KONFERENCA

E²ZS & SAEE



Zbornik konference Energije na kvadrat & Slovenskega združenja za energetsko ekonomiko

UREDILI: NEVENKA HROVATIN, MATEJ ŠVIGELJ, JELENA ZORIĆ

EZS | SAEE
SEKCIJA SLOVENSKO ZDRUŽENJE ZA ENERGETSKO EKONOMIKO

EF UNIVERZA V LJUBLJANI
Ekonomska fakulteta

Uredniki/Editors: **prof. Nevenka Hrovatin, izr. prof. Matej Švigelj, prof. Jelena Zorić**

Zbornik prispevkov konference E²ZS & SAEE

20. november 2026, GZS – Gospodarska zbornica Slovenije

Izdajatelja/Publishers: Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakuleta (UL EF)
(School of Economics and Business, University of Ljubljana) in/and
SAEE – Slovensko združenje za energetsko ekonomiko
(Slovenian Association for Energy Economics)

Programski odbor/Programme Committee:
prof. dr. Nevenka Hrovatin (predsednica/president), UL EF
doc. dr. Janez Dolšak, Ekonomska fakulteta, UL EF
dr. Ivana Jovović, European University Viadrina Frankfurt (Oder), Nemčija
izr. prof. dr. Nina Ponikvar, UL EF
izr. prof. dr. Matej Švigelj, UL EF
prof. dr. Katja Zajc Kejžar, UL EF
prof. dr. Jelena Zorić, UL EF

Organizacijski odbor/Organisation Committee:
mag. Ana Vučina Vršnak (predsednica/president), izvršna direktorica EZS
Sara Gregl, EZS
Urša Brodnik, EZS

Oblikovanje naslovnice/Cover by: Output, vizualne komunikacije, Dejan Šmid s.p.
Oblikovanje in prelom/Design by: UL EF

Ljubljana, 2026

Konferenčni prispevki so bili recenzirani v okviru anonimnega recenzijskega postopka.
Conference proceedings were subject to a double-blind peer review process.

Zbornik je objavljen na spletni strani / Conference proceedings are available online: https://ezs.si/publikacije/EZS_SAEE_zbornik.pdf

---

Kataložni zapis o publikaciji (CIP) pripravili v Narodni in univerzitetni knjižnici v Ljubljani
COBISS.SI-ID 305146115
ISBN 978-961-240-424-6 (PDF, Ekonomska fakulteta)

Vse pravice pridržane. Noben del gradiva se ne sme reproducirati ali kopirati v kakršni koli obliki: grafično, elektronsko ali mehanično, kar vključuje (ne da bi bilo omejeno na) fotokopiranje, snemanje, skeniranje, tipkanje ali katere koli druge oblike reproduciran ja vsebine brez pisnega dovoljenja avtorja ali druge pravne ali fizične osebe, na katero bi avtor prenesel materialne avtorske pravice.

All rights reserved. No part of this publication may be reproduced or transmitted in any form by any means, electronic, mechanical or otherwise, including (but not limited to) photocopy, recordings or any information or retrieval system, without the express written permission of the author or copyright holder.

VSEBINA

PREDGOVOR 1

Sekcija I: Energetski trgi, cenovna dinamika in obvladovanje tveganj

ODZIV TRGA ELEKTRIČNE ENERGIJE V NEMČIJI NA RUSKO INVAZIJO NA UKRAJINO 4
Rok Klun, Matej Švigelj

PRICE VOLATILITY IN THE GERMAN DAY-AHEAD ELECTRICITY MARKET: THE COVID-19 PANDEMIC, ENERGY CRISIS AND ENERGY TRANSITION 9
Marin Tomljenović, Jelena Zorić

CENOVNO ŠČITENJE V ENERGETIKI: ISKANJE RAVNOTEŽJA MED POSLOVNIM REZULTATOM IN TVEGANJEM 16
Matej Kovač, Nevenka Hrovatin

DEJAVNIKI CENOVNE DINAMIKE NA TRGU POTRDIL O IZVORU ELEKTRIČNE ENERGIJE 22
Pina Bregar, Nevenka Hrovatin

CLIMATE POLICY UNCERTAINTY, ECONOMIC POLICY UNCERTAINTY, TRADE POLICY UNCERTAINTY, AND CRUDE OIL PRICES: EVIDENCE FROM THE UNITED STATES 29
Dejan Romih, Pablo Calafiore, Nejc Fir, Silvo Dajčman

Sekcija II: Samooskrba in elektromobilnost

ANALIZA IN NAPOVED PRODAJNIH TRENDOV BATERIJSKIH ELEKTRIČNIH VOZIL V EU 37
Tilen Babnik, Matej Švigelj

STROŠKOVNA OPTIMIZACIJA POLNJENJA FLOTE E-VOZIL ZA SOUPORABO: OD IDENTIFIKACIJE PROŽNOSTI DO PILOTNE DEMONSTRACIJE 43
Janez Gregor Golja, Klemen Peter Kosovinc, Miha Valentinčič

EKONOMSKA ANALIZA INVESTICIJE FOTONAPETOSTNIH SISTEMOV IN BATERIJSKIH HRANILNIKOV ZA POLNJENJE ELEKTRIČNIH VOZIL V SLOVENIJI 49
Domen Kuhar, Jernej Počivalnik, Eva Simonič, Maršenka Marksel, Sebastijan Seme, Klemen Sredenšek

TEHNIČNA IN EKONOMSKA ANALIZA SISTEMOV SAMOOSKRBE S SONČNO ELEKTRARNO IN BATERIJSKIM HRANILNIKOM PO PREHODU IZ SISTEMA NET-METERING 54
Jernej Počivalnik, Domen Kuhar, Eva Simonič, Maršenka Marksel, Sebastijan Seme, Klemen Sredenšek

VPLIV NAČINA OBRAČUNAVANJA ELEKTRIČNE ENERGIJE NA OPTIMALNO DIMENZIONIRANJE SONČNE ELEKTRARNE IN BATERIJSKEGA HRANILNIKA... 60
Klemen Sredenšek, Jernej Počivalnik, Domen Kuhar, Eva Simonič, Maršenka Marksel, Sebastijan Seme

Sekcija III: Energetske prenove, energetska revščina in trajnostno vedenje

ONKRAJ NEPOVRATNIH SREDSTEV: OKVIR ODLOČANJA ZA FINANCIRANJE CELOVITE ENERGETSKE IN POTRESNE PRENOVE STAVB 66
Ana Marija Spindler, Gašper Stegnar, Damir Staničić

ANALIZA IZPELJANIH ENERGETSKO UČINKOVITIH PRENOV V SLOVENSKIH GOSPODINJSTVIH V OBDOBJU 2000 – 2025 74
Nevenka Hrovatin, Jelena Zorić

SEGMENTACIJA POSAMEZNIKOV GLEDE NA TRAJNOSTNE USMERITVE IN ENERGETSKO UČINKOVITO VEDENJE: PRISTOP Z ANALIZO LATENTNIH RAZREDOV 82
Tadeja Janša Likar, Jaka Bizjak, Marko Matkovič, Jelena Zorić

ENERGETSKA REVŠČINA V SLOVENIJI: PRIMERJAVA TREH KAZALNIKOV IN ZNAČILNOSTI ENERGETSKO REVNIH GOSPODINJSTEV 89
Janez Dolšak, Nevenka Hrovatin, Jelena Zorić

TOWARDS INCLUSIVE ENERGY COMMUNITIES: FINANCIAL AND NON-FINANCIAL PATHWAYS TO CITIZEN PARTICIPATION 99
Ivana Jovović

Sekcija IV: Prožnost in optimizacija energetskih sistemov

OCENA IMPLICITNEGA POTENCIALA PROŽNOSTI POSLOVNIH ODJEMALCEV 107
Jerneja Bogovič, Marko Kolenc, Miloš Pantoš

VREDNOTENJE PROŽNOSTI ODJEMA KOT ALTERNATIVE OJAČITVI DISTRIBUCIJSKEGA OMREŽJA 112
Taras Toroš, Jan Jeriha

VREDNOTENJE SCENARIJEV RAZVOJA SLOVENSKEGA ELEKTROENERGETSKEGA SISTEMA Z OPTIMIZACIJSKIM ORODJEM EKONOMSKEGA DISPEČIRANJA 118
Tomaž Dolinar, Matej Pečjak, Andrej F. Gubina

KRATKOROČNA DAY-AHEAD OPTIMIZACIJA OBRATOVANJA REFERENČNE ČRPALNE HIDROELEKTRARNE 125
Andraž Roger, Matej Fike

ANALIZA POVEZAVE MED KAZALNIKOM VOLL IN BDP 132
Jerneja Bogovič, Marko Kolenc, Miloš Pantoš

Sekcija V: Energetski viri, nove tehnologije in podnebne spremembe

STRATEGIC EVALUATION OF THE DUTCH HYDROGEN PATHWAY 138
Tim Jelovšek, Jelena Zorić

ANALIZA EKONOMSKIH UČINKOV PODNEBNIH SPREMEMB NA OBRATOVANJE HIDROELEKTRARNE 144
Erik Marčenko

ENERGETSKO-EKONOMSKO VREDNOTENJE GORVODNEGA ČRPANJA VODE OB UPOŠTEVANJU CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA DAN VNAPREJ 153
Bogdan Brković, Ida Pintar, Matej Fike

ANALIZA PREFERENC SLOVENSKE JAVNOSTI PRI IZBIRI MED JEDRSKO IN HIDROENERGIJO 159
Nives Dolšak, Nevenka Hrovatin, Jelena Zorić

EKSPERIMENTALNA ANALIZA DELOVANJA SPIRALNEGA ROTORJA V GRAVITACIJSKI VRTINČNI TURBINI 165
Alexandra Marian, Andrej Predin, Matej Fike

DOPRINOS ZALOGOVNIKA TOPLOTE K STROŠKOVNO UČINKOVITEMU OBRATOVANJU PROIZVODNIH VIROV TOPLOTE DALJINSKEGA OGREVANJA 170
Urban Gselman, Aleš Žurga

Sekcija VI: Poslovni modeli, digitalizacija, regulativa in razvoj kadrov

OD OPERATIVNEGA TVEGANJA DO RAZVOJNEGA VLOŽKA: EKONOMIKA POVRAČILA STROŠKOV DIGITALNIH IN TEHNOLOŠKIH INOVACIJ DRUŽBE 177
Urban Bavčar, Gregor Omahen

MERILNI IN OBRATOVALNI PODATKI NA NASTAJAJOČEM TRGU: PRAVNE DILEME PRIDOBITVE IN UPORABE 183
Ambrož Korljan

NAJEM TOPLOTNIH ČRPALK V SLOVENIJI: KVALITATIVNA ANALIZA IZVEDLJIVOSTI Z VIDIKA PONUDNIKOV 190
Ana Marija Spindler, Edvard Košnjek, Gašper Stegnar

EKONOMSKI IN OKOLJSKI UČINKI UVEDBE SISTEMA UPRAVLJANJA Z ENERGIJO PO STANDARDU ISO 50001 V SREDNJE VELIKEM SLOVENSKEM PODJETJU 198
Nik Bizjak, Matej Švigelj

KREPITEV KADROVSKEGA BAZENA SLOVENSKE ENERGETIKE: ANALIZA DOSEGA IN STROŠKOVNE UČINKOVITOSTI PROJEKTA EPIK KOT SEKTORSKEGA PRISTOPA K PRIVABLJANJU MLADIH TALENTOV 204
Mojca Drevenšek, Ana Vučina Vršnak

PREDGOVOR

Energetska zbornica Slovenije (EZS) in sekcija Slovensko združenje za energetsko ekonomiko (SAEE) v sodelovanju z Univerzo v Ljubljani, Ekonomsko fakulteto (UL EF) v letu 2026 združujejo moči s skupno konferenco, posvečeno predvsem vprašanju ekonomike v energetiki.

