

Povečanje konkurenčnosti proizvodnje električne energije s soobratovanjem fotonapetostne in konvencionalne elektrarne

Grega Redek

Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, Tržaška cesta 25, 1000 Ljubljana, Slovenija

E-pošta: Grega.Redek@gmail.com

“Increasing the competitiveness of production by co-operating photovoltaic plant with conventional power plant”

Abstract. *With introduction of the electricity market, supplying electricity has become a market activity. With companies trying to maximize their profits, the production of electricity is being moved to hours with the highest prices. The aim of this article is to present the optimization model for co-operating solar power plants (SPP) and hydro power plants (HPP) in order to increase the competitiveness of the production portfolio and maximizing the profit. We compare previously mentioned model with one where SPP and HPP are working separately. The model's objective function is set to maximize profit in a market environment that is sensitive to the power offered on an hourly level. This is achieved by exploiting the flexibility of the hydro accumulation when market prices are low and the SPP production is high.*

1 Uvod

Z uvedbo trga električne energije (EE) v Sloveniji je dobava EE postala tržna dejavnost. Trgovanje z EE poteka na dva načina. Prvi predstavlja prodajo EE preko dvostranskih pogodb, drugi pa prodajo na organiziranih trgih. Na odjemalce, ki predstavljajo povpraševanje na trgu z EE, vplivajo klimatske spremembe, ekonomski trendi in razvoj, medtem ko pri ponudnikih, proizvajalcih EE, na ceno najbolj vpliva cena primarnega energenta, ki ga proizvajalec uporablja ter strošek amortizacije elektrarne, če je le-ta še prisoten, [1].

Vsako proizvodno podjetje z EE skuša za proizvedeno EE iztržiti največ, zato proizvodnjo razporeja v ure, ko so cene najvišje. Na način razporejanja oz. planiranja proizvodnje vpliva vrsta elektrarne in omejitve, ki jih mora upravljalec elektrarn upoštevati. Planiranje obratovanja sončnih (SE) oz. fotonapetostnih elektrarn je v primerjavi s hidroelektrarnami (HE) enostavnejše, saj primarnega energenta ne moremo hraniti, po drugi strani pa prinaša več negotovosti. Proizvodnjo SE se napoveduje za dan vnaprej, na podlagi napovedi sončnega obsevanja. Razlika med planirano in realizirano proizvodnjo povzroči odstopanja, ki jih je treba izravnati. To nalogo izvaja sistemski operater (SO) preko enot, s katerimi ima sklenjen dogovor o zagotavljanju te storitve. Strošek EE, ki nastane pri izravnavi odstopanj, se preko bilančnih obračunov prenese na upravitelje bilančnih skupin, ki so

povzročile odstopanja, zato je natančna napoved in čim manjši oz. ničlen odmik realizacije od napovedi za upravitelje bilančnih skupin pomemben.

Za napovedovanje proizvodnje EE iz SE je potrebno poznavanje sončne poti, stanje atmosfere, disperzije svetlobe ter karakteristike SE, od katerih je odvisna količina proizvedene EE. Uporabljajo se različne metode, kot npr. fizična metoda, statistična metoda, hibridna metoda, [2]. Danes prevladuje uporaba hibridne metode, ki zajema hkratno uporabo dveh ali več metod, zaradi katerih je natančnost napovedi višja, [2]. Kljub novim, natančnejšim metodam je zaradi nestanovitnosti vremena doseganje visoke natančnosti modelov težavno. Analize so pokazale, da so napake napovedi manjše, če delamo napovedi za večje površine. Izkazalo se je, da napovedi za 1 uro naprej pokažejo večje vrednosti od realnega stanja, medtem ko napoved za dan naprej v večini prikaže manjše vrednosti v poletnem času, [3].

Glede na to, da je proizvodnjo SE težko natančno napovedati, je potrebno razliko med planirano in realizirano proizvodnjo ustrezno nadomestiti, če se le da znotraj bilančne skupine, zato, da se bilančna skupina izogne strošku odstopanj. Ko ima nek proizvajalec v svojem portfelju tako HE kot SE, je smiselno, da poskuša izravnavo odstopanj, ki nastanejo zaradi razlike med planirano in dejansko proizvodnjo EE, izvesti znotraj portfelja, saj se izogne stroškom izravnave odstopanj od napovedanega voznega reda in viške proizvedene energije iz SE shrani v obliki prihranka primarnega energenta, v predstavljenem primeru vode, ki jo lahko izkoristi v urah, ko je to ekonomično bolj smiselno. V primeru manjše realizirane proizvodnje od planirane, pa lahko upravitelj portfelja, manjkajočo EE kompenzira z večjo porabo vode, hkrati pa na veleprodajnem trgu odkupi manjkajočo EE v urah, ko je to najbolj ugodno.

