

Trajnostni prehod slovenskega elektroenergetskega sistema do 2050

Jan Bohinec, Jan Tršinar, Žiga Žerjav, Lucija Blažej, Tomaž Štokelj, Dejan Paravan

GEN-I, d.o.o., Vrblina 17, 8270 Krško, Slovenija
E-pošta: office@gen-i.si

Povzetek. Svetovna, evropska in slovenska energetika je pred zahtevnim izzivom prehoda v brezogljnično prihodnost. Prehod v trajnostni elektroenergetski sistem (EES) bo v naslednjih letih igral ključno vlogo, če želimo globalno segrevanje zadržati pod +1,5 °C, kot veleva scenarij IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). Predstavljeno raziskovalno delo upošteva kombinacijo obnovljivih virov energije in jedrske energije za zapolnitev vrzeli med rastočim odjemom in proizvodnjo iz obstoječih in že načrtovanih konvencionalnih virov ob hkratnem opuščanju rabe premoga v Sloveniji. Rezultati, podprti z urno optimizacijo EES, pokažejo, da lahko Slovenija proizvede dovolj brezogljnične električne energije za pokritje lastnega odjema že v letu 2037, ko naj bi na omrežje priključili novo jedrsko enoto. Pri tem bodo pomembno vlogo igrali fleksibilni viri in ponori ter dnevni in sezonski hranilniki električne energije, ki bodo zagotavljali ravnovesje nestanovitni proizvodnji električne energije iz obnovljivih virov. Pri vrednotenju smiselnosti predlaganega scenarija razvoja EES smo upoštevali tri ključne kriterije: (1) razogljničenje EES, (2) zmerno uvozno in izvozno odvisnost EES na urnem nivoju ter (3) stopnjo energetske samooskrbnosti Republike Slovenije.

Ključne besede: trajnost, zeleni prehod, elektroenergetski sistem, obnovljivi vir energije, hranilniki energije, fleksibilna proizvodnja

Sustainable transition of the Slovenian power system until 2050

Global, European and Slovenian energy industries have been facing challenges of transitioning to a carbon-free future. The transition into a sustainable power system will play a key role in maintaining the global warming under the +1.5°C IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) scenario in the next few years. The paper addresses a combination of the renewable energy and nuclear sources to fill the gap between the growing power consumption and production from the existing and planned conventional sources while abandoning the use of coal in Slovenia. The results, supported by an optimization of the Slovenian power system on an hourly level, show that using an optimal combination of the conventional and new power production technologies, Slovenia can reach the goal of a carbon-free power system by 2037, when a new nuclear unit is planned to be built. Flexible power sources and sinks combined with daily and seasonal electricity storages will be able to provide a balance to the intermittent renewable power generation. To evaluate the feasibility of the proposed development scenario of the Slovenian power system, three key criteria are used: (1) decarbonization of the Slovenian power system, (2) moderate import and export dependence of the Slovenian power system on the hourly level and (3) rate of the Slovenian power system self-sufficiency.

Keywords: sustainability, green transition, power systems, renewable energy sources, energy storage, flexible power generation

1 UVOD

Podnebne spremembe so izziv, s katerim se trenutno soočamo po vsem svetu, in Republika Slovenija ni pri tem nikakršna izjema. Njihov vzrok so predvsem emisije

toplogrednih plinov (TGP), ki si jih človeštvo prizadeva močno zmanjšati. Eno ključnih področij, ki povzročata emisije TGP, je energetika, in sicer z rabo fosilnih goriv za ogrevanje in hlajenje, transport in proizvodnjo električne energije (EE). Celotna svetovna energetika je pred zgodovinskim in zahtevnim izzivom transformacije in razogljničenja.

Evropska unija (EU) se je leta 2019 s sprejemom Evropskega zelenega dogovora [1] zavezala k ogljčni nevtralnosti Evrope do 2050. Dodaten korak v tej smeri je naredila leta 2021 s sprejemom svežnja »Pripravljeni na 55« (angl. *Fit for 55*) [2], v katerem se je zavezala, da bo do leta 2030 svoje izpuste TGP v primerjavi z letom 1990 zmanjšala za 55 % in za 95 % do leta 2050, ter v okviru katerega je sprejela tudi prvi evropski podnebni zakon [3], s katerim svojo politično zavezo (zmanjšanje emisij TGP za 55 % do leta 2030) spreminja v pravno zavezujočo obveznost, ki pravno zavezuje države članice, torej tudi Republiko Slovenijo. EU je v svežnju "Pripravljeni na 55" [2] prav tako spremenila cilje za 2030, vezane na delež obnovljivih virov energije (OVE) v končni rabi energije na ravni EU, odstotke je z dosedanjih 32 % dvignila na 40 %. Za doseganje osnovnega cilja človeštva, to je zmanjšanja emisij TGP na nič, ter za doseganje dogovorjenega cilja Pariškega podnebnega sporazuma [4], ki predvideva zadržati dvig globalne temperature občutno pod 2 °C in po možnosti pod 1,5 °C, bodo potrebni odločni ukrepi in korenite spremembe na vseh področjih delovanja človeštva.

Nacionalni energetske in podnebni načrt (NEPN) [5] in Dolgoročna podnebna strategija Slovenije do leta 2050

(Podnebna strategija) [6] kot najverjetnejši scenarij razvoja vidita OVE in jedrski scenarij. NEPN konkretno določa cilje glede deleža OVE v končni rabi energije do leta 2030, Podnebna strategija pa jih nadgrajuje in dopolnjuje do leta 2050. Ti dokumenti še niso usklajeni z najnovjšimi, ambicioznejšimi cilji EU, kar se pričakuje z novelacijo NEPN do 2023.

Energetski prehod bo terjal izdatne investicije, zato je EU sprejela večletni finančni okvir (Multiannual Financial Framework, MFF) za obdobje 2021–2027 [7] in sveženj za okrevanje (NextGeneration EU – NGEU) [8]. MFF ima ključno vlogo pri naslavljanju podnebnih ciljev, saj je EU vključila podnebne ukrepe v celoten proračun, prav tako pa upoštevala, da gre vsaj 30 % odhodkov iz proračuna EU izključno za podnebne cilje. Slovenija ima s strani EU v okviru MFF in NGEU na voljo sredstva v vrednosti 10,3 mrd EUR, ki so namenjena v podporo ukrepom za zeleno transformacijo.

Vsi zgoraj naštetih cilji slonijo na zaznanih globalnih trendih energetike, kot so zaton fosilne dobe, vzpon OVE, elektrifikacija prometa, decentralizacija, digitalizacija poslovanja, več prožnosti v energetskih sistemih, več vlaganj v infrastrukturo, jedrska energija kot zanesljiv vir energije za energetski prehod in vodik kot medij prenosa in shranjevanja energije. Omenjene smernice je zdravstvena kriza zaradi covid-19 v letih 2020 in 2021 zgolj še pospešila, saj razvite države okrevanje izkoriščajo kot priložnost za izvedbo zelenega prehoda. Zdravstvena kriza je namreč aktivirala visoke vložke za okrevanje in ponoven zagon, pri čemer so programi za okrevanje močno usmerjeni v trajnostni razvoj in gospodarstvo (kot npr. NGEU, ReactEU [9], Sklad za pravični prehod [10], InvestEU [11], Horizon Europe [12]). EU poziva države članice, naj vlagajo v nizkoogljične rešitve ter s tem sledijo zavezam za ogljično nevtralno družbo in dvig ravni samopreskrbe. Velik, a ne celoten delež zgoraj navedenih ciljev bodo predstavljale investicije v nove obnovljive vire, kot so sončne elektrarne (SE) in vetrne elektrarne (VE). Že osnovni scenariji EU predvidevajo, da se inštalirane moči SE in VE do leta 2030 občutno povečajo, npr. SE z 88 GW v letu 2015 na 313 GW v letu 2030 in VE z 127 GW v letu 2015 na 342 GW v letu 2030 [13].

2 METODOLOGIJA

Načrtovanje razvoja elektroenergetskega sistema (EES) je v splošnem kompleksno. Poleg načrtovanja prihodnjih potreb po EE je treba načrtovati tudi prihodnje proizvodnje vire EE. Prav tako je pomembno upoštevati še omejitve prenosnega in distribucijskega omrežja, čezmejne prenosne zmogljivosti ter tudi ekonomske in finančne kazalnike načrtovanih investicij. V tem poglavju so opisani temeljni metodologije, ki je bila uporabljena v tem raziskovalnem delu na konkretnem primeru Slovenije.

Kot osnova za postavljanje možnih scenarijev razvoja EES je najprej treba oceniti prihodnje potrebe po EE. Odjem EE v splošnem v vseh državah EU narašča kot posledica rasti gospodarstva in je tesno povezan z rastjo

bruto domačega proizvoda (BDP). Vseeno je v zadnjih letih možno opaziti razklop rasti BDP in odjema EE predvsem kot posledico učinkovite rabe energije. V prihodnjih letih in desetletjih bosta pomembno vlogo pri povečevanju potreb po EE igrali tudi elektrifikacija prometa ter elektrifikacija ogrevanja (toplotne črpalke) in hlajenja (klimatski sistemi). K porabi je treba pristeti še porabo energije fleksibilnih virov, ki energijo shranjujejo in jo nato vsaj delno vračajo v EES, seveda z upoštevanjem izgub pretvorbe energije. Celotno porabo EE poimenujemo bruto poraba (W_B) in jo definiramo kot:

$$W_B = W_K + W_F \quad (1),$$

kjer je W_K odjem končnih uporabnikov, ki vključuje tudi izgube na distribucijskem (DO) ter prenosnem omrežju (PO), W_F pa je poraba fleksibilnih virov, ki je sestavljena iz porabe črpalnih hidroelektrarn, porabe baterij in porabe elektrolizerjev. Poraba fleksibilnih virov ni vnaprej določena in je odvisna od potreb izravnavanja EES in postrojenja fleksibilnih tehnologij, ki so zmožne pretvarjanja EE v druge vire, in tako služijo kot dnevni in sezonski shranjevalniki EE.

Po sprejetju scenarija porabe EES sledijo scenariji proizvodnega portfelja. Najprej sledita analiza obstoječih proizvodnih kapacitet in načrtovanje delovanja obstoječih enot v prihodnje. Prav tako se upoštevajo vsi javno dostopni podatki o predvidenih novih večjih proizvodnih enotah, ki so načrtovane za začetek obratovanja v prihodnosti. Nato je treba z novimi dodatnimi viri in tehnologijami zadovoljiti tako pokrivanje porabe EE na letni ravni kakor tudi pokrivanje najvišjih urnih konic odjema in najvišjih urnih viškov EE glede na dopustne oziroma zelene maksimalne uvozne odvisnosti ter urne omejitve uvoza in izvoza EE glede na komercialno dostopne čezmejne prenosne zmogljivosti.