Ker smo zavezani ***povezovanju, strokovnosti in odprtosti za energetski dialo*g,** smo se odločili združiti moči in namesto dveh ločenih dogodkov zbornice in sekcije skupaj organizirati povezano in poglobljeno konferenco Energija na kvadrat E^2ZS in Slovenskega združenja za energetsko ekonomiko SAEE (E^2ZS & SAEE).

Konferenca Energije na kvadrat & SAEE tako 20. novembra 2026 v Ljubljani povezuje slovensko energetsko javnost – predstavnike podjetij, članov EZS, člane sekcije SAEE, odločevalce s strani države, raziskovalce, študente, magistrante in doktorante ter vse ostale, ki jih zanimajo izzivi, ki jih naslavlja energetska ekonomika. Konferenca se odvija v času, ko svet v obdobju zgolj šestih let pretresa že tretja resna motnja na energetskih trgih. Po pandemiji covid-19 se je energetika znašla v primežu geopolitičnih pretresov, ki jo je povzročila rusko-ukrajinska vojna, nazadnje pa iransko-izraelska vojna oziroma konflikt na Bližnjem vzhodu, ki mu ni videti konca. Na resne izzive je zagotovo lažje najti rešitve in možne poti, če so predlogi ***podprti z znanstvenimi spoznanji***, še zlasti, ker je pri tem treba ohranjati zaveze, ki jih zahtevata čista energija in zeleni prehod. Konferenca E^2ZS & SAEE z dopoldanskim plenarnim delom in predstavitvijo raziskovalnih prispevkov v popoldanskem delu sledi temu cilju.

Kako lahko ugotovitve raziskav pomagajo pri odločitvah v energetiki? Ali tesnejše povezovanje evropskih energetskih trgov krepi varnost oskrbe posameznih držav? In, ali se energetske enačbe sploh izidejo? O teh vprašanjih bodo v dopoldanskem delu konference spregovorili ugledni gostje iz raziskovalne, regulativne in poslovne prakse: profesor Aaron Praktiknjo, predsednik Mednarodnega združenja za energetsko ekonomiko (IAEE), profesor Fulvio Fontini z Univerze Salento iz Italije in član italijanskega združenja za energetsko ekonomiko (AIEE), torej italijanske podružnice IAEE, Daniel Ihasz-Toth, vodja skupine za zanesljivo oskrbo iz Agencije EU za sodelovanje energetskih regulatorjev (ACER) ter predsednik EZS in direktor operaterja kombiniranega prenosnega in distribucijskega elektroenergetskega omrežja Republike Slovenije ELES, mag. Aleksander Mervar. Na okrogli mizi pa se jim bosta pridružila tudi nosilka predmeta Ekonomika energetike na Ekonomski fakulteti v Ljubljani prof. Jelena Zorić in Sabina Gros, direktorica podjetja BPT, ki si prizadeva za oživitev območja nekdanje Bombažne predilnice in tkalnice v Tržiču z novimi energetskimi vsebinami.

V popoldanskem delu konference raziskovalci v okviru vzporednih sekcij predstavljajo 31 raziskovalnih prispevkov. Poziv k oddaji prispevkov smo naslovili na širok krog deležnikov, ki vključuje vse slovenske univerze in institucije, ki pokrivajo področje energetske ekonomike, kot tudi slovenska podjetja. Med izbranimi prispevki so tudi prispevki študentov, ki so nastali na podlagi kakovostnih magistrskih in doktorskih del in se potegujejo

za študentsko nagrado. Pobudnik podeljevanja študentske nagrade v višini 1.000 EUR je dr. Boyko Nitzov, ki je bil tudi donator nagrade na 1. konferenci SAEE leta 2016. Donator nagrade na letošnji konferenci je EZS, nagrada pa znaša 1.500 EUR in za zmagovalca vključuje tudi članarino v IAEE. Zmagovalni prispevek je izbrala tričlanska neodvisna komisija. Raziskovalne prispevke smo zaokrožili v šest vsebinskih področij – sekcij:

1. Energetski trgi, cenovna dinamika in obvladovanje tveganj,
2. Samooskrba in elektromobilnost,
3. Energetske prenove, energetska revščina in trajnostno vedenje,
4. Prožnost in optimizacija energetskih sistemov,
5. Energetski viri, nove tehnologije in podnebne spremembe,
6. Poslovni modeli, digitalizacija, regulativa in razvoj kadrov.

Posebna zahvala gre ekipi sodelavcev z EZS – predvsem Urši Brodnik, Sari Gregl in izvršni direktorici EZS mag. Ani Vučina Vršnak ter članom programskega odbora konference. Brez njihove angažiranosti in predanosti izvedba konference in izdaja zbornika ne bi bili mogoči.

V SAEE ostajamo zavezani k temu, da nudimo platformo za ***povezovanje različnih deležnikov*** s področja energetske ekonomike. V tem okviru skušamo na ***strokoven in odprt način*** razpravljati o vprašanjih energetske ekonomike doma in v svetu ter z dognanji znanosti prispevati k boljšemu delovanju energetskega gospodarstva v korist celotne družbe.

mag. Ana Vučina Vršnak	**prof. dr. Nevenka Hrovatin**
izvršna direktorica EZS	profesorica UL EF in podpredsednica Sekcije SAEE pri EZS
predsednica organizacijskega odbora	predsednica programskega odbora

Sekcija I:
Energetski trgi, cenovna dinamika in obvladovanje tveganj

ODZIV TRGA ELEKTRIČNE ENERGIJE V NEMČIJI NA RUSKO INVAZIJO NA UKRAJINO

Rok Klun
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva ploščad 17, Ljubljana, Slovenija
E-pošta: rokklun@yahoo.com

Matej Švigelj
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva ploščad 17, Ljubljana, Slovenija
E-pošta: matej.svigelj@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Ruska invazija na Ukrajino februarja 2022 je povzročila največji pretres na evropskih energetskih trgih po liberalizaciji trgovanja z električno energijo. Ker je bila Nemčija pred krizo močno odvisna od uvoza ruskega zemeljskega plina, je zmanjšana dobava energentov povzročila močan skok cen plina in posledično tudi električne energije. Namen raziskave je proučiti vpliv ruske invazije na ceno električne energije v Nemčiji ter analizirati dejavnike, ki so prispevali k njenemu dvigu in povečani nestanovitnosti. Rezultati analize kažejo, da so poleg vpliva vojne in visokih cen fosilnih goriv k dvigu in povečani nestanovitnosti cen električne energije v Nemčiji pomembno prispevali tudi nizka hidrologija in zmanjšana razpoložljivost francoskih jedrskih elektrarn, kar je prispevalo k rekordnim cenam in izjemni volatilnosti evropskega trga električne energije ter spodbudilo razpravo o reformi evropskega trga električne energije.

Ključne besede: trg električne energije, Nemčija, energijska kriza, obnovljivi viri

1 Uvod

Ruska invazija na Ukrajino februarja 2022 je povzročila največji pretres na evropskih energetskih trgih v zadnjih desetletjih. Zaradi velike odvisnosti Evrope od uvoženih fosilnih goriv, predvsem zemeljskega plina iz Rusije, so sankcije, motnje v dobavnih verigah in negotovost glede prihodnje oskrbe povzročile izjemno rast cen energentov. Nemčija je bila med državami, ki jih je energetska kriza najbolj prizadela, saj je pred vojno velik del svojih potreb po zemeljskem plinu pokrivala z uvozom iz Rusije. Posledično se je močno povečala tudi cena električne energije, ki je na evropskih trgih dosegla zgodovinsko visoke ravni (IEA, 2025).

Visokih cen električne energije leta 2022 pa ni mogoče pojasniti zgolj z geopolitičnimi dogodki. K rekordnim vrednostim so poleg rasti cen fosilnih goriv prispevale tudi neugodne vremenske razmere, zmanjšana proizvodnja hidroelektrarn ter izpadi francoskih jedrskih elektrarn. Prav kombinacija teh dejavnikov je povzročila rekordno nestanovitnost in popolnoma spremenila razmere na evropskih trgih električne energije (IEA, 2025).

Analiza temelji na pregledu relevantne strokovne in znanstvene literature ter na analizi gibanja borznih cen zemeljskega plina, električne energije in emisijskih kuponov v letu

2022. Poseben poudarek je namenjen vplivu ruske invazije na Ukrajino na nemški trg električne energije ter povezavi med cenami plina in električne energije.

Namen članka je analizirati vpliv ruske invazije na Ukrajino na cene električne energije v Nemčiji ter opredeliti ključne dejavnike, ki so prispevali k njihovi rasti in povečani nestanovitnosti v letu 2022.

2 Vpliv ruske invazije na cene energentov

Nemčija je bila pred začetkom vojne močno odvisna od uvoza zemeljskega plina iz Rusije. Ruski plin je imel pomembno vlogo pri ogrevanju gospodinjstev, delovanju industrije in proizvodnji električne energije. Po začetku vojne in uvedbi sankcij so se pojavili dvomi o zanesljivosti oskrbe, kar je povzročilo močan odziv finančnih in energetskih trgov. Trgovci so v cene vključili vse večjo negotovost, zaradi česar je cena zemeljskega plina na evropskih borzah začela hitro naraščati (Wettengel, 2024).

Poleg zmanjševanja dobav preko plinovoda Nord Stream 1 je dodatno negotovost povzročila tudi zaustavitev projekta Nord Stream 2. V drugi polovici leta 2022 je bila dobava plina preko Nord Streama 1 praktično ustavljena, kar je še dodatno povečalo strah pred pomanjkanjem energentov v zimskem obdobju. Zaradi tega so cene zemeljskega plina dosegle rekordne ravni, kar se je hitro preneslo tudi na trg električne energije (IEA, 2025).

Posledice niso bile omejene zgolj na plinski trg. Zaradi povečane negotovosti in visokih stroškov proizvodnje so se močno podražili tudi električna energija, premog ter emisijski kuponi. Nemški terminski produkt za električno energijo Cal23 je v avgustu 2022 presegel 900 EUR/MWh, kar je predstavljalo zgodovinski rekord. Povišanje stroškov energentov se je odražalo tako v industriji kot pri gospodinjstvih in povzročilo pomembne makroekonomske posledice za celotno Evropo (EEX, brez datuma).

3 Povezanost cene elektrike in zemeljskega plina

Posebnost evropskega trga električne energije je, da ceno pogosto določa zadnja potrebna proizvodna enota za pokritje povpraševanja. V Nemčiji so to v številnih primerih plinske elektrarne, zato se spremembe cen zemeljskega plina neposredno odražajo tudi v ceni elektrike (Evropski Parlament, 2024).

Povezanost med obema trgoma lahko merimo s kazalnikom Čisti plinski razmik (CSS). Gre za razliko med tržno ceno električne energije in stroškom proizvodnje elektrike iz zemeljskega plina ob upoštevanju stroškov emisijskih kuponov. CSS predstavlja pomemben pokazatelj profitabilnosti plinskih elektrarn in hkrati prikazuje stopnjo povezanosti med cenami plina in električne energije (IEA,2025; Evropski Parlament, 2024).

Slika 1 prikazuje, da je bil v začetku leta 2022 CSS zaradi eksplozije cen plina negativen, kar pomeni, da proizvodnja elektrike iz plina ni pokrivala stroškov goriva in emisijskih kuponov. Po začetnem šoku so cene električne energije začele rasti hitreje od cen plina, zato se je CSS postopoma izboljšal. V tretjem četrtletju leta 2022, ko je energetska kriza dosegla vrhunec, je v posameznih dneh vrednost CSS presegla 300 EUR/MWh. To kaže, da so bile plinske elektrarne kljub visokim cenam plina izjemno dobičkonosne, predvsem zaradi rekordnih cen električne energije.

Slika 1: Čisti plinski razmik v letu 2022



Vir: lastno delo.

