
Jože P. DAMIJAN, Drago BABIČ*

ANALIZA ALTERNATIVNIH ELEKTROENERGETSKIH KONCEPTOV ZA SLOVENIJO Z VIDIKA TRAJNOSTNEGA RAZVOJA**

Povzetek. Članek prinaša dva glavna izvirna prispevka. Prvi prispevek je kvantitativna opredelitev potrebnega obsega električne energije za potrebe razvojne dinamike, s katero bi Slovenija do leta 2050 dosegla sedanjno raven razvitih držav EU, in za potrebe energetskega prehoda. Analiza kaže, da naj bi se skupna poraba električne energije med letoma 2025 in 2050 zaradi zagotavljanja ustrezne ravni blaginje in zaradi energetskega prehoda podvojila. Drugi prispevek članka je v opredelitvi optimalnega elektroenergetskega sistema Slovenije, ki bi hkrati zagotovil realizacijo obeh ciljev in zadostil ključnim kriterijem. V članku primernost treh alternativnih elektroenergetskih sistemov (NEPN OVE, NEPN OVE + jedrska, SAZU-GZS) presojamo iz petih vidikov. Ugotavljamo, da je koncept SAZU-GZS superioren po vseh petih kriterijih, in sicer glede (1) zadostnega obsega električne energije, (2) strateške avtonomije Slovenije pri električni energiji, (3) za polovico nižjih potrebnih investicij na enoto proizvedene električne energije, (4) za polovico nižje stroškovne cene električne energije, (5) razogljičenja proizvodnje in porabe električne energije v Sloveniji. Na podlagi tega ugotavljamo, da je za potrebe trajnostnega razvoja pomembna prava kombinacija nizkoogljičnih virov (primarno jedrska in hidro energija ter dopolnilno OVE viri sonca in vetra) in hranilnikov energije, medtem ko so energetske koncepti zgolj na osnovi OVE virov tehnično nevzdržni in/ali zahtevajo bistveno višje investicije, hkrati pa ne vodijo k realizaciji podnebnih ciljev glede razogljičenja. Te ugotovitve so v skladu z ugotovitvami v literaturi s tega področja.

Ključni pojmi: blaginja, trajnostna rast, nizkoogljični viri energije.

* Dr. Jože P. Damijan, redni profesor, Ekonomska fakulteta, Univerza v Ljubljani, University of Ljubljana, Svet za razvoj pri SAZU, Slovenija, e-pošta: joze.damijan@ef.uni-lj.si; Mag. Drago Babič, Svet za razvoj pri SAZU, Slovenija.

** Izvirni znanstveni članek.
DOI: 10.51936/tip.61.4.807

UVOD

Primarni cilj vsake družbe je zagotavljanje blaginje svojim prebivalcem, pri čemer se ta cilj pogojuje z doseganjem rasti blaginje na trajnostni način. Pri razmišljanju o trajnostnem razvoju je zato treba izhajati iz ciljne funkcije zagotavljanja blaginje, ki mora upoštevati najmanj dva kriterija: (i) optimalno rabo omejenih resursov v proizvodnih procesih zagotavljanja blaginje in (ii) minimiziranje negativnih socialnih, okoljskih in drugih širših družbenih učinkov v teh procesih ekonomiziranja. V tem članku se z ozirom na trajnostni energetski prehod osredinjamo predvsem na optimiziranje zagotavljanja obsega potrebne energije v procesih zagotavljanja družbene blaginje ob kriterijih ekonomske učinkovitosti in minimiziranja negativnih okoljskih učinkov. Pri tem se glede slednjih za potrebe tega članka omejujemo predvsem na emisije CO₂ v proizvodnji energije.

Ključni dejavnik za doseganje rasti blaginje – ob človeškem in fizičnem kapitalu – je zagotovitev potrebnega obsega energije. Glede tega se Slovenija – podobno kot druge države – srečuje z dvema izzivoma. Prvi izziv je, kako zagotoviti potreben obseg energije, ki bo potreben za prehod na raven visoke razvitosti in zagotavljanje ustrezno visoke ravni blaginje prebivalstva. Drugi izziv pa je, kako ta obseg potrebne energije zagotoviti v času zaostrenih podnebnih sprememb in kako dodatno zagotoviti potreben obseg (predvsem električne) energije, ki bo potreben za energetski prehod od uporabe fosilnih goriv (tako pri ogrevanju in transportu kot v industriji) na nizkoogljične vire energije.

Članek analizira alternativne elektroenergetske koncepte za Slovenijo, ki naj bi zadostili obema izzivoma. Pristop postavljanja arbitrarnih političnih ciljev, koliko naj bi znašala poraba energije v prihodnosti, kakršen je v Nacionalnem energetsko podnebnem načrtu (NEPN 2020, 2023), je po našem mnenju napačen. Menimo, da je bolj smiselno in konsistentno, da bi prihodnjo porabo energije ocenili glede na potrebe, ki izhajajo iz predvidene bodoče dinamike gospodarske rasti za prehod med razvite države in drugih ključnih strukturnih dejavnikov, nato pa to porabo energije nadgraditi s potrebnimi spremembami v virih energije glede na zahteve energetskega prehoda v smeri ciljev ogljične nevtralnosti do leta 2050.

V članku smo potrebe po energiji za doseganje obeh ciljev določili v dveh korakih. V prvem koraku smo z ekonometričnim modelom na podatkih za 195 držav za obdobje 1975–2020 ocenili nelinearno povezavo med porabo električne energije ter BDP na prebivalca in drugih strukturnih dejavnikov. Na tej osnovi smo opredelili prihodnjo osnovno porabo električne energije v Sloveniji v skladu z dinamiko BDP in drugih strukturnih dejavnikov, da bi se Slovenija približala ravni razvitosti najbolj razvitih evropskih držav. V drugem koraku smo na podlagi ekspertne ocene delovne skupine pri Slovenski akademiji znanosti in umetnosti (SAZU 2022) ocenili potrebe skupne porabe električne energije do leta 2050 za zagotovitev energetskega prehoda, ki predvideva nadomeščanje fosilnih goriv predvsem z električno energijo, pridobljeno iz nizkoogljičnih virov.

Analiza kaže, da naj bi se skupna poraba električne energije med letoma 2025 in 2050 zaradi zagotavljanja ustrezne ravni blaginje in zaradi energetskega prehoda podvojila. Od tega na zagotavljanje povečane blaginje prebivalstva odpade četrtnina, na zagotavljanje potrebne električne energije za energetske prehod pa tri četrtine dodatne porabe električne energije. To pomeni, da bo energetske prehod zahteval trikrat večje povečanje porabe električne energije, kot bi bilo potrebno, da bi Slovenija dosegla razvitost (blaginjo) danes najbolj razvitih evropskih držav.

V članku analiziramo tri alternativne elektroenergetske koncepte, ki naj bi zagotovili dovolj energije za potrebe razvoja (da Slovenija doseže ravni razvitosti najbolj razvitih držav) in za potrebe energetskega prehoda v smeri ogljične nevtralnosti do leta 2050. Kot izhodišče služi posodobljen Nacionalni energetski in podnebni načrt (NEPN 2023), ki predvideva dva alternativna scenarija razvoja slovenskega elektroenergetskega sistema: (1) scenarij OVE (proizvodnja električne energije do leta 2050 prihaja v celoti iz OVE virov) in (2) OVE + jedrski scenarij (električna energija se do tega leta proizvaja kot kombinacija OVE virov in jedrske energije). Problem obeh scenarijev NEPN je dvojen. Prvič, oba temeljita na preveč konservativnih ocenah prihodnje končne rabe električne energije za potrebe razvoja in energetskega prehoda. Do leta 2040 primanjkuje na letni ravni okrog 3 TWh električne energije, kar pomeni okrog 15-odstotno uvozno odvisnost. Po letu 2040 se situacija še poslabša in po obeh scenarijih uvozna odvisnost po letu 2043 znaša med 15 in 25 %, kar je nevzdržno z vidika zagotavljanja stabilne in zanesljive oskrbe z električno energijo za tekoče potrebe in potrebe energetskega prehoda. In drugič, oba scenarija temeljita na tehnično nevzdržno velikem deležu proizvodnje električne energije iz nestanovitnih OVE virov. V scenariju OVE bi se delež iz sončnih in vetrnih elektrarn v skupni proizvodnji električne energije do leta 2050 povečal na 60 %, v scenariju OVE z jedrsko energijo pa v letu 2050 na 38 %.

Tako visoki deleži električne energije iz OVE virov v omrežju so iz tehnične vidika nevzdržni, saj v elektroenergetski sistem zaradi svoje nestanovitnosti (dnevni in sezonski ciklovi ter odvisnosti od trenutnega vremena) vnašajo izjemno nestabilnost. Bistveno povečani deleži nestanovitnih OVE virov, vključenih v omrežje, za izravnavanje dnevnih in sezonskih diskrepanc med proizvodnjo in porabo energije zahtevajo na eni strani ustrezno velike kapacitete nadomestnih fleksibilnih stabilnih virov energije, kot so termoelektrarne na plin in premog (za čas, ko sonce ne sije oziroma ne dovolj), in na drugi strani ustrezno velike kapacitete za shranjevanje cikličnih presežkov električne energije (črpalne hidroelektrarne, baterije, elektrolizerji). NEPN ne predvideva niti teh nadomestnih kapacitet niti kapacitet za shranjevanje viškov energije (razen črpalnih hidroelektrarn), kar pomeni, da je celoten elektroenergetski koncept v NEPN nestvaren oziroma tehnično nevzdržen.

Kot alternativo v članku analiziramo koncept SAZU-GZS (2022, 2024), ki zagotavlja potreben obseg električne energije za razvoj in energetske prehod v

celotnem obdobju do leta 2050, ob zgolj manj kot 5-odstotni uvozni odvisnosti v obdobju med 2033 (zaprtjem TEŠ) in 2037 (začetkom obratovanja JEK2). Koncept SAZU-GZS temelji na jedrski in hidro energiji (skupaj 69 % celotne proizvedene električne energije do leta 2050), vključuje pa tudi pomemben delež električne energije iz sonca in vetra, vendar v razumnem obsegu (največ okrog 15 % proizvedene električne energije), ki ob ustreznih kapacitetah nadomestnih virov in hranilnikov energije ne povzročata neobvladljivih težav za stabilnost elektroenergetskega sistema. Hkrati pa koncept vključuje tako potrebne kapacitete za shranjevanje viškov električne energije (črpalne HE in baterije) in za pretvorbo viškov energije v vodik, s katerim bi nadomeščali zemeljski plin v energetiki, prometu in industriji.

To pomeni, da je koncept SAZU-GZS optimiziran tako, da (1) minimizira sezonske diskrepance med proizvodnjo in porabo energije (zaradi pasovnega obratovanja jedrskih elektrarn in vključenih rezervnih kapacitet), (2) zagotavlja hipno izravnavanje morebitnih razlik med proizvodnjo in porabo znotraj dneva (prek HE, ČHE in baterij) in (3) zagotavlja dovolj energije za proizvodnjo zelenega vodika, s katerim se lahko nadomešča pomemben del porabe plina v energetiki in industriji ter porabe mineralnih goriv v prometu.

Primernost teh treh alternativnih elektroenergetskih sistemov za potrebe razvoja in za potrebe energetskega prehoda za Slovenijo presojamo s petih vidikov: (1) z vidika zagotavljanja potrebnega obsega energije, (2) z vidika zagotavljanja energetske avtonomije, (3) z vidika potrebnih družbenih investicij, (4) z vidika zagotavlja konkurenčne stroškovne cene energije in (5) z vidika doseganja cilja razogljičenja proizvodnje električne energije.

Struktura članka je naslednja. V drugem poglavju je ocenjen potreben obseg energije za prehod k visoki ravni razvitosti in energetskega prehoda. Tretje poglavje predstavlja optimalno strukturo elektroenergetskega sistema Slovenije in analizira tri alternativne koncepte. V četrtem poglavju so ocenjeni učinki alternativnih energetskega konceptov Slovenije po petih kriterijih. Zadnje poglavje povzema glavne ugotovitve članka.

POTREBEN OBSEG ENERGIJE ZA PREHOD K VISOKI RAVNI RAZVITOSTI IN ENERGETSKI PREHOD

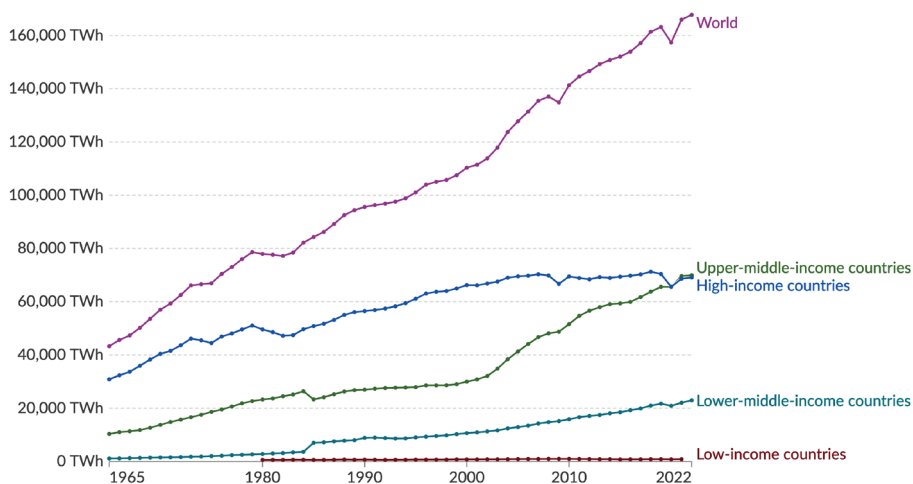
Gospodarska rast je navkljub vsem pomanjkljivostim in negativnim eksternalijam najboljši način za zagotavljanje blaginje prebivalstva. Kot kaže indeks človeškega razvoja (Human Development Index, HDI), ki ga pripravlja UNDP, so najpomembnejši pokazatelji blaginje in kvalitete življenja, kot so umrljivost ob rojstvu, pričakovana življenjska doba, raven dosežene izobrazbe itd., tesno povezani z razvitostjo države, merjene z BDP na prebivalca.¹ Gospodarska rast omogoča doseganje visoke ravni človekovega razvoja, kar pomeni, da je za

¹ Korelacijski koeficienti ranga med BDP na prebivalca in HDI za države z visokim, srednjim in nizkim človekovim razvojem znašajo 0,797, 0,801 oziroma 0,628 (Islam 1995).

- Analiza alternativnih elektroenergetskih konceptov za Slovenijo z vidika trajnostnega razvoja

zagotavljanje gospodarske rasti potrebno zagotoviti tudi ključne »inpute«, med njimi energijo (Lomborg 2020).

Slika 1: PORABA PRIMARNE ENERGIJE V SVETU (TWh)



Opomba: Podatki vključujejo le komercialna goriva (premog, nafta, plin), jedrsko energijo in sodobne obnovljive vire energije. Ne vključujejo porabe tradicionalne biomase.

Vir: Our World in Data/Energy.

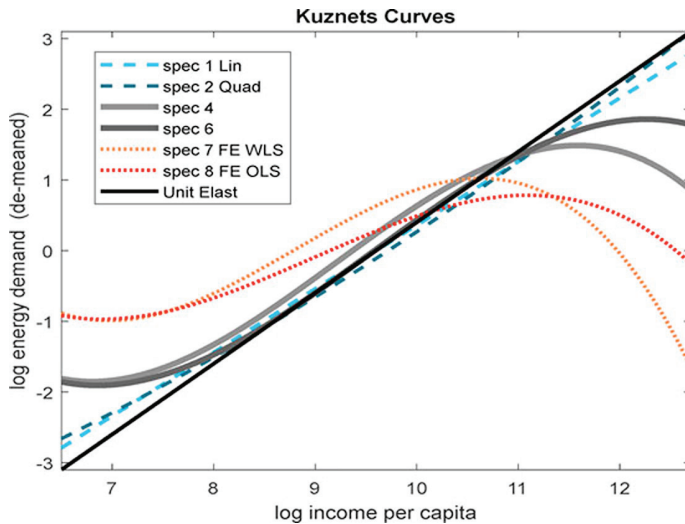
Podatki na Sliki 1 kažejo, da svetovna poraba primarne energije po drugi svetovni vojni do danes enakomerno narašča. Precejšnje razlike pa se kažejo v porabi energije med različno razvitimi državami. Poraba energije močno narašča predvsem v skupini držav z visokim srednjim dohodkom (predvsem azijske hitro rastoče države, kot so Kitajska, Indija in Indonezija, sem sodi tudi Slovenija), nekoliko manj v državah z nizkim srednjim dohodkom, medtem ko stagnira v državah z nizkim dohodkom in državah z visokim dohodkom. Podatki kažejo, da je v državah z visokim dohodkom po letu 2008 poraba primarne energije dosegla najvišjo stopnjo in da se utegne v prihodnjih desetletjih zaradi manjše energetske intenzivnosti gospodarjenja znižati.

