

Jelica Janićijević¹, Danilo Vlahović¹, Aleksandar Latinović¹, Željko Đurišić¹

Idejno rešenje supstitucije uglja kao goriva u blokovima A1 i A2 TE „Nikola Tesla” primenom vodoničnih tehnologija sa obnovljivim izvorima energije

¹ Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, Beograd, Srbija*

Originalni naučno-istraživački rad

Ključne poruke

- Analizirani su ključni tehnološki principi, ograničenja i prednosti savremenih metoda proizvodnje zelenog vodonika, sa fokusom na elektrolizu
- Sagledani su izazovi i rešenja u skladištenju vodonika
- Prikazani su tehnološki trendovi koji ubrzavaju primenu vodonika u energetske sistemima: rast kapaciteta elektrolizera, pad troškova i unapređena integracija sa OIE
- Rad ističe značaj optimizacije infrastrukture i razvoja isplativih rešenja kao preduslova za širu upotrebu vodonika u procesu dekarbonizacije

Kratak sadržaj

Integracija obnovljivih izvora energije (OIE) u elektroenergetske sisteme (EES) predstavlja izazov zbog njihovog varijabilnog i neupravljivog karaktera, što otežava bilansiranje proizvodnje i potrošnje. Stabilan rad EES-a zahteva upravljive izvore energije. S druge strane, potiskivanje i gašenje termoelektrana u procesu dekarbonizacije, koja su predviđena integrisanim nacionalnim i klimatskim planom, smanjuje raspoloživu upravljivu energiju što ugrožava uslove bilansiranja i energetske nezavisnosti EES-a. Jedno od rešenja jeste korišćenje viškova energije iz OIE za proizvodnju vodonika i njegovih derivata, koji se mogu skladištiti i koristiti u gasnim elektranama kao upravljiv izvor energije.

U ovom radu analizirani su uslovi formiranja energetskog kompleksa za proizvodnju, skladištenje i upotrebu vodonika na lokaciji postojeće TE „Nikola Tesla A”. Osnovna ideja je da se elektrana u budućnosti ne ugasi, već da pređe sa lignita na obnovljivo gorivo, zamenom konvencionalnih kotlova i parnih turbina gasnoturbinskim postrojenjima prilagođenim sagorevanju vodonika. Na taj način zadržava se ključna infrastruktura, naročito priključno razvodno postrojenje i razvijena interkonektivna veza ovog važnog generatorskog čvorišta.

Analiziran je i potencijal proizvodnje vodonika iz fotonaponskih elektrana koje bi bile izgrađene na prostoru nekadašnjih Kolubarskih kopova. Prikazano je idejno rešenje tehnološke šeme procesa proizvodnje, kompresije, skladištenja i upotrebe vodonika, uz proračun energetske efikasnosti kompletnog sistema. Na osnovu dostupnih podataka izvršena je preliminarne procena očekivane cene proizvedene električne energije.

Koncept podrazumeva da se u periodima niskih tržišnih cena električne energije energija iz fotonaponskih postrojenja ili prenosne mreže usmerava na elektrolizu, dok se proizvedeni vodonik skladišti i koristi u periodima visoke potrošnje i nedostatka energije iz raspoloživih primarnih izvora u sistemu. Dodatno, toplota dobijena tokom elektrolize i sagorevanja vodonika može se koristiti za skladištenje i snabdevanje toplotnog konzuma, čime se povećava ukupna efikasnost sistema.

Ključne reči

Dekarbonizacija, obnovljivi izvori energije, TE „Nikola Tesla”, vodonik

Primljeno: 7. januar 2026.

Recenzirano: 1. juli 2026.

Izmenjeno: 10. juli 2026.

Odobreno: 13. juli 2026.

* Korespondirajući autor: Jelica Janićijević, +381 61/81-51-629

Imejl: jelicajanicijevic616@gmail.com

Napomena:

Ovaj članak predstavlja proširenu, unapređenu i dodatno recenziranu verziju studentskog rada „Idejno rešenje dekarbonizacije proizvodnje električne energije u TE 'Nikola Tesla' primenom vodoničnih tehnologija sa obnovljivim izvorima” (<https://doi.org/10.2478/epi202500001>) (nagrada u Studijskom komitetu STK-C3 Održivost EES-a i performanse zaštite životne sredine, na 37. Savetovanju CIGRE Srbija, Zlatibor, 26-30. maja 2025).

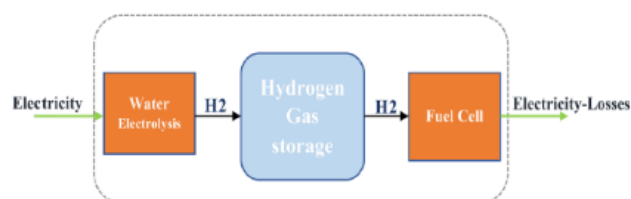
1. UVOD

Problem iscrpljenosti rezervi uglja i njegov sve lošiji kvalitet, kao i starost termoelektrskih blokova u termoelektranama u Srbiji, dovode do problema održivosti proizvodnje električne energije u termoelektranama. Srbija je suočena i sa problemima lokalnog zagađenja vazduha u mnogim gradovima, koje je u određenoj meri u vezi sa proizvodnjom električne energije u termoelektranama, kao i dobijanja toplotne energije u malim ložištima. Osim lokalnih problema, proizvodnja električne energije iz termoelektrana dugoročno nije prihvatljiva i zbog efekata globalnog zagrevanja izazvanog emisijom CO₂, zbog kojeg su termoelektrane suočene sa troškovima karbonskih taksi. S druge strane, elektrifikacija transporta i industrijski razvoj zahtevaju povećanje proizvodnje električne energije.

U takvim uslovima, globalni energetske sektor se suočava sa izazovima dekarbonizacije i prelaska na obnovljive izvore energije, pri čemu vodonik i njegovi derivati postaju obećavajuće tehnologije u procesu tranzicije. Osnovni problem integracije obnovljivih izvora energije u elektroenergetskim sistemima predstavlja problem bilansiranja, odnosno usklađivanje dijagrama proizvodnje iz OIE i zahteva potrošnje. Zbog intermitentnosti i neupravljivosti proizvodnje iz OIE, za stabilan rad EES-a i pouzdano snabdevanje električnom energijom neophodno je obezbediti izvore upravljive proizvodnje. S druge strane, potiskivanje i gašenje termoelektrana u procesu dekarbonizacije smanjuje raspoloživu upravljivu energiju, što ugrožava uslove bilansiranja i energetske nezavisnosti elektroenergetskog sistema.

Vodonik se pojavljuje kao potencijalno rešenje za skladištenje energije proizvedene iz OIE putem elektrolize vode, čime se omogućava kasnija konverzija u električnu energiju sagorevanjem u gasnim turbinama ili gorivnim ćelijama, Slika 1. Upotreba zelenog vodonika u ciklusu „energija u energiju” predstavlja ekološki prihvatljiv način skladištenja energije.

Vodonik se već koristi u različitim sektorima širom sveta kao sredstvo za dekarbonizaciju i skladištenje energije. U energetici, Danska koristi energiju vetra za proizvodnju zelenog vodonika u okviru H2RES projekta. Beč testira upotrebu vodonika u termoelektrani-toplani „Donaustadt” kako bi smanjio emisije CO₂, [2]. U transportu, Nemačka i Japan su razvili vodonične vozove (Alstom Coradia iLint, [3], i Hydrogen Hybrid Train), dok Južna Koreja koristi vodonične autobuse u urbanom prevozu, [4]. Industrijski sektor takođe primenjuje vodonik – „Shell” gradi najveću fabriku zelenog vodonika u Evropi, dok norveška kompanija „Yara” koristi vodonik za proizvodnju amonijaka i njegovo korišćenje umesto prirodnog gasa, [5]. Dubai je razvio postrojenje za proizvodnju vodonika korišćenjem solarne energije, omogućavajući skladištenje viška energije za kasniju upotrebu, [6].



Slika 1. Šema sistema za proizvodnju i skladištenje vodonika i sagorevanja u gorivnim ćelijama, [1]

2. ENERGETSKE KARAKTERISTIKE VODONIKA

Vodonik je otkrio Henri Kavendiš 1766. godine. Vodonik znači stvaralac (gen) vode (hidro); njegovim sagorevanjem oslobađa se samo voda, kao najzastupljenije hemijsko jedinjenje na Zemlji. Vodonik je treći najrasprostranjeniji element na Zemljinoj površini (posle kiseonika i silicijuma). Iako je jedan od najzastupljenijih elemenata, vodonik u molekularnom obliku (H₂) gotovo da i ne postoji slobodan na Zemlji, već se mora izdvajati iz svojih jedinjenja, a pre svega vode, za šta je potrebno ulagati energiju. Iz ovog razloga, vodonik se posmatra kao energetske nosač, odnosno kao skladište energije, jer je za njegovu proizvodnju potrebno uložiti energiju, koja se zatim ponovo može dobiti njegovim sagorevanjem ili direktnom konverzijom u električnu energiju u gorivnim ćelijama. Vodonik ima najveću energetske gustinu po masi od svih konvencionalnih goriva, 1 kg vodonika sadrži otprilike isto energije kao 2,8 kg benzina, [7].

Velika rasprostranjenost u prirodi, energetske vrednost i ekološka prihvatljivost pri njegovom sagorevanju ključni su razlozi zbog kojih se na globalnom nivou i nacionalnim nivoima gotovo svih zemalja razvijaju vodonične strategije, koje sagledavaju potencijal ovog goriva kao glavnog nosioca u procesu energetske tranzicije. Ipak, proizvodnja, skladištenje i upotreba vodonika su povezani sa mnogim izazovima, što je privuklo naučnu zajednicu koja se već decenijama bavi vodonikom kao energetske nosačem. U radu [8] dati su pregled i analiza istraživanja energije vodonika tokom tri decenije (od 1990. do 2023. godine), sa posebnim fokusom na evoluciju tehnologija proizvodnje vodonika iz obnovljivih izvora energije. Cilj studije je da pruži perspektivu o istraživačkim trendovima, tehnološkom napretku i interdisciplinarnoj saradnji, koja je neophodna da bi se performanse vodoničnih sistema razvile do nivoa koji će obezbediti njegovu tehničku i ekonomsku prihvatljivost za široku primenu u praksi, čime bi mogli biti rešeni ključni problemi održivih energetske sistema.

2.1 Energetske gustine vodonika

Energetske gustine vodonika predstavlja ključni faktor u njegovoj primeni kao energetske vektora, naročito kada se poredi sa konvencionalnim fosilnim gorivima. Može se posmatrati kroz dve glavne dimenzije: gravimetrijsku i volumetrijsku energetske gustinu.

Jelica Janičijević i ostali: Idejno rešenje supstitucije uglja kao goriva u blokovima A1 i A2 TE „Nikola Tesla” primenom vodoničnih tehnologija sa obnovljivim izvorima energije

2.1.1 Gravimetrijska energetska gustina (po masi). Vodonik poseduje visoku gravimetrijsku energetsku gustinu koja iznosi oko 142 MJ/kg (HHV – viša toplotna vrednost), što ga u poređenju sa fosilnim gorivima čini superiornim naročito u transportnim sistemima (avionima i automobilima), gde masa goriva definiše mnoge performanse prevoznog sredstva (kao što su efikasnost, ubrzanje i autonomija), [9].

