

Sara Raos
HEP – ODS d.o.o, Elektra Karlovac
sara.raos@hep.hr

Željko Tomšić
Sveučilište u Zagrebu, Fakultet elektrotehnike i računarstva
zeljko.tomsic@fer.hr

Ivan Rajšl
Sveučilište u Zagrebu, Fakultet elektrotehnike i računarstva
ivan.raisl@fer.hr

ULOGA VELIKE PENETRACIJE ELEKTROAUTOMOBILA U POVEĆANJU FLEKSIBILNOSTI SUSTAVA S VELIKIM UDJELOM OBNOVLJIVIH IZVORA

SAŽETAK

Rastuća ovisnost o uvozu energije, obveze smanjenja emisija stakleničkih plinova, kao i sve starije elektrane samo su neki od problema s kojima se suočavaju europski energetske sustavi. Politika Europske unije (EU) o smanjenju stakleničkih plinova i ovisnosti o uvozu električne energije temelji se uglavnom na povećanju proizvodnje iz obnovljivih izvora energije (OIE). Međutim, sve veća penetracija promjenjivih OIE zahtjeva znatno povećanje kapaciteta raznih tehnologija skladištenja električne energije. Povećanje udjela električnih vozila (EV) u sektoru prometa nameće se kao jedna od najistaknutijih opcija. Njihovom se uporabom smanjuje zagađenje zraka, dok se njihovim spajanjem na napredne mreže stvara mogućnost povećanja fleksibilnosti elektroenergetskog sustava. Pomoću programskog alata PLEXOS, u ovome je radu modeliran elektroenergetski sustav Republike Hrvatske te je na temelju rezultata različitih scenarija uočena uloga električnih automobila u sustavu s velikim udjelom obnovljivih izvora.

Ključne riječi: emisije stakleničkih plinova, tehnologije skladištenja energije, EV, fleksibilnost sustava, programski alat, OIE

ROLE OF LARGE PENETRATION OF ELECTRIC CAR IN INCREASING SYSTEM FLEXIBILITY WITH LARGE SHARE OF RENEWABLE RESOURCES

SUMMARY

The growing dependence on energy imports, the obligation to reduce greenhouse gas emissions, as well as older power plants are just some of the problems that European energy systems are facing. European Union's (EU) policy on reducing greenhouse gases (GHG) and reducing dependence on electricity imports is mainly based on increasing the production from renewable energy sources (RES). However, the increasing penetration of variable RES into the power system requires a substantial increase in the capacity of various energy storage technologies. Increasing the share of electric vehicles (EVs) in transport sector is considered as one of the most prominent options. Not only does their use reduce air pollution but also connecting them to smart grids creates the possibility of increasing the flexibility of the power system. Using the PLEXOS energy market simulation software, the power system of the Republic of Croatia was modelled in this paper and based on the results of different scenarios, the role of electric vehicles in the system with a large share of renewable sources was observed.

Key words: GHG, energy storage, EVs, power system flexibility, simulation software, RES

1. UVOD

Sagorijevanje goriva u sektoru transporta značajno doprinosi ukupnim emisijama stakleničkih plinova. Naime, transport, u zemljama članicama Europske unije, sudjeluje s 33.1% u ukupnoj finalnoj potrošnji energije [1] dok udio transporta u ukupnim emisijama stakleničkih plinova iznosi 23% [2]. Direktivom Europske unije 2009/28/EZ svim su zemljama članicama postavljeni ciljevi da do 2020. godine bude ispunjeno smanjenje emisija stakleničkih plinova za 20% u odnosu na razinu iz 1990. godine, povećanje energetske učinkovitosti za 20% te povećanje udjela obnovljivih izvora u ukupnoj finalnoj potrošnji na 20%. [3] Također, direktivom je ustanovljeno da minimalni udio obnovljivih izvora u neposrednoj potrošnji energije u sektoru prometa iznosi 10%, što je Republika Hrvatska uključila u dokumentu „Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske“ [4]. Pogleda li se period do 2050. godine ti ciljevi postaju još ambiciozniji jer su do 2030. godine ciljevi smanjenja emisija stakleničkih plinova postavljeni za najmanje 40%, udio obnovljivih izvora energije trebao bi iznositi 27%, dok se za 2050. godinu predviđa smanjenje emisija stakleničkih plinova od čak 95%.

Kako bi se postigli planirani ciljevi potrebno je mijenjati način na koji se proizvodi, distribuira i troši električna energija. Naime, suvremeni elektroenergetski sustavi, koji su većim dijelom građeni tijekom 20. stoljeća, razvijani su na način da veliki generatori preko transformatora injektiraju električnu snagu u visokonaponsku električnu mrežu, a ta se snaga zatim transportira prijenosnim sustavom, vrlo često na velike udaljenosti. Na kraju se prijenosnog sustava transportirana snaga, preko serije distribucijskih transformatora, usmjerava putem srednjenaponske i niskonaponske mreže prema krajnjim potrošačima na nižem naponu. Međutim, u posljednje se vrijeme sve više nameće ideja za priključenjem proizvodnih jedinica na distribucijsku mrežu, a ti su distribuirani izvori uglavnom obnovljivi izvori energije budući da je utjecaj na okoliš jedan od najznačajnijih faktora u razmatranju priključenja novih proizvodnih objekata na mrežu. Iako obnovljivi izvori energije doprinose smanjenju utjecaja na okoliš kao i povećanju samoodrživosti nacionalnih energetskih sustava, bitno je naglasiti da povećana izgradnja takvih izvora utječe na mnoge aspekte unutar elektroenergetskog sustava poput rasporeda proizvodnje jedinica, regulacije frekvencije, upravljanja naponom i jalovom snagom, održavanja sustava pričuve i dr. Naime, uslijed velike fluktuacije prirodnog dotoka vode i intermitentne proizvodnje električne energije obnovljivih izvora (energija vjetera i Sunca) elektroenergetski sustavi moraju osigurati značajne rezerve u konvencionalnim izvorima ili značajni kapacitet skladišta električne energije. To dovodi do povećanja cijene električne energije kao i cijelog elektroenergetskog sustava te ograničava daljnji razvoj k većoj integraciji obnovljivih izvora. Električna vozila (EV) pružaju mogućnost skladištenja električne energije što otvara nove mogućnosti za integraciju OIE na mrežu. Studija prezentirana u [5] analizira optimalno ulaganje i raspoređivanje distribuiranih izvora s neizvjesnošću u rasporedu vožnje EV. Rezultati studije pokazali su da EV mogu imati značajan utjecaj na ulaganje u distribuirane izvore energije, pod uvjetom da je vrijeme povrata relativno kratko. Nadalje, te dvije tehnologije mogu međusobno profitirati jer EV mogu pružiti kapacitet za skladištenje energije proizvedene iz nepredvidivih OIE, s brzim odzivom u vremenima velike potražnje (eng. *peak demand*) dok je dokazano da su OIE najčišći i cjenovno isplativi izvor dodatne energije koju potražuju EV [6]. Također, EV, kada su spojena na mrežu, mogu predstavljati dodatni izvor energije u trenucima nedostatka proizvodnje iz OIE ili u trenucima naglog povećanja potražnje za električnom energijom, što se još naziva vozila s povratom energije u mrežu (eng. *Vehicle-to-Grid* (V2G)) [7].

