadnjih nekaj letih prinesla nepričakovano veliko novih elektrarn s spremenljivo in negotovo proizvodnjo, predvsem fotovoltaičnih (PV) panelov in vetrnih elektrarn. V večini držav so se pri spodbujanju OVE odločili za podporni mehanizem v obliki fiksnih zagotovljenih cen odkupa (»feed-in tariffs«) in za prednostno dispečiranje enot OVE. Tako podprte OVE-elektrarne so s trga na debelo izrinile veliko konvencionalnih termoelektrarn z bistveno višjimi obratovalnimi stroški. Zato so termoelektrarne izgubile velik del prihodka, saj se je število njihovih obratovalnih ur močno zmanjšalo. Povečevanje deleža OVE je na nekaterih evropskih trgih na debelo prineslo tudi več kot 50-odstotno znižanje cene električne energije. V Nemčiji prihaja v času majhne porabe in velike proizvodnje OVE celo do negativnih cen, saj je za nekatere termoelektrarne ceneje plačati za obratovanje v času, ko jih sistem ne potrebuje, kot pa elektrarno ustaviti in jo pozneje ponovno zagnati, [1].

Vsa velika energetska podjetja, ki imajo v proizvodnem portfelju pomemben delež termoelektrarn, kot sta npr. E-ON in RWE, se srečujejo z velikimi izgubami in posledično z zapiranjem nedobičkonosnih termoelektrarn. Padec vrednosti 20 največjih evropskih energetskih podjetij je bil od vrhunca leta 2008 pa do

konca leta 2013 več kot 50-odstoten. Enega največjih padcev vrednosti je doživelo podjetje EON, katerega tržna vrednost je od leta 2010 do konca 2013 padla za 75 odstotkov najvišje dosežene vrednosti, [2]. Padec cen električne energije in zmanjšanje finančne moči velikih podjetij vpliva tudi na zmanjšanje investicij v nove proizvodne zmogljivosti. Pri nemškem regulatorju, Zvezni omrežni agenciji DENA, trenutno čaka na obravnavo okoli 50 vlog za zaprtje elektrarne, [3].

Ob povečevanju negotove in spremenljive proizvodnje električne energije iz OVE, zmanjševanju deleža inštalirane moči konvencionalnih virov v proizvodnem parku ter zmanjšanju novih investicij vanje se poraja vprašanje glede zanesljivosti dobave električne energije. Da bi zagotovili zanesljivo dobavo energije in izboljšali razmere za konvencionalne vire, je večina držav EU začela razmišljati o vpeljavi mehanizma za zagotavljanje dodatnih proizvodnih zmogljivosti (DPZ), v obliki trga ali drugih oblik, ki bi obenem omogočal vračanje dolgoročnih investicij v velike proizvodne enote.

2 OBLIKE MEHANIZMOV ZA DPZ

Prvi mehanizmi v obliki trga z dodatnimi proizvodnimi zmogljivostmi so nastali že v osemdesetih letih prejšnjega stoletja v južnoameriških državah, kjer so tako ublažili sezonska nihanja, povezana s hidrologijo. Z razvojem EES so nastajali različni načini zagotavljanja dodatnih zmogljivosti. V nadaljevanju predstavljamo pet najbolj uveljavljenih oblik mehanizmov zagotavljanja DPZ, kjer opisujemo način izvedbe ter njihove prednosti in slabosti.

2.1 Finančna podpora za zagotavljanje DPZ

Najpreprostejša oblika zagotavljanja DPZ je finančna podpora za elektrarne (ang. Capacity payments), ki se zavežejo zagotavljati DPZ. Večinoma so vse vrste proizvodnih enot enako obravnavane, ne glede na tehnologijo. Regulator določi fiksno višino podpore proizvodni enoti glede na moč, ki jo zagotavlja za DPZ, neodvisno od njenega obratovanja.

Prednosti:

- Višina in trajanje subvencij sta vnaprej znana, kar ustvarja stabilnejše okolje za investicije.
- Kontrola nad skupno vsoto izplačil – ta se ustavi ob zadostnih zakupljenih DPZ.
- Preprost in prilagodljiv mehanizem.