2.1.2 Volumetrijska energetska gustina (HHV po zapremini). Suprotno gravimetrijskoj, vodonik je ograničen relativno niskom volumetrijskom energetskom gustom u poređenju sa većinom konvencionalnih fosilnih goriva. Ovo znači da je za skladištenje iste količine energije potreban znatno veći prostor u poređenju sa drugim gorivima. Specifične vrednosti volumetrijske energetske gustine vodonika i drugih goriva su sledeće, [9]:

- u gasovitom stanju pod standardnim atmosferskim pritiskom, vodonik ima približno 0,012 MJ/L;
- kada se vodonik komprimuje na 700 bara, njegova volumetrijska energetska gustina dostiže 5,6 MJ/L;
- za tečni vodonik volumetrijska energetska gustina iznosi 10,1 MJ/L.

Poređenja radi, konvencionalna goriva imaju znatno veću volumetrijsku energetsku gustinu: kerozin – 36,7 MJ/L; dizel – 34,6 MJ/L; benzin – 34,2 MJ/L, [9].

Amonijak (NH_3) takođe se ističe kao nosilac vodonika sa povoljnom energetskom gustom. Tečni amonijak, pod ambijentalnim pritiskom, ima energetsku gustinu od približno 11,5 MJ/L. Ova vrednost značajno premašuje gasoviti vodonik u standardnim uslovima, pa čak i komprimovani tečni vodonik, što ga čini atraktivnim za dugotrajno skladištenje i transport energije.

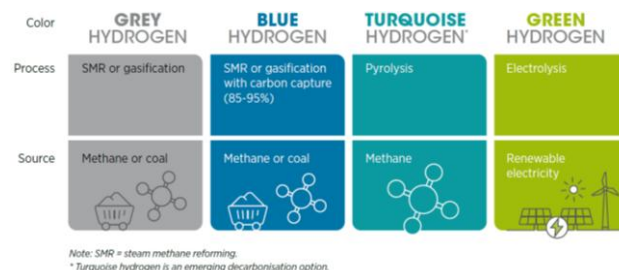
Izazov niske volumetrijske energetske gustine vodonika, posebno u gasovitom stanju, zahteva napredne tehnologije skladištenja, što predstavlja jedan od glavnih izazova za efikasnu primenu vodonika kao nosača energije.

2.2 Podela vodonika na osnovu načina dobijanja

Za izdavanje vodonika iz njegovih hemijskih jedinjenja u prirodi neophodno je utrošiti energiju. Postoji više metoda dobijanja vodonika pri čemu one imaju različit uticaj na životnu sredinu, pre svega u pogledu emisije gasova sa efektom staklene bašte. Podela vodonika po „bojama” sistem je klasifikacije koji se koristi za kategorizaciju vodonika na osnovu njegovog metoda proizvodnje i povezanih emisija gasova staklene bašte (GHG). Ova terminologija pomaže da se razlikuju različiti tipovi vodonika u pogledu njihovog uticaja na životnu sredinu i održivosti u kontekstu globalne energetske tranzicije. Na Slici 2 ilustrovane su osnovne boje u pogledu klasifikacije vodonika na osnovu izvora i metoda primenjenog za njegovo izdavanje. Treba napomenuti da ovo nije unificirana klasifikacija, tako da se u literaturi mogu sresti i druge boje u klasifikaciji vodonika, kao što su crna i braon, ili pink kojom je kategorisan vodonik koji se dobija iz električne energije koja potiče iz nuklearnih elektrana.

2.2.1 Sivi/Crni vodonik (Grey/Black Hydrogen). Ova kategorija se odnosi na vodonik proizveden iz fosilnih goriva, bez hvatanja ugljenika. Na primer, prirodni gas bez

CCUS (*Carbon Capture, Utilization, and Storage*) i ugaljna gasifikacija bez CCUS predstavljaju proizvodne rute sa značajnim emisijama. Ovo se smatra proizvodnjom iz neublaženih fosilnih goriva. Ove metode imaju visok ugljenični otisak i predstavljaju konvencionalne načine proizvodnje vodonika, koje tranzicija nastoji da zameni.



Slika 2. Klasifikacije vodonika na osnovu izvora i metoda primenjenog za njegovo izdavanje, [10]

2.2.2 Plavi vodonik (Blue Hydrogen). Plavi vodonik je vodonik proizveden iz fosilnih goriva (kao što su prirodni gas ili ugalj) u kombinaciji sa tehnologijom hvatanja, korišćenja i skladištenja ugljenika (CCUS). Na primer, proizvodnja vodonika iz reformiranja metana parom (SMR) sa CCUS-om ili ugaljne gasifikacije sa CCUS-om spada u ovu kategoriju. Cilj CCUS-a je smanjenje ugljeničnog otiska vodonika proizvedenog iz fosilnih goriva. Sertifikacije za niskougljenični ili „plavi” vodonik zahtevaju značajno smanjenje emisija GHG-a, često najmanje 30%, a u nekim slučajevima 70% ili 73% manje u poređenju sa proizvodnjom iz fosilnih goriva bez ublažavanja, što se može uzeti kao kvantitativni prag za klasifikaciju vodonika kao plavog, [11].

2.2.3 Tirkizni vodonik (Turquoise Hydrogen). Tirkizni vodonik se proizvodi iz prirodnog gasa kao sirovine. Ključni proces proizvodnje je piroliza metana. Za razliku od tradicionalnih metoda koje koriste fosilna goriva, piroliza metana za proizvodnju tirkiz vodonika ne proizvodi CO_2 emisije. Umesto toga, ugljenik iz metana se pretvara u čvrsti ugljenični pigment (*carbon black*). Čvrsti ugljenični pigment se znatno lakše skladišti nego gasoviti CO_2 .

2.2.4 Zeleni vodonik (Green Hydrogen). Zeleni vodonik se definiše kao vodonik proizveden putem elektrolize vode korišćenjem električne energije generisane iz niskoemisionih izvora, posebno obnovljivih izvora kao što su fotonaponske elektrane i vetroelektrane. Dakle, proizvodnja zelenog vodonika predstavlja rešenje bez emisije CO_2 , pa se iz tog razloga ova kategorija vodonika najviše istražuje u okviru vodoničnih strategija za održivu energetiku.

Iako se proizvodi iz obnovljivih izvora, treba imati u vidu da je potpunu emisiju CO_2 praktično nemoguće izvesti zato što se i za proizvodnju elemenata obnovljivih izvora, iz kojih se proizvodi zeleni vodonik, ipak emituje neka količina CO_2 . Za sertifikaciju zelenog vodonika nisu propisani jedinstveni standardi. Tako, na primer, u Indiji standard za zeleni vodonik zahteva maksimalno emisiju od

2 kg CO₂-eq/kg H₂, dok je u Evropskoj uniji taj standard 3,4 kg CO₂-eq/kg H₂.

2.2.5 Vodonik sa niskim emisijama. Pored kategorizacije po bojama, Međunarodna agencija za energiju (IEA) često u svojim izveštajima koristi širi termin „vodonik sa niskim emisijama” (*Low-Emissions Hydrogen*), koji praktično obuhvata zeleni i plavi. Prema izveštaju [11], vodonik sa niskim emisijama uključuje vodonik proizveden putem elektrolize vode električnom energijom iz niskoemisionih izvora (obnovljivi izvori ili nuklearna energija), kao i vodonik proizveden iz biomase ili fosilnih goriva sa CCUS tehnologijom. Ovaj termin služi kao sveobuhvatna kategorija koja uključuje i zeleni i plavi vodonik, naglašavajući napore za smanjenje emisija gasova staklene bašte u proizvodnji vodonika.

Za kategorizaciju vodonika sa niskom emisijom takođe nisu jedinstveni standardi, tako je, na primer, u Brazilu granica 7 kg CO₂-eq/kg H₂, dok je u SAD ta granica 4 kg CO₂-eq/kg H₂, [11].

Zeleni vodonik je energetska nosač koji se može koristiti u mnogim različitim aplikacijama. Međutim, njegova stvarna upotreba je još uvek veoma ograničena. Današnja proizvodnja vodonika se uglavnom zasniva na prirodnom gasu i uglju, koji zajedno čine 95% proizvodnje. Trenutno ne postoji značajna proizvodnja vodonika iz obnovljivih izvora, ali je ova problematika vrlo zastupljena u naučnim krugovima, kako u pogledu razvoja tehnologija tako i u pogledu integracije vodoničnih sistema u perspektivnim elektroenergetskim sistemima.

3. TEHNOLOŠKI TRENDovi U PROIZVODNJI I SKLADIŠTENJU ZELENOG VODONIKA

Razvoj tehnologija proizvodnje i skladištenja vodonika usmeren je na povećanje efikasnosti i smanjenje troškova procesa, čime se omogućava šira komercijalna primena vodonika kao energetska održivog rešenja. Trenutno se u proizvodnji vodonika primenjuju različite metode, među kojima je elektroliza vode najperspektivnija kada se koristi električna energija iz obnovljivih izvora. Savremene tehnologije elektrolize vode zasnivaju se na pretvaranju električne energije u hemijsku energiju vodonika i kiseonika putem elektrohemijskih reakcija razlaganja vode. U kontekstu velikih energetska sistema i integracije obnovljivih izvora energije, danas se koriste tri glavne tehnološke platforme:

1. Alkalna elektroliza (AEL – *Alkaline Electrolysis*);
2. Protonska membranska elektroliza (PEM – *Proton Exchange Membrane Electrolysis*);
3. Elektroliza sa čvrstim oksidom (SOEC – *Solid Oxide Electrolysis Cell*).

Svaka od ovih tehnologija ima svoje specifične tehničke karakteristike, prednosti i ograničenja, kao i različit nivo tehnološke zrelosti (TRL – *Technology Readiness Level*). Kako je Termoelektrana „Nikola Tesla (TENT) A” proizvodni sistem visokog kapaciteta, od ključnog je značaja razumeti detaljne performanse,

ograničenja i dinamičke karakteristike PEM elektrolize, koja je izabrana za ovo idejno rešenje, [12].

Tabela 1 Uporedne karakteristike AEL, PEM i SOEC tehnologija, [13]

Karakteristika	AEL	PEM	SOEC
Radna temperatura	70–90°C	50–80°C	700–850°C
Radni pritisak	1–30 bar	<30 bar	~1 bar
Efikasnost (LHV)	50–68%	50–68%	75–85%
Pokretanje do nominalne vrednosti	<50min	<20min	>600min
Zrelost tehnologije	Visoka	Visoka	Niska
Investicioni trošak	Najniži	Visok	Najviši
Otpornost na promene snage	Slaba	Odlična	Slaba

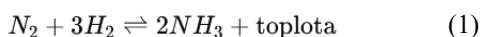
Za potrebe velike varijabilnosti snage i dinamičkog pogona, PEM elektroliza je trenutno jedina tehnologija koja može da prati rad fotonaponske (PV) elektrane i cenovne signale, upravo zbog brzog odziva, širokog radnog opsega i mogućnosti rada pri promenljivom opterećenju [12].

Skladištenje vodonika predstavlja tehnološku prepreku njegovoj integraciji u globalnu ekonomiju. Neophodni su kapaciteti za velike količine vodonika kako bi se skladištila energija u razmerama GWh i TWh. Geološke formacije kao što su rudnici soli, iscrpljena naftna i gasna ležišta nude ogroman potencijal skladištenja kako zbog svojih kapaciteta i sigurnosti tako i zbog ekonomskih i tehničkih faktora [14]. Pored podzemnih sistema, primenjuju se i nadzemna rešenja kao što su rezervoari za komprimovani vodonik pod visokim pritiscima i kriogeni tankovi za tečni vodonik, a u razvoju su i alternativni koncepti poput tečnih organskih nosača vodonika (LOHC – *Liquid Organic Hydrogen Carrier*), koji omogućavaju skladištenje pri umerenim uslovima i korišćenje postojeće infrastrukture [14].