Metodologija za oceno potrebnega obsega električne energije

To povezavo med razvitostjo in porabo energije so preučevali v številnih empiričnih študijah (glej denimo Medlock & Soligo (2001), van Benthem & Romani (2009), ki so analizirali nelinearno povezavo med razvitostjo in porabo energije). V empirični analizi Mednarodnega denarnega sklada (Bogmans et al. 2020) so ekonomisti ugotavljali, ali obstaja povezava med razvitostjo in porabo energije v obliki t. i. Kuznetsove krivulje (v obliki narobe obrnjene črke U). Torej, ali na ravneh dovolj visoke stopnje razvitosti pride do saturacije porabe energije ter

njenega postopnega upadanja z gospodarskim razvojem. Na vzorcu 127 držav za obdobje 1850–2017 so kot najboljšo aproksimacijo povezave med razvitostjo in porabo energije ugotovili kubično povezavo med obema (polinom 3. stopnje za BDP na prebivalca). Kot prikazuje Slika 2, je mogoče z različnimi specifikacijami ekonometričnega modela oceniti stopnjo preobrata porabe energije v odvisnosti od stopnje razvitosti in drugih ključnih spremenljivk, kot so obseg prebivalstva, delež industrije v BDP in delež starejšega prebivalstva. Avtorji ugotavljajo, da na srednji ravni razvitosti poraba energije raste linearno glede na rast prebivalstva in BDP na prebivalca, na visoki ravni razvitosti pa poraba energije raste linearno glede na rast prebivalstva in nelinearno upada z rastjo BDP na prebivalca (polinom 3. stopnje). Specifično, ugotovili so, da prelomna točka v razmerju med energijo in dohodkom (tj. največja dohodkovna elastičnost) nastopi pri približno 10.000 USD (po stalnih cenah iz 2011), kar je pod svetovnim dohodkom na prebivalca v letu 2015 v višini 15.000 USD. Pri tej ravni dohodka je dohodkovna elastičnost energije približno 1. Vrh Kuznetsove krivulje (tj. raven dohodka, ki statično določa nasičenost z energijo) pa je zelo visok, nad 107.000 USD.

Slika 2: KUZNETSOVA KRIVULJA: NELINEARNA POVEZAVA MED RAZVITOSTJO IN PORABO ENERGIJE



Vir: Bogmans et al. (2020).

Za Slovenijo, ki je trenutno v skupini držav z visokim srednjim dohodkom in stremi k stopnji razvitosti držav z visokim dohodkom, je zanimiv energetski prehod od višje k nižji energetski intenzivnosti, do katerega pride s prehodom na visoko stopnjo razvitosti. Pomembno je ugotoviti, kakšen obseg energije mora zagotoviti, da si bo lahko zagotovila prehod med razvite države in stopnjo blaginje na tej ravni razvitosti. Brez zagotovitve zadovoljivih količin energije ni

mogoče doseči zelenih ciljev glede zagotavljanja blaginje in človeškega razvoja. Nasprotno, pomanjkanje energije vodi v energetske revščino in suboptimalne ravni BDP na prebivalca, ki ne omogočajo zagotavljanja potrebnih ravni ključnih javnih storitev za razvoj in blaginjo prebivalstva, kot so zdravstvo, šolstvo, varnost in javne administrativne storitve. Brez zagotovitve zadovoljivih količin energije tudi ni mogoče zagotoviti zelenega prehoda v smeri zmanjševanja porabe fosilnih goriv. Zato je namesto postavljanja arbitrarnih političnih ciljev, koliko naj bi znašala poraba energije v prihodnosti, kakršen je denimo pristop v Nacionalnem energetskega podnebnem načrtu (NEPN), bolj smiselno prihodnjo porabo energije oceniti glede na potrebe po energiji, ki izhajajo iz predvidene bodoče dinamike gospodarske rasti za prehod med razvite države in drugih ključnih strukturnih dejavnikov.

Pred nami sta dva izziva: zagotovitev prehoda na raven visoke razvitosti (in blaginje) ter zagotovitev energetskega prehoda. Prvi nalaga oceno potrebnega obsega energije, ki bo potreben za prehod na raven visoke razvitosti, drugi pa oceno potrebnega obsega električne energije, ki bo potreben za energetske prehod, torej za opuščanje fosilnih goriv tako pri ogrevanju in transportu kot v industriji.

V ta namen smo prihodnje potrebe po energiji skupaj in posebej po električni energiji v Sloveniji ocenili s podobnim modelom kot v Bogmans et al. (2020). In sicer smo v prvem koraku s spodnjim modelom (1) ocenili povezavo med porabo električne energije in številom prebivalcev, BDP na prebivalca, deležem industrije v BDP in deležem starejšega prebivalstva:

$$E_{it} = \beta_0 + \beta_p \text{pop}_{it} + \beta_1 y_{it} + \beta_2 (y_{it})^2 + \beta_3 (y_{it})^3 + \lambda_t + \beta_A A_i + \beta_m m_{it} + \varepsilon_{it} \quad (1)$$

Pri tem je E_{it} poraba (električne) energije v državi i in letu t , pop_{it} je število prebivalcev, y_{it} je BDP na prebivalca, A_i je delež prebivalstva, starejšega od 65 let, m_{it} je delež industrije v BDP in je ε_{it} i.i.d porazdeljena statistična napaka. Ker je v razvitih državah raven porabe energije višja, energetska intenzivnost pa drugačna kot v manj razvitih državah, je v model vključena tudi nepravna spremenljivka za razvite države, tako samostojno kot tudi v interakciji z vsemi pojasnjevalnimi spremenljivkami. To omogoča analizirati, ali se razvite države glede porabe energije obnašajo drugače od manj razvitih držav. Model je bil tudi posebej ocenjen samo za vzorec razvitih držav.

Model je bil ocenjen na podatkih za 195 držav in za obdobje 1975–2020. Vir podatkov so Svetovna banka in Our World in Data. Model je bil ocenjen z metodo tehtanih najmanjših kvadratov in z vključenimi fiksnimi učinki za leta in države, kar je ekvivalentno cenilki s fiksnimi učinki.

Ocena potrebnega obsega električne energije v Sloveniji do leta 2050

Model je bil ločeno ocenjen za končno porabo energije skupaj in posebej za končno porabo električne energije, vendar pa v Tabeli 1 predstavljamo samo rezultate za porabo električne energije. Rezultati kažejo, da model zelo dobro

opisuje porabo električne energije v zajetih (vseh) državah, saj je z vključenimi pojasnjevalnimi spremenljivkami mogoče pojasniti več kot 90 % variabilnosti v porabi električne energije. Vsi trije členi spremenljivke za razvitost (y_{it} , y_{it}^2 , y_{it}^3) so statistično značilni, kar kaže na blago konkavno obliko povezave med razvitostjo in porabo energije. Pri tem je linearni člen razvitosti (y_{it}) visok in pozitiven, kar kaže na to, da poraba električne energije narašča z razvitostjo. Prav tako pozitiven je koeficient za število prebivalcev ((pop_{it})), delež industrije v BDP ($myit$) in delež starejšega prebivalstva (A_{it}), kar pomeni, da ti dejavniki povečujejo porabo energije dodatno k dejavniku razvitosti oziroma dohodka na prebivalca. Interakcijski člen za razvite države kaže, da v razvitih državah vse pojasnjevalne spremenljivke dodatno povečujejo porabo električne energije glede na manj razvite države. Izjema sta le dva koeficienta, in sicer je tretji člen v polinomu dejavnika razvitosti (y_{it}^3) v razvitih državah statistično manjši, kar nakazuje na konkavnost krivulje porabe električne energije v razvitih državah. Druga razlika pa je statistično značilno negativni učinek dejavnika deleža prebivalcev nad 65 let (A_{it}) v razvitih državah. To pomeni, da hitrejše staranje prebivalstva v razvitih državah negativno vpliva na obseg porabe električne energije.

V drugem koraku smo ocenili prihodnjo porabo električne energije v Sloveniji do leta 2050 na podlagi ocen parametrov tega modela. Glede na to, da Slovenija razvojno (glede na BDP na prebivalca) za razvitimi evropskimi državami zaostaja za okrog 20 let, je ocenjena pretekla poraba energije v razvitih državah lahko dober napovednik za bodočo porabo energije v Sloveniji. Seveda ob upoštevanju specifičnih lastnosti Slovenije, kot so pričakovana rast prebivalstva in BDP na prebivalca, delež industrije v BDP in delež starejšega prebivalstva. Kot izhodišče za simulacije prihodnje porabe električne energije v Sloveniji smo vzeli koeficiente iz specifikacije (stolpca) 7 v Tabeli 1 za razvite države ter napovedi gibanja navedenih ključnih spremenljivk za Slovenijo. Glede dinamike demografije in deleža prebivalstva nad 65 let smo vzeli projekcije prebivalstva Evropske komisije (EUROPOP 2019), ki jih za Slovenijo objavlja Statistični urad RS. Glede deleža industrije v BDP smo izhajali iz podatka za Slovenijo za leto 2021 in nanj aplicirali dinamiko deleža industrije v Avstriji in Nemčiji v preteklosti ob podobni ravni razvitosti, kot jo je v izhodišču (leta 2020) imela Slovenija. To pomeni, da predpostavljamo, da se bo v Sloveniji v prihodnosti z rastjo razvitosti delež industrije zmanjševal podobno, kot se je v obeh navedenih državah.

Glede projekcije rasti BDP na prebivalca do leta 2050 smo naredili lastne projekcije, pri čemer smo upoštevali dejavnik konvergence – upočasnjevanje stopnje rasti BDP z dohitevanjem Slovenije razvitih držav EU. Naredili smo tri simulacije, in sicer v skladu z optimističnim, srednjim in pesimističnim scenarijem rasti BDP na prebivalca. Na Sliki 3 so predstavljeni scenariji projekcije rasti BDP. Optimistični scenarij predvideva, da se bo slovenski BDP na prebivalca v obdobju 2020–2050 povečal za 122 %, pesimistični scenarij predvideva povečanje za 65 %, medtem ko srednji scenarij predvideva povečanje za 93 %.

Za nadaljevanje je ključen naš srednji scenarij dinamike BDP, ki je uporabljen

- Analiza alternativnih elektroenergetskih konceptov za Slovenijo z vidika trajnostnega razvoja

Tabela 1: OCENE MODELA PORABE ELEKTRIČNE ENERGIJE

	(1) Vse	(2) Vse	(3) Vse	(4) Vse	(5) Vse	(6) Vse	(7) Razvite
D	-0.491 [-10.70]***	99.238 [1.78]*	-0.423 [-9.46]***	71.029 [1.37]	-0.478 [-10.39]***	97942 [1.76]*	4.014
Log Population	0.375 [12.49]***	0.287 [9.02]***	0.384 [12.76]***	0.294 [9.14]***	0.375 [12.42]***	0.290 [9.00]***	1.372 [16.64]***
Log Population x Dev		0.780 [8.89]***		0.776 [9.14]***		0.724 [8.19]***	
Log GDPpc	4.402 [5.18]***	10.797 [10.01]***	4.149 [4.85]***	10.878 [9.88]***	4.349 [5.07]***	10.773 [9.84]***	-12.481 [-0.75]
Log GDPpc x Dev		-35.033 [-2.11]**		-27.016 [-1.74]*		-34.505 [-2.08]**	
Log GDPpc2	-0.376 [-3.70]***	-1.193 [-9.06]***	-0.340 [-3.33]***	-1.199 [-8.91]***	-0.368 [-3.59]***	-1.188 [-8.88]***	1.707 [1.04]
Log GDPpc2 x Dev		3.951 [2.39]**		3.195 [2.07]**		3.887 [2.36]**	
Log GDPpc3	0.013 [3.24]***	0.047 [8.90]***	0.011 [2.81]***	0.047 [8.73]***	0.013 [3.12]***	0.047 [8.71]***	-0.069 [-1.27]
Log GDPpc3 x Dev		-0.147 [-2.69]***		-0.123 [-2.41]**		-0.144 [-2.65]***	
Log Manuf.share	0.692 [16.75]***	0.689 [15.86]***	0.726 [17.72]***	0.709 [16.21]***	0.696 [16.69]***	0.694 [15.75]***	0.910 [9.52]***
Log Manuf.share x Dev		0.205 [1.99]**		0.291 [2.87]***		0.238 [2.29]**	
Log Pop Above 65	0.632 [23.26]***	0.719 [25.02]***	0.621 [22.89]***	0.711 [24.52]***	0.627 [22.96]***	0.711 [24.50]***	-0.345 [-4.34]***
Log Pop Ab. 65 x Dev		-0.771 [-9.37]***		-0.779 [-9.81]***		-0.717 [-8.64]***	
Constant	-25.287 [-10.91]***	-41.320 [-14.43]***	-24.854 [-10.61]***	-41.727 [-14.25]***	-25.148 [-10.75]***	-41.284 [-14.19]***	13.471 [0.24]
Observations	4,245	4,245	4,245	4,245	4,245	4,245	727
R-squared	0.904	0.907	0.899	0.901	0.900	0.902	0.934

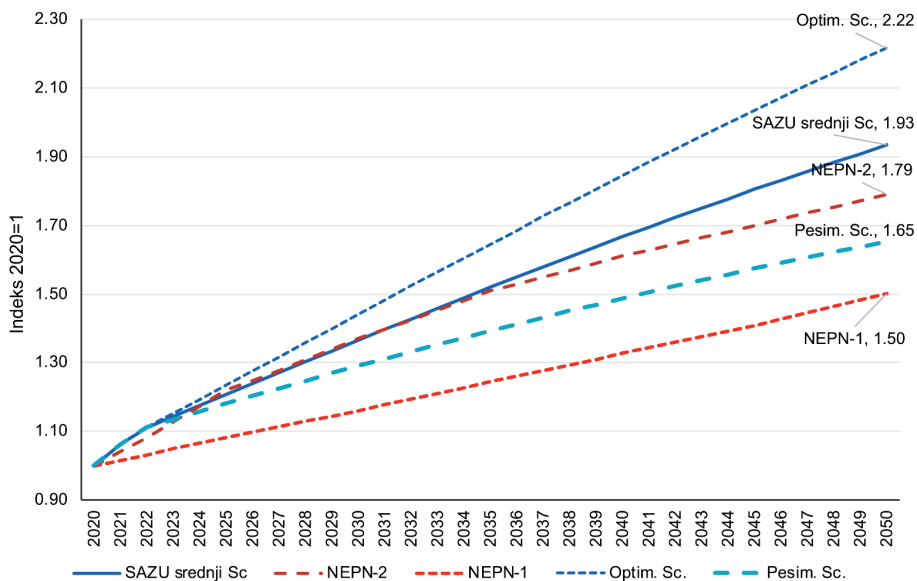
Opombe: Podatki za 195 držav za obdobje 1975–2020. Model vključuje fiksne učinke za leta in države.

Robustne t-statistike v oklepajih. *** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Vir: Lastne ocene.

kot izhodišče za simuliranje porabe električne energije do leta 2050. Kot je razvidno, naš srednji scenarij predvideva nekoliko višjo rast BDP na prebivalca, kot je predviden v posodobljenem NEPN (2024) – razlika v letu 2050 je nekaj več od 8 %. Za primerjavo: osnovna verzija NEPN iz leta 2020 je predvidevala izjemno nizko rast slovenskega BDP – povečanje do leta 2050 zgolj za 50 % glede na leto 2020.