Slabosti:

- Nevarnost predimenzioniranja skupnih količin DPZ in zneska podpor, saj jih regulator določa vnaprej in največkrat ne odražajo tržnih razmer.
- Če so subvencije previsoke, lahko to vodi v previsoke investicije v proizvodne zmogljivosti.
- Socializacija stroškov: stroški se večinoma prenesejo na končnega porabnika glede na celotno

porabo in ne glede na konične obremenitve, zaradi katerih se podpora DPZ uvaja.

Podpora za zagotavljanje DPZ je že leta 1997 kot ena prvih držav uvedla Španija, [4]. Imela je kar nekaj strukturnih napak, kot so npr. socializacija stroškov in izplačilo subvencije neodvisno od dejanskega delovanja enote. Prvi popravki so sledili že takoj po prvem letu po uvedbi, mehanizem pa so ves čas prilagajali z novimi popravki ali »krpanjem lukenj«. Večja reforma, ki je odpravila večino pomanjkljivosti, je sledila leta 2007. V njej so odpravili vse večje napake prvotne zasnove mehanizma, popravki pa so bili večinoma usmerjeni v prilagajanje subvencije glede na tržne razmere in v pravičnejše izplačilo po dejanskem prispevku posamezne enote na izboljšanje zanesljivosti dobave. Španija je nato leta 2013 uvedla novo reformo energetskega sektorja, v kateri so glavne spremembe usmerjene v premagovanje problemov pomanjkanja denarja za subvencije OVE in manjše spremembe za področje zagotavljanja DPZ, [5].

Portugalska je svojo zasnovo zagotavljanja DPZ povzela po španskem modelu in jo uvedla leta 2010, a je že v letih 2012 in 2013 zaradi pomanjkanja denarja ustavila izplačila subvencij, [6],[7].

Grčija je v načrtu za zagotavljanje zanesljivosti dobave predvidela mehanizem zagotavljanja DPZ, zasnovan na potrdilih o dodatni zmogljivosti na podoben način, kot so zeleni certifikati in CO₂ kuponi. Tudi tu so predvideli trgovanje s certifikati. Te ideje niso nikoli uresničili, temveč so jo nadomestili s preprosto verzijo podpore za zagotavljanje DPZ, ki je bila prvotno mišljena kot začasna rešitev. Višino podpore določa regulator in se giblje okoli 41.000 €/MW/leto ter se izplača vsem elektrarnam, ne glede na tip proizvodnje, v zameno za neprekinjeno razpoložljivost, [8]. Leta 2013 so predlagali spremembo mehanizma, ki bi razlikoval višino podpore glede na starost elektrarne, njeno tehnologijo, učinkovitost in stopnjo udeležnosti na trgu z električno energijo, [9].

2.2 Avkcija DPZ

V zadnjem času je najpogostejša oblika zagotavljanja DPZ trg z avkcijo zmogljivosti (ang. Capacity auction). Sistemski operater ali regulator določi potrebne DPZ za nekaj let vnaprej. Po navadi lahko na avkciji poleg obstoječih sodelujejo tudi načrtovane elektrarne. Avkcijske pogodbe se tako lahko razlikujejo za obstoječe in načrtovane elektrarne. Obstoječe imajo izplačila v letu dobave, načrtovane elektrarne pa lahko prejemajo izplačila tudi po več let v prihodnosti ter tako prejmejo dodatno spodbudo za investicijo. Dodatne stroške mehanizma krijejo dobavitelji, ki strošek prenesejo na končnega porabnika.

Prednosti:

- Transparentno in tržno oblikovanje cene za zagotavljanje DPZ.
- Zagotovljena zanesljivost dobave in investicij za več let naprej.

Slabosti:

- Tveganje, da ob nizkih cenah na trgu za dan naprej avkcije postanejo glavna spodbuda za nove investicije.
- Zahtevna vpeljava in nenehne potrebe po prilagoditvah.
- Tveganje spremenljivih cen, ki dajejo negativen signal za nove investicije.

To, da je med slabe strani avkcije zapisano, da ob nizkih cenah za dan vnaprej avkcije postanejo glavna spodbuda za nove investicije, je na prvi pogled kontradiktorno s ciljem avkcije, ki je spodbujanje investicij. Avkcije bi res da morale spodbuditi investicije, a vendar ne bi smele biti glavni razlog, saj so mišljene samo kot prehodna pomoč, do vzpostavitve tržnih razmer, ki bi same po sebi bile dovolj ugodne za dolgoročne investicije.