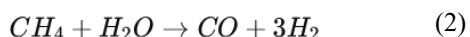
Iako fizičke metode skladištenja vodonika, poput komprimovanog i tečnog vodonika, kao i LOHC sistema, imaju značajnu primenu u kratkoročnom i srednjoročnom balansiranju, za potrebe dugoročnog skladištenja energije sve veću pažnju privlače hemijski nosači vodonika. Među njima se posebno izdvaja amonijak (NH₃), koji zahvaljujući visokoj gustini vodonika, razvijenoj globalnoj logističkoj infrastrukturi i mogućnosti direktnog sagorevanja u gasnim turbinama predstavlja jedno od najperspektivnijih rešenja za sezonsko skladištenje energije i energetska konverziju u postrojenjima velikih snaga [15], [16]. Upravo iz tog razloga, amonijak zauzima značajno mesto u ovom idejnom rešenju kao ključni

element za sezonsko bilansiranje EES-a i dopune kapaciteta vodoničnog goriva.

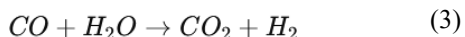
Amonijak, sa 18% vodonika po masi, ima oko 50% veću gustinu vodonika u poređenju sa komprimovanim ili tečnim vodonikom, dok mu je gustina energije skoro tri puta veća. Jedna od ključnih prednosti je postojanje razvijene infrastrukture za proizvodnju, dugoročno skladištenje, transport i distribuciju amonijaka širom sveta [15]. Glavne mane su što je toksičan, može biti opasan pri curenju i što postrojenje za proizvodnju amonijaka dodatno povećava investicione troškove. Njegova proizvodnja se dosad odvijala uglavnom putem Haber–Bošovog procesa, u kome se azot i vodonik kombinuju pri visokim temperaturama i pritiscima, uz katalizatore [16]:



Haber–Bošov proces se oslanja na parno reformisanje metana (SMR – *Steam Methane Reforming*) za dobijanje vodonika:



Nakon toga, ugljen-monoksid se konvertuje u ugljen-dioksid kroz *water-gas shift* reakciju:



Glavni problem klasičnog Haber–Bošovog procesa je visoka emisija ugljen-dioksida, jer je većina amonijaka proizvedena iz prirodnog gasa. Alternativna metoda za smanjenje emisija je dobijanje amonijaka iz zelenog vodonika, dobijenog elektrolizom vode korišćenjem viškova električne energije iz OIE, takozvani zeleni amonijak, što će se i koristiti u ovom idejnom rešenju [16]. Takođe, moguća je direktna elektrohemijaska sinteza amonijaka, korišćenjem električne energije za kombinovanje azota i vodonika u amonijak, čime će se smanjiti potreba za visokim pritiskom i temperaturama. Elektrohemijaska sinteza amonijaka je još u ranoj fazi istraživanja i razvoja i još uvek nije dostigla tehnološku zrelost, ali bi ona potencijalno mogla imati nižu potrošnju energije u poređenju sa konvencionalnim Haber–Bošovim procesom [16]. Predviđa se da će zeleni amonijak do 2035. godine biti ekonomski isplativiji u odnosu na fosilna goriva. Ukupna energetska efikasnost ciklusa proizvodnje i sagorevanja amonijaka kreće se približno između 30% i 48%. Sagorevanjem amonijaka u elektranama može se dostići uporediva efikasnost kao i pri konvencionalnim termoeenergetskim procesima, što ukazuje na njegov potencijal kao goriva bez ugljenika [17].

Pored komprimovanog i tečnog vodonika, LOHC sistema i amonijaka, potrebno je pomenuti i skladištenje vodonika u čvrstom stanju, odnosno *solid-state hydrogen storage*. Ovaj pristup zasniva se na vezivanju vodonika unutar čvrstih materijala, najčešće metalnih hidrida, kao što su MgH_2 , $LaNi_5H_6$, $TiFe$ -hidridi i visokoentropijske legure [18]. Glavna prednost ovih sistema je veća bezbednost, jer se vodonik ne skladišti kao slobodan gas

pod visokim pritiskom, već je vezan u strukturi materijala, čime se smanjuje rizik od curenja i eksplozije. Ipak, zbog veće mase materijala, potrebe za upravljanjem temperaturom, sporije kinetike i viših troškova, ova tehnologija se u ovom radu ne razmatra kao osnovno rešenje za velika sezonska skladišta, već kao perspektivna opcija za buduću primenu [18].

Gasnoturbinske tehnologije prilagođene sagorevanju vodonika sve više dobijaju na značaju. Moderne komercijalne gasne turbine već sada mogu koristiti mešavine vodonika i prirodnog gasa, dok su u razvoju i potpuno vodonične turbine [19]. Njihova primena u termoelektranama poput TENT-a A omogućila bi značajno smanjenje emisija CO_2 uz očuvanje postojećih elektroenergetskih kapaciteta i infrastrukture.

Uprkos značajnim tehnološkim naprecima, ključni izazovi i dalje obuhvataju smanjenje troškova opreme, povećanje efikasnosti proizvodnje i skladištenja, kao i razvoj infrastrukture za transport i distribuciju vodonika, što otvara pitanje njegove integracije u postojeće termoeenergetske sisteme, koje će biti analizirano u nastavku rada.

4. IDEJNO REŠENJE ENERGETSKOG KOMPLEKSA

U cilju prelaska na ekološko prihvatljivu proizvodnju energije u procesu dekarbonizacije neophodno je okrenuti se obnovljivim izvorima energije. Kako je TENT važno proizvodno čvorište EES-a Srbije, u cilju očuvanja već postojeće centralizovane infrastrukture predloženo je idejno rešenje postavljanja solarne elektrane u neposrednoj blizini TENT-a, koja bi potpomogla supstituciju uglja zelenim vodoničnim gorivom. Početna faza podrazumeva implementaciju ove promene na blokovima A1 i A2, čime se započinje prelaz na ekološki prihvatljivije izvore energije. Osnovna ideja je da se proizvodnja iz ova dva najstarija termoagregata nadomesti iz fotonaponske elektrane i gasnoturbinskog postrojenja na vodonična goriva, ali da se održi upravljivost proizvodnje i unapredi fleksibilnost sistema.

Niska gustina snage solarnog zračenja na površini Zemlje zahteva pokrivanje velikih površina solarnim panelima. Kako bi se smanjili negativni uticaji na životnu sredinu, ove elektrane je potrebno graditi na devastiranim zemljištima. U tom kontekstu, termoelektrane, koje su tokom decenija eksploatacije uglja stvorile prostrane neplodne površine usled iskopa i odlaganja jalovine i pepela, predstavljaju pogodne lokacije za instalaciju solarnih panela.

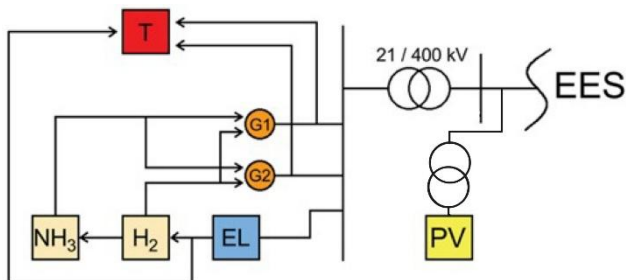
Planirani koncept predviđa izgradnju fotonaponskih elektrana na ovim degradiranim područjima, na delovima Kolubarskih kopova, dok bi u okviru postojećih termoeenergetskih kompleksa bili postavljeni kapaciteti za proizvodnju i skladištenje vodonika i amonijaka. Takođe, veoma bitna činjenica i prednost za proizvodnju vodonika je to da imamo već razvijen sistem dopremanja vode iz reke Save, što nam u startu smanjuje troškove i omogućava

iskorišćenje postojeće infrastrukture. Umesto kotlovskih sistema i parnih turbina, nova elektrana bi koristila gasnoturbinske sisteme koji bi sagorevali vodonik i amonijak, čime bi se omogućilo očuvanje postojeće infrastrukture (priključnih i razvodnih postrojenja u termoelektrani), kako bi se zadržali i postojeći energetski tokovi u prenosnoj mreži.

Solarna elektrana bi imala dvostruku funkciju – direktno injektiranje proizvedene snage u mrežu 400 kV u blizini postojećeg priključnog čvorišta TENT-a (PRP „Mladost”), kao i snabdevanje energijom sistema za proizvodnju vodonika. Kapacitet skladištenja vodonika bio bi dizajniran za balansiranje dnevnih i nedeljnih varijacija u proizvodnji i potrošnji energije. Deo vodonika koristio bi se za sintezu amonijaka, koji bi zbog svojih boljih skladišnih karakteristika predstavljao dugoročno skladište energije. Predloženi koncept je ilustrovan na Slici 3.

4.1 Predlog izgradnje fotonaponske elektrane na degradiranom zemljištu ugljenokopa „Kolubara”

Radi iskorišćenja devastiranog zemljišta, fotonaponska elektrana bi se gradila na površinama Kolubarskih kopova. Korišćenje ovakvih lokacija predstavlja optimalno rešenje jer ne dolazi do zauzimanja poljoprivrednog ili infrastrukturno vrednog zemljišta, izbegavaju se troškovi eksproprijacije, a projekat ostvaruje veću ekološku i društvenu prihvatljivost.



Slika 3. Šematski prikaz funkcionisanja energetskog proizvodnog kompleksa na bazi fotonaponske elektrane i zelenih vodoničnih goriva

Kompleks Kolubarskih kopova zauzima nekoliko hiljada hektara zemljišta koje je zbog iskopavanja uglja i odlaganja jalovine postalo neplodno ili je niske poljoprivredne vrednosti. U budućnosti bi ovo neplodno zemljište moglo biti iskorišćeno za izgradnju velikih fotonaponskih elektrana. U predloženom rešenju podrazumeva se fazni prelazak TENT-a na vodonična goriva i postepeno smanjenje proizvodnje uglja, tako da je u početnim fazama potrebno voditi računa da izgradnja fotonaponskih elektrana ne remeti postojeću i planiranu proizvodnju uglja. Trenutno raspoloživa površina, prikazana u Prilogu 1 na Slici A.1, iznosi približno 1000 ha, što je više nego dovoljno za izgradnju predviđene fotonaponske elektrane koja bi bila izgrađena u predloženoj fazi dekarbonizacije proizvodnje u postojećim

blokovima A1 i A2. Pre početka radova biće potrebno izvršiti nivelaciju terena i pripremu površine radi postavljanja fotonaponskih panela i nosećih konstrukcija.

Planirana fotonaponska elektrana podrazumeva ukupnu instalisanu snagu od 500 MWp. Paneli bi bili postavljeni na zemlji, način konstrukcije „šator”, kao krov na dve vode orijentisane istok–zapad, a pravac pružanja redova panela sever–jug. Nagib panela ka istoku i zapadu bio bi 15 stepeni u odnosu na zemlju. Proračuni izvedeni korišćenjem PVGIS alata pokazuju da fotonaponsko postrojenje instalisane snage 1 MWp, sa navedenom konfiguracijom panela, može ostvariti prosečnu godišnju proizvodnju od oko 1044 MWh. Na osnovu toga, planirana elektrana, snage 500 MWp, ostvarivala bi približno 522 GWh godišnje proizvodnje. Ovakva formacija panela predstavlja dobro rešenje u pogledu investicionih troškova, instalacije i zauzimanja prostora. Takođe, vremenski profil proizvodnje ovakve elektrane je povoljniji u odnosu na južno orijentisane panele. Lokacije perspektivne fotonaponske elektrane su udaljene oko 25 km od TENT-a A, a njeno priključenje bi moglo biti realizovano izgradnjom priključne transformatorske stanice i priključenjem po principu ulaz–izlaz na postojeći dalekovod 400 kV br. 436, čija se trasa nalazi u neposrednoj blizini kopova, a koji bi direktno povezivao perspektivnu solarnu elektranu sa priključnim postrojenjem TENT-a A.