Visoka povezanost med cenami zemeljskega plina in električne energije je pomenila, da se je plinska kriza hitro prenesla tudi na elektroenergetski sektor. Ker so plinske elektrarne pogosto določale mejno ceno električne energije, je rast cen plina neposredno vplivala na rast veleprodajnih cen električne energije na nemškem in drugih evropskih trgih. S tem se je še dodatno okrepil prenos cenovnih šokov med posameznimi energetskimi trgi in državami (Evropski Parlament, 2024; IEA, 2025).

4 Vplivi na cene električne energije

4.1 Vpliv suše in francoskih jedrskih elektrarn

Čeprav je bila ruska invazija glavni sprožilec energetske krize, sama po sebi ne pojasni ekstremnih cen, ki smo jim bili priča poleti 2022. Pomembno vlogo so imele tudi vremenske razmere, ki so dodatno zmanjšale razpoložljivo proizvodnjo električne energije v Evropi (IEA, 2025).

Evropo je v poletnih mesecih prizadela ena najhujših suš v zadnjih desetletjih. Pomanjkanje padavin je povzročilo upad proizvodnje hidroelektrarn po celotni Evropi. Nizki vodostaji so vplivali tudi na logistiko oskrbe termoelektrarn, saj je bil promet po reki Ren močno omejen. Posledično je bila otežena dobava premoga in drugih energentov do proizvodnih enot (IEA, 2025).

Še večji vpliv pa so imele težave v francoskem jedrskem sektorju. Francija, ki običajno velja za največjo izvoznico električne energije v Evropi, se je leta 2022 soočala z rekordno nizko razpoložljivostjo jedrskih elektrarn. Del reaktorjev je bil izključen zaradi remontov in težav s korozijo, dodatne omejitve pa so povzročile visoke temperature rek, ki so oteževale hlajenje elektrarn. Posledično se je proizvodnja električne energije močno zmanjšala (IEA, 2025).

Kombinacija nižje proizvodnje hidroelektrarn in zmanjšane jedrske proizvodnje je povzročila občuten primanjkljaj ponudbe električne energije. To je povečalo potrebo po

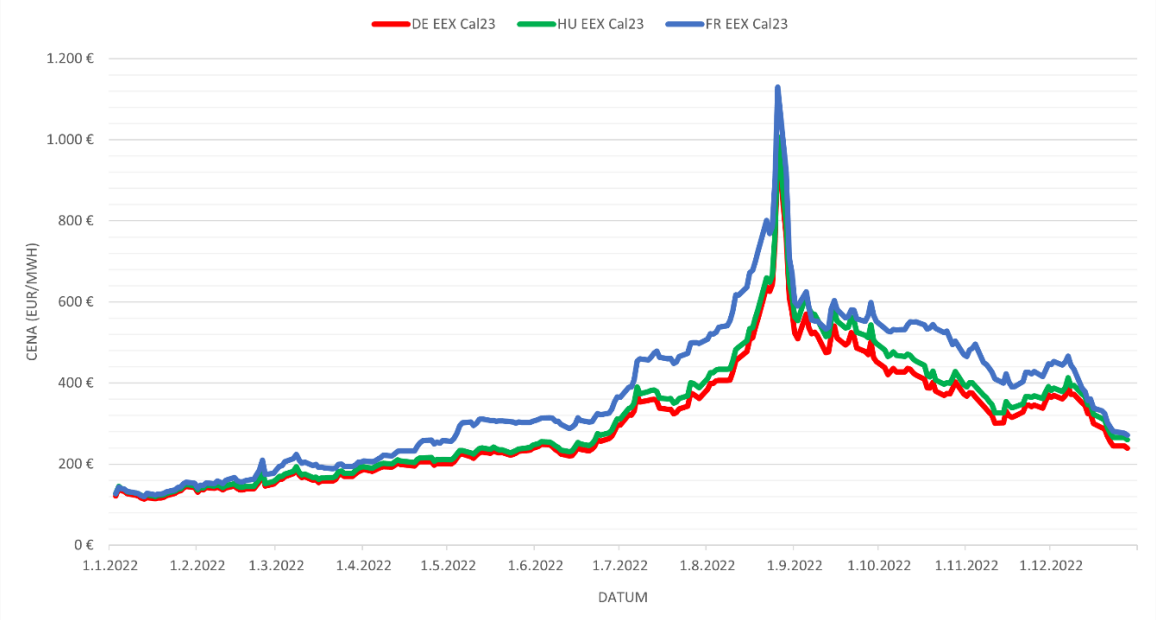
proizvodnji iz plinskih elektrarn ravno v času, ko so bile cene plina najvišje. Rezultat je bil skok cen električne energije na rekordne ravni avgusta 2022 (EEX, brez datuma).

4.2 Vpliv nemškega trga električne energije na evropske trge

Nemški trg predstavlja največji in najbolj likviden trg električne energije v celinski Evropi. Zaradi sistema spajanja trgov se spremembe cen v Nemčiji hitro prenesejo tudi na druge evropske države. Nemška cena elektrike zato pogosto predstavlja referenčno točko za trgovanje z električno energijo po vsej Evropi (Evropski Parlament, 2024).

Analiza terminskih produktov za Nemčijo, Francijo in Madžarsko v letu 2022, na sliki 2 kaže, da so se cene na vseh treh trgih gibale zelo podobno. Obdobje najvišjih cen v avgustu in septembru 2022 je bilo prisotno na vseh analiziranih trgih, kar potrjuje visoko stopnjo povezanosti evropskega energetskega sistema. Zaradi spajanja trgov so se težave na enem trgu hitro prenesle tudi na ostale države.

Slika 2: Gibanje cen terminskih produktov električne energije Cal23 na nemški, madžarski in francoski borzi v letu 2022



Vir: European Energy Exchange AG (brez datuma).

Vpliv je bil opazen tudi v Sloveniji, ki je preko sistema spajanja trgov tesno povezana predvsem z madžarskim trgom. Visoke nemške cene so se zato posredno odražale tudi na slovenskem trgu električne energije. Energetska kriza leta 2022 je tako pokazala, da nacionalni trgi električne energije v Evropi niso več ločeni sistemi, temveč močno povezan enoten trg (Agencija za energijo, 2022).

Po rekordnih cenah v tretjem četrtletju leta 2022 so evropske države sprejele številne ukrepe za stabilizacijo razmer. Med najpomembnejšimi so bili povečanje uvoza utekočinjenega zemeljskega plina, polnjenje skladišč plina, zmanjševanje porabe energije ter različni mehanizmi zaščite končnih odjemalcev. Zaradi teh ukrepov in mile zime so se razmere proti koncu leta postopoma umirile (European Commission, 2025).

5 Sklep

Ruska invazija na Ukrajino je povzročila enega največjih pretresov na evropskih energetskih trgih v sodobni zgodovini. Ker je bila Nemčija močno odvisna od ruskega zemeljskega plina, so zmanjšane dobave povzročile eksplozijo cen energentov ter posledično rekordne cene električne energije.

Analiza kaže, da rekordnih cen električne energije v Nemčiji leta 2022 ni mogoče pojasniti z enim samim dejavnikom. Omejevanje dobave ruskega zemeljskega plina in posledična rast njegove cene sta predstavljala pomemben cenovni pritisk, ki se je prek strukture veleprodajnega trga prenašal tudi na električno energijo. Cenovni šok so dodatno okrepile neugodne hidrološke razmere ter zmanjšana razpoložljivost francoskih jedrskih elektrarn. Kombinacija teh dejavnikov je poleti 2022 povzročila rekordne cene električne energije in izjemno volatilnost energetskih trgov.

Dogodki iz leta 2022 so pokazali, kako pomembni so diverzifikacija virov oskrbe, razvoj obnovljivih virov energije, zanesljiva jedrska proizvodnja in ustrezna infrastruktura za zagotavljanje dolgoročne stabilnosti evropskega energetskega sistema. Hkrati so razkrili tudi močno povezanost evropskih trgov električne energije in vpliv nemškega trga na širšo regijo.

Literatura

1. Agencija za energijo. (2022). Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji 2021. Pridobljeno iz Ministrstvo za okolje, podnebje in energijo: https://www.energetika-portal.si/fileadmin/dokumenti/publikacije/agen_e/porae_2021.pdf
2. European Commission. (brez datuma). *REPowerEU - 3 years on*. Pridobljeno 4. september 2025 iz European Commission: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/actions-and-measures-energy-prices/repowereu-3-years_en
3. European Energy Exchange AG. (brez datuma). *EEX German power futures*. Pridobljeno 2. julij 2024 iz EEX: https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub/power/futures#%7B%22snippetpicker%22%3A%2228%22%7D
4. Evropski parlament. (7. maj 2024). *Uredba evropskega parlamenta in sveta o spremembi uredb (EU) 2019/942 in (EU) 2019/943 glede izboljšanja zasnove trga električne energije v Uniji.* Pridobljeno iz Consilium Europa: https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-1-2024-INIT/sl/pdf
5. IEA. (2025). *Germany 2025 Energy Policy Review.* Pridobljeno iz IEA: https://iea.blob.core.windows.net/assets/7fea0ad0-1cc1-45e9-810b-2d602e64642f/Germany2025.pdf
6. Wettengel, J. (3. april 2024). Germany, EU remain heavily dependent on imported fossil fuels. Pridobljeno iz Clean Energy Wire: https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-dependence-imported-fossil-fuels

PRICE VOLATILITY IN THE GERMAN DAY-AHEAD ELECTRICITY MARKET: THE COVID-19 PANDEMIC, ENERGY CRISIS AND ENERGY TRANSITION

Marin Tomljenović
University of Ljubljana, School of Economics and Business, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
E-mail: mt56238@student.uni-lj.si

Jelena Zorić
University of Ljubljana, School of Economics and Business, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
E-mail: jelena.zoric@ef.uni-lj.si

ABSTRACT

European electricity markets have experienced substantial structural and macroeconomic changes over the last decade, including the rapid expansion of renewable electricity generation, the COVID-19 pandemic and the energy crisis following the escalation of the Russia–Ukraine conflict. These developments contributed to increased uncertainty and higher price volatility on European electricity markets. This paper empirically examines the determinants of day-ahead electricity price volatility in the German electricity market over the 2015–2025 period, with particular attention to renewable generation and crisis episodes. Empirical part of the analysis uses ordinary least squares regression models in which 30-days rolling standard deviation of daily price changes represents dependent variable while renewable electricity generation, electricity load, natural gas prices, EU Emissions Trading System (EU ETS) allowance prices, and dummy variables capturing the COVID-19 pandemic and the energy crisis comprise set of explanatory ones. Renewable generation is examined both in aggregate and separately for wind and solar generation. The results show that higher wind generation is associated with increased price volatility, while higher solar generation is associated with lower volatility. The analysis also highlights the importance of broader market fundamentals, particularly natural gas prices and CO_2 allowance prices, in explaining changes in electricity price volatility. In addition, major crisis periods also caused shifts in market conditions and volatility, indicating that electricity price dynamics are shaped by a combination of renewable integration, fuel and carbon costs, and external shocks. The paper contributes to empirical literature by providing recent empirical evidence on the drivers of electricity price volatility in the German day-ahead market during a period marked by rapid renewable expansion and major market disruptions. The findings underline that volatility is shaped by a combination of renewable generation, fuel and carbon prices, and crisis-related shocks. Results also show that the effects of the renewable energy are not uniform, as wind and solar generation can influence price volatility in different ways.

Key words: electricity day-ahead market, price volatility, energy transition, energy crisis, Germany

1 Introduction

Over the past decade, European electricity markets have undergone major structural changes, including deeper market integration, rapid growth of renewable generation, rising carbon costs and several external shocks. These developments have affected not only electricity price levels but also their volatility, increasing the importance of price risk for producers, suppliers, traders and consumers (Pollitt, 2019).

