

Јелица Јанићијевић¹, Данило Влаховић¹, Александар Латиновић¹, Жељко Ђуришић¹



Идејно решење супституције угља као горива у блоковима А1 и А2 ТЕ „Никола Тесла” применом водоничних технологија са обновљивим изворима енергије

¹ Универзитет у Београду – Електротехнички факултет, Београд, Србија*

<https://doi.org/10.18485/epij.2026.4.2.2>

Оригинални научно-истраживачки рад

Кључне поруке

- Анализирани су кључни технолошки принципи, ограничења и предности савремених метода производње зеленог водоника, са фокусом на електролизу
- Сагледани су изазови и решења у складиштењу водоника
- Приказани су технолошки трендови који убрзавају примену водоника у енергетским системима: раст капацитета електролизера, пад трошкова и унапређена интеграција са ОИЕ
- Рад истиче значај оптимизације инфраструктуре и развоја исплативих решења као предуслова за ширу употребу водоника у процесу декарбонизације

Кратак садржај

Интеграција обновљивих извора енергије (ОИЕ) у електроенергетске системе (ЕЕС) представља изазов због њиховог варијабилног и неуправљивог карактера, што отежава билансирање производње и потрошње. Стабилан рад ЕЕС-а захтева управљиве изворе енергије. С друге стране, потискивање и гашење термоелектрана у процесу декарбонизације, која су предвиђена интегрисаним националним и климатским планом, смањује расположиву управљиву енергију што угрожава услове билансирања и енергетске независности ЕЕС-а. Једно од решења јесте коришћење вишкова енергије из ОИЕ за производњу водоника и његових деривата, који се могу складиштити и користити у гасним електранама као управљив извор енергије.

У овом раду анализирани су услови формирања енергетског комплекса за производњу, складиштење и употребу водоника на локацији постојеће ТЕ „Никола Тесла А”. Основна идеја је да се електрана у будућности не угаси, већ да пређе са лигнита на обновљиво гориво, заменом конвенционалних котлова и парних турбина гаснотурбинским постројењима прилагођеним сагоревању водоника. На тај начин задржава се кључна инфраструктура, нарочито прикључно разводно постројење и развијена интерконективна веза овог важног генераторског чворишта.

Анализиран је и потенцијал производње водоника из фотонапонских електрана које би биле изграђене на простору некадашњих Колубарских копова. Приказано је идејно решење технолошке шеме процеса производње, компресије, складиштења и употребе водоника, уз прорачун енергетске ефикасности комплетног система. На основу доступних података извршена је прелиминарна процена очекиване цене произведене електричне енергије.

Напомена:

Овај чланак представља проширену, унапређену и додатно рецензирану верзију студентског рада „Идејно решење декарбонизације производње електричне енергије у ТЕ 'Никола Тесла' применом водоничних технологија са обновљивим изворима” (<https://doi.org/10.18485/epij.2026.4.2.2>), награђеног у Студијском комитету СТЕ-ЦЗ Одрживост ЕЕС-а и перформансе заштите животне средине, на 37. Саветовању CIGRE Србија, Златибор, 26-30. маја 2025.

Примљено: 7. јануар 2026. Рецензирано: 1. јули 2026.

Измењено: 10. јули 2026. Одобрено: 13. јули 2026.

* Кореспондирајући аутор: Јелица Јанићијевић, +381 61/81-51-629

Имејл: jelicajanicijevic616@gmail.com

Јелица Јанићијевић и остали: Идејно решење супституције угља као горива у блоковима А1 и А2 ТЕ „Никола Тесла” применом водоничних технологија са обновљивим изворима енергије

Концепт подразумева да се у периодима ниских тржишних цена електричне енергије енергија из фотонапонских постројења или преносне мреже усмерава на електролизу, док се произведени водоник складишти и користи у периодима високе потрошње и недостатка енергије из расположивих примарних извора у систему. Додатно, топлота добијена током електролизе и сагоревања водоника може се користити за складиштење и снабдевање топлотног конзума, чиме се повећава укупна ефикасност система.

Кључне речи

Водоник, декарбонизација, обновљиви извори енергије, ТЕ „Никола Тесла”

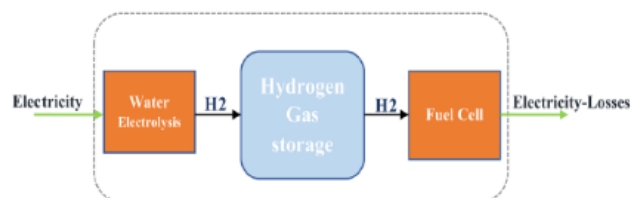
1. УВОД

Проблем исцрпљености резерви угља и његов све лошији квалитет, као и старост термоенергетских блокова у термоелектранама у Србији, доводе до проблема одрживости производње електричне енергије у термоелектранама. Србија је суочена и са проблемима локалног загађења ваздуха у многим градовима, које је у одређеној мери у вези са производњом електричне енергије у термоелектранама, као и добијања топлотне енергије у малим ложиштима. Осим локалних проблема, производња електричне енергије из термоелектрана дугорочно није прихватљива и због ефеката глобалног загревања изазваног емисијом CO_2 , због којег су термоелектране суочене са трошковима карбонских такси. С друге стране, електрификација транспорта и индустријски развој захтевају повећање производње електричне енергије.

У таквим условима, глобални енергетски сектор се суочава са изазовима декарбонизације и преласка на обновљиве изворе енергије, при чему водоник и његови деривати постају обећавајуће технологије у процесу транзиције. Основни проблем интеграције обновљивих извора енергије у електроенергетским системима представља проблем билансирања, односно усклађивање дијаграма производње из ОИЕ и захтева потрошње. Због интермитентности и неуправљивости производње из ОИЕ, за стабилан рад ЕЕС-а и поуздано снабдевање електричном енергијом неопходно је обезбедити изворе управљиве производње. С друге стране, потискивање и гашење термоелектрана у процесу декарбонизације смањује расположиву управљиву енергију, што угрожава услове билансирања и енергетске независности електроенергетског система.

Водоник се појављује као потенцијално решење за складиштење енергије произведене из ОИЕ путем електролизе воде, чиме се омогућава каснија конверзија у електричну енергију сагоревањем у гасним турбинама или горивним ћелијама, Слика 1. Употреба зеленог водоника у циклусу „енергија у

енергију” представља еколошки прихватљив начин складиштења енергије.



Слика 1. Шема система за производњу и складиштење водоника и сагоревања у горивним ћелијама, [1]

Водоник се већ користи у различитим секторима широм света као средство за декарбонизацију и складиштење енергије. У енергетици, Данска користи енергију ветра за производњу зеленог водоника у оквиру H2RES пројекта. Беч тестира употребу водоника у термоелектрани-топлани „Donau Stadt” како би смањио емисије CO_2 , [2]. У транспорту, Немачка и Јапан су развили водоничне возове (Alstom Coradia iLint, [3], и Hydrogen Hybrid Train), док Јужна Кореја користи водоничне аутобусе у урбаном превозу, [4]. Индустријски сектор такође примењује водоник – „Shell” гради највећу фабрику зеленог водоника у Европи, док норвешка компанија „Yara” користи водоник за производњу амонијака и његово коришћење уместо природног гаса, [5]. Дубаи је развио постројење за производњу водоника коришћењем соларне енергије, омогућавајући складиштење вишка енергије за каснију употребу, [6].

2. ЕНЕРГЕТСКЕ КАРАКТЕРИСТИКЕ ВОДОНИКА

Водоник је открио Хенри Кавендиш 1766. године. Водоник значи стваралац (ген) воде (хидро); његовим сагоревањем ослобађа се само вода, као најзаступљеније хемијско једињење на Земљи. Водоник је трећи најраспрострањенији елемент на Земљиној површини (после кисеоника и силицијума). Иако је један од најзаступљенијих елемената, водоник у молекуларном облику (H_2) готово да и не постоји слободан на Земљи, већ се мора издвајати из својих једињења, а пре свега воде, за шта је потребно улагати

енергију. Из овог разлога, водоник се посматра као енергетски носач, односно као складиште енергије, јер је за његову производњу потребно уложити енергију, која се затим поново може добити његовим сагоревањем или директном конверзијом у електричну енергију у горивним ћелијама. Водоник има највећу енергетску густину по маси од свих конвенционалних горива, 1 kg водоника садржи отприлике исто енергије као 2,8 kg бензина, [7].

Велика распрострањеност у природи, енергетска вредност и еколошка прихватљивост при његовом сагоревању кључни су разлози због којих се на глобалном нивоу и националним нивоима готово свих земаља развијају водоничне стратегије, које сагледавају потенцијал овог горива као главног носиоца у процесу енергетске транзиције. Ипак, производња, складиштење и употреба водоника су повезани са многим изазовима, што је привукло научну заједницу која се већ деценијама бави водоником као енергетским носачем. У раду [8] дати су преглед и анализа истраживања енергије водоника током три деценије (од 1990. до 2023. године), са посебним фокусом на еволуцију технологија производње водоника из обновљивих извора енергије. Циљ студије је да пружи перспективу о истраживачким трендовима, технолошком напретку и интердисциплинарној сарадњи, која је неопходна да би се перформансе водоничних система развиле до нивоа који ће обезбедити његову техничку и економску прихватљивост за широку примену у пракси, чиме би могли бити решени кључни проблеми одрживих енергетских система.