Zadnja leta uvaja avkcijski trg z DPZ tudi Velika Britanija. Julija 2011 je britanska vlada izdala Belo knjigo z načrtom za energetske prihodnosti, ki vsebuje tudi paket predvidenih reform za uresničitev ciljev, [12]. Ena glavnih predvidenih reform je uvedba trga z DPZ. Belo knjigo so decembra 2011 dopolnili z natančnejšimi tehničnimi podatki in načinom izvedbe trga. Glavne tehnične dopolnitve obsegajo:

- Količino potrebnih dodatnih zmogljivosti določi sistemski operater (SO).
- Na avkcijah lahko sodelujejo vsi ponudniki dodatnih zmogljivosti, tudi nove načrtovane enote in ponudniki aktivnega odjema, mogoče bodo le omejitve za nizkoogljične elektrarne.
- Izbrani ponudniki bodo prejeli redna plačila od začetka zagotavljanja DPZ. Če te ne bodo mogli zagotoviti, so predvidene denarne kazni.
- Stroški DPZ bodo razdeljeni med dobavitelje.

Od leta 2012 vsako leto ocenjujejo potrebne DPZ za ohranjanje zanesljivosti dobave energije. Decembra 2014 so na podlagi predhodnih ocen izpeljali prvo avkcijo DPZ za štiri leta, [12]. Pričakujemo lahko, da bodo dobavitelji stroške dodatnih zmogljivosti prenesli na končne porabnike. Kljub temu velja prepričanje, da bo zaradi stabilnejših cen z manj skoki na trgu dolgoročno korist v obdobju 2025–2030 prinesla 15 % nižji strošek energije, kot če ne bi bil uveden trg DPZ.

2.3 Možnost zagotavljanja zanesljivosti

Možnost zagotavljanja zanesljivosti (angl. Reliability option) je mehanizem finančne narave. Deluje na principu nakupne opcije, ki je bolj znana s finančnih trgov. Enote, ki sodelujejo v tej opcijski pogodbi, so

izbrane prek avkcijskega sistema. Če cena na trgu preseže izvršilno ceno opcije (ang. »strike price«), se izbrane enote angažirajo in so na voljo SO-ju kot dodatna proizvodna zmogljivost. Izbrane enote morajo v primeru preboja izvršilne cene vrniti razliko med tržno in izvršilno ceno regulatorju, a jim ta v zameno za to opcijo plača določeno letno premijo. Izvršilna cena je po navadi postavljena malo više od mejnih stroškov najdražje enote v EES.

Prednosti:

- Z opcijo se porabniki zavarujejo pred cenovnimi skoki, proizvajalci pa s tem dobijo stabilna izplačila.
- Spodbuda proizvajalcem za vlaganja v nove elektrarne, namenjene pokrivanju konic.

Slabosti:

- Določitev »optimalne« izvršilne cene je tako rekoč nemogoča in hkrati najpomembnejši del mehanizma. Če je cena postavljena previsoko, bodo proizvajalci oddajali svoje ponudbe samo na trgu in opcija ne bo tržno zanimiva; če pa je izvršilna cena postavljena prenizko, obstaja tveganje, da bo dosežena že ob manjših dvigih cene, ki ne bodo posledica pomanjkanja ponudnikov proizvodnje, temveč drugih razlogov, kot je npr. podražitev goriva.
- Velika možnost izkoriščanja tržne moči na avkciji odprtega tipa.

Avkcija za opcije ali mehanizem zagotavljanja zanesljivosti je bila prvič izpeljana maja 2008 v Kolumbiji. Na avkciji so se pokazale določene napake pri izvedbi in tudi zloraba tržne moči. Decembra 2011 je bila izvedena druga avkcija s spremenjenimi pravili, kjer so ponudniki na javni avkciji prejeli manj informacij, da bi se izognili zlorabi tržne moči, kot se je to zgodilo na prvi avkciji, [10]. Ker tudi spremenjena pravila niso bila dovolj uspešna pri omejevanju zlorabe tržne moči, so po dveh neuspešnih krogih javne avkcije izvedli avkcijo z zaprtimi ponudbami, ki je naposled le uspela.