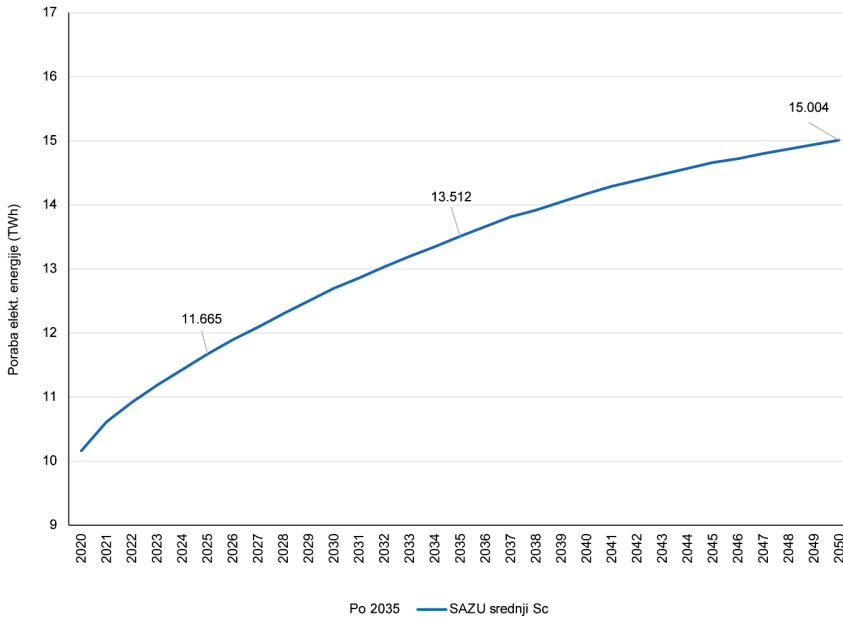
Slika 3: PROJEKCIJE RASTI BDP NA PREBIVALCA V SLOVENIJI DO LETA 2050 (2020 = 1)



Vir: Statistični urad RS; NEPN (2020, 2024); lastni preračuni.

Predstavljena projekcija rasti BDP na prebivalca (srednji scenarij) je uporabljena kot izhodišče za simuliranje izhodiščne (osnovne) porabe električne energije v Sloveniji do leta 2050 za zagotovitev energetskih potreb za doseganje predvidenih stopenj razvitosti. Slika 4 kaže, da naj bi se osnovna poraba električne energije z 10,2 TWh v letu 2020 do leta 2050 povečala za polovico (na 15,0 TWh). Zaradi manjše energetske intenzivnosti ob povečevanju razvitosti pa je predvideno povečanje osnovne porabe električne energije bistveno manjše od predvidenega povečanja BDP po srednjem scenariju (za 93% v obdobju med letoma 2020 in 2050). Z drugimi besedami, konkavna oblika krivulje bodoče osnovne porabe električne energije izraža, da se mejna energetska intenzivnost gospodarjenja zmanjšuje s približevanjem visokim ravnom razvitosti, ki naj bi jih Slovenija dosegla do leta 2050.

Slika 4: PROJEKCIJE OSNOVNE PORABE ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI DO LETA 2050, SREDNJI SCENARIJ (TWh)



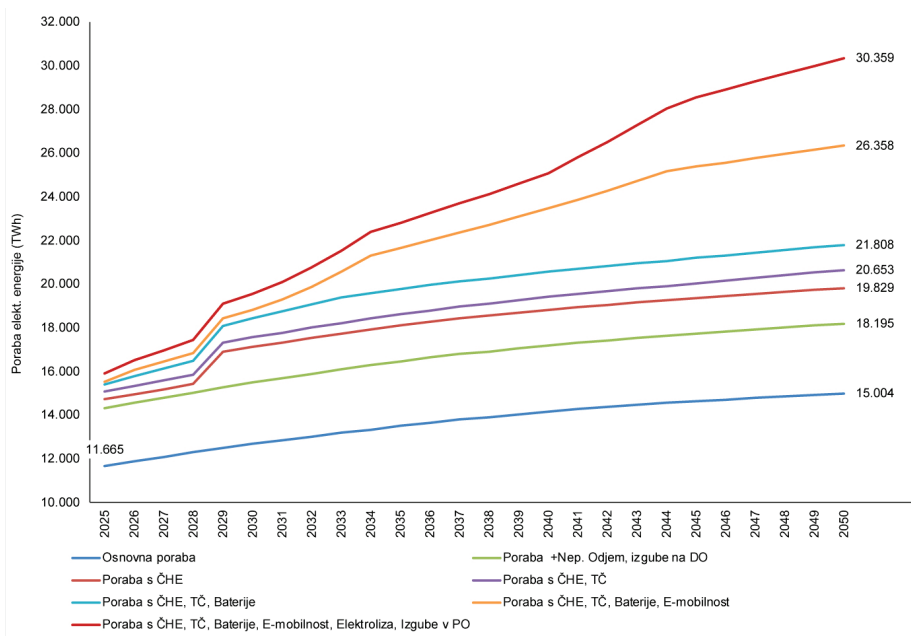
Vir: SAZU (2022) in lastni preračuni.

Projekcije na Sliki 4 kažejo potreben obseg električne energije zgolj za zagotovitev energetskih potreb za predvideno dinamiko stopenj razvitosti do leta 2050. Gre za osnovno porabo električne energije brez upoštevanja neposrednega odjema in izgub na omrežju in predvsem brez upoštevanja potreb po električni energiji zaradi energetskega prehoda. Slika 5 prikazuje projekcije skupne porabe električne energije v Sloveniji do leta 2050 za zagotovitev energetskega prehoda, ki zahteva opuščanje porabe fosilnih goriv in njihovo pospešeno nadomeščanje predvsem z električno energijo, pridobljeno iz nizkoogljicnih virov.

Prihodnje potrebe po porabi električne energije za energetski prihod po različnih virih so bile vzete iz študije SAZU (2022) in na podlagi podatkov o potrebah po pretvorbi električne energije v vodik (glej Vodikova strategija v CPOEF (2023)) in za shranjevanje v baterije ustrezno prilagojene v tej analizi. Osnovno porabo električne energije (temnomodra krivulja na Sliki 5) je treba najprej prilagoditi navzgor za neposredni odjem iz omrežja nekaterih porabnikov (Talum, Slovenske železnice itd.) in za izgube na distribucijskem in prenosnem omrežju. Ta poraba skupaj zneso okrog 3 TWh na letni ravni. Ta raven (zelena krivulja na Sliki 5) služi kot izhodišče za projekcije prihodnje porabe električne energije po različnih virih v okviru energetskega prehoda.

Prvi vir dodatne porabe električne energije je poraba črpalnih hidroelektrarn (ČHE), ki bodo potrebne za dnevne izravnave med proizvodnjo in porabo električne energije. Do teh razlik med obema, ki bodo vedno večje, bo prihajalo ob povečanem vključevanju nestanovitnih virov energije v omrežje, predvsem energije iz sončnih elektrarn. Slednje bodo proizvajale velike presežke v določenih obdobjih dneva (med 12. in 15. uro), medtem ko ne bodo proizvajale energije v večernem in nočnem času. Z obstoječo in načrtovanimi novimi ČHE je predvideno, da se bo v ta namen letna poraba električne energije od 400 GWh v letu 2025 povečala na 1,6 TWh do leta 2050.

Slika 5: PROJEKCIJE SKUPNE PORABE ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI DO LETA 2050 ZA ZAGOTOVITEV ENERGETSKEGA PREHODA (TWh)



Opombe: DO – distribucijsko omrežje, PO – prenosno omrežje, ČHE – črpalne hidroelektrarne, TČ – toplotne črpalke.

Vir: SAZU (2022), Damijan & Babič (2024 a, b) in lastni preračuni.

Drugi vir dodatne porabe električne energije so baterije, ki so komplementarne črpalnim hidroelektrarnam pri dnevni izravnavi razlik med proizvodnjo in porabo električne energije. Predvidevamo, da bo pri načrtovani kapaciteti sončnih elektrarn v obsegu 4 GW potrebno zagotoviti kapacitete baterij v obsegu 500 MW. Predvidevamo, da bi se dodatna letna poraba električne energije za polnjenje baterij od 320 GWh v letu 2025 postopno povečala na 1,15 TWh do leta 2050.

Tretji vir dodatne porabe električne energije je elektroliza za proizvodnjo vodika iz dnevnih viškov električne energije iz sončnih elektrarn. Čeprav so tehnologije še v začetni fazi in je proizvodnja vodika skupaj z dolgoročnim shranjevanjem zelo draga, je to zaenkrat edina potencialno izvedljiva možnost za dolgoročno shranjevanje poletnih viškov energije iz sonca za jesensko in zimsko obdobje. V Vodikovi strategiji (CPOEF, 2023) je predvidena postopna izgradnja kapacitet elektrolizerjev v obsegu 660 MW do leta 2045, dodatna letna poraba električne energije za elektrolizerje pa bi se od 0 GWh v letu 2025 postopno povečala na 3,5 TWh do leta 2050.

Četrty razlog povečanja porabe električne energije v prihodnje je zamenjava fosilnih goriv v ogrevanju z električno energijo prek nameščanja toplotnih črpalk. Predvidevamo, da bi se dodatna letna poraba električne energije za toplotne črpalke postopno povečala s 370 GWh v letu 2025 na 820 GWh do leta 2050.

Peti in največji razlog povečanja porabe električne energije pa bo zamenjava fosilnih goriv v prometu z električno energijo (e-mobilnost). Predvidevamo, da se bo zaradi nadomeščanja avtomobilov z notranjim izgorevanjem z električnimi letna poraba električne energije postopno povečala s 130 GWh v letu 2025 na 4,5 TWh do leta 2050.

Iz tega sledi, da naj bi se od osnovne porabe električne energije v letu 2025 v obsegu 14,3 TWh skupna poraba električne energije do leta 2050 zaradi zagotavljanja ustrezne ravni blaginje in zaradi energetskega prehoda povečala na 30,4 TWh. Torej bi se v 25 letih poraba električne energije zaradi obeh razlogov več kot podvojila. Od tega na zagotavljanje povečane blaginje ljudi odpade 3,8 TWh električne energije letno (razlika v letni porabi med letoma 2025 in 2050), na zagotavljanje potrebne dodatne električne energije za energetske prehode pa 12,2 TWh letno. To pomeni, da bo energetske prehode zahteval trikrat večje povečanje porabe električne energije, kot jo bo zahteval proces dohitevanja blaginje danes najbolj razvitih evropskih držav.

OPTIMALNA STRUKTURA ELEKTROENERGETSKEGA SISTEMA SLOVENIJE

Če izhajamo iz splošno sprejete predpostavke, da CO₂ kot eden izmed toplogrednih plinov vpliva na povečanje globalne temperature, je za omejitve rasti izpustov CO₂ potrebno razogljčiti vire energije, ki jih uporabljamo v industrijski proizvodnji, prometu in ogrevanju. S ciljem celovite obravnave tega problema so v Evropski uniji v skladu z Uredbo EU 2018/1999 o upravljanju energetske unije in podnebnih ukrepov vse članice dolžne pripraviti celovite nacionalne energetske in podnebne načrte (NEPN). NEPN je akcijsko strateški dokument, ki za obdobje do leta 2030 (s pogledom do 2040) določa cilje, politike in ukrepe na petih razsežnostih energetske unije (razogljčenje (emisije TGP in OVE), energetska učinkovitost, energetska varnost, notranji trg ter raziskave, inovacije in konkurenčnost). V prvi verziji iz leta 2020 je NEPN predvidel dva alternativna scenarija razvoja slovenskega elektroenergetskega sistema: (1) scenarij OVE (proizvodnja

električne energije do leta 2050 prihaja v celoti iz OVE virov) in (2) OVE + jedrski scenarij (električna energija se do leta proizvaja kot kombinacija OVE virov in jedrske energije).

Primarni problem NEPN 2020 je bila projekcija prenizke porabe energije (in električne energije) do leta 2050 zaradi uporabe preveč konservativnih projekcij gibanja BDP in zaradi osredotočenja predvsem na ukrepe povečanja energetske učinkovitosti. Posodobljen NEPN, ki ga je Evropski komisiji posredovala slovenska vlada konec junija 2024, izhaja iz nekoliko bolj realističnih predpostavk glede prihodnje dinamike BDP, ki pa je še vedno nižja od dinamike rasti BDP v našem srednjem scenariju. Tudi v posodobljeni verziji NEPN 2024 ostaja pri dveh scenarijih razvoja slovenskega elektroenergetskega sistema (OVE in OVE + jedrski scenarij).

Problem obeh scenarijev je, kot kaže Slika 6, dvojen. Prvič, oba scenarija temeljita na preveč konservativnih ocenah bodoče končne rabe električne energije. V obeh scenarijih končne rabe električne energije do leta 2040 primanjkuje na letni ravni do 3 TWh električne energije, potrebne za zagotovitev energetskega prehoda. To pomeni okrog 15-odstotno uvozno odvisnost. Po letu 2040 se situacija še poslabša. Po scenariju OVE se primanjkljaj električne energije po letu 2043, ko naj bi prenehala obratovati obstoječa jedrska elektrarna v Krškem (NEK), poveča za okrog 5 TWh na letni ravni. Po scenariju OVE + jedrska energija se z letom 2040, ko naj bi začel obratovati nov blok jedrske elektrarne v Krškem (JEK2), obseg razpoložljive električne energije začasno izboljša. Vendar samo do leta 2043, ko naj bi prenehal obratovati NEK, zatem pa se primanjkljaj električne energije spet poveča na okrog 1 do 2 TWh na letni ravni. Po obeh scenarijih to pomeni med 15- in 20-odstotno uvozno odvisnost po letu 2043, kar je z vidika zagotavljanja stabilne in zanesljive oskrbe z električno energijo za tekoče potrebe in potrebe energetskega prehoda nevzdržno.

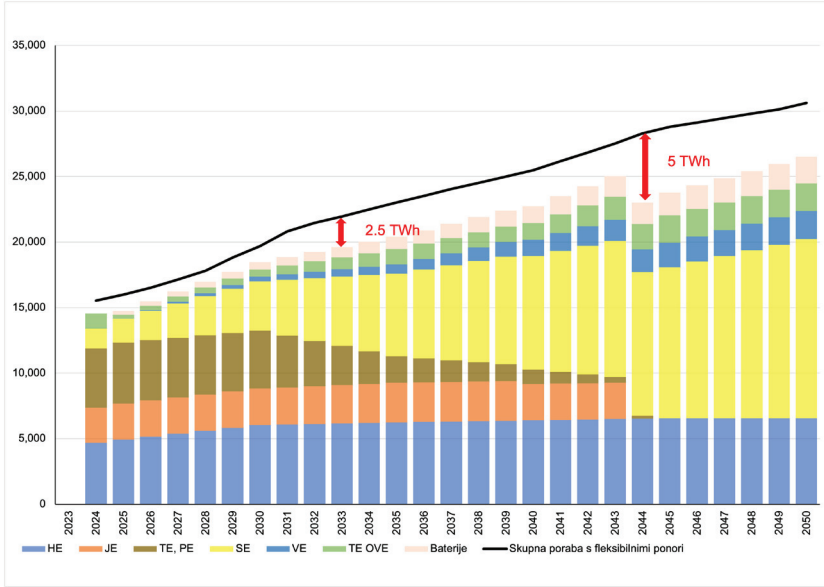
In drugič, oba scenarija temeljita na tehnično nevzdržno velikem deležu proizvodnje električne energije iz nestanovitnih OVE virov. Obseg proizvodnje električne energije iz sončnih elektrarn naj bi se v scenariju OVE z 1,8 TWh v letu 2025 zelo hitro povečal na 8,7 TWh v letu 2040 in nato na 13,7 TWh v letu 2050. V OVE + jedrska scenariju pa naj bi se obseg proizvodnje električne energije iz sončnih elektrarn povečal nekoliko manj, vendar še vedno na 7,8 TWh v letu 2040 in na 9,4 TWh v letu 2050. Ob tem oba scenarija predvidevata še povečanje obsega proizvodnje električne energije iz vetrnih elektrarn, in sicer na 1 do 2,1 TWh do leta 2050 (odvisno od scenarija). Na ta način bi se v scenariju OVE delež iz sončnih in vetrnih elektrarn v skupni proizvodnji električne energije do leta 2035 povečal na 35 % in na 65 % v letu 2050, v scenariju OVE z jedrsko energijo pa na 38 % v letu 2050.