Pri ocenjevanju smiselnosti predlaganega scenarija razvoja EES so bili upoštevani trije ključni kriteriji:

- 1. Razogljičenje EES** – Zmanjšanje izpustov ogljikovega dioksida (CO_2) proizvodne mešanice v primerjavi z letom 1990 za najmanj 55 % do 2030 in za najmanj 95 % do 2050, merjeno v kg/kWh.
- 2. Zmerna uvozna in izvozna odvisnost EES na urnem nivoju** – Obdržati čezmejno izmenjavo električne energije v višini 50 % čezmejnih prenosnih zmogljivosti (ČPZ), namenjeni komercialni uporabi.
- 3. Energetska samooskrbnost na letni ravni** – V največji meri minimizirati uvožno odvisnost EE na letni ravni s konkretnim ciljem uvozne neodvisnosti EES najpozneje v letu 2050.

Za preverbo delovanja predlaganega scenarija in zagotovitev doseganja zgoraj navedenih kriterijev je bila narejena urna optimizacija EES za obdobje kritičnih tednov v letu. Takšna optimizacija sistema, katere kriterij je obdržati čezmejno izmenjavo EE pod vnaprej zastavljenimi ciljnim vrednostmi (ključni kriterij št. 2) vseh proizvodnih virov in fleksibilnih enot odgovarja na vprašanje zmerne uvozne in izvozne odvisnosti EES na dnevni in urni ravni ter ponuja največjo dodano vrednost raziskovalnega dela v primerjavi s podobnimi

raziskavami [5], [14] in razvojnimi načrti [15], ki urne optimizacije sistema ne zadevajo.

3 ENERGETSKA BILANCA SLOVENIJE

3.1 Porast odjema kot posledica elektrifikacije

Kljub povečanju učinkovitosti rabe energije bo v obdobju do leta 2050 poraba EE zrasla tako zaradi predvidene gospodarske rasti in rasti BDP kot tudi zaradi elektrifikacije vsega, še zlasti elektrifikacije prometa. Pri naših ocenah razvoja porabe izhajamo iz napovedi slovenskega systemskega operaterja (ELES) [15], ki upošteva tako večje aktivnosti na področju učinkovite rabe kot tudi ambiciozno rast elektrifikacije v prometu, zajete pa so tudi izgube v PO in DO. Skupna poraba končnih odjemalcev in izgub na PO in DO do leta 2050 je predstavljena v tabeli 1. Ker v prihodnosti predvidevamo največjo rast odjema prav na račun elektrifikacije prometa, je ločeno prikazan tudi predviden delež porabe energije za elektrificirana vozila, kjer je upoštevan 100-odstotni prehod na osebna e-vozila do 2050, predpostavljen je tudi prehod 70 % avtobusov na EE in 15-odstotni delež elektrificiranih večjih tovornih vozil in vlačilcev.

Tabela 1: Skupna poraba EE v GWh do leta 2050. Vključuje porabo končnih odjemalcev ter izgube na distribucijskem in prenosnem omrežju. Ne vključuje porabe črpalnih hidroelektrarn, baterij, porabe elektrolizerjev.

Leto [GWh]	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Skupaj poraba	13.353	14.515	15.749	17.318	19.171	21.421
Od tega za e-mobilnost	10	132	752	2.130	3.522	4.381

3.2 Spremembe obstoječe proizvodne strukture

Specifika EES v Sloveniji je nesorazmeren vpliv dveh največjih proizvodnih enot, Nuklearne elektrarne Krško (NEK) in Termoelektrarne Šoštanj (TEŠ), ki danes zagotavljata več kot 50 % vseh potreb po EE [16], pri čemer bo obdobje do leta 2050 občutno zaznamovalo vlogo obeh na precej različne načine. Po eni strani strateško-politična odločitev za opustitev premoga v luči prehoda v brezogljeno družbo pomeni zaustavitev delovanja TEŠ 5 in TEŠ 6 najpozneje do leta 2033 [17], pri čemer močan dvig cen emisijskih kuponov nakazuje veliko verjetnost nerentabilnosti ter posledično zaprtje ali vsaj občutno znižanje proizvodnje TEŠ že prej. Zato je v nadaljevanju upoštevan eden izmed možnih scenarijev, pri katerem bi se raba premoga v Sloveniji opustila z začetkom leta 2030. Tako želimo le preveriti, kaj to pomeni za EES Slovenije in kakšni izziv naš čakajo ob zaustavitvi druge največje proizvodne enote v Sloveniji.

Po drugi strani pa sta jedrska energija in NEK pomembna vira brezogljene EE, zato je nujno, da se Slovenija zavzame za podaljšanje obratovanja NEK najmanj do leta 2043 ter sprejme odločitev o gradnji drugega bloka Jedrske elektrarne Krško (JEK2). Zaradi časovne nepredvidljivosti pridobivanja ustreznih dovoljenj za izgradnjo JEK2 obstajajo različne ocene,

kdaj lahko pričakujemo začetek obratovanja elektrarne. Posamezni scenariji v Energetskem konceptu Slovenije (EKS) [14] iz leta 2018 predvidevajo začetek obratovanja najpozneje do leta 2045. Družba GEN energija predvideva prvi možen datum začetka obratovanja kmalu med letoma 2030 in 2035 [18]. V naših scenarijih smo predvideli izgradnjo in prehod JEK2 v komercialno obratovanje z začetkom leta 2037 z močjo 1.100 MW in letno proizvodnjo energije v višini 9,15 TWh. Če bo enota realizirana pred letom 2037, bo slednje imelo kvečjemu pozitiven vpliv na delovanje EES in razogljčenje slovenske elektroenergetike. Kot predpostavlja NEPN, je treba čim hitreje pridobiti vsa okoljevarstvena dovoljenja in meddržavne presoje ter najpozneje do leta 2027 sprejeti investicijsko odločitev za JEK2. Velja še omeniti, da v nadaljevanju zaradi deljenega lastništva enote NEK med Slovenijo in Hrvaško predpostavimo, da Sloveniji pripada samo polovični delež energije, ki ga proizvede NEK, s tem pa tudi polovična moč v višini približno 348 MW (meddržavni sporazum). Pri enoti JEK2 ne glede na lastništvo predpostavimo, da bo celotna energija prevzeta v Sloveniji.

Poleg tega sta po javno dostopnih podatkih predvideni dokončanje parno-plinske enote (PPE) v Energetiki Ljubljana z močjo 114 MW v letu 2023 [19] ter dokončanje izgradenj hidroelektrarn (HE) na spodnji in srednji Savi. V letu 2025 pričakujemo začetek obratovanja HE Mokrice z močjo 28,5 MW, nato do leta 2043 postopno dokončanje dodatnih HE na srednji Savi s skupno nazivno močjo 255 MW [20]. Predvidevamo tudi izgradnjo črpalne hidroelektrarne (ČHE) Kozjak z močjo dvakrat 220 MW v letu 2030 ter postopno povečanje termo proizvodnje iz biomase in bioplina, kot je predstavljeno v nadaljevanju.

Kot je prikazano v nadaljevanju na sliki 1, se ob teh predpostavkah razkorak med porabljenim in proizvedenim EE z leti precej povečuje in bo v letih od 2030 do 2034 znašal približno 6,5 TWh EE.

3.3 Pokrivanje primanjkljaja z novimi viri na letni ravni

Prihodnje naraščanje razkoraka med porabo in proizvodnjo nakazuje na izrazito potrebo po investicijah v nove proizvodne enote, pri čemer je nujno, da te prispevajo k prehodu v brezogljeno družbo, zato bodo največji doprinos h kritju energetskega primanjkljaja brez dvoma prispevali obnovljivi viri. Čeprav je v trenutni proizvodni strukturi največji delež OVE vodna energija, ta kljub načrtovanim novim HE na spodnji in srednji Savi ne bo dovolj za kritje energetskega primanjkljaja. Izdelan je bil scenarij pokrivanja primanjkljaja z novimi viri, ki je predstavljen v nadaljevanju.

Izraba SE je v Sloveniji vir z največjim potencialom za prihodnjo rast, a je trenutno še slabo izkoriščen. Obenem gre za zrelo tehnologijo, katere ekonomika se je v zadnjih letih močno izboljšala [21], zato največji preboj

v naslednjih 15 letih pričakujemo prav na področju inštalacije novih SE. Za izvedbo zelene preobrazbe slovenske energetike bo tako ključna maksimalna izraba sončnega potenciala, predvsem na strehah zgradb in na že degradiranih območjih.

Poleg SE predvidevamo tudi zmerno porast VE, saj je izraba vetra v Sloveniji manj primerna zaradi specifične geografske lege in degradirajočih posegov v naravno okolje. V razvojnem načrtu sledimo oceni potenciala VE, ki jo je podalo Ministrstvo za infrastrukturo [22].

Povečan delež OVE in zaprtje premogovnih enot v TEŠ bosta vplivala na pomanjkanje stanovitnih virov v EES, zato predvidimo izgradnjo dodatnih 400 MW plinskih (PE) ali plinsko-parnih elektrarn (PPE) (delno so lahko tudi kot kogeneracije za sproizvodnjo toplote, npr. ob večjih mestih) do leta 2030, ki se najpozneje do konca leta 2035 predelajo za uporabo obnovljivih ali nizkoogljičnih plinov, kjer sledimo najnovejši taksonomiji Evropske komisije [23]. 100 MW takšnih enot se predvideva na obstoječi lokaciji PE v Brestanici. Nova inštalirana moč SE in VE je prikazana v tabeli 2.

Tabela 2: Predvidena skupna inštalirana moč novih sončnih (SE) in vetrnih (VE) elektrarn v MW do leta 2050 v primerjavi z letom 2020.

Leto [MW]	2025	2030	2035	2040	2045	2050
SE	930	2.900	4.800	5.650	6.500	7.350
VE	70	180	350	450	500	550

3.4 Konične obremenitve – izravnava med diagramom odjema in diagramom proizvodnje

Nova struktura proizvodnje in povečan odjem bosta imela tudi izjemno velik vpliv na izravnavo dnevnik konic ter razlike med proizvodnjo in odjemom v posameznih urah znotraj dneva kot tudi na izravnavo sezonskih nihanj (razlike med poletnimi in zimskimi meseci v proizvodnji OVE in odjemom). Upoštevajoč zgoraj predvidene rasti posameznih razpršenih OVE ter napovedi rasti odjema maksimalne urne konice odjema ELES-a, do 2050 na DO in PO [15] dobimo predvidene primanjkljaje proizvodnje glede na porabo v zimskih mesecih in presežke v pomladanskih in poletnih mesecih. Predvideni primanjkljaji v zimski večerni konici, ko se pričakuje največji urni primanjkljaj proizvodnih virov v letu, in presežki maja ob 12. uri med konci tedna in prazniki, ko se pričakuje največji presežek previsoke urne proizvodnje zaradi visokega števila inštaliranih SE, so prikazani v tabeli 3.