2.4 Obveza do zakupa DPZ

Eden najnovejših pristopov k reševanju problema DPZ je tako imenovana obveza do zakupa DPZ (ang. Capacity obligation). SO ali regulator posameznemu dobavitelju predpiše količino DPZ, ki jih mora zagotoviti. Količina DPZ SO določi na podlagi dobaviteljevih preteklih obremenitvenih diagramov. Ta obveza se po navadi postavi za več let vnaprej. Mehanizem omogoča dobavitelju, da to obvezo izpolni na več načinov. V Franciji predlagajo tri načine izpolnitve obveze:

- Z nakupom certifikatov proizvajalcev, ki jamčijo razpoložljivost svojih enot v trenutkih, ko jih sistem potrebuje (certifikate enotam izda SO).
- Z dvostranskimi pogodbami.
- Z lastno proizvodnjo ali aktivnim odjemom.

Preverjanje elektrarn, ali res izpolnjujejo pogodbene obveznosti, izvaja SO in proizvajalce, ki ne izpolnjujejo pogodbenih obveznosti, kaznuje. SO prav tako nadzira dobavitelje in jih preverja, ali imajo zakupljene zadostne proizvodne količine, [11].

Prednosti:

- Decentraliziran mehanizem, bolj tržno in manj regulatorno postavljene cene zagotavljanja DPZ.
- Zelo preprost princip – postavitve obveze dobaviteljem, kar regulatorju prinese manjše manipulativne stroške za sistemske storitve.
- Prisili dobavitelje k izravnavi odstopanj od svojih diagramov porabe in k vključevanju aktivnega odjema, saj se količine DPZ določijo na podlagi dobaviteljevih preteklih obremenitvenih diagramov.

Slabosti:

- Portfelj in posledično tudi profil odjema dobavitelja se skozi čas spreminjata z menjavo odjemalcev. Dolgoročna obveza zakupljenih količin je tako lahko prevelika ali premajhna.
- Ni stabilnega signala za nove investicije. Tako količina kot tudi cena se zelo spreminjata z vsakim novim ciklom določanja obveze zakupa.
- Novi dobavitelji, ki šele vstopajo na trg, morajo zagotoviti določen obseg DPZ, preden imajo izdelan svoj porabniški portfelj.
- Slaba likvidnost in transparentnost pri oblikovanju cen, kar lahko vodi v izkoriščanje tržne moči.
- Dodatno delo s preverjanjem izpopolnjevanja obvez, ki lahko postane zelo kompleksno.
- Otežen vstop novih dobaviteljev na trg, saj se pojavi vprašanje določitve potrebne količine za njihov portfelj.

V Franciji so že zakonsko sprejeli mehanizem obveze do zakupa, ki naj bi začel delovati z novembrom 2011. Količine DPZ bo določil SO, metoda izračuna pa bo temeljila na zadostitvi standarda zanesljivosti dobave, ki predpisuje vrednost kazalnika LOLE (*ang. Loss of Load Expectation*) največ tri ure na leto. Potreba po DPZ se v Franciji izrazito pokaže pozimi, ko padec temperature za 1 stopinjo Celzija sproži povečanje porabe za 2400 MW. Glavni razlog za tako povečanje je, da se v Franciji veliko gospodinjstev ogreva na električno energijo, [11].

Francozi z obvezo do zakupa vidijo najboljši način, kako končne uporabnike pripraviti do aktivnega sodelovanja ali kako povečati aktivni odjem. Z obvezo dobavitelju in dodatnim stroškom DPZ, ki ga bo prenesel na končne odjemalce, se poveča motivacija za aktivno sodelovanje odjemalcev. Če mehanizem ne bo

dal zadostnih rezultatov ali DPZ, ki bi ohranjala zanesljivost dobave, imajo Francozi rezervni načrt, ki predvideva izbor z natečajem za DPZ, [16].

2.5 Izbor z natečajem

Pri izboru z natečajem (*ang. Tender for targeted resource*) regulator za več let vnaprej določi količino potrebnih DPZ glede na napovedi porabe in ponudbe energije na trgu, [18]. Za to količino objavi javni razpis, ki lahko vsebuje tudi druge zahteve, kot npr. čas zagona. Enota, izbrana na natečaju, prejme finančno spodbudo in po navadi ne sodeluje več na trgu. SO ima to enoto tako vedno na voljo in jo izkoristi po potrebi. Čeprav je ta proizvodna zmogljivost načeloma izvzeta iz trga, je popačenje minimalno, ker gre za enote z visokimi mejnimi stroški, ki v normalnih razmerah ne vplivajo na trg in se jih navadno izrabi le ob pomanjkanju energije za pokrivanje konic.