Tako visoki deleži električne energije iz nestanovitnih OVE virov v omrežju so s tehničnega vidika nevzdržni, saj v elektroenergetski sistem zaradi svoje nestanovitnosti (dnevni in sezonski ciklov ter odvisnosti od trenutnega vremena) vnašajo izjemno nestabilnost. Bistveno povečani deleži nestanovitnih OVE

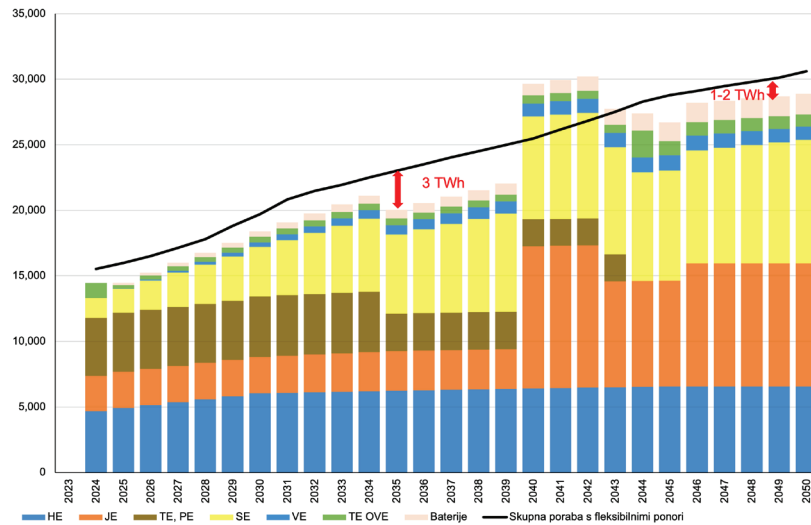
- Analiza alternativnih elektroenergetskih konceptov za Slovenijo z vidika trajnostnega razvoja

Slika 6: PROJEKCIJE KONČNE RABE ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI DO LETA 2050 V NEPN 2024 (GWh)

SCENARIJ OVE



OVE + jedrski scenarij



Vir: NEPN (2024); lastni preračuni.

virov, vključenih v omrežje, za izravnavanje dnevnih in sezonskih diskrepanc med proizvodnjo in porabo energije zahtevajo na eni strani ustrezno velike kapacitete nadomestnih fleksibilnih stabilnih virov energije, kot so termoelektrarne na plin in premog (za čas, ko sonce ne sije oziroma ne dovolj), in na drugi strani ustrezno velike kapacitete za shranjevanje cikličnih presežkov električne energije (črpalne hidroelektrarne, baterije, elektrolizerji). NEPN ne predvideva niti teh nadomestnih kapacitet niti kapacitet za shranjevanje viškov energije (razen črpalnih hidroelektrarn), kar pomeni, da je celoten elektroenergetski koncept v NEPN nerealističen oziroma tehnično nevzdržen.²

Z namenom oblikovanja realističnega, stabilnega in tehnično vzdržnega elektroenergetskega sistema, ki bo lahko zagotavljal stabilno in zanesljivo oskrbo z električno energijo po konkurenčnih cenah in ki bo hkrati zagotovil razogljičenje proizvodnje električne energije, smo v delovni skupini pri Slovenski akademiji znanosti in umetnosti leta 2022 pripravili predlog elektroenergetskega koncepta za Slovenijo (SAZU 2022). Tega smo v delovni skupini pri Gospodarski zbornici Slovenije v letih 2023–2024 nadgradili z nekaterimi novimi spoznanji (Damijan & Babič 2024 a, b) glede potrebnih velikosti hranilnikov energije (ČHE, elektrolizerji in baterije), pridobljenimi pri izdelavi Vodikove strategije Republike Slovenije (CPOEF, 2023).

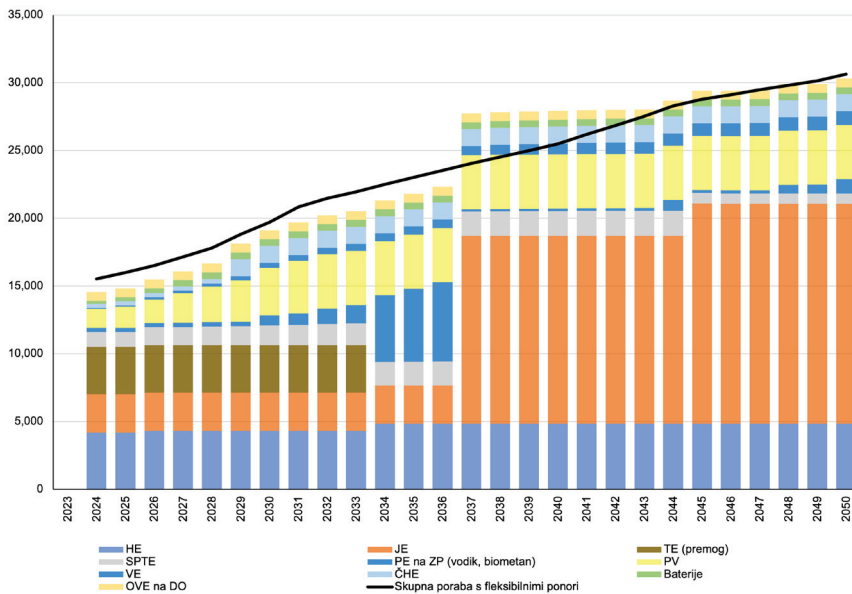
Ključne značilnosti elektroenergetskega koncepta SAZU-GZS so naslednje:

- opustitev rabe premoga leta 2033 (konec obratovanja TEŠ);
- dokončanje izgradnje verige HE na spodnji Savi (HE Mokrice) in PPE TE-TOL;
- obratovanje NEK tudi po letu 2043 (slovenski del energije se uporablja za proizvodnjo vodika);
- JEK2 s kapaciteto 1.400 MW bo izgrajen leta 2037, dodatno pa še nekaj majhnih modularnih reaktorjev (SMR) skupne kapacitete 300 MW do leta 2045;
- do leta 2033 se zgradijo kapacitete novih plinskih elektrarn v obsegu 600 MW (ali predelava TEŠ6 na plin), ki po zagonu JEK2 ostanejo v rezervi;
- do leta 2032 se zgradi za 4.000 MW kapacitet sončnih elektrarn;
- do leta 2028 se zgradijo kapacitete baterij v obsegu 500 MW;
- do leta 2050 se zgradi za 660 MW kapacitet elektrolizerjev za proizvodnjo vodika.

Ključna razlika elektroenergetskega koncepta SAZU-GZS glede na NEPN 2024 je v tem, da temelji na nizkoogljičnih in ne na zgolj obnovljivih virih energije ter da daje poudarek stabilni in zanesljivi oskrbi z električno energijo po konkurenčnih cenah. Zanesljiva in stabilna oskrba je bila dosežena na podlagi analize urnih bilanc za nekaj ključnih let (za leto 2034 po zaprtju TEŠ in za leto

² Mervar (2024) je v analizi za Ministrstvo za okolje in prostor dodatno razdelal OVE scenarij iz NEPN (2024), pri čemer je dodal za 400 MW kapacitet proizvodnje iz biomase, za 600 MW kapacitet proizvodnje elektrike iz plinskih elektrarn in za 6,8 HW kapacitet baterij, da bi bil sistem vzdržen.

Slika 7: PROJEKCIJE KONČNE RABE ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI DO LETA 2050 V ELEKTROENERGETSKEM KONCEPTU SAZU-GZS (GWh)



Vir: SAZU (2022), Damijan & Babič (2024 a, b); lastni preračuni.

2044 po morebitnem zaprtju NEK). Koncept SAZU-GZS temelji primarno na jedrski in hidro energiji, ki skupaj tvorita med 48 % (2025) in 70 % (2050) vse proizvedene električne energije. Kot je razvidno na Sliki 7, koncept SAZU-GZS zagotavlja potreben obseg električne energije v celotnem obdobju do leta 2050, ob zgolj manj kot 5-odstotni uvozni odvisnosti v obdobju med letoma 2033 (zaprtje TEŠ) in 2037 (začetek obratovanja JEK2). Koncept SAZU-GZS vključuje tudi pomemben delež električne energije iz sonca in vetra, vendar v razumnem obsegu (največ do 15 % celotne proizvedene električne energije), ki ob ustreznih kapacitetah nadomestnih virov in hranilnikov energije ne povzroča težav za stabilnost elektroenergetskega sistema. Hkrati pa koncept vključuje kapacitete za shranjevanje viškov električne energije (črpalne HE in baterije) in za pretvorbo viškov energije v vodik, s katerim bi nadomeščali zemeljski plin v energetiki, prometu in industriji.

To pomeni, da je koncept SAZU-GZS optimiziran, tako (1) da minimizira sezonske diskrepance med proizvodnjo in porabo energije (zaradi pasovnega obratovanja jedrskih elektrarn in rezervnih kapacitet), (2) da zagotavlja hipno izravnavanje morebitnih razlik med proizvodnjo in porabo znotraj dneva (prek HE, CHE in baterij), (3) da zagotavlja dovolj energije za proizvodnjo zelenega vodika, s katerim se lahko nadomešča pomemben del porabe plina v energetiki in industriji ter porabe mineralnih goriv v prometu.

OCENA UČINKOV ALTERNATIVNIH ENERGETSKIH KONCEPTOV SLOVENIJE

V luči zagotavljanja blaginje prebivalstva na ravni najbolj razvitih držav in hkrati učinkovitega boja proti podnebnim spremembam je potrebno alternativne dolgoročne (elektro)energetske koncepte presojati predvsem z naslednjih ključnih vidikov:

1. Ali načrtovan energetska sistem zagotavlja dovolj energije za potrebe razvoja in energetskega prehoda?
2. Ali načrtovan energetska sistem zagotavlja strateško energetska avtonomijo države?
3. Kateri energetska sistem je bolj učinkovit z vidika obsega zahtevanih družbenih investicij?
4. Kateri energetska sistem zagotavlja nižje stroškovne cene energije?
5. Kateri energetska sistem je bolj učinkovit z vidika doseganja cilja razogljičenja proizvodnje energije?

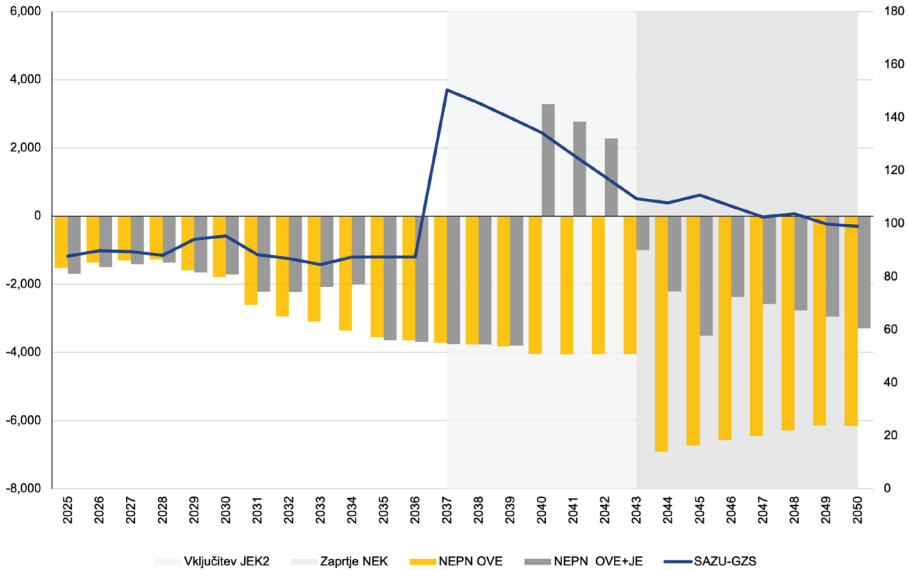
V nadaljevanju predstavljamo primerjalno analizo učinkovitosti obeh predstavljenih alternativnih elektroenergetskih sistemov – NEPN 2024 in SAZU-GZS – z vidika navedenih petih kriterijev ter njune primernosti za Slovenijo.

Presoja z vidika potrebnega obsega energije

Prvi test ustreznosti načrtovanih energetska sistemov je, ali zagotavljajo dovolj energije za potrebe razvoja in energetskega prehoda. Slika 8 prikazuje, v kolikšni meri alternativni energetska koncepti SAZU-GZS in NEPN 2023 odstopajo od potreb po električni energiji, ki je nujna za potrebe razvoja (da Slovenija doseže ravni razvitosti najbolj razvitih držav) in za potrebe energetskega prehoda. Koncept SAZU-GZS je oblikovan z namenom, da pokrije obe razsežnosti potreb po električni energiji, pri čemer se samo v obdobju do izgradnje JEK2 (2037) kaže letni primanjkljaj električne energije v obsegu okrog 1 TWh.

V nasprotju s tem pa oba scenarija NEPN 2023 nista dizajnirana z namenom zagotovitve dovolj električne energije za razvoj in za energetska prehod. Koncept OVE se do izgradnje JEK2 sooča s primanjkljajem električne energije v višini do 4 TWh letno, nakar se situacija še dodatno zaostri po zaprtju NEK (2043) s povečanjem primanjkljaja na 6 do 7 TWh letno. Koncept OVE + jedrska je glede primanjkljaja električne energije za razvoj in energetska prehod do leta 2040 zelo podoben konceptu OVE. Obseg proizvodnje električne energije se začasno izboljša šele leta 2040 z načrtovano priključitvijo JEK2 na omrežje, nakar se po letu 2043 zaradi zaprtja NEK spet močno poslabša in rezultira v primanjkljaju na ravni okrog 3 do 4 TWh letno v obdobju do leta 2050.

Slika 8: PRIMANJKLJAJ/PRESEŽEK ELEKTRIČNE ENERGIJE GLEDE NA POTREBEN OBSEG ENERGIJE ZA RAZVOJNI IN ENERGETSKI PREHOD V SLOVENIJI DO LETA 2050 (GWh)



Opomba: Izračuni predstavljajo razliko med predvidenim obsegom proizvodnje električne energije v posameznih scenarijih (Sliki 6 in 7) in projekcijo skupne porabe električne energije v Sloveniji do leta 2050 za zagotovitev razvoja in energetskega prehoda (Slika 5).

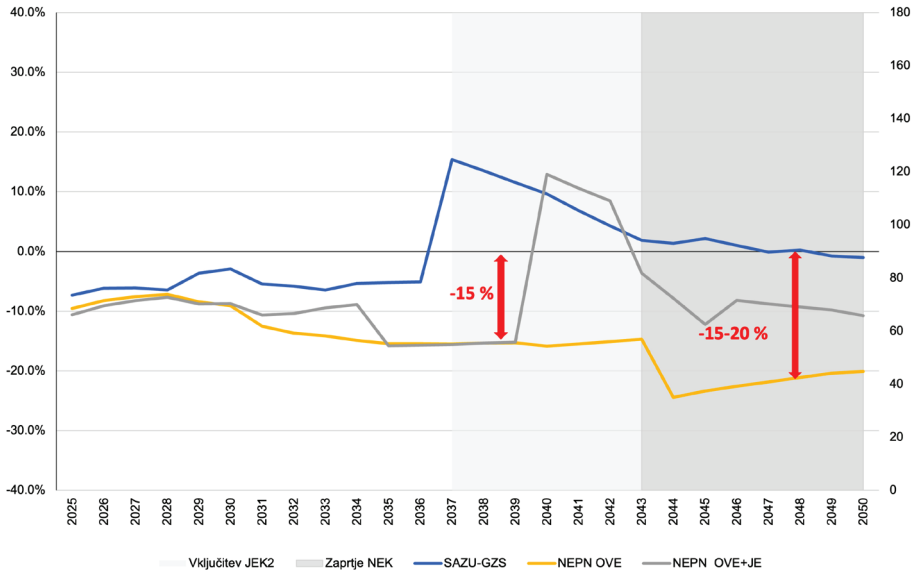
Vir: SAZU (2022), Damijan & Babič (2024 a, b); lastni preračuni.

Presoja z vidika energetske avtonomije

V prejšnjem podpoglavju je bilo prikazano, da sta oba scenarija NEPN 2023 z vidika elektroenergetske bilance Slovenije zaradi sistematičnih velikih primanjkljajev v razpoložljivem obsegu električne energije dokaj problematična.

Slika 9 kaže, da je energetska bilanca uravnotežena samo v konceptu SAZU-GZS. Do leta 2037 znaša potreben uvoz električne energije okrog 5 % letno, z izgraditvijo JEK2 pa Slovenija po letu 2037 postane energetske povsem avtonomna in neto izvoznica električne energije. Nasprotno pa oba scenarija NEPN pomenita stalno 10- do 15-odstotno uvozno odvisnost do leta 2040. Po konceptu NEPN OVE + jedrska se po letu 2040 energetska bilanca sicer izboljša, vendar zgolj začasno, saj se z zaprtjem NEK leta 2043 uvozna odvisnost Slovenije spet poveča na okrog 15 %. Po konceptu NEPN OVE pa se trend uvozne odvisnosti povečuje in se po letu 2043 poveča celo na 20 do 25 %.

Slika 9: STOPNJA ENERGETSKE AVTONOMIJE (UVOZNE ODVISNOSTI) V TREH ELEKTROENERGETSKIH KONCEPTIH DO LETA 2050 (%)



Vir: Lastni preračuni na podlagi Tabel 6, 7 in 8.

Takšna velika odstopanja glede razpoložljivega obsega električne energije v obeh konceptih NEPN 2023 pomenijo (pre)veliko sistemsko izpostavljenost uvozu in nihanju cen elektrike, zato ta koncepta nista vzdržna.