4.2 Razvoj sistema za proizvodnju i lokalno skladištenje zelenog vodonika direktno na lokaciji TENT A

Tehnologija koja bi omogućila proizvodnju zelenog vodonika, PEM elektrolizom, procenjenom kao najbolje rešenje, obuhvata različite procese organizovane u jedinstveni sistem, koji bi bili usmereni ka elektrolizeru kao glavnom elementu ovakvog postrojenja. Procese možemo kategorizovati na sledeći način:

- snabdevanje vodom;
- elektrolizer;
- sistem za skladištenje vodonika.

4.2.1 Snabdevanje vodom. TENT A raspolaže dostupnim vodenim resursom iz reke Save, što omogućava efikasno i stabilno snabdevanje vodom za potrebe elektrolize, pri čemu je specifična potrošnja vode za PEM elektrolizu teorijski oko 9 l/kg proizvedenog vodonika, dok u realnim uslovima rada, usled tehnoloških gubitaka i pomoćnih procesa, iznosi približno 11–14 l/kg H₂. PEM elektrolizeri zahtevaju vodu visokog stepena čistoće, sa specifičnom električnom provodnošću manjom od 1 μS/cm, kako bi se sprečila degradacija membrane i produžio radni vek sistema. Da bi se obezbedio ovaj nivo kvaliteta, voda prolazi kroz proces filtracije, zatim reverzne osmoze, dok se finalno prečišćavanje vrši dejonizacijom pomoću jonskih smola. Primena ovakvog višestepenog tretmana omogućava dobijanje ultračiste vode neophodne za nesmetan rad PEM ćelija.

Izgradnja sistema za elektrolizu u blizini TENT-a A donosi značajnu prednost jer omogućava korišćenje postojeće infrastrukture. Konkretno, sistem za filtriranje vode mogao bi se nadograditi na već postojeći, čime bi se optimizovali troškovi i resursi.

4.2.2 Elektrolizer. PEM elektrolizer (PEM_{el}) predstavlja centralni deo postrojenja za proizvodnju vodonika. Njegova glavna prednost je relativno visoka energetska efikasnost pri velikoj gustini snage, kao i izražena fleksibilnost u radu, što ga čini pogodnim za primenu u sistemima sa visokim udelom obnovljivih izvora energije.

Za savremene industrijske PEM elektrolizere, energetska efikasnost se, u zavisnosti od izabrane radne tačke, kreće u opsegu od oko 50% do 68%, računato u odnosu na donju toplotnu moć vodonika. Povećanjem gustine struje dolazi do porasta proizvodnog kapaciteta elektrolizera, ali i do smanjenja efikasnosti. Izbor radnog režima predstavlja kompromis između maksimalne proizvodnje vodonika i ukupne energetske efikasnosti sistema.

Fleksibilnost PEM elektrolizera ogleda se u širokom dinamičkom opsegu rada od 5% do 120% kapaciteta, [13]. Zahvaljujući veoma brzom odzivu, sa vremenom promene opterećenja (*ramp rate*) reda sekundi, elektrolizer je u stanju da se prilagodi promenama ulazne snage bez negativnog uticaja na stabilnost sistema. Vreme pokretanja iz hladnog stanja (*cold start*) iznosi manje od 20 minuta, što omogućava njegovu primenu u uslovima izražene intermitentnosti i neupravljivosti obnovljivih izvora energije. Zbog svojih dobrih dinamičkih karakteristika, elektrolizeri mogu predstavljati značajan resurs centralizovane upravljive potrošnje, koja može biti regulacioni resurs za pružanje usluge regulacije aktivnih snaga u elektroenergetskom sistemu.

Proizvodnja vodonika u okviru razmatranog projekta direktno bi zavisila od kretanja cene električne energije na tržištu. Elektrolizeri bi bili podešeni da rade sa maksimalnim kapacitetom u periodima kada cena električne energije padne ispod unapred definisanog praga, na primer ispod 25% srednje godišnje cene. U intervalima kada se cena električne energije kreće između 25% i 150% srednje godišnje vrednosti, elektrolizeri bi bili puštani u rad sa smanjenim opterećenjem, i to isključivo u slučajevima kada proizvodnja električne energije iz solarnih elektrana ne može biti evakuisana u sistem zbog potencijalnih operativnih ograničenja u prenosnoj mreži.

U početnoj fazi projekta predviđena je izgradnja PEM elektrolizera instalisane snage 400 MW, koji bi delimično obezbeđivao potrebnu količinu gasovitog goriva za gasnu elektranu planiranu kao zamenu za agregate A1 i A2 u TENT-u A. Pri navedenoj instalisanoj snazi, očekivana proizvodnja vodonika iznosi do približno 8.000 kg/h, u zavisnosti od izabranog režima rada i energetske efikasnosti sistema.

Procenjeni radni vek savremenih PEM elektrolizera iznosi oko 60.000 do 80.000 radnih sati. Tokom eksploatacije dolazi do postepene degradacije performansi sistema, koja se najčešće ispoljava kroz porast radnog

napona i smanjenje energetske efikasnosti, sa tipičnim stopama degradacije u opsegu od 0,5% do 2,5% godišnje, [20]. Navedeni parametri imaju značajan uticaj na dugoročnu ekonomsku opravdanost projekta i moraju biti uzeti u obzir pri planiranju eksploatacije postrojenja.

Za postavljanje elektrolizerskog postrojenja potrebna je površina od oko 8 ha, pri čemu je poželjno da se lokacija nalazi u neposrednoj blizini termoelektrane, radi smanjenja infrastrukturnih troškova i lakše integracije u postojeći energetska sistem. Kao najpovoljnije rešenje razmatra se korišćenje dela postojećeg pepelišta. Pored proizvodnje vodonika, u budućnosti se ostavlja mogućnost dogradnje sistema za skladištenje kiseonika, ukoliko se na tržištu pojavi potreba za većim količinama ovog gasa, čime bi se dodatno povećala ukupna iskorišćenost postrojenja i ekonomska dobit projekta. U Prilogu 1 na slici A.2. nalazi se primer dispozicije opreme u jednom takvom postrojenju.

4.2.3 Skladištenje vodonika. Ono predstavlja poseban izazov. Kako je već rečeno, zbog izuzetno male zapremine gustine energije vodonika na atmosferskom pritisku, kao i težnje za što je moguće zapreminski manjim skladištima, neophodno je izložiti ga visokom pritisku (i do 800 bara). Vodonik kao element sa najmanjom atomskom masom ima tendenciju da prolazi kroz materijal i čini ga krhkim, te bi takvo curenje vodonika predstavljalo još jedan od problema pri izgradnji skladišta. Međutim, prednost ovakvog skladištenja jeste brza i laka upotreba i relativno jednostavna infrastruktura s obzirom na to da kompresori i rezervoari već postoje za industrijske namene, a problem curenja očekujemo da će se rešiti daljim istraživanjem i brzim napretkom tehnologije.

U ovoj analizi pretpostavljeno je da se skladišta vodonika dimenzionišu prema dnevnim ili nedeljnim potrebama, dok se dugoročno skladište planira kroz proizvodnju amonijaka. Pri proizvodnji i kompresiji vodonika oslobađa se značajna toplota, pa je u okviru energetskog kompleksa predviđeno i skladištenje toplote. Na Slici 4 prikazan je potencijalni prostor na kojem bi bio izgrađen energetska kompleks za proizvodnju i skladištenje vodonika, kao i infrastruktura jamskog toplotnog skladišta. Posmatrana lokacija nalazi se na delu odlagališta pepela. Pre svega za bilo kakvu gradnju na pepelištima neophodno je da se na lokaciji prestane sa odlaganjem pepela, da se odlagalište stabilizuje i da se sačeka sa izgradnjom dok se ne zaustavi intenzivno sleganje tla. S obzirom na to da postoje delovi odlagališta pepela čije su kasete zatvorene već duži niz godina, može se smatrati da i u postojećim uslovima postoje površine koje mogu biti iskorišćene za predloženu namenu. Naznačena površina ima 60 ha i dovoljna je za instalaciju svih infrastrukturnih elemenata kompleksa. U tom pogledu potrebna je reorganizacija postojećih planova korišćenja pepelišta za druge svrhe. Ovaj prostor je višestruko pogodan za instalaciju, kako sistema za proizvodnju i skladištenje vodonika tako i za jamsko toplotno skladište. Neke od ključnih prednosti ovog prostora su:

- lokacija je u neposrednoj blizini TENT-a A, na udaljenosti od svega 700 m, tako da predstavlja deo kompleksa termoelektrane i može se jednostavno dograditi elektroenergetska, termoeenergetska i putna infrastruktura za funkcionalnost svih elemenata sistema;
- lokacija je u neposrednoj blizini reke Save, što omogućava jednostavnu instalaciju sistema toplotnih pumpi za toplotno skladište, kao i sistema za obezbeđivanje vode za proces elektrolize;
- ne uzurpira se prostor koji ima poljoprivrednu vrednost i ne očekuju se negativni uticaji na mikrookolinu jer se radi o neplodnom veštačkom bregu;
- teren je izdignut iznad okoline za oko 30 m, tako da je zaštićen od poplava, kao i od prisustva podzemnih voda koje su vrlo nepovoljne za izgradnju toplotnog skladišta; u tom kontekstu potrebno je izvršiti planiranje korišćenja aktivnih pepelišta na način da ne ugrožavaju toplotno skladište;
- suv pepeo je kvalitetan toplotni izolator i može obezbediti dobru efikasnost skladištenja toplote;
- teren pogoduje izgradnji podzemnih rezervoara za skladištenje vodonika;
- elektrolizer i agregati u TENT-u A nalaze se na bliskom rastojanju sa ovde planiranim toplotnim skladištem, tako da je izgradnja infrastrukture za skladištenje otpadne toplote koja se dobija u ovim procesima jeftina i efikasna.



Slika 4. Predlog prostora za izgradnju energetskog kompleksa za proizvodnju i skladištenje vodonika i jamskog toplotnog skladišta na lokaciji TENT A

4.3 Razvoj sistema za sintezu amonijaka i lokalno sezonsko skladištenje

U slučajevima kada je skladište vodonika popunjeno, a postoje uslovi i mogućnost dalje proizvodnje, višak vodonika bi se koristio za proizvodnju amonijaka. Amonijak bi se dugoročno skladištio i koristio prevashodno u zimskom periodu, kada je proizvodnja električne energije iz fotonaponskih elektrana smanjena, a

cene električne energije na tržištu povećane, čime bi se omogućilo sezonsko bilansiranje elektroenergetskog sistema.

Proizvodnja amonijaka vršila bi se kombinovanjem vodonika i azota dobijenog iz vazduha primenom Haber–Bošovog procesa, pri temperaturama od 400–500°C, pritiscima od 100–200 bar i upotrebi gvozdених katalizatora, što je prikazano u Prilogu 1 na slici A.3.

Infrastruktura za sintezu i skladištenje amonijaka bila bi instalirana na lokaciji skladišta vodonika, radi racionalnog korišćenja prostora i postojeće infrastrukture. Azot, kao druga neophodna komponenta procesa, dobijao bi se izdvajanjem iz vazduha primenom kriogene jedinice za razdvajanje vazduha (ASU – *Air Separation Unit*), koja predstavlja najpogodnije rešenje za proizvodnju velikih količina azota visoke čistoće. Sistem ASU koristio bi stabilno napajanje električnom energijom iz mreže i sastojao bi se od kompresorskih jedinica, sistema za razmenu toplote i destilacionih kolona za razdvajanje gasnih komponenti.