Prednosti:

- Mehanizem je preprost za vpeljavo in izvajanje.
- Minimalno vpliva na trg.
- Mehanizem je posebej primeren za ohranjanje obstoječih enot za njihovo uporabo v izjemnih razmerah.

Slabosti:

- Mehanizem ne odpravlja problema cenovnih konic in »izgubljenega denarja«, ki ga konvencionalni viri rabijo za ekonomično poslovanje
- Spremenljiva tržna cena je še vedno glavno gonilo za naložbe in ker ni zanesljivosti, posledično tudi ni investicij.
- Ob previsoki podpori enote nehalo sodelovati na trgu, ker je bolj dobičkonosno delovati kot rezervna enota.

Mehanizem izbora z natečajem so Švedi uporabili že leta 2003, predvsem zaradi velike temperaturne odvisnosti odjema in zelo nihajoče proizvodnje hidroelektrarn. Dodaten razlog je tudi ta, da so po odprtju trga proizvajalci začeli zapirati svoje termoelektrarne na nafto. Prvo obdobje izvajanja mehanizma je bilo od leta 2003 do leta 2008, nato je bilo izvajanje podaljšano za obdobje od 2009. do 2020. leta. V prvem obdobju izbrane enote niso smele sodelovati na trgu, z letom 2009 pa so to dovolili pod posebnimi pogoji:

- Ponudba elektrarne se lahko vključi na trg v skrajnem primeru, ko po izrabi vseh komercialnih ponudb še vedno ni pokrita vsa poraba.
- Proizvajalec lahko da ponudbo po ceni +0,1 €/MWh nad ceno zadnjega sprejetega ponudnika. To pravilo ni idealno, saj v času pomanjkanja ponudb že majhne zmogljivosti lahko povzročijo velik skok v ceni.

Švedi načrtujejo postopno zmanjšanje količin, ki jih zakupijo z mehanizmom, tako da bi ga lahko do konca leta 2020 normalno opustili in v prihodnje imeli izključno trg z električno energijo.

Podoben sistem imajo tudi Finci, ki imajo v nasprotju s Švedi dveletne pogodbe za zagotavljanje dodatne zmogljivosti.

3 STALIŠČA RAZLIČNIH TRŽNIH UDELEŽENCEV

Trg z DPZ je postal pomembna tema v EU zaradi več razlogov, med katerimi sta glavna povečevanje deleža OVE v sestavi proizvodnih virov EU in skrb, da obstoječa zasnova trga dolgoročno sama ne bo zmogla zagotoviti zadostnih proizvodnih virov, [8]. Poleg uvedbe različnih mehanizmov za zagotavljanje DPZ v Italiji, Grčiji, Irski, Veliki Britaniji, Portugalski, Španiji, Finski in Poljski se porajajo tudi ideje o uvedbi podobnih mehanizmov v Franciji, Nemčiji in Belgiji.

Maja leta 2012 je Evropska komisija s pomočjo posvetovalnega dokumenta zbrala mnenja strokovne javnosti o zagotavljanju zadostnosti proizvodnih virov, mehanizmov za zagotavljanje DPZ in zanesljivosti dobave električne energije, [19]. Evropska komisija se strinja s strokovno javnostjo, da večina držav z vpeljavo mehanizmov DPZ problematiko rešuje na nacionalni ravni, premalo razišče možnosti zagotavljanja DPZ na obstoječem trgu z električno energijo in ne upošteva vplivov čezmejnega trgovanja, [8], [19], [20]. Mehanizmi za DPZ bi po mnenju stroke lahko privedli v dodatna tržna popačenja (npr. presežek proizvodnih virov, spodbude v nove napačne investicije, ekonomsko ustreznih, a tehnično neustreznih lokacij novih elektrarn, manjšanje likvidnosti trgov z električno energijo zaradi DPZ-mehanizmov), proti katerim naj bi se borili, [19]–[22].