Electricity prices are particularly sensitive to market conditions because supply and demand must be balanced continuously and day-ahead prices are determined through marginal pricing. As a result, prices react strongly to changes in demand, generation availability, weather conditions, fuel costs and market expectations (Khoshrou et al., 2019). The expansion of wind and solar generation has further changed price formation. Their low marginal costs can reduce average wholesale prices through the merit-order effect, but their weather-dependent output can also increase variability in electricity supply and prices (Frondel et al., 2022).

At the same time, European electricity markets were affected by the COVID-19 pandemic and the subsequent energy crisis. COVID-19 reduced electricity demand and contributed to unusually low and negative prices, while the Russia–Ukraine war and the sharp increase in natural gas prices strongly affected wholesale electricity prices and volatility. Rising CO_2 allowance prices further increased the costs of fossil-fuel generation (Halbrügge et al., 2021; Mier, 2022).

This paper examines the main determinants of day-ahead electricity price volatility in Germany over the 2015–2025 period. Attention is given to renewable generation, natural gas prices, CO_2 allowance prices, electricity load and major crisis periods. Germany provides a relevant case because of its large and liquid electricity market, high renewable penetration and strong exposure to gas-price developments.

2 Literature review

Previous research shows that the effect of renewable generation on electricity price volatility is not uniform across markets or technologies. Pereira da Silva and Horta (2019) analyse the Iberian day-ahead market using log-log regression models and an AR/EGARCH specification. They measure volatility using the standard deviation of hourly electricity prices within a trading day and find that higher wind generation and overall renewable penetration are associated with greater volatility, while solar generation is associated with lower volatility. Their results also indicate that variability in renewable generation is an important source of price instability.

Next, Pavlík, Kurimský and Ševc (2025) examine several European day-ahead markets over the 2015–2025 period using descriptive volatility measures, correlation analysis and linear regressions. Their results show that electricity price volatility increased sharply after 2021, particularly during the 2022 energy crisis, and that the effect of renewable generation differs across countries. They also emphasise that fuel prices, geopolitical shocks and demand conditions contribute to volatility alongside renewable generation.

Finally, Schischke and Rathgeber (2026) analyse impact of the renewable energy sources, fuel prices and load on electricity price volatility in several European wholesale markets in 2015-2023 period. Authors used hourly electricity price data and transformed it into a daily volatility measure. They define electricity price volatility as realized volatility. Paper uses country-specific individual linear and panel regression models that include renewable generation, electricity load, fuel prices, carbon prices and crisis dummy variables. Their findings likewise indicate that renewable effects are market-specific and that natural gas prices and crisis-related shocks played an important role in explaining electricity price volatility during the energy crisis.

The literature therefore suggests that electricity price volatility is shaped by a combination of renewable generation, market fundamentals and external shocks. However, previous studies also differ in how volatility is measured. For example, Pereira da Silva and Horta (2019) measure volatility as the standard deviation of hourly electricity prices within a trading day, while other studies use alternative realized-volatility or dispersion-based measures. In contrast, this paper measures volatility as the 30-day rolling standard deviation of daily electricity price changes. This approach is useful because electricity price volatility is not constant, but changes across different market periods. A rolling measure therefore allows the analysis to identify periods of higher and lower volatility more clearly than a single standard deviation calculated over the whole sample period. Additionally, this approach allows the analysis to remain applicable when electricity prices are zero or negative. The paper contributes to the literature by examining the German day-ahead market over the 2015–2025 period by jointly considering renewable generation, natural gas prices, CO_2 allowance prices, electricity load and major crisis periods.

3 Methodology and data

The empirical analysis in this paper examines price volatility on the German day-ahead electricity market and analyses whether selected marked factors can explain changes in volatility over time. The focus is placed on the relationship between electricity price volatility and renewable electricity generation, especially solar and wind generation. In addition, fuel prices, carbon prices, electricity load and crisis-period variables are included to capture important market and macroeconomic conditions.

The methodological approach combines descriptive statistical analysis and econometric modelling. First, descriptive measures are used to examine the behaviour of German day-ahead electricity prices and to observe the development of volatility during the 2015–2025 period. Second, OLS regression models are estimated to analyse the relationship between electricity price volatility and selected explanatory variables.

The analysis covers the period from 1 January 2015 to 31 December 2025. This period was selected because it includes several important phases of the European electricity market: the pre-crisis period, the COVID-19 pandemic, the Russia–Ukraine war and energy crisis, and the later post-crisis period. This makes it possible to compare electricity price volatility under different market conditions and to examine whether crisis periods were associated with higher volatility.

The data used in the empirical analysis were obtained through the Bloomberg Terminal available at the School of Economics and Business, University of Ljubljana. The dataset

includes German day-ahead electricity prices, electricity load, solar generation, wind generation, natural gas prices and CO_2 allowance prices. Based on these data, additional variables were calculated, including daily price changes, 30-day rolling standard deviation, total renewable generation, renewable generation shares and dummy variables for crisis periods.

Electricity price volatility (*Volatility_t*) is measured as the 30-day rolling standard deviation of daily day-ahead price changes. The main explanatory variables are renewable generation (*RES_t, Solar_t, Wind_t*), natural gas prices (*GasPrice_t*), CO_2 allowance prices (*CO2Price_t*) and electricity load (*Load_t*). Dummy variables are included for the COVID-19 period (*COVID_t*), the energy crisis associated with the Russia–Ukraine war (*EnergyCrisis_t*) and the post-crisis period (*PostCrisis_t*).

The main specification **(Model 1)** is estimated in log-log form as:

$$\begin{aligned} ln(Volatility_t) = {} & \beta 0 + \beta 1\ ln(RES_t) + \beta 2\ ln(GasPrice_t) + \beta 3\ ln(CO2Price_t) + \\ & \beta 4\ ln(Load_t) + \beta 5\ COVID_t + \beta 6\ EnergyCrisis_t + \\ & \beta 7\ PostCrisis_t + \varepsilon_t, \end{aligned} \tag{1}$$

where *RES_t* represents combined wind and solar generation. Since the variables are expressed in logarithmic form, their coefficients can be interpreted as elasticities.

Model 2 separates wind *(Wind_t)* and solar *(Solar_t)* generation to identify whether the two renewable technologies have different effects on electricity price volatility:

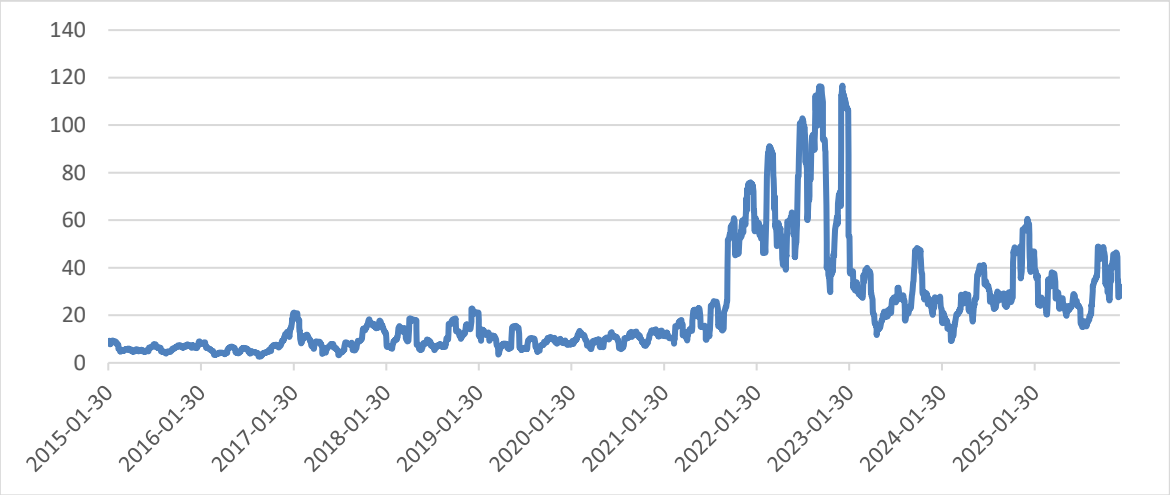
$$\begin{aligned} ln(Volatility_t) = {} & \beta 0 + \beta 1\ ln(Solar_t) + \beta 2\ ln(Wind_t) + \beta 3\ ln(GasPrice_t) + \\ & \beta 4\ ln(CO2Price_t) + \beta 5\ ln(Load_t) + \beta 6\ COVID_t + \\ & \beta 7\ EnergyCrisis_t + \beta 8\ PostCrisis_t + \varepsilon_t, \end{aligned} \tag{2}$$

4 Estimation results and discussion

Figure 1 presents the development of electricity price volatility measured by the 30-day rolling standard deviation of daily price changes.

Additionally, Table 1 provides a summary of the average values of volatility and the main market drivers across the observed period. It shows that the German day-ahead market experienced substantial changes between 2015 and 2025. While volatility remained relatively low before 2021, the average 30-day rolling standard deviation increased sharply during 2021–2022 and remained above pre-crisis levels in 2023–2025. At the same time, the share of renewable generation increased steadily, while gas and CO_2 prices rose strongly, especially during and after the energy crisis, suggesting that they were the main drivers of volatility in the observed period.

Figure 1: German Day-Ahead Electricity Price Volatility Based on 30-Day Rolling Standard Deviation (EUR/MWh)



Source: Own calculation based on Bloomberg data

Table 1: Average Values of Volatility and Market Drivers by Period

PERIOD	**2015 - 2019**	**2020**	**2021 - 2022**	**2023 - 2025**
AVERAGE ROLLING ST. DEV. (EUR/MWh)	8.82	9.83	47.74	31.65
AVERAGE SOLAR (% in load)	7.34	9.48	10.12	13.73
AVERAGE WIND (% of load)	18.36	24.24	22.96	28.3
AVERAGE RES (% of load)	25.69	33.72	33.08	42.03
AVERAGE GAS PRICE (EUR/MWh)	17.57	9.62	89.84	37.44
AVERAGE CO_2 ALLOWANCE PRICE (EUR/tCO2)	11.97	24.83	67.36	75.58
AVERAGE DAILY LOAD (MW)	60356	58066	59189	55407

Source: Own calculations based on Bloomberg data

Table 2 presents the results of the two log-log regression models. Both specifications show strong explanatory power, with R^2 values of 0.829 in Model 1 and 0.843 in Model 2. The slightly higher R^2 in Model 2 suggests that separating wind and solar provides a better representation of the determinants of electricity price volatility.

The results show that renewable generation has technology-specific effects on electricity price volatility. Combined RES is positively and significantly associated with volatility. When wind and solar are analysed separately, wind generation has a positive and statistically significant effect, while solar generation has a negative and statistically significant effect.[1]

[1] As a robustness check, alternative semi-log specifications were also estimated in which renewable generation was expressed as a share of electricity load. The results remained broadly consistent with the main specifications: combined RES and wind generation were positively associated with volatility, while solar generation was negatively associated with volatility. Gas and CO_2 prices also remained positive and statistically significant.

This supports the conclusions of Pereira da Silva and Horta (2019), as well as Pavlík et al. (2025), who emphasise that the effect of renewable energy on electricity price volatility is not uniform but may vary across technologies, countries and market conditions.

One possible explanation is that wind generation has a larger share in the German electricity system and is more variable, which can cause stronger changes in residual demand and prices. Solar output follows a more regular daily pattern and may therefore be easier to anticipate in the day-ahead market. However, these results should be interpreted cautiously, as they may also depend on forecast errors, demand conditions, system flexibility and the use of daily data that can smooth out hourly or 15-minute price movements spikes.

Natural gas and CO_2 allowance prices are also positive and statistically significant in both models. Gas prices show the stronger effect, reflecting the role of gas-fired generation in marginal price formation. The effect of electricity load is less robust, since it is significant in Model 1 but insignificant in Model 2.