Nakon pripreme, vodonik i azot uvodili bi se u sinteznu petlju (*synloop*), čije glavne komponente čine kompresori, menjivači toplote i reaktori za sintezu amonijaka. Kao krajnji proizvod dobijao bi se tečni amonijak (*Liquid ammonia*, LNH_3). Otpadna toplota nastala tokom procesa sinteze delimično bi se koristila za potrebe samog procesa, dok bi se preostali deo mogao skladištiti u predviđenom toplotnom skladištu, čime bi se dodatno povećala ukupna energetska efikasnost sistema.

Skladištenje amonijaka zahteva poseban pristup zbog njegove toksičnosti i sposobnosti da izazove naponsku koroziju u ugljeničnim čelicima. U energetskim postrojenjima primenjuju se tri osnovna metoda skladištenja amonijaka: skladištenje pod pritiskom u čeličnim rezervoarima, rashlađeno skladištenje pri atmosferskom pritisku i niskim temperaturama, kao i kombinovani sistemi koji koriste umerene vrednosti temperature i pritiska. Za skladištenje velikih količina amonijaka, rashlađeno skladištenje predstavlja najpovoljniju opciju, jer u slučaju oštećenja rezervoara ispuštanje amonijaka protiče sporije nego kod skladištenja pod visokim pritiskom.

Jedan od značajnih izazova pri korišćenju amonijaka u energetskim sistemima jeste emisija azotnih oksida (NO_x), naročito pri sagorevanju na visokim temperaturama i pritiscima u gasnim turbinama. Za smanjenje NO_x emisija kao najefikasnija mera primenjuje se selektivna katalitička redukcija (SCR – *Selective Catalytic Reduction*), koja koristi katalizatore i redukcionu agens, najčešće amonijak ili ureu, radi pretvaranja azotnih oksida u azot i vodu paru. Ova tehnologija je kompatibilna sa savremenim gasnoturbinskim postrojenjima i već se primenjuje u termoelektranama. Uprkos primeni sistema za smanjenje emisija NO_x , direktno sagorevanje amonijaka u gasnim turbinama i dalje predstavlja tehnološki izazov usled njegovih nepovoljnih karakteristika sagorevanja. Zbog toga smatramo da je bolje amonijak ne koristiti direktno kao gorivo, već kao nosač vodonika. U ovom konceptu,

zeleni amonijak se u posebnom postrojenju za razlaganje (*ammonia cracking*) razlaže na vodonik i azot, pri čemu se dobijeni vodonik koristi u gasnim turbinama. Ovaj pristup omogućava smanjenje emisija NO_x i primenu tehnološki zrelijih gasnoturbinskih rešenja, dok direktno sagorevanje amonijaka ostaje perspektiva dugoročnog razvoja.

4.4 Izgradnja gasnoturbinskih postrojenja na mestu postojećih termoelektričnih blokova

Postojeći blokovi A1 i A2 bili bi zamenjeni gasnoturbinskim postrojenjima. Umesto kotlovskih postrojenja i parnih turbina koje koriste ugalj, na istim lokacijama mogu se instalirati gasnoturbinske jedinice koje će u početnim fazama koristiti mešavinu prirodnog gasa i vodonika, a dugoročno preći na potpuno sagorevanje zelenog vodonika i amonijaka, kada ovakva postrojenja budu tehnološki sazrela i ekonomski pristupačna. Pored prostornog aspekta, bitno je istaći da nove gasnoturbinske jedinice mogu iskoristiti postojeću priključnu opremu, kao što su blok-transformatori i rasklopna oprema. Stanje generatora u ovim blokovima je potrebno proveriti, ali se sugeriše ugradnja novih jedinica.

Gasnoturbinsko postrojenje sastoji se od tri celine: višestepena kompresija sa međuhlađenjem, komora za sagorevanje i ekspanzione turbine. Efikasnost pretvaranja goriva u električnu energiju zavisi od radne temperature turbine. Što su temperature više, veća je efikasnost, što znači ekonomičniji rad. Produkti sagorevanja u tipičnoj gasnoj turbini mogu dostići temperaturu od 1260°C , ali kritični metali u turbini mogu izdržati samo $815\text{--}926^\circ\text{C}$. Zato se koristi vazduh iz kompresora za hlađenje ključnih komponenti turbine, što smanjuje krajnju termičku efikasnost. Zahvaljujući inovativnim tehnologijama hlađenja i naprednim materijalima otpornim na visoke temperature, moderne gasne turbine sada postižu ulazne temperature do 1427°C , što je za 167°C više nego kod prethodnih turbina.

Još jedan način za povećanje efikasnosti je instalacija rekuperatora ili parnog generatora za iskorišćenje otpadne toplote (HRSG – *Heat Recovery Steam Generator*), koji omogućavaju povrat energije iz izduvnih gasova turbine. Rekuperator sakuplja otpadnu toplotu iz izduvnog sistema turbine i koristi je za predgrevanje vazduha iz kompresora pre nego što uđe u komoru za sagorevanje. Parni generator za iskorišćenje otpadne toplote (HRSG) koristi izduvnu toplotu gasne turbine za generisanje pare. Ovi kotlovi su takođe poznati kao parni generatori za rekuperaciju toplote. Para visokog pritiska iz ovih kotlova može se koristiti za proizvodnju dodatne električne energije pomoću parnih turbina, čime nastaje konfiguracija poznata kao kombinovani ciklus. Jednostavni ciklus gasne turbine može postići stepen konverzije energije u rasponu od 20% do 35%. Očekuje se da će buduće gasne turbine koje koriste vodonik u kombinovanom ciklusu dostići efikasnost od 60% ili više. Ako se otpadna toplota iz ovih sistema iskoristi za napajanje predviđenog toplotnog skladišta, ukupna efikasnost energetskog ciklusa mogla bi da dostigne i 80%.

U ovoj analizi pretpostavljeno je da se gasovito gorivo sagoreva u prisustvu vazduha i argona (koji se koristi kao inertni gas) kako bi se smanjila izlazna temperatura. Glavni proizvodi sagorevanja su azot (N_2) i voda (H_2O). S obzirom na to da je ukupna instalisana snaga agregata A1 i A2 oko 400 MW, da bi se iskoristila određena infrastruktura i obezbedili isti uslovi plasmana energije u prenosnu mrežu, gasna turbina će takođe biti snage 400 MW. Međutim, kao alternativno rešenje, umesto jednog gasnoturbinskog agregata velike snage, moguće je razmotriti i instalaciju dva ili tri gasnoturbinska agregata manje pojedinačne snage, što može doprineti većoj fleksibilnosti rada, pouzdanijem pogonu i lakšem održavanju sistema.

4.5 Razvoj sistema za skladištenje otpadne toplotne energije u svrhu grejanja

Efikasno iskorišćenje otpadne toplotne energije iz energetskih postrojenja predstavlja ključni korak ka povećanju energetske efikasnosti i smanjenju ukupnih gubitaka sistema. Deo otpadne toplote generiše elektrolizer, a deo elektrana. Gasnoturbinske elektrane, koje koriste mešavinu prirodnog gasa i vodonika ili čisti vodonik, generišu značajnu količinu otpadne toplote tokom procesa sagorevanja. Ova energija može se usmeriti na sisteme daljinskog grejanja, industrijske procese ili skladištenje u termalnim akumulatorima za kasniju upotrebu.

U ovoj analizi predloženo je korišćenje toplotnih akumulatora sa vodenim površinskim jamskim rezervoarima, gde voda kao medijum za skladištenje toplote omogućava lako prebacivanje energije u sisteme daljinskog grejanja.

S obzirom na to da je TENT A u blizini urbanog područja, gde postoji razvijen sistem daljinskog grejanja, otpadna toplota iz elektrane može se direktno koristiti za zagrevanje vode u jamskom skladištu toplote koje bi kasnije bilo korišćeno za zagrevanje vode u toplovodnoj mreži. Na ovaj način smanjuje se potreba za sagorevanjem dodatnih goriva, čime se doprinosi smanjenju emisija gasova sa efektom staklene bašte i povećava ukupna energetska efikasnost sistema. Posebnu prednost ovakvom konceptu daje toplovodni sistem koji je planiran za izgradnju između Beograda i TENT-a A, koji bi omogućavao da se toplotno skladište uključi u sistem grejanja Beograda.

Uvođenjem sistema za korišćenje otpadne toplote, ukupna efikasnost gasnoturbinskih postrojenja može se povećati sa standardnih 55-60% na preko 80%, smanjujući istovremeno troškove grejanja i povećavajući isplativost energetskih objekata. Pored toga, upotreba skladištene toplote u industriji ili daljinskim sistemima grejanja smanjuje potrebu za dodatnim energetskim resursima i doprinosi razvoju održivih rešenja u energetskom sektoru.

5. SIMULACIJA ENERGETSKIH TOKOVA U PREDLOŽENOM KOMPLEKSU

U cilju detaljnije analize energetske performansi predloženog sistema, sprovedena je simulacija tokova energije kroz njegove glavne komponente. Simulacija omogućava uvid u raspodelu i efikasnost upotrebe energije, identifikaciju potencijalnih gubitaka, kao i ocenu ukupne energetske efikasnosti sistema.

Kao što je već rečeno, elektrolizeri bi radili u periodu niskih cena. U ovoj analizi je pretpostavljeno da je prag niskih cena pri kojem će doći do uključenja elektrolizera 25% srednje godišnje cene. Na grafiku na Slici A.4 iz Priloga ovaj prag je naznačen zelenom linijom. Gasne turbine bi bile u pogonu u periodima kada cena električne energije na referentnoj berzi prelazi 150% srednje godišnje cene, tj. kada je cena iznad crvene linije na grafiku na Slici 6. Takvim sistemom rada, a na osnovu satne cene električne energije [eur/MWh] na berzi HUPEX u toku 2024. godine, dobijen je broj radnih sati za oba sistema i granične cene, što se može videti u Prilogu 1 na Slici A.4, kao i u Tabeli II.

Tabela II Broj radnih sati elektrolizera i gasnih turbina

Srednja godišnja cena električne energije (HUPX-2024) [eur/MWh]	100,81
Cena električne energije na pragu za uključanje PEMel (proizvodnja vodonika) [eur/MWh]	25,20
Cena električne energije na pragu gasno-turbinskih postrojenja (potrošnja vodonika) [eur/MWh]	151,22
Broj sati rada PEMel sa maksimalnim kapacitetima (cena ispod 25%)	785,00
Broj sati rada gasnih turbina (cena veća od 150%)	1.058,00

U ovoj analizi pretpostavljeno je da je u energetskom kompleksu u prvoj fazi instaliran elektrolizer snage 400 MW. Proizvedeni vodonik će podmirivati deo potreba za rad gasne turbine, a ostatak će biti prirodni gas. Takvim PEM elektrolizerom i vremenom rada po pomenutom principu, na godišnjem nivou se iskoristi oko 340 GWh električne energije, a količina proizvedenog vodonika iznosi oko 6140 t, što čini nešto manje od 50% potrebne količine za potpunu supstituciju umešanog goriva čistim vodonikom. Gubici energije su neizbežan negativan faktor, pa tako dolazi i do gubitaka u sistemu pre samog procesa elektrolize, reda veličine nekoliko procenata, najčešće u opsegu od oko 5% do 10%, [21]. Zatim sledi proces PEM elektrolize, koji se odvija sa efikasnošću od oko 65%, dok je ostatak otpadna toplota čiji deo energije možemo da iskoristimo za zagrevanje vode u toplotnom skladištu. Ovim bi se namirila polovina potrebne energije za rad gasnih turbina, dok bi se ostatak dobijao iz prirodnog gasa. Pošto je energetska vrednost prirodnog gasa (LHV – lower heating value) 13,894 kWh/kg, lako možemo dobiti količinu gasa koja je potrebna za rad gasne turbine i ona na

godišnjem nivou iznosi 15.718 t. Maseni udeo vodonika pri umešavanju iznosi 28%. Dobijene količine energenata, njihova energetska vrednost, kao i udeo umešavanja, nalaze se u tabelama III i IV.