Mnoge studije napravljene su s ciljem definiranja utjecaja, prednosti i mana koje EV imaju na elektroenergetski sustav. Električna vozila se u [8] navode kao sredstvo globalnog smanjenja CO₂ emisije po kilometru u sektoru prometa. Utjecaj dodatnog tereta EV na sustav Republike Irske za 2020. godinu, sukladno s postavljenim ciljevima od 10% udjela OIE u finalnoj potrošnji u sektoru transporta, proučavan je u [9] i [10]. Modelirana su dva profila punjenja EV, *off-peak* i *peak* scenarij, a rezultati pokazuju da dodatni teret, ovisno o scenariju, uzrokuje promjenu u dispečiranju postojećih proizvodnih jedinica, kao i promjenu u emisijama te promjenu marginalne cijene proizvodnje električne energije. Također, za elektroenergetski sustav Irske napravljena je studija [11], u kojoj je fokus na utjecaju EV na proizvodnju električne energije u 2025. godini, koja je bazirana na pet alternativnih proizvodnih portfelja uz detaljnu simulaciju tržišta za svaki pojedini portfelj.

U novijim je studijama osim punjenja baterija EV u obzir uzeta mogućnost njihova iskorištavanja kao izvora električne energije, odnosno proučavan je model V2G. Studija [12] je pokazala da bi koncept distribuiranih punionica pružio stabilniji i fleksibilniji elektroenergetski sustav, kao i manji utjecaj na vršno opterećenje sustava. Slični rezultati dobiveni su u [13] gdje je predstavljen model punjenja/pražnjenja EV za implementaciju na 'pametnim' parkirališnim mjestima. U modelu je parking predstavljen kao virtualna proizvodna jedinica (eng. *virtual power plant*, VPP) ili agregator koji objedinjuje disperzirana EV te

upravlja njihovom potražnjom kako bi se izbjegla preopterećenja sustava. Rezultati su pokazali da je punjenje EV obavljano u vremenskim periodima manje cijene električne energije, dok u trenucima visokih cijena električne energije model prazni baterije EV. Time se postiže da vlasnici EV ostvaruju profit dok su njihova vozila parkirana, a elektroprivrede na raspolaganju u sustavu imaju disperzirane pomoćne spremnike energije. Vozila s pametnim punjenjem i povratom energije u mrežu pokazuju se kao ključna tehnologija za integraciju visokog udjela varijabilnih OIE, zbog toga jer u velikom broju sati (osobito noću kada su parkirana) mogu služiti kao baterije s brzim odzivom.

U ovome se radu analizira uloga velike penetracije električnih vozila u povećanju fleksibilnosti sustava s velikim udjelom obnovljivih izvora, a kao model sustava korišten je primjer elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske sa svim dostupnim podacima. U radu su također modelirana vozila s povratom energije u mrežu. U 2. je dijelu rada opisana korištena metodologija te je opisan model predmetne analize. Dio 3. opisuje simulaciju i prezentira rezultate vezane za troškove proizvodnje, očekivane CO₂ emisije te druge karakteristike elektroenergetskog sustava. U dijelu 4. iznose se osnovni zaključci temeljeni na rezultatima analize.

2. METODOLOGIJA

Za potrebe analize u ovome je radu korišten programski alat PLEXOS za koji postoji sažeti vodič za korištenje, koji pruža korisne uvodne upute za lakše korištenje alata [13]. Modeliranje u PLEXOS-u može se provesti korištenjem determinističkih ili stohastičkih tehnika koje za cilj imaju minimiziranje funkcije cilja ili očekivane vrijednosti podložne troškovima proizvodnje električne energije kao i nizu ograničenja uključujući dostupnost i pogonske karakteristike proizvodnih postrojenja, propisanih licenci vezano za utjecaj na okoliš, troškove goriva, prijenosnih ograničenja i sl. Nakon unošenja svih potrebnih parametara sustava, definiranja scenarija i određivanja planskog razdoblja, u PLEXOS se pokreće program specijaliziran za rješavanje matematičkih optimizacijskih problema (eng. *solver*). Simulacije rješenja temelje se na tehnici matematičkog programiranja MIP – mješovito cjelobrojno programiranje. Također, PLEXOS podržava korištenje nekoliko komercijalno dostupnih *solvera*: *MOSEK*, *Gurobi*, *Xpress-MP* i *CPLEX*. Sa završetkom rješavanja matematičkog problema, PLEXOS na temelju dobivenih rješenja priprema podatke za pregled u grafičkom korisničkom sučelju za pregledavanje i analizu dobivenih rezultata.