Iz poročila, ki ga je objavila Evropska komisija, je razvidno, da DPZ-mehanizmi ne odpravljajo problema cenovnih konic, imajo minimalen vpliv na trg, glavno gonilo za naložbe pa je še vedno izjemno spremenljiva tržna cena, [19]. Uvedbo DPZ-mehanizmov bi močno občutili tudi končni porabniki, katerim bi se povečali stroški energije. E-ON meni, da bi bilo treba najprej odpraviti obstoječa tržna popačenja: zamejitve cen, regulirane cene za končne odjemalce, razna omejevanja in regulatorne vplive, [22]. Eurelectric opozarja na zmanjšanje obsega delovanja obstoječih elektrarn in na probleme pri investicijah v nove elektrarne, saj je pri investicijah višina podpor pomembnejša od tržnega cenovnega signala, [23]. Stroka prav tako meni, da bi bilo treba najprej dobro raziskati vse druge možnosti za zagotovitev dodatnih zmogljivosti. Predvsem z razvojem vključevanja aktivnega odjema, izboljšanim sodelovanjem med evropskimi državami na tržni regulativi in boljšim povezovanjem trgov z električno energijo, [19][21].

Če bi se po izvedbi teh ukrepov v nekaterih državah še vedno kazala potreba po uvedbi DPZ-mehanizmov, bi ti morali šele takrat postati nujno potrebni. Takšni mehanizmi morajo biti dobro zastavljeni in premišljeno vpeljani, biti morajo usklajeni s članicami, odražati prejete cenovne signale ter biti komplementarni s trgom z električno energijo, [19].

4 NAPOTKI ZA DOLOČITEV NAJPRIMERNEJŠEGA MEHANIZMA

Vsem predlogom in mnenjem različnih akterjev je skupno stališče, da se mehanizmi za zagotavljanje dodatnih zmogljivosti uvajajo le, ko so že izčrpane vse druge možnosti zagotavljanja zmogljivosti s pomočjo vključevanja aktivnega odjema ali na obstoječem enotnem energetske trgu EU. Pred uvedbo mehanizmov bi morale države:

- Odstraniti tržna popačenja, kot so cenovni skoki in cenovne kapice.
- Izdelati pregled in oceno obstoječih DPZ-mehanizmov in izkušenj z njihovo vpeljavo.
- Odločiti se, ali je potreben kratkoročen ali dolgoročen DPZ-mehanizem.
- Oceniti potrebe po zagotavljanju dodatne zadostnosti proizvodnih virov.
- Če se odločijo, da so posegi v obstoječi sistem potrebni, izdelati načrt vpeljave mehanizma brez grobih posegov na notranji trg z električno energijo.
- Določiti zahtevano raven DPZ skladno z ocenami strokovnjakov obravnavanega področja, pri določanju višine pa upoštevati tudi uvoz iz sosednjih držav, da se raven ne postavi previsoko.
- Določiti višino podpor za zagotavljanje DPZ na tržni način (prek avkcij, trgovalnih certifikatov) ipd.
- Obravnavati vse sodelujoče tehnologije enakovredno ob zagotavljanju zmogljivosti enake kakovosti (fleksibilnost ipd.).
- Zagotoviti tekmovanje obstoječih elektrarn za pridobitev podpore z novimi elektrarnami ter z vključevanjem aktivnega odjema in drugimi rešitvami v iskanju najboljše in najučinkovitejše rešitve, [19], [22].

5 TRENUTNO STANJE V SLOVENIJI

Slovenski Sistemski operater prenosnega omrežja ELES ima nalogo zagotavljanja zanesljivega obratovanja prenosnega omrežja. ELES se želi zavarovati pred tveganjem, da ključni enoti TEŠ5 in TEŠ6 zaradi ekonomskih razlogov v kritičnih situacijah ne bi obratovali, zato analizira investicije, ki bi mu zagotovile možnost samostojnega zagotavljanja sistemskih storitev. Ena od možnosti je glede na trenutne in pričakovane borzne cene električne energije tudi uvedba mehanizma DPZ. Po navedbah Elesa naj bi

mehanizem deloval kot blažilnik pri prihodnjih gibanjih cen energije.