Efikasnost sistema gasnih turbina koji poseduje i parne turbine je oko 60%; shodno tome, dobija se konačna raspoloživa električna energija od oko 254 GWh.

Tabela III Potrebna količina energenata i njihova energetska vrednost

Instalisana snaga gasnih turbina [MW]	400,00
Instalisana snaga elektrolizera [MW]	400,00
Specifična potrošnja sistema [kWh/kg-H ₂]	55,30
Specifična potrošnja elektrolizera [kWh/kg-H ₂]	51,10
Energetski sadržaj vodonika – LHV [kWh/kg]	33,33
Energetski sadržaj metana – LHV [kWh/kg]	13,89
Efikasnost gasne turbine	40%
Dodatna iskorišćenost preko HRSG-a i parne turbine	20%
Ukupna efikasnost postrojenja (kombinovani ciklus)	60%
Efikasnost elektrolizera	65%
Potrebna količina prirodnog gasa za gasne turbine (100% metan) [t]	30.459,19
Potrebna količina vodonika za gasne turbine (100% vodonik) [t]	12.697,27
Proizvedena količina vodonika (mešovito gorivo) [t]	6.144,81
Potrebna količina prirodnog gasa za gasne turbine (mešovito gorivo) [t]	15.718,54

Tabela IV Energetska vrednost energenata

Energija sadržana u ukupno proizvedenoj količini vodonika [GWh]	204,81
Energija sadržana u prirodnom gasu [GWh]	218,39
Dobijena energija iz gasnih turbina [GWh]	253,92
Energetski procenat vodonika	48%
Energetski procenat gasa	52%
Procenat umešavanja vodonika (maseni)	28%

Pri svom radnom ciklusu i gasna turbina i elektrolizer poseduju gubitke u vidu otpadne toplote. Deo ove toplote, koji se javlja na pogodnom temperaturnom nivou, može biti tehnički iskorišćen i uskladišten u toplotne akumulatore. Ovakvo skladištenje toplotne energije pre svega je namenjeno kratkoročnom, odnosno neposrednom korišćenju, usled postojanja neizbežnih toplotnih gubitaka u akumulacionim sistemima. Za potrebe okvire procene usvaja se udeo tehnički iskoristive otpadne toplote od 14–15% u odnosu na električnu energiju dovedenu direktno u stek PEM elektrolizera, [22]. Raspoloživa količina energije koja se može skladištiti u vidu toplote prikazana je u Tabeli V.

Kada ponovo sumiramo ceo jedan energetski ciklus na godišnjem nivou, počevši od uložene električne energije u

Jelica Janičijević i ostali: Idejno rešenje supstitucije uglja kao goriva u blokovima A1 i A2 TE „Nikola Tesla” primenom vodoničnih tehnologija sa obnovljivim izvorima energije

proizvodnju vodonika kao energetskog nosioca, pa do ponovno proizvedene električne energije uz pomoć gasnih turbina, možemo dobiti efikasnost takvog procesa. Energetski tok i efikasnost godišnjeg ciklusa su prikazani u Tabeli VI. Prikazana efikasnost ciklusa sa iskorišćenjem toplote odnosi se na slučaj delimičnog korišćenja otpadne toplote gasne turbine i elektrolizera putem toplotnih akumulatora.

Tabela V Otpadna toplota

Energija koja se može iskoristiti u vidu toplote (oslobođena pri procesu elektrolize) [GWh/TJ]	47,10	169,56
Energija koja se može iskoristiti u vidu toplote (oslobođena pri radu turbine) [GWh/TJ]	84,64	304,70
Ukupna energija koja se može skladištiti u vidu toplote [GWh/TJ]	131,74	474,26

Tabela VI Efikasnost ciklusa

Energija uložena u PEMel sistem (uračunati su i gubici sistema) [GWh]	339,81
Deo energije PEMel uložena u rad elektrolizera [GWh]	314,00
Energija sadržana u ukupno proizvedenom vodoniku [GWh]	204,81
Energija sadržana u ukupno potrebnom prirodnom gasu [GWh]	218,39
Dobijena energija iz gasnih turbina [GWh]	253,92
Ukupna energija koja se može skladištiti u vidu toplote [GWh]	131,74
Efikasnost ciklusa bez iskorišćenja toplotne energije	45%
Efikasnost ciklusa (sa kratkoročnim čuvanjem toplote)	69%

Prema zadatim pretpostavkama, proizvodnja električne energije u gasnoturbinskim postrojenjima će se vršiti u periodima vrlo visokih cena na berzi električne energije, tako da će proizvedeni MWh u ovim postrojenjima imati visoku tržišnu vrednost. U Tabeli VII dati su podaci o bruto godišnjim prihodima analiziranog postrojenja.

Tabela VII Bruto godišnji prihod

Prosečna cena električne energije (ispod praga 25% srednje god.) [eur/ MWh]	0,71
Prosečna cena električne energije (iznad praga 150% srednje god.) [eur/ MWh]	254,62
Prosečna cena gasa [eur/MWh]	45,00
Cena kupljenog gasa [eur]	9.827.700,59
Cena kupljene el. energije za proizvodnju vodonika [eur]	242.428,27
Cena prodane energije proizvedene iz vodonika [eur]	64.652.690,40
Bruto godišnji prihod [eur]	54.582.561,54

Treba napomenuti da prilikom procene bruto godišnjeg prihoda nisu obuhvaćeni godišnji troškovi održavanja, koje je za sada teško proceniti. Za isplativost predloženog projekta potrebno je raspolagati podacima o investicijama u opremu i izgradnju sistema. Tehnologije za proizvodnju, skladištenje i korišćenje vodonika se intenzivno razvijaju, pri čemu su komercijalno dostupna rešenja ograničena, a njihova primena još uvek nije široko zastupljena. Iz tog razloga, aktuelna istraživanja prvenstveno su usmerena na unapređenje energetske efikasnosti ovih sistema i optimizaciju procesa konverzije energije. Sveobuhvatna

ekonomska opravdanost izgradnje sistema zasnovanih na vodoniku moći će se realnije sagledati u narednom periodu, kada tehnologije dostignu viši stepen komercijalne zrelosti, uz očekivano smanjenje investicionih troškova i povećanje efikasnosti.

6. ZAKLJUČAK

U ovom radu analizirano je idejno rešenje prelaska termoelektronskih blokova A1 i A2 u TENT-u A sa fosilnih goriva na gasnoturbinske sisteme sa vodonikom kao primarnim gorivom. Razmatrani su tehnološki trendovi u proizvodnji i skladištenju zelenog vodonika, kao i integracija obnovljivih izvora energije u cilju dekarbonizacije elektroenergetskog sektora.

Jedan od ključnih izazova u ovom procesu jeste efikasnost konverzije električne energije u vodonik putem elektrolize, kao i gubici prilikom sagorevanja u gasnim turbinama. Analizirani su pokazatelji efikasnosti ovih procesa, pri čemu se pokazalo da postoje značajni energetski gubici, ali i da razvoj novih tehnologija može doprineti optimizaciji celokupnog sistema.

Takođe, posebna pažnja posvećena je skladištenju vodonika i njegovih derivata, poput amonijaka, kao potencijalnih rešenja za sezonsko bilansiranje energetskog sistema. Pored toga, razmatrana je mogućnost korišćenja otpadne toplotne energije za grejanje, čime bi se dodatno poboljšala energetska efikasnost energetskog kompleksa.

Predloženo rešenje obuhvata izgradnju fotonaponske elektrane instalisane snage fotonaponskih panela od 500 MWp na delovima ugljenokopa „Kolubara”, koja bi godišnje proizvela oko 522 GWh električne energije. Proizvodnja vodonika bi se odvijala u periodima niske cene električne energije na regionalnom tržištu. Na osnovu podataka sa berze HUPLEX proračunati su troškovi proizvodnje vodonika, kao i prihodi koji se mogu ostvariti radom gasnoturbinskog postrojenja. Zaključeno je da godišnji bruto prihod može biti i preko 50 miliona evra.

Generalno, rezultati rada ukazuju na to da je tranzicija termoelektrana na ugalj u gasnoturbinska postrojenja na vodonik tehnički izvodiva, ali trenutno veoma skupa i zahteva dalja ulaganja u istraživanje i razvoj, kako bi se povećala efikasnost celokupnog lanca proizvodnje, skladištenja i konverzije energije. Ipak, ovakav proces može biti aktuelan i sproveden tako da se u prvoj fazi izgrade proizvodna gasnoturbinska postrojenja koja bi radila na prirodni gas, a da se sa razvojem vodoničnih tehnologija vrši postepeno uvođenje vodonika kroz umešavanje. Dakle, potrebno je sistem planirati i tehnološki opremiti tako da može raditi sa bilo kojim stepenom umešavanja vodonika uključujući i čisti vodonik. Ovaj pristup bi omogućio da se istom tehnologijom izvrši tranzicija što bi doprinelo stabilnosti elektroenergetskog sistema i postepenoj dekarbonizaciji proizvodnje električne energije u EES-u Srbije.

Pored toga, ovaj pristup ide na stranu jačanja energetske nezavisnosti Srbije jer bi u krajnjem ishodu sva energija za proizvodnju vodonika bila proizvedena iz fotonaponskih i vetroelektrana na teritoriji Srbije. Ovaj pristup bi omogućio i dekarbonizaciju dela