2.1 Енергетска густина водоника

Енергетска густина водоника представља кључни фактор у његовој примени као енергетског вектора, нарочито када се пореди са конвенционалним фосилним горивима. Може се посматрати кроз две главне димензије: гравиметријску и волуметријску енергетску густину.

2.1.1 Гравиметријска енергетска густина (по маси). Водоник поседује високу гравиметријску енергетску густину која износи око 142 MJ/kg (HHV – виша топлотна вредност), што га у поређењу са фосилним горивима чини супериорним нарочито у транспортним системима (авионима и аутомобилима), где маса горива дефинише многе перформансе превозног средства (као што су ефикасност, убрзање и аутономија), [9].

2.1.2 Волуметријска енергетска густина (HHV по запремини). Супротно гравиметријској, водоник је ограничен релативно ниском волуметријском енергетском густином у поређењу са већином конвенционалних фосилних горива. Ово значи да је за складиштење исте количине енергије потребан знатно већи простор у поређењу са другим горивима. Специфичне вредности волуметријске енергетске густине водоника и других горива су следеће, [9]:

- у гасовитом стању под стандардним атмосферским притиском, водоник има приближно 0,012 MJ/L;
- када се водоник компримује на 700 бара, његова волуметријска енергетска густина достиже 5,6 MJ/L;
- за течни водоник волуметријска енергетска густина износи 10,1 MJ/L.

Поређења ради, конвенционална горива имају знатно већу волуметријску енергетску густину: керозин – 36,7 MJ/L; дизел – 34,6 MJ/L; бензин – 34,2 MJ/L, [9].

Амонијак (NH_3) такође се истиче као носилац водоника са повољном енергетском густином. Течни амонијак, под амбијенталним притиском, има енергетску густину од приближно 11,5 MJ/L. Ова вредност значајно премашује гасовити водоник у стандардним условима, па чак и компримовани течни водоник, што га чини атрактивним за дуготрајно складиштење и транспорт енергије.

Изазов ниске волуметријске енергетске густине водоника, посебно у гасовитом стању, захтева напредне технологије складиштења, што представља један од главних изазова за ефикасну примену водоника као носача енергије.

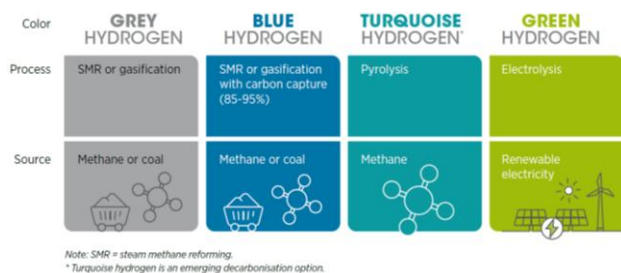
2.2 Подела водоника на основу начина добијања

За издвајање водоника из његових хемијских једињења у природи неопходно је утрошити енергију. Постоји више метода добијања водоника при чему оне имају различит утицај на животну средину, пре свега у погледу емисије гасова са ефектом стаклене баште. Подела водоника по „бојама” систем је класификације који се користи за категоризацију водоника на основу његовог метода производње и повезаних емисија гасова стаклене баште (GHG). Ова терминологија помаже да се разликују различити типови водоника у погледу њиховог утицаја на животну средину и одрживости у контексту глобалне енергетске транзиције. На Слици 2 илустроване су основне боје у погледу класификације водоника на основу извора и метода примењеног за његово издвајање. Треба напоменути да ово није унифицирана класификација, тако да се у литератури могу срести и друге боје у класификацији водоника, као што су црна и браон, или пинк којом је категорисан водоник који се добија из електричне енергије која потиче из нуклеарних електрана.

2.2.1 Сиви/Црни водоник (Grey/Black Hydrogen).

Ова категорија се односи на водоник произведен из фосилних горива, без хватања угљеника. На пример, природни гас без CCUS (*Carbon Capture, Utilization, and Storage*) и угљана гасификација без CCUS представљају производне руте са значајним емисијама. Ово се сматра производњом из неублажених фосилних горива. Ове методе имају висок угљенични отисак и представљају конвенционалне начине производње водоника, које транзиција настоји да замени.

Јелица Јанићијевић и остали: Идејно решење супституције угља као горива у блоковима А1 и А2 ТЕ „Никола Тесла” применом водоничних технологија са обновљивим изворима енергије



Слика 2. Класификације водоника на основу извора и метода примењеног за његово издвајање, [10]

2.2.2 Плави водоник (Blue Hydrogen). Плави водоник је водоник произведен из фосилних горива (као што су природни гас или угљ) у комбинацији са технологијом хватања, коришћења и складиштења угљеника (CCUS). На пример, производња водоника из реформирања метана паром (SMR) са CCUS-ом или угљене гасификације са CCUS-ом спада у ову категорију. Циљ CCUS-а је смањење угљеничног отиска водоника произведеног из фосилних горива. Сертификације за нискоугљенични или „плави” водоник захтевају значајно смањење емисија GHG-а, често најмање 30%, а у неким случајевима 70% или 73% мање у поређењу са производњом из фосилних горива без ублажавања, што се може узети као квантитативни праг за класификацију водоника као плавог, [11].

2.2.3 Тиркизни водоник (Turquoise Hydrogen). Тиркизни водоник се производи из природног гаса као сировине. Кључни процес производње је пиролиза метана. За разлику од традиционалних метода које користе фосилна горива, пиролиза метана за производњу тиркиз водоника не производи CO₂ емисије. Уместо тога, угљеник из метана се претвара у чврсти угљенични пигмент (*carbon black*). Чврсти угљенични пигмент се знатно лакше складишти него гасовити CO₂.

2.2.4 Зелени водоник (Green Hydrogen). Зелени водоник се дефинише као водоник произведен путем електролизе воде коришћењем електричне енергије генерисане из нискоемисионих извора, посебно обновљивих извора као што су фотонапонске електране и ветроелектране. Дакле, производња зеленог водоника представља решење без емисије CO₂, па се из тог разлога ова категорија водоника највише истражује у оквиру водоничних стратегија за одрживу енергетику.

Иако се производи из обновљивих извора, треба имати у виду да је потпуну емисију CO₂ практично немогуће извести зато што се и за производњу елемената обновљивих извора, из којих се производи зелени водоник, ипак емитује нека количина CO₂. За сертификацију зеленог водоника нису прописани јединствени стандарди. Тако, на пример, у Индији стандард за зелени водоник захтева максимално емисију од 2 kg CO₂-eq/kg H₂, док је у Европској унији тај стандард 3,4 kg CO₂-eq/kg H₂.

2.2.5 Водоник са ниским емисијама. Поред категоризације по бојама, Међународна агенција за енергију (IEA) често у својим извештајима користи шири термин „водоник са ниским емисијама” (*Low-Emissions Hydrogen*), који практично обухвата зелени и плави. Према извештају [11], водоник са ниским емисијама укључује водоник произведен путем електролизе воде електричном енергијом из нискоемисионих извора (обновљиви извори или нуклеарна енергија), као и водоник произведен из биомасе или фосилних горива са CCUS технологијом. Овај термин служи као свеобухватна категорија која укључује и зелени и плави водоник, наглашавајући напоре за смањење емисија гасова стаклене баште у производњи водоника.

За категоризацију водоника са ниском емисијом такође нису јединствени стандарди, тако је, на пример, у Бразилу граница 7 kg CO₂-eq/kg H₂, док је у САД та граница 4 kg CO₂-eq/kg H₂, [11].

Зелени водоник је енергетски носач који се може користити у многим различитим апликацијама. Међутим, његова стварна употреба је још увек веома ограничена. Данашња производња водоника се углавном заснива на природном гасу и угљу, који заједно чине 95% производње. Тренутно не постоји значајна производња водоника из обновљивих извора, али је ова проблематика врло заступљена у научним круговима, како у погледу развоја технологија тако и у погледу интеграције водоничних система у перспективним електроенергетским системима.

3. ТЕХНОЛОШКИ ТРЕНДОВИ У ПРОИЗВОДЊИ И СКЛАДИШТЕЊУ ЗЕЛЕНОГ ВОДНИКА

Развој технологија производње и складиштења водоника усмерен је на повећање ефикасности и смањење трошкова процеса, чиме се омогућава шира комерцијална примена водоника као енергетски одрживог решења. Тренутно се у производњи водоника примењују различите методе, међу којима је електролиза воде најперспективнија када се користи електрична енергија из обновљивих извора. Савремене технологије електролизе воде заснивају се на претварању електричне енергије у хемијску енергију водоника и кисеоника путем електрохемијских реакција разлагања воде. У контексту великих енергетских система и интеграције обновљивих извора енергије, данас се користе три главне технолошке платформе:

1. Алкална електролиза (AEL – *Alkaline Electrolysis*);
2. Протонска мембранска електролиза (PEM – *Proton Exchange Membrane Electrolysis*);
3. Електролиза са чврстим оксидом (SOEC – *Solid Oxide Electrolysis Cell*).

Свака од ових технологија има своје специфичне техничке карактеристике, предности и ограничења, као и различит ниво технолошке зрелости (TRL – *Technology Readiness Level*). Како је Термоелектрана „Никола Тесла (ТЕНТ) А” производни систем високог

капацитета, од кључног је значаја разумети детаљне перформансе, ограничења и динамичке карактеристике PEM електролизе, која је изабрана за ово идејно решење, [12].