PLEXOS je zapravo simulacijsko-optimizacijski alat zasnovan na objektnom modelu tržišta električne energije. Objektnim modelom definiran je skup klasa i njihova hijerarhija. Klasa objekata podrazumijeva skup pravila i definicija koji se odnose na pojedini tip objekata. Tijekom pripreme ulaznih podataka korisnik stvara objekte kojima se reprezentiraju pojedini elementi modela, bilo da se radi o generatorima, mreži ili tržištu. Svi podržani elementi elektroenergetskog modela i postupka simulacije definirani su različitim klasama objektnog modela. Kvalitetno izveden objektni model pruža široke mogućnosti te se dobiva alat pogodan za ispitivanje utjecaja različitih energetske strategija.

2.1. Bazni model elektroenergetskog sustava

PLEXOS je korišten za modeliranje i simulaciju testnog modela temeljenog na elektroenergetskom sustavu Republike Hrvatske. Za bazni čvorišni model korišteni su dostupni podaci o elementima hrvatskog elektroenergetskog sustava (generatori, vodovi, goriva, tržište i sl.) iz 2016. godine. U (Tablica 1.) prikazana je struktura proizvodnje za baznu godinu kao i predviđena instalirana snaga za 2030., 2040. i 2050. godinu. Prema [14] i uzimajući u obzir niskouglični scenarij visoke tranzicije, korišteni su podaci navedeni dalje u tekstu. Na temelju dostupnog satnog oblika dnevnog dijagrama opterećenja iz 2015. godine, uz proporcionalni porast opterećenja s porastom potrošnje energije, napravljena je datoteka s predviđenom satnom potrošnjom do 2050. godine. Zbog elektrifikacije prometa i predviđene veće potrošnje električne energije u industriji i uslugama, neposredna potrošnja električne energije raste prosječnom stopom rasta od 1.2% godišnje od 2014. do 2030. godine, a stopom 1.7% od 2030. do 2050. godine. U 2050. godini je potrošnja za 70.1% veća od potrošnje u 2014. Zadani novi proizvodni kapaciteti konvencionalnih elektrana, s predviđenim datumima ulaska u pogon utvrđeni su na temelju podataka koji su bili dostupni od strane HEP-a. Nove termoelektrane na ugljen nisu predviđene. Kod modeliranja dotoka za hidroelektrane korištena je prosječna hidrologija. Snaga instaliranog kapaciteta OIE za 2020. godinu određena je prema kvotama postavljenim u Izmjenama Tarifnog sustava za proizvodnju električne energije iz OIE i kogeneracije (NN 100/15) do 2020. godine.

Također, u modelu nisu predviđeni poticaji novih OIE koji koriste energiju vjetra i Sunca (koje ulaze nakon 2020. godine), a pretpostavljen je nastavak rada poticanih instaliranih kapaciteta kogeneracija na biomasu i bioplin te malih hidroelektrana (MAHE) i elektrana na geotermalnu energiju.

Kod goriva za termoelektrane postavljeni su iznosi cijena izraženi u €/GJ te iznosi emisijskih faktora po vrsti goriva. U pogledu emisija postavljeni su iznosi cijene emisija, te godišnja ograničenja proizvodnje emisije CO₂. Modelirane elektrane kandidati obuhvaćaju sve komercijalno dostupne tehnologije. Cijena CO₂ raste do 90 €/toni u 2050. godini. Postavljeni su limiti na emisije CO₂ od 1725 ktona od 2030. godine i 555 ktona od 2050. godine.

Modelirano je tržište električne energije sa satnim cijenama električne energije kreiranim prema dostupnim predviđenim kretanjima cijena na mađarskoj burzi električne energije HUPX. Međutim, predviđeno je da iza 2030. godine ne postoji mogućnost trženja na tržištu, odnosno modeliran je izolirani sustav.

U modelu je također postavljeno da ne postoje nikakva ograničenja na vodovima i transformatorima te da se modeliraju gubici na vodovima uz uvjet da neisporučena i suvišna energija nisu u sustavu dozvoljene. Drugim riječima, u svakome trenutku potražnja mora biti zadovoljena te ne smije dolaziti do previše proizvedene energije koja u određenim trenucima nije potrebna. Kao *solver* korišten je dostupan *CPLEX*.

Tablica I. Instalirana snaga po vrsti elektrana

Instalirana snaga [MW]	2015.	2030.	2040.	2050.
UKUPNO	4.786	8.434	10.718	12.643
Nuklearne elektrane	348	348	348	500
Termoelektrane na plin	1.140	1.745	2.630	3.080
Termoelektrane na ugljen	330	210	0	0
Termoelektrane na plin s CCS-om	0	0	550	550
Termoelektrane na lož ulje	320	0	0	0
Hidroelektrane	2.095	2.567	3.107	3.107
Vjetroelektrane	420	1.887	2.227	3.259
Sunčane elektrane	48	1.300	1.400	1.667
Elektrane na krutu biomasu	28	94	140	150
Elektrane na bioplin	21	100	128	136
Elektrane na geotermalnu energiju	0	44	48	54
Male hidroelektrane	36	140	140	140

