

Tehno-ekonomska analiza združenog rada vjetroelektrane i CCGT elektrane s ciljem isporuke stabilnog iznosa snage na tržište električne energije

Autor: dr. sc. Ivan Rajšl, dipl. ing., Fakultet elektrotehnike i računarstva Sveučilišta u Zagrebu, Unska 3, 10000 Zagreb,

Ivan.Rajsl@fer.hr, Telefon: 016129514, Faks: 016129890

Ostali autori: prof. dr. sc. Željko Tomšić, dipl. ing., Zeljko.Tomsic@fer.hr;

Matea Filipović; mag.ing.el.teh.inf., Matea.Filipovic@fer.hr

Sažetak - Jedna od osnovnih značajki vjetroelektrana je izrazita promjenjivost i nepredvidivost izlazne snage, prije svega zbog ovisnosti o vremenskim uvjetima. Ovakve varijacije prisutne su neovisno o trajanju promatranog vremenskog perioda. Stoga je razumijevanje i poznavanje podataka ove varijabilnosti ključan faktor kod uključivanja vjetroelektrana u elektroenergetski sustav kao i njihovog optimalnog korištenja unutar njega. Osnovna dva atributa promjenjive proizvodnje vjetroelektrana su varijabilnost i nesigurnost. Upravo zbog ovih karakteristika vjetroelektranama je otežano sudjelovanje na tržištu električne energije, posebice na burzama. Za navedene potrebe nužno je osigurati neku vrstu potpore vjetroelektranama s ciljem smanjenja varijabilnosti njihove izlazne snage. Ovaj rad predstavlja jednu takvu potporu i to u smislu plinskih elektrana kombiniranog ciklusa (CCGT). U programskom paketu PLEXOS razvijen je model vjetroelektrana i CCGT elektrane koji se temelji na stvarnim satnim vrijednostima kao i detaljnim karakteristikama CCGT postrojenja. Posebice su analizirana tehno-ekonomske karakteristike CCGT postrojenja uzimajući u obzir brzinu promjene snage kao i različite načine pokretanja. Osnovni cilj je istražiti tehnička i ekonomska ograničenja i mogućnosti sudjelovanja kombinacije vjetroelektrana i CCGT postrojenja na tržištu električne energije.

UVOD

Investiranje u nove izvore električne energije predstavlja veliki izazov radi visokog stupnja rizika prouzrokovanog neizvjesnostima na tržištu električne energije. Cilj svake tehnologije za proizvodnju električne energije je pokrivanje zadanog opterećenja u svakom trenutku, ali i pokrivanje početne investicije i ostvarivanje profita. Nažalost tehnologije obnovljivih izvora prati jedna negativna, ali ipak iznimno bitna karakteristika, a to je stohastika. Jednaka situacija je i s vjetrom. Nepredvidljivost proizvodnje vjetroelektrana negativno utječe na njihovo sudjelovanje na tržištu, radi nemogućnosti nudića pouzdanog stalnog iznosa električne energije, te geografske neujednačenosti vjetroelektrana. Usprkos toj činjenici, razne energetske strategije diljem Europe, a tako i svijeta, potiču razvoj tehnologija obnovljivih izvora. Održivi razvije, kao iznimno bitan čimbenik daljnjeg napredovanja

čovječanstva, jer kako sama definicija kaže zadovoljimo današnje potrebe bez da ne kompromitiramo sposobnost budućih generacija da zadovolje svoje, diktira razvoj današnje energetike. Današnji način života uvelike utječe na budućnost. Protokol u Kyotu postavio je međunarodne obvezujuće ciljeve za smanjenje emisije. Kako bi Hrvatska zadovoljila svoje obaveze prema UNFCCC razvila je Nisko-ugljičnu strategiju razvoja koja diktira razvoj energetike u Hrvatskoj do 2050. godine dok je ciljeve smanjenja 5% ugljičnih emisija do 2012. diktirane s već zadovoljila [1]. Europska unija teži nisko-ugljičnom razvoju – bolji pristup prema okolišu i manja potrošnja energije. Navodi slijedeće bitne smjernice: (1) do 2050. emisije bi trebale pasti ispod 80% vrijednosti iz 1990., (2) 40% smanjenje emisija do 2030. i 60% do 2040., (3) Doprinos svih sektora, (4) Prijelaz na nisko-ugljični razvoj je moguć i dostupan [1].

Potiče se razvoj „zelenih“ izvora energije - vjetar, *offshore* vjetar, solarna energija, hidro energija, geotermalna energija, plima i oseka, valovi, kako bi se zamijenila uporaba fosilnih goriva, ali većina njih su promjenjivi i/ili nepredvidljivi. Prema nekim istraživanjima [2, 3] sudjelovanje vjetra na spot tržištu smanjuje cijenu električne energije te privlačnost za ulaganjem u elektrane na prirodni plin. U Hrvatskoj, kao i u nekim drugim zemljama (Njemačka, Danska, i dr.), cijena proizvodnje električne energije iz vjetra određena je *feed-in* tarifama. Operator prijenosnog sustava i operator distribucijskog sustava dužan je priključiti povlaštenog proizvođača na mrežu, otkupiti električnu energiju iz obnovljivih izvora i primijeniti tarifni sustav za proizvedenu električnu energiju. Povećan udio vjetra (kao i ostalih „zelenih“ izvora energije) na tržištu električne energije zahtjeva balansiranje kada uvjeti nisu onakvi kakvim smo ih očekivali. Postavlja se problem dan unaprijed predviđanja čija bi poboljšanja znatno utjecala na položaj vjetroelektrana na tržištu električne energije, čime se bave u [4]. Kako ni na koje načine danas ne možemo sa 100% pouzdanošću predvidjeti proizvodnju vjetra u svakom trenutku u vremenu potrebne su druge opcije kako bi se pokrile vršne vrijednosti, odnosno praznine, kada je proizvodnja vjetra manja od predviđene. Prioritet je održati jednakost proizvodnje i potrošnje kako bi sustav održali stabilnim. Neki od načina za osiguravanje vršne snage su spremnici energije,