Presoja z vidika potrebnih družbenih investicij

Zaradi različne energetske gostote posameznih virov in zaradi različnih tehničnih značilnosti posameznih energetskih postrojenj (predvsem profila proizvodnje) se različno koncipirani elektroenergetski sistemi med seboj razlikujejo tudi glede potrebnih investicij v osnovne proizvodne kapacitete, nadomestne proizvodne kapacitete in kapacitete za shranjevanje energije ter v distribucijsko in prenosno omrežje. Denimo, elektroenergetski sistemi, ki temeljijo na razpršenih proizvodnih virih (predvsem sončne elektrarne), zahtevajo velike investicije v nadgradnjo distribucijskega omrežja, da to lahko odjema viške električne energije v konicah proizvodnje. Izgradnja novih kapacitet vetrne energije zahteva dodatne investicije v prenosno omrežje. Elektroenergetski sistemi, ki temeljijo na centraliziranih proizvodnih virih (hidro, termo in jedrske elektrarne), tovrstnih dodatnih investicij v distribucijsko omrežje ne zahtevajo oziroma v bistveno manjši meri pri prenosnem omrežju. Centralizirani proizvodni viri prav tako ne zahtevajo bistvenih dodatnih investicij v kapacitete za shranjevanje energije in manj investicij v nadomestne kapacitete (zgolj v rezervne kapacitete).

Te razlike v potrebnih družbenih investicijah se kažejo tudi v primerjavi elektroenergetskih sistemov SAZU-GZS in NEPN 2023. Tabela 2 prikazuje, da koncept SAZU-GZS sicer predvideva večje investicije v proizvodne energetske kapacitete (16,1 mlr EUR) glede na koncepte NEPN (9,9 oziroma 15,1 mlr EUR), vendar pa bistveno manjše investicije v distribucijsko in prenosno omrežje (2,3 mlr EUR v primerjavi s 14,9 mlr EUR v NEPN). Skupna vrednost investicij do leta 2050 je zato v konceptu SAZU-GZS bistveno nižja (skupaj 18,4 mlr EUR) kot v obeh konceptih NEPN (24,8 oziroma 30 mlr EUR).

Glede investicij v konceptu SAZU-GZS je sicer treba omeniti, da ta koncept vključuje tudi investicije v baterije, elektrolizerje in nadomestne kapacitete v plinske elektrarne, česar koncepti NEPN 2023 ne vključujejo, čeprav bo to nujni del obeh konceptov NEPN, da bi vsaj teoretično lahko tehnično delovala. Zato investicije, predvidene za koncepte NEPN, podcenjujejo dejansko potreben obseg investicij.

Tabela 2: POTREBEN OBSEG DRUŽBENIH INVESTICIJ V ELEKTROENERGETSKE KAPACITETE IN OMREŽJE V SLOVENIJI DO LETA 2050

	SAZU-GZS	NEPN	
		OVE	OVE+JE
Investicije v proizvodnjo (mio €)	16,131	9,895	15,105
Investicije v omrežje (mio €)	2,276	14,895	14,895
Skupaj investicije v EES (mio €)	18,407	24,790	30,000
Kumulativna proiz.elekt. energije (GWh)	552,781	414,253	511,130
Investicija na enoto energije (€/MWh)	33.3	59.8	58.7
Razmerje (SAZU=1)	1.00	1.80	1.76

Opomba: Kumulativna proizvodnja električne energije je vsota proizvedene električne energije iz novih proizvodnih kapacitet v obdobju 2025–2050.

Vir: SAZU (2022), Damijan & Babič (2024 a, b), Resolucija o dolgoročni podnebni strategiji Slovenije do leta 2050 (ReDPS50, 2021); lastni preračuni.

Razlike v potrebnih investicijah med alternativnimi koncepti lahko primerjamo tudi preračunano glede na enoto proizvedene električne energije (MWh) iz novih kapacitet v celotnem obdobju 2025–2050. Kot kaže Tabela 2, znaša potreben obseg investicij v elektroenergetski sistem v konceptu SAZU-GZS 33,3 EUR/MWh, medtem ko je v konceptih NEPN ta obseg investicij na enoto električne energije bistveno višji – 59.8 oziroma 58.7 EUR/MWh. To pomeni, da je koncept NEPN-OVE dražji za 80 %, koncept NEPN OVE + jedrska pa za 76 % dražji od koncepta SAZU-GZS na enoto proizvedene energije iz novih kapacitet v obdobju do leta 2050.

Podobne ugotovitve izhajajo iz analize Mervarja (2024) z nekoliko drugačnimi, vendar primerljivimi scenariji; ocenjuje, da je z vidika potrebnih investicij z vrednostjo 24,4 mlr EUR najbolj ugoden »jedrski« scenarij (NEK do 2063, z JEK2) zaradi najnižjih potrebnih vlaganj v elektroenergetsko omrežje in

hranilnike. Sledi scenarij NEPN OVE brez podaljšanja obratovanja NEK z vrednostjo vlaganj v višini 25,7 mlr EUR, medtem ko bi vrednost investicij v 100-odstotni koncept OVE znašala kar 66,7 mlr EUR. Jedrski scenarij bi torej znašal le 37 % vrednosti potrebnih investicij v 100-odstotnem konceptu OVE. Če tem stroškom investicij dodamo še dodatne stroške zaradi ciklične in nestanovitne narave delovanja OVE virov (izgube ciklov hranjenja energije, oportunitetne izgube zaradi slabšega profila prodajnih cen elektrike iz SE, stroške vzdrževanja baterij in proizvodnih kapacitet ter stroške uvoza nadomestne električne ali plina za proizvodnjo elektrike), bi bil ekonomsko najbolj ugoden »jedrski« scenarij s skupnimi stroški do leta 2104 v višini 68 mlr EUR, sledi scenarij NEPN OVE z 79 mlr EUR, medtem ko bi skupen strošek 100-odstotnega koncepta OVE znašal kar 110 mlr EUR (glej Damijan 2024).

Te ugotovitve so v skladu z analizo Zappa et al. (2019) za evropski elektroenergetski sistem, ki ugotavlja, da bi 100-odstotno obnovljiv evropski elektroenergetski sistem morda lahko deloval z enako stopnjo sistemske ustreznosti kot danes, če bi bil skrbno optimiziran z visokimi in ustrezno strukturiranimi naložbami v kapacitete sončnih in vetrnih elektrarn, v kapacitete za izravnavanje viškov energije (hranilniki, toplotne črpalke itd.) in kapacitete za uporabo biomase. Vendar pa bi tak elektroenergetski sistem na evropski ravni zahteval visoke investicije (okrog 530 milijard EUR na leto), skupni stroški 100-odstotno obnovljivega energetskega sistema pa bi bili za približno 30 % višji kot pri elektroenergetskem sistemu, ki vključuje druge nizkoogljicne tehnologije, kot je jedrska energija, ali zajemanje in shranjevanje ogljika.

Analiza Emblemsvåg (2024) podobno ugotavlja za Nemčijo. Analiza ugotavlja, da ima Nemčija eno najbolj ambicioznih politik energetskega prehoda, imenovano »Die Energiewende«, za zamenjavo jedrske in fosilne energije z obnovljivimi viri, kot so vetrna, sončna in bioenergija, ki pa je v 20 letih (v obdobju 2002–2022) zmanjšala emisije podnebnih plinov le za 25 %. Analiza na podlagi razpoložljivih informacij ugotavlja, da je nemška energetska politika Energiewende do leta 2022 zahtevala v ta namen skupne nominalne izdatke v višini 696 mlr EUR, od tega 387 mlr EUR v proizvodne kapacitete OVE in 310 mlr EUR v z njimi povezane subvencije za razpršene OVE vire. Nemčija je imela na voljo tudi alternativno možnost, in sicer da bi leta 2002 obdržala obstoječo jedrsko energijo in investirala v nove jedrske zmogljivosti. Analiza teh dveh alternativ kaže, da bi bila druga (jedrska) opcija za Nemčijo bistveno bolj ugodna, saj bi tako lahko dosegla svoj cilj glede emisij podnebnih plinov tako in bi še dodatno za 73 % zmanjšala emisije podnebnih plinov (glede na že doseženo v letu 2022), hkrati pa bi bil strošek te opcije (potreben obseg investicij in subvencij) za polovico manjši v primerjavi s politiko Energiewende. Tako bi morala Nemčija sprejeti energetska politika, ki bi temeljila na ohranjanju in širitvi jedrske energije.

Poročilo ameriškega ministrstva za energijo (2024) ugotavlja, da bi bil razvoj trajnostnega elektroenergetskega sistema v ZDA s kombinacijo jedrske energije, OVE in hranilnikov za 37 % cenejši od alternative zgolj OVE in hranilnikov.

Podobno ugotavlja skupno poročilo francoske RTE in Mednarodne agencije za energijo (IEA) iz oktobra 2021, da bi bila pot k brezogljni družbi do leta 2050 za Francijo, ki že sedaj proizvaja 60 % vse elektrike iz jedrskih elektrarn, za 17 % cenejša s polovično kombinacijo investicij v jedrske in OVE kapacitete glede na varianto zgolj z OVE viri.

Presoja z vidika stroškovne cene energije

Problematika metodologije LCOE in sistemskih stroškov OVE

Ključna predpostavka za izračun stroškovnih cen električne energije so cene tehnologij za njihovo proizvodnjo oziroma kapitalne investicije v energetske kapacitete določenega tipa (t. i. CAPEX) in operativni stroški delovanja teh tehnologij v njihovi življenjski dobi (t. i. OPEX). Za preračun teh skupnih stroškov na enoto proizvedene energije se običajno uporablja metodologija Levelized Cost of Energy (LCOE) (po slovensko: »izravnani stroški energije«), ki ocenjuje stroške v življenjski dobi energetskega obrata, deljene s proizvodnjo energije, in se izračuna kot sedanja vrednost skupnih stroškov izgradnje in delovanja obrata v predvideni življenjski dobi. LCOE izračunavajo številne agencije (denimo International Energy Agency, IEA) in svetovalne hiše s področja energetike (najbolj znana je Lazard).

Strokovna literatura je sicer zelo kritična do uporabe metodologije LCOE in ji očita številne nepravilnosti oziroma resne napake (za zgodnje kritike glej Joskow (2011), Borenstein (2012) itd.). Stroka metodologiji LCOE očita, da upošteva zgolj stroške na ravni obrata (zasebne stroške), ne vključuje pa vseh stroškov posameznih proizvodnih virov (sistemskih oziroma družbenih stroškov posameznega vira). V nadaljevanju navajamo nekaj ključnih pomanjkljivosti metodologije LCOE.

Prvič, LCOE ne vključuje polnega stroška proizvodnje energije nestabilnih oziroma občasnih virov, kot sta sonce in veter. Glede fotovoltaike LCOE zajema samo strošek postavitve celotnega sistema, zanemari pa dejstvo, da je Sonce zgolj občasen in nestabilen vir energije (samo med marcem in oktobrom, največ osem ur na dan in samo ob sončnih dnevih; povprečno imamo v Sloveniji ustrezno osončenost samo okrog 1,100 ur letno oziroma 1/8 časa). Za čas, ko Sonce ne sije, je bodisi treba postaviti nadomestne vire, to pa so običajno plinske elektrarne, bodisi upoštevati stroške dolgoročne shrambe energije. Pri nadomestnih virih je zato treba upoštevati še stroške investicije v nadomestne vire in stroške goriva, pri shranjevanju pa seveda naložbe v kapacitete za skladiščenje.

Drugič, LCOE ne upošteva stroškov vključitve OVE virov v elektroenergetski sistem. Ne upošteva stroškov nadgradnje distribucijskega sistema in ne upošteva povečanih stroškov regulacije sistema (kar pri konzultantski hiši Lazard priznavajo že na prvi strani poročila). Sonce in veter sta nestabilna, občasna vira, odvisna od vremena in letnega časa, operater elektroenergetskega sistema pa mora ves čas vzdrževati konstantno voltažo in frekvenco sistema, sicer sistem

lahko kolapsira in traja od nekaj dni do dveh tednov, da se spet vzpostavi. Zato morajo imeti operaterji ves čas v rezervi presežne energetske kapacitete, ki jih lahko vklopijo, »ko oblak prekrije sonce«, ali pa morajo kompenzirati izgube ponudnikov, ki se jih odklopi od omrežja v času viškov energije. To je povezano z dodatnimi stroški (omrežnina in druge dajatve kot kompenzacija za povečano vključevanje OVE), ki jih zakonodajalec prek trgovcev z EE zaračunava uporabnikom. Zaradi tega je električna energija v Nemčiji, ki ima večji delež nestabilnih OVE virov, za 60 % do 70 % dražja kot v Franciji, kjer proizvodnja električne energije več kot 60-odstotno temelji na jedrskih elektrarnah. Na splošno velja, da z naraščanjem deleža OVE v porabi elektrike narašča cena električne energije (Nemčija, Danska, Švedska, Velika Britanija itd.), kar je v nasprotju s tem, kar kažejo številke LCOE. Podatki Eurostata kažejo za članice EU skoraj linearno zviševanje cene električne energije za gospodinjstva s povečevanjem deleža OVE virov, desni panel pa, da je to povečanje maloprodajne cene povezano pretežno z dvigovanjem omrežnine in drugih davščin na EE.

Tretjič, LCOE povsem ignorira, ali je vir energije občasen, sezonski ali zmožen zagotoviti nazivno obremenitev. Energetski objekti, ki so stabilni, predvidljivi in jih je mogoče prilagoditi glede na povpraševanje, so za operaterje omrežij bolj dragoceni kot tisti, ki tega ne morejo, vendar tega številke LCOE ne upoštevajo.

Četrto, metrika LCOE uporablja visok diskontni faktor (v poročilu 2023 Lazard upošteva tehtani strošek kapitala (WACC) oziroma interno stopnjo donosnosti (IRR) v višini 7,7 %), kar preferira vire z nizko začetno investicijo (sončni paneli) in visokim stroškom goriva (denimo plin) pred jedrsko energijo, kjer velja obratno. Če bi uporabili nižji WACC/IRR v višini 4,2%, bi cena jedrske energije LCOE upadla za četrtno.

Petič, za izgradnjo polno funkcionalnega energetskega sistema je treba pri občasnih in sezonskih virih električne energije izravnanim stroškom dodati še dodatni stroške za shranjevanje. Lazard to zadnjih nekaj let upošteva z metriko »izravnanih stroškov shranjevanja« (LCOS). Zadnje poročilo iz aprila 2023 tako za kombinacijo solarne elektrarne in baterije navaja razpon cen elektrike med 110 in 131 dolarjev/MWh. Vendar Lazard upošteva velikost baterije zgolj 50 MW in samo za 4 ure shrambe energije. Torej pri fotovoltaiki vključuje zgolj strošek kratkotrajnega shranjevanja v baterije, ki pa so primerne zgolj za shranjevanje tekočih viškov energije prek noči. Povsem pa zanemarljivo stroške dolgoročnega shranjevanja energije. Denimo strošek shranjevanja celotnih letnih viškov energije za zimske mesece. Tako velike baterije tehnično in fizično sploh ni mogoče izdelati. Možno je posredno shranjevanje prek pretvorbe v sintetični metan ali vodik. Toda strošek pretvorbe viškov sončne energije v vodik je zaradi nizke izkoriščenosti elektrolizerjev (v Evropi pod 15 %) in pri tako visokih cenah energije previsok in elektroliza pod temi pogoji ni ekonomična, hkrati se v procesih transformacije izgubi okrog tri četrtnine energije. Hkrati pa nimamo odgovora, kam shraniti te poleti ustvarjene količine sintetičnega plina in vodika in koliko bi te transformacije in shrambe energije stale.

In šestič, analiza stroškov shranjevanja energije ne vključuje številnih drugih pomembnih dejavnikov. Kot priznavajo v Lazardu (2023, 15), ta analiza ne vključuje stroškov nadgradnje omrežja, prenosnih zmogljivosti, prezasedenosti omrežja in stroškov povečane regulacije elektroenergetskega sistema. Ne vključuje stroškov razvoja novih tehnologij, brez katerih shranjevanje ne bo mogoče. Povsem zanemarja

družbene in eksterne okoljske učinke ter dolgoročne druge in družbene posledice različnih tehnologij sistemov za shranjevanje energije, ki jih je težko izmeriti (npr. pridobivanje virov, odlaganje ob koncu življenjske dobe, povezano z litijevimi ioni, varnostna tveganja itd.).