Табела I Упоредне карактеристике AEL, PEM и SOEC технологија, [13]

Карактеристика	AEL	PEM	SOEC
Радна температура	70–90°C	50–80°C	700–850°C
Радни притисак	1–30 bar	<30 bar	~1 bar
Ефикасност (LHV)	50–68%	50–68%	75–85%
Покретање до номиналне вредности	<50мин	<20мин	>600мин
Зрелост технологије	Висока	Висока	Ниска
Инвестициони трошак	Најнижи	Висок	Највиши
Отпорност на промене снаге	Слаба	Одлична	Слаба

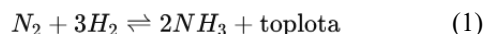
За потребе велике варијабилности снаге и динамичког погона, PEM електролиза је тренутно једина технологија која може да прати рад фотонапонске (PV) електране и ценовне сигнале, управо због брзог одзива, широког радног опсега и могућности рада при променљивом оптерећењу [12].

Складиштење водоника представља технолошку препреку његовој интеграцији у глобалну економију. Неопходни су капацитети за велике количине водоника како би се складиштила енергија у размерама GWh и TWh. Геолошке формације као што су рудници соли, исцрпљена нафтна и гасна лежишта нуде огроман потенцијал складиштења како због својих капацитета и сигурности тако и због економских и техничких фактора [14]. Поред подземних система, примењују се и надземна решења као што су резервоари за компримовани водоник под високим притисцима и криогени танкови за течни водоник, а у развоју су и алтернативни концепти попут течних органских носача водоника (LOHC – *Liquid Organic Hydrogen Carrier*), који омогућавају складиштење при умереним условима и коришћење постојеће инфраструктуре [14].

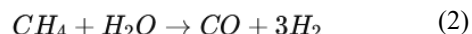
Иако физичке методе складиштења водоника, попут компримованог и течног водоника, као и LOHC система, имају значајну примену у краткорочном и средњорочном балансирању, за потребе дугорочног складиштења енергије све већу пажњу привлаче хемијски носачи водоника. Међу њима се посебно издваја амонијак (NH₃), који захваљујући високој густини водоника, развијеној глобалној логистичкој инфраструктури и могућности директног сагоревања

у гасним турбинама представља једно од најперспективнијих решења за сезонско складиштење енергије и енергетску конверзију у постројењима великих снага [15], [16]. Управо из тог разлога, амонијак заузима значајно место у овом идејном решењу као кључни елемент за сезонско балансирање ЕЕС-а и допуне капацитета водоничног горива.

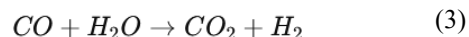
Амонијак, са 18% водоника по маси, има око 50% већу густину водоника у поређењу са компримованим или течним водоником, док му је густина енергије скоро три пута већа. Једна од кључних предности је постојање развијене инфраструктуре за производњу, дугорочно складиштење, транспорт и дистрибуцију амонијака широм света [15]. Главне мане су што је токсичан, може бити опасан при цурењу и што постројење за производњу амонијака додатно повећава инвестиционе трошкове. Његова производња се досад одвијала углавном путем Хабер–Бошовог процеса, у коме се азот и водоник комбинују при високим температурама и притисцима, уз катализаторе [16]:



Хабер–Бошов процес се ослања на парно реформисање метана (SMR – *Steam Methane Reforming*) за добијање водоника:



Након тога, угљен-моноксид се конвертује у угљен-диоксид кроз *water-gas shift* реакцију:



Главни проблем класичног Хабер–Бошовог процеса је висока емисија угљен-диоксида, јер је већина амонијака произведена из природног гаса. Алтернативна метода за смањење емисија је добијање амонијака из зеленог водоника, добијеног електролизом воде коришћењем вишкова електричне енергије из ОИЕ, такозвани зелени амонијак, што ће се и користити у овом идејном решењу [16]. Такође, могућа је директна електрохемијска синтеза амонијака, коришћењем електричне енергије за комбиновање азота и водоника у амонијак, чиме ће се смањити потреба за високим притиском и температурама. Електрохемијска синтеза амонијака је још у раној фази истраживања и развоја и још увек није достигла технолошку зрелост, али би она потенцијално могла имати нижу потрошњу енергије у поређењу са конвенционалним Хабер–Бошовим процесом [16]. Предвиђа се да ће зелени амонијак до 2035. године бити економски исплативији у односу на фосилна горива. Укупна енергетска ефикасност циклуса производње и сагоревања амонијака креће се приближно између 30% и 48%. Сагоревањем амонијака у електранама може се достићи упоредива ефикасност као и при конвенционалним

Јелица Јанићијевић и остали: Идејно решење супституције угља као горива у блоковима А1 и А2 ТЕ „Никола Тесла” применом водоничних технологија са обновљивим изворима енергије

термоенергетским процесима, што указује на његов потенцијал као горива без угљеника [17].

Поред компримованог и течног водоника, LOHC система и амонијака, потребно је поменути и складиштење водоника у чврстом стању, односно *solid-state hydrogen storage*. Овај приступ заснива се на везивању водоника унутар чврстих материјала, најчешће металних хидрида, као што су MgH_2 , $LaNi_5H_6$, $TiFe$ -хидриди и високоентропијске легуре [18]. Главна предност ових система је већа безбедност, јер се водоник не складишти као слободан гас под високим притиском, већ је везан у структури материјала, чиме се смањује ризик од цурења и експлозије. Ипак, због веће масе материјала, потребе за управљањем температуром, спорије кинетике и виших трошкова, ова технологија се у овом раду не разматра као основно решење за велика сезонска складишта, већ као перспективна опција за будућу примену [18].

Гаснотурбинске технологије прилагођене сагоревању водоника све више добијају на значају. Модерне комерцијалне гасне турбине већ сада могу користити мешавине водоника и природног гаса, док су у развоју и потпуно водоничне турбине [19]. Њихова примена у термоелектранама попут ТЕНТ-а А омогућила би значајно смањење емисија CO_2 уз очување постојећих електроенергетских капацитета и инфраструктуре.

Упркос значајним технолошким напрецима, кључни изазови и даље обухватају смањење трошкова опреме, повећање ефикасности производње и складиштења, као и развој инфраструктуре за транспорт и дистрибуцију водоника, што отвара питање његове интеграције у постојеће термоенергетске системе, које ће бити анализирано у наставку рада.

4. ИДЕЈНО РЕШЕЊЕ ЕНЕРГЕТСКОГ КОМПЛЕКСА

У циљу преласка на еколошко прихватљиву производњу енергије у процесу декарбонизације неопходно је окренути се обновљивим изворима енергије. Како је ТЕНТ важно производно чвориште ЕЕС-а Србије, у циљу очувања већ постојеће централизоване инфраструктуре предложено је идејно решење постављања соларне електране у непосредној близини ТЕНТ-а, која би потпомогла супституцију угља зеленим водоничним горивом. Почетна фаза подразумева имплементацију ове промене на блоковима А1 и А2, чиме се започиње прелаз на еколошки прихватљивије изворе енергије. Основна идеја је да се производња из ова два најстарија термоагрегата надомести из фотонапонске електране и гаснотурбинског постројења на водонична горива, али да се одржи управљивост производње и унапреди флексибилност система.

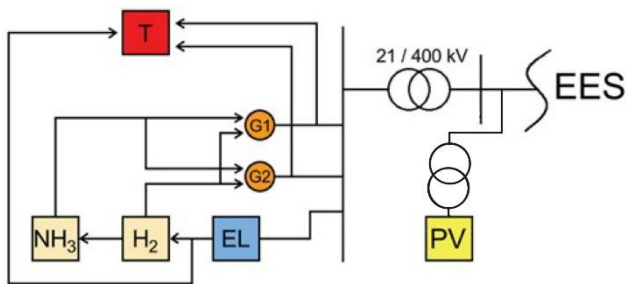
Ниска густина снаге соларног зрачења на површини Земље захтева покривање великих површина соларним панелима. Како би се смањили негативни утицаји на животну средину, ове електране је потребно градити на девастираним земљиштима. У том контексту, термоелектране, које су током деценија експлоатације угља створиле простране неплодне површине услед ископа и одлагања јаловине и пепела, представљају погодне локације за инсталацију соларних панела.

Планирани концепт предвиђа изградњу фотонапонских електрана на овим деградираним подручјима, на деловима Колубарских копова, док би у оквиру постојећих термоенергетских комплекса били постављени капацитети за производњу и складиштење водоника и амонијака. Такође, веома битна чињеница и предност за производњу водоника је то да имамо већ развијен систем допремања воде из реке Саве, што нам у старту смањује трошкове и омогућава искоришћење постојеће инфраструктуре. Уместо котловских система и парних турбина, нова електрана би користила гаснотурбинске системе који би сагоревали водоник и амонијак, чиме би се омогућило очување постојеће инфраструктуре (прикључних и разводних постројења у термоелектрани), како би се задржали и постојећи енергетски токови у преносној мрежи.

Соларна електрана би имала двоструку функцију – директно инјектирање произведене снаге у мрежу 400 kV у близини постојећег прикључног чворишта ТЕНТ-а (ПРП „Младост”), као и снабдевање енергијом система за производњу водоника. Капацитет складиштења водоника био би дизајниран за балансирање дневних и недељних варијација у производњи и потрошњи енергије. Део водоника користио би се за синтезу амонијака, који би због својих бољих складишних карактеристика представљао дугорочно складиште енергије. Предложени концепт је илустрован на Сlici 3.

4.1 Предлог изградње фотонапонске електране на деградираном земљишту угљенокопа „Колубара”

Ради искоришћења девастираног земљишта, фотонапонска електрана би се градила на површинама Колубарских копова. Коришћење оваквих локација представља оптимално решење јер не долази до заузимања пољопривредног или инфраструктурно вредног земљишта, избегавају се трошкови експропријације, а пројекат остварује већу еколошку и друштвену прихватљивост.