Table 2: OLS Regression Results

Variable	**Model 1**			**Model 2**		
	Coefficient	**Std. error**	**p-Value**	**Coefficient**	**Std. error**	**p-Value**
Intercept	-8.168	0.873	<0.001	0.661	0.995	0.507
lnRES	0.039	0.014	0.005			
lnSolar				-0.118	0.008	<0.001
lnWind				0.035	0.009	<0.001
lnGas	0.500	0.016	<0.001	0.474	0.015	<0.001
lnCO_2	0.239	0.015	<0.001	0.244	0.015	<0.001
lnLoad	0.718	0.079	<0.001	0.014	0.088	0.877
COVID-19	0.236	0.026	<0.001	0.236	0.025	<0.001
Energy Crisis/War	0.647	0.043	<0.001	0.704	0.042	<0.001
Post-Crisis	0.475	0.033	<0.001	0.485	0.032	<0.001
Nr. of obs.	2,849			2,849		
R^2	0.829			0.843		
Adjusted R^2	0.828			0.842		

Source: Own calculation based on Bloomberg data

All crisis dummy variables are positive and statistically significant. The Energy Crisis/War dummy has the largest coefficient, indicating that the 2021–2022 energy crisis had the strongest association with higher volatility. Overall, the results suggest that electricity price volatility in the German day-ahead market is driven by a combination of renewable generation, fuel and carbon prices, and exceptional crisis conditions.

5 Conclusions

This paper examined the main determinants of electricity price volatility in the German day-ahead market over the 2015–2025 period. The results show that renewable generation has technology-specific effects: higher wind generation is associated with greater volatility, while higher solar generation is associated with lower volatility. Natural gas and CO_2 allowance prices are also important drivers, while the strongest volatility increases are associated with the energy crisis and other major market disruptions.

These findings suggest that electricity price volatility is shaped by the interaction of renewable integration, fuel and carbon prices, and external shocks. This increases the importance of effective risk management for electricity producers, suppliers and traders, particularly through hedging and longer-term contractual arrangements.

The results should be interpreted with caution because the analysis relies on daily data and a relatively simple OLS framework. Future research could use higher-frequency data, renewable forecast errors and more advanced volatility models to examine these relationships in greater detail.

References

1. Bloomberg Finance L.P. (2026). Bloomberg Terminal [Database]. https://www.bloomberg.com/professional/
2. Frondel, M., Kaeding, M., & Sommer, S. (2022). Market premia for renewables in Germany: The effect on electricity prices. Energy Economics, 109, 105874. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.105874
3. Halbrügge, S., Schott, P., Weibelzahl, M., Buhl, H. U., Fridgen, G., & Schöpf, M. (2021). How did the German and other European electricity systems react to the COVID-19 pandemic? Applied Energy, 285, 116370. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116370
4. Khoshrou, A., Dorsman, A. B., & Pauwels, E. J. (2019). The evolution of electricity price on the German day-ahead market before and after the energy switch. Renewable Energy, 134, 1–13. https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.101
5. Mier, M. (2022). European and German electricity prices in times of natural gas crisis. EconPol Forum, 23(6), 16–22. https://www.econstor.eu/handle/10419/272121
6. Pavlík, M., Kurimský, F., & Ševc, K. (2025). Renewable energy and price stability: An analysis of volatility and market shifts in the European electricity sector (2015–2025). Applied Sciences, 15(12), 6397. https://doi.org/10.3390/app15126397
7. Pereira da Silva, P., & Horta, P. (2019). The effect of variable renewable energy sources on electricity price volatility: The case of the Iberian market. International Journal of Sustainable Energy, 38(8), 794–813. https://doi.org/10.1080/14786451.2019.1602126
8. Pollitt, M. G. (2019). The European single market in electricity: An economic assessment. Review of Industrial Organization, 55(1), 63–87. https://doi.org/10.1007/s11151-019-09682-w
9. Schischke, A., & Rathgeber, A. W. (2026). Unraveling European electricity price volatility: The impact of renewables. Energy Strategy Reviews, 64, 102144. https://doi.org/10.1016/j.esr.2026.102144

CENOVNO ŠČITENJE V ENERGETIKI: ISKANJE RAVNOTEŽJA MED POSLOVNIM REZULTATOM IN TVEGANJEM

Matej Kovač
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta
Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana, Slovenija
E-pošta: matej.kovac@gen-i.si

dr. Nevenka Hrovatin
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta
Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana, Slovenija
E-pošta: nevenka.hrovatin@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Proizvajalci električne energije se pri prodaji soočajo z negotovostjo tako glede prihodnjih tržnih cen kot tudi glede dejansko proizvedene količine električne energije. Sklepanje terminskih pogodb zato ne predstavlja zgolj ščitenja pred cenovnim tveganjem, temveč tudi tveganje neusklajenosti med ščiteno in dejansko proizvedeno količino. Prispevek analizira, kolikšen delež pričakovane proizvodnje je smiselno cenovno ščititi z vidika razmerja med poslovnim rezultatom in tveganjem.

Na podlagi zgodovinskih podatkov o proizvodnji Dravskih elektrarn ter promptnih in terminskih cenah električne energije smo razvili model z uporabo metode Monte Carlo. Model simulira različne scenarije realizacije proizvodnje in tržnih cen pri različnih scenarijih izbranega deleža cenovnega ščitenja. Poslovni rezultat je opredeljen kot prihodek od dejanske proizvodnje po promptni ceni, povečan za finančni učinek terminskih pogodb. Učinkovitost posamezne strategije cenovnega ščitenja je ocenjena z razmerjem med povprečnim poslovnim rezultatom in njegovim standardnim odklonom kot merilom tveganja.

Rezultati kažejo, da sprememba deleža cenovnega ščitenja bistveno vpliva predvsem na standardni odklon poslovnega rezultata, medtem ko njegova povprečna raven ostaja razmeroma stabilna. Hkrati rezultati potrjujejo, da 100-odstotno ščitenje ni optimalno, saj negotovost proizvodnje povečuje tveganje neusklajenosti med ščiteno in dejansko proizvedeno količino. Pri sistematičnem sklepanju terminskih pogodb brez selekcije glede na pričakovane cenovne razmere je najugodnejše razmerje med poslovnim rezultatom in tveganjem doseženo pri 50-% deležu ščitenja. Z večjo uspešnostjo pri izbiri trenutka sklepanja terminskih pogodb se optimalni delež ščitenja lahko premakne proti višjim vrednostim. Rezultati tako poudarjajo pomen usklajevanja strategije cenovnega ščitenja z negotovostjo proizvodnje in sposobnostjo proizvajalca za učinkovito izbiro trenutka sklepanja terminskih pogodb glede na takratne tržne cene.

Ključne besede: cenovno ščitenje, terminske pogodbe, cenovno in količinsko tveganje, Monte Carlo simulacija

1 Uvod

Nestanovitnost cen električne energije predstavlja pomemben vir tveganja za proizvajalce električne energije, saj vpliva na prihodke in s tem na poslovni rezultat podjetij. Za omejevanje izpostavljenosti cenovnim nihanjem se med drugim uporabljajo terminske pogodbe, s katerimi proizvajalec vnaprej določi ceno dela pričakovane prodaje (Eydeland & Wolyniec, 2003). Odločitev o obsegu ščitenja pa ni enoznačna, ker poleg prihodnje cene ni zanesljivo znana niti prihodnja količina proizvedene električne energije (Deng & Oren, 2006).

V takšnem okolju popolno ščitenje celotne pričakovane proizvodnje ni nujno optimalno. Teoretična literatura razlikuje med popolnim in optimalnim ščitenjem, pri čemer optimalno ščitenje upošteva razmerje med pričakovanim rezultatom in tveganjem ter se prilagaja značilnostim osnovne pozicije in uporabljenega terminskega instrumenta (Prohaska, 2004; Hull, 2009). Pri proizvajalcu električne energije je pri določanju ustreznega deleža ščitenja pomembna tudi možnost odstopanja dejanske proizvodnje od vnaprej ščitene količine, saj takšno odstopanje vpliva na izpostavljenost tržnim cenam.

Namen prispevka je oceniti delež pričakovane proizvodnje, pri katerem je doseženo najugodnejše razmerje med poslovnim rezultatom in tveganjem. Poleg sistematičnega sklepanja terminskih pogodb sta analizirana tudi selektivna pristopa, ki ponazarjata sklepanje pogodb ob ugodnejših terminskih cenah, ter scenarij z drugačnimi parametri cenovne porazdelitve.

2 Podatki in metodologija

2.1 Podatki

Analiza uporablja tri skupine podatkov: promptne cene, terminske cene in letno proizvodnjo Dravskih elektrarn. Za modeliranje cen so uporabljene povprečne mesečne cene slovenske borze z električno energijo BSP SouthPool za obdobje od januarja 2015 do aprila 2025, za dodatno preverjanje pa dnevne promptne cene leta 2024. Podatki o promptnih cenah izhajajo iz zbirk eMonitor Agencije za energijo in Ember (Agencija za energijo, 2025; Ember, 2025).

Za terminski trg so uporabljene dnevne cene letnih pogodb za dobavo pasovne električne energije v letu 2024, zabeležene na borzi HUDEX v letu 2023 (HUDEX, 2025). Zaradi krajšega niza so terminske cene uporabljene predvsem za preverjanje ustreznosti porazdelitve, simulacija pa temelji na daljšem vzorcu povprečnih mesečnih promptnih cen. Podatek o pričakovani proizvodnji izhaja iz povprečne letne proizvodnje v obdobju 1978–2023, normalizirane na povprečno instalirano moč v obdobju 2016–2023, in znaša 2.828.408,91 MWh (Dravske elektrarne Maribor, 2024).

2.2 Simulacijski model

Model Monte Carlo je izdelan v programu Microsoft Excel in za vsak analizirani delež ščitenja izvede 100.000 ponovitev (Rubinstein & Kroese, 2016). Ščitena količina Q_h je določena kot izbrani delež pričakovane povprečne letne proizvodnje. Realizirana proizvodnja Q je modelirana z lognormalno porazdelitvijo, ocenjeno iz zgodovinskih podatkov o proizvodnji.

Začetna terminska cena F_0 in promptna cena ob zapadlosti S_t sta generirani iz iste lognormalne porazdelitve, ocenjene na podlagi povprečnih mesečnih promptnih cen, ter sta v posamezni ponovitvi neodvisni. Predpostavka poenostavlja dejanski odnos med terminskimi in promptnimi cenami, vendar omogoča osredotočenje na vpliv deleža ščitenja in količinske negotovosti.

Poslovni rezultat π je vsota vrednosti prodaje dejanske proizvodnje po promptni ceni in finančnega učinka kratke terminske pozicije:

$$\pi = S_t\, Q + (F_0 - S_t)\, Q_h$$

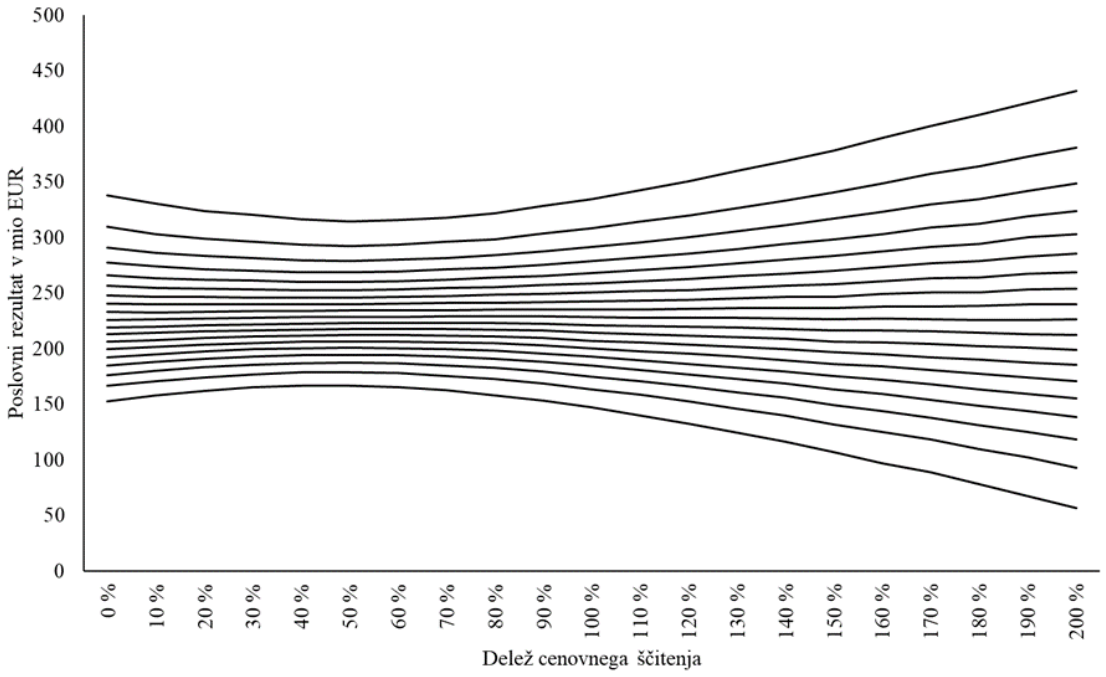
Pri tem prvi člen predstavlja prihodek od prodaje realizirane proizvodnje, drugi pa dobiček ali izgubo terminske pogodbe na ščiteni količini. Učinkovitost strategije je ocenjena z razmerjem med povprečnim poslovnim rezultatom in njegovim standardnim odklonom. Višje razmerje pomeni ugodnejše razmerje med poslovnim rezultatom in tveganjem.