pumpno-akumulacijske hidroelektrane, OCGT (engl. open cycle gas turbine) i CCGT (engl. combined cycle gas turbine). Prema nekim razmatranjima [5] pumpno-akumulacijske hidroelektrane imaju određenu prednost pri izračunu niveliranih troškova vršne proizvodnje nad OCGT i CCGT, dok CCGT i dalje zadržava prednost nad OCGT. S druge pak strane prema [6] ukupna fleksibilnost sustava će se uvijek povećati s povećanjem spremišta energije, ali dobitak po jedinici veličine spremnika će se smanjiti. Prema tome, postoji jedna točka i ako se pređe ta točka, u smislu veličine spremnika, veličini spremnika će biti kontraproduktivna na današnjem tržištu. Opcija koju razmatramo u ovom članku je kombinacija CCGT i vjetar. U današnjem sustavu i na današnjem tržištu električne energije CCGT često ne radi u optimalnim uvjetima na nominalnoj snazi. Česte promijene opterećenja posljedično uzrokuju promijene u potrošnji goriva i razinama emisija. Promijene u radnom režimu znatno utječu na O&M troškove konvencionalnih tehnologija koji se ni u kojem slučaju ne bi smjeli zanemariti prilikom dugoročnog razmatranja investicije te je njihov detaljan utjecaj razmotren u [7]. Ne bi se smjela zanemariti i ograničenja kao što je minimalna izlazna snaga, brzina podizanja i spuštanja, međusobna ovisnost vremena pokretanja elektrane o prethodnom radnom stanju te elektrane te svi povezani troškovi proizvodnje. Nudjenje kontinuirane razine električne energije na tržištu u kombinaciji vjetar + CCGT omogućilo bi da vjetar svojom proizvodnjom nudi na tržištu određenu količinu energije sa potpunom sigurnošću, dok bi njegove varijacije u proizvodnji pokrio CCGT. Nasuprot tome, biti *back-up* za vjetar CCGT elektrani značio bi dodatan iznos prihoda na tržištu gdje se jednoj konvencionalnoj elektrani teško probiti i ostvariti dovoljan prohod za pokrivanje početne investicije i ostvarivanje profita. Iz perspektive ulaganja u nova postrojenja za proizvodnju električne energije termoelektrane na plin svakako predstavljaju troškovno kompetitivnu opciju. CCGT postrojenja imaju značajno manje ukupne troškove pokrivanja vršnog opterećenja u sustava u odnosu na ostale termoelektrane. Za očekivati je da će plin odigrati ključnu ulogu u procesu tranzicije, te zamjena ugljena plinom može značiti smanjenje emisija s postojećim tehnologijama do 2030 ili 2035. To daje određenu prednost CCGT elektranama. CCGT koristi plinsku turbinu, mješavina zrak-gorivo se kreće kroz plinsku turbinu, te HRSG (engl. Heat Recovery Steam Generator) koji prenosi toplinu iz plinske turbine kako bi nastala para koja se dostavlja parnoj turbini. Obije, plinska i parna turbina pretvaraju energiju vrtnje u električnu energiju. Ovakav način proizvodnje, kombinirana proizvodnja, povećava proizvodnju električne energije za čak i do 50% uz isti utrošak goriva kao kod tradicionalnih plinskih elektrana. Postoji više načina izvedbe CCGT postrojenja ovisno o broju osovina, čime se također može optimizirati rezultat proizvodnje same elektrane. Uključivanjem više osovina, povećavaju se investicijski troškovi, ali se dobiva na fleksibilnosti što je iznimno bitan čimbenik

koji CCGT elektrani omogućuje praćenje proizvodnje vjetra te popunjavanje zadane količine praznina u zahtijevanom trenutku u vremenu. Velik broj radova, kao npr. [8] usredotočen je na termo-ekonomsku optimizaciju CCGT elektrane uviđajući u tim području velike mogućnosti za konkurentnost CCGT elektrane pronalazeći niz optimalnih rješenja u trenutcima promjenjivog opterećenja. Ovakve tehničke karakteristike čine CCGT jednim od najfleksibilnijih načina uravnoteženja nepredvidive proizvodnje vjetroelektrana te pruža velike tržišne mogućnosti međusobne suradnje vjetra i CCGT-a.

OPIS PROBLEMA I METODOLOGIJA

Zadatak je rada temeljem modela ispitati tehničke i ekonomske pokazatelje mogućnosti CCGT postrojenja u funkciji uravnoteženja, odnosno stabiliziranja varijabilne proizvodnje električne energije iz VE. Za ove potrebe izrađen je model u programskom alatu PLEXOS. Model i programski alat detaljnije su opisani u nastavku rada.

Tehničke mogućnosti CCGT postrojenja

Prvi dio analize odnosi se na tehničku mogućnost, odnosno fleksibilnost CCGT postrojenja za praćenje varijabilne proizvodnje VE. Budući da ovakav vid pogona CCGT ovisi o prirodi vjetra na lokaciji za očekivati je česta paljenja i gašenja CCGT postrojenja i pripadajuće visoke troškove. Stoga se ispituju dva slučaja.