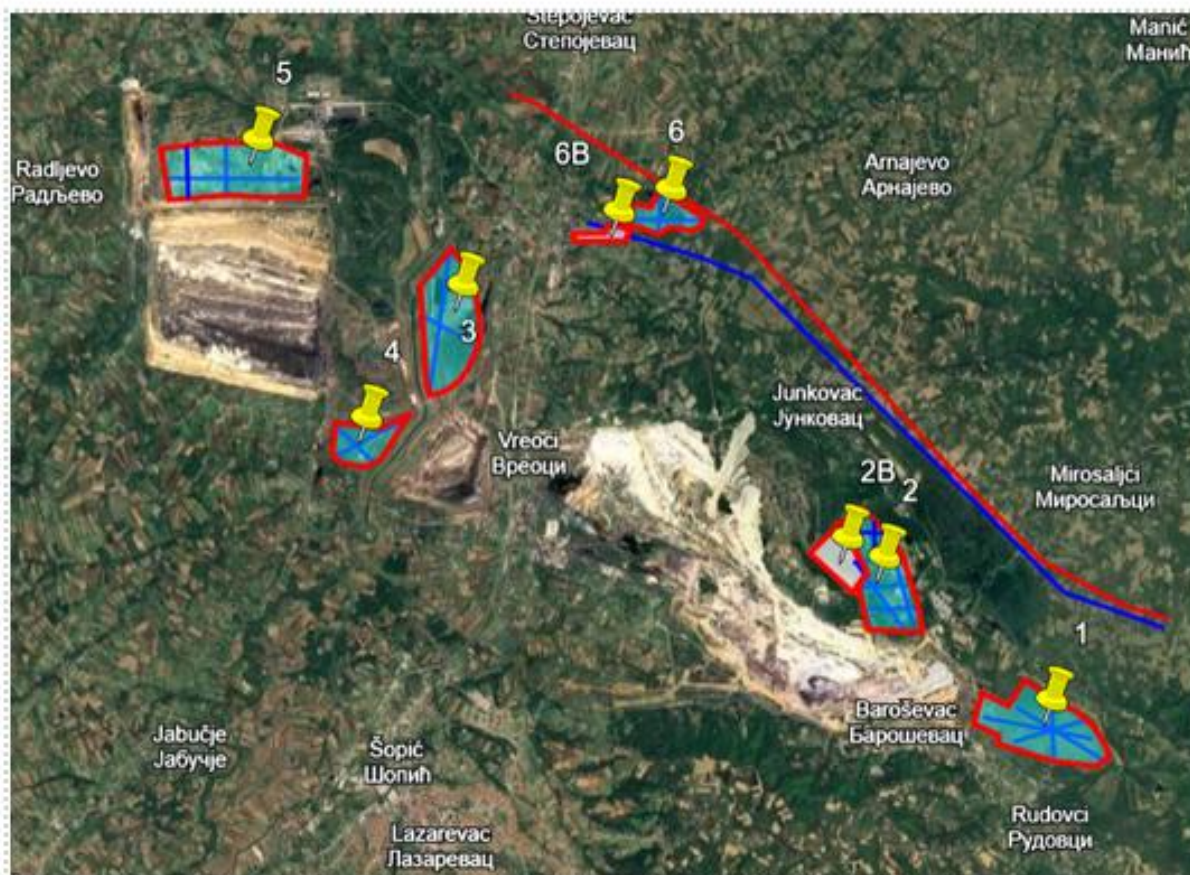
termoenergetskog sektora, što bi bitno doprinelo rešavanju problema lošeg kvaliteta vazduha. Predloženo rešenje zahteva minimalnu konceptualnu promenu i izgradnju nedostajuće infrastrukture u prenosnoj mreži, jer podrazumeva korišćenje već postojećeg energetskog čvorišta, što bi bitno smanjilo troškove u pogledu integracije obnovljivih izvora u EES.

LITERATURA

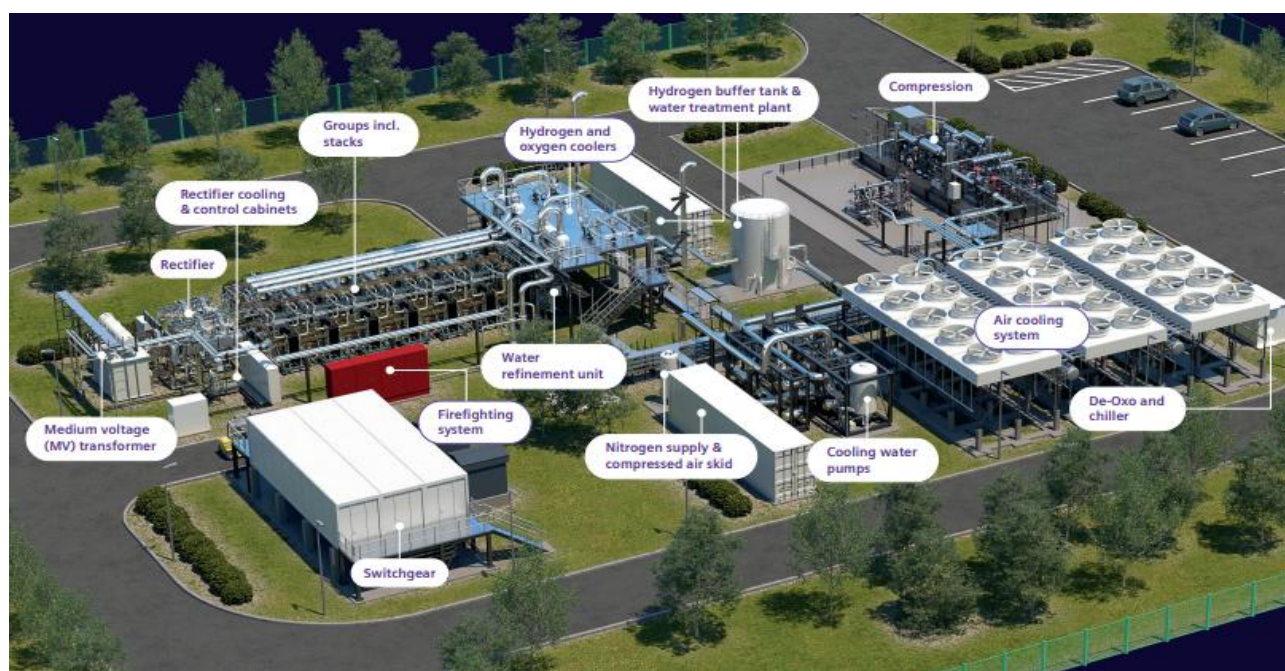
- [1] „H2RES – Green Hydrogen Production” [Internet]. [citirano 28. 3. 2026]. Dostupno na: <https://stateofgreen.com/en/solutions/h2res-green-hydrogen-production/>
- [2] „Share of green hydrogen in Vienna cogeneration plant reaches 15%” [Internet]. [citirano 28. 3. 2026]. Dostupno na: <https://balkangreenenergynews.com/share-of-green-hydrogen-in-vienna-cogeneration-plant-reaches-15/>
- [3] Alstom, „Coradia iLint – World’s first hydrogen-powered passenger train” [Internet]. [citirano 28. 3. 2026]. Dostupno na: <https://www.alstom.com/solutions/rolling-stock/alstom-coradia-ilint-worlds-1st-hydrogen-powered-passenger-train>
- [4] „Hydrogen Economy Roadmap of Korea” [Internet]. [citirano 28. 3. 2026]. Dostupno na: https://h2council.com.au/wp-content/uploads/2022/10/KOR-Hydrogen-Economy-Roadmap-of-Korea_REV-Jan19.pdf
- [5] Yara International, „Yara opens renewable hydrogen plant – a major milestone” [Internet]. [citirano 28. 3. 2026]. Dostupno na: <https://www.yara.com/corporate-releases/yara-opens-renewable-hydrogen-plant-a-major-milestone/>
- [6] „Dubai’s production of green hydrogen generates over 1 GWh of energy...” [Internet]. [citirano 28. 3. 2026]. Dostupno na: <https://hydrogen-central.com/dubais-production-of-green-hydrogen-generates-over-1-gwh-of-energy-and-reduces-about-450-tonnes-of-co2-emissions/>
- [7] U.S. Department of Energy, „Hydrogen Fuel Basics” [Internet]. [citirano 28. 3. 2026]. Dostupno na: [energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-fuel-basics](https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-fuel-basics)
- [8] S. H. Osman, N. S. M. Yatim, O. S. J. Elham, N. Shaari, Z. Zakaria, „Three decades of hydrogen energy research: A bibliometric analysis on the evolution of green hydrogen technologies”, *Sustainable Energy & Fuels*, Vol. 9, pp. 3182, 2025, DOI: 10.1039/d5se00254k.
- [9] M. M. Hossain, B. Zahed Siddique, „Hydrogen as an alternative fuel: A comprehensive review of challenges and opportunities in production, storage, and transportation”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 102, pp. 1026–1044, Feb. 2025.
- [10] International Renewable Energy Agency, *Green Hydrogen: A Guide to Policy Making*, IRENA, 2020.
- [11] International Energy Agency, *Global Hydrogen Review 2024*, IEA, Sept. 2024.
- [12] V. A. Martinez Lopez, H. Ziar, J. W. Haverkort, M. Zeman, O. Isabella, „Dynamic operation of water electrolyzers: A review for applications in photovoltaic systems integration”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 182, Article 113407, 2023, DOI: 10.1016/j.rser.2023.113407.
- [13] International Renewable Energy Agency, *Green Hydrogen Cost Reduction*, IRENA, 2020.
- [14] Andersson, J., Grönkvist, S., „Large-scale storage of hydrogen”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 44, No. 23, pp. 11901–11919, 2019, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.063.
- [15] M. Aziz, A. T. Wijayanta, A. B. D. Nandiyanto, „Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization”, *Energies*, Vol. 13, No. 12, Article 3062, 2020, DOI: 10.3390/en13123062.
- [16] C. Smith, A. K. Hill, L. Torrente-Murciano, „Current and future role of Haber–Bosch ammonia in a carbon-free energy landscape”, *Energy & Environmental Science*, Vol. 13, pp. 331–344, 2020, DOI: 10.1039/C9EE02873K.
- [17] A. Valera-Medina, H. Xiao, M. Owen-Jones, W. I. F. David, P. J. Bowen, „Ammonia for power”, *Progress in Energy and Combustion Science*, Vol. 69, pp. 63–102, 2018, DOI: 10.1016/j.pecs.2018.07.001.
- [18] Hirscher, M., Yartys, V. A., Baricco, M., et al., „Materials for hydrogen-based energy storage – past, recent progress and future outlook”, *Journal of Alloys and Compounds*, Vol. 827, Article 153548, 2020, DOI: 10.1016/j.jallcom.2019.153548.
- [19] Pashchenko, D., „Hydrogen-rich gas as a fuel for the gas turbines: A pathway to lower CO₂ emission”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 173, Article 113117, 2023, DOI: 10.1016/j.rser.2022.113117.
- [20] „Technical targets for proton exchange membrane electrolysis” [Internet]. [citirano 28.03.2026]. Dostupno na: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-proton-exchange-membrane-electrolysis>
- [21] „Hydrogen electrolyzers – bridging the gap between manufacturer claims and real-world performance,” [Internet]. [citirano 28. 3. 2026]. Dostupno na: <https://www.h2cluster.rs/en/hydrogen-electrolyzers-bridging-the-gap-between-manufacturer-claims-and-real-world-performance/>
- [22] E. van der Roest, R. Bol, T. Fens, A. van Wijk, „Utilisation of waste heat from PEM electrolyzers”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023
- [23] Siemens Energy, „Hydrogen Solutions” [Internet]. [citirano 28. 3. 2026]. Dostupno na: <https://www.siemensenergy.com/global/en/home/productsservices/productofferings/hydrogensolutions.html>
- [24] Pawar, N. D., Heinrichs, H. U., Winkler, C., et al., „Potential of green ammonia production in India”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 46, No. 52, pp. 27247–27267, 2021, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.05.180.