Cilj članka je predstavitev optimizacijskega modela za soobratovanje SE in HE z namenom povečanja konkurenčnosti proizvodnega portfelja z upoštevanjem cenovne občutljivosti trga EE. V modelu uporabljamo enoagregatni model HE ter izkoriščamo prožnost in dnevno zmogljivost akumulacije HE z namenom zmanjševanja stroškov odstopanj, ki jih ima upravitelj portfelja HE in SE elektrarn zaradi nestanovitnosti proizvodnje SE ter zamika proizvodnje EE iz SE v ure, kjer so cene EE najvišje z namenom povečevanja prihodka. Model smo preizkusili na hipotetičnem primeru hidro verige v kooptimizaciji s SE relevantne velikosti, kjer smo za izhodišče urne dinamike, vzeli urno meritev proizvodnje HE in SE Dravskih elektrarn Maribor (DEM). Enoagregatni model je izbran zaradi poenostavitve prikaza soobratovanja, kjer je v ospredju

soobratovanje dveh različnih tipov elektrarn in ne natančen opis delovanja portfelja.

2 Optimizacijski model soobratovanja HE in SE

Predpostavimo, da upravitelj nima vnaprej prodane EE z dolgoročnimi pogodbami in da vso EE prodaja na trgu za dan vnaprej. Upravitelj proizvodnega portfelja, ki ga sestavljata HE in SE, lahko planira proizvodnjo iz elektrarn po različnih strategijah.

- A. Napovedano proizvodnjo iz HE optimiziramo s ciljem povečanja prihodka na podlagi napovedane cene EE na trgu za dan vnaprej, SE pa pustimo, da proizvaja EE po principu prednostne proizvodnje, kar pomeni, da SE proizvaja EE tako, kot je na razpolago primarni energent, to je sončno obsevanje, in na proizvodnjo ne vplivamo. Za odstopanja, ki nastanejo zaradi razlike med napovedano in dejansko proizvodnjo EE iz SE, SO izstavi račun organizatorju trga, ta pa pošlje račun odgovorni bilančni skupini.
- B. Napovedano proizvodnjo iz HE in SE optimiziramo s ciljem povečanja prihodka po principu soobratovanja, ko prožnost HE izkoriščamo ne samo za maksimiranje prihodka glede na napovedano tržno ceno, ampak tudi kot hranilnik SE. Odstopanja, ki nastanejo zaradi razlike med napovedano in realizirano proizvodnjo v SE zmanjšamo, saj pri soobratovanju ne zjamemo le načina planiranja obratovanja elektrarn, ampak tudi obratovanje na način, da merilnik proizvodnje EE iz SE vpliva na proizvodnjo EE iz HE tako, da jo ta zmanjša za količino proizvedene energije SE.

Omenjeni strategiji planiranja obratovanja predstavljajo različno doseganje prihodka od prodane EE na trgu. Stroški, ki vplivajo na prihodek in nastanejo pri omenjenih strategijah obratovanja so podobni, saj je v vsakem primeru potrebno napovedati ceno EE ter proizvodnjo EE iz HE in SE.

Pri obeh strategijah smo opravili optimizacijo na podlagi kriterijske funkcije, katere cilj je maksimiranje prihodka na podlagi napovedane cene EE na trgu za dan vnaprej, z upoštevanjem cenovne občutljivosti trga. V strategiji A nastopata SE in HE na trgu ločeno, vsak za sebe, v strategiji B pa nastopata SE in HE na trgu skupaj.

2.1 Občutljivost cen EE

S količino ponujene EE na trgu, vplivamo na njeno ceno. Za uporabo modela je najprej potrebna analiza občutljivosti cen. Cenovna občutljivost ima nelinearen značaj, ki ga je potrebno zaradi uporabe linearne optimizacije linearizirati. Zato cenovno občutljivost modeliramo z različnimi linearnimi intervali, ki jih predstavimo kot različna cenovna območja. Cenovno območje tako predstavlja količino EE za katero se cena EE ne spremeni. Glede na proizvedeno EE, lahko z

uporabo cenovnih območji ugotovimo višino napovedane urne cene ($C_{n,h}$).