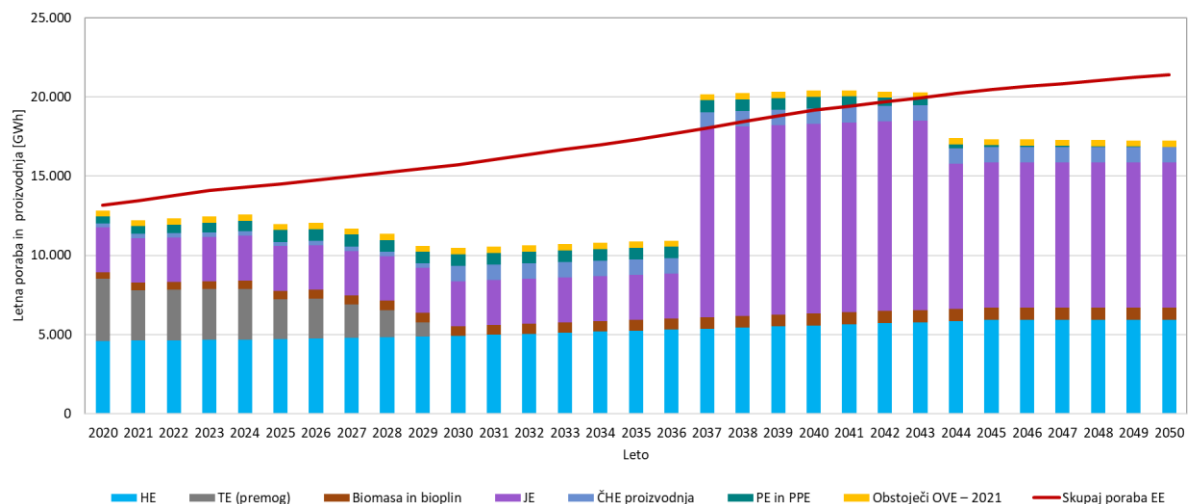
Tabela 3: Dinamika primanjkljajev in presežkov v MW do 2050.

Leto [MW]	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Primanjkljaj pozimi	300	393	929	47	274	1.595
Presežki spomladi	-200	314	864	2.531	2.965	3.673

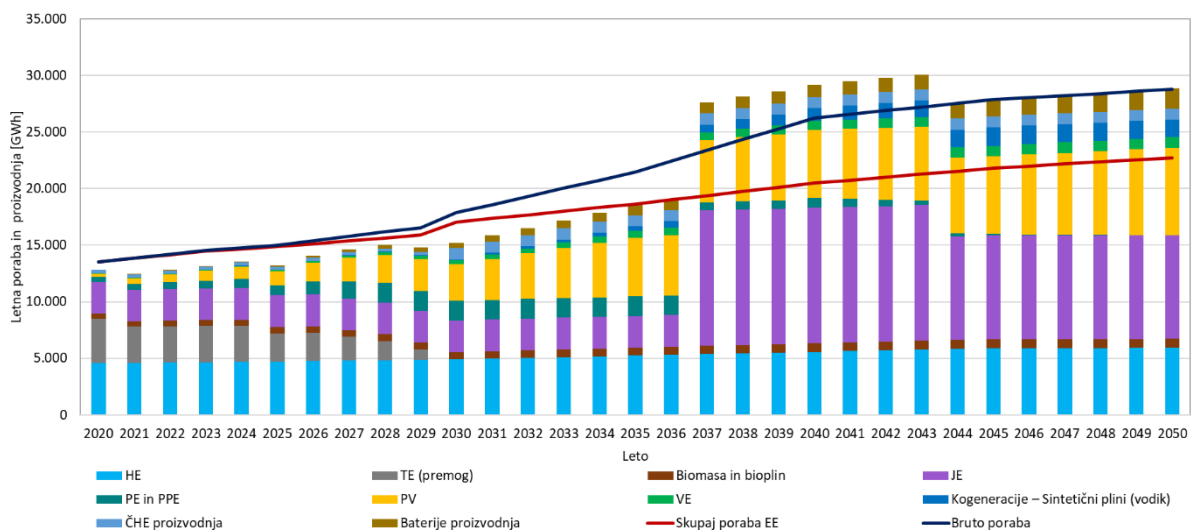
Glede na relativno dobro povezanost slovenskega EES s sosednjimi državami – Avstrijo, Italijo in Hrvaško – ter novo predvideno povezavo Slovenija–Madžarska, ki bi morala biti realizirana v letu 2022, ter ob upoštevanju načrtov Združenja evropskih sistemskih operaterjev prenosnih omrežij (angl. *European association for the cooperation of transmission system operators (TSOs) for electricity, ENTSO-E*) glede vedno bolj povezanega evropskega EES in čezmejnega uravnavanja pretokov, bomo velik del teh primanjkljajev in presežkov lahko pokrili z uvozom in izvozom. Dodajmo, da bodo po dokončanju povezave Slovenija–Madžarska skupne komercialno dostopne čezmejnne prenosne zmogljivosti Slovenije po 2030 znašale več kot 5.000 MW [15], a si kot kriterij maksimalne izmenjave s sosednjimi državami postavimo vrednost 50 % prenosnih zmogljivosti, to je 2.500 MW. Vrednost 50 % je izbrana na podlagi dosedanje rabe čezmejnih prenosnih kapacitet [15] in zavedanja, da mora ob ekstremnih razmerah (npr. ob izpadih večjih proizvodnih enot) na voljo ostati še dovolj kapacitet za izravnavo EES. Po našem mnenju je treba pri maksimalnih ravneh uvoza in izvoza upoštevati tudi podobne trende strukturnih sprememb proizvodnih virov znotraj celotne EU, zaostitve politike EU glede uvoza EE iz držav zunaj EU brez ustreznih podnebni politik (kar sicer zadeva t. i. *Carbon-Border Adjustment Mechanism*) ter odsotnosti velikih sezonskih akumulacij v širši regiji, po drugi strani pa sezonsko (zima – poletje) komplementarnost proizvodnje SE s proizvodnjo VE, ki bo v sosednjih državah še pomembnejši vir kot pri nas.

V luči zgoraj navedenih dejstev ter ne nazadnje tudi zaradi same ekonomike načrtujemo, da bo slovenski EES potreboval dodatne vire prožnosti in obsežne sisteme za dnevno in sezonsko shranjevanje. Razširitev in aktivacija virov prožnosti (aktivno upravljanje toplotnih črpalk, električnih vozil in preostalih naprav) ter sistemov za dnevno (baterije), tedensko (ČHE) in sezonsko shranjevanje EE bosta temeljili tako na novih tehnologijah in inovativnih pristopih za upravljanje podatkov in virov prožnosti kot tudi na novih tehnologijah za shranjevanje EE, kot je proizvodnja vodika skozi elektrolizo iz presežkov OVE.

Ključen prispevek in dodano vrednost za fleksibilno upravljanje konic bo omogočila ravno kombinacija prožnosti in shranjevanja. Medtem ko prožnost pomeni spremembo odjema ali proizvodnje v kratkem časovnem intervalu (torej časovni premik porabe/proizvodnje) in shranjevanje v baterijskih hranilnikih dnevno uravnavanje konic in sistemsko rezervo, pa shranjevanje EE v proizvodnjo obnovljivega plina (npr. vodik) omogoča tudi sezonsko shranjevanje energije. Dodaten doprinos k sezonskemu balansiranju EES in njegovemu razogljičenju je možen z nadomestitvijo uporabe plina za proizvodnjo EE in toplote v pomladanskih ter poletnih mesecih z razpršenimi vodikovimi kogeneracijami in elektrolizerji na industrijskih lokacijah.



Slika 1: Temeljni scenarij razvoja EES v Sloveniji do 2050. S podaljšanjem NEK do 2043, začetkom obratovanja JEK2 do 2037, scenarijem zaustavitve premoga do leta 2030, predvideno rastjo proizvodnje iz hidroenergije in brez investicij v preostale nove vire.



Slika 2: Predlagani scenarij razvoja EES v Sloveniji do 2050. Glede na temeljni scenarij na sliki 1 so v tem scenariju upoštevana dodatna vlaganja v nove obnovljive vire – predvsem SE, zmerno rast VE in fleksibilne vire in ponore: baterije, vodikove elektrolizerje in plin kot prehodni energent.

Predvidena dinamika izgradnje novih virov fleksibilnosti je predstavljena v tabeli 4, kjer so ločeno prikazani baterijski shranjevalniki (1), elektrolizerji in vodikove kogeneracije (2), prožnosti aktivnih odjemalcev (3) ter plinske enote (4) z možnostjo prehoda na obnovljive ali nizkoogljicne pline najpozneje v letu 2035, kar je v skladu z zadnjo taksonomijo Evropske komisije [23]. Glede energijske kapacitete posameznih hranilnikov predpostavimo pri baterijah (1), da gre za litij-ionske baterije z razmerjem moči in kapacitete 1 : 4 [24], pri proizvodnji vodika z elektrolizerji pa predpostavimo zmožnost shranjevanja tako pridobljenega vodika v razmerju 1 : 25 glede na moč elektrolizerjev v sistemu.

Tabela 4: Dinamika shranjevanja novih virov fleksibilnosti do 2050 v MW inštaliranih moči.

Viri fleksibilnosti [MW]	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Baterije (1)	100	500	1.000	1.200	1.600	2.000
Vodik (2)	10	100	600	1.300	1.700	2.000
Akt. odjemalci (3)	20	200	500	1.000	1.500	2.000
Plinske enote (4)	200	400	400	400	400	400

Pri tem smo predpostavili, da so nove tehnologije razpršene in priključene na omrežje na različnih napetostnih nivojih, kot je predstavljeno v tabeli 5, ki prikazuje stanje leta 2030.

Tabela 5: Porazdelitev novih tehnologij leta 2030 glede na napetostni nivo omrežja ter segment: NN – nizka napetost, SN – srednja napetost, VN – visoka napetost. Razlaga kratic: GOS – gospodinjstva, MPO – mala podjetja, PO – poslovni odjem.

Tehnologija	Delež glede na moč	Moč [MW]	Število enot
Sončne elektrarne	100 %	2.900	85.811
NN, samooskrba GOS	25 %	725	72.500
NN, skupnosti in MPO	20 %	580	11.600
SN, skupnosti in MPO	10 %	290	1.450
SN, srednji solarni parki	15 %	435	218
VN, večji solarni parki	30 %	870	44
Vetrne elektrarne	100 %	180	22
SN, srednja vetrna polja	25 %	45	15
VN, velika vetrna polja	75 %	135	7
Baterijski hranilniki	100 %	500	40.510
NN, GOS	35 %	175	35.000
NN, MPO	15 %	75	5.000
SN, PO + Elektroliza	30 %	150	500
VN, PO + Elektroliza	20 %	100	10
Elektrolizerji na zeleni vodik	100 %	100	38
SN, PO + Elektroliza	70 %	70	35
VN, PO + Elektroliza	30 %	30	3

Ob upoštevanju zgoraj navedenih investicij v vire fleksibilnosti ter ustreznih faktorjev istočasnosti in razpoložljivosti enot se zahteve glede uvoza in izvoza bistveno zmanjšajo. Tako ugotovimo, da se razmere ob najvišji urni zimski konici celo izboljšajo glede na današnje stanje in da lahko po letu 2040 energijo tudi v teh urah celo izvažamo, kar prikazuje tabela 6. Na vrednosti pod 50 % čezmejnih prenosnih zmogljivosti se prav tako spustijo tudi pomladanski presežki v urah najnižjega odjema in maksimalne proizvodnje SE, kar je prikazano v tabeli 6. Najvišja proizvodnja SE je zaradi sočasnosti delovanja na relativno majhni lokaciji, kot je Slovenija, predpostavljena v višini 65 % glede na inštalirano kapaciteto, kar se ujema z meritvami in zgodovinskimi podatki iz ENTSO-E [25].