U prvom slučaju CCGT i VE nude fiksni iznos snage u cijelom vremenskom intervalu i taj iznos je jednak instaliranom kapacitetu VE koju uravnotežuje CCGT. U ovom slučaju se dakle očekuju česta startanja i gašenja CCGT-a te značajni pripadajući troškovi budući da CCGT ima određenu minimalnu stabilnu izlaznu snagu (izlazna snaga ne varira od 0 do P_{max} nego od P_{min} do P_{max}).

U drugom slučaju se pretpostavlja da CCGT i VE nude fiksni iznos snage koji je veći od ukupne instalirane snage VE i to za iznos koji je veći od minimalne stabilne izlazne snage CCGT. Na taj se način izbjegavaju česta startanja i gašenja što bi trebalo smanjiti specifične operativne troškove CCGT postrojenja.

U tehničkom dijelu analize u okviru ovog rada cilj je usporediti fleksibilnost CCGT postrojenja u praćenju varijabilne proizvodnje VE za navedena dva slučaja u različitim vremenskim rezolucijama optimizacijskog postupka. Za očekivati je da će s povećanjem rezolucije (korištenje minutne rezolucije umjesto satne) posao za CCGT postajati sve teži iz tehničke perspektive. Pri tome se određuju i pripadajući ukupni i specifični operativni troškovi CCGT postrojenja.

Tržišna perspektiva zajedničkog nuđenja CCGT postrojenja i VE

U drugom dijelu analize trenutnoj tržišnoj poziciji VE u kojoj se po poticajnoj cijeni u sustavu FEED IN garantira otkup cjelokupno proizvedene EE suprotstavlja se potpuna izloženost tržišnim uvjetima – drugim riječima izlaganje tržišnoj cijeni EE te odgovornosti za odstupanje planirane i ostvarene proizvodnje električne energije. Zbog još uvijek nedovoljno točnih i pouzdanih metoda predviđanja proizvodnje iz VE [9, 10] one bi u ovakvim novim uvjetima bile primorane pronaći odgovarajući način uravnoteženja svoje proizvodnje u realnom vremenu. Ovdje je pretpostavka da se navedeno uravnoteženje ostvaruje upravo pomoću CCGT postrojenja.

Cilj je odrediti konkurentnost CCGT postrojenja naspram tržišta električne energije temeljem modela koji uzima u obzir sve nužne parametra VE i CCGT postrojenja, kako je objašnjeno u slijedećem poglavlju rada.

Budući da je najveći dio varijabilnih troškova proizvodnje CCGT-a vezan uz cijenu goriva u analizi će se ispitati nekoliko scenarija različitih cijena plina. Pri tome se u ovom dijelu analize neće varirati vremenska rezolucija optimizacijskog postupka (iznositi će konstantno 1 h).

OPIS MODELA

Optimizacijski alat PLEXOS nema predviđen jednostavan objekt za modeliranje CCGT elektrane budući da je koncept CCGT postrojenja u smislu modeliranja značajno složeniji od koncepta tradicionalne termoelektrane. Ipak u PLEXOS-u je na vrlo učinkovit način moguće modelirati CCGT postrojenje.

PLEXOS je programski alat za modeliranje i simulaciju odnosa na tržištu električnom energijom uz istaknuti sveobuhvatan raspon mogućnosti isporučenih kroz jednostavno sučelje. Alat je razvijen od strane tvrtke Energy Exemplar. Radi se o općenitom simulacijskom alatu zasnovanom na objektnom modeliranju u kojem se definira skup klasa te njihova hijerarhija, dok korisnik simulatora stvarajući instance objekata modelira dijelove ili cjelokupni sustav. Definicijom klase opisano je kojim zbirkama objekti pojedine klase mogu pripadati, te kako djeluju prema objektima istih ili različitih tipova. Po unošenju potrebnih parametara sustava, definiranju scenarija i određivanju planskog razdoblja, PLEXOS pokreće program specijaliziran za rješavanje matematičkih optimizacijskih problema (engl. solver). PLEXOS omogućava korištenje nekoliko komercijalno dostupnih solvera: MOSEK, Gurobi, Xpress-MP i CPLEX. Po završetku rješavanja matematičkog problema, PLEXOS iz dobivenih rješenja priprema podatke za pregled u korisničkom sučelju za pregledavanje i analizu dobivenih rezultata.