Слика 3. Шематски приказ функционисања енергетског производног комплекса на бази фотонапонске електране и зелених водоничних горива

Комплекс Колубарских копова заузима неколико хиљада хектара земљишта које је због ископавања угља и одлагања јаловине постало неплодно или је ниске пољопривредне вредности. У будућности би ово неплодно земљиште могло бити искоришћено за изградњу великих фотонапонских електрана. У предложеном решењу подразумева се фазни прелазак ТЕНТ-а на водонична горива и постепено смањење производње угља, тако да је у почетним фазама потребно водити рачуна да изградња фотонапонских електрана не ремети постојећу и планирану производњу угља. Тренутно расположива површина, приказана у Прилогу 1 на Слици А.1, износи приближно 1000 ха, што је више него довољно за изградњу предвиђене фотонапонске електране која би била изграђена у предложеној фази декарбонизације производње у постојећим блоковима А1 и А2. Пре почетка радова биће потребно извршити нивелацију терена и припрему површине ради постављања фотонапонских панела и носећих конструкција.

Планирана фотонапонска електрана подразумева укупну инсталисану снагу од 500 MWp. Панели би били постављени на земљи, начин конструкције „шатор”, као кров на две воде оријентисане исток–запад, а правац пружања редова панела север–југ. Нагиб панела ка истоку и западу био би 15 степени у односу на земљу. Прорачуни изведени коришћењем PVGIS алата показују да фотонапонско постројење инсталисане снаге 1 MWp, са наведеном конфигурацијом панела, може остварити просечну годишњу производњу од око 1044 MWh. На основу тога, планирана електрана, снаге 500 MWp, остваривала би приближно 522 GWh годишње производње. Оваква формација панела представља добро решење у погледу инвестиционих трошкова, инсталације и заузимања простора. Такође, временски профил производње овакве електране је повољнији у односу на јужно оријентисане панеле. Локације перспективне фотонапонске електране су удаљене око 25 km од ТЕНТ-а А, а њено прикључење би могло бити реализовано изградњом прикључне трансформаторске станице и прикључењем по принципу улаз–излаз на постојећи далековод 400 kV бр. 436, чија се траса налази у непосредној близини

копова, а који би директно повезивао перспективну соларну електрану са прикључним постројењем ТЕНТ-а А.

4.2 Развој система за производњу и локално складиштење зеленог водоника директно на локацији ТЕНТ А

Технологија која би омогућила производњу зеленог водоника, РЕМ електролизом, процењеном као најбоље решење, обухвата различите процесе организоване у јединствени систем, који би били усмерени ка електролизеру као главном елементу оваквог постројења. Процесе можемо категоризовати на следећи начин:

- снабдевање водом;
- електролизер;
- систем за складиштење водоника.

4.2.1 Снабдевање водом. ТЕНТ А располаже доступним воденим ресурсом из реке Саве, што омогућава ефикасно и стабилно снабдевање водом за потребе електролизе, при чему је специфична потрошња воде за РЕМ електролизу теоријски око 9 l/kg произведеног водоника, док у реалним условима рада, услед технолошких губитака и помоћних процеса, износи приближно 11–14 l/kg H₂. РЕМ електролизери захтевају воду високог степена чистоће, са специфичном електричном проводношћу мањом од 1 μS/cm, како би се спречила деградација мембране и продужио радни век система. Да би се обезбедио овај ниво квалитета, вода пролази кроз процес филтрације, затим реверзне осмозе, док се финално пречишћавање врши дејонизацијом помоћу јонских смола. Примена оваквог вишестепеног третмана омогућава добијање ултрачисте воде неопходне за несметан рад РЕМ ћелија.

Изградња система за електролизу у близини ТЕНТ-а А доноси значајну предност јер омогућава коришћење постојеће инфраструктуре. Конкретно, систем за филтрирање воде могао би се надоградити на већ постојећи, чиме би се оптимизовали трошкови и ресурси.

4.2.2 Електролизер. РЕМ електролизер (PEMel) представља централни део постројења за производњу водоника. Његова главна предност је релативно висока енергетска ефикасност при великој густини снаге, као и изражена флексибилност у раду, што га чини погодним за примену у системима са високим уделом обновљивих извора енергије.

За савремене индустријске РЕМ електролизере, енергетска ефикасност се, у зависности од изабране радне тачке, креће у опсегу од око 50% до 68%, рачунато у односу на доњу топлотну моћ водоника. Повећањем густине струје долази до пораста производног капацитета електролизера, али и до

Јелица Јанићијевић и остали: Идејно решење супституције угља као горива у блоковима А1 и А2 ТЕ „Никола Тесла” применом водоничних технологија са обновљивим изворима енергије

смањења ефикасности. Избор радног режима представља компромис између максималне производње водоника и укупне енергетске ефикасности система.

Флексибилност РЕМ електролизера огледа се у широком динамичком опсегу рада од 5% до 120% капацитета, [13]. Захваљујући веома брзом одзиву, са временом промене оптерећења (*ramp rate*) реда секунди, електролизер је у стању да се прилагоди променама улазне снаге без негативног утицаја на стабилност система. Време покретања из хладног стања (*cold start*) износи мање од 20 минута, што омогућава његову примену у условима изражене интермитентности и неуправљивости обновљивих извора енергије. Због својих добрих динамичких карактеристика, електролизери могу представљати значајан ресурс централизоване управљиве потрошње, која може бити регулациони ресурс за пружање услуге регулације активних снага у електроенергетском систему.

Производња водоника у оквиру разматраног пројекта директно би зависила од кретања цене електричне енергије на тржишту. Електролизери би били подешени да раде са максималним капацитетом у периодима када цена електричне енергије падне испод унапред дефинисаног прага, на пример испод 25% средње годишње цене. У интервалима када се цена електричне енергије креће између 25% и 150% средње годишње вредности, електролизери би били пуштани у рад са смањеним оптерећењем, и то искључиво у случајевима када производња електричне енергије из соларних електрана не може бити евакуисана у систем због потенцијалних оперативних ограничења у преносној мрежи.

У почетној фази пројекта предвиђена је изградња РЕМ електролизера инсталисане снаге 400 MW, који би делимично обезбеђивао потребну количину гасовитог горива за гасну електрану планирану као замену за агрегате А1 и А2 у ТЕНТ-у А. При наведеној инсталисаној снази, очекивана производња водоника износи до приближно 8.000 kg/h, у зависности од изабраног режима рада и енергетске ефикасности система.

Процењени радни век савремених РЕМ електролизера износи око 60.000 до 80.000 радних сати. Током експлоатације долази до постепене деградације перформанси система, која се најчешће испољава кроз пораст радног напона и смањење енергетске ефикасности, са типичним стопама деградације у опсегу од 0,5% до 2,5% годишње, [20]. Наведени параметри имају значајан утицај на дугорочну економску оправданост пројекта и морају бити узети у обзир при планирању експлоатације постројења.

За постављање електролизерског постројења потребна је површина од око 8 ha, при чему је пожељно да се локација налази у непосредној близини термоелектране, ради смањења инфраструктурних трошкова и лакше интеграције у постојећи енергетски

систем. Као најповољније решење разматра се коришћење дела постојећег пепелишта. Поред производње водоника, у будућности се оставља могућност доградње система за складиштење кисеоника, уколико се на тржишту појави потреба за већим количинама овог гаса, чиме би се додатно повећала укупна искоришћеност постројења и економска добит пројекта. У Прилогу 1 на слици А.2. налази се пример диспозиције опреме у једном таквом постројењу.

4.2.3 Складиштење водоника. Оно представља посебан изазов. Како је већ речено, због изузетно мале запреминске густине енергије водоника на атмосферском притиску, као и тежње за што је могуће запремински мањим складиштима, неопходно је изложити га високом притиску (и до 800 бара). Водоник као елемент са најмањом атомском масом има тенденцију да пролази кроз материјал и чини га крхким, те би такво цурење водоника представљало још један од проблема при изградњи складишта. Међутим, предност оваквог складиштења јесте брза и лака употреба и релативно једноставна инфраструктура с обзиром на то да компресори и резервоари већ постоје за индустријске намене, а проблем цурења очекујемо да ће се решити даљим истраживањем и брзим напретком технологије.