3 Rezultati

Analizirani so štirje scenariji. Prvi predstavlja sistematično sklepanje terminskih pogodb brez izbire glede na cenovno raven. Drugi in tretji scenarij ponazarjata selektivnejše sklepanje z izločitvijo najnižjih 20 % oziroma 50 % terminskih cen. Četrti scenarij preverja občutljivost modela na cenovno porazdelitev leta 2024.

3.1 Sistematično sklepanje terminskih pogodb

Slika 1: Porazdelitev poslovnega rezultata po percentilih in deležu cenovnega ščitenja



Vir: lastno delo

V prvem scenariju se povprečni poslovni rezultat pri različnih deležih ščitenja giblje v ozkem razponu, bistveno pa se spreminja standardni odklon. Ta se znižuje do 50-% deleža ščitenja,

nato ponovno narašča. Razmerje med povprečnim poslovnim rezultatom in standardnim odklonom doseže najvišjo vrednost 5,115 pri 50-% deležu. Rezultat kaže, da zmanjševanje cenovne izpostavljenosti koristi le do točke, ko začne količinsko neskladje med ščiteno in realizirano proizvodnjo povečevati skupno tveganje.

3.2 Selektivno sklepanje terminskih pogodb

V drugem scenariju je iz porazdelitve izločenih najnižjih 20 % terminskih cen. Takšna prilagoditev predstavlja poenostavljen prikaz situacije, v kateri proizvajalec z uporabo tržnih analiz, napovednih modelov in strokovnega znanja uspe prepoznati relativno ugodnejše trenutke za sklepanje terminskih pogodb. Predpostavljeno je, da se zato v povprečju izogne delu najmanj ugodnih cenovnih ravni. Povprečni poslovni rezultat z obsegom ščitenja narašča, najugodnejše razmerje 5,565 pa je doseženo pri 60-% deležu. V tretjem scenariju je izločenih najnižjih 50 % cen. Najvišje razmerje znaša 6,157 in je doseženo pri 70-% deležu ščitenja. Rezultati kažejo, da lahko ugodnejša izbira trenutka sklenitve pogodb poveča učinkovitost in premakne optimalni delež navzgor. Takšna ugotovitev pa temelji na simulirani selekciji cen in je ni mogoče razlagati kot zagotovilo, da je mogoče ugodne trenutke v praksi dosledno prepoznati.

3.3 Preverjanje na podlagi porazdelitve cen iz leta 2024

V četrtem scenariju je uporabljena porazdelitev povprečnih mesečnih cen leta 2024, ko so bile cene višje, volatilnost cen pa nižja, v primerjavi z obdobjem med leti 2015 in 2025. Povprečni poslovni rezultat je višji kot pri dolgoročnem vzorcu, najugodnejše razmerje med rezultatom in tveganjem pa je ponovno doseženo pri 50-% deležu in znaša 7,455. Sprememba cenovne ravni torej vpliva na absolutno višino poslovnega rezultata in tveganja, ne spremeni pa nujno optimalnega deleža ščitenja.

3.4 Primerjava scenarijev

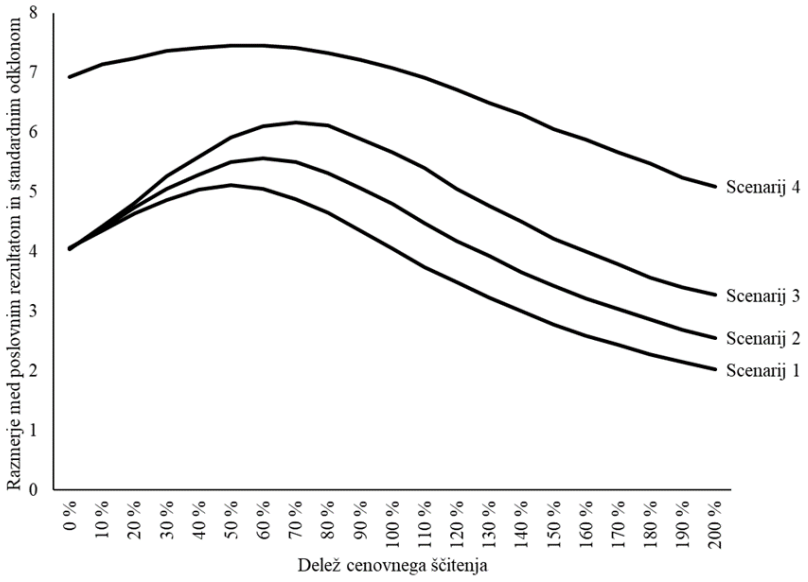
Primerjava scenarijev kaže, da se optimalni delež cenovnega ščitenja razlikuje glede na način sklepanja terminskih pogodb in cenovne razmere. Pri sistematičnem sklepanju je v uporabljenem modelu optimalni delež 50 %, medtem ko se pri uspešnejši selekciji terminskih cen poveča na 60 oziroma 70 %. Rezultati tako kažejo, da je določanje optimalnega deleža cenovnega ščitenja povezano tako z negotovostjo proizvodnje kot z uspešnostjo odločanja o trenutku sklepanja terminskih pogodb. Večji delež ščitenja tako ni sam po sebi cilj, saj je njegova učinkovitost odvisna od doseženega poslovnega rezultata in tveganja.

Tabela 1: Optimalni delež cenovnega ščitenja pri različnih scenarijih

Scenarij	Opis	Optimalni delež	Najvišje razmerje (poslovni rezultat/ standardni odklon)
1	Sistematično sklepanje	50 %	5,115
2	Izločitev najnižjih 20 % cen	60 %	5,565
3	Izločitev najnižjih 50 % cen	70 %	6,157
4	Cenovna porazdelitev leta 2024	50 %	7,455

Vir: lastno delo

Slika 2: Primerjava razmerja poslovni rezultat/standardni odklon glede na delež cenovnega ščitenja ob različnih scenarijih



Vir: lastno delo

4 Sklep

Prispevek obravnava vprašanje optimalnega deleža cenovnega ščitenja pri prodaji električne energije ob sočasni negotovosti prihodnjih tržnih cen in dejanske proizvodnje. Z uporabo simulacijskega modela Monte Carlo so bili analizirani različni deleži cenovnega ščitenja ter njihov vpliv na poslovni rezultat in tveganje.

Rezultati kažejo, da sprememba deleža cenovnega ščitenja bistveno vpliva na razpršenost poslovnega rezultata, medtem ko njegova povprečna raven ostaja razmeroma stabilna. Pri sistematičnem sklepanju terminskih pogodb brez selekcije glede na cenovne razmere je najugodnejše razmerje med poslovnim rezultatom in tveganjem v okviru uporabljenega modela doseženo pri 50-% deležu ščitenja. Rezultat kaže, da popolno ščitenje celotne pričakovane proizvodnje zaradi negotovosti dejanske proizvodnje ni nujno optimalno.

Analiza nadalje pokaže, da se optimalni delež ščitenja lahko poveča, kadar je proizvajalec uspešnejši pri izbiri trenutka sklepanja terminskih pogodb glede na takratne tržne cene. Pri selektivnejšem sklepanju pogodb se tako izboljša poslovni rezultat in optimalna raven ščitenja premakne proti višjim deležem. Ugotovitve kažejo, da odločitev o obsegu cenovnega ščitenja ni odvisna zgolj od pričakovane proizvodnje in cenovne izpostavljenosti, temveč tudi od sposobnosti proizvajalca za učinkovito odločanje o času sklepanja terminskih pogodb.

Rezultate je treba razlagati ob upoštevanju omejitev modela. Terminska in promptna cena sta modelirani kot neodvisni realizaciji iste porazdelitve, model ne vključuje transakcijskih stroškov, likvidnostnih omejitev ali dinamičnega prilagajanja pozicije. Nadaljnje raziskave bi lahko vključile odvisnost med terminskimi in promptnimi cenami, povezavo med proizvodnjo in cenami ter večobdobni optimizacijski model. Kljub omejitvam analiza jasno

pokaže, da učinkovita strategija ni tista z največjim deležem ščitenja, temveč tista, ki doseže najboljše razmerje med pričakovanim rezultatom in prevzetim tveganjem.

Literatura

1. Agencija za energijo. (2025). Veleprodajni trg. Najdeno 10. maja 2025 na spletnem naslovu https://www.agen-rs.si/web/emonitor/delovanje/elektricna/veleprodajni-trg
2. Deng, S., & Oren, S. (2006). Electricity derivatives and risk management. *Energy*, 31(6-7), 940-953.
3. Dravske elektrarne Maribor. (2024). Letno poročilo 2023. Dravske elektrarne Maribor.
4. Ember. (2025). European wholesale electricity price data. Najdeno 10. maja 2025 na spletnem naslovu https://ember-energy.org/data/european-wholesale-electricity-price-data/
5. Eydeland, A., & Wolyniec, K. (2003). *Energy and Power Risk Management: New Developments in Modeling, Pricing, and Hedging*. John Wiley & Sons.
6. Hull, J. C. (2009). Options, Futures, and Other Derivatives (7. izd.). Pearson Prentice Hall.
7. HUDEX. (2025). Daily Market Reports – Power. Najdeno 24. aprila 2025 na spletnem naslovu https://hudex.hu/en/market-data
8. Prohaska, Z. (2004). *Finančni trgi* (2. izd.). Ekonomska fakulteta Univerze v Ljubljani
9. Rubinstein, R. Y., & Kroese, D. P. (2016). *Simulation and the Monte Carlo Method* (3. izd.). John Wiley & Sons.