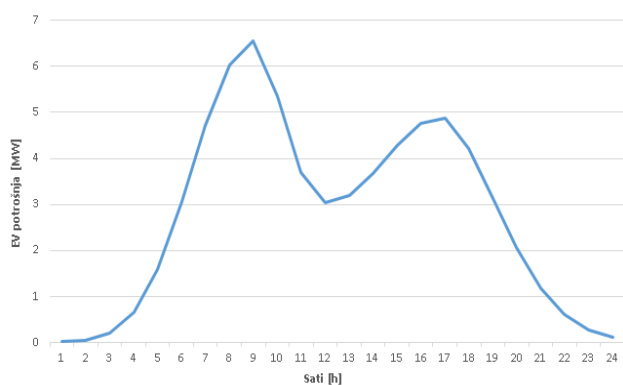
2.2. Modeliranje električnih vozila

Električna vozila mogu se prema vrsti motora koji ih pokreće i načinu punjenja baterije podijeliti u tri osnovne skupine: hibridna vozila (eng. *HEV*), hibridna vozila s priključkom na mrežu (eng. *PHEV*) i baterijska električna vozila (eng. *BEV*). U radu su modelirana baterijska električna vozila s povratom energije u mrežu. Električna vozila modeliraju se kao baterijski sustavi pomoću objekta „baterija“. Prema dostupnim podacima iz [14] kreirano je dvadeset objekata EV koji predstavljaju određenu skupinu električnih vozila koja ulaze na mrežu u pojedinim godinama. Kreiranim objektima modelirano je da se u 2030. godini na mrežu priključuje 150 000 EV, odnosno 4% od ukupnog broja vozila u 2030. godini, a 2050. godine predviđeno je ukupno 1.5 milijuna EV, odnosno 75% od ukupnog broja vozila. Ukupni kapacitet vozila za 2020. godinu iznosi 0.3 GWh, za 2030. godinu 5.5 GWh, za 2040. godinu 18 GWh, a 2050. godinu 70 GWh. Također, u radu je modelirano svojstvo godišnjeg postotka degradacije baterije, a koji iznosi 2%. U obzir je uzeta učinkovitost ciklusa punjenja i pražnjenja u iznosu od 80%.

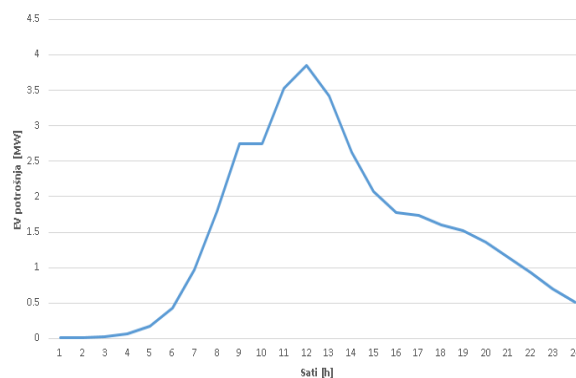
2.1.1. Profil punjenja i pražnjenja EV

Budući da su EV modelirani kao baterijski sustavi bilo je potrebno zadati maksimalnu snagu kojom svako vozilo raspolaže u određenom satu tijekom dana. Satnim dijagramima, koji se razlikuju ovisno radi li se od radnom danu ili vikendu odnosno blagdanu, opisano je kretanje automobila za svaki objekt skupine EV tj. njihova potrošnja ili proizvodnja. Na (Slika 1. i Slika 2.) prikazana je modelirana dnevna potrošnja svake grupe EV, a na (Slika 3. i Slika 4.) maksimalna snaga kojom raspolaže određena grupa u pojedinim periodima u danu. Sukladno modeliranom povećanju kapaciteta, satni dijagrami se mijenjaju kroz promatrane godine. Također, kako bi se uspješno modeliralo odvajanje električnih vozila od mreže bilo je potrebno modelirati ograničenje vezano za njihovu proizvodnju. Drugim riječima, proizvodnja svake baterije mora biti veća ili jednaka od zadane maksimalne snage u svakome satu koju EV koristi za vožnju, kako bi postojala mogućnost da EV daje snagu u mrežu te time služi kao izvor energije kao što je to pisano prema modelu V2G.

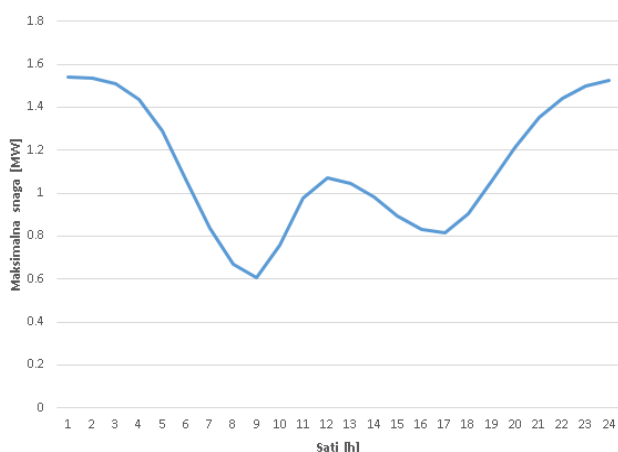
Kreiranoj baznoj predviđenoj satnoj potrošnji električne energije do 2050. godine dodano je opterećenje koje uzrokuju električni automobili prilikom spajanja na mrežu, budući da u tome slučaju, uz osnovnu potrošnju, postoji i dodatni teret.



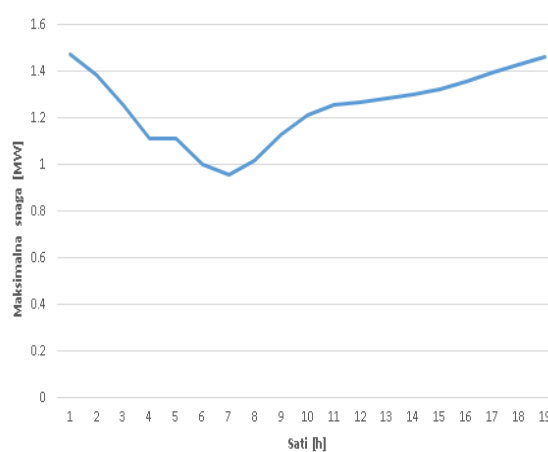
Slika 1. Satni profil potrošnje EV na radni dan



Slika 2. Satni profil potrošnje EV za vikend/blagdan



Slika 3. Satni profil maksimalne snage EV na radni dan



Slika 4. Satni profil maksimalne snage EV za vikend/blagdan

2.3. Modeliranje vjetroelektrana

Modelirani su postojeći instalirani kapaciteti vjetroelektrana kao i predviđeni ulazak novih proizvodnih jedinica na mrežu u periodu do 2050. godine. Trenutne i buduće proizvodne jedinice raspodijeljene su u čvorišta u modelu prema geografskom položaju na 'južni Jadran', 'srednji Jadran' i 'sjeverni Jadran'. Za svako je područje, na osnovu postojećih mjerenja i podataka iz 2015. godine i

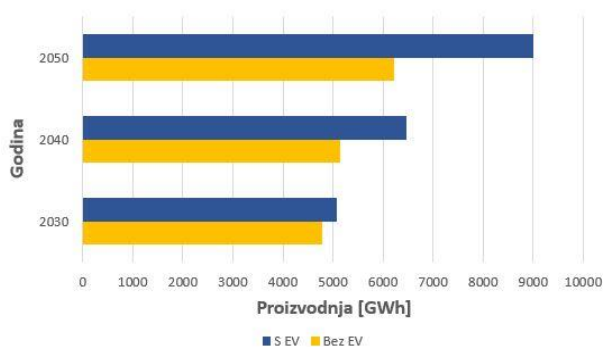
predviđanja, definiran satni dijagram proizvodnje vjetroelektrana do 2050. godine. Kreirani predviđeni satni dijagrami pridruženi su svakoj postojećoj i budućoj proizvodnoj jedinici. Povećanje instaliranog kapaciteta vjetroelektrana za analizirane godine prikazano je u (Tablica I).