У овој анализи претпостављено је да се складишта водоника димензионишу према дневним или недељним потребама, док се дугорочно складиште планира кроз производњу амонијака. При производњи и компресији водоника ослобађа се значајна топлота, па је у оквиру енергетског комплекса предвиђено и складиштење топлоте. На Слици 4 приказан је потенцијални простор на којем би био изграђен енергетски комплекс за производњу и складиштење водоника, као и инфраструктура јамског топлотног складишта. Посматрана локација налази се на делу одлагалишта пепела. Пре свега за било какву градњу на пепелиштима неопходно је да се на локацији престане са одлагањем пепела, да се одлагалиште стабилизује и да се сачека са изградњом док се не заустави интензивно слегање тла. С обзиром на то да постоје делови одлагалишта пепела чије су касете затворене већ дужи низ година, може се сматрати да и у постојећим условима постоје површине које могу бити искоришћене за предложену намену. Назначена површина има 60 ha и довољна је за инсталацију свих инфраструктурних елемената комплекса. У том погледу потребна је реорганизација постојећих планова коришћења пепелишта за друге сврхе. Овај простор је вишеструко погодан за инсталацију, како система за производњу и складиштење водоника тако и за јамско топлотно складиште. Неке од кључних предности овог простора су:

- локација је у непосредној близини ТЕНТ-а А, на удаљености од свега 700 m, тако да представља део комплекса термоелектране и може се једноставно доградити електроенергетска,

термоенергетска и путна инфраструктура за функционалност свих елемената система;

- локација је у непосредној близини реке Саве, што омогућава једноставну инсталацију система топлотних пумпи за тоplotно складиште, као и система за обезбеђивање воде за процес електролизе;
- не узурпира се простор који има пољопривредну вредност и не очекују се негативни утицаји на микрооколину јер се ради о неплодном вештачком брегу;
- терен је издигнут изнад околине за око 30 m, тако да је заштићен од поплава, као и од присуства подземних вода које су врло неповољне за изградњу топлотног складишта; у том контексту потребно је извршити планирање коришћења активних пепелишта на начин да не угрожавају тоplotно складиште;
- сув пепео је квалитетан тоplotни изолатор и може обезбедити добру ефикасност складиштења топлоте;
- терен погодује изградњи подземних резервоара за складиштење водоника;
- електролизер и агрегати у ТЕНТ-у А налазе се на блиском растојању са овде планираним тоplotним складиштем, тако да је изградња инфраструктуре за складиштење отпадне топлоте која се добија у овим процесима јефтина и ефикасна.



Слика 4. Предлог простора за изградњу енергетског комплекса за производњу и складиштење водоника и јамског тоplotног складишта на локацији ТЕНТ А

4.3 Развој система за синтезу амонијака и локално сезонско складиштење

У случајевима када је складиште водоника попуњено, а постоје услови и могућност даље производње, вишак водоника би се користио за производњу амонијака. Амонијак би се дугорочно складиштио и користио превасходно у зимском периоду, када је производња електричне енергије из

фотонапонских електрана смањена, а цене електричне енергије на тржишту повећане, чиме би се омогућило сезонско билансирање електроенергетског система.

Производња амонијака вршила би се комбиновањем водоника и азота добијеног из ваздуха применом Хабер–Бошовог процеса, при температурама од 400–500°C, притисцима од 100–200 bar и употреби гвоздених катализатора, што је приказано у Прилогу 1 на слици А.3.

Инфраструктура за синтезу и складиштење амонијака била би инсталирана на локацији складишта водоника, ради рационалног коришћења простора и постојеће инфраструктуре. Азот, као друга неопходна компонента процеса, добијао би се издвајањем из ваздуха применом криогене јединице за раздвајање ваздуха (ASU – *Air Separation Unit*), која представља најпогодније решење за производњу великих количина азота високе чистоће. Систем ASU користио би стабилно напајање електричном енергијом из мреже и састојао би се од компресорских јединица, система за размену топлоте и дестилационих колона за раздвајање гасних компоненти.

Након припреме, водоник и азот уводили би се у синтезну петљу (*synloop*), чије главне компоненте чине компресори, измењивачи топлоте и реактори за синтезу амонијака. Као крајњи производ добијао би се течни амонијак (*Liquid ammonia*, LNH_3). Отпадна топлота настала током процеса синтезе делимично би се користила за потребе самог процеса, док би се преостали део могао складиштити у предвиђеном тоplotном складишту, чиме би се додатно повећала укупна енергетска ефикасност система.

Складиштење амонијака захтева посебан приступ због његове токсичности и способности да изазове напонску корозију у угљеничним челицима. У енергетским постројењима примењују се три основна метода складиштења амонијака: складиштење под притиском у челичним резервоарима, расхлађено складиштење при атмосферском притиску и ниским температурама, као и комбиновани системи који користе умерене вредности температуре и притиска. За складиштење великих количина амонијака, расхлађено складиштење представља најповољнију опцију, јер у случају оштећења резервоара испуштање амонијака протиче спорије него код складиштења под високим притиском.

Један од значајних изазова при коришћењу амонијака у енергетским системима јесте емисија азотних оксида (NO_x), нарочито при сагоревању на високим температурама и притисцима у гасним турбинама. За смањење NO_x емисија као најефикаснија мера примењује се селективна каталитичка редукција (SCR – *Selective Catalytic Reduction*), која користи катализаторе и редукциони агенс, најчешће амонијак или уреу, ради претварања азотних оксида у азот и водену пару. Ова технологија је компатибилна са савременим гаснотурбинским

Јелица Јанићијевић и остали: Идејно решење супституције угља као горива у блоковима А1 и А2 ТЕ „Никола Тесла” применом водоничних технологија са обновљивим изворима енергије

постројењима и већ се примењује у термоелектранама. Упркос примени система за смањење емисија NO_x , директно сагоревање амонијака у гасним турбинама и даље представља технолошки изазов услед његових неповољних карактеристика сагоревања. Због тога сматрамо да је боље амонијак не користити директно као гориво, већ као носач водоника. У овом концепту, зелени амонијак се у посебном постројењу за разлагање (*ammonia cracking*) разлаже на водоник и азот, при чему се добијени водоник користи у гасним турбинама. Овај приступ омогућава смањење емисија NO_x и примену технолошки зрелијих гаснотурбинских решења, док директно сагоревање амонијака остаје перспектива дугорочног развоја.

4.4 Изградња гаснотурбинских постројења на месту постојећих термоенергетских блокова

Постојећи блокови А1 и А2 били би замењени гаснотурбинским постројењима. Уместо котловских постројења и парних турбина које користе угљ, на истим локацијама могу се инсталирати гаснотурбинске јединице које ће у почетним фазама користити мешавину природног гаса и водоника, а дугорочно прећи на потпуно сагоревање зеленог водоника и амонијака, када оваква постројења буду технолошки сазрела и економски приступачна. Поред просторног аспекта, битно је истаћи да нове гаснотурбинске јединице могу искористити постојећу прикључну опрему, као што су блок-трансформатори и расклопна опрема. Стање генератора у овим блоковима је потребно проверити, али се сугерише уградња нових јединица.

Гаснотурбинско постројење састоји се од три целине: вишестепена компресија са међухлађењем, комора за сагоревање и експанзионе турбине. Ефикасност претварања горива у електричну енергију зависи од радне температуре турбине. Што су температуре више, већа је ефикасност, што значи економичнији рад. Продукти сагоревања у типичној гасној турбини могу достићи температуру од 1260°C , али критични метали у турбини могу издржати само $815\text{--}926^\circ\text{C}$. Зато се користи ваздух из компресора за хлађење кључних компоненти турбине, што смањује крајњу термичку ефикасност. Захваљујући иновативним технологијама хлађења и напредним материјалима отпорним на високе температуре, модерне гасне турбине сада постижу улазне температуре до 1427°C , што је за 167°C више него код претходних турбина.

Још један начин за повећање ефикасности је инсталација рекуператора или парног генератора за искоришћење отпадне топлоте (HRSG – *Heat Recovery Steam Generator*), који омогућавају поврат енергије из издувних гасова турбине. Рекуператор сакупља отпадну топлоту из издувног система турбине и користи је за предгревање ваздуха из компресора пре него што уђе у комору за сагоревање. Парни

генератор за искоришћење отпадне топлоте (HRSG) користи издувну топлоту гасне турбине за генерисање паре. Ови котлови су такође познати као парни генератори за рекулацију топлоте. Пара високог притиска из ових котлова може се користити за производњу додатне електричне енергије помоћу парних турбина, чиме настаје конфигурација позната као комбиновани циклус. Једноставни циклус гасне турбине може постићи степен конверзије енергије у распону од 20% до 35%. Очекује се да ће будуће гасне турбине које користе водоник у комбинованом циклусу достићи ефикасност од 60% или више. Ако се отпадна топлота из ових система искористи за напајање предвиђеног топлотног складишта, укупна ефикасност енергетског циклуса могла би да достигне и 80%.

У овој анализи претпостављено је да се гасовито гориво сагорева у присуству ваздуха и аргона (који се користи као инертни гас) како би се смањила излазна температура. Главни производи сагоревања су азот (N_2) и вода (H_2O). С обзиром на то да је укупна инсталисана снага агрегата А1 и А2 око 400 MW, да би се искористила одређена инфраструктура и обезбедили исти услови пласмана енергије у преносну мрежу, гасна турбина ће такође бити снаге 400 MW. Међутим, као алтернативно решење, уместо једног гаснотурбинског агрегата велике снаге, могуће је размотрити и инсталацију два или три гаснотурбинска агрегата мање појединачне снаге, што може допринети већој флексибилности рада, поузданијем погону и лакшем одржавању система.

4.5 Развој система за складиштење отпадне топлотне енергије у сврху грејања

Ефикасно искоришћење отпадне топлотне енергије из енергетских постројења представља кључни корак ка повећању енергетске ефикасности и смањењу укупних губитака система. Део отпадне топлоте генерише електролизер, а део електрана. Гаснотурбинске електране, које користе мешавину природног гаса и водоника или чисти водоник, генеришу значајну количину отпадне топлоте током процеса сагоревања. Ова енергија може се усмерити на системе даљинског грејања, индустријске процесе или складиштење у термалним акумулаторима за каснију употребу.

У овој анализи предложено је коришћење топлотних акумулатора са воденим површинским јамским резервоарима, где вода као медијум за складиштење топлоте омогућава лако пребацивање енергије у системе даљинског грејања.