Tabela 6: Dinamika primanjkljajev in presežkov v MW do leta 2050, vključujoč nove fleksibilne vire in enote.

Leto [MW]	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Primanjkljaj pozimi	0	352	669	-808	-1.276	-905
Presežki spomladi	-200	253	504	1.441	1.095	673

3.5 Urna optimizacija EES za obdobje najbolj kritičnih tednov v letu.

Rešitev pokrivanja konične obremenitve (tako presežkov kot primanjkljajev) in dnevna izravnava sistema v najbolj kritičnih dneh še ne zadostujeta pogoju ohranjanja uvoznih in izvoznih izmenjav pod 50 % čezmejnih prenosnih zmogljivosti v vsem letu. Sistem mora namreč zagotoviti tudi sezonsko izravnavo energije, kar je v

sistemu z večjim deležem obnovljivih virov toliko bolj potrebno. V tem raziskovalnem delu se ne dotaknemo drugih pomembnih kriterijev stabilnosti EES, kot so ohranjanje napetosti in omrežne frekvence ter inercije EES, in kriterija izpada enega elementa (N-1).

Za namen preverjanja izvedljivosti pokrivanja diagrama odjema s proizvodnjo smo najprej izvedli urno optimizacijo sistema za dva ključna in najbolj kritična tedna v letu:

Pomlad: Teden ob prvem maju. V takšnih tednih je tipično največji presežek EE v sistemu z visokim deležem SE, kajti zaradi ugodnih temperatur ni potrebe po ohlajanju ali ogrevanju stavb, SE dosegajo najvišjo proizvodnjo, odjem pa je zaradi prazničnih dni nizek.

Zima: Teden konec januarja. V takšnih tednih je tipično največji primanjkljaj EE. Zaradi nizkih temperatur je v takšnem tednu največja potreba po ogrevanju, hkrati pa je proizvodnja iz SE v januarju med najnižjimi v letu.

Z urno optimizacijo obdobja enega tedna želimo pokazati, da je EES možno balansirati v tehničnem smislu na tedenski ravni, hkrati pa z analizo najbolj kritičnih tednov in ekstrapolacijo rezultatov na sezono lahko ocenimo velikost sezonskega hranilnika EE. V optimizaciji zanemarjamo ekonomski vidik upravljanja fleksibilnih enot, a takšna ekonomska optimizacija bi lahko dosegala samo še boljše rezultate balansiranja EES. Obdobje urne optimizacije v raziskovalnem delu je bilo omejeno na obdobje enega tedna, saj se je v tej fazi raziskav optimizacijski problem za obdobje leta izkazal za prezahtevnega, je pa to nekaj, kar je vsekakor smiselno nadgraditi v bodoče.

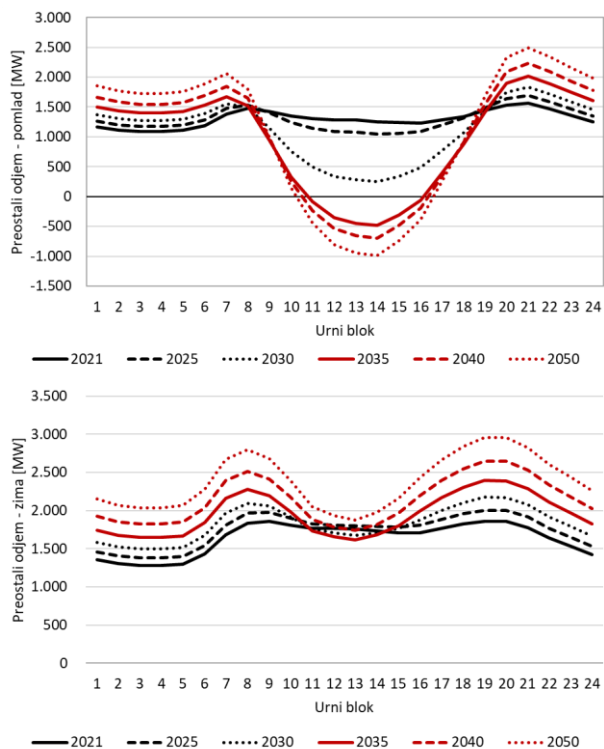
Z modelom je možno izdelati simulacijo za poljubno leto, vendar se v tem raziskovalnem delu osredotočimo na analizo scenarijev za leto 2030, saj je to v naših predpostavkah eno izmed ključnih let zaradi zaustavitve enot v TEŠ, ter za leto 2050 kot končno leto naših izračunov. Scenariji so prikazani v tabeli 7.

Tabela 7: Osnovni podatki predstavljenih scenarijev.

Ime scenarija	Leto	Obdobje - začetek	Obdobje - konec
2030_pomlad	2030	1. 5. 2030 00.00	7. 5. 2030 23.00
2030_zima	2030	25. 1. 2030 00.00	31. 1. 2030 23.00
2050_pomlad	2050	1. 5. 2050 00.00	7. 5. 2050 23.00
2050_zima	2050	25. 1. 2050 00.00	31. 1. 2050 23.00

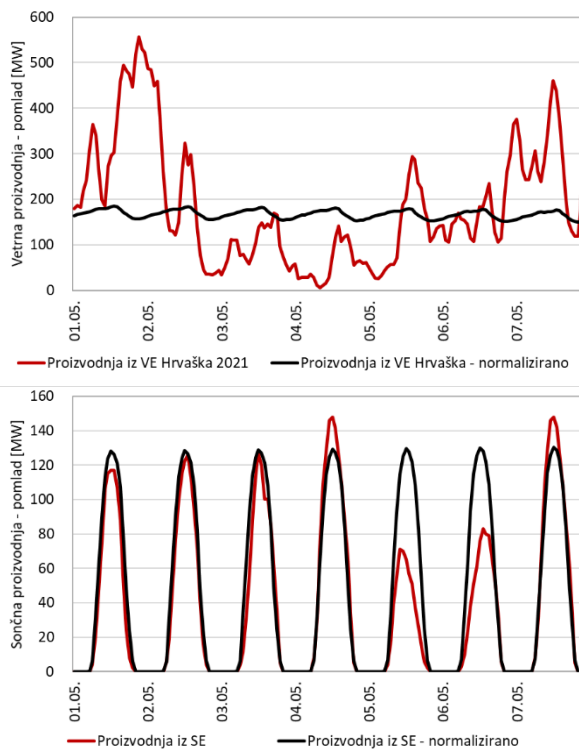
3.5.1 Vhodni podatki v simulacije

Kot je vidno s slike 3, se največji izzivi pojavijo spomladi, ko je presežkov sončne proizvodnje več, kot znaša odjem EE v Sloveniji. V tem primeru je treba presežke energije uporabiti za shranjevanje ali njeno pretvorbo v vodik ali energijo izvoziti na enoten evropski trg EE. Pozimi s presežki proizvodnje iz OVE ne bo izzivov, nastali pa bodo izzivi pokrivanja odjema v večernih urah ob delovanju toplotnih črpalk, na primer ob mrzlih jutrih.

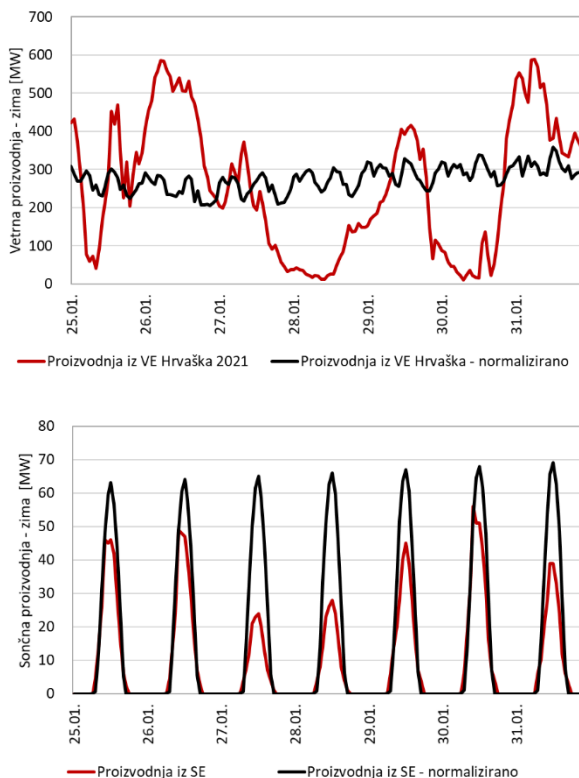


Slika 3: Spreminjanje preostalega odjema (tj. od skupnega odjema odšteta proizvodnja SE) v primeru dodajanja večje količine sončne energije za tipičen dan spomladi (zgoraj) in pozimi (spodaj).

V izračunih smo v vseh letih uporabili referenčni diagram proizvodnje vetra in sonca. Na slikah 4 in 5 sta prikazani primerjavi med uporabljenima referenčnima diagramoma in povprečna večletna diagrama sončne in vetrne proizvodnje v danem mesecu (tako imenovana normalna proizvodnja). V primeru simulacije spomladanskega tedna je uporabljen teden z nadpovprečno sočno proizvodnjo med koncem tedna ter normalnimi in podpovprečnimi dnevi sončne proizvodnje med delavniki. Referenčna hidrologija spomladi je bila uporabljena iz leta 2019, ko je bila spomladanska hidrologija rahlo nadpovprečna, medtem ko je bila referenčna hidrologija za zimski teden uporabljena iz leta 2020, ko je bila hidrologija zelo podpovprečna. V primeru zime referenčni podatki namenoma predstavljajo teden z izredno nizko sončno proizvodnjo (nižjo od običajne, dolgoletne normale) in visoko oscilacijo vetra. Pozimi smo prav tako uporabili scenarije nizke hidrologije, saj želimo simulirati manj verjeten scenarij, a ravno ta je najbolj kritičen za primer stabilnosti EES. Vsi referenčni podatki so bili nato multiplicirani glede na predvidene inštalirane kapacitete proizvodnih virov v posameznem letu v primerjavi z inštaliranimi kapacitetami v referenčnem letu.