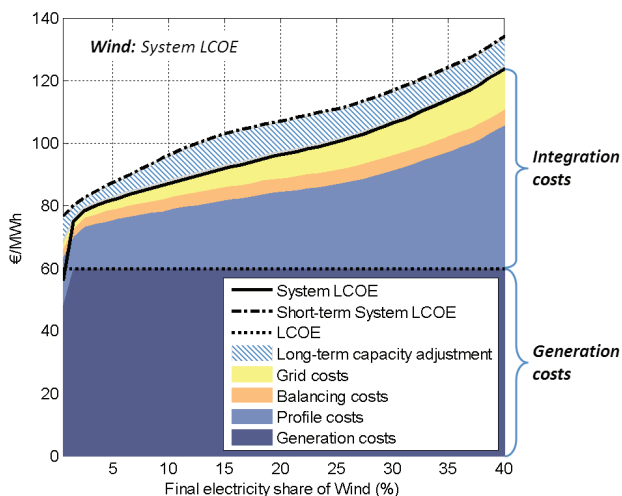
Gre za zelo resne strokovne kritike metodologije LCOE, ki se sicer splošno uporablja za primerjavo stroškov energije iz različnih virov. Metodologija LCOE ne more dati prave primerjave stroškov in vrednosti različnih virov energije, saj ponazarja zgolj mejne stroške proizvodnje električne energije na ravni obrata, brez upoštevanja celotnih stroškov električne energije iz tega vira, vključene v omrežje. Zato je metodologijo LCOE treba nadgraditi z metodologijo, ki upošteva dodatne stroške integracije povečanega deleža OVE virov v omrežje.

Ueckerdt et al. (2013) so predlagali pristop z upoštevanjem sistemskih stroškov (sistem LCOE) vključevanja OVE virov v omrežje. Sistemski LCOE občasnega vira je opredeljen kot vsota (mejnih) proizvodnih stroškov (LCOE) in (mejnih) integracijskih stroškov, pri čemer se integracijski stroški razdelijo na stroške izravnave, stroške omrežja in stroške vzdrževanja profila proizvodnje. Za razliko od običajnega LCOE je sistemski LCOE obnovljivih virov električne energije močno odvisen od njihovega deleža. Če se delež vetrne (oziroma sončne) proizvodnje poveča, ostanejo stroški proizvodnje (tj. LCOE) nespremenjeni, medtem ko se stroški integracije močno povečajo.

Slika 10 prikazuje sistemske stroške vključevanja vetrne energije v omrežje. Kot vidimo na njej, se sistemski stroški LCOE vključevanja energije iz vetrnih elektrarn v Nemčiji povečujejo z deležem energije vetra v omrežju. Pri nizkih deležih energije iz vetra (< 10 %) znašajo mejni stroški integracije energije iz vetra približno polovico proizvodnih stroškov (LCOE) vetrnih elektrarn. Pri zmernih in višjih deležih vetra (> 20 %) so mejni stroški integracije že v istem obsegu kot stroški proizvodnje. Pri 40-odstotnem deležu vetra stroški integracije dosežejo 60 €/MWh, kar je enako tipičnemu trenutnemu LCOE vetrnih elektrarn v Evropi.

Na podlagi pregleda več kot 100 objavljenih študij Hirth et al. (2015) povzemajo, da pri visokih stopnjah penetracije spremenljivih OVE virov, na primer pri deležu vetrne energije 30–40 %, stroški integracije v omrežje znašajo 25–35 EUR/MWh, tj. do 50 % stroškov proizvodnje (LCOE). Podobno kažejo tudi analize Mednarodne agencije za energijo (2019, 2023).

Slika 10: SISTEMSKI LCOE ENERGIJE IZ VETRA ZA NARAŠČAJOČE DELEŽE SPREMENLJIVIH VIROV (EUR/MWh)



Vir: Ueckerdt et al. (2013).

Sistemske učinki so običajno razdeljeni v štiri kategorije: (1) stroški profila (stroški uporabe nadomestnih kapacitet za zagotavljanje stalnega profila proizvodnje električne energije, imenovani tudi stroški rezerv), (2) stroški izravnave (stroški izravnavanja dnevnih in sezonskih ciklov v proizvodnji spremenljivih virov z rezervnimi viri), (3) stroški omrežja (stroški nadgradnje distribucijskega in prenosnega omrežja), (4) dolgoročni stroški prilagajanja kapacitet.

Metodologija za izračun stroškovne cene električne energije

V tej analizi pristopamo k oceni stroškovne cene alternativnih elektroenergetskih sistemov na naslednji način:

1. pri cenah električne energije iz obstoječih kapacitet (energija iz jedrske, hidro in premogovnih elektrarn) upoštevamo njihove dejanske stroškovne cene;
2. pri cenah električne energije iz novih kapacitet spremenljivih OVE virov upoštevamo LCOE cene za mejne proizvodne stroške energije (pri tem upoštevamo trend padanja bodočih cen tehnologij do leta 2050), ki jih nadgradimo z upoštevanjem sistemskih stroškov posameznih tehnologij po vključitvi v omrežje (stroške integracije) na naslednji način:
 - za stroške vzdrževanja profila smo v elektroenergetski sistem vključili ustrezne rezervne kapacitete fleksibilnih virov (predvsem plinske elektrarne), pri čemer v izračunih stroškovne cene upoštevamo cene energije iz teh virov v predvidenih potrebnih količinah;
 - za stroške izravnave smo v elektroenergetski sistem vključili ustrezne kapacitete hranilnikov (črpalne hidroelektrarne, baterije, elektrolizerji) in

- fleksibilnih virov (predvsem plinske elektrarne), pri čemer v izračunih stroškovne cene upoštevamo cene energije iz teh virov za predvidene potrebne količine;
- glede stroškov omrežja upoštevamo načrtovane naložbe v obeh alternativnih elektroenergetskih konceptih in jih preračunamo na enoto vse električne energije, proizvedene v obdobju analize (2025–2050); strošek za omrežje pri integraciji sončnih in vetrnih elektrarn v omrežje znaša 3,6 (SAZU-GZS), 26,9 (NEPN-OVE) in 24,9 EUR/MWh (NEPN-OVE + JE);³
3. pri novih kapacitetah jedrske energije (JEK2) upoštevamo povprečje cen LCOE za nove kapacitete v Evropi (pri jedrski energiji so sistemski stroški enaki mejnim proizvodnim stroškom in za razliko od drugih tehnologij vključujejo tudi stroške razgradnje);
 4. pri manjkajočih količinah električne energije do obsega, potrebnega za zagotovitev razvojnih potreb in energetskega prehoda, upoštevamo uvozne cene v višini 120 EUR/MWh, ki so bile tipične v zadnjih letih v času povečanih uvoznih potreb (predvsem v času kurilne sezone);
 5. vključili smo tudi občutljivostno analizo za spremembo cen jedrske energije in uvoznih cen električne energije;
 6. vir za LCOE mejne cene proizvodnje za nove kapacitete različnih tehnologij je International Energy Agency (IEA, World Energy Outlook 2022), vir za stroškovne cene obstoječih proizvodnih virov v Sloveniji pa je SAZU (2022).

V Tabeli 3 so predstavljene stroškovne cene posameznih proizvodnih virov, uporabljene pri izračunu stroškovne cene posameznega elektroenergetskega koncepta.

Tabela 3: STROŠKOVNE CENE POSAMEZNIH PROIZVODNIH VIROV (EUR/MWh)

	SE	VE	HE	JE	TE, PE	HRAN.	UVOZ
Cene obst. kapacitet	179.0	70.0	18.3	48.0	132.6		120.0
LCOE nove kapacitete			73.6	72.5	153.9	64.6	120.0
2025	137.2	60.2					
2035	82.1	55.6					
2050	68.0	55.6					

Opombe: cena LCOE sončnih elektrarn je izračunana kot tehtano povprečje individualnih, komercialnih in velikih elektrarn, uteži so deleži. Strošek za omrežje pri integraciji sončnih in vetrnih elektrarn v omrežje: 3,6 (SAZU-GZS), 26,9 (NEPN-OVE) in 24,9 EUR/MWh (NEPN-OVE + JE). Tečaj za preračun USD v EUR: 1.08.

Vir: IEA za vse vire, razen za hranilnike (World Energy Outlook 2022) in jedrsko energijo (SAZU, 2022); lastni preračuni.

³ Stroški nadgradnje omrežja na enoto vse električne energije so po velikosti podobni tistim v pregledni študiji Hirth et al. (2015), ki kaže, da stroški integracije v omrežje znašajo 25–35 EUR/MWh pri deležu vetrne energije 30–40 %.

Primerjava stroškovnih cen električne energije alternativnih elektroenergetskih konceptov

Na Sliki 11 je predstavljena primerjava stroškovnih cen vseh treh alternativnih elektroenergetskih konceptov. Koncept SAZU-GZS omogoča sistematično bistveno nižje stroškovne cene električne energije od obeh variant NEPN. Stroškovne cene v obeh scenarijih NEPN se do sredine 30. let 21. stoletja dvignejo na več kot 120 EUR/MWh. V konceptu NEPN + jedrska se stroškovne cene po letu 2040 zaradi začetka obratovanja JEK2 začasno spustijo do ravni 110 EUR/MWh, nakar se zaradi prenehanja obratovanja NEK leta 2043 spet dvignejo na raven okrog 120 EUR/MWh. V scenariju NEPN-OVE se stroškovne cene, kljub trendu zniževanja mejnih proizvodnih cen električne energije iz sončnih elektrarn, nikoli ne spustijo pod 130 EUR/MWh.

Na drugi strani se v konceptu SAZU-GZS stroškovne cene do leta 2037 začasno – zaradi povečanega uvoza električne energije po zaprtju TEŠ6 – dvignejo na raven okrog 100 EUR/MWh, nakar se po začetku obratovanja JEK2 (2037) spustijo na raven okrog 80 EUR/MWh. To pomeni, da so v konceptu SAZU-GZS do leta 2037 – v primerjavi z obema scenarijema NEPN – stroškovne cene nižje za 30 do 40 EUR/MWh, po letu 2037 pa celo za 50 do 80 EUR/MWh. Drugače rečeno, po začetku obratovanja JEK2 koncept SAZU-GZS omogoča za 60 do 100 % nižje stroškovne cene električne energije kot scenarij NEPN OVE in za tretjino nižje cene kot scenarij NEPN OVE + jedrska. Ključni učinek prihaja iz JEK2, ki ima stabilizirajoč učinek ne samo na zanesljivost oskrbe z električno energijo in stabilnost sistema, pač pa tudi na stroškovne cene električne energije.

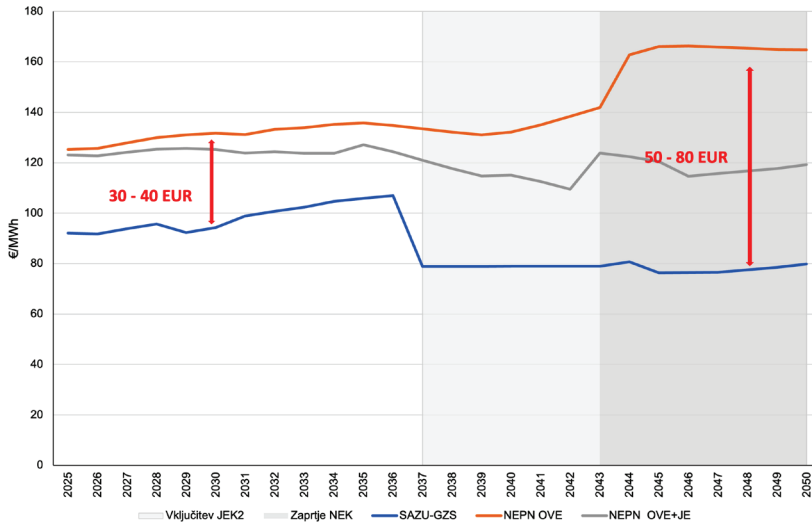
Do teh velikih razlik v stroškovnih cenah med tremi koncepti prihaja predvsem zaradi treh razlogov. Prvi razlog je večji primanjkljaj električne energije v konceptih NEPN, ki ga je treba pokrivati z dragim uvozom energije v času, ko prihaja do sistematičnih primanjkljajev (ponoči, ob slabem vremenu in v času zimske kurilne sezone). V teh obdobjih so tudi cene električne energije na trgu višje. Drugi razlog je v večjem deležu električne energije iz sončnih elektrarn v obeh konceptih NEPN, kar zahteva večje stroške integracije v omrežje (večje investicije v distribucijsko omrežje, večje potrebne nadomestne kapacitete za vzdrževanja profila in večje stroške izravnave dnevnih in sezonskih ciklov). Tretji razlog je v večjem deležu jedrske energije v konceptu SAZU-GZS (večja moč generatorja v JEK2, NEK obratuje tudi po letu 2043), kar omogoča nižjo dolgoročno ceno energije in zaradi stabilnosti profila proizvodnje bistveno nižje stroške nadomestnih kapacitet.

Na spodnjih dveh slikah je prikazana analiza občutljivosti stroškovnih cen električne energije na nekatere ključne predpostavke v modelu – na stroškovne cene energije iz JEK2 in na uvozne cene električne energije.

Slika 12 prikazuje test občutljivosti koncepta SAZU-GZS na vrednost investicije v JEK2. Kot kaže slika, bi se v primeru, če bi se zaradi podražitev investicije stroškovna cena energije iz JEK2 povišala za več kot tretjino (z 72,5 na 100 EUR/MWh), stroškovna cena celotnega elektroenergetskega sistema dvignila za okrog 10 EUR/MWh na 90 EUR/MWh.

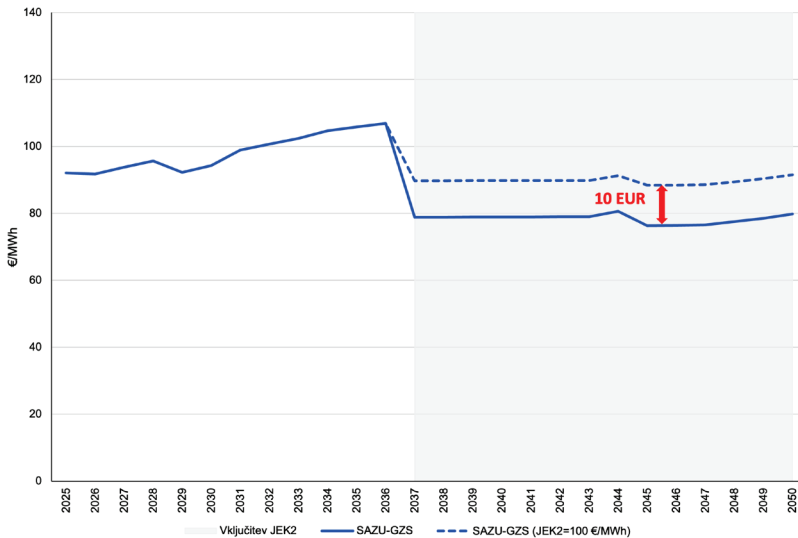
- Analiza alternativnih elektroenergetskih konceptov za Slovenijo z vidika trajnostnega razvoja

Slika 11: STROŠKOVNA CENA ELEKTRIČNE ENERGIJE DO LETA 2050 V TREH ELEKTROENERGETSKIH KONCEPTIH (EUR/MWh)



Vir: Lastni preračuni.

Slika 12: VPLIV VREDNOSTI INVESTICIJE V JEK2 NA STROŠKOVNO CENO ELEKTRIČNE ENERGIJE V KONCEPTU SAZU-GZS (EUR/MWh)



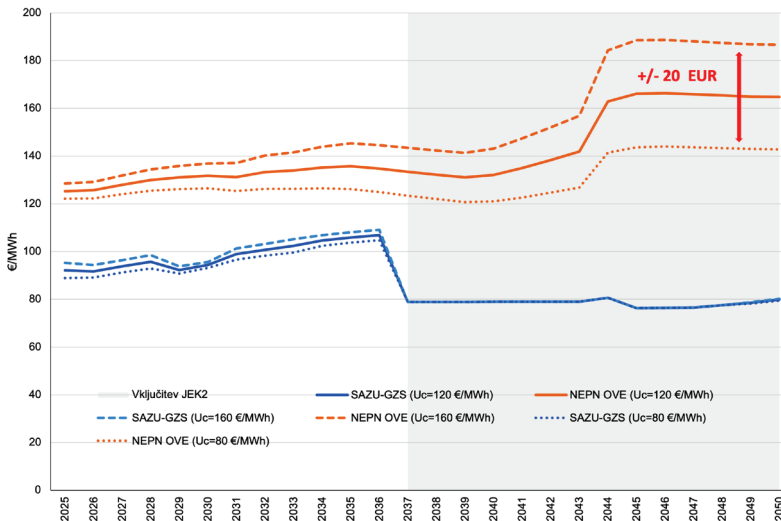
Opomba: Simulacija dviga stroškovne cene energije iz JEK2 (iz 72,5 na 100 EUR/MWh) na stroškovno ceno celotnega elektroenergetskega sistema.