2.4. Modeliranje sunčanih elektrana

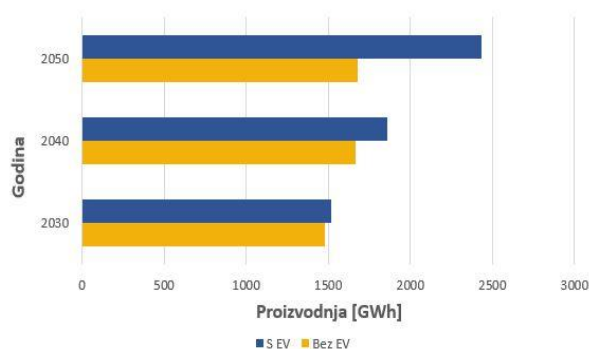
Modelirane postojeće sunčane elektrane kao i predviđene proizvodne jedinice raspodijeljene su u čvorišta modela prema njihovom geografskom položaju na 'Unutrašnjost', 'Primorje' i 'Dalmaciju'. Za svako je područje definiran satni dijagram proizvodnje do 2050. godine, temeljen na mjeranjima prikupljenima za bazu 2015. godinu i na predviđanjima za analizirani period. Povećanje instaliranog kapaciteta sunčanih elektrana za analizirane godine prikazano je u (Tablica I).

3. REZULTATI

Utjecaj na fleksibilnost sustava može se promatrati na način koliko zapravo električna vozila te njihova količina utječe na pojedine elektrane koje moraju proizvoditi u određenim periodima kako bi se zadovoljila potrošnja, a ujedno nadomjestio nedostatak proizvodnje iz varijabilnih obnovljivih izvora ili smanjila proizvodnja zbog velike proizvodnje iz obnovljivih izvora. Također, sama proizvodnja iz VE i SE varira ovisno o tome nalaze li se u sustavu EV. Kada u sustavu postoje spremišta energije u obliku EV ukupna godišnja proizvodnja iz VE i SE je veća (**Error! Reference source not found..** i **Error! Reference source not found..**)

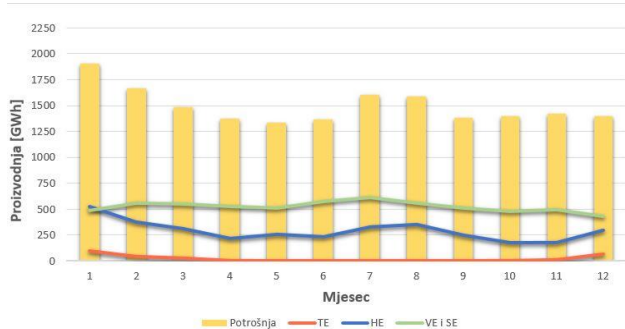


Slika 5. Proizvodnja VE za scenarij bez i s EV

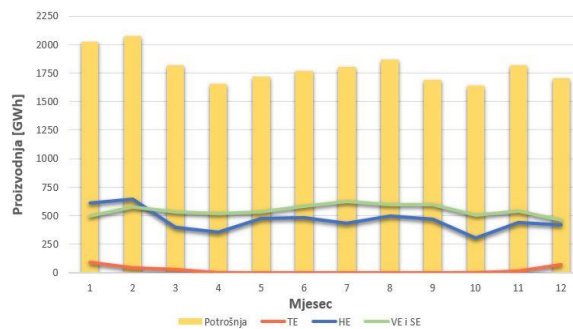


Slika 6. Proizvodnja SE za scenarij bez i s EV

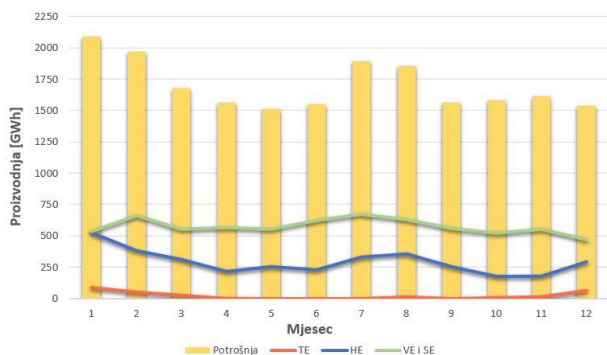
Bitan utjecaj na fleksibilnost sustava očituje se u radu brzih termoelektrana na plin i ugljen, koje u tradicionalnim sustavima bez spremišta energije služe za pokrivanje nedostatka električne energije uslijed intermitentne proizvodnje iz OIE. Na (Slika 7. i Slika 8.) prikazana je proizvodnja iz OIE, plinskih termoelektrana te HE za 2030. godinu kao i ukupna potrošnja za oba scenarija. Povećanje kapaciteta EV relativno je beznačajno te povećanje proizvodnje iz VE i SE iznosi 270 GWh. Međutim, treba napomenuti da je proizvodnja iz plinskih TE manja u scenariju s EV. Također, proizvodnja iz HE je za 2033 GWh manja u scenariju bez EV. Rezultati za 2040. godinu prikazani su na (Slika 9. i Slika 10.). Primjećuje se da EV u sustavu uzrokuju veće povećanje ukupne godišnje potrošnje nego za 2030. godinu. Za scenarij bez EV ukupna je godišnja proizvodnja iz TE za 33 GWh veća nego u scenariju s EV, a ukupna godišnja proizvodnja iz OIE je za 1441 GWh manja. Povećanje potrošnje za scenarij s EV koju uzrokuju sama EV se u većini slučajeva pokriva povećanom proizvodnjom iz VE i SE te povećanjem proizvodnje iz HE, koja je u tome slučaju za 2907 GWh godišnje veća. U slučaju scenarija za sustav s EV, primjećuje se da modelirane plinske termoelektrane ne ulaze uopće u pogon između travnja i kolovoza iako u nekim od tih mjeseci dolazi do smanjenja proizvodnje iz OIE. Naime, u tim periodima koristi se energija pohranjena u baterijama EV te nema potrebe za pokretanjem dodatnih termoelektrana. Za slučaj 2050. godine rezultati su nešto drugačiji (Slika 11. i Slika 12.). Naime, u scenariju s EV, godišnja proizvodnja iz plinskih TE raste, odnosno za 867 GWh je veća u odnosu na scenarij bez EV. Očito količina od 1.5 milijuna EV te modelirano punjenje/praznjenje uzrokuje preveliko povećanje potrošnje u određenim periodima (koji se ujedno poklapaju s vršnim opterećenjima sustava) koje se ne može zadovoljiti povećanjem proizvodnje iz instaliranih kapaciteta OIE i HE, stoga brze plinske TE ulaze u pogon.