С обзиром на то да је ТЕНТ А у близини урбаног подручја, где постоји развијен систем даљинског грејања, отпадна топлота из електране може се директно користити за загревање воде у јамском складишту топлоте које би касније било коришћено за загревање воде у топловодној мрежи. На овај начин смањује се потреба за сагоревањем додатних горива,

чиме се доприноси смањењу емисија гасова са ефектом стаклене баште и повећава укупна енергетска ефикасност система. Посебну предност оваквом концепту даје топловодни систем који је планиран за изградњу између Београда и ТЕНТ-а А, који би омогућавао да се топлотно складиште укључи у систем грејања Београда.

Увођењем система за коришћење отпадне топлоте, укупна ефикасност гаснотурбинских постројења може се повећати са стандардних 55-60% на преко 80%, смањујући истовремено трошкове грејања и повећавајући исплативост енергетских објеката. Поред тога, употреба складиштене топлоте у индустрији или даљинским системима грејања смањује потребу за додатним енергетским ресурсима и доприноси развоју одрживих решења у енергетском сектору.

5. СИМУЛАЦИЈА ЕНЕРГЕТСКИХ ТОКОВА У ПРЕДЛОЖЕНОМ КОМПЛЕКСУ

У циљу детаљније анализе енергетских перформанси предложеног система, спроведена је симулација токова енергије кроз његове главне компоненте. Симулација омогућава увид у расподелу и ефикасност употребе енергије, идентификацију потенцијалних губитака, као и оцену укупне енергетске ефикасности система.

Као што је већ речено, електролизери би радили у периоду ниских цена. У овој анализи је претпостављено да је праг ниских цена при којем ће доћи до укључења електролизера 25% средње годишње цене. На графику на Слици А.4 из Прилога овај праг је назначен зеленом линијом. Гасне турбине би биле у погону у периодима када цена електричне енергије на референтној берзи прелази 150% средње годишње цене, тј. када је цена изнад црвене линије на графику на Слици 6. Таквим системом рада, а на основу сатне цене електричне енергије [eur/MWh] на берзи HUPX у току 2024. године, добијен је број радних сати за оба система и граничне цене, што се може видети у Прилогу 1 на Слици А.4, као и у Табели II.

У овој анализи претпостављено је да је у енергетском комплексу у првој фази инсталиран електролизер снаге 400 MW. Произведени водоник ће подмиривати део потреба за рад гасне турбине, а остатак ће бити природни гас. Таквим PEM електролизером и временом рада по поменутом принципу, на годишњем нивоу се искористи око 340 GWh електричне енергије, а количина произведеног водоника износи око 6140 t, што чини нешто мање од 50% потребне количине за потпуну супституцију умешаног горива чистим водоником. Губици енергије су неизбежан негативан фактор, па тако долази и до губитака у систему пре самог процеса електролизе, реда величине неколико

процената, најчешће у опсегу од око 5% до 10%, [21]. Затим следи процес PEM електролизе, који се одвија са ефикасношћу од око 65%, док је остатак отпадна топлота чији део енергије можемо да искористимо за загревање воде у топлотном складишту. Овим би се намирила половина потребне енергије за рад гасних турбина, док би се остатак добијао из природног гаса. Пошто је енергетска вредност природног гаса (LHV – *lower heating value*) 13,894 kWh/kg, лако можемо добити количину гаса која је потребна за рад гасне турбине и она на годишњем нивоу износи 15.718 t. Масени удео водоника при умешавању износи 28%. Добијене количине енергената, њихова енергетска вредност, као и удео умешавања, налазе се у табелама III и IV.

Ефикасност система гасних турбина који поседује и парне турбине је око 60%; сходно томе, добија се коначна расположива електрична енергија од око 254 GWh.

Табела II Број радних сати електролизера и гасних турбина

Средња годишња цена електричне енергије (HUPX-2024) [eur/MWh]	100,81
Цена електричне енергије на прагу за укључење PEMel (производња водоника) [eur/MWh]	25,20
Цена електричне енергије на прагу гаснотурбинских постројења (потрошња водоника) [eur/MWh]	151,22
Број сати рада PEMel са максималним капацитетима (цена испод 25%)	785,00
Број сати рада гасних турбина (цена већа од 150%)	1.058,00

Табела III Потребна количина енергената и њихова енергетска вредност

Инсталисана снага гасних турбина [MW]	400,00
Инсталисана снага електролизера [MW]	400,00
Специфична потрошња система [kWh/kg-H ₂]	55,30
Специфична потрошња електролизера [kWh/kg-H ₂]	51,10
Енергетски садржај водоника – LHV [kWh/kg]	33,33
Енергетски садржај метана – LHV [kWh/kg]	13,89
Ефикасност гасне турбине	40%
Додатна искоришћеност преко HRSG-а и парне турбине	20%
Укупна ефикасност постројења (комбиновани циклус)	60%
Ефикасност електролизера	65%
Потребна количина природног гаса за гасне турбине (100% метан) [t]	30.459,19
Потребна количина водоника за гасне турбине (100% водоник) [t]	12.697,27
Произведена количина водоника (мешовито гориво) [t]	6.144,81
Потребна количина природног гаса за гасне турбине (мешовито гориво) [t]	15.718,54

Јелица Јанићијевић и остали: Идејно решење супституције угља као горива у блоковима А1 и А2 ТЕ „Никола Тесла” применом водоничних технологија са обновљивим изворима енергије

Табела IV Енергетска вредност енергената

Енергија садржана у укупно произведеној количини водоника [GWh]	204,81
Енергија садржана у природном гасу [GWh]	218,39
Добијена енергија из гасних турбина [GWh]	253,92
Енергетски проценат водоника	48%
Енергетски проценат гаса	52%
Проценат умешавања водоника (масени)	28%

При свом радном циклусу и гасна турбина и електролизер поседују губитке у виду отпадне топлоте. Део ове топлоте, који се јавља на погодном температурном нивоу, може бити технички искоришћен и ускладиштен у топлотне акумулаторе. Овакво складиштење топлотне енергије пре свега је намењено краткорочном, односно непосредном коришћењу, услед постојања неизбежних топлотних губитака у акумулационим системима. За потребе оквирне процене усваја се удео технички искористиве отпадне топлоте од 14–15% у односу на електричну енергију доведену директно у стек РЕМ електролизера, [22]. Располагаива количина енергије која се може складиштити у виду топлоте приказана је у Табели V.

Табела V Отпадна топлота

Енергија која се може искористити у виду топлоте (ослобођена при процесу електролизе) [GWh/TJ]	47,10	169,56
Енергија која се може искористити у виду топлоте (ослобођена при раду турбине) [GWh/TJ]	84,64	304,70
Укупна енергија која се може складиштити у виду топлоте [GWh/TJ]	131,74	474,26

Када поново сумирамо цео један енергетски циклус на годишњем нивоу, почевши од уложене електричне енергије у производњу водоника као енергетског носиоца, па до поновно произведене електричне енергије уз помоћ гасних турбина, можемо добити ефикасност таквог процеса. Енергетски ток и ефикасност годишњег циклуса су приказани у Табели VI. Приказана ефикасност циклуса са искоришћењем топлоте односи се на случај делимичног коришћења отпадне топлоте гасне турбине и електролизера путем топлотних акумулатора.

Према задатим претпоставкама, производња електричне енергије у гаснотурбинским постројењима ће се вршити у периодима врло високих цена на берзи електричне енергије, тако да ће произведени MWh у овим постројењима имати високу тржишну вредност. У Табели VII дати су подаци о бруто годишњим приходима анализираниог постројења.

Треба напоменути да приликом процене бруто годишњег прихода нису обухваћени годишњи трошкови одржавања, које је за сада тешко проценити. За исплативост предложеног пројекта потребно је располагати подацима о инвестицијама у

опрему и изградњу система. Технологије за производњу, складиштење и коришћење водоника се интензивно развијају, при чему су комерцијално доступна решења ограничена, а њихова примена још увек није широко заступљена. Из тог разлога, актуелна истраживања првенствено су усмерена на унапређење енергетске ефикасности ових система и оптимизацију процеса конверзије енергије. Свеобухватна економска оправданост изградње система заснованих на водонику моћи ће се реалније сагледати у наредном периоду, када технологије достигну виши степен комерцијалне зрелости, уз очекивано смањење инвестиционих трошкова и повећање ефикасности.

Табела VI Ефикасност циклуса

Енергија уложена у PEMel систем (урачунати су и губици система) [GWh]	339,81
Део енергије PEMel уложена у рад електролизера [GWh]	314,00
Енергија садржана у укупно произведеном водонику [GWh]	204,81
Енергија садржана у укупно потребном природном гасу [GWh]	218,39
Добијена енергија из гасних турбина [GWh]	253,92
Укупна енергија која се може складиштити у виду топлоте [GWh]	131,74
Ефикасност циклуса без искоришћења топлотне енергије	45%
Ефикасност циклуса (са краткорочним чувањем топлоте)	69%

Табела VII Бруто годишњи приход

Просечна цена електричне енергије (испод прага 25% средње год.) [eur/MWh]	0,71
Просечна цена електричне енергије (изнад прага 150% средње год.) [eur/MWh]	254,62
Просечна цена гаса [eur/MWh]	45,00
Цена купљеног гаса [eur]	9.827.700,59
Цена купљене ел. енергије за производњу водоника [eur]	242.428,27
Цена продате енергије произведене из водоника [eur]	64.652.690,40
Бруто годишњи приход [eur]	54.582.561,54

6. ЗАКЉУЧАК

У овом раду анализирано је идејно решење преласка термоенергетских блокова А1 и А2 у ТЕНТ-у А са фосилних горива на гаснотурбинске системе са водоником као примарним горивом. Разматрани су технолошки трендови у производњи и складиштењу зеленог водоника, као и интеграција обновљивих извора енергије у циљу декарбонизације електроенергетског сектора.