Slika 4: Uporabljeni referenčni vhodni podatki vetrne (zgoraj) in sončne (spodaj) proizvodnje za pomlad.



Slika 5: Uporabljeni referenčni vhodni podatki vetrne (zgoraj) in sončne (spodaj) energije za zimo.

Tabela 8: Opis optimizacijskih spremenljivk.

Tehnologija	Spremenljivka	Opis
Baterijski sistem	$P_{X,t}$	Kapaciteta baterije. Odvisna je od stanja v prejšnjem trenutku (t-1) ter polnjenja oz. praznjenja v času t. Omejena je z 0 in maksimalno kapaciteto baterijskega sklopa. Veličina je energija.
	$P_{X+,t}$	Moč polnjenja baterije. Omejeno z 0 in maksimalno močjo inverterja.
	$P_{X-,t}$	Moč praznjenja baterije. Omejeno z 0 in maksimalno močjo inverterja.
Črpalne hidroelektrarne	$P_{P,t}$	Kapaciteta energije v bazenu. Odvisna je od stanja energije v prejšnjem trenutku (t-1) ter od polnjenja / praznjenja v času t. Omejena z 0 (popolnoma prazen bazen) in energijskim ekvivalentom maksimalno napolnjenega bazena. Veličina je energija.
	$P_{P+,t}$	Moč polnjenja bazena. Črpalna hidroelektrarna deluje v načinu porabnika. Omejena je z 0 in maksimalno močjo polnjenja.
	$P_{P-,t}$	Moč praznjenja bazena. Črpalna hidroelektrarna deluje v načinu proizvajalca električne energije. Omejena je z 0 in maksimalno močjo praznjenja.
Elektroliza / vodikove kogeneracije	$P_{H,t}$	Kapaciteta energije. Odvisna je od stanja v prejšnjem trenutku (t-1) ter polnjenja oz. praznjenja v času t. Omejena je z 0 in maksimalno napolnjenostjo. Veličina je energija.
	$P_{H+,t}$	Moč polnjenja vodikovih sezonskih shranjevalnikov. Omejeno je z 0 in maksimalno močjo polnjenja.
	$P_{H-,t}$	Moč praznjenja vodikovih sezonskih shranjevalnikov. Omejeno je z 0 in maksimalno močjo praznjenja.
Aktivni odjemalec	$P_{C,t}$	Moč aktivnega odjemalca. Tu predpostavimo, da lahko znotraj 4 urnih blokov prilagodi svoj odjem, da je neto energijska bilanca v teh blokih enaka nič. To predpostavimo, ker aktivni odjemalec npr. z spremembo delovanja toplotne črpalke ali režima polnjenja e-vozila izredno težko zamakne odjem za več kot nekaj ur zaradi lastnih potreb.
Plinske elektrarne	$P_{G,t}$	Moč proizvodnje plinskih elektram. Omejena je z 0 in maksimalno močjo inštaliranih plinskih enot.
JEK2	$P_{N,t}$	Moč proizvodnje JEK2. Omejena je z 0 in maksimalno močjo inštalirane moči. Delež JEK2 se lahko tudi prilagaja glede na stanje v sistemu do 25 % inštalirane moči.

3.5.2 Opis optimizacijskega modela

Numerična optimizacija je zapisana v obliki linearnega programa implementiranega v programskem jeziku Python. Jedro optimizacijskega problema sestavlja knjižica `cvxopt` in odprtokoden `glpk solver`, ki se je med preostalimi knjižicami izkazal za najbolj stabilnega tudi pri večjih velikosti matrik. Optimizacijske matrike so zgrajene s pomočjo `scipy` redkih (angl. *sparse*) matrik, ki so naknadno prevedene v `cvxopt` redke matrike. Skupno je problem modeliran s 13 optimizacijskimi spremenljivkami, od tega jih je 12 fizikalnih (opisanih v tabeli 8), ki opisujejo karakteristike posamezne enote, in ena pomožna, s katero zapišemo cilj kriterijske funkcije, ki je minimizacija razlike med proizvodnjo in porabo.

Problem modeliramo z matriko enakosti in neenakosti:

$$\mathbf{A}_{ub} \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{b}_{ub} \quad (2)$$

$$\mathbf{A}_{eq} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}_{eq} \quad (3)$$

Iščemo tiste vrednosti optimizacijskih spremenljivk, ki bodo minimizirale kriterijsko funkcijo:

$$\min_x c^T \mathbf{x} \quad (4)$$

Sistemi, ki predstavljajo akumulacijo energije v sistemu (baterijski hranilniki, črpalne hidroelektrarne ter vodikovi viri) so zapisani rekurzivno, kar pomeni, da je njihovo trenutno stanje pogojeno s prejšnjim stanjem. Tem virom dodatno podamo še robne pogoje, to so začetne kapacitete ter zahtevane končne vrednosti ob zadnjem optimizacijskem času (enačba 10). Poleg robnih pogojev vhodne parametre zaključujejo še izkoristki posameznih enot:

1. μ_X : izkoristek celotnega baterijskega sistema,
2. μ_P : izkoristek črpalne hidroelektrarne,

3. μ_{H+} : izkoristek elektrolizerjev na vhodu,

4. μ_{H-} : izkoristek elektrolizerjev na izhodu.

Z zgoraj predstavljenimi optimizacijskimi spremenljivkami in dodatnimi parametri zapišemo enačbe enakosti in sestavimo matriko \mathbf{A}_{eq} in \mathbf{b}_{eq} . Enačba 5 opisuje delovanje baterijskega sistema, z zamenjavo indeksov v enačbi in izkoristkov pa tudi črpalne hidroelektrarne in vodikovo kogeneracijo. Enačba 6 opisuje fleksibilnost aktivnih odjemalcev.

$$P_{X,t} = P_{X,t-1} + \mu_X P_{X+,t} - \frac{1}{\mu_X} P_{X-,t} \quad (5)$$

$$P_{C,t} + P_{C,t+1} + P_{C,t+2} + P_{C,t+3} = 0 \quad (6)$$

Omejitve optimizacijskih spremenljivk zapišemo v matriko \mathbf{A}_{ub} in vektor \mathbf{b}_{ub} . Enačbe 7–9 veljajo za baterijske sisteme, črpalne hidroelektrarne ter vodikovo kogeneracijo. Robne pogoje podaja za vse tri sisteme enačba 10. Omejitve aktivnih odjemalcev podaja enačba 11, omejitve plinskih enot in JEK2 opisuje enačba 12.

$$0 \leq P_{X,t} \leq P_{X,max} \quad (7)$$

$$0 \leq P_{X+,t} \leq P_{X+,max} \quad (8)$$

$$0 \leq P_{X-,t} \leq P_{X-,max} \quad (9)$$

$$P_{X,t=start} = P_{X,t=end} = \frac{P_{X,max}}{2} \quad (10)$$

$$P_{C,min} \leq P_{C,t} \leq P_{C,max} \quad (11)$$

$$0 \leq P_{G,t} \leq P_{G,max} \quad (12)$$

Cilj kriterijske funkcije je minimizacija odstopanj med proizvodnjo in porabo, tako da ustrezno aktiviramo zgoraj opisane vire, skladno z njihovimi omejitvami. Uvedemo dodatno optimizacijsko spremenljivko s , ki je definirana kot absolutna razlika med porabo in proizvodnjo, ki je ne optimiziramo (vhodni podatki), ter med razliko porabe in proizvodnje, ki je zajeta v

predstavljenih optimizacijskih spremenljivkah. Pogoji absolutne vrednosti ni linearen, zato pogoj z enačbama 18 in 19 transformiramo, da ju lahko zapišemo v linearnem programu.

$$s = s_t = \text{abs}[K_t - Z_t] \quad (13)$$

$$K_t = \text{obst. por.}_t - \text{obst. proiz.}_t \quad (14)$$

$$Z_t = \text{opt. por.}_t - \text{opt. proiz.}_t \quad (15)$$

$$\text{opt. por.} = P_{X+,t} + P_{P+,t} + P_{H+,t} + P_{C,t} \quad (16)$$

$$\text{opt. proiz.} = P_{X-,t} + P_{P-,t} + P_{H-,t} + P_{G,t} + P_{N,t} \quad (17)$$

Absolutna vrednost je zapisana v obliki, primerni za matriko A_{ub} :

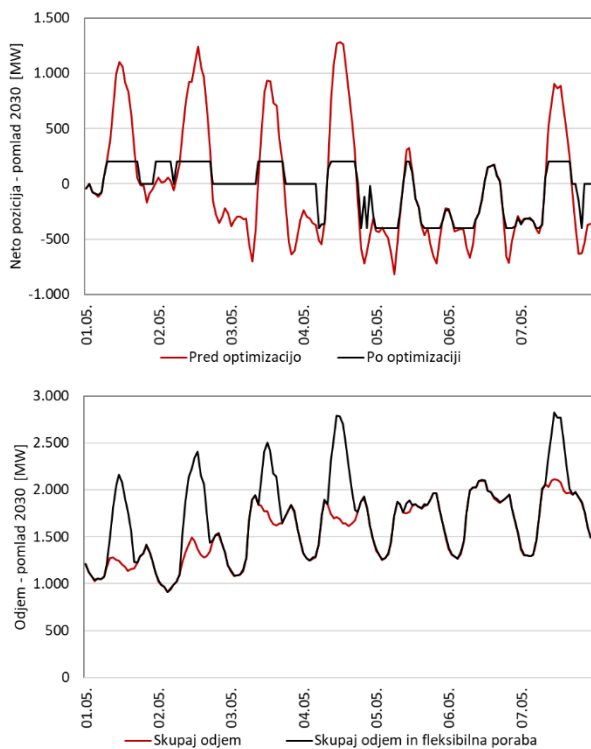
$$-s_t \leq K_t - Z_t \leq s_t \quad (18)$$

$$-s_t + Z_t \leq K_t \text{ in } -s_t - Z_t \leq -K_t \quad (19)$$

Optimiziramo tudi zamik odjema aktivnih odjemalcev, ki so sposobni znotraj štiri urnih blokov premakniti njihov odjem, in definiramo še maksimalno moč prilagoditve med $-P_c$ ter $+P_c$.

Uteži kriterijske funkcije so bile določene tako, da te odražajo lastno ceno posamezne enote. S tem zagotovimo, da rešitev ni samo tehnično izvedljiva, vendar tudi ekonomično optimalna. Vrstni red optimizacije proizvodnje in porabe (od vira, ki se najprej aktivira, do tistega, ki se aktivira zadnji): elektrolize in vodikove kogeneracije, aktivni odjemalci, črpalne hidroelektrarne, baterijski sistemi, plinske elektrarne in JEK2.