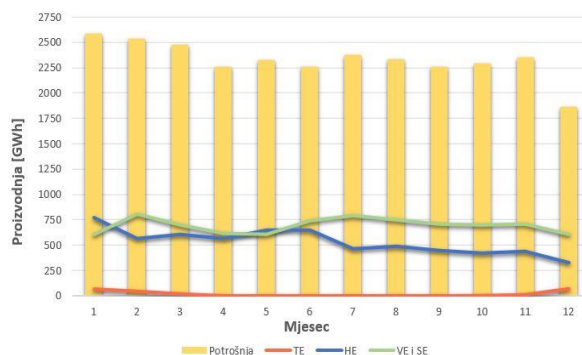
Slika 7. Proizvodnja iz VE i SE, plinskih TE i HE za 2030. za scenarij bez EV



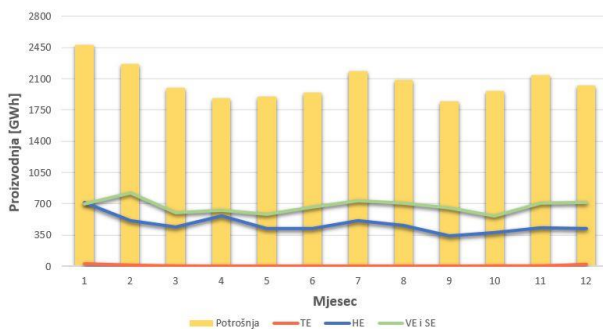
Slika 8. Proizvodnja iz VE i SE, plinskih TE i HE za 2030. za scenarij s EV



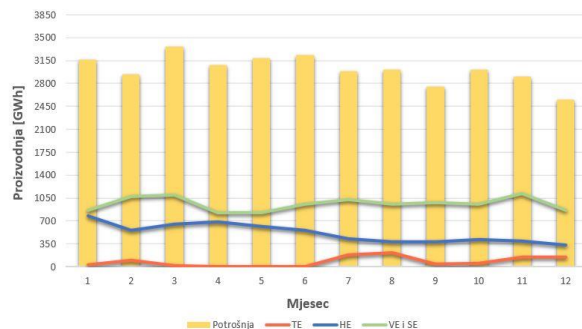
Slika 9. Proizvodnja iz VE i SE, plinskih TE i HE za 2040. za scenarij bez EV



Slika 10. Proizvodnja iz VE i SE, plinskih TE i HE za 2040. za scenarij s EV



Slika 11. Proizvodnja iz VE i SE, plinskih TE i HE za 2050. za scenarij bez EV



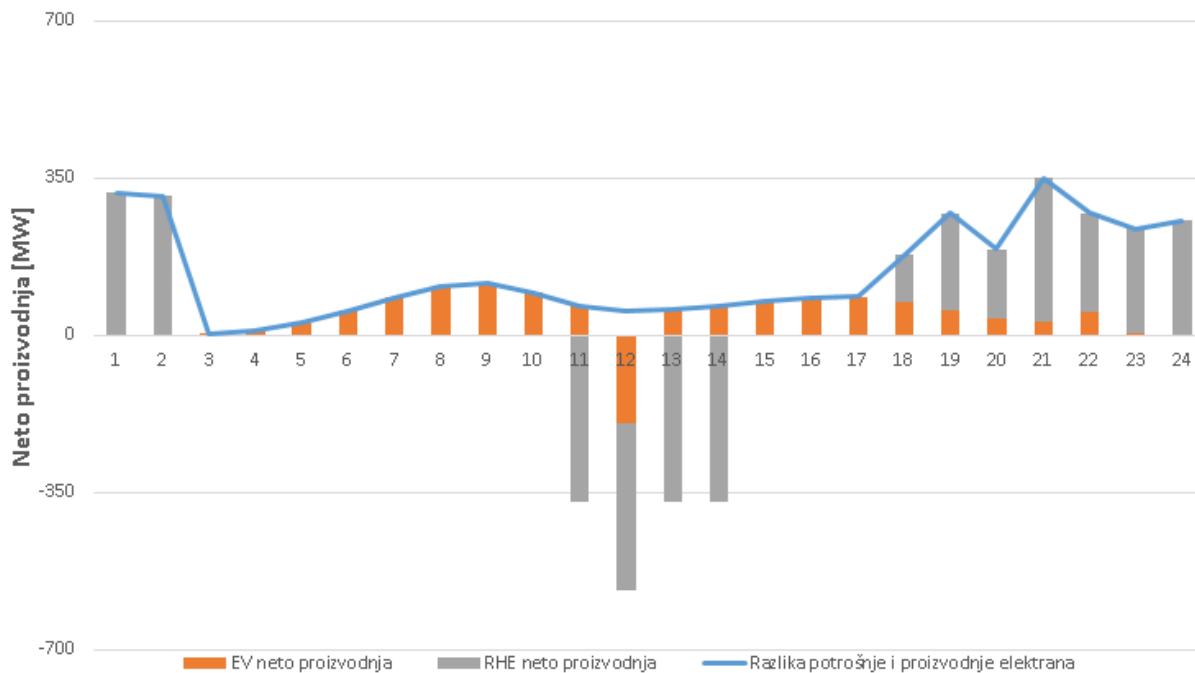
Slika 12. Proizvodnja iz VE i SE, plinskih TE i HE za 2050. za scenarij s EV