Jelica Janičijević i ostali: Idejno rešenje supstitucije uglja kao goriva u blokovima A1 i A2 TE „Nikola Tesla” primenom vodoničnih tehnologija sa obnovljivim izvorima energije

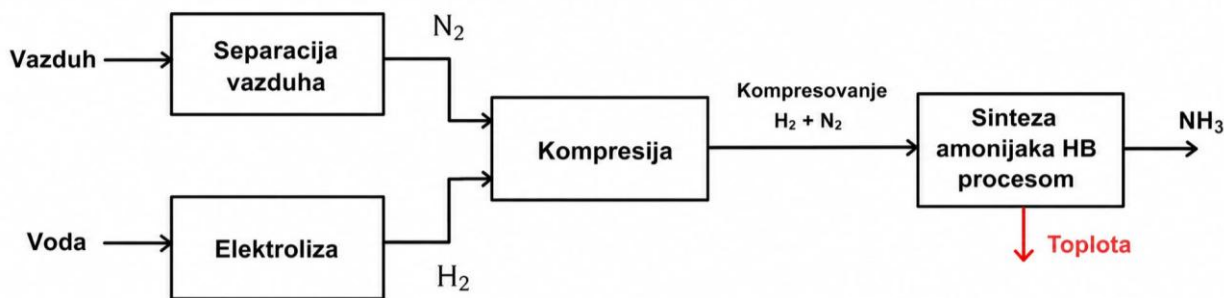
DODATAK (PRILOG) 1



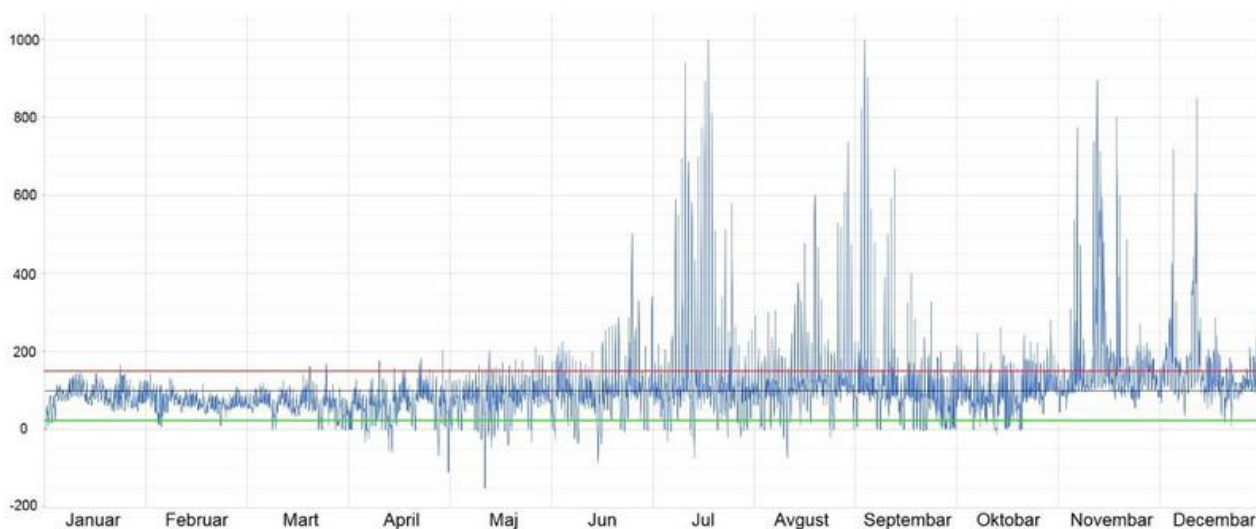
Slika A.1. Trenutno raspoložive površine na kojima se može planirati izgradnja fotonaponske elektrane na ugljenokopu „Kolubara”



Slika A.2. Dispozicija opreme u sistemu za proizvodnju vodonika, [23]



Slika A.3. Principijska šema proizvodnje amonijaka Haber-Bošovim procesom, [24]



Slika A.4. Grafički prikaz cena električne energije na berzi HUPEX za godinu 2024. sa naznačenim granicama u odnosu na koje se pogone elektrolizeri i gasne turbine

BIOGRAFIJE



Jelica Janićijević je rođena 2003. godine u Beogradu, Republika Srbija. Završila je 7. i 8. razred osnovne škole i srednju školu u specijalnom, mentorskom odeljenju u Matematičkoj gimnaziji. Trenutno je student četvrte godine osnovnih akademskih studija na

Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Beogradu, na smeru Energetika.

Tokom osnovnog i srednjeg obrazovanja učestvovala je i osvajala nagrade na državnim takmičenjima iz fizike i matematike, a bila je i član Istraživačke stanice Petnica. U toku studija učestvovala je u projektima projektovanja više elektroenergetskih trafostanica. Autor je studentskog stručnog rada koji je izložen na savetovanju CIGRE Srbija 2025, gde je nagrađen kao najzapaženiji studentski rad. Autor je i rada izlaganog na savetovanju CIREC Crna Gora 2026, koji je takođe nagrađen kao najzapaženiji rad u

svojoj sesiji. Dobitnica je nagrade Fondacije „Gordana Jokić Kašiković i Dragiša Kašiković” za najbolji studentski rad 2025. godine. Dobitnica je stipendije Ministarstva prosvete Republike Srbije za nadarene studente. Takođe, dodeljeno joj je priznanje „Elektromreže Srbije” u vidu stipendije kao rezultat visokih akademskih postignuća. Za ostvaren izuzetan uspeh tokom studija nagrađena je i priznanjem za najboljeg studenta na smeru Energetika u trećoj i četvrtoj godini studija.

ORCID: 0009-0002-6205-5587



Danilo Vlahović je rođen 2003. godine u Vršcu, Republika Srbija. Osnovnu školu „Jovan Sterija Popović” završio je kao učenik generacije, a srednjoškolsko obrazovanje stekao je u Gimnaziji „Borislav Petrov Braca” u Vršcu. Trenutno je student četvrte godine osnovnih akademskih studija na

Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Beogradu, na smeru Energetika.

Jelica Janičijević i ostali: Idejno rešenje supstitucije uglja kao goriva u blokovima A1 i A2 TE „Nikola Tesla” primenom vodoničnih tehnologija sa obnovljivim izvorima energije

Dobitnik je stipendije Ministarstva prosvete Republike Srbije za izuzetno nadarene učenike i studente, stipendije „Elektromreže Srbije”, takođe je i stipendista Fondacije „Studenica”. Tokom školovanja ostvario je zapažene rezultate na državnim takmičenjima iz matematike i fizike, uključujući prvu nagradu na Republičkom takmičenju iz fizike i plasman na Srpsku fizičku olimpijadu. Učestvovao je i na međunarodnom ekipnom takmičenju iz fizike FYKOS.

U okviru projektnih aktivnosti izradio je rad „Akustični levitator”, nagrađen drugim mestom na Republičkom takmičenju, kao i studentski rad izložen na savetovanju CIGRE Srbija 2025, koji je nagrađen kao najzapaženiji studentski rad. Pomenuti rad je nagrađen i od Fondacije „Gordana Jokić Kašiković i Dragiša Kašiković” za najbolji studentski rad 2025. godine. Autor je i rada izlaganog na savetovanju CIREĐ Crna Gora 2026, koji je takođe nagrađen kao najzapaženiji rad u svojoj sesiji. Njegova glavna interesovanja obuhvataju obnovljive izvore energije, vodonik, elektroenergetske sisteme, energetska tranziciju i skladištenje energije.

ORCID: 0009-0007-9784-9084



Aleksandar Latinović je rođen 1986. godine u Bihaću, Bosna i Hercegovina. Osnovnu školu završio je u Lazarevu, selu nadomak Zrenjanina, a potom Zrenjaninsku gimnaziju. Diplomski i master studije završio je na Elektrotehničkom

fakultetu u Beogradu, Odsek energetika. Od 2010. godine do 2025. godine kao zaposleni EPS AD radio je na

poslovima koji se tiču pomoćnih usluga, sistemskih softvera za upravljanje procesima proizvodnje i održavanja, SCADA sistema, a radio je na razvoju i izgradnji OIE projekata. Član je CIGRE komiteta C2. Bio je član više radnih grupa MRE koje su radile na izradi i usaglašavanju tehničke i zakonske regulative koja je imala cilj integraciju OIE u EES Republike Srbije. Od 2025. godine je samostalni konsultant sa ekspertizom u tehničkim aspektima balansiranja sistema.

ORCID: 0009-0000-0194-4618



Željko R. Đurišić je rođen 1972. godine u selu Babino, Berane, Crna Gora. Osnovnu školu je završio u rodnom selu, a srednju elektrotehničku školu u Beranama. Diplomski, master i doktorske studije je završio na Elektro-

tehničkom fakultetu u Beogradu, na smeru Elektroenergetski sistemi. Od 2001. godine zaposlen je na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Beogradu, gde je prošao sva saradnička i nastavnička zvanja, a od 2023. godine je u zvanju redovnog profesora. Rukovodilac je Laboratorije za elektrane. Njegov naučni rad je dominantno usmeren ka planiranju, integraciji i eksploataciji obnovljivih izvora energije u elektroenergetskim sistemima. Koautor je četiri udžbenika i oko 300 naučno-stručnih radova, od kojih je 40 publikovano u međunarodnim časopisima sa SCI liste. Bio je mentor pri izradi sedam doktorskih disertacija i oko 300 diplomskih i master radova na elektrotehničkim fakultetima u Beogradu i Istočnom Sarajevu.

ORCID: 0000-0003-2048-0606

Jelica Janićijević¹, Danilo Vlahović¹, Aleksandar Latinović¹, Željko Đurišić¹

Conceptual Design for Substituting Coal as Fuel in Units A1 and A2 of Nikola Tesla Thermal Power Plant Through the Application of Hydrogen Technologies Combined with Renewable Energy Sources

¹ University of Belgrade, School of Electrical Engineering, Belgrade, Serbia*

Original scientific research article

Highlights

- The key technological principles, limitations, and advantages of modern green hydrogen production methods were analyzed, with a focus on electrolysis.
- The challenges and solutions related to hydrogen storage were examined.
- Technological trends accelerating the adoption of hydrogen in energy systems were presented, including the growth of electrolyzer capacities, cost reductions, and improved integration with renewable energy sources.
- The paper highlights the importance of infrastructure optimization and the development of cost-effective solutions as prerequisites for the wider use of hydrogen in the decarbonization process.

Abstract

The integration of renewable energy sources (RES) into power systems (PS) represents a challenge due to their variable and non-dispatchable nature, which complicates the balancing of electricity generation and consumption. Stable operation of the power system requires dispatchable energy sources. On the other hand, the phase-out and shutdown of thermal power plants in the decarbonization process, as envisaged by the Integrated National Energy and Climate Plan, reduces the availability of dispatchable energy, thereby threatening balancing conditions and the energy independence of the power system. One of the proposed solutions is the utilization of surplus energy from renewable sources for the production of hydrogen and its derivatives, which can be stored and later used in gas-fired power plants as dispatchable energy sources.

This paper analyzes the conditions for establishing an energy complex for the production, storage, and utilization of hydrogen at the site of the existing Nikola Tesla Thermal Power Plant A. The basic concept is that the power plant would not be decommissioned in the future, but would instead transition from lignite to renewable fuel by replacing conventional boilers and steam turbines with gas turbine units adapted for hydrogen combustion. In this way, key infrastructure is preserved, particularly the grid connection facilities and the well-developed interconnection links of this important generation hub.

The potential for hydrogen production from photovoltaic power plants to be built in the area of the former Kolubara open-pit mines was also analyzed. A conceptual technological scheme of the process of hydrogen production, compression, storage, and utilization is presented, along with a calculation of the overall energy efficiency of the complete system. Based on available data, a preliminary estimate of the expected cost of generated electrical energy was carried out.

Note:

This article represents an expanded, improved and additionally peer-reviewed version of the student paper “Conceptual Solution for the Decarbonization of Electricity Production at TPP ‘Nikola Tesla’ by Applying Hydrogen Technologies with Renewable Energy Sources” (<https://doi.org/10.2478/2656-908X.2025.00001>), awarded in the Expert Committee EC-C3 Sustainability of Power System and Environmental Protection Performance, at the 37th CIGRE Serbia Conference, Zlatibor, 26-30 May 2025.

Received: January 7th, 2026 Reviewed: July 1st, 2026
 Modified: July 10th, 2026 Accepted: July 13th, 2026

*Corresponding author: Jelica Janićijević, +381 61/81-51-629
 E - mail: jelicajanicijevic616@gmail.com



The concept assumes that during periods of low electricity market prices, energy from photovoltaic plants or the transmission grid is directed to electrolysis, while the produced hydrogen is stored and used during periods of high demand and insufficient energy from available primary sources in the system. Additionally, the heat generated during electrolysis and hydrogen combustion can be utilized for thermal energy storage and for supplying thermal consumers, thereby increasing the overall efficiency of the system.

Keywords

Decarbonization, Hydrogen, Nikola Tesla Thermal Power Plant, Renewable Energy Sources