Један од кључних изазова у овом процесу јесте ефикасност конверзије електричне енергије у водоник путем електролизе, као и губици приликом сагоревања у гасним турбинама. Анализирани су показатељи ефикасности ових процеса, при чему се показало да постоје значајни енергетски губици, али и

да развој нових технологија може допринети оптимизацији целокупног система.

Такође, посебна пажња посвећена је складиштењу водоника и његових деривата, попут амонијака, као потенцијалних решења за сезонско балансирање енергетског система. Поред тога, разматрана је могућност коришћења отпадне топлотне енергије за грејање, чиме би се додатно побољшала енергетска ефикасност енергетског комплекса.

Предложено решење обухвата изградњу фотонапонске електране инсталисане снаге фотонапонских панела од 500 MWp на деловима угљенокопа „Колубара”, која би годишње произвела око 522 GWh електричне енергије. Производња водоника би се одвијала у периодима ниске цене електричне енергије на регионалном тржишту. На основу података са берзе HUPX прорачунати су трошкови производње водоника, као и приходи који се могу остварити радом гаснотурбинског постројења. Закључено је да годишњи бруто приход може бити и преко 50 милиона евра.

Генерално, резултати рада указују на то да је транзиција термоелектрана на угљ у гаснотурбинска постројења на водоник технички изводива, али тренутно веома скупа и захтева даља улагања у истраживање и развој, како би се повећала ефикасност целокупног ланца производње, складиштења и конверзије енергије. Ипак, овакав процес може бити актуелан и спроведен тако да се у првој фази изградње производна гаснотурбинска постројења која би радила на природни гас, а да се са развојем водоничних технологија врши постепено увођење водоника кроз умешавање. Дакле, потребно је систем планирати и технолошки опремити тако да може радити са било којим степеном умешавања водоника укључујући и чисти водоник. Овај приступ би омогућио да се истом технологијом изврши транзиција што би допринело стабилности електроенергетског система и постепеној декарбонизацији производње електричне енергије у ЕЕС-у Србије.

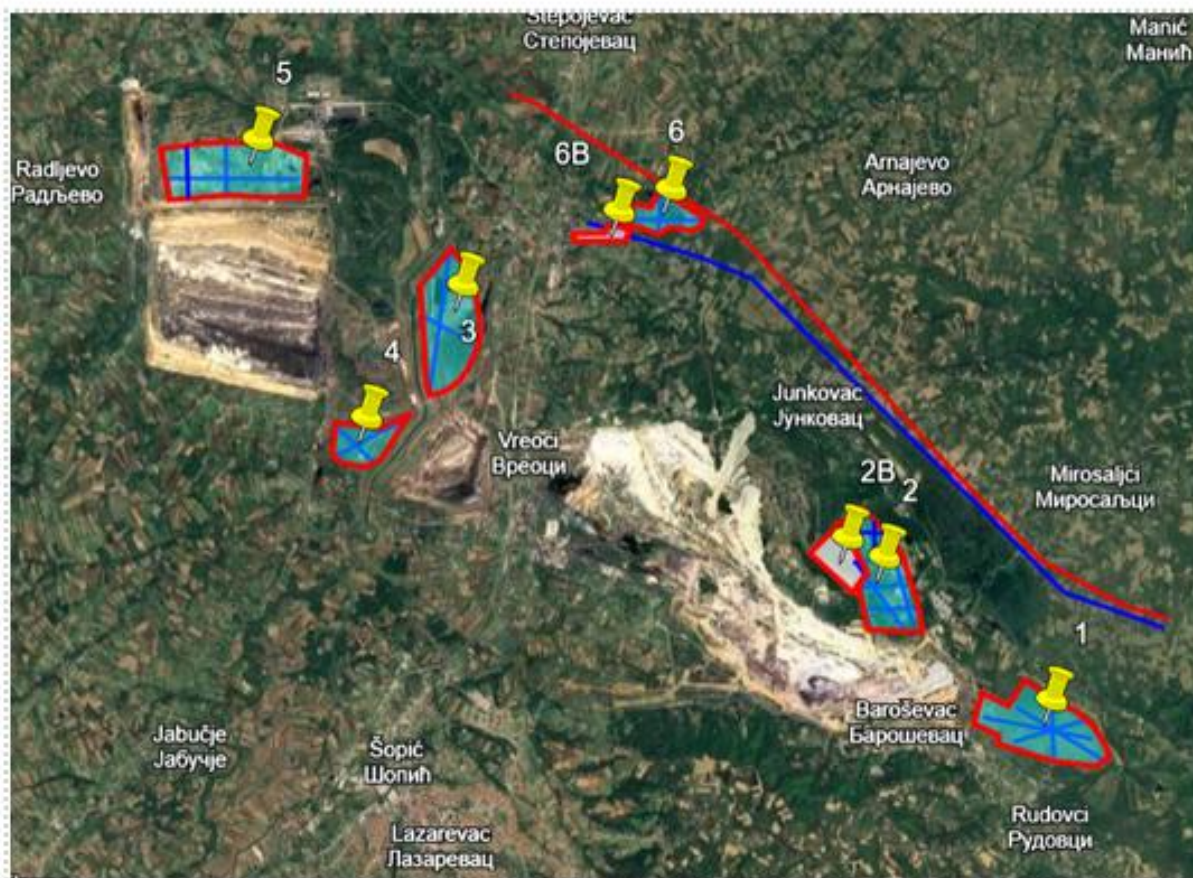
Поред тога, овај приступ иде на страну јачања енергетске независности Србије јер би у крајњем исходу сва енергија за производњу водоника била произведена из фотонапонских и ветроелектрана на територији Србије. Овај приступ би омогућио и декарбонизацију дела термоенергетског сектора, што би битно допринело решавању проблема лошег квалитета ваздуха. Предложено решење захтева минималну концептуалну промену и изградњу недостајуће инфраструктуре у преносној мрежи, јер подразумева коришћење већ постојећег енергетског чворишта, што би битно смањило трошкове у погледу интеграције обновљивих извора у ЕЕС.

ЛИТЕРАТУРА

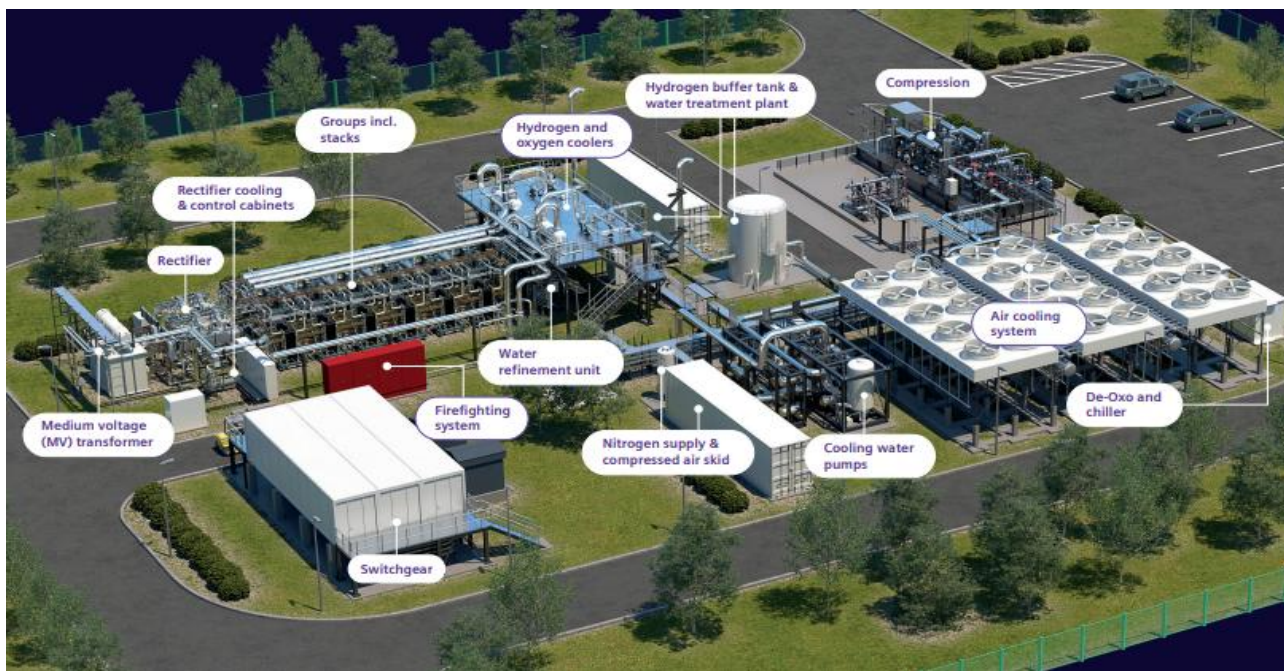
- [1] „H2RES – Green Hydrogen Production” [Internet]. [цитирано 28. 3. 2026]. Доступно на: <https://stateofgreen.com/en/solutions/h2res-green-hydrogen-production/>
- [2] „Share of green hydrogen in Vienna cogeneration plant reaches 15%” [Internet]. [цитирано 28. 3. 2026]. Доступно на: <https://balkangreenenergynews.com/share-of-green-hydrogen-in-vienna-cogeneration-plant-reaches-15/>
- [3] Alstom, „Coradia iLint – World’s first hydrogen-powered passenger train” [Internet]. [цитирано 28. 3. 2026]. Доступно на: <https://www.alstom.com/solutions/rolling-stock/alstom-coradia-ilint-worlds-1st-hydrogen-powered-passenger-train>
- [4] „Hydrogen Economy Roadmap of Korea” [Internet]. [цитирано 28. 3. 2026]. Доступно на: 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]. [цитирано 28. 3. 2026]. Доступно на: <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]. [цитирано 28. 3. 2026]. Доступно на: <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]. [цитирано 28. 3. 2026]. Доступно на: 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]. [цитирано 28.03.2026]. Доступно на: <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]. [цитирано 28. 3. 2026]. Доступно на: <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]. [цитирано 28. 3. 2026]. Доступно на: <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.