Analiziran je i jedan dan za 2050. godinu, a odabran je 15.7.2050. budući da je to jedan od mjeseca gdje je proizvodnja iz VE i SE manja, a također HE proizvode manje zbog smanjenog prirodnog dotoka vode. Odabrana je 2050. godina jer se tada u sustavu nalazi najveći raspoloživi kapacitet EV.

Na slici (Slika 13.) jasno je vidljivo da u periodima od 4-11 te 13-23 sata EV daju energiju u mrežu kako bi se zadovoljila razlika u potrošnji i proizvodnji, odnosno nedostatak proizvodnje iz instaliranih elektrana (konvencionalne i OIE). Jedino je u podne energija koju EV na mreži uzimaju veća od ukupne energije koju daju u mrežu, stoga je neto proizvodnja negativna. Na slici je također prikazana neto proizvodnja druge vrste skladišta energije koja je modelirana, reverzibilne hidroelektrane (RHE). Primjećuje se kako u trenucima kada EV ne mogu davati energiju u mrežu, odnosno noću kada se baterije vozila pune, RHE proizvode nedostatak energije kako bi se zadovoljila potrošnja.

Utjecaj EV na emisije CO₂ jedan je od bitnih parametara prilikom analize primjene takve tehnologije skladištenja energije. Naime, povećanjem udjela EV, emisije se iz sektora prometa premještaju u sektor proizvodnje električne energije. Odnosno emisije se premještaju iz non-ETS-a u

ETS, što omogućava ispunjenje postavljenih ciljeva Europske unije za promatrani period. Na slici (Slika 14.) prikazana je usporedba emisija CO₂ za dva promatrana scenarija. Iz rezultata proizlazi da dodatni teret koji prouzrokuju EV dovodi do malog povećanja u emisijama CO₂ iza 2045. godine budući da EV nisu modelirana na način da se uopće ne pune tijekom vršnih opterećenja, stoga ona EV koja se pune u tim vremenskim periodima nameću potrebu za proizvodnjom iz elektrana koje doprinose emisijama CO₂. Može se također zaključiti da iako kapacitet OIE raste tijekom promatranih godina, on u određenim trenucima iza 2045. godine nije dostatan za pokrivanje potražnje predviđene količine EV te se tada pokreću termoelektrane što je prikazano i na prethodnim slikama.

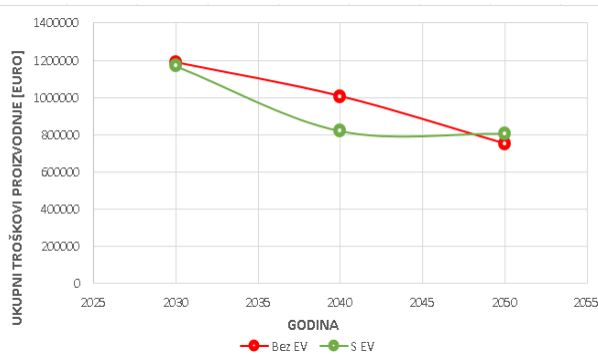


Slika 13. Neto proizvodnja spremišta energije u sustavu za 15.7.2050. za scenarij s EV

Ukupni troškovi proizvodnje računaju se kao zbroj svih troškova proizvodnje, a uključuju troškove goriva, varijabilne troškove pogona i održavanja (eng. *VO&M*), troškove pokretanja i gašenja proizvodnih jedinica te troškove emisija. Simulacijom scenarija proizlazi da su ukupni troškovi proizvodnje u slučaju postojanja EV niži iza 2030. godine, no zbog povećane proizvodnje iz TE zbog razloga navedenih gore u tekstu u 2050. godini ukupni troškovi su veći za scenarij s EV. Naime, kao što je već navedeno za slučaj kada u sustavu postoje EV, proizvodnja iz OIE raste, a troškovi pogona takvih proizvodnih jedinica su manji od konvencionalnih proizvodnih jedinica, stoga su i ukupni troškovi proizvodnje nešto manji osim za 2050. godinu. (Slika 15.)

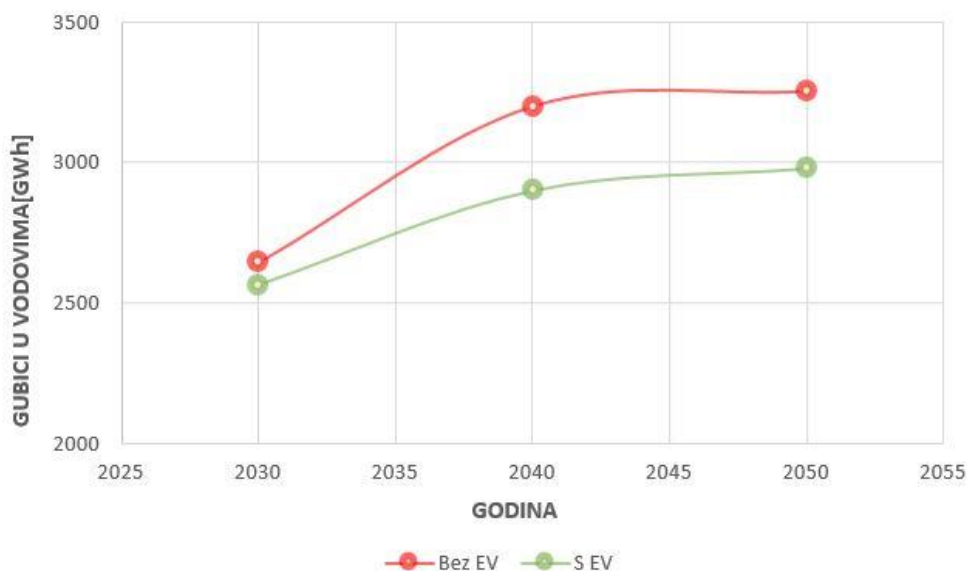


Slika 14. Emisije CO₂ za oba scenarija



Slika 15. Ukupni troškovi proizvodnje za oba scenarija

Utjecaj kreiranih električnih automobila u sustavu na ukupne godišnje gubitke na prijenosnim vodovima je pozitivan. Naime, zbog mogućnosti skladištenja energije na lokacijama bliže stvarne potrošnje smanjuju se tokovi snaga po vodovima te samim time dolazi do manjih gubitaka u mreži. (Slika 16.)