Tudi če se v Sloveniji odločimo za uvedbo DPZ-mehanizma, njegova uvedba ni mogoča čez noč, saj Slovenija še nima ustrezne zakonodaje. Mehanizem bi lahko uvedli le na podlagi posebnega zakona ali z dopolnitvijo obstoječega Energetskega zakona (EZ-1), [23]. Za uvedbo je potrebno tudi soglasje Evropske komisije, kar je dolgotrajen proces, po navadi daljši od enega leta. Po navedbah Eles a uvedba DPZ-mehanizma ni edina možnost za zagotavljanje sistemskih storitev in zadostnosti proizvodnje, saj ima Slovenija zadostne čezmejne zmogljivosti za uvoz električne energije, vendar je negotova bodoča cena energije ob povečanju uvozne odvisnosti. Kot alternativo ELES prav tako ocenjuje varianto vključitve Slovenije v regulacijski blok z avstrijskim APG, hrvaškim HOPS in bosansko-hercegovskim NOSBiH.

6 SKLEP

V članku predstavljamo različne oblike DPZ-mehanizmov, ki se razlikujejo po načinu določitve in višini določene količine potrebnih DPZ, načinu izbora enot, ki bi jih zagotavljale, načinu plačila za zagotavljanje DPZ ter obveznosti plačila dodatnega stroška. Vsem DPZ-mehanizmom je skupna lastnost, da dolgoročno ne odpravljajo problema investicij ter da vplivajo na delovanje prostega trga. DPZ-mehanizmi so večinoma zastavljeni kot pomoč konvencionalnim virom v začetnem in prehodnem obdobju vzpostavitve trga, vse dokler na njem ne pride do realnih tržnih cen, ki naj bi omogočale dolgoročne investicije.

Tržni udeleženci opozarjajo, da je vpeljava DPZ-mehanizma le začasna rešitev in da bi bilo pred njeno vpeljavo treba proučiti vse druge dolgoročne rešitve. Obstaja tudi bojazen, da bi proizvajalci znižali ponudbe na račun subvencioniranja iz uvedbe DPZ-mehanizma in tako še znižali ceno električne energije na veleprodajnem trgu. To je tudi eden glavnih razlogov, zakaj so Nemci začasno zadržali uvedbo mehanizma in razmišljajo o drugih rešitvah. Prav tako vpeljava DPZ-mehanizma v eni državi vpliva tudi na razmere v sosednjih državah in je v nasprotju z idejo enotnega evropskega energetskega trga in vzpostavitve realne tržne cene. Zato EU načeloma nasprotuje vpeljavi DPZ-mehanizmov v posameznih državah članicah.

ZAHVALA

To delo je delno sofinancirala Evropska unija, in sicer iz Evropskega socialnega sklada. Sofinanciranje se izvaja v okviru Operativnega programa razvoja človeških virov za obdobje 2007-2013, 1. razvojne prioritete Spodbujanje podjetništva in prilagodljivosti; prednostne usmeritve 1.3: Štipendijske sheme.

LITERATURA

- [1] E. Lakić, R. Mihalič: Vpliv OVE na ceno električne energije, Referati iz 11. konference - Laško 2013, maj 2013.