Vir: Lastni preračuni.

Zaradi stalnega primanjkljaja električne energije glede na potrebe razvojne- ga dohitevanja razvitih držav in glede na potrebe energetskega prehoda sta oba scenarija NEPN močno odvisna od uvoznih cene električne energije. Slika 13 prikazuje občutljivost stroškovnih cen električne energije v scenariju NEPN in SAZU-GZS, če bi veleprodajna uvozna cena električne energije močno nihala, in sicer za tretjino v eno ali drugo smer glede na izhodiščno ceno 120 EUR/MWh (če bi nihala v pasu med 80 in 160 EUR/MWh). Kot kaže slika, bi se v primeru znatnega znižanja (s 120 na 80 EUR/MWh) ali povišanja uvoznih cen električne energije (s 120 na 160 EUR/MWh) stroškovna cena celotnega elektroenergetskega sistema v konceptu NEPN-OVE v obdobju 2025–2042 (do zaprtja NEK) znižala ali povišala za okrog 5 EUR/MWh. Zaprtje NEK pomeni izgubo stabilnega vira poceni električne energije. Po zaprtju NEK (od vključno 2043 naprej) bi se zato oscilacije v stroškovni ceni elektrike ob enakih spremembah uvoznih cen povišale na ± 20 EUR/MWh.

Na drugi strani je koncept SAZU-GZS zaradi manjše uvozne odvisnosti manj občutljiv na uvozne cene električne energije. Do leta 2037 bi se ob znatnem nihanju uvoznih veleprodajnih cen za ± 40 EUR/MWh stroškovne cene sistema spremenile za manj kot ± 3 EUR/MWh. Po vključitvi JEK2 v omrežje leta 2037 pa bi bile stroškovne cene povsem neodvisne od nihanja uvoznih cen.

Slika 13: VPLIV UVOZNIH VELEPRODAJNIH CEN NA STROŠKOVNO CENO ELEKTRIČNE ENERGIJE V ELEKTROENERGETSKEM KONCEPTU SAZU-GZS IN NEPN-OVE (EUR/MWH)



Opomba: Simulacija nihanja uvozne veleprodajne cene električne energije (med 80 in 160 EUR/MWh) na stroškovno ceno celotnega elektroenergetskega sistema.

Vir: Lastni preračuni.

Presoja z vidika izpustov CO₂

Problem izpustov CO₂ v elektroenergetskih sistemih, ki temeljijo na OVE

Evropske energetske-podnebne politike temeljijo na premisi, da je podnebno nevtralnost do leta 2050 potrebno doseči s prehodom na obnovljive vire energije. Vendar pa podatki kažejo, da države EU, ki so naredile največji napredek glede povečanja deleža OVE virov, niso nujno uspele tudi bistveno zmanjšati izpustov CO₂.⁴ Kot prikazuje Slika 14, ni toliko pomemben delež OVE virov, pač pa primerna kombinacija nizkoogljičnih virov. Denimo, Nemčiji je v zadnjih dveh desetletjih uspelo, da je do leta 2023 povečala delež proizvodnje električne energije iz OVE virov na 60 %, vendar so izpusti CO₂ na enoto energije ostali zelo visoki in se v obdobju 2017–2023 gibljejo v razponu med 440 in 500 gCO₂/kWh.

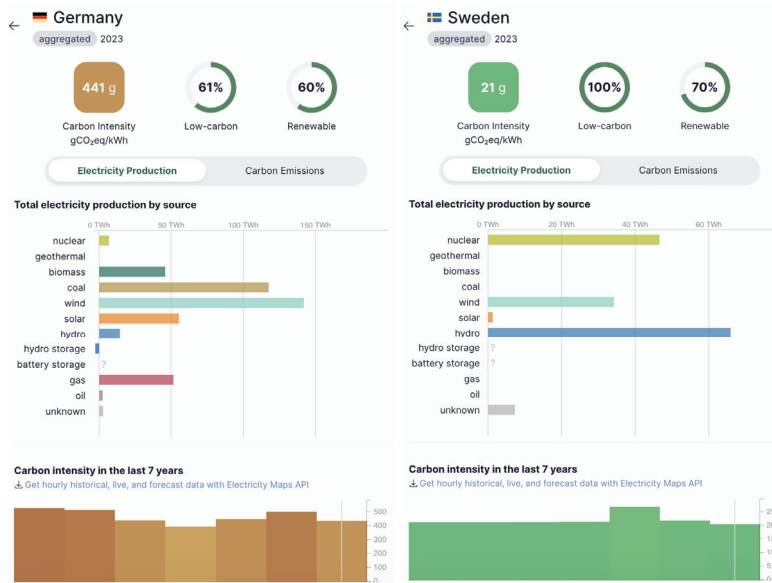
To je predvsem posledica neugodnega razmerja OVE virov v Nemčiji, ki zajema predvsem energijo iz vetra, sonca in biomase. Prva dva vira sta (ob tem, da sta osemkrat bolj ogljično intenzivna od jedrske energije) izjemno nestanovitna in ciklične narave, zato je potrebno zagotavljati konstanten profil električne energije in izravnati ciklično dinamiko energije iz obeh virov s fleksibilnimi viri energije. To pa so elektrarne na premog in plin, energenta, ki sta ogljično najbolj intenzivna. Na drugi strani pa je energija iz biomase glede izpustov CO₂ le pol manj intenzivna od plina in za skoraj 50-krat bolj intenzivna od jedrske energije. Za razliko od tega se švedski miks OVE virov sestoji predvsem iz hidro (60 %) in vetrne energije (40 %), kar pa Švedska dopolnjuje s stalno proizvodnjo energije iz jedrskih elektrarn. Tak nizkoogljični miks energetskih virov Švedski omogoča izjemno nizke izpuste CO₂ na ravni okrog 20 g CO₂/kWh, kar je za 20-krat manj kot Nemčija. Primerjava kaže, da posledično v Švedski delež nizkoogljičnih virov v letu 2023 znaša 100 %, v Nemčiji pa le 61 %.

Podobno ilustrativna je primerjava med Nemčijo in Francijo na Sliki 15. Francoski miks proizvodnje sestoji 60- do 70-odstotno iz jedrske energije, hidro in vetrna energija pa prispevata vsaka po okrog 10 %. Posledično znaša delež nizkoogljičnih virov v letu 2023 94 %, Francija pa v obdobju 2017–2023 dosega konstantno nizke izpuste CO₂ na ravni okrog 50 g CO₂/kWh, kar je za osemkrat manj kot Nemčija.

Kot že omenjeno zgoraj, so razlogi za tako slabe rezultate Nemčije glede izpustov CO₂ v zelo neugodnem miksu nestanovitnih OVE virov, ki zahtevajo stalno podporo stanovitnih fleksibilnih ogljičnih virov (elektrarne na plin in premog) za vzdrževanje profila in cikličnih nihanj proizvodnje električne energije iz OVE virov.

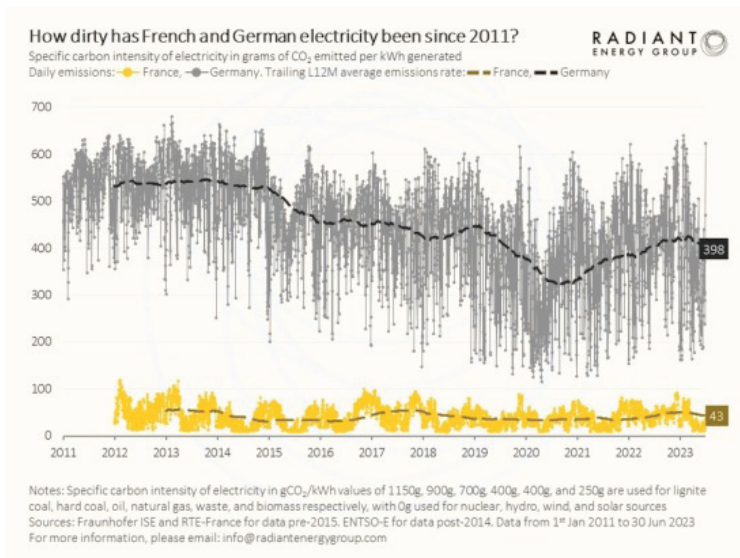
⁴ Cilji EU se sicer nanašajo na znižanje toplogrednih plinov v celoti, vendar se v praksi sklicujejo le na izpuste CO₂, ki jih je mogoče najlažje spremljati. Zato se tudi mi držimo tega koncepta.

Slika 14: ELEKTROENERGETSKI MIKS IN IZPUSTI CO₂ NA ENOTO ELEKTRIČNE ENERGIJE V NEMČIJI IN ŠVEDSKI, 2017–2023



Vir: Electricity map.

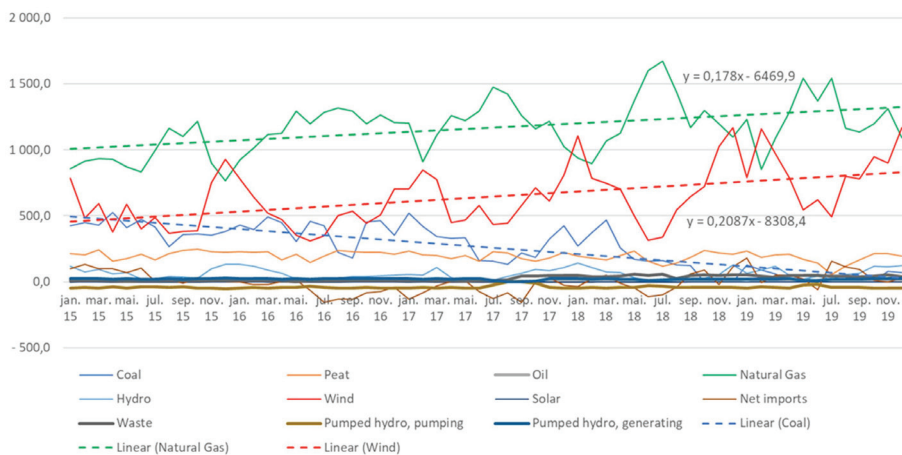
Slika 15: PRIMERJAVA IZPUSTOV CO₂ NA ENOTO ELEKTRIČNE ENERGIJE V NEMČIJI IN FRANCIJI, 2011–2023



Vir: Radiant Energy Group (2023).

Slika 16 zelo dobro ilustrira primer Irske in njene stalne potrebe po fleksibilnih ogljičnih virih zaradi proizvodnje električne energije iz vetrnih elektrarn, ki narašča s povečevanjem deleža vetrne energije v omrežju. Irska je svojo energetsko prihodnost naslonila na vetrno energijo, katere delež v omrežju se je povečal v povprečju na 34 %, ob vrhuncih pa dosega tudi 65 %. Vendar se je, kot kaže študija Emblemsvåg (2022), v tem času z naraščanjem deleža vetrne energije v omrežju sočasno in v enaki meri povečala tudi poraba plina, ki je potreben za ustvarjanje nadomestne energije (korelacija med vetrno energijo in porabo plina je visokih 85 %). Študija je pokazala, da so se s povečanjem deleža nestanovitne vetrne energije izpusti CO₂ zmanjšali le za 10 do 20%, saj se Irska z naslonitvijo na energijo iz vetra, ki je sicer bolj stanovitna od sončne, ni znebila porabe zemeljskega plina v proizvodnji električne energije.

Slika 16: PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE V IRSKI PO VIRIH ENERGIJE, 2015–2019



Vir: Emblemsvåg (2022).

Nauk iz teh evropskih zgodb pravi, da povečevanje deleža OVE v proizvodnji električne energije zaradi njihove usodne navezave na fleksibilne ogljične vire energije ne znižuje bistveno emisij CO₂, pač pa je za zmanjšanje izpustov CO₂ pomembna prava kombinacija nizkoogljičnih virov (primarno hidro in jedrska energija ter dopolnilno OVE viri sonca in vetra). Podobno ugotavljajo Zappa et al. (2019): tudi če bi 100-odstotno obnovljiv evropski elektroenergetski sistem morda lahko deloval z enako stopnjo sistemske ustreznosti kot danes, ne bi zagotovil ravni zmanjšanja emisij, ki je potrebna za doseg evropskih podnebnih ciljev do leta 2050.

Metodologija izračuna izpustov CO₂

V nadaljevanju preverjamo, kako uspešno obravnavani alternativni elektroenergetski koncepti prispevajo k zniževanju izpustov CO₂ v Sloveniji. Izpuste CO₂ v energetskih konceptih smo ovrednotili z izpusti CO₂ posameznih tehnologij v življenjski dobi na enoto energije, kot jih je ocenila UNECE (2020) za države EU (te ocene so zelo podobne medianskim ocenam IPCC).

Tabela 4: IZPUSTI CO₂ POSAMEZNIH TEHNOLOGIJ V ŽIVLJENJSKI DOBI NA ENOTO ENERGIJE V DRŽAVAH EU (gCO₂/kWh)

Tehnologija	Izpusti CO2
Premog	850
Plin – kombinirani cikel	430
Biomasa	230
Sončne elekt. – velike	37
Sončne elekt. – strešne	41
Geotermalna	38
Sončne elekt. – polja	27
Hidroenergija	11
Veter (morje)	14
Jedrska	5
Veter (kopno)	12
Baterije	256

Opomba: Vse ocene UNECE (2020), razen medianska ocena IPCC za biomaso in ocena Vox za baterije.

Vir: UNECE (2020).

V Tabeli 4 so predstavljeni izpusti CO₂ posameznih tehnologij v življenjski dobi na enoto energije v državah EU, ki jih uporabljamo v izračunih kumulativnih izpustov CO₂, alternativnih elektroenergetskih sistemov. Te vrednosti so pomnožene s količinami električne energije posameznih virov v obdobju 2025–2050, ki so bile predstavljene v poglavju 3.

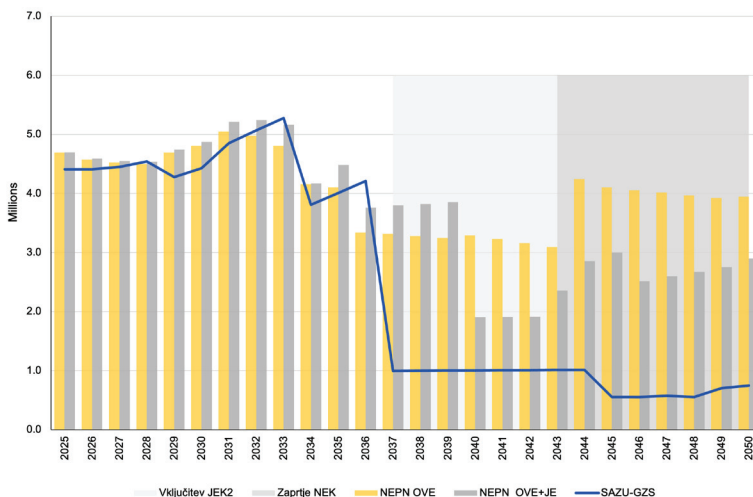
Izračuni kumulativnih izpustov CO₂, prikazani na Sliki 17, se nanašajo na globalne izpuste CO₂, do katerih pride zaradi proizvodnje ali porabe (uvoz) električne energije v Sloveniji, pri čemer je treba upoštevati, da se letna proizvodnja električne energije v skladu z rastjo potreb povečuje in se med letoma 2025 in 2050 podvoji.

Primerjava kumulativnih izpustov CO₂ alternativnih elektroenergetskih konceptov

Izračuni kažejo da so si vsi trije alternativni energetski koncepti do leta 2037 glede kumulativnih izpustov CO₂ dokaj podobni. Do razlike pride po letu 2037 predvsem zaradi priključitve JEK2 v omrežje, ki v konceptu SAZU-GZS prinese letno znižanje izpustov CO₂ za kar 83 %. V konceptu NEPN-OVE + jedrska pride do občutnega znižanja izpustov CO₂ šele leta 2040 (za polovico), ko ta koncept predvideva vključitev JEK2 v omrežje. Po tem letu se zmanjša tudi uvoz manjkajoče električne energije, kar prav tako vpliva na zmanjševanje izpustov CO₂ zaradi v Sloveniji porabljene električne energije. Vendar se zaradi predvidenega zaprtja NEK leta 2043 po tem letu izpusti CO₂ zaradi povečanja uvoza električne energije spet začnejo povečevati in se do leta 2050 vrnejo na raven, ki je le za dobro tretjino nižja glede na leto 2025.