DEJAVNIKI CENOVNE DINAMIKE NA TRGU POTRDIL O IZVORU ELEKTRIČNE ENERGIJE

Pina Bregar
GEN-I, trgovanje in prodaja električne energije, d.o.o., Vrbina 17, 8270 Krško
pina.bregar@gen-i.si

Nevenka Hrovatin
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
nevenka.hrovatin@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Potrdila o izvoru električne energije predstavljajo osrednji evropski tržni instrument za dokazovanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov. Poleg zagotavljanja sledljivosti na trgu predstavljajo proizvajalcem dodaten vir prihodkov, zato njihova cenovna raven pomembno vpliva na spodbude za razvoj novih proizvodnih zmogljivosti obnovljivih virov energije. Kljub vse večjemu pomenu potrdil njihove cene v zadnjih letih ostajajo nizke, kar odpira vprašanje njihove učinkovitosti pri spodbujanju novih naložb. Prispevek analizira ključne dejavnike, ki oblikujejo cenovno dinamiko potrdil o izvoru na evropskem trgu, s poudarkom na vplivu strukturnega presežka ponudbe ter regulativnih sprememb. Posebna pozornost je namenjena vprašanju, ali nizke cene potrdil izhajajo iz obsežne izdaje potrdil za električno energijo iz nordijskih hidroelektrarn ali pa jih pomembno oblikujejo tudi drugi dejavniki. Prispevek hkrati obravnava pričakovane učinke Direktive (EU) 2022/2464 glede poročanja podjetij o trajnostnosti na prihodnje institucionalno povpraševanje po potrdilih. Rezultati analize kažejo, da so nizke cene potrdil o izvoru posledica prepleta strukturnih, tržnih in regulativnih dejavnikov. K njim pomembno prispevata obsežna izdaja potrdil iz nordijskih hidroelektrarn ter razlike v nacionalnih pravilih glede izdaje in uporabe potrdil o izvoru, kar zmanjšuje njihovo spodbujevalno vlogo pri financiranju novih obnovljivih projektov. Regulativne spremembe lahko povečajo uporabo potrdil ter prispevajo k nadaljnji rasti institucionalnega povpraševanja, vendar ta rast sama po sebi verjetno ne bo zadostovala za odpravo obstoječega tržnega neravnovesja. Dolgoročna učinkovitost sistema bo zato odvisna od večje preglednosti trga, učinkovitejših cenovnih signalov ter mehanizmov, ki bodo okrepili povezavo med tržno vrednostjo potrdil in razvojem novih proizvodnih zmogljivosti iz obnovljivih virov energije.

Ključne besede: potrdila o izvoru električne energije, cenovna dinamika, presežna ponudba, regulativni predpisi

1 Uvod

Evropska unija si v okviru doseganja podnebne nevtralnosti do leta 2050 prizadeva za razogljičenje elektroenergetskega sektorja in pospešeno uvajanje obnovljivih virov energije (OVE) (EEA, brez datuma). Ob naraščanju deleža OVE postaja vse pomembnejše tudi zagotavljanje sledljivosti izvora električne energije. V evropskem prostoru to omogoča sistem potrdil o izvoru, pri čemer vsako potrdilo predstavlja eno MWh proizvedene električne energije ter vsebuje informacije o njenem izvoru in proizvodni tehnologiji

(Hamburger, 2019). Poleg zagotavljanja transparentnosti lahko potrdila proizvajalcem predstavljajo dodaten vir prihodkov, zato lahko njihova tržna vrednost vpliva na spodbude za nove naložbe v obnovljive proizvodne zmogljivosti (Hamburger, 2019; Syväri in drugi, 2025).

Namen prispevka je analizirati ključne dejavnike cenovne dinamike potrdil o izvoru na evropskem trgu, s poudarkom na vplivu presežne ponudbe potrdil iz nordijskih hidroelektrarn ter drugih tržnih in regulativnih dejavnikov. Prispevek obravnava tudi pričakovane spremembe na strani povpraševanja in njihov potencialni vpliv na prihodnji razvoj cen. Analiza temelji na relevantni strokovni in znanstveni literaturi, podatkih o izdaji in uporabi potrdil v sistemu Združenja izdajateljev potrdil (angl. Association of Issuing Bodies, v nadaljevanju AIB) ter podatkih o gibanju cen hidroenergetskih potrdil na evropskem trgu.

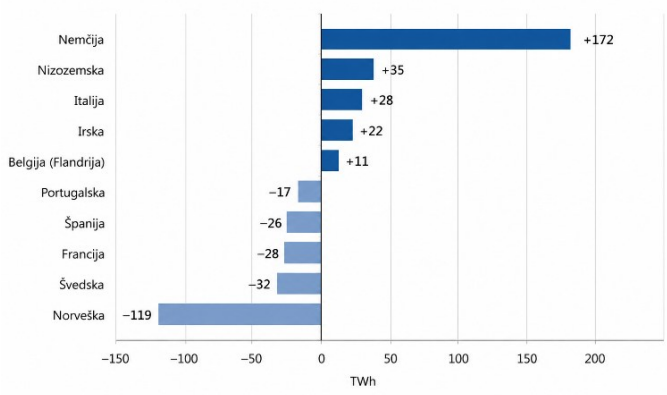
2 Strukturni dejavniki ponudbe in tržno neravnovesje

V strukturi ponudbe potrdil o izvoru ima pomembno vlogo hidroenergija, ki kljub povečevanju izdaje potrdil iz drugih obnovljivih virov ostaja največji posamezni vir potrdil v sistemu AIB. Leta 2025 je bilo iz hidroenergije izdanih približno 424 TWh potrdil oziroma skoraj 39 % celotne izdaje, potrdila iz OVE pa so skupaj predstavljala približno 82 % vseh izdanih potrdil (AIB, 2026).

Za evropski trg potrdil o izvoru je značilno strukturno neravnovesje med ponudbo in povpraševanjem, saj ponudba pri večini vrst potrdil presega povpraševanje (Wimmers in Madlener, 2024). Pomemben vir presežne ponudbe so hidroenergetska potrdila, med ključnimi območji njihove izdaje pa je Norveška, kjer zaradi obsežne hidroenergetske proizvodnje nastaja pomemben delež ponudbe na evropskem trgu (AIB, 2026).

Presežek, zlasti potrdil iz starejših proizvodnih enot, ustvarja pritisk na znižanje cen potrdil, kar omejuje dodatne prihodke proizvajalcev obnovljive električne energije in posledično zmanjšuje potencial sistema potrdil o izvoru kot tržnega mehanizma za spodbujanje novih naložb v obnovljive proizvodne zmogljivosti (Syväri in drugi, 2025).

Slika 1: Neto čezmejni tokovi potrdil o izvoru v letu 2025 (uvoz minus izvoz)



Vir: lastno delo na podlagi AIB (2026).

K tržnemu neravnovesju prispevajo tudi geografske razlike med izdajo in uporabo potrdil. Posebej opazen je kontrast med Norveško in Nemčijo. Norveška zaradi velikega obsega proizvodnje iz obnovljivih virov in posledično nizkega domačega povpraševanja po potrdilih predstavlja pomemben vir presežne ponudbe, medtem ko je v Nemčiji izdaja potrdil omejena tudi zaradi pravil, povezanih s podpornimi shemami za proizvodnjo električne energije iz OVE. Ob visokem povpraševanju zato Nemčija ostaja izrazita neto uvoznica potrdil (Holzapfel in drugi, 2024; Snoeck, 2019). Ker se potrdila lahko tržijo ločeno od fizične električne energije, njihovi čezmejni tokovi niso nujno povezani s fizičnimi tokovi električne energije (Hamburger, 2019).

Slika 1 prikazuje geografsko neravnovesje evropskega trga skozi neto čezmejne tokove potrdil o izvoru. Norveška je bila leta 2025 z neto izvozom približno 119 TWh največja izvoznica, Nemčija pa z neto uvozom 172 TWh največja uvoznica potrdil o izvoru (AIB, 2026). Iz podatkov AIB (2026) je razvidno tudi, da presežki niso omejeni na nordijske države, saj sta bili med pomembnejšimi neto izvoznicami tudi Francija in Španija.

3 Cenovna dinamika in dejavniki kratkoročnih nihanj

Cene potrdil o izvoru se oblikujejo na podlagi razmerja med ponudbo in povpraševanjem. Čeprav strukturna presežna ponudba pomembno vpliva na dolgoročno cenovno raven potrdil, je trg v zadnjih letih zaznamovala visoka nihajnost. Cenovna gibanja zato odražajo tako spremembe tržnega ravnovesja kot kratkoročne dejavnike na strani ponudbe in povpraševanja.

3.1 Razvoj cen potrdil o izvoru

Gibanje cen potrdil iz nordijske hidroenergije kaže spremembo tržnih razmer v zadnjih letih, kot prikazuje slika 2. Po obdobju razmeroma nizkih in stabilnih cen se je rast začela krepiti v letu 2021 in se nadaljevala v letih 2022 in 2023 (Argus Media, brez datuma; EEX, brez datuma). Eden pomembnejših dejavnikov je bila nizka vodnatost hidroelektrarn, ki je povečala pričakovanja o zmanjšani razpoložljivosti hidroenergetskih potrdil in s tem ustvarila pritisk na rast cen (Di Sario, 2021).

Slika 2: Povprečna mesečna cena potrdil o izvoru za nordijsko hidroenergijo za tekoče proizvodno leto



Vir: lastno delo na podlagi podatkov Argus Media (brez datuma) in EEX (brez datuma).

Leta 2022 sta se vplivu slabših hidroloških razmer pridružili evropska energetska kriza in povečana geopolitična negotovost po začetku vojne v Ukrajini. V teh razmerah se je

povečalo tudi zanimanje za dolgoročnejše oblike zakupa električne energije, vključno s pogodbami o dolgoročnem odkupu električne energije iz obnovljivih virov (angl. Power Purchase Agreements, v nadaljevanju PPA) in z njimi povezanimi zelenimi atributi (Utonih, 2023).

Po obdobju visokih cen je leta 2024 sledil popravek. Povprečna mesečna cena potrdil za nordijsko hidroenergijo za tekoče proizvodno leto je januarja znašala približno 3,6 €/MWh, kar je predstavljalo približno 54-odstotni padec glede na cenovni vrh iz novembra 2022 (Argus Media, brez datuma; EEX, brez datuma). Padec je bil povezan predvsem s povečano ponudbo zaradi normalizacije hidroloških razmer ter nadaljnje rasti vetrnih in sončnih proizvodnih zmogljivosti (Nvalue, 2025). Na trg so vplivale tudi regulatorne in specifične tržne spremembe, med drugim prenehanje priznavanja tujih potrdil v Združenem kraljestvu ter začasno povečana ponudba po italijanskih dražbah (Van Dooren, 2024). Od leta 2025 dalje so se cene stabilizirale na bistveno nižjih ravneh, pri čemer so se mesečna povprečja za produkte tekočega proizvodnega leta večinoma gibala pod 1 €/MWh. V letu 2026 je sledilo ponovno zviševanje, cene pa so se v prvi polovici leta postopoma okrepile ter od maja dalje dosegle mesečna povprečja okoli 1,5–1,9 €/MWh, kot prikazuje slika 2 (Argus Media, brez datuma; EEX, brez datuma).

3.2 Dejavniki cenovnih nihanj

Razvoj cen kaže, da presežna ponudba pomembno vpliva na dolgoročnejšo cenovno raven, vendar sama ne pojasni celotne cenovne dinamike. Pri nordijski hidroenergiji imajo pomembno vlogo hidrološke razmere, ki prek vpliva na proizvodnjo določajo razpoložljivost potrdil (Di Sario, 2021). Trg zaznamujeta tudi nizka likvidnost in visoka cenovna nihajnost (Hulshof in drugi, 2019), pri čemer lahko pričakovanja in oportunistično vedenje tržnih udeležencev cenovna nihanja še dodatno okrepijo (Wimmers in Madlener, 2024).

Potrdila o izvoru poleg tega niso popolnoma homogeno tržno blago. Njihove cene se lahko razlikujejo glede na proizvodno tehnologijo, geografski izvor, starost proizvodne naprave in ročnost potrdila (Snoeck, 2019; Sumu, 2025). Van Dooren (2024) med dodatnimi dejavniki vrednotenja izpostavlja ekološke oznake in državne podpore, kar dodatno potrjuje heterogenost potrdil na trgu.

4 Prihodnji razvoj trga potrdil o izvoru

Prihodnji razvoj trga potrdil o izvoru bo zaznamovan tako s spremembami tržnega ravnovesja kot z nadaljnjim razvojem cen in tržnih mehanizmov. V nadaljevanju so obravnavani ključni dejavniki, ki lahko vplivajo na oba vidika.