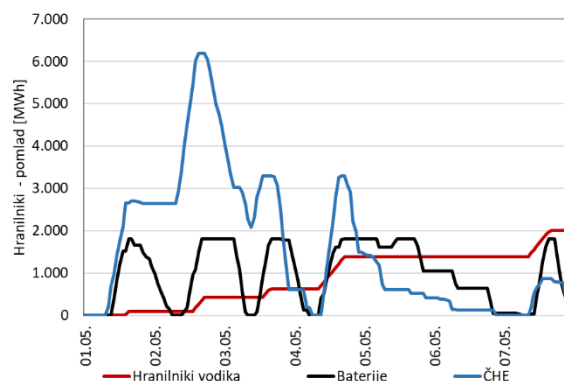
3.5.3 Rezultati za teden pomladi 2030



Slika 6: Rezultati optimizacije za pomlad 2030. Opaziti je, da je možno najvišje izvozne vrednosti omejiti do nivoja 200 MW z uporabo fleksibilnih virov, kot so črpalne hidroelektrarne in baterije, ter minimalno uporabo izdelave vodika z elektrolizerji.

Če se uresniči zgoraj predpostavljeni scenarij razvoja EES, bomo spomladi leta 2030 v slovenskem EES imeli presežke energije maksimalno nekaj več kot 1.000 MW. To so izvozne vrednosti, ki so manjše od 50 % čezmejnih prenosnih zmogljivosti in jih občasno slovenski EES dosega že danes. Optimizacija na urni ravni pokaže, da lahko presežke ustrezno balansiramo in zamejimo maksimalen izvoz v takšnem tednu na raven 200 MW, kot prikazuje slika 6.

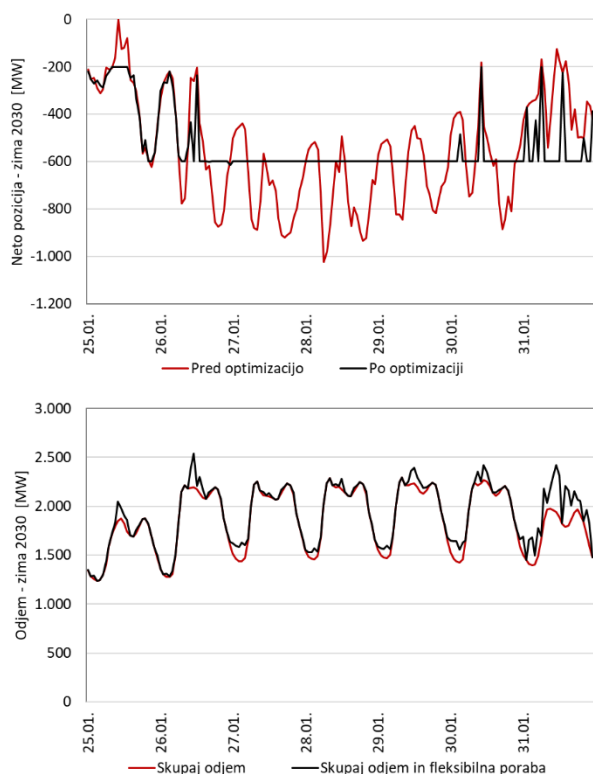
Spomnimo, da v tem scenariju TEŠ ne obratuje več. Presežke v sistemu je možno balansirati predvsem z uporabo ČHE Kozjak in Avče (slika 7), zato je pomembno, da je ČHE Kozjak v obratovanju že leta 2030. Dodatno nekaj balansiranja sistema opravijo baterije, ki jih predvidevamo 500 MW v letu 2030 s skupno kapaciteto 2.000 MWh. S 100 MW elektrolizerjev je del presežkov EE možno pretvoriti v vodik, ki ima v tem primeru vlogo sezonskega shranjevalnika energije in ga je možno do specifičnega deleža mešati v obstoječ plinovodni sistem. Vodik se prav tako lahko uporabi tudi za promet in industrijo.



Slika 7: Primer polnjenja in praznjenja shranjevalnikov energije za pomlad 2030.

3.5.4 Rezultati za teden zime 2030

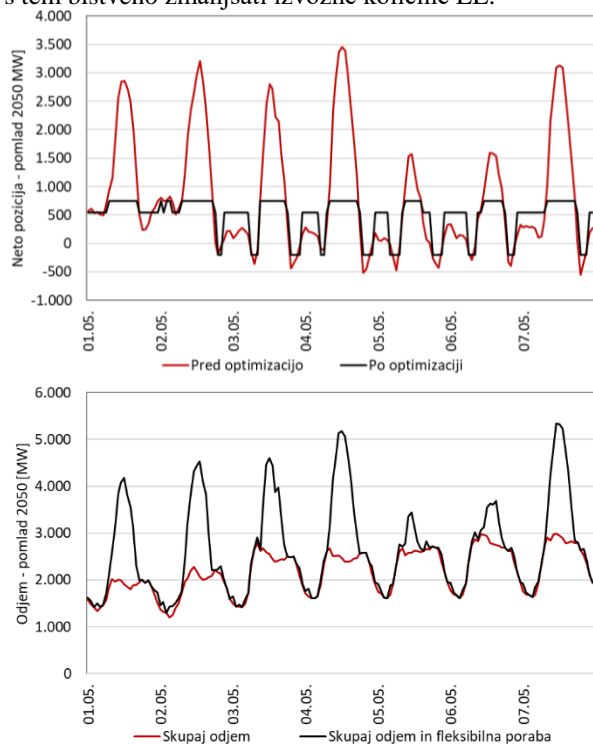
V letu 2030 zimski primanjkljaji pomenijo večji izziv v EES v primerjavi s spomladanskimi presežki. Ker TEŠ predvidoma ne deluje več, se v tem letu pozimi aktivira pasovna energija iz plinskih elektrarn v višini do 400 MW, zato je pomembno, da Slovenija v prihodnjih letih investira v nove kapacitete plinsko-parnih elektrarn, ki bodo služile kot prehodni energent za potrebe izravnavanja EES. Nove PPE morajo biti načrtovane tako, da bo po letu 2035 možen prehod goriva na obnovljive ali nizkoogljične pline (npr. vodik). Simulacija vseeno pokaže, da lahko na tedenski ravni z aktivacijo proizvodnje iz zemeljskega plina (67 GWh) in vodikovih kogeneracij (8 GWh) omejimo največjo uvozno odvisnost s 1.000 MW uvoza na 600 MW uvoza (slika 8), kar že danes ne pomeni večje ovire v slovenskem EES.



Slika 8: Rezultati optimizacije za zimo 2030.

3.5.5 Rezultati za teden pomladi 2050

Optimizacija sistema pomladi 2050 (slika 9) pokaže, da je možno solarne presežke, ki bodo takrat v sistemu, shranjevati v dnevni in sezonski hranilnikih energije in s tem bistveno zmanjšati izvozne količine EE.

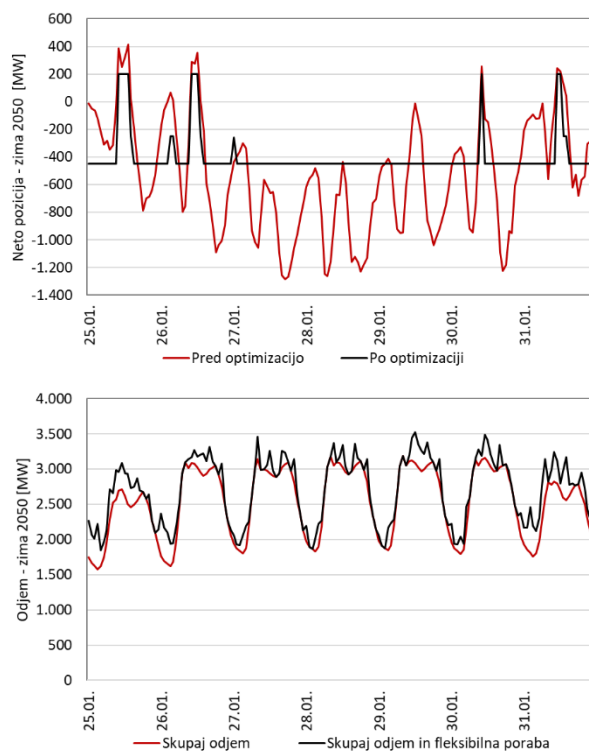


Slika 9: Rezultati optimizacije EES za pomlad 2050.

Kot upoštevano v simulacijah, bo sistemu izredno koristilo, če se bo enota JEK2 zmožna prilagajati najmanj v višini 25 % inštalirane kapacitete in tako pomagati pri balansiranju EES. Slika 9 prikazuje drastično znižanje izvoznih količin energije z nivoja 3.500 MW na obvladljiv nivo 750 MW ob spomladanskih presežkih z uporabo baterij, ČHE Avče in Kozjak ter elektrolizerjev.

3.5.6 Rezultati za teden zime 2050

Optimizacija sistema pozimi 2050 (slika 10) pokaže, da je možno siceršnji primanjkljaj energije v sistemu nadomeščati s sezonskim hranilniki vodika, baterijami, črpalnimi elektrarnami ter uvozom do 450 MW – v najbolj mrzlem tednu zime z rekordno nizko sončno proizvodnjo in izredno nizko hidrologijo, torej gre za enega izmed najslabših možnih scenarijev. Uvoz energije do 450 MWh/h je stalnica v EES Slovenije že danes in ne bi smel pomeniti izzivov leta 2050. V tem scenariju ni upoštevane nobene proizvodnje več s pomočjo zemeljskega plina (tako imamo ogljično nevtralni EES), upoštevana pa je proizvodnja EE iz elektrarn na vodik v višini 50 GWh tedensko. Če imamo 10 tako kritičnih tednov v času celotne zime, bi proizvodnja vodikovih elektrarn znašala 500 GWh letno. Za primerjavo, letna poraba zemeljskega plina v Sloveniji leta 2020 je bila 9,6 TWh.



Slika 10: Rezultati optimizacije EES za zimo 2050. JEK2 v tem primeru deluje s polno močjo.

Tabela 9: Scenarij razvoja proizvodne strukture v Sloveniji do leta 2050. V tabeli so predstavljene letne količine EE iz posameznega proizvodnega vira v GWh na petletni resoluciji.