Potrebne je določitev naslednjih omejitev:

1. Omejimo izbiro cenovnega območja tako, da lahko proizvedeno EE prodamo le v eno cenovno območje na uro.

$$\sum_n b_{n,h} \leq 1 \quad (1)$$

$b_{n,h}$ predstavlja binarno spremenljivko določenega cenovnega območja ob določeni uri, n predstavlja cenovno območje, h predstavlja uro v dnevu.

2. Določimo maksimalno količino EE, ki jo v cenovnem območju lahko prodamo.

$$T_{n,h} \leq b_{n,h} * P_{n,h} \quad (2)$$

V modelu uporabljamo enourni korak, zato so moči enake energiji. $T_{n,h}$ predstavlja moč, ki jo prodamo določenemu cenovnemu območju ob določeni uri, $P_{n,h}$ predstavlja največjo moč EE, ki jo lahko prodamo na trgu za določeno uro dobave.

Predstavljene omejitve cenovnih območij smo uporabili za določitev dosežene urne cene EE, tako v primeru strategije A, kot tudi v primeru strategije B, ki jih podrobneje predstavljamo v nadaljevanju.

2.2 Model za strategijo A

V primeru strategije A optimiziramo proizvodnjo EE za vsak posamezen dan posebej, s ciljem največjega prihodka. Kriterijska funkcija je predstavljena z (3). $P_{HE,h}$ predstavlja povprečno moč urne proizvodnje HE. EE proizvedena iz SE ni predmet optimizacije, saj SE obratuje samostojno glede na razpoložljivost primarnega vira, proizvedeno EE pa upravitelj ponudi neposredno na trg, ločeno od režima obratovanja HE.

$$\max \left\{ J_A = \sum_h P_{HE,h} + \sum_n T_{n,h} * b_{n,h} * C_{n,h} \right\} \quad (3)$$

J_A predstavlja kriterijsko funkcijo za maksimiranje prihodka pri strategiji A, $C_{n,h}$ predstavlja urno ceno EE v določenem cenovnem območju n . Stroški v kriterijski funkciji niso zajeti, saj predpostavljamo, da so v obeh načinih obratovanja enaki.

Maksimiranje kriterijske funkcije računamo ob naslednjih pogojih:

1. Zaradi tehničnih omejitev HE, $P_{HE,h}$ ne sme v nobeni uri presegati največje in najmanjše dovoljene moči

P_{HEmin} in P_{HEmax} . V času, ko SE proizvajajo EE, se za enako količino energije zmanjša proizvodnja HE, s čimer akumuliramo vodo, ki jo model lahko uporabi v urah, ko so napovedane cene EE visoke.

$$P_{HEmin} \leq P_{HE,h} \leq P_{HEmax} \quad (4)$$

2. Vsota moči proizvedene EE ($P_{HE,h}$), optimizacije za posamezen dan, ne sme preseči vsote planirane dnevne proizvodnje EE iz HE (P_{HE}), saj bi v nasprotnem primeru planirali več proizvodnje HE, kot je bila napovedana razpoložljivost vode.

$$\sum_h P_{HE,h} = P_{HE} \quad (5)$$

3. Gradient naraščanja in padanja moči agregata določa minimalna in maksimalna razlika med dvema urama.

$$P_{\Delta min} \leq P_{HE,h+1} - P_{HE,h} \leq P_{\Delta max} \quad (6)$$

kjer $P_{\Delta max}$ in $P_{\Delta min}$ predstavljata maksimalno in minimalno vrednost spremembe moči v izbranem dnevu.

Po opravljeni optimizaciji, optimizirani urni proizvodnji HE ($P_{OptHE,h}$) prištejemo napovedano urno proizvodnjo SE ($P_{SE,h}$). Njuno vsoto prodamo na trg po ceni, ki jo določa cenovno območje, glede na količino urne proizvodnje EE.

$$P_{OptHE,h} + P_{SE,h} - \left(\sum_n T_{n,h} * b_{n,h} \right) = 0 \quad (7)$$

D_A predstavlja prihodek strategije A.

$$D_A = \sum_h \sum_n T_{n,h} * b_{n,h} * C_{n,h} \quad (8)$$

2.3 Model za strategijo B

Model B je deloma podoben Modelu A, ki smo ga opisali v predhodnem poglavju. Tudi tukaj maksimiramo prihodek po kriterijski funkciji, ki jo predstavlja (9) na podlagi napovedanih cen EE in napovedane urne proizvodnje SE ($P_{SE,h}$).

$$\max \left\{ J_B = \sum_h (P_{HE,h} + P_{SE,h}) + \sum_n T_{n,h} * b_{n,h} * C_{n,h} \right\} \quad (9)$$