Model CCGT postrojenja u PLEXOS-u

Za model CCGT postrojenja u PLEXOS-u koristi se slijedeći pristup. Osnova pristupa je ostvarivanje poveznice između otpadne topline jedne ili više proizvodnih jedinica s energetske inputom proizvodne jedinice slijedeće razine. Tako proizvodne jedinice čija se otpadna toplina koristi u slijedećem stupnju predstavljaju plinske turbine realnog CCGT postrojenja, a proizvodne jedinice u slijedećem stupnju proizvodnje električne energije koji iskorištavaju tu otpadnu toplinu predstavljaju parnu turbinu realnog CCGT postrojenja. Svaka proizvodna jedinica, bilo plinska turbina (ili više njih) bilo parna turbina (u pravilu samo jedna) modelira se pomoću objekta 'Generator'. Za svaku plinsku turbinu moguće je definirati zasebno gorivo (objekt 'Fuel') i zasebnu *heat rate* krivulju. Povezivanjem otpadne topline jednog objekta 'Generator' s drugim PLEXOS automatski omogućava modeliranje ekonomajzera kao i ostalih mogućih sastavnica parnog dijela CCGT postrojenja (npr. dodatno ložište i sl.). Dakle objekt 'Generator' koji predstavlja parnu turbinu ne treba poveznicu s nekim objektom 'Fuel' budući da koristi otpadnu toplinu plinske turbine koja pak koristi energiju izgaranja pripadnog goriva. Bruto iznos energije koji se prenosi parnoj turbini jednak je zbroju otpadnih toplina svih plinskih turbina CCGT postrojenja. Otpadna toplina plinske turbine jednaka je razlici energije utrošenog goriva i proizvedene električne energije. Ta toplina dolazi do kotla u parnom ciklusu za koji se zasebno definira učinkovitost. Tako je neto ukupna toplina koja dolazi do parne turbine jednaka ukupnoj otpadnoj toplinu pomnoženoj s učinkovitošću kotla. Izlazna električna energija parne turbine definirana je opisom *heat rate* krivulje parnog dijela ciklusa.

Na predstavljeni način može se vrlo vjerno modelirati realno CCGT postrojenje budući da se u PLEXOS-u automatski u obzir uzimaju sve bitne karakteristike CCGT postrojenja kao npr. ograničenje koje onemogućava rad parne turbine ukoliko ne radi niti jedna od plinskih turbina. Također je moguće definirati i neka specifična ograničenja korištenjem objekta 'Constraint'. Za potrebe detaljnog modela CCGT postrojenja u PLEXOS-u su modelirane slijedeće karakteristike prema dobivenim ulaznim podacima: Broj jedinica plinske i parne turbine; Instalirani kapacitet – maksimalni; Minimalna stabilna snaga; Detaljna *heat rate* krivulja; FO&M naknada; VO&M naknada; Troškovi pokretanja za više profila starta; Vrijeme pokretanja za više profila starta; Brzina podizanja snage pri startu za više profila starta; Brzina podizanja snage u radnom modu; Brzina spuštanja snage u radnom modu; Pogonsko gorivo; Gorivo koje se koristi pri pokretanju; Potrošak goriva pri startu za više profila starta; Cijena goriva; Proizvodnja emisija; Cijena emisija; Ograničenje proizvodnje; Ograničenje starta; Vlastita potrošnja CCGT postrojenja i dr.

Model okruženja CCGT postrojenja u PLEXOS-u

Tržište električne energije. U modelu se vanjsko tržište modeliralo tako da je preuzet uzorak ostvarenih satnih cijena s analiziranih tržišta koja će biti navedena u opisu studije slučaja.

Specifičnost u pogledu modeliranja OIE. U pogledu proizvodnje električne energije iz energije vjetra vjetroelektrane dostupni su podaci o proizvodnji električne energije iz energije vjetra u RH satne rezolucije. Na osnovu tih podataka određeni osnovni statistički parametri pomoću kojih je u PLEXOS-u izlazna snaga VE modelirana kao stohastička varijabla sa zadanim parametrima. Kako bi se uzela u obzir i određena međuovisnost brzine vjetra u susjednim satima korišten je ARIMA pristup kod modeliranja varijable izlazne snage VE.

Modeliranje potrošnje električne energije. Budući da se analizira samo koordinacija rada CCGT postrojenja i VE neće biti modelirana potrošnja neke određene regije. Iznos potrošnje se postavlja na određeni fiksni iznos koji je jednak tijekom cijelog optimizacijskog perioda.

Modeliranje Dummy elektrane. Ova elektrana se modelira kao super fleksibilna elektrana čiji je marginalni trošak i trošak pokretanja značajno skuplji od marginalnog troška CCGT postrojenja ali istovremeno značajno manji od definiranog VoLL-a u modelu. Ova elektrana pokriva onu neravnotežu koju nije u mogućnosti pokriti CCGT postrojenje. Dakle veća proizvodnja ove elektrane znači manje tehničke mogućnosti i fleksibilnost CCGT postrojenja za praćenje varijabilne proizvodnje VE.

OPIS ANALIZIRANAOG SLUČAJA

U ovom dijelu rada opisani su detalji modela CCGT postrojenja i njezina okruženja, prije svega tržišta EE i rezidualne krivulje potrošnje.

Model CCGT

Osnovni podaci o CCGT postrojenju prikazani su u Tablica 1 i Tablica 2, a kao izvor za potrebne podatke o karakteristikama CCGT postrojenja poslužili su [11]-[17].

Tablica 1. Ulazni podaci za parnu i plinsku turbinu

	Maks Kap. (MW)	Min Stabilna Snaga. (MW)	VO&M (€/MWh)	FO&M (€/kW/god)	
GT	307	61,4	3,22	20	
ST	138	27,6	3,22	20	
	Pom. (MW)	Promjena snage (MW/min)	Uč. 100% (%)	Uč 80% (%)	Uč. 20% (%)
GT	10	15,35	40	38	23
ST	4	6,9	31,17	31,17	31,17

Tablica 2. Pokretanje CCGT postrojenja

Start	Vrijeme mirovanja (hrs)	Potrošnja goriva (GJ)	Trošak starta (€)	Vrijeme starta (min)
Vrući	8	89,2	10235	30
Topli	48	93,9	14685	90
Hladni	96	112,67	20025	190

Model tržišta EE

Tržište je modelirano pomoću objekta 'Market' u PLEXOS-u. Nisu postavljena ograničenja u vidu maksimalne količine koja se može prodati ili kupiti s tržišta, a cijene su preuzete s burze EPEX za godinu 2014.