- [2] The Economist: How to lose half a trillion euros, oktober 2013, <http://www.economist.com/news/briefing/21587782-europes-electricity-providers-face-existential-threat-how-lose-half-trillion-euros>, [dostopano: 14. 5. 2015].
- [3] Energetika.net: Nemški gospodarski minister: Mehanizem CRM je nesmiseln, januar 2015, <http://www.energetika.net/si/novice/premog/german-energy-minister-capacity-mechanism-is-senseless>, [dostopano: 14. 5. 2015].
- [4] Energytransition.de: Has the age of capacity markets only just begun, maj 2013, <http://energytransition.de/2013/05/the-age-of-capacity-markets/>, [dostopano: 14. 5. 2015].
- [5] Thespanisheconomy.com: The reform of the Spanish power system towards financial stability and regulation certainty, http://www.thespanisheconomy.com/stfls/tse/ficheros/2013/agosto/Power_System_Reform.pdf, [dostopano: 14. 5. 2015].
- [6] Edp: Attribution of capacity payment for electricity generation in Portugal, avgust 2010, <https://www.edp.pt/en/Investidores/informacaoprivilegiada/2010/Pages/GarantiadePotenciaemPortugal.aspx>, [dostopano: 14. 5. 2015].
- [7] Corporate LiveWire: Chnges In The Portuguese Energy Sector, junij 2012, <http://www.corporatelivewire.com/top-story.html?id=changes-in-the-portuguese-energy-sector>, [Dostopano: 14. 5. 2015].
- [8] »Capacity mechanisms in individual markets within the IEM«, Thema Consulting Group, Cowi, E3M – Lab, junij 2013.
- [9] Pantelis Capros, Reform of the Capacity Remuneration Mechanism in Greece, julij 2014.
- [10] Luiz T. A.Maurer, Luiz A. Barroso: Electricity Auctions – An overview of efficient practices, julij 2011.
- [11] Linklaters: Capacity mechanisms. Reigniting Europe's energy markets, julij 2014.
- [12] The Guardian: The UK capacity auction made power companies merry this Christmas, december 2014, <http://www.theguardian.com/environment/2014/dec/24/the-uk-capacity-auction-made-utility-companies-merry-this-christmas>, [dostopano: 14. 5. 2015].
- [13] D. Harbord, M. Pagnozzi: Britain's electricity capacity auctions: lessons from Colombia and New England, maj 2013.
- [14] P. Cramton, S. Soft: Colombia Firm Energy Market, februar 2007.
- [15] Energetika.net: Nemčija: več obnovljivih virov, bolj stabilno omrežje, oktober 2014, <http://www.energetika.net/novice/komentarji/nemcija-vec-obnovljivih-virov-bolj-stabilno-omrezje>, [dostopano: 14. 5. 2015].
- [16] Bloomberg.com: French Power Capacity Trading to Start in Nov., April 2014, <http://www.bloomberg.com/news/2014-04-14/french-power-capacity-trading-to-start-in-nov-regulator-says.html>, [dostopano: 14. 5. 2015].
- [17] Capacity Markets in Europe: Impacts on Trade and Investments, A Sweco Multiclient Study, februar 2014.
- [18] CREG: study on 'capacity remuneration mechanisms', oktober 2012.
- [19] »European Commission Consultation on Generation, Adequacy, Capacity Mechanisms and the Internal Market in Electricity & Communication Paper on capacity remuneration mechanisms, WG-RES«, Response Paper, ENTSO-e, februar 2013.
- [20] »Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity of 30 July 2013«, ACER, julij 2013.
- [21] »Answer to public consultation on Generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity« - Replies to public consultation by Alstom«, Alstom, februar 2013.
- [22] »E.ON Position on European Commission's consultation paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity«, E.ON, februar 2013.
- [23] »European Commission Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity« A Eurelectric response paper, Eurelectric, februar 2013.
- [24] Energetski zakon Slovenije (EZ-1), februar 2014.

Tom Medved je diplomiral leta 2012 na Fakulteti za elektrotehniko v Ljubljani. Od leta 2013 je zaposlen na Elektro Energiji, d.o.o., hkrati pa je od leta 2011 tudi aktivni član Laboratorija za energetske strategije na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Njegova raziskovalna zanimanja vključujejo trge z električno energijo, modeliranje napovedi cen, spremljanje regulativ ter upravljanje sredstev in obvladovanje tveganj.

Jasmina Bajec Omahen je diplomirala leta 2007 in leta 2015 še magistrirala na Fakulteti za elektrotehniko v Ljubljani. Od leta 2008 je zaposlena v družbi Borzen, kjer v okviru Centra za podpore kot področna analitičarka skrbi za izvajanje dejavnosti podporne sheme za proizvodnjo EE iz OVE in SPTE.

Miloš Pantoš je diplomiral leta 2001 in doktoriral leta 2005 na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Trenutno je zaposlen kot redni profesor v Laboratoriju za elektroenergetske sisteme na Fakulteti za elektrotehniko v Ljubljani.

Andrej Gubina je doktoriral leta 2002 na Univerzi v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, kjer je od leta 2011 tudi izredni profesor. Leto 2000 je kot Fulbrightov štipendist in gostujoči raziskovalec prebil na MIT, Cambridge, ZDA. Med letoma 2002 in 2005 je zasnoval 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. V letih 2008 in 2009 je bil kot Research Lecturer tudi član Electricity Research Centra, University College Dublin na Irskem. Njegovo raziskovalno področje obsega deregulacijo in ekonomiko EES, načrtovanje proizvodnje v pogojih trga z električno energijo, obvladovanje tveganj, gospodarjenje s sredstvi EES ter obnovljive vire električne energije – trženje in regulativo.