

Emisije stakleničkih plinova elektroenergetskog sektora Jugoistočne Europe

Greenhouse gas emissions of the power sector in the Southeastern Europe

doc. dr. sc. Darko Pavlović
Savjetnik predsjednika Uprave,
Plinacro d.o.o., Zagreb
darko.pavlovic@plinacro.hr

prof. dr. sc. Alfredo Višković
Izvršni direktor,
Energy Platform Living Lab, Zagreb
aviskovic@riteh.hr

dr. sc. Vladimir Franki
Poslijedoktorand, Tehnički fakultet, Sveučilište u Rijeci
Voditelj Projektnog ureda, Energy Platform Living Lab, Zagreb
vfranki@riteh.hr



Ključne riječi – emisije CO₂, trgovanje emisijskim jedinicama, elektroenergetski sektor, gravitirajuća regija, Jugoistočna Europa (JIE)

Key words – CO₂ emissions, emissions trading, electricity sector, neighbouring countries, Southeast Europe (SEE)

Sažetak

Globalni naponi usmjereni prema smanjenju emisija stakleničkih plinova svake godine jačaju. Shvaćanje da je kvaliteta ljudskog života direktno povezana s utjecajem elektroenergetskog sektora na okoliš u sru je nove energetske paradigme usmjerene prema dekarbonizaciji energetskih procesa. U tom kontekstu, od izuzetne je važnosti u potpunosti osvijestiti koliku količinu emisija CO₂ elektroenergetski sektor ispušta u atmosferu. Istraživanje prikazano u ovom radu analizira izravne emisije proizvodnje električne energije u državama Jugoistočne Europe (JIE). Također, promatra

se i utjecaj glavnih faktora koji utječu na emisije CO₂, poput: hidroloških uvjeta, promjena u potražnji, volatilnosti cijena goriva i emisijskih jedinica.

Abstract

Global efforts to reduce greenhouse gas emissions are growing every year. The understanding that the quality of human life is directly related to the environmental impact of the electricity sector is at the heart of a new energy paradigm oriented towards decarbonizing energy processes. In this context, it is extremely important to be fully aware of how much CO₂ emissions are released into the atmosphere by the electricity sector. The research presented in this paper analyses direct emissions from electricity generation in the countries of Southeast Europe (SEE). Also, the impact of the main factors influencing CO₂ emissions is observed, such as: hydrological conditions, changes in demand, volatility of fuel prices and emission units.

1. Uvod

Energetski sektor čini okosnicu gospodarstva, dostupnost i cijena energije određuje konkurentnost pojedine ekonomije, a količina energije koju osoba potroši određuje njen standard življenja. Nažalost, energetski sektor je i veliki onečišćivač. Zbog povećane svijesti o negativnom utjecaju energetske industrije na okoliš, energetske strategije zemalja diljem svijeta okreću se održivim rješenjima. Samim time, cijeli sektor prolazi kroz fundamentalnu transformaciju svoje strukture. Ključni cilj ove transformacije je smanjenje štetnog utjecaja na okoliš ponajprije ograničavanjem globalnog zagrijavanja. Vodena para, metan i ugljični dioksid (CO₂) zajedno s drugim atmosferskim plinovima apsorbiraju odlazeće infracrveno zračenje i time uzrokuju porast Zemljine temperature – ovaj fenomen poznat je kao efekt staklenika [1]. Kako je industrijski razvoj praćen povećanom emisijom CO₂ u atmosferu, problem globalnog zagrijavanja pojavio se kao globalno pitanje koje je izazvalo značajnu zabrinutost istraživača i kreatora politike. Neke procjene zaključuju da je samo CO₂ odgovoran za oko 64% pojačanog efekta staklenika [2]. Elektroenergetski sektor najveći je pojedinačni emiter CO₂. Prema nedavnom izvješću IEA-e, ugljen, prirodni plin i nafta i dalje čine 39.3%, 22.9% i 4.1% udjela u ukupnoj proizvodnji električne energije [3]. Slijedom toga, upravo se od njega i očekuju najveći naponi kada je u pitanju primjena novih tehnoloških rješenja koja mogu te iste emisije reducirati. Slijedom toga, okvirna konvencija Ujedinjenih nacija o klimatskim promjenama (UNFCCC) [4] i Kyoto protokol bile su jedne od prvih inicijativa usmjerenih ka ublažavanju globalnih emisija stakleničkih plinova. Razvoj energetske industrije sada je više nego ikad usko povezan s njegovim učincima na okoliš. Uzevši u obzir sve navedeno, proučavanje emisija CO₂ od primarne je važnosti pri odabiru pravog puta razvoja energetske industrije. Puta koji nije jednostavno odabrati s obzirom da uspješnost energetske industrije ne određuje isključivo dobit koju donosi, već cjenovna dostupnost, pouzdanost opskrbe i održivost energije koju pruža [5].

Kao rezultat povećane zabrinutosti u vezi s pitanjima zaštite okoliša, postoji niz pokušaja kvantificiranja količine emisija stakleničkih plinova u atmosferu. Poznate organizacije poput Međuvladinog panela za klimatske promjene (IPCC) [6] i UNFCCC [7] razvile su metodologije za izračunavanje emisija stakleničkih plinova kao alat za potporu borbi protiv klimatskih promjena. Uz to, postoji više istraživačkih radova koji analiziraju emisije energetske industrije. Međutim, pažljivim ispitivanjem dostupne literature, može se vidjeti da postoji određeni

„*knowledge gap*“ kad je riječ o utvrđivanju utjecaja tržišnih i regulatornih čimbenika na emisije ugljikovog dioksida od strane proizvođača električne energije. Iako postoje iznimke [8][9], radovi se uglavnom bave politikama i tehnologijama usmjerenim smanjenju CO₂, no zanemaruju druge faktore koji utječu na emisije. Neka od područja istraživanja emisija uključuju emisijske performanse vozila [10][11][12], brodova [13], zrakoplova [14], zgrada [15][16], gradova [17], industrije čelika [18], cementne industrije [19][20] i građevinarstva [21]. Što se tiče emisija stakleničkih plinova elektroenergetskog sektora, radovi se većinom fokusiraju na potencijal smanjenja emisija istražujući učinke optimizacije voznog reda elektrana [22], korištenje komunalnog krutog otpada [23] i proizvodnje energije iz biomase [24] i putem kogeneracije [25][26]. Pregledom dostupne literature može se zamijetiti manjak radova fokusiranih na razvijanje metodologija za predviđanje emisija [27].