Model VE

Kako je već rečeno u opisu problema i metodologije VE su modelirane pomoću stohastičke varijable i dodatno korištenjem ARIMA pristupa. Podaci koji su korišteni za modeliranje varijable koja predstavlja izlaznu snagu VE nalaze se u Table 3. ARIMA parametri su određeni postupkom trial and error dok se nisu postigli paterni zlazne snage VE koji su slični onim stvarnim. Isti podaci koriste se neovisno o vremenskoj rezoluciji optimizacijskog postupka.

Tablica 3. Stohastički parametri za modeliranje vjetra

	Min. (MW)	Maks. (MW)	Srednja vrijed. (MW)	Std. Dev. (MW)	ARIMA a	ARIMA b	ARIMA d
Slučaj 1	0	400	102	97	0,5	1	0,5
Slučaj 2	0	280	71	68	0,5	1	0,5

Podaci u tablici 3. skalirani su na temelju izračunatih statističkih podataka za izlazne snage vjetra u RH i to prema maksimalnoj izlaznoj snagi VE. Pretpostavljeno je dakle da je odnos između očekivane vrijednosti, iznosa očekivane pogreške i maksimalnog iznosa nepromjenjiv u odnosu na instaliranu snagu VE.

Model pomoćnog generatora

Budući da se može očekivati da u kontekstu analize tehničkih mogućnosti CCGT postrojenja ona neće moći pokriti rezidualne potrošnje u nekim trenucima modeliran je pomoćni generator koji je maksimalno fleksibilan i u kontekstu pokretanja i podizanja snage. Istovremeno njegovi operativni troškovi i su značajno veći od troškova CCGT postrojenja kako bi se osiguralo da se pomoćni

generator aktivira samo u slučajevima kada su tehnički limiti CCGT postrojenja dosegnuti. Za potrebe ove analize modeliran je pomoćni generator snage od 500 MW i uz VO&M troškove iznosa od 5000 €/MWh. Potrebno je naglasiti da je iznos VoLL u modelu postavljen na 100000 €/MWh što jamči da će pomoćni generator biti aktiviran u nuždi. Troškovi pokretanja ovog generatora postavljeni su na 1000000 €.

Model potrošnje EE

Potrošnja EE postavljena je na 400 MW u svakom vremenskom periodu.

REZULTATI

Prezentirani rezultati dobiveni su na 3.6 GHz procesoru s 32 GB RAM koristeći CPLEX solver unutar programa PLEXOS® 7.

Zbog složenosti modela i brojnih tehničkih ograničenja te s ciljem zadržavanja istog profila izlazne snage vjetra (radi lakše i vjerodostojnije usporedbe rezultata) za sve analizirane vremenske rezolucije u pojedinom analiziranom slučaju, trajanje optimizacije podešeno je prema postavljenoj vremenskoj rezoluciji simulacije tako da je ukupni broj analiziranih vremenskih intervala konstantan (60 u ovom slučaju) prema tablici 4.

Tablica 4. Podaci o optimizacijskom horizontu

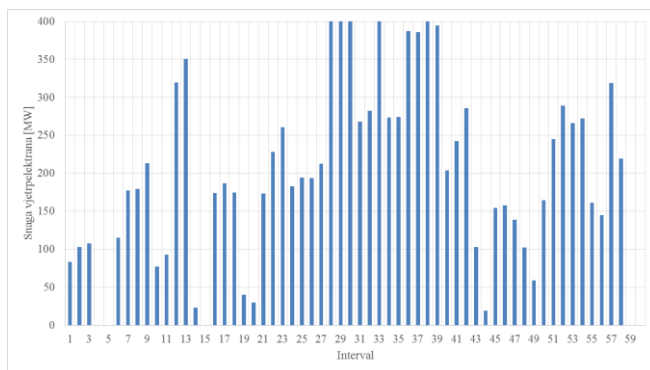
Vremenska rezolucija (min)	1	5	10	60
Horizont optimizacije (h)	1	5	10	60

Tehnička ograničenja CCGT postrojenja

Biti će prikazani rezultati za dva definirana slučaja u poglavlju 'Opis problema i metodologija'.

Slučaj 1:

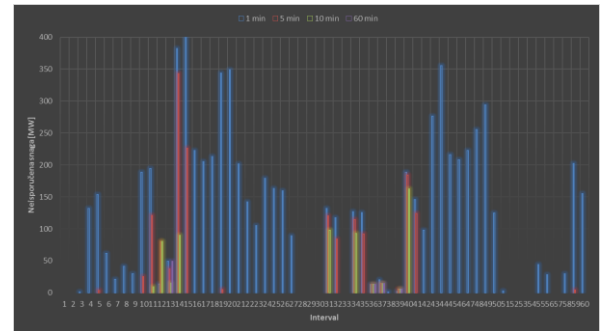
Proizvodnja VE po intervalima u Slučaj 1 (neovisno o vremenskoj rezoluciji) prikazana je na slici 1.



Slika 1. Izlazna snaga vjetra u Slučaju 1

Budući da će se uspoređivati rezultati optimizacijskih analiza koji su različitog trajanja ali imaju isti broj vremenskih interval (60) umjesto neisporučene energije

uspoređivati će se neisporučena snaga između analiziranih slučajeva. Usporedba neisporučene snage iz CCGT postrojenja za Slučaj 1 u različitim korištenim vremenskim rezolucijama prikazana je na slici 2.