4.1 Prihodnje tržno ravnovesje

Prihodnje tržno ravnovesje bo odvisno od razmerja med nadaljnjo rastjo ponudbe in sposobnostjo trga, da to ponudbo absorbira z večjim povpraševanjem. Na strani ponudbe se tehnološka struktura postopoma spreminja, saj se relativni delež hidroenergetskih potrdil zmanjšuje ob rasti sončnih in vetrnih zmogljivosti (Sumu, 2025). Nadaljnje povečevanje proizvodnih zmogljivosti OVE bo zato povečevalo tudi potencialni obseg izdaje potrdil, kar lahko ob nezadostni rasti njihove uporabe ohranja pritisk presežne ponudbe.

Na strani povpraševanja k uporabi potrdil prispevajo okoljske zaveze podjetij ter prostovoljne pobude na področju poročanja in nabave energije iz obnovljivih virov (Utonih, 2023), vse pomembnejši dejavnik pa predstavljajo tudi regulativne zahteve, povezane s trajnostnim poročanjem in dokazovanjem izvora porabljene električne energije. Direktiva (EU) 2022/2464 glede poročanja podjetij o trajnostnosti (v nadaljevanju CSRD) in z njo povezani standardi poročanja povečujejo zahteve glede razkrivanja informacij o porabi energije. Potrdila o izvoru imajo pri tem pomembno vlogo kot instrument za dokazovanje porabe električne energije iz obnovljivih virov, kar lahko prispeva k večjemu institucionalnemu povpraševanju po njih (Ecohz, 2023). Malinen (2025) pričakuje rast povpraševanja predvsem pri podjetjih, ki porabe električne energije ne pokrivajo neposredno s pogodbami PPA ali zelenimi produkti dobaviteljev. Za prihodnje tržno ravnovesje pa bo ključno, ali bo povpraševanje raslo hitreje od ponudbe.

Podatki AIB že kažejo na zmanjševanje vrzeli med izdajo in razveljavitvijo potrdil o izvoru. Leta 2025 je bilo v sistemu AIB izdanih približno 1.107 TWh potrdil, razveljavljenih pa 987 TWh oziroma približno 90 % obsega izdaje, v primerjavi s 84 % leta 2024 (AIB, 2026). Razveljavitev pomeni uporabo potrdila za razkritje izvora električne energije končnemu odjemalcu (Wimmers in Madlener, 2024). Rast tega razmerja tako kaže, da se obseg razveljavitev postopoma približuje obsegu izdaje potrdil.

4.2 Pričakovani razvoj cen in tržnih mehanizmov

Leta 2025 je bila za cene hidroenergetskih potrdil značilna kontango struktura, pri kateri so bile oddaljenejše ročnosti vrednotene višje od bližnjih. Ta je odražala pričakovanja o ponovni rasti cen ob krepitvi povpraševanja in možnosti, da rast ponudbe ne bo dohajala rasti povpraševanja (Malinen, 2025). Do septembra 2026 se je struktura terminskih cen obrnila. Potrdila bližnjih ročnosti so se trgovala po višjih cenah od oddaljenejših, kar kaže na »backwardation« oziroma padajočo terminsko strukturo cen (EEX, brez datuma).

Obrat terminske strukture je v letu 2026 sovpadal tudi s ponovno rastjo cen in zmanjšano izdajo norveških hidroenergetskih potrdil. V obdobju od januarja do avgusta 2026 je bila njihova izdaja za 7,2 % nižja kot v enakem obdobju leta 2025 (AIB, 2026). Zmanjšana izdaja je sovpadala s slabšimi hidrološkimi razmerami, ki so omejevale razpoložljivost hidroenergetskih potrdil (Bonallack, 2026). Terminska cena hidroenergetskih potrdil za proizvodno leto 2027 je konec septembra 2026 znašala 1,97 €/MWh, za proizvodno leto 2031 pa 1,66 €/MWh (EEX, brez datuma). Prehod iz kontanga v backwardation kaže, da terminska struktura odraža tudi trenutne tržne razmere, zato je ni mogoče neposredno razlagati kot napoved dolgoročno nižjih cen. Wimmers in Madlener (2024) pri modeliranju evropskih cen potrdil do leta 2040 pričakujeta splošno rast cen, vendar zaradi omejene preglednosti zgodovinskih cen ter razlik med tehnologijami in državami opozarjata na visoko negotovost napovedi.

Prihodnji razvoj trga verjetno ne bo odvisen zgolj od sprememb v ponudbi in povpraševanju, temveč tudi od večje diferenciacije potrdil glede na njihov tehnološki, geografski in časovni izvor. Scholta in Blaschke (2024) kot enega izmed možnih razvojnih korakov izpostavljata granularnejše časovno ujemanje proizvodnje in porabe. V primerjavi s sedanjim pretežno letnim ujemanjem bi urna razmejitev omogočila natančnejše dokazovanje izvora električne energije, izboljšala verodostojnost poročanja ter ustvarila dodatne cenovne signale za naložbe v nove obnovljive zmogljivosti in fleksibilne tehnologije, kot so hranilniki energije.

5 Sklep

Analiza evropskega trga potrdil o izvoru kaže, da njihove cenovne dinamike ni mogoče pojasniti z enim samim dejavnikom. Presežna ponudba, zlasti velik obseg potrdil iz nordijske hidroenergije, pomembno prispeva k dolgoročno nizki cenovni ravni, vendar predstavlja le del širšega neravnovesja med ponudbo in povpraševanjem. Pomembne so tudi razlike med državami v obsegu izdaje in uporabe potrdil ter v nacionalnih pravilih glede njihove izdaje in uporabe.

Izrazita cenovna nihanja v zadnjih letih hkrati kažejo, da strukturna presežna ponudba sama ne pojasni kratkoročne cenovne dinamike. Nanjo pomembno vplivajo hidrološke razmere, spremembe v ponudbi in povpraševanju ter pričakovanja o razpoložljivosti potrdil. Poleg tega se cene posameznih potrdil razlikujejo glede na njihove značilnosti, kot so proizvodna tehnologija, geografski izvor in ročnost. Regulativne zahteve, vključno z zahtevami glede trajnostnega poročanja v okviru CSRD, ter korporativne trajnostne strategije lahko prispevajo k rasti povpraševanja podjetij po potrdilih, pri čemer bo za zmanjševanje obstoječega tržnega neravnovesja ključno, ali bo povpraševanje raslo hitreje od ponudbe. Hkrati bo širitev sončnih in vetrnih zmogljivosti povečevala tudi ponudbo novih potrdil.

Dolgoročna učinkovitost trga potrdil o izvoru bo zato odvisna predvsem od tega, ali se bo strukturno neravnovesje med ponudbo in povpraševanjem zmanjšalo ter ali bo trg zagotavljal dovolj jasne cenovne signale za spodbujanje novih naložb v obnovljive vire. Večja transparentnost, diferenciacija potrdil in natančnejše časovno ujemanje proizvodnje in porabe električne energije lahko pri tem okrepijo njihovo tržno vrednost ter povezavo med povpraševanjem po zeleni električni energiji in razvojem novih obnovljivih zmogljivosti.

Literatura

1. Argus Media. (brez datuma). *Argus Media*. https://www.argusmedia.com/en
2. Association of Issuing Bodies – AIB. (2026). *EECS GO Statistics*. Pridobljeno 12. septembra 2026 s https://www.aib-net.org/facts/eecs-go-statistics
3. Bonallack, O. (2026, maj). *Watch The Weather: Meteorological Price Signals For European Guarantees Of Origin (GOs).* Soldera. https://www.soldera.org/articles/weather-norway-hydrology-price-signals-guarantees-of-origin
4. Direktiva (EU) 2022/2464 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 14. decembra 2022 o spremembi Uredbe (EU) št. 537/2014, Direktive 2004/109/ES, Direktive 2006/43/ES in Direktive 2013/34/EU glede poročanja podjetij o trajnostnosti, UL EU L 322/15.
5. Di Sario, F. (2021, 20. september). *GOs Contango Deepens as Demand-Supply Gap Shrinks*. ICIS. https://www.icis.com/explore/resources/news/2021/09/20/10686145/gos-contango-deepens-as-demand-supply-gap-shrinks/
6. Ecohz. (2023, 10. avgust). *EU Commission affirms role of Guarantees of Origin in EU Taxonomy*. https://www.ecohz.com/press-releases/eu-commission-guarantees-of-origin-taxonomy
7. European Energy Exchange – EEX. (brez datuma). *Market Data Hub*. Pridobljeno 12. septembra 2026 s https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub
8. European Environment Agency – EEA. (brez datuma). *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe.*

https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1
9. Hamburger, Á. (2019). Is guarantee of origin really an effective energy policy tool in Europe? A critical approach. *Society and Economy, 41*(4), 487–507. https://doi.org/10.1556/204.2019.41.4.6
10. Holzapfel, P. K. R., Bánk, J., Bach, V. in Finkbeiner, M. (2024, november). Relevance of guarantees of origin for Europe's renewable energy targets. *Renewable & Sustainable Energy Reviews, 205,* 114850. https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114850
11. Hulshof, D., Jepma, C. in Mulder, M. (2019). Performance of markets for European renewable energy certificates. *Energy Policy, 128*, 697–710. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.01.051
12. Malinen, L. (2025, 7. januar). *Guarantees of Origin (GO) Market Outlook 2025*. Montel. https://montel.energy/blog/guarantees-of-origin-go-market-outlook-2025
13. Nvalue. (2025, 28. januar). *Navigating the Guarantees of Origin Market: insights from 2024 and expectations for 2025*. [objava na blogu]. https://nvalue.com/market-news/navigating-the-guarantees-of-origin-market-insights-from-2024-and-expectations-for-2025/
14. Scholta, H. F. in Blaschke, M. J. (2024, junij). *Shedding Light on Green Claims: The Impact of a Closer Temporal Alignment of Supply and Demand in Voluntary Green Electricity Markets* (MIT CEEPR Working Paper 2024-08). MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. https://ceepr.mit.edu/workingpaper/shedding-light-on-green-claims-the-impact-of-a-closer-temporal-alignment-of-supply-and-demand-in-voluntary-green-electricity-markets/
15. Snoeck, M. (2019). *Understanding the Guarantees of Origin and their impacts on the electricity value chain: A comparative case study of Norway and Germany*. (magistrsko delo). NHH, Norwegian School of Economics. http://hdl.handle.net/11250/2610922
16. Sumu, S. (2025). *The Market for Guarantees of Origin: Mechanisms and Impact on Emissions* (magistrsko delo). Aalto University, School of Business. https://aaltodoc.aalto.fi/items/4bc59b88-a474-4d6f-9ba4-1ab7d568c1bc
17. Syväri, M., Tähtinen, J. in Nordberg-Davies, S. (2025, januar). Enacting 'true business sustainability' − Market shaping for environmental impact. *Journal of Business Research, 186,* 114949. https://doi.org/10.1016/j.jbusres.2024.114949
18. Utonih, S.-P. (2023, 3. julij). *Understanding Volatility in Europe's Guarantee of Origin (GO) market*. 3Degrees. https://3degreesinc.com/insights/understanding-volatility-europe-go-market/
19. Van Dooren, S. (2024). *Guarantees of Origin: Does the Origin matter? Exploring Pricing Dynamics and Product Transparency in the Renewable Electricity Market* (magistrsko delo). NMBU, Faculty of Social Sciences, School of Economics and Business. https://nmbu.brage.unit.no/nmbu-xmlui/bitstream/handle/11250/3148113/no.nmbu:wiseflow:7111458:59124690.pdf
20. Wimmers, A. in Madlener, R. (2024). The European Market for Guarantees of Origin for Green Electricity: A Scenario-Based Evaluation of Trading under Uncertainty. *Energies, 17*(1), 104. https://doi.org/10.3390/en17010104

CLIMATE POLICY UNCERTAINTY, ECONOMIC POLICY UNCERTAINTY, TRADE POLICY UNCERTAINTY, AND CRUDE OIL PRICES: EVIDENCE FROM THE UNITED STATES

Dejan Romih
University of Maribor, Faculty of