Leto [GWh]	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Skupna proizvodnja EE	12.788	13.208	15.173	18.563	29.176	28.842	28.866
Jedrske elektrarne	2.815	2.815	2.815	2.815	11.969	9.154	9.154
HE, SE in VE	5.206	6.394	9.471	12.012	13.377	14.652	15.609
Velike HE	4.200	4.325	4.520	4.832	5.139	5.446	5.446
ČHE	281	281	980	980	980	980	980
male HE	385	388	394	412	439	463	476
SE	334	1.271	3.255	5.170	6.026	6.882	7.738
VE	6	129	321	619	794	882	970
Termoelektrarne (tudi na OVE)	4.767	3.912	2.438	2.837	2.749	2.596	2.302
Lesna biomasa in bioplin	421	542	617	688	752	789	791
Premog	3.925	2.500	0	0	0	0	0
Tekoča goriva	1	1	0	0	0	0	0
Obnovljivi plini (vodik)	0	11	86	414	1.139	1.675	1.511
Zemeljski plin	414	852	1.728	1.728	852	131	0
Odpadki (ne OVE)	7	7	7	7	7	0	0
Baterije	0	88	450	900	1.080	1.440	1.800

Rezultati urne optimizacije EES za najbolj kritične tedne v letu prikazujejo zmožnost izravnave EES v primeru večjega števila elektrarn OVE. Simulacije pokažejo, da lahko uvozne in izvozne potrebe na urni ravni ohranjamo pod 50 % čezmejnih prenosnih zmogljivosti in obenem v veliki meri dosežemo samozadostnost slovenskega EES na letni ravni. Prav tako nam te simulacije dajo osnovo za oceno velikosti sezonskih hranilnikov (zemeljskega plina in vodika) v prihodnjih letih. Analiza pokaže, da bo EES, kot je predviden v članku, obvladljiv z vidika urnih presežkov in manjkov ter prav tako z vidika sezonskega balansiranja sistema.

Povzetek prikazanih rezultatov s stališča zastavljenih kriterijev nepreseganja vnaprej določenih kriterijev prikazuje tabela 10.

Tabela 10: Rezultati prikazanih scenarijev pred optimizacijo in po njej v MW.

Ime scenarija	Maks. urni izvoz - pred opt. [MW]	Maks. urni uvoz - pred opt. [MW]	Maks. urni izvoz - po opt. [MW]	Maks. urni uvoz - po opt. [MW]
2030_pomlad	1,284	817	200	400
2030_zima	0	1,023	0	600
2050_pomlad	3,457	550	750	200
2050_zima	0	1285	0	450

3.6 Scenarij proizvodne strukture v Sloveniji do leta 2050

Ob upoštevanju vseh proizvodnih enot iz poglavja 3.3 in virov fleksibilnosti iz poglavja 3.4 se proizvodnja v slovenskem EES s 13,4 TWh v letu 2020 povzpne na 27,8 TWh v letu 2037, ko obratujeta oba nuklearna bloka v Krškem. Po zaprtju obstoječe NEK v letu 2043 (obstaja tudi možnost podaljšanja do 2063, ki pa je v simulacijah nismo upoštevali), proizvodnja v letu 2050 doseže 28,8 TWh, kot prikazuje tabela 9.

Dejstvo je, da baterije, kogeneracije in PE na obnovljive pline (vodik) v kombinaciji z elektrolizerji podobno kot ČHE niso proizvajalci EE, ampak porabniki, saj pri pretvorbi in shranjevanju nastajajo izgube. Čeprav so izkoristki baterij relativno visoki, je danes tehnologija shranjevanja EE preko obnovljivih plinov (npr. vodika) še v povojih. Temu primerno so trenutno tudi izkoristki relativno nizki. Ker Evropska komisija pospešeno spodbuja in investira v nadaljnji razvoj vodikovih tehnologij, pričakujemo v naslednjih desetletjih prebojne inovacije na tem področju. Zato smo predpostavili, da se bo izkoristek s 35 % leta 2025 povzpel na 50 % do leta 2040 in se nato ohranil na teh ravneh. Poleg tega smo zaradi ugodne energetske situacije po letu 2035 predvideli, da se med 50 % in 75 % proizvedenega vodika uporabi v industriji ali prometu in se ne pretvori ponovno v EE. Tako se odjem zaradi novih tehnologij poveča za približno 6 TWh v letu 2050, skupna dinamika odjema pa je prikazana v tabeli 11.

Uravnoteženost porabe EE in proizvodnje ter pokritost porabe s posameznimi proizvodnimi viri na letni ravni je za celotno obdobje od 2020 do 2050 nazorno prikazana na sliki 2.

Tabela 11: Dinamika rasti bruto odjema EE do leta 2050 skupaj s porabo baterij in elektrolizerjev.

Leto [GWh]	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Bruto poraba	13.539	15.023	17.872	21.474	26.242	28.767
Končni odjemalci in izgube	13.162	14.515	15.749	17.318	19.171	21.421
Porabe ČHE	377	377	1.316	1.316	1.316	1.316
Poraba baterije	0	100	500	1.000	1.200	2.000
Poraba elektrolizerjev	0	17	307	1.840	4.555	4.030

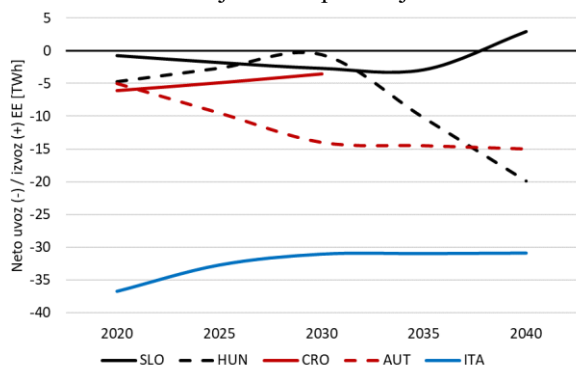
4 UVOZNA ODVISNOST

S takšnim načrtovanjem razvoja slovenskega EES dosežemo, da je uvozna odvisnost v vseh letih manjša, kot je bila v drugem desetletju tega tisočletja, torej pred nastopom zdravstvene krize zaradi covid-19. Po izgradnji JEK2 bo imel sistem presežke, do leta 2050 pa se sistem popolnoma uravnovesi, kar prikazuje tabela 12.

Tabela 12: Uravnoveženost porabe in proizvodnje do leta 2050.

Leto [GWh]	2025	2030	2035	2040	2050
Letna proizvodnja	13.208	15.173	18.563	29.176	28.866
Letni odjem	15.023	17.872	21.474	26.242	28.767
Uvoz/izvoz	-1.815	-2.698	-2.911	+2.934	+99
Uvozna odvisnost [%]	-12,1	-15,1	-13,6	+11,2	+0,3

Z letom 2037 oziroma ob začetku komercialnega obratovanja enote JEK2 postane Slovenija neto izvoznik EE. Ocenjujemo, da iskanje ponora presežne energije na integriranem evropskem energetskem trgu ne bo izziv, saj je Slovenija obkrožena z državami, ki so vse neto uvozniki EE. Skladno z javno dostopnimi podatki iz nacionalnih energetsko-podnebni načrtov držav članic EU [26] in z upoštevanjem scenarijev z dodatnimi ukrepi na področju razogljičenja bodo vse sosednje države še naprej neto uvozniki EE. Prikaz uvozne odvisnosti EE za posamezno od sosednjih držav prikazuje slika 11.



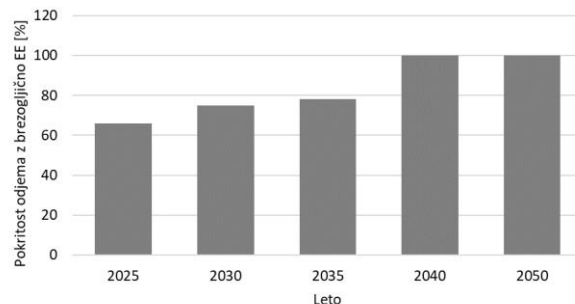
Slika 11: Neto bilanca EE v TWh glede na NEPN-okoliških držav [26].

5 VPLIV ZELENE TRANSFORMACIJE NA EES

Predstavljen scenarij razvoja slovenskega EES ne omogoča le elektroenergetske neodvisnosti in samozadostnosti, temveč tudi izpolnitev vseh zastavljenih ciljev na področju razogljičenja in podnebni ciljev, ki jih predvideva sprejeta Podnebna strategija. Kot je razvidno iz tabele 13, se po predstavljenem scenariju delež brezogljične EE z leti strmo povečuje, s tem pa v celoti pokrijemo domače potrebe po EE z brezogljičnimi domačimi viri že leta 2035. Skladno s tem se znižujejo tudi izpusti CO₂ proizvodne mešanice slovenskega EES. Ti danes znašajo približno 0,320 kg/kWh [27], kar letno znese okoli 4,3 milijona ton izpustov CO₂ v ozračje samo iz sektorja EE.

Tabela 13: Scenarij razvoja EES in razogljičenje do 2050.

Leto	2025	2030	2035	2040	2050
Pokritost odjema z brezogljično EE [%]	66	75	78	100	100
Izpusti CO ₂ [mio ton]	2.591	691	691	341	0
Delež brezogljične EE [%]	75	89	91	97	100
Izpusti CO ₂ proizvodne mešanice EES [kg/kWh]	0,20	0,05	0,04	0,01	0,00
Izpusti CO ₂ glede na leto 2005 [%]	40	11	11	5	0



Slika 12: Pokritost odjema Slovenije z brezogljično EE.

6 DISKUSIJA IN ZAKLJUČEK

Razogljičenje EES postaja v vseh evropskih državah pomembna tematika v interesu javnosti, tudi in predvsem zaradi ambiciozne strategije Evropske komisije in paketa »Pripravljeni na 55«. Raziskovalni del se nanaša na prihodnjo rast odjema EE v Sloveniji do leta 2050 in predstavi rešitev pokrivanja porabe preko domačih, obstoječih in novih proizvodnih virov. Predstavljeni scenarij razvoja slovenskega EES, ki temelji na kombinaciji obnovljivih virov energije in jedrske energije, izpolnjuje ključne podnebno-energetske cilje, kot izhaja iz strateških dokumentov tako na nacionalni ravni kot na ravni EU, ter uspešno zadovoljuje tri kriterije, ki smo si jih zastavili pri postavljanju metodologije:

1. Razogljičenje EES – S predstavljenim scenarijem razvoja EES Slovenije zmanjšamo izpuste CO₂ na nič še pred letom 2050, hkrati pomembno zmanjšamo izpuste CO₂ že do vmesnega cilja v letu 2030. Leta 2035 v Sloveniji proizvedemo več brezogljične električne energije, kot je porabimo.

2. Zmerna uvozna in izvozna odvisnost EES na urni ravni – Z urnimi simulacijami obratovanja EES v najbolj kritičnih tednih smo pokazali, da uvoz in izvoz električne energije v posameznih urah v letih 2030 in 2050 ne bo presegel 1.000 MW, kar je precej pod zastavljenim kriterijem 50 % obstoječih čezmejnih prenosnih zmogljivosti Republike Slovenije.

3. Energetska samooskrbnost na letni ravni – V letih od 2043 do 2050 oziroma po prenehanju obratovanja NEK dosežemo popolno samooskrbnost EES Slovenije na letni ravni. Največji letni primanjkljaj je predviden v letu 2036 oziroma pred zgraditvijo JEK2, ko ta začasno znaša 3,4 TWh ali 15 % letnega bruto odjema. Slednje je

še vedno v mejah normale in ne presega dejanskega primanjkljaja Republike Slovenije iz preteklih letih.