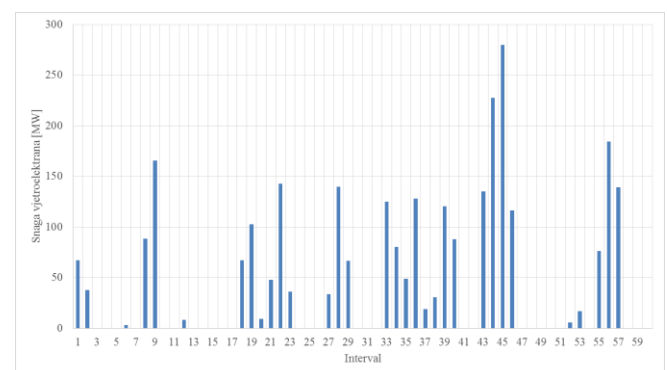


Slika 2. CCGT neisporučena snaga (Slučaj 1)

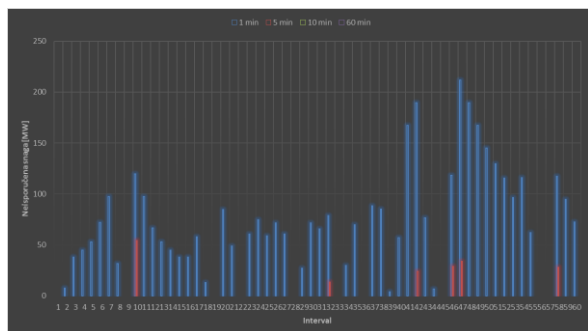
Prosječna neisporučena snaga po satu drastično se razlikuje ovisno o vremenskoj rezoluciji optimizacije. Tako za vremensku rezoluciju od 1 min prosječna neisporučena snaga iznosi 123,8 MW, za 5 min iznosi 26,6 MW, za 10 min iznosi 9,7 MW dok za 60 min iznosi svega 1,4 MW. Razlog ovako velikim razlikama leži prije svega u ograničenjima brzine promjene snage i brzine pokretanja CCGT postrojenja. Ova ograničenja postaju dosegnuta tim češće što je vremenska rezolucija optimizacije veća (kraći vremenski interval). U slučaju kada je vremenska rezolucija 60 minuta, niti jedno od ovih ograničenja nije dosegnuto unutar vremenskog interval (pregruba rezolucija) ali ipak se može sa slike 2 uočiti da u nekim satima postoji određena razina neisporučene snage (ljubičasta linija). U ovom slučaju ograničenje minimalne radne točke CCGT postrojenja uzrokuje nezadovoljenje potreba za snagom. Naime, u slučajevima kada je razlika između ukupne potražnje (400 MW) i izlazne snage VE manja od min stable level CCGT, CCGT postrojenje neće moći zadovoljiti potrebnu razliku. U Slučaju 2 izbjegava se navedena pojava te je moguće uspoređivati isključivo tehnička ograničenja koja se odnose na brzinu podizanja snage CCGT u normalnom pogonu.

Slučaj 2:

Proizvodnja VE po intervalima u Slučaju 2 (neovisno o vremenskoj rezoluciji) prikazana je na slici 3.



Slika 3. Izlazna snaga vjetra u Slučaju 2



Slika 4. CCGT neisporučena energija (Slučaj 2)

Jednako kao kod Slučaj 1 uspoređivati će se neisporučena snaga između analiziranih slučajeva. Usporedba neisporučene snage iz CCGT postrojenja za Slučaj 2 u različitim korištenim vremenskim rezolucijama prikazana je na slici 4.

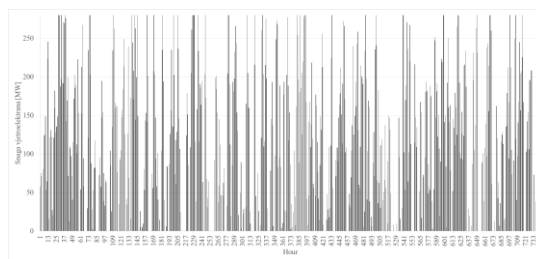
Zbog mogućnosti konstantnog rada CCGT postrojenja (ne mora više prolaziti kroz spore startove) i ponešto povoljnije karakteristike izlazne snage vjetra nego u Slučaju 1 neisporučena snaga značajno je manja nego u Slučaju 1. Prosječna neisporučena snaga po satu za vremensku rezoluciju od 1 min iznosi 66,5 MW, za 5 min iznosi 3,1 MW dok za 10 min i za 60 min rezoluciju nema zabilježene neisporučene snage. Usporedbom slučajeva 1 i 2 moguće je lako zaključiti da CCGT postrojenje značajno bolje prati snagu VE ukoliko nije prisiljeno na često paljenje i gašenje.

Tržišna perspektiva

Postavlja se pitanje da li je i pod kojim uvjetima CCGT kao nadopuna proizvodnji iz VE konkurentnija od kupnje električne energije na tržištu EE. Budući da je cijena plina najutjecajniji faktor proizvodnog troška CCGT postrojenja varira se iznos cijene plina od 2 €/GJ do 8 €/GJ s inkrementom od 2 €/GJ i za svaku pojedinu cijenu vrši se optimizacijski postupak i analizira količina energije koju je proizvelo CCGT i koja je kupljena na tržištu EE. Potrošnja EE ponovno je fiksirana na 400 MW.

Analizira se vremenski period od mjesec dana uz stohastičke parametre vjetra kao u tablici 3. za SLUČAJ 2. Cijene električne energije preuzete su s burze EPEX za siječanj 2014. godine.