Slika 16. Gubici u vodovima za oba scenarija

4. ZAKLJUČAK

Na temelju provedenih analiza uloge velike penetracije električnih vozila u povećanju fleksibilnost sustava s velikim udjelom obnovljivih izvora i dobivenih rezultata mogu se zaključiti sljedeće prednosti i mane priključenja električnih vozila na elektroenergetski sustav Hrvatske.

Prednosti bi svakako bile povećanje proizvodnje iz varijabilnih obnovljivih izvora energije, smanjena potreba za izgradnjom dodatnih elektrana koje bi pokrivala vršna opterećenja (s porastom broja EV potreba za dodatnim kapacitetima konvencionalnih elektrana je sve manja). Samim time i manji ukupni troškovi proizvodnje te smanjenje godišnjih gubitaka u vodovima. Uočene mane u ovako kreiranom modelu su da je potreban relativno velik broj EV kako bi se osigurala dovoljna količina skladištenja energije te se ako se punjenje odvija u trenucima vršnog opterećenja sustava javlja potreba za dodatnim brzim elektranama kako bi se proizvela i električna snaga za njihove potrebe što uzrokuje malo povećanje u emisijama CO₂ u odnosu na sustav bez EV. Također, zaključuje se kako tehnologije

spremišta energije EV i RHE mogu nadoknađivati nedostatak proizvodnje iz elektrana te time omogućiti zadovoljenje potrošnje u svakome trenutku.

Moguć je daljnji razvoj modela, unošenjem detaljnijih podataka o proizvodnim jedinicama kao i proširenje modela na regiju kreiranjem proizvodnje i potrošnje susjednih zemalja, čime bi se dala bolja slika prekograničnih prijenosa, a što bi u konačnici rezultiralo preciznijom slikom elektroenergetskog sustava Hrvatske. Svakako bi bilo poželjno sagledati scenarije s i bez električnih vozila, ali uz uračunate investicijske troškove izgradnje punionica za električna vozila. Također, daljnja nadogradnja bila bi kada bi se analizom detaljno usporedilo (na recimo mjesečnoj bazi) koliko VE i SE proizvode kada u sustavu nema EV, odnosno kada su oni uključeni u model u odnosu na njihov maksimalni faktor kapaciteta.

5. LITERATURA

- [1] Europska komisija Eurostat, [Mrežno] Dostupno na: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Consumption_of_energy. (20.11.2017.)
- [2] Europska komisija Eurostat, [Mrežno] Dostupno na: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Greenhouse_gas_emission_statistics-_emission_inventories (20.11.2017.)
- [3] Direktiva 2009/28/EZ Europskog parlamenta i vijeća, travanj 2009.
- [4] „Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske“, Narodne novine, br. 68/01., 177/04., 76/07. i 152/08., 2009. [Mrežno] Dostupno na: https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2009_10_130_3192.html (25.11.2017.)
- [5] G. Cardoso, M. Stadler, M.C. Bozchalui, R. Sharma, C. Marnay, A. Barbosa-Póvoa, P. Ferrao, „Optimal investment and scheduling of distributed energy resources with uncertainty in electric vehicle driving schedule“, *Energy* 64, 2014. str. 17-30.
- [6] W. Kempton, J. Tomić, „Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculationg capacity and net revenue“, *J Power Sources* 144, 2004. str. 268-279.
- [7] W. Kempton, J. Tomić, „Vehicle-to-grid power implementation: from stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy“, *J Power Sources* 144, 2004. str.280-294.
- [8] W. J. Smith, „Plug-in hybrid electric vehicles - A low-carbon solution for Ireland?“, *Energy Policy* 38, 2010. str. 1485-1499.
- [9] A.M. Foley, B. Tyther, B.O. Gallachoir, „A study of the 10% electric vehicles target on the single electricity market“, proceedings of the ITRN 2011, University Collage Cork, 2011.
- [10] Z.B. Sun, K. Li, Z. Yang, Q. Niu, „Impact of Electric Vehicles on a Carbon Constrained Power System – A post 2020 Case Study“, *Journal of Power and Energy Engineering*, 3, 2015. str.114-122.
- [11] P. Calnan, J.P. Deane, B.P. Gallachoir, „Modelling the impact of EVs on electricity generation, costs and CO₂ emissions - Assessing the impact of different charging regimes and future generation profiles for Ireland 2025“, *Energy Policy*, 2013. [Mrežno] Dostupno na: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.065> (15.12.2017.)
- [12] M. Neaimeh, R. Wardle, A.M. Jenkins, J. Yi, G. Hill, P.F. Lyons, Y. Hüber, P.T. Blythe, P.C. Taylor, „A probabilistic approach to combining smart meter and electric vehicle charging dana to investigate distribution network impacts“, *Applied Energy* 157, 2015. str. 688-689.
- [13] Energy Exemplar, Concise user guide for the PLEXOS for power system softver, [Mrežno] Dostupno na: <https://wiki.energyexemplar.com/index.php?n=Article.ConciseModellingGuide> (15.12.2017.)
- [14] Republika Hrvatska, Ministarstvo zaštite i okoliša, „Strategija niskougličnog razvoja Republike Hrvatske za razdoblje do 2030. s pogledom na 2050. godinu“, prijedlog, Zagreb, lipanj 2017.