Slika pa nazorno kaže, da je koncept NEPN-OVE z vidika izpustov CO₂ povsem neučinkovit, saj se kljub velikemu povečanju proizvodnje električne energije iz sončnih elektrarn letni izpusti do leta 2050 zmanjšajo zgolj za eno sedmino (16 %). Slednje je posledica povečanja letne porabe električne energije in dejstva, da je zaradi premajhne domače proizvodnje in povečanih potrebnih dnevnih in sezonskih izravnav treba manjkajočo električno energijo uvažati (ki pa v času povečanega povpraševanja (ob oblačnem vremenu, ponoči in času kurilne sezone) prihaja iz visokoogljčnih fleksibilnih virov (elektrarne na plin in premog)).

Slika 17: KUMULATIVNI IZPUSTI CO₂ V ALTERNATIVNIH ELEKTROENERGETSKIH KONCEPTIH V OBDOBJU 2025–2050 (mio ton)



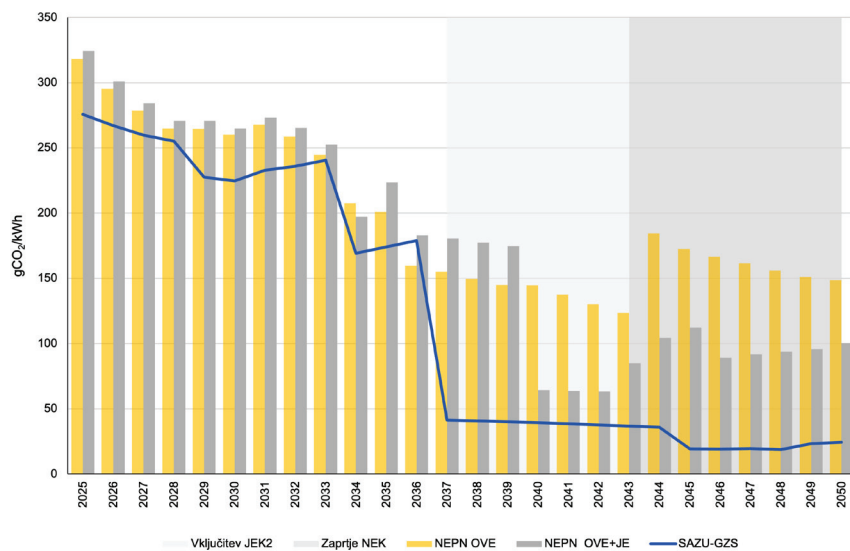
Opomba: Izračuni zajemajo globalne izpuste CO₂, do katerih pride zaradi proizvodnje ali porabe (uvoz) električne energije v Sloveniji.

Vir: Lastni preračuni.

Slika 18 kaže izpuste CO₂ na enoto proizvedene električne energije. Razvidno je, da so vsi trije alternativni energetske koncepti do leta 2037 dokaj podobni (izpusti se zmanjšajo z okrog 280–300 gCO₂/kWh na 160–180 gCO₂/kWh v obeh konceptih NEPN in konceptu SAZU-GZS).

Do drastične razlike pride z letom 2037 zaradi priključitve JEK2 v omrežje v konceptu SAZU-GZS, kar zniža izpuste CO₂ na zgolj 41 gCO₂/kWh oziroma kar za 77 % glede na predhodno leto. V konceptu NEPN-OVE + jedrska pride do podobnega učinka šele po letu 2040 (z vključitvijo JEK2 v omrežje), vendar le na raven okrog 70 gCO₂/kWh in še to zgolj začasno do leta 2043 (zaprtje NEK). Po letu 2043 se izpusti CO₂ zaradi potrebnega povečanja uvoza električne energije ponovno dvignejo na raven okrog 100 gCO₂/kWh. V scenariju NEPN-OVE pa se letni izpusti CO₂ do leta 2043 začasno znižajo na okrog 125 gCO₂/kWh, po letu 2043 (zaprtje NEK) pa se spet dvignejo na raven nad 150 gCO₂/kWh.

Slika 18: IZPUSTI CO₂ NA ENOTO PROIZVEDENE ELEKTRIČNE ENERGIJE V ALTERNATIVNIH ELEKTROENERGETSKIH KONCEPTIH V OBDOBJU 2025–2050 (gCO₂/kWh)



Opomba: Izračuni zajemajo globalne izpuste CO₂, do katerih pride zaradi proizvodnje ali porabe (uvoz) električne energije v Sloveniji.

Vir: Lastni preračuni.

Tabela 5 prikazuje povprečno letno znižanje izpustov CO₂ v alternativnih elektroenergetskih konceptih. Razvidno je, da je koncept SAZU-GZS superioren obema konceptoma NEPN. Med letoma 2025 in 2050 se izpusti CO₂ na enoto v

Sloveniji porabljene električne energije v konceptu SAZU-GZS znižajo za 91 %, v obeh konceptih NEPN pa le med 53 in 69 %.

Koncept SAZU-GZS omogoča, da se skupni letni izpusti CO₂ zaradi proizvodnje in porabe električne energije v Sloveniji do leta 2040 zmanjšajo kar za 77 % glede na leto 2025, medtem ko to znižanje v konceptih NEPN znaša le med 30 % (NEPN-OVE) in 59 % (NEPN-OVE + jedrska). Do leta 2050 pa se letni izpusti CO₂ v konceptu SAZU-GZS zmanjšajo za 83 % glede na leto 2025, medtem ko to znižanje v konceptih NEPN znaša le med 16 % (NEPN-OVE) in 38 % (NEPN-OVE + jedrska).

Tabela 5: KUMULATIVNO IN POVPREČNO LETNO ZNIŽANJE IZPUSTOV CO₂ V ALTERNATIVNIH ELEKTROENERGETSKIH KONCEPTIH V OBDOBJU 2025–2050 (%)

	SAZU-GZS	NEPN OVE	NEPN OVE+JE
Znižanje na kWh (2050 glede na 2025)	-91%	-53%	-69%
Znižanje skupnih izpustov (glede na 2025)			
2030	0%	2%	4%
2040	-77%	-30%	-59%
2050	-83%	-16%	-38%

Vir: Lastni preračuni.

SKLEP

Članek analizira alternativne elektroenergetske koncepte za Slovenijo, ki naj bi zagotovili dovolj energije, da bi zadostili dvema temeljnima ciljema države – da Slovenija doseže ravni razvitosti najbolj razvitih držav in za potrebe energetskega prehoda v smeri ogljične nevtralnosti do leta 2050.

Članek prinaša dva glavna izvirna prispevka. Prvi je v kvantitativni opredelitvi potrebnega obsega električne energije za potrebe razvojne dinamike, s katero bi Slovenija do leta 2050 dosegla sedanjo raven razvitih držav EU in za potrebe energetskega prehoda. Ocene kažejo, da naj bi se skupna poraba električne energije med letoma 2025 in 2050 zaradi zagotavljanja ustrezne ravni blaginje in zaradi energetskega prehoda podvojila, pri čemer na zagotavljanje povečane blaginje prebivalstva odpade četrtnina, na zagotavljanje potrebne električne energije za energetske prehod pa tri četrtine dodatne porabe električne energije.

Drugi prispevek članka je v opredelitvi optimalnega elektroenergetskega sistema Slovenije, ki bi zadostil ključnim kriterijem. V članku primerjamo koncept SAZU-GZS, ki temelji na kombinaciji nizkoogljčnih virov energije (hidro, jedrska, sončna in druge), in dva scenarija prenovljenega NEPN 2023 (scenarij OVE in scenarij OVE + jedrska). Primernost alternativnih elektroenergetskih sistemov za potrebe razvoja in za potrebe energetskega prehoda v Sloveniji presojujemo s petih vidikov. Na podlagi presoje z upoštevanjem teh kriterijev ugotavljamo, da je koncept SAZU-GZS superioren po vseh petih kriterijih.

Na podlagi ugotovitev lahko sklenemo, da je za zagotovitev zadostnega obsega električne energije za potrebe razvoja in razogljčenja, za zanesljivo oskrbo energije po konkurenčnih cenah ter za razogljčenje proizvodnje in porabe električne energije v skladu s sprejetimi podnebnimi cilji pomembna optimalna kombinacija nizkoogljičnih virov (primarno jedrska in hidro energija ter dopolnilno OVE viri sonca in vetra) in hranilnikov energije, ne pa ideološko pogojeno vztrajanje zgolj pri obnovljivih virih energije.

Te ugotovitve so v skladu s podobnimi ugotovitvami v literaturi za druge države (Pfenninger & Keirstead 2015; Zeyringer et al. 2018; Zappa et al. 2019; Mervar 2024; itd.), da so elektroenergetski sistemi, ki vključujejo samo OVE vire, izjemno občutljivi na znotrajletne variacije v vremenu in da zaradi potrebe po velikem obsegu fleksibilnih virov, hranilnikov energije in nadgradnje omrežij postanejo pri visokih deležih OVE z vidika stroškov investicij in posledično cene energije izjemno dragi. Energetska avtonomija nacionalnih energetskih sistemov se precej zmanjša zaradi povečane odvisnosti od uvoza. Pri tem pa na prvi pogled najcenejši viri energije ne vodijo nujno tudi k realizaciji podnebnih ciljev glede razogljčenja.

LITERATURA

- Bogmans, Christian, Lama Kiyasseh, Akito Matsumoto, Andrea Pescatori. 2020. »Energy, efficiency gains and economic development: When will global energy demand saturate?« *IMF Working paper* 2020/253. <https://doi.org/10.5089/9781513561240.001>.
- Borenstein, Severin. 2012. »The private and public economics of renewable electricity generation.« *Journal of Economic Perspectives* 26 (1): 67–92.
- CPOEF. 2023. *Vodikova strategija Republike Slovenije: Analiza za konzorcij energetskih podjetij*. Ljubljana: Center poslovne odličnosti Ekonomske fakultete.
- Damijan, Jože. 2024. »Koliko nas bo stal energetski prehod?« *Sobotna priloga Dela*, 17. november 2024.
- Damijan, Jože, Drago Babič. 2024a. Načrt za podnebno nevtralnno in energetsko suvereno Slovenijo. Predstavitev v Državnem svetu, 26. januar 2024.
- Damijan, Jože, Drago Babič. 2024b. »Ocena ekonomskih in podnebnih učinkov NEPN.« *LIFE Institut*, 2024.
- Electricity Map. <https://app.electricitymaps.com/>.
- Emblemsvåg, Jan. 2022. »Wind energy is not sustainable when balanced by fossil energy.« *Applied Energy* 305: 117748. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117748>.
- Emblemsvåg, Jan. 2024. »What if Germany had invested in nuclear power? A comparison between the German energy policy the last 20 years and an alternative policy of investing in nuclear power.« *International Journal of Sustainable Energy* 43 (1): 2355642. <https://doi.org/10.1080/14786451.2024.2355642>.
- Herath, N. 2022. »System integration costs and emission savings of high penetration of intermittent renewable electricity.« *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 53: 102504. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102504>.
- Hirth, Lion, Falco Ueckerdt, Ottmar Edenhofer. 2015. »Integration costs revisited—An economic framework for wind and solar variability.« *Renewable Energy* 74: 925–39. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.065>.

▪ Analiza alternativnih elektroenergetskih konceptov za Slovenijo z vidika trajnostnega razvoja

- Idel, Robert (2022). »Levelized full system costs of electricity.« *Energy* 259. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124905>.
- IEA. 2022. *World Energy Outlook 2022*. Paris, France: IEA.
- Islam, Sadequl. 1995. »The human development index and per capita GDP.« *Applied Economics Letters* 2(5): 166–67. 10.1080/135048595357537.
- IPCC. 2021. IPCC Working Group III – Mitigation of Climate Change, Annex II Metrics and Methodology - A.II.9.3 (Lifecycle greenhouse gas emissions), 1306–08. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-ii.pdf#page=26.
- Joskow, Paul L. 2011. »Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies.« *American Economic Review* 101 (3): 238–41. 10.1257/aer.101.3.238.
- Lomborg, Bjorn. 2020. »Welfare in the 21st century: Increasing development, reducing inequality, the impact of climate change, and the cost of climate policies.« *Technological Forecasting and Social Change* 156. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2020.119981>.
- Medlock III, Kenneth B., Roland Soligo. 2001. »Economic development and end-use energy demand.« *The Energy Journal* 22 (2): 77–105. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol22-No2-4>.
- Mervar, Aleksander. 2024. »Analiza 100 % OVE scenarija v elektroenergetskem sektorju za Slovenijo za leto 2044.« Ljubljana: ELES.
- Nacionalni energetska podnebni načrt (NEPN). 2020. Ljubljana.
- NEA. 2019. »The Cost of Decarbonisation: System Costs with High shares of Nuclear and Renewables.« Paris, France: OECD. https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_15000/the-costs-of-decarbonisation-system-costs-with-high-shares-of-nuclear-and-renewables?details=true.
- Osnutek posodobljenega nacionalnega energetska podnebnega načrta (NEPN). 2024. Ljubljana.
- Our World in Data, Energy Production and Consumption. 2024. <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>.
- Pfenninger, Stefan, James Keirstead. 2015. »Renewables, nuclear, or fossil fuels? Scenarios for Great Britain's power system considering costs, emissions and energy security.« *Applied Energy* 152: 83–93. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.102>.
- Resolucija o Dolgoročni podnebni strategiji Slovenije do leta 2050. 2021. Ljubljana.
- SAZU. 2022. »Strategija razvoja elektroenergetskega sistema Slovenije do leta 2050.« Ljubljana: SAZU.
- Statistični urad RS. 2022. »Projekcije prebivalstva EUROPOP2019.« Ljubljana: Statistični urad RS.
- Ueckerdt, Falko, Lion Hirth, Gunnar Luderer, Ottmar Edenhofer. 2013. »System LCOE: What are the costs of variable renewables?« *Energy* 63: 61–75. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.072>.
- UNDP. 2023. »Human Development Index.« <https://hdr.undp.org/data-center/human-development-index#/indicies/HDI>.
- UNECE. 2020. »Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options.« <https://unece.org/sed/documents/2021/10/reports/life-cycle-assessment-electricity-generation-options>.
- US Department of Energy. 2024. »Advanced Nuclear Pathways to Commercial Liftoff. Report Update Summary Presentation September 2024.« Washington: US Department of Energy. <http://liftoff.energy.gov>.
- World Bank. 2024. »Databank.« Washington: World Bank. <https://databank.worldbank.org/home.aspx>.

- Zappa, William, Martin Junginger, Machteld Van Den Broek. 2019. »Is a 100% renewable European power system feasible by 2050?« *Applied energy* 233: 1027–50. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.109>.
- Zeyringer, Marianne, James Price, Birgit Fais, Pei-Hao Li, Ed Sharp. 2018. »Designing low-carbon power systems for Great Britain in 2050 that are robust to the spatiotemporal and inter-annual variability of weather.« *Nature Energy* 3 (5): 395–403. <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0128-x>.

ANALYSIS OF ALTERNATIVE ELECTRICITY CONCEPTS FOR SLOVENIA FROM THE PERSPECTIVE OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT

Abstract. *The article brings two main original contributions. The first contribution is a quantitative definition of the volume of electricity required for both the needs of the country's development dynamics, with which Slovenia would reach the current level of developed EU countries by 2050, and the needs of the energy transition. The analysis shows that the total consumption of electricity is expected to double between 2025 and 2050 in order to ensure an appropriate level of prosperity and as part of the energy transition. The second contribution of the article lies in defining the optimal electricity system for Slovenia, one that would simultaneously assure the realisation of the two goals and satisfy key criteria. In the article, the suitability of three alternative electricity systems (NEPN OVE, NEPN OVE + nuclear, SAZU-GZS) is assessed from five aspects. We find the SAZU-GZS concept to be superior with respect to all five criteria; namely in terms of: (1) sufficient volumes of electricity; (2) the country's strategic autonomy when it comes to electricity provision; (3) the investment required per unit of electricity produced being cut in half; (4) the lower wholesale price of electricity provision; and (5) meeting the decarbonisation goals of electricity production and consumption in Slovenia. Building on this, we conclude that the right combination of low-carbon sources (primarily nuclear and hydropower, and complementary RES sources of solar and wind) and energy storage is important for sustainable development, whereas energy concepts based solely on RES sources are technically unsustainable and/or require significantly bigger investments, and also do not lead to the realisation of climate goals regarding decarbonisation. These findings are consistent with the literature in this area.*

Keywords: *prosperity, sustainable growth, low-carbon energy sources.*