Proizvodnja VE za isti period na temelju slučajne varijable prikazana je na slici 5.



Slika 5. Izlazna snaga vjetra u tržišnom okruženju

Tablica 5. prikazuje proizvodnju CCGT postrojenja u razmatranom periodu za cijene plina od 2, 4 i 6 €/GJ. Zanimljivo je da uz cijenu plina od 8 €/GJ CCGT u promatranom razdoblju nije u pogonu niti jedan sat.

Tablica 5. Proizvodnja CCGT postrojenja za različite cijene plina

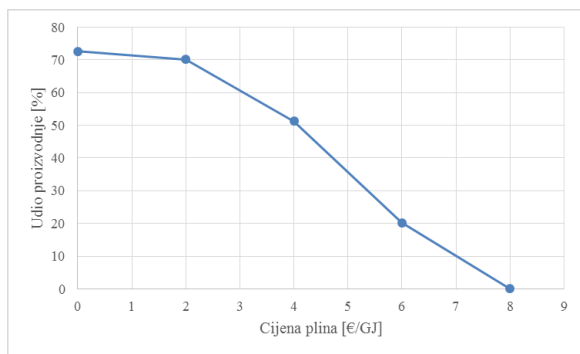
Cijena goriva	Udio CCGT
2 €/GJ	209 GWh
4 €/GJ	153 GWh
6 €/GJ	60 GWh
8 €/GJ	0 %

Jasno uočljivo kako povećanje cijene plina ima drastične posljedice u smislu smanjenja proizvodnje CCGT postrojenja. Dubinskom analizom može se utvrditi da CCGT proizvodi najviše u periodima kada je i cijena EE najviša.

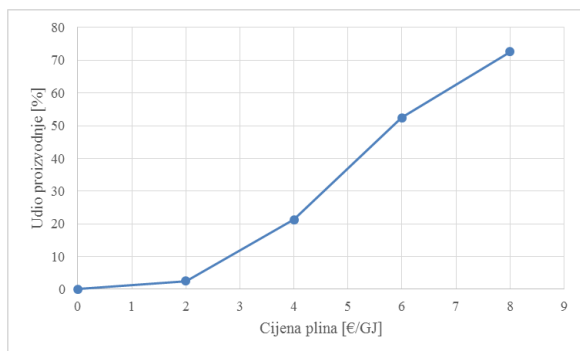
Prosječna cijena EE na tržištu u analiziranom periodu iznosi 35,8 €/MWh. Ukupna potražnja za EE iznosila je 297,6 GWh. VE je od toga pokrila 81,55 GWh ili 27,4 %. Ostatak EE pokrivaju CCGT i tržište EE i to u različitim udjelima ovisno o cijeni plina. Slike 6. i 7. prikazuju udio pojedinog izvora EE u ovisnosti o cijeni plina.

Jasno uočljivo kako povećanje cijene plina ima drastične posljedice u smislu smanjenja proizvodnje CCGT postrojenja. Dubinskom analizom može se utvrditi da CCGT proizvodi najviše u periodima kada je i cijena EE najviša.

Prosječna cijena EE na tržištu u analiziranom periodu iznosi 35,8 €/MWh. Ukupna potražnja za EE iznosila je 297,6 GWh. VE je od toga pokrila 81,55 GWh ili 27,4 %. Ostatak EE pokrivaju CCGT i tržište EE i to u različitim udjelima ovisno o cijeni plina. Slike 7. i 8. prikazuju udio pojedinog izvora EE u ovisnosti o cijeni plina.



Slika 6. Udio CCGT za različite cijene plina



Slika 7. Udio tržišta za različite cijene plina

Uz vrlo nisku cijenu plina od 2 €/GJ modelirana CCGT elektrana gotovo konstantno je konkurentnija od vanjskog tržišta EE. Uz 4 €/GJ (što odgovara cijeni plina na EPEX burzi na dan 20.07.2016.) omjer proizvodnje CCGT i kupnje na tržištu je 2,5 u korist CCGT. Situacija je upravo suprotna za cijenu plina 6 €/MWh dok za cijenu plina od 8 €/MWh CCGT u promatranom razdoblju nije u pogonu niti jedan sat.

ZAKLJUČAK

Ovaj rad se fokusira na tehno-ekonomsku analizu mogućnosti balansiranja volatilne prirode vjetra pomoću CCGT elektrana. Tehničke karakteristike CCGT elektrana omogućavaju uravnoteženje proizvodnje vjetroelektrana ali imaju i određena ograničenja. Ta ograničenja se prije svega očituju u ograničenoj brzini podizanja snage i ograničenoj brzini startanja. Kako bi se izbjegla ograničenja vezana uz start CCGT elektrane poželjno je da ona konstantno radi na snagama koje su iznad minimalne stabilne snage. Stoga bi fiksni iznos koji zajednički nude vjetroelektrana i CCGT elektrana u nekom period trebao biti jednak ili veći od zbroja maksimalne očekivane izlazne snage vjetroelektrane i minimalne stabilne snage CCGT elektrane. U radu je pokazano kako varijabilnost vjetra utječe na dosezanje tehničkih ograničenja rada CCGT postrojenja kroz optimizacije u kojima se koristila različita vremenska rezolucija. Tako je pokazano da uz istu varijabilnost vjetra u optimizacijama s većom vremenskom rezolucijom bolje do izražaja dolaze stvarna tehnička ograničenja CCGT elektrana, posebice u vidu brzine podizanja i spuštanja izlazne snage. Stoga je kod ovakvih analiza nužno prikupiti kvalitetne podatke što bolje rezolucije te potom adekvatno

modelirati vjetroelektrane u modelu te prilagoditi vremensku rezoluciju optimizacijskog postupka kako bi se dobili što smisleniji i upotrebljiviji rezultati. Pokazano je također kako upotreba statističkih podataka dobivenih iz podataka satne rezolucije u optimizacijskom postupku značajno veće rezolucije, npr. 1 min rezultira značajno većim zahtjevima na CCGT postrojenje što ponovno potvrđuje potrebu za usklađivanjem vremenske rezolucije ulaznih podataka, na kojima se temelji stohastičko modeliranje vjetroelektrane, i vremenske rezolucije (intervala) optimizacije kod ovakvih i sličnih problema.