1. Zaradi tehničnih omejitev HE ne sme $P_{HE,h}$ v nobeni uri presegati največje in najmanjše dovoljene moči P_{HEmin} in P_{HEmax} . V času, ko SE proizvajajo EE, se za enako količino energije zmanjša proizvodnja HE,

s čimer akumuliramo vodo, ki jo model lahko uporabi v urah, ko so napovedane cene EE visoke.

$$P_{HEmin} \leq P_{HE,h} \leq P_{HEmax} \quad (10)$$

2. Vsota moči proizvedene EE ($P_{HE,h}$), optimizacije za posamezen dan, ne sme preseči vsote planirane dnevne proizvodnje EE iz HE (P_{HE}), saj bi v nasprotnem primeru planirali več proizvodnje HE, kot je bila napovedana razpoložljivost vode.

$$\sum_h P_{HE,h} = P_{HE} \quad (11)$$

3. Gradient naraščanja in padanja moči agregata določa minimalna in maksimalna razlika med dvema urama,

$$P_{\Delta HEmin} \leq P_{HE,h+1} - P_{HE,h} \leq P_{\Delta HEmax} \quad (12)$$

kjer $P_{\Delta HEmax}$ in $P_{\Delta HEmin}$ predstavljata maksimalno in minimalno vrednost spremembe moči v dnevu.

4. Omejitev, s katero prodamo vso proizvedeno EE na trg.

$$P_{HE,h} + P_{SE,h} - \left(\sum_n T_{n,h} * b_n \right) = 0 \quad (13)$$

Strategija B, se od strategije A razlikuje v tem, da so SE predmet optimizacije, s čimer povežemo delovanje HE in SE, medtem ko pri strategiji A, optimiziramo proizvodnjo HE neodvisno od proizvodnje SE nato prištejemo proizvedeno EE s strani SE in skupaj prodamo na trg. Prihodek D_B v strategiji B predstavlja kriterijska funkcija J_B .

$$D_B = J_B \quad (14)$$

3 Rezultati

Analizo smo opravili po principu testiranja za nazaj (angl. back testing). Namesto napovedanih dnevnih količin razpoložljive hidrologije, smo uporabili podatek o dnevni proizvedeni EE iz verige DEM. Pri omejitvah proizvodnje iz HE smo tehnične omejitve določili z analizo realiziranega obratovanja. Kot omejitve bazenov smo privzeli dnevno proizvedeno energijo, za omejitve spremembe moči in posledično gradientov, pa smo uporabili najmanjšo oz. največjo izračunano spremembo moči v posameznem dnevu. Podobno smo naredili tudi za SE, kjer smo namesto napovedi uporabili realizirano dnevno količino proizvodnje iz SE. Namesto napovedi cen smo uporabili realizirane cene na slovenski borzi z EE za dan vnaprej, BSP SouthPool, v katerih smo upoštevali analizo občutljivosti cen.

Pri dejanski izdelavi napovedi se upoštevajo ostale omejitve, ki smo jih v modelu zanemarili, te so: meddržavne obveznosti o zagotavljanju rečnih pretokov, zahteve po biološkem minimumu ter zahteve po rezervaciji moči za izvajanje storitev izravnave.

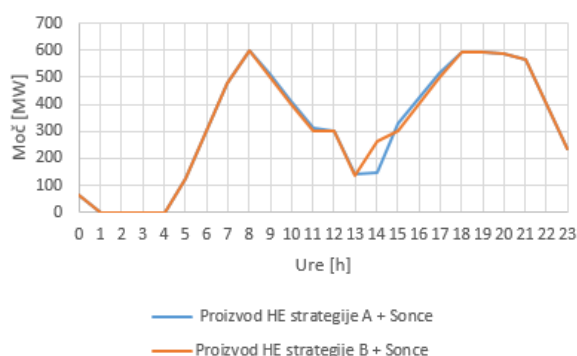
Zanemarili smo tudi stroške, ki nastanejo ob izvajanju storitev izravnave. S tem, ko smo omenjene zahteve zanemarili smo skušali model narediti splošen, dodatne omejitve pa lahko planerji dodajo glede na lastnosti posameznih elektrarn.

Analiza kaže, da smo z uporabo strategije B povečali prihodek v povprečju za 0,34 % na dan glede na prihodek strategije A. Za uporabljene podatke rezultat predstavlja velik dodatni prihodek. Na uspešnost strategije B, poleg omenjene zmogljivosti hranilnika in prožnosti konvencionalne elektrarne, vplivata še urna razporeditev cen v dnevu, saj v primeru, ko so cene sredi dneve najvišje, zamik proizvodnje ni smisel in občutljivost oz. globina trga, saj če v urah dobave z najvišjo ceno, ta hitro pada, potem ni cenovno učinkovito prodajati velike količine energije v tistih urah, saj s tem nižamo ceno.

Tabela 1: Rezultati analize

	Strategija B
Rast prihodka [%]	0,34

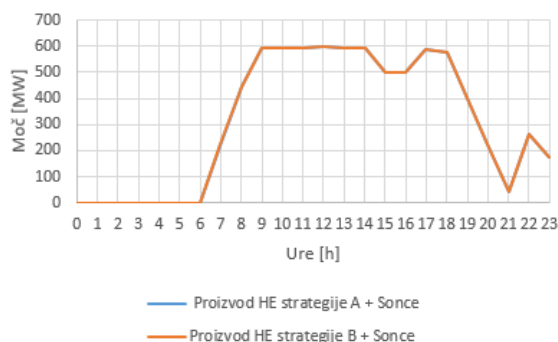
Graf 1 prikazuje potek vsote proizvodnje HE in SE. V dnevih, ko je proizvodnja SE večja, je potreba, da se urna ponudba moči optimizira glede na občutljivost na trgu večja, zato se ob takih dnevih bolje izkoristi prožnost HE. HE ima enako količino proizvodnje ne glede na proizvodnjo SE.



Graf 1: Potek proizvodnje vsote HE in SE, ko imamo veliko sončne energije.

Ob dnevih, ko je proizvodnja SE majhna, se strategiji med seboj ne razlikujeta veliko, saj HE nima dodatne energije, katero bi lahko shranile in uporabile v urah, ko je to bolj ugodno oz. količina EE proizvedene iz SE ni dovolj velika, da bi vplivala na tržno ceno v posamezni uri. Potek planirane proizvodnje opisanega dne predstavlja Graf 2.

Z večjo količino SE in majhnimi akumulacijami, so lahko presežki EE v urah, ko imamo veliko sonca takšni, da močno znižajo ceno EE. S predlaganim načinom delovanja, bi se izognili nižanju cen EE, saj z dodatno prožnostjo elektrarn, ki niso tipični hranilniki, uporabimo za premik proizvedene EE iz SE v ure, ko je napovedana cena EE višja.



Graf 2: Potek vsote moči HE in SE, ko imamo malo sončne energije.

Strategija B se lahko uporabi v kombinaciji s katerokoli elektrarno, ki je sposobna zamika uporabe primarnega energenta ali s hranilnikom energije, kot so npr. baterije ali črpalne hidroelektrarne. Strategija bi v primeru dodajanja hranilnikov EE prikazala večje prihodke, saj bi tako imeli večje možnosti shranjevanja energije, kjer bi EE proizvedeno s strani SE, lahko shranili in uporabili v urah, ko je cena visoka.

4 Zaključek

V članku smo predstavili model (strategija B), s katerim lahko povečamo tržno vrednost proizvedene EE na račun prožnosti HE. Analiza je pokazala, da lahko s strategijo B povečamo prihodek od prodaje EE v primerjavi s strategijo A. Na podlagi rezultatov je smiselno, da v primeru, ko je v proizvodnem portfelju poleg konvencionalnih elektrarn tudi ena ali več SE, planirati obratovanje na način, da se skuša v urah, ko SE proizvaja EE, to EE shranjevati na način shranjevanja primarnega energenta konvencionalne elektrarne, npr. HE. Tak način napovedi obratovanja potrebuje natančna orodja za napovedovanje vremenskih razmer, hidrologije in cen EE za natančno planiranje voznih redov HE.

5 Zahvala

Rad bi se zahvalil skupini HSE za omogočanje dostopa do podatkov, ki smo jih uporabili za testiranje modela. Zahvalil bi se tudi Miranu Kavrečiču in Matjažu Večerniku za podporo in pomoč pri izdelavi članka.

Literatura

- [1] Nikola Stepanovski, »Analiza dejavnikov vpliva na borzno ceno električne energije na primeru Phelix indeksa«, *Ekonomski fakulteta: Ljubljana, Slovenija*, junij 2015.
- [2] D. K. Chaturvedi, Isha, "Solar power forecasting: A review", *International Journal of Computer Application*, vol. 145, no. 6, 2016.
- [3] Banunarayanan, V., Hamann, H. F. Hodge, B. M., Lu, S., Florita, A., Zhang, J., (2013). *Metrics for Evaluating the Accuracy of Solar Power Forecasting*.