ДОДАТАК (ПРИЛОГ) 1

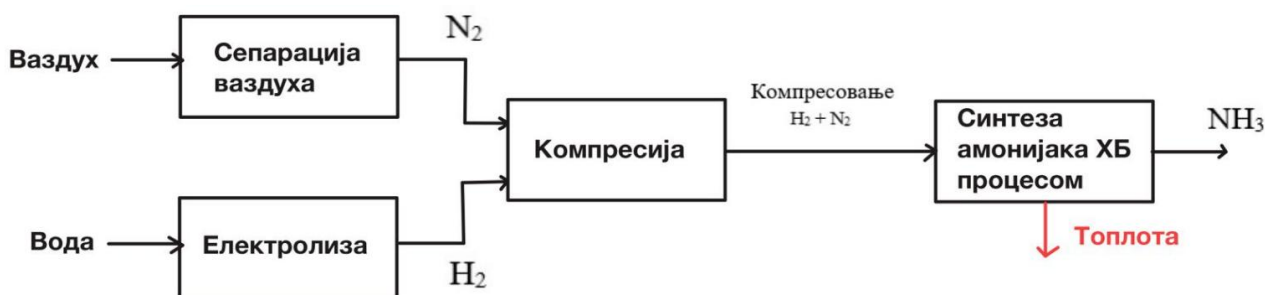


Слика А.1. Тренутно расположиве површине на којима се може планирати изградња фотонапонске електране на угљенокопу „Колубара”

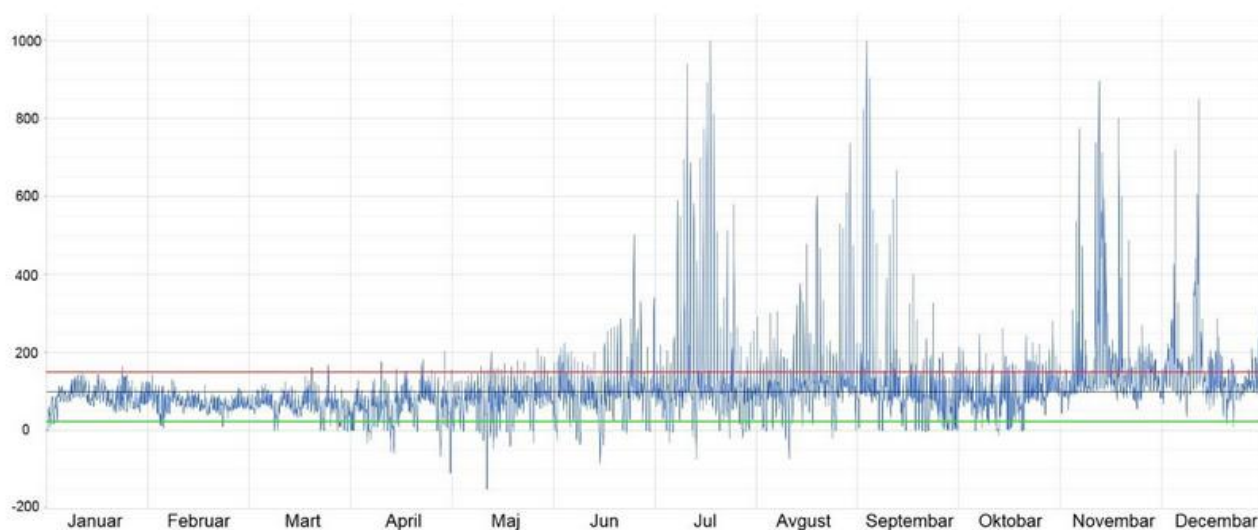


Слика А.2. Диспозиција опреме у систему за производњу водоника, [23]

Јелица Јанићијевић и остали: Идејно решење супституције угља као горива у блоковима А1 и А2 ТЕ „Никола Тесла” применом водоничних технологија са обновљивим изворима енергије



Слика А.3. Принципска шема производње амонијака Хабер–Бошовим процесом, [24]



Слика А.4. Графички приказ цена електричне енергије на берзи HUPEx за годину 2024. са назначеним границама у односу на које се погоне електролизери и гасне турбине

БИОГРАФИЈЕ



Јелица Јанићијевић је рођена 2003. године у Београду, Република Србија. Завршила је 7. и 8. разред основне школе и средњу школу у специјалном, менторском одељењу у Математичкој гимназији. Тренутно је студент четврте године основних академских студија на Електротехничком факултету Универзитета у Београду, на смеру Енергетика.

Током основног и средњег образовања учествовала је и освајала награде на државним такмичењима из физике и математике, а била је и члан Истраживачке станице Петница. У току студија учествовала је у пројектима пројектовања више електроенергетских трафостаница. Аутор је

студентског стручног рада који је изложен на саветовању CIGRE Србија 2025, где је награђен као најзапаженији студентски рад. Аутор је и рада излаганог на саветовању CIRED Црна Гора 2026, који је такође награђен као најзапаженији рад у својој сесији. Добитница је награде Фондације „Гордана Јокић Кашиковић и Драгиша Кашиковић” за најбољи студентски рад 2025. године. Добитница је стипендије Министарства просвете Републике Србије за надарене студенте. Такође, додељено јој је признање „Електромреже Србије” у виду стипендије као резултат високих академских постигнућа. За остварен изузетан успех током студија награђена је и признањем за најбољег студента на смеру Енергетика у трећој и четвртој години студија.

ORCID: 0009-0002-6205-5587



Данило Влаховић је рођен 2003. године у Вршцу, Република Србија. Основну школу „Јован Стерија Поповић” завршио је као ученик генерације, а средњошколско образовање стекао је у Гимназији „Борислав Петров Браца” у Вршцу. Тренутно је студент четврте године основних академских студија на Електротехничком факултету Универзитета у Београду, на смеру Енергетика.

Добитник је стипендије Министарства просвете Републике Србије за изузетно надарене ученике и студенте, стипендије „Електромереже Србије”, такође је и стипендиста Фондације „Студеница”. Током школовања остварио је запажене резултате на државним такмичењима из математике и физике, укључујући прву награду на Републичком такмичењу из физике и пласман на Српску физичку олимпијаду. Учествовао је и на међународном екипном такмичењу из физике FYKOS.

У оквиру пројектних активности израдио је рад „Акустични левитатор”, награђен другим местом на Републичком такмичењу, као и студентски рад изложен на саветовању CIGRE Србија 2025, који је награђен као најзапаженији студентски рад. Поменути рад је награђен и од Фондације „Гордана Јокић Кашиковић и Драгиша Кашиковић” за најбољи студентски рад 2025. године. Аутор је и рада излаганог на саветовању CIRED Црна Гора 2026, који је такође награђен као најзапаженији рад у својој сесији. Његова главна интересовања обухватају обновљиве изворе енергије, водоник, електроенергетске системе, енергетску транзицију и складиштење енергије.

ORCID: 0009-0007-9784-9084



Александар Латинић је рођен 1986. године у Бихаћу, Босна и Херцеговина. Основну школу завршио је у Лазареву, селу наомак Зрењанина, а потом Зрењанинску гимназију. Дипломске и мастер студије завршио је на Електротехничком факултету у Београду, Одсек енергетика. Од 2010. године до 2025. године као запослени ЕПС АД радио је на пословима који се тичу помоћних услуга, системских софтвера за управљање процесима производње и одржавања, SCADA система, а радио је на развоју и изградњи ОИЕ пројеката. Члан је CIGRE комитета C2. Био је члан више радних група МРЕ које су радиле на изради и усаглашавању техничке и законске регулативе која је имала циљ интеграцију ОИЕ у ЕЕС Републике Србије. Од 2025. године је самостални консултант са експертизом у техничким аспектима балансирања система.

ORCID: 0009-0000-0194-4618



Жељко Р. Ђуришић је рођен 1972. године у селу Бабино, Беране, Црна Гора. Основну школу је завршио у родном селу, а средњу електротехничку школу у Беранама. Дипломске, мастер и докторске студије је завршио на Електротехничком факултету у Београду, на смеру Електроенергетски системи, Од 2001. године запослен је на Електротехничком факултету Универзитета у Београду, где је прошао сва сарадничка и наставничка звања, а од 2023. године је у звању редовног професора. Руководилац је Лабораторије за електране. Његов научни рад је доминантно усмерен ка планирању, интеграцији и експлоатацији обновљивих извора енергије у електроенергетским системима. Коаутор је четири уџбеника и око 300 научно-стручних радова, од којих је 40 публиковано у међународним часописима са SCI листе. Био је ментор при изради седам докторских дисертација и око 300 дипломских и мастер радова на електротехничким факултетима у Београду и Источном Сарајеву.

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/10.2478/2656-9092.12345>), 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, 2026Reviewed: July 1st, 2026Modified: July 10th, 2026Accepted: 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