Ambicija predstavljene raziskave ni napoved razvoja slovenskega EES, saj so tovrstne napovedi pregovorno nenatančne, še zlasti v obdobju energetskega prehoda. Ponuja pa spodbudne ugotovitve pri možnostih prihodnjega razvoja EES Slovenije in nagovarja odločevalce, ki sledijo ambicioznim, a še vedno realnim ciljem pri razogljčenju elektroenergetskega sistema. Pomemben zaključek analize je, da lahko z ambicioznimi cilji za OVE nadaljnjo rabo jedrske energije ter pravilnimi ukrepi za razvoj fleksibilnih virov in shranjevanja energije Slovenija do leta 2030 doseže delež pokritosti odjema z brezogljčno energijo v višini 76 %, medtem ko 100 % delež doseže do leta 2040 ali ob dokončanju JEK2. Zaradi naštetega predstavljena raziskava ponuja predvsem uvid, kako zastaviti kratkoročni in srednjeročni akcijski načrt na področju energetike v Sloveniji do 2030, kar bo ključno za doseganje ciljev zelenega prehoda.

Predstavljeno raziskovalno delo ne obravnava vseh odprtih vprašanj prihodnjega razvoja slovenskega EES, zato je raziskave smiselno nadaljevati in nadgraditi. Naslednji korak vidimo v stroškovnem vrednotenju in ekonomiki predlaganega scenarija. Prav tako je smiselno nadgraditi in izboljšati urno optimizacijo EES Slovenije ter jo razširiti na letno raven. Predstavljeni scenarij lahko tvori tudi konkretno izhodišče za analizo potrebnih nadgradenj slovenskega prenosnega in distribucijskega omrežja ter oceno potrebnih investicijskih vlaganj.

ZAHVALA

Raziskovalno delo, opisano v članku, je bilo v celoti ali delno predhodno že predstavljeno sistemskemu operaterju prenosnega omrežja (ELES), Konzorciju za pospešitev zelene transformacije in Centru za energetske učinkovitost Instituta »Jožef Stefan« (IJS CEU). Avtorji se vsem organizacijam in njihovim strokovnjakom iskreno zahvaljujejo za plodne in strokovne diskusije ter konstruktivne komentarje.

LITERATURA

- [1] „Evropski zeleni dogovor,“ Evropska komisija, [Elektronski]. Available: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_sl. [Poskus dostopa januar 2022].
- [2] "Pripravljeni na 55," Svet Evropske unije, [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/sl/policies/green-deal/eu-plan-for-a-green-transition/>. [Accessed januar 2022].
- [3] „UREDBA (EU) 2021/1119 EVROPSKEGA PARLAMENTA IN SVETA o vzpostavitvi okvira za doseganje podnebne nevtralnosti in spremembi uredb (ES) št. 401/2009 in (EU) 2018/1999 (evropska podnebna pravila),“ EUR-Lex, 9 julij 2021. [Elektronski]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/TXT/?uri=CELEX%3A32021R1119>. [Poskus dostopa januar 2022].
- [4] „Pariški sporazum o podnebnih spremembah,“ Svet Evropske unije, [Elektronski]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/sl/policies/climate-change/paris-agreement/>. [Poskus dostopa januar 2022].
- [5] „Celoviti nacionalni energetske in podnebni načrt Republike Slovenije,“ 28 Februar 2020. [Elektronski]. Available: https://www.energetika-portal.si/fileadmin/dokumenti/publikacije/nepn/dokumenti/nep_n_5_0_final_feb-2020.pdf. [Poskus dostopa januar 2022].
- [6] „Resolucija o Dolgoročni podnebni strategiji Slovenije do leta 2050,“ 13 Julij 2021. [Elektronski]. Available: <https://www.uradni-list.si/glasilo-uradni-list-rs/vsebina/2021-01-2552?sop=2021-01-2552>. [Poskus dostopa januar 2022].
- [7] „Multiannual financial framework 2021-2027,“ European Commission, december 2020. [Elektronski]. Available: https://ec.europa.eu/info/strategy/eu-budget/long-term-eu-budget/2021-2027/documents_en. [Poskus dostopa januar 2022].
- [8] „NextGenerationEU,“ Evropska unija, [Elektronski]. Available: https://europa.eu/next-generation-eu/index_sl. [Poskus dostopa januar 2022].
- [9] „React-EU,“ European Commission, [Elektronski]. Available: https://ec.europa.eu/regional_policy/en/newsroom/coronavirus-response/react-eu/. [Poskus dostopa februar 2022].
- [10] „Sklad za pravični prehod,“ Evropski parlament, [Elektronski]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/sl/sheet/214/sklad-za-pravicni-prehod>. [Poskus dostopa februar 2022].
- [11] „InvestEU,“ European Union, [Elektronski]. Available: https://europa.eu/investeu/home_en. [Poskus dostopa februar 2022].
- [12] „Horizon Europe,“ European Commission, [Elektronski]. Available: https://ec.europa.eu/info/research-and-innovation/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en. [Poskus dostopa februar 2022].
- [13] „Impact Assessment: Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people,“ EUR-Lex, 17 september 2020. [Elektronski]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020SC0176>. [Poskus dostopa februar 2022].
- [14] „Energetski koncept Slovenije,“ Portal Energetika, januar 2022. [Elektronski]. Available: <https://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/energetski-koncept-slovenije/>.
- [15] „Razvojni načrt prenosnega sistema Republike Slovenije za obdobje 2021-2030,“ ELES, [Elektronski]. Available: https://www.eles.si/Portals/0/Documents/ELES_razvojni_nacrt_2021-2030.pdf. [Poskus dostopa februar 2022].
- [16] „Električna energija (GWh), Slovenija, letno,“ SiStat, [Elektronski]. Available: <https://pxweb.stat.si/SiStatData/pxweb/sl/Data/-/1817602S.px/>. [Poskus dostopa februar 2022].
- [17] „Nacionalna strategija za izstop iz premoga in prestrukturiranje premogovnih regij v skladu z načeli pravičnega prehoda,“ Ministrstvo za infrastrukturo, december 2021. [Elektronski]. Available: https://www.energetika-portal.si/fileadmin/dokumenti/publikacije/premog_izhod/strategija_prem_vlada_jan202.pdf. [Poskus dostopa februar 2022].
- [18] „Steber slovenskega elektroenergetskega prehoda,“ januar 2022. [Elektronski]. Available: https://www.gen-energija.si/files/materials/48/pdf/Gen_Energija_Brosura_Steber%20Slo%20EE%20prehoda.pdf. [Poskus dostopa februar 2022].
- [19] „Strateški projekti,“ Energetika Ljubljana, [Elektronski]. Available: <https://www.energetika.si/energetika-ljubljana/odruzbi/strateski-nacrt/strateski-projekti>. [Poskus dostopa februar 2022].
- [20] „Letno poročilo družbe in skupine GEN za leto 2020,“ Skupina GEN, junij 2021. [Elektronski]. Available: https://www.gen-energija.si/files/materials/46/pdf/Skupina%20GEN_LP20_web_2.pdf. [Poskus dostopa februar 2022].

- [21] „Solar PV module prices,“ Our World in Data, [Elektronski]. Available: <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices?yScale=log>. [Poskus dostopa februar 2022].
- [22] „Celovit pregled potencialno ustreznih območij za izkoriščanje vetrne energije,“ Ministrstvo za infrastrukturo, avgust 2015. [Elektronski]. Available: http://www.energetika-portal.si/fileadmin/dokumenti/publikacije/an_ove/posodobitev_2017/strokovne_podlage_ve-comb.pdf. [Poskus dostopa februar 2022].
- [23] „EU Taxonomy: Commission presents Complementary Climate Delegated Act to accelerate decarbonisation,“ European Commission, februar 2022. [Elektronski]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_711. [Poskus dostopa februar 2022].
- [24] H. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic in A. Jossen, „Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids,“ december 2017. [Elektronski]. Available: https://www.researchgate.net/publication/321735081_Lithium-Ion_Battery_Storage_for_the_Grid-A_Review_of_Stationary_Battery_Storage_System_Design_Tailored_for_Applications_in_Modern_Power_Grids. [Poskus dostopa februar 2022].
- [25] „Transparency Platform,“ ENTSO-E, [Elektronski]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/>. [Poskus dostopa februar 2022].
- [26] „National energy and climate plans,“ European Commission, januar 2022. [Elektronski]. Available: https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en.
- [27] „Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2020,“ Agencija za energijo, [Elektronski]. Available: <https://www.agen-rs.si/documents/10926/38704/Poro%C4%8Dilo-o-stanju-na-podro%C4%8Dju-energetike-v-Sloveniji-v-letu-2020/6ef6ecb0-4e1c-4ead-83eb-7da6326cd77f>. [Poskus dostopa februar 2022].

Jan Bohinec je leta 2015 magistriral iz fizike na Fakulteti za matematiko in fiziko Univerze v Ljubljani. Od leta 2013 je zaposlen v podjetju GEN-I, od leta 2020 opravlja funkcijo vodje službe za analizo trgov in portfelja. Njegovo področje raziskovanja so energetske trgi in razvoj elektroenergetskih sistemov.

Jan Tršinar je magistriral iz elektroenergetike na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Od leta 2020 je zaposlen v podjetju GEN-I v službi za analitiko prodaje in razvoja storitev.

Žiga Žerjav je magistriral iz elektroenergetike na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Z letom 2018 je začel delati v podjetju GEN-I kot študent, leta 2019 pa se je zaposlil v službi za analitiko prodaje in razvoja storitev.

Lucija Blažej je magistrirala iz elektroenergetike na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Od leta 2021 je zaposlena v podjetju GEN-I v službi za analitiko prodaje in razvoja storitev.

Tomaž Štokelj je poklicno pot začel leta 1995 na Soških elektrarnah Nova Gorica, leta 1997 pa se je kot mladi raziskovalec pridružil Laboratoriju za energetske strategije na Fakulteti za elektrotehniko, kjer je leta 2001 doktoriral s področja optimizacije obratovanja elektrarn v dereguliranem EES. Leta 2002 se je zaposlil na HSE kot izvršni direktor trženja in to funkcijo opravljal do leta 2017, ko je poklicno pot nadaljeval kot samostojni podjetnik. Od leta 2021 je zaposlen na GEN-I, kjer opravlja funkcijo direktorja strateškega upravljanja portfeljev.

Dejan Paravan je poklicno pot začel leta 1999 kot raziskovalec na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani, kjer je leta 2004 tudi doktoriral s področja obvladovanja srednjeročnih tveganj proizvajalcev na trgu električne energije. Po končanem doktoratu je poklicno pot nadaljeval v podjetju GEN-I. Od takrat je zasedel več vodstvenih položajev s poudarkom na razvoju prodaje električne energije, trženju obnovljivih virov energije, razvoju agregatorske funkcije za odzivanje na povpraševanje in drugih energetske storitev. Trenutno je direktor strateškega inoviranja skupine GEN-I in direktor več njenih hčerinskih družb v tujini.