Ovaj rad analizira emisije CO₂ elektroenergetskog sektora gravitirajuće regije, odnosno Jugoistočne Europe (JIE). Kao prvo, uspostavljen je matematički okvir potreban za postupak optimizacije elektroenergetskog tržišta. Prikupljena je detaljna baza podataka o elektroenergetskim sektorima promatranih zemalja temeljem koje je stvoren virtualni model elektroenergetskog sustava JIE. Nakon provedene tržišne analize, utvrđene su izravne emisije CO₂ nastale zbog proizvodnje električne energije. Izrađena je analiza osjetljivosti koja proučava utjecaj odabranih tržišnih čimbenika na emisije CO₂ i prikazana je usporedba s referentnim scenarijem. Posebna pažnja posvećena je utjecaju cijena emisijskih dozvola na same emisije. Nakon uvoda u temu i pregleda dostupne literature, u drugom poglavlju prikazana je metodologija istraživanja. Treće poglavlje prikazuje područje interesa tržišne analize, dok četvrto donosi zaključak popraćen diskusijom rezultata.

2. Metodologija

Razvoj prikladne metodologije presudan je u određivanju emisija CO₂. U ovom radu, izravne emisije proizvodnje električne energije računaju se pomoću postupka podijeljenog u tri faze. Prvo je izrađen detaljan tehnološko-ekonomski model svakog elektroenergetskog sektora u regiji. Drugo, godišnja tržišna izvedba u kontekstu jedinične proizvodnje računa se pomoću postupka softverske optimizacije. Na kraju, temeljem dobivene satne proizvodnje pojedinih elektrana i pomoću razvijenog matematičkog modela, emisije CO₂ izračunavaju se za svaki sat i svaku proizvodnu jedinicu promatranog sektora. Metodologija se primjenjuje na

skup od jedanaest zemalja regije JIE. Da bi se mogli analizirati učinci različitih čimbenika na performanse dva susjedna elektroenergetska sustava, potrebno je uzeti u obzir značajnu količinu podataka. Kad je riječ o energetskom sektoru, analiza treba uzeti u obzir čitav niz različitih vanjskih utjecaja koji se moraju promatrati u kontekstu tehničkih ograničenja mreže i vremenski ovisnog okoliša [28]. Ono što dodatno komplicira stvar je činjenica da je elektroenergetski sustav određene zemlje međusobno povezan s nizom drugih, susjednih sustava. Budući da određivanje proizvodnje jedne elektrane ili proizvodnog portfelja zahtijeva razmatranje cjelokupnog sastava okolnih energetskih sustava, takve vrste analiza moraju se provoditi sa specijaliziranim optimizacijskim softverima. Puno se softverskih alata već koristi u svrhu analize energetskih sustava [29]. Računska optimizacija korištena u ovom radu oslanja se na implementaciju algoritama prilagođenih za rješavanje velikih optimizacijskih problema. Tržišna analiza bazira se na prilagođenom softverskom rješenju razvijenom od strane autora rada i talijanskog instituta CESI [30]. Optimizacija se temelji na Karush-Kuhn-Tuckerovim uvjetima kroz koje su uspostavljena sva tehno-ekonomska ograničenja potrebna za uspješnu simulaciju elektroenergetskog sustava i pratećeg tržišta.

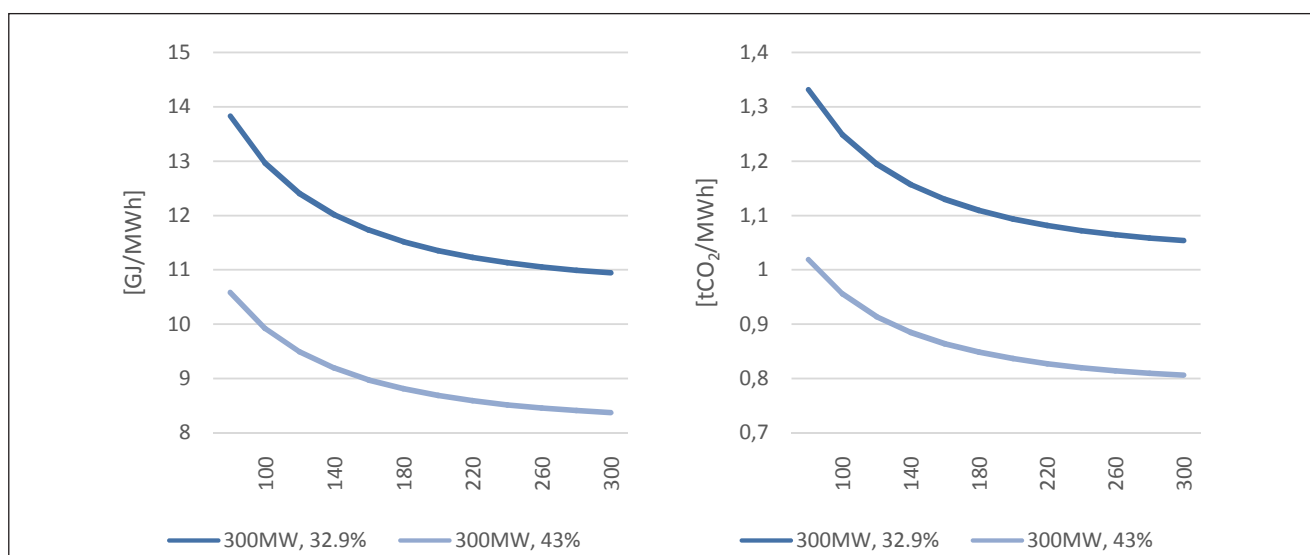
Analiza se temelji na simulaciji tržišta dan unaprijed i određuje optimalni raspored proizvodnog portfelja za svaki sat predodređene godine.