U smislu ekonomske opravdanosti balansiranja izlazne snage vjetroelektrane pomoću CCGT elektrane pomoću optimizacijskog modela satne rezolucije uspoređena je konkurentnost CCGT postrojenja u odnosu na vanjsko tržište električne energije kao alternative balansiranja. Pri tome je pokazano kako najveći utjecaj na konkurentnost, odnosno proizvodne troškove, CCGT elektrane ima cijena ulaznog goriva – plina. U konkretnom slučaju pokazalo se da je u slučaju cijena plina koje su dvostruko manje od današnjih CCGT gotovo redovito ekonomski isplativija opcija. S druge pak strane kod cijena koje su dvostruko veće od današnjih vanjsko tržište potpuno dominira i CCGT ne bilježi nikakvu proizvodnju u razmatranom slučaju. Uz trenutne cijene plina, koje se kreću oko 4 €/GJ, CCGT je većinom konkurentniji od vanjskog tržišta. Pri tome je potrebno naglasiti da dobiveni rezultati ovise o uzorku cijena električne energije i burzi s koje su preuzete iste. Stoga se preporučuje kao nastavak ovog istraživanja veći naglasak staviti na promjenjivost i očekivane trendove kretanja cijene električne energije na tržištima.

REFERENCE

- [1] European Commission, "2050 low-carbon economy," European Commission, [Online]. Available: http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050/index_en.htm. [Accessed 15 May 2016].
- [2] T. Traber and C. Kemfert, "Gone with the Wind?: Electricity Market Prices and Incentives to Invest in Thermal Power Plants under Increasing Wind Energy Supply," 2009.
- [3] W. C.K., I. Horowitz, J. Moore i A. Pacheco, »The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: The Texas experience,« *Energy Policy*, br. 7, pp. 3939-3944, July 2011.
- [4] F. B. a. K. Neuhoﬀ, »Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration,« 2011.
- [5] M. Korpås, O. Wolfgang i S. Aam, »Norwegian

- pumped hydro for providing peaking power in a low-carbon European power market – Cost comparison against OCGT and CCGT,« u *EEM15 : 12th INTERNATIONAL CONFERENCE ON THE EUROPEAN ENERGY MARKET . ISEL*, Lisboa, 2015.
- [6] E. Ela, B. Kirby, A. Botterud, C. Milostan, I. Krad i K. V., »The Role of Pumped Storage Hydro Resources in Electricity Markets and System Operations,« u *Proceedings Hydrovision International*, Denver, CO, 2013.
- [7] R. J. Bass, P. Willmot i H. K. Versteeg, »The impact of variable demand upon the performance of a combined cycle gas turbine (CCGT) power plant,« *Energy*, br. 4, p. 1956–1965, April 2011.
- [8] M. Valdés, M. D. Duran i A. Rovira, »Thermoeconomic optimization of combined cycle gas turbine power plants using genetic algorithms,« *Applied Thermal Engineering*, br. 17, pp. 2169-2182, December 2003.
- [9] F. Cassola i M. Burlando, »Wind speed and wind energy forecast through Kalman filtering of Numerical Weather Prediction model output,« *Applied Energy*, pp. 154-166, November 2012.
- [10] G. Li i J. Shi, »On comparing three artificial neural networks for wind speed forecasting,« *Applied Energy*, br. 7, pp. 2313-2320, July 2010.
- [11] Siemens AG Energy Sector, *Flexible performance, convincing quality –economical and future-proof packages SGT5-PAC 4000F*, 2014.
- [12] WBCSD Cement Sustainability Initiative (CSI) / ECRA GmbH, »List of Constants and Default CO2 emission factors,« 8 December 2014. [Mrežno]. Available: http://www.cement-co2-protocol.org/v3/Content/Internet_Manual/constants.htm. [Pokušaj pristupa March 2016].
- [13] C. L. Hart i J. G. Wright, »Gas power plant fuel requirements and uncertainty considering increasing renewables penetration,« u *African Utility Week*, Cape Town, 2015.
- [14] D. Chase i P. Kehoe, *GE Combined-Cycle Product Line and Performance*, GE Power Systems.
- [15] N. Kumar, P. M. Besuner, S. A. Lefton, D. D. Agan i D. D. Hilleman, »Power Plant Cycling Costs,« Intertek APTECH, 2012.
- [16] A. Schröder, F. Kunz, J. Meiss, R. Mendelevitch i C. v. Hirschhausen, »Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050,« DIW
- BERLIN - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin, 2013.
- [17] S. Simoes, W. Nijs, P. Ruiz, A. Sgobbi, D. Radu, P. Bolat, C. Thiel i S. Peteves, »The JRC-EU-TIMES model - Assessing the long-term role of the SET PLan Energy technologies,« European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, 2013.