Liberalizirano tržište električne energije simulirano je kao konkurencija proizvodnih tvrtki koje potpisuju fizičke bilateralne ugovore i licitiraju na burzi električne energije. Tržište dan unaprijed energije karakterizira granična cijena sustava i upravljanje zagušenjima temeljeno na podjeli tržišta po zemljama. Za potrebe

simulacije korištena je baza podataka o energetskom sustavu regije koju je osigurao EPLL [31]. Ulazni podaci koji se koriste za proces optimizacije, podijeljeni su u osam skupina koje su već opisane u prethodno objavljenim radovima [5][32][33]: model i ograničenja prijenosne mreže, satna opterećenja, proizvodni portfelji s ključnim tehničkim karakteristikama za svaku veću proizvodnu jedinicu, cijene goriva i emisijskih dozvola, strategije nadmetanja proizvodnih kompanija, pojednostavljeni modeli susjednih sustava, postojeći bilateralni ugovori i povlašteni proizvođači. Ključni izlazni parametar optimizacijskog softvera je satna proizvodnja elektrana uključenih na tržište električne energije. Kako bi se mogle odrediti emisije iz termoelektrana, izrađen je model svake elektrane. Temeljem satnih proizvodnji, karakteristika korištenog goriva (donja ogrijevna vrijednost i sadržaj ugljika) i učinkovitosti koju jedinica postiže pri različitim izlaznim snagama, računa se ukupna godišnja emisija za svaku elektranu u regiji. Kvadratna krivulja potrošnje za svaku proizvodnu jedinicu zadana je putem sljedeće formule:

$$K = K_2 \cdot P^2 + K_1 \cdot O + K_0 \quad (1)$$

Gdje je: K – ukupna potrošnja [GJ/h]; K_2 – koeficijent drugog stupnja [GJ/MW²h]; K_1 – koeficijent prvog stupnja [GJ/MWh]; K_0 – konstantan dio [GJ/h]; O – izlazna snaga [MW]. Na Slici 1 prikazana je usporedba kvadratnih krivulja potrošnje dviju termoelektrana na ugljen: (1) jedinica koja predstavlja prosječno učinkovitu termoelektranu JIE i (2) jedinica izgrađena korištenjem najboljih dostupnih tehnika (*best available techniques*). Navedeni grafikoni na neki način prikazuju tehnološki jaz između portfelja termoelektrana Jugoiistočne Europe i suvremenih elektrana.



Slika 1. Usporedba specifične potrošnje i specifičnih emisija dva tipa elektrana

3. Tržište električne energije JIE

JIE je prilično specifična regija koja se suočava s poteškoćama u postizanju održivog razvoja zbog niza temeljnih problema. Najzapaženije poteškoće proizlaze iz nejednakih tržišnih uvjeta, rizika specifičnih za pojedine zemlje regije, manjkavih regulatornih okvira te pitanja transparentnosti i konkurentnosti tržišta [34]. Usvajanje pravne stečevine EU-a korak je prema uspješnijem sustavu koji bi mogao stvoriti mogućnosti ulaganja usklađenih s europskim tržišnim trendovima, ali niz zemalja (poglavito gravitirajuće regije) zaostaje u procesu restrukturiranja svojih energetske sektora. Prisutnost stabilnih i unificiranih regulatornih okvira u svim zemljama regije preduvjet je za postizanje uspješnog funkcioniranja energetske sektora [35][36][37]. Dugotrajni birokratski postupci i dugoročna nezvjesnost ne mogu potaknuti željene ishode. Jedna od poteškoća specifična za tržište električne energije je primjena sustava trgovanja emisijskim jedinicama (*Emission trading scheme*, ETS). Samo neke od zemalja dio su sustava te su njihove termoelektrane obvezne kupovati dozvole za svaku tonu CO₂ što emitiraju. Na istom tržištu postoje i proizvodne jedinice koje nisu obvezne plaćati za svoje emisije, stvarajući nezdravu konkurenciju. Termoelektrane koje emitiraju CO₂, nisu dio sustava trgovanja emisijskim dozvolama, a izvoze električnu energiju u zemlje članice doprinose fenomenu koji se naziva istjecanje ugljika (*carbon leakage*) [38]. Kao što je prikazano na Slici 2, Slovenija, Hrvatska, Mađarska, Rumunjska i Bugarska trenutno su članice europskog sustava trgovanja emisijama, dok ostale zemlje tom sustavu ne pripadaju.

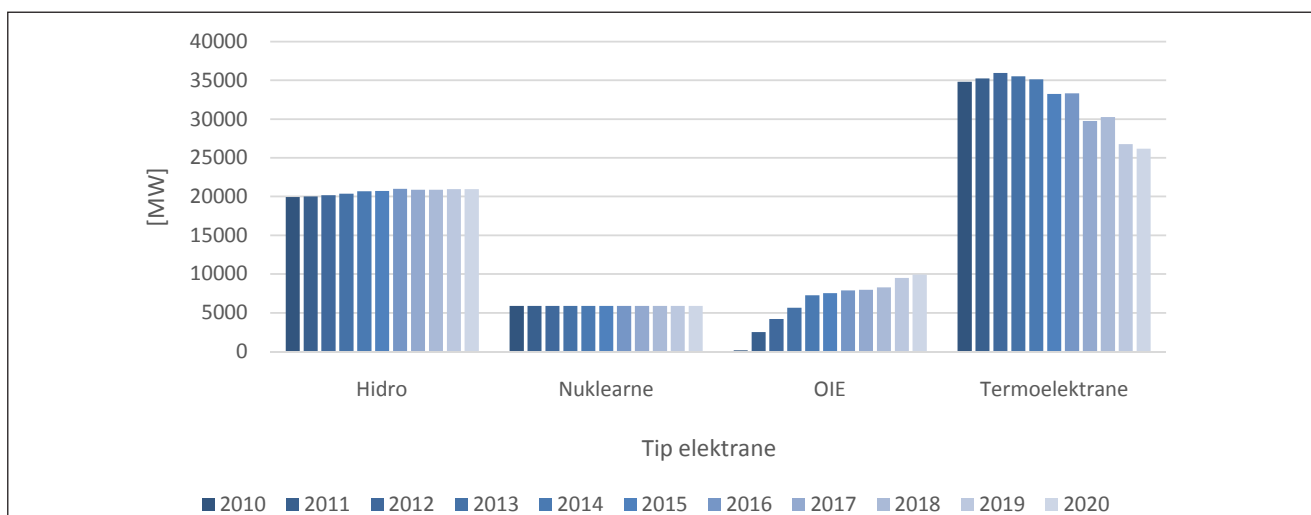
Gledajući ukupne instalirane kapacitete za proizvodnju električne energije, može se primijetiti da

tijekom posljednjih nekoliko godina instalirani kapaciteti termoelektrana opadaju, nuklearna energija ne bilježi promjene, kapaciteti hidroelektrana bilježe lagan porast, a obnovljivi izvori energije (OIE) jedini bilježe zamjetne stope rasta. Slika 3 prikazuje razvoj instaliranih proizvodnih kapaciteta elektroenergetskog sektora Jugoistočne Europe od 2010. do 2020. godine. Podaci o instaliranim kapacitetima prikupljeni su uz pomoć ENTSO-E [39] i interne baze podataka EPLL-a [31].

Unatoč pozitivnim promjenama usmjerenim ka implementaciji OIE, hidroenergija i lignit i dalje dominiraju proizvodnim miksom regije. Problem predstavlja činjenica da neke zemlje ostaju ustrajne u svojim razvojnim politikama temeljenim na lignitu. Ovakav pristup značajno narušava nastojanja usmjerena ka



Slika 2. Zemlje regije članice europskog sustava trgovanja emisijama



Slika 3. Instalirani kapaciteti prema vrsti tehnologije u Jugoistočnoj Europi, 2010. - 2020.

dekarbonizaciji elektroenergetskog sektora i stvaranju nisko-ugljičnog i održivog proizvodnog portfelja.

4. Rezultati tržišne analize

Nakon provedenog optimizacijskog postupka i simulacije tržišta, provedena je detaljna analiza ostvarenih emisija za svaku pojedinu proizvodnu jedinicu na području JIE. Prema referentno scenariju, ukupne emisije u 2021. godini procjenjuju se na 109 MtCO₂. Od jedanaest analiziranih zemalja, Bugarska, Rumunjska i Srbija emitiraju najveće količine CO₂ – svaka od zemalja emitira preko 20 MtCO₂ godišnje.

S druge strane, gledajući specifične emisije, Kosovo je u najlošijem položaju s obzirom da emitira preko 0.9 tCO₂ po svakom proizvedenom MWh. To nije iznenađenje s obzirom da se njihov proizvodni portfelj temelji na termoelektrani niske učinkovitosti koja za gorivo koristi lignit. Ukupne i specifične emisije za pojedine zemlje prikazane su na Slici 4.

Identificirano je pet ključnih čimbenika koji utječu na emisije CO₂ elektroenergetskog sektora: (1) vrijednost i dinamika potražnje za električnom energijom; (2) hidrološki uvjeti; (3) razvoj proizvodnog portfelja; (4) cijene goriva i (5) cijene emisijskih dozvola. Kako bi se utvrdila težina njihovog utjecaja, provodi se analiza osjetljivosti zasnovana na tržišnim uvjetima za 2021. godinu. Slučajevi osjetljivosti navedeni su u Tablici 1. Varijacije razmatranih parametara promatrane su u odnosu na referentni scenarij (označen sa „R“). U većini slučajeva uspoređuje se referentni, optimalni i pesimistični slučaj za promatrane parametre. Hidrološki uvjeti pretpostavljaju se s obzirom na povijesne vrijednosti tijekom posljednjih 20 godina i razmatraju kroz varijaciju od ± 30% korisnih dotoka vode.

Tablica 1: Scenariji analize osjetljivosti

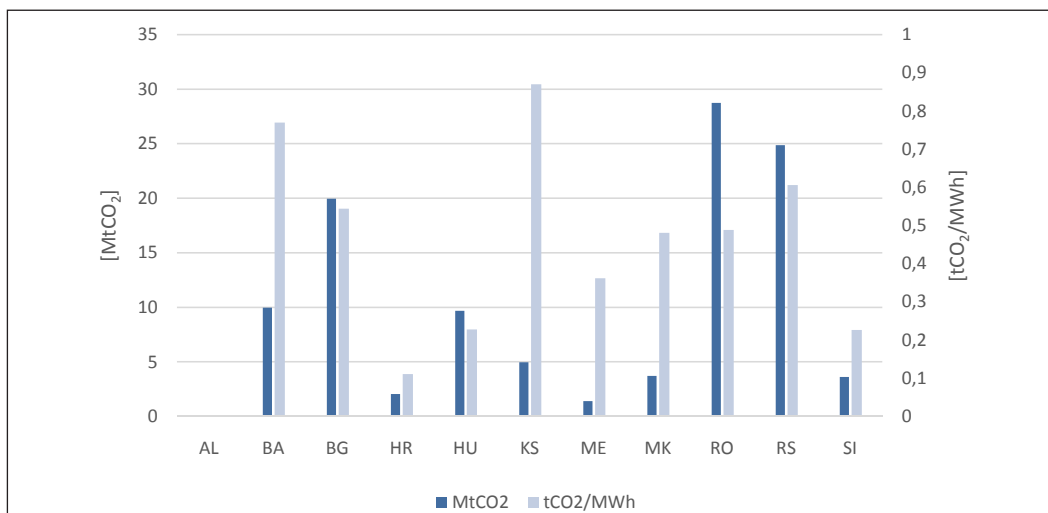
Br.	Oznaka	Opis
1	R	Referentni slučaj za 2021. godinu
2	D-	Potražnja smanjena za 5%
3	D+	Potražnja povećana za 5%
4	H+	Hidrološki uvjeti optimalni
5	H-	Hidrološki uvjeti pesimalni
6	FP	Cijene goriva niže za 30%
7	F0	Cijene goriva više za 30%
8	C0	Trošak emisije od 0%/tCO ₂
9	C2	Trošak emisije od 20%/tCO ₂
10	C4	Trošak emisije od 40%/tCO ₂
11	C6	Trošak emisije od 60%/tCO ₂

Troškovi goriva, bilo da se radi o domaćim ili uvoznim, odnose se na cijene nafte, ugljena, lignita i prirodnog plina. Referentni scenarij u obzir uzima cijene goriva javno objavljene od strane Powernext-a [40] za prirodni plin i S&P Global Platts-a [41] za ugljen i lignit.

Kao što se može i pretpostaviti, niža potražnja za električnom energijom, povoljni hidrološki uvjeti, više cijene goriva i veći troškovi emisijskih dozvola rezultiraju nižim emisijama. Međutim, ovi čimbenici imaju znatno različite utjecaje na razinu ukupnih emisija. Slika 5 prikazuje glavne rezultate analize osjetljivosti stavljajući naglasak na promjene emisija u usporedbi s referentnim scenarijem.

Potencijalni troškovi emisijskih dozvola posebno se razmatraju tijekom analize osjetljivosti. Kao što je navedeno u Tablici 1, uzima se u obzir varijacija od 0-60 €/tCO₂. Nakon provedenih postupaka optimizacije, otkriva se nekoliko učinaka na tržište uzrokovanih porastom cijena emisija.

Slika 4. Ukupne i specifične emisije CO₂ u Jugoistočnoj Europi, 2021.





Slika 5. Utjecaj potražnje, hidrologije i cijena goriva na cijene električne energije i na emisije CO₂

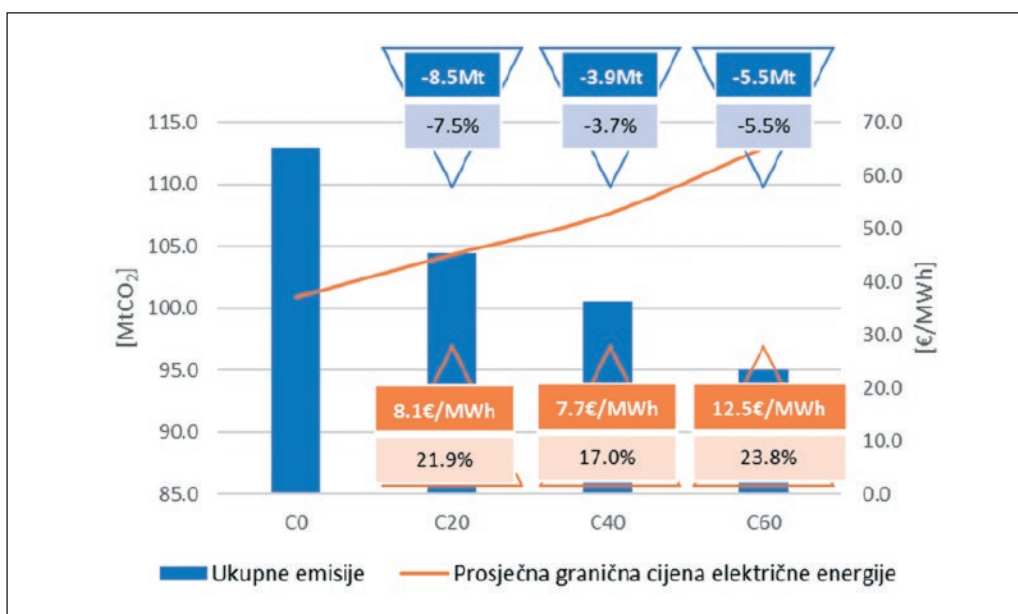
Tri najznačajnija učinka su (1) povišene cijene električne energije, (2) pomak prema ekološki prihvatljivijim tehnologijama proizvodnje električne energije i (3) niže emisije CO₂. Prosječna granična cijena tijekom godine za scenarij 0 €/tCO₂ iznosila je 37.0 €/MWh. Povećanje cijena emisijskih dozvola na 20 €/tCO₂, 40 €/tCO₂ i 60 €/tCO₂ prevedeno je u prosječne cijene električne energije od 45.1 €/MWh, 52.8 €/MWh i 65.3 €/MWh. To odgovara povećanju od 21.9%, 17.0% i 23.8% za svaku promjenu od 20 €/tCO₂. Ukupni troškovi emisija, na maksimalnoj razmotrenoj razini od 60 €/tCO₂, iznosili su značajnih 5.7 milijardi EUR. Povećanje cijena emisijskih dozvola omogućilo je smanjenje ukupnih emisija CO₂ za 15.8%, što odgovara 17.9 milijuna tona CO₂. Slika 6 prikazuje korelaciju između cijena električne energije, emisija i cijena emisijskih dozvola.

Naravno, postavlja se pitanje na koji je način ostvareno zabilježeno smanjenje emisija. Ukoliko se promovirani proizvodni miks, može se primijetiti svojevrsan

pomak prema upotrebi plinskih elektrana. Određene termoelektrane na ugljen nisu se uspjele nositi s promijenjenim tržišnim okolnostima. To je rezultiralo većom proizvodnjom električne energije termoelektrana na prirodni plin, manjom proizvodnjom termoelektrana na ugljen i posljedično, nižim ukupnim emisijama. Usporedbom scenarija od 0 €/tCO₂ do €/tCO₂, otkriva se 26.9% niža proizvodnja termoelektrana na ugljen (31.8 TWh) i 936.9% veća proizvodnja električne energije termoelektrana na plin (31.2 TWh). Pomak proizvodnje električne energije od ugljena na plin prikazan je na Slici 7.

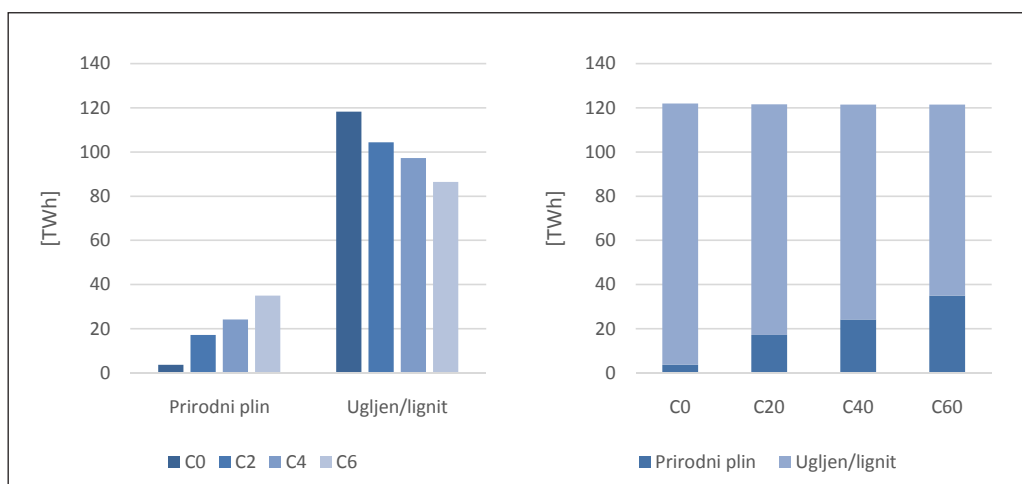
5. Rasprava i zaključak

Energetski sektor suočava se sa značajnim neizvjesnostima u oblikovanju novih razvojnih strategija i stvaranju proizvodnih portfelja koji najbolje odgovaraju potrebama potrošača i mogućnostima. Međutim, jedno



Slika 6. Utjecaj cijena emisijskih dozvola na cijene električne energije i na emisije CO₂

Slika 7. Pomak proizvodnje s ugljena na prirodni plin uzrokovan rastom cijena emisijskih dozvola



se čini sigurno – održiva energetska rješenja igrat će presudnu ulogu u budućnosti korištenja energije. Postizanje održivosti uz prihvatljive troškove i garantiranu sigurnost opskrbe bit će težak zadatak koji zahtijeva kombinaciju politika, koji uključuje brojne sudionike i suočava se s nizom kompromisa [42]. To je nužan korak prema ekološki održivom sustavu koji može pružati energiju bez negativnog učinka na ostale aspekte povezanih s kvalitetom života.

U radu je prikazana primjena metodologije za izračun emisija CO₂ elektroenergetskog sektora na primjeru regije Jugoistočne Europe. Proces se temelji na matematičkom modelu mreže gdje se uz pomoć Karush-Kuhn-Tucker-ovih uvjeta provodi optimizacija svih sudionika na tržištu električne energije. Predstavljeni model omogućuje simulaciju različitih scenarija u vezi s razvojem energetskog sektora i promjenama na energetsom tržištu. Uz referentan scenarij tako su promatrani su i utjecaji različitih parametara na ukupne emisije sektora. Analiziran je utjecaj hidroloških uvjeta, varijacija u potražnji, volatilnosti cijena goriva i povećanje cijena emisijskih dozvola.

Nakon što je stvorena detaljna baza podataka o elektroenergetskim sektorima promatranih zemalja, provedena je tržišna analiza i stvorena koherentna slika o stanju u regiji. Niža potražnja za električnom energijom, povoljni hidrološki uvjeti, više cijene goriva i veći troškovi emisijskih dozvola rezultiraju nižim emisijama. Uspoređujući razmatrani granični slučaj cijena emisijskih dozvola (60 €/tCO₂) sa referentnim scenarijem, mogu se izvesti četiri bitna zaključka:

- (1) bilježi se ukupno smanjenje od 18 MtCO₂;
- (2) 31.2 TWh električne energije umjesto termoelektrana na ugljen/lignit proizvele bi jedinice na prirodni plin, a uvezla bi se i dodatna količina električne energije;

- (3) prosječna granična tržišna cijena električne energije promatrana tijekom jednogodišnjeg perioda porasla bi za 28.3 €/MWh, što čini ukupno povećanje cijene energije od 7.11 milijardi EUR;
- (4) prihodi od poreza na emisije dosegli bi 5.7 milijardi eura čime bi izravni specifični troškovi izbjegnuto CO₂ (*cost of CO₂ avoided*) iznosili nevjerojatnih 318.9 €/tCO₂ (5.7 milijardi eura dodatnog troška podijeljeno sa ukupnim postignutim smanjenjem od 18 MtCO₂).

Značajan porast cijena električne energije koji odgovara porastu cijena emisijskih dozvola značio bi da se trošak emisija preko tržišta prenosi s termoelektrana na krajnje potrošače. Ukoliko se promatra ukupni porast troškova električne energije uzrokovan višim cijenama emisijskih dozvola (porast od 7.11 milijardi eura), trošak izbjegavanja CO₂ emisija još je veći, i iznosi 397.8 €/tCO₂.

Prikazani rezultati ne osporavaju nužnost nametanja dozvola za emisije, ali nude zanimljiv rezultat – bez obzira na to koliko su visoke cijene emisijskih dozvola, njihov učinak na smanjenje emisija donekle je ograničen. Prirodno, više cijene dozvola potiču povećanu uporabu proizvodnje električne energije na prirodni plin i uzrokuju smanjenje emisije CO₂. Međutim, ovisno o karakteristikama sustava, ta smanjenja imaju granice. Prilikom procjene politika koje potencijalno mogu utjecati na cijene emisijskih dozvola treba pravilno razmotriti dva ključna pitanja:

- Koja je prihvatljiva granica povećanja cijene električne energije koju bi potrošači (komercijalni ili stambeni) mogli platiti kako bi podržali sustav trgovanja emisijama?
- Kako pravilno uložiti sredstva prikupljena namećanjem poreza na emisije kako bi se olakšao razvoj i provedba novih održivih energetska rješenja?

Gledajući dobivene rezultate, može se vidjeti da porast cijena emisijskih dozvola ne bi ostvario željene ciljeve bez značajnog povećanja cijena električne energije krajnjim potrošačima. Pored navedenog, bez nametanja poreza na emisije na električnu energiju koja se uvozi u zemlje članice sustava trgovanja emisijama, proizvodnja bi se premjestila iz država članica u zemlje koje nemaju obavezu kupnje emisijskih dozvola. Usprkos primjetnom smanjenju emisija koje povećanje cijena dozvola donosi, izravan omjer troškova i koristi daleko je od prihvatljivog. Međutim, unatoč tome što povećanje cijena emisija ne daje očekivane kratkoročne rezultate, pravilnim ulaganjem ovih sredstava u poticanje implementacije novih, održivih tehnoloških rješenja, može se postići dugoročna korist. Kao što dokazuju brojne studije [43][44][45][46], kako bi se smanjio negativan utjecaj energetskog sektora na okoliš, a istovremeno povećao razvoj domaće industrije i osigurala sigurna i pristupačna opskrba energijom – vjetar, solarna energija,

hidroenergija, biomasa, bioplin, komunalni kruti otpad i drugi obnovljivi izvori energije mogu igrati presudnu ulogu u stvaranju održive budućnosti za svih. Nove tehnologije poput baterijske pohrane [47] ili skladištenja CO₂ (*carbon capture and storage*) [48][49] također bi mogle imati važnu ulogu u energetskej tranziciji jer će strategije smanjenja intenziteta dekarbonizacije zahtijevati brojna različita tehnološka rješenja [50]. U tom kontekstu, poboljšanje mehanizama trgovanja emisijama [51] i razvoj alata koji će pomoći u procesu procjene emisija stakleničkih plinova igrat će presudnu ulogu na putu stvaranja održivog, niskougljičnog energetskog sustava u budućnosti. Možemo reći da se na kraju drugog desetljeća 21. stoljeća, čovječanstvo nalazi na svojevrsnoj prekretnici: ili će pronaći učinkovite odgovore na globalni izazov sprječavanja pogubnih klimatskih promjena uzrokovanih izvorima stakleničkih plinova koji su rezultat ljudskog djelovanja ili će svijet kakav danas poznajemo nestati [52].

Literatura

- [1] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2007. Summary for policymakers. In: climate change 2007: the physical science basis, contribution of working group i to the fourth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. Geneva: World Meteorological Organization/United Nations Environment Program;
- [2] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 1990. Policymaker's summary of the scientific assessment of climate change; report to IPCC from working group. Meteorological Office: Branknell, United Kingdom;
- [3] International Energy Agency, 2017. World energy outlook 2017. Paris: OECD/IEA
- [4] United Nations, 1992. United Nations Framework Convention on Climate Change. Proceedings of the Convention on Climate Change on the Work of the Second Part of its Fifth session, NY, USA
- [5] Franki, V., Višković, A., 2015. Energy security, policy and technology in South East Europe: Presenting and applying an energy security index to Croatia, *Energy* 90, 494-507
- [6] IPCC, 2006. Eggleston, H. S., Buendia, L., Miwa, K., Ngara, T., Tanabe, K.: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme. The Institute for Global Environmental Strategies, Japan
- [7] UNFCCC, 2010. Project Search. United Nations Framework Convention on Climate Change, Bonn
- [8] Akimoto, K., Sano, F., Homma, T., Oda, J., Nagashima, M., Kii, M., 2010. Estimates of GHG emission reduction potential by country, sector, and cost, *Energy Policy* 38, 3384-3393
- [9] Syri, S., Lehtilä, A., Ekholm, T., Savolainen, I., Holttinen, H., Peltola, E., 2008. Global energy and emissions scenarios for effective climate change mitigation—Deterministic and stochastic scenarios with the TIAM model, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 2, 274-285
- [10] Rentziou, A., Gkritza, K., Souleyrette, R. R., 2012. VMT, energy consumption, and GHG emissions forecasting for passenger transportation, *Transportation Research Part A: Policy and Practice* 46, 487-500
- [11] Macedo, V. C., Daemme, L. C., Pentead, R., da Motta, H. N. Corrêa, S. M. 2017. BTEX emissions from flex fuel motorcycles, *Atmospheric Pollution Research* 8, 1160-1169
- [12] D'Angelo, M., González, A. E., Rezzano Tizze, N., 2018. First approach to exhaust emissions characterization of light vehicles in Montevideo, Uruguay, *Science of The Total Environment* 618, 1071-1078
- [13] Chen, L., Yip, T. L., Mou, J., 2018. Provision of Emission Control Area and the impact on shipping route choice and ship emissions, *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 58, 280-291
- [14] Zaporozhets, O., Synylo, K., 2017. Improvements on aircraft engine emission and emission inventory asesessment inside the airport area, *Energy* 140, 1350-1357
- [15] Cao, S., Alanne, K., 2018. The techno-economic analysis of a hybrid zero-emission building system integrated with a commercial-scale zero-emission hydrogen vehicle, *Applied Energy* 211, 639-661
- [16] Wiik, M. K., Fufa, S. M., Kristjansdottir, T., Andresen, I., 2018. Lessons learnt from embodied GHG emission calculations in zero emission buildings (ZEBs) from the Norwegian ZEB research centre, *Energy and Buildings*, In press
- [17] Zhou, Z., Liu, C., Zeng, X., Jiang, Y., Liu, W., 2018. Carbon emission performance evaluation and allocation in Chinese cities, *Journal of Cleaner Production* 172, 1254-1272

- [18] Sodsai, P., Rachdawong, P., The current situation on CO₂ emissions from the steel industry in Thailand and mitigation options, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 6, 48-55
- [19] Matar, W., Elshurafa, A. M., 2017. Striking a balance between profit and carbon dioxide emissions in the Saudi cement industry, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 61, 111-123
- [20] Deja, J., Uliasz-Bochenczyk, A., Mokrzycki, E., 2010. CO₂ emissions from Polish cement industry, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 4, 583-588
- [21] Ji, Y., Li, K., Liu, G. Shrestha, A., Jing, J., 2018. Comparing greenhouse gas emissions of precast in-situ and conventional construction methods, *Journal of Cleaner Production* 173, 124-134
- [22] Geng, Z., Conejo, A. J., Chen, Q., Kang, C., 2018. Power generation scheduling considering stochastic emission limits, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 95, 374-383
- [23] Couth, R., Trois, C., Vaughan-Jones, S., 2011. Modelling of greenhouse gas emissions from municipal solid waste disposal in Africa, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 5, 1443-1453
- [24] Dornburg, V., van Dam, J., Faaij, A., 2007. Estimating GHG emission mitigation supply curves of large-scale biomass use on a country level, *Biomass and Bioenergy* 31, 46-65
- [25] Chicco, G., Mancarella, P., 2008. Assessment of the greenhouse gas emissions from cogeneration and trigeneration systems. Part I: Models and indicators, *Energy* 33, 410-417
- [26] Mancarella, P., Chicco, G., 2008. Assessment of the greenhouse gas emissions from cogeneration and trigeneration systems. Part II: Analysis techniques and application cases, *Energy* 33, 418-430
- [27] Antanasijević, D. Z., Ristić, M. Đ., Perić-Grujić, A. A., Pocaajt, V. V., 2014. Forecasting GHG emissions using an optimized artificial neural network model based on correlation and principal component analysis, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 20, 244-253
- [28] Rubin, E. S., Chen, C., Rao, A. B., 2007. Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage. *Energy Policy* 35, 4444-4454.
- [29] Connloy, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., Leahy, M., 2010. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy* 87, 1059-1082
- [30] CESI, Programmazione di medio termine (PROMED). <https://www.cesi.it/Pages/default.aspx>, zadnji pristup 9/11/20
- [31] Energy Platform Living Lab Zagreb (EPLL), Energy Observatory 2020. <https://www.epll.eu/>, zadnji pristup 9/11/20
- [32] Višković, A., Franki, V., 2015. Coal Based Electricity Generation in South East Europe: A Case Study for Croatia. *International journal of energy economics and policy* 5; 206-230
- [33] Višković, A., Franki, V., Valentić, V., 2014. CCS (carbon capture and storage) investment possibility in South East Europe: A case study for Croatia. *Energy* 70, 325-337
- [34] Višković, A., Franki, V., 2015. Status of Croatia's energy sector framework: Progress, potential, challenges and recommendations. *Thermal science* 19, 73-93
- [35] Banovac, E., Glavić, M., Tešnjak, S., Establishing an Efficient Regulatory Mechanism – Prerequisite for Successful Energy Activities Regulation. *ENERGY*, Issue 2, Vol. 34, February 2009, pp. 178-189
- [36] Banovac, E., Gelo, T., Šimurina, J., Analysis of Economic Characteristics of a Tariff System for Thermal Energy Activities. *ENERGY POLICY*, Issue 11, Vol. 35, November 2007, pp. 5591-5600
- [37] Banovac, E., Bogdan, Ž., Kuzle, I., Choosing the Optimal Approach to Define the Methodology of a Tariff System for Thermal Energy Activities. *Strojtarstvo*, No. 6, Vol. 49, November-December 2007, str. 409-420
- [38] Višković, A., Franki, V., Valentić, V., 2014. Effect of regulation on power-plant operation and investment in the South East Europe Market: An analysis of two cases. *Utilities policy* 30, 8-17
- [39] ENTSO-E 2020, www.entsoe.eu/, zadnji pristup 9/11/20
- [40] Powernext 2020. <https://www.pownext.com/>, zadnji pristup 9/11/20
- [41] S&P Global Platts 2020. <https://www.spglobal.com/platts/en>, zadnji pristup 9/11/20
- [42] Pavlović, D., Banovac, E., Vištica, N., 2018. Defining a composite index for measuring natural gas supply security – The Croatian gas market case. *Energy Policy* 114, 30-38
- [43] De Richter, R. K., Ming, T., Caillol, S., Liu, W., 2016. Fighting global warming by GHG removal: Destroying CFCs and HCFCs in solar-wind power plant hybrids producing renewable energy with no-intermittency. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 49, 449-472
- [44] Komušanac, I., Ćosić, B., Duić, N., 2016. Impact of high penetration of wind and solar PV generation on the country power system load: The case study of Croatia. *Applied Energy* 184, 1470-1482
- [45] Khorshidi, Y., Florin, N. H., Ho, M. T., Wiley, D. E., 2016. Techno-economic evaluation of co-firing biomass gas with natural gas in existing NGCC plants with and without CO₂ capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 49, 343-363
- [46] Münster, M., Meibom, P. 2011. Optimization of use of waste in the future energy system. *Energy* 36, 1612-1622
- [47] May, G. J., Davidson, A., Monahov, B., 2018. Lead batteries for utility energy storage: A review. *Journal of Energy Storage* 15, 145-157
- [48] Višković, A., Valentić, V., Franki, V., 2013. The impact of carbon prices on CCS investment in South East Europe. *Economics and policy of energy and the environment*, 3/2013; 91-120
- [49] Franki, V., Višković, A., Šapić, A., 2019. Carbon capture and storage retrofit: Case study for Croatia. *Energy sources*, Part A: Utilization and Environmental Effects
- [50] Dong, F., Yu, B., Hadachin, T., Dai, Y., Wang, Y., Zhang, S., Long, R., 2018. Drivers of carbon emission intensity change in China, *Resources, Conservation and Recycling* 129, 187-201
- [51] Sim, S.-G., Lin, H.-C., 2018. Competitive dominance of emission trading over Pigouvian taxation in a globalized economy, *Economics Letters* 163, 158-161
- [52] Pavlović, D., Banovac, E., 2020. Natural gas as a geopolitical factor of energy transition, *Proceedings of the 35th International Scientific & Expert Meeting of Gas Professionals*, 1-12, (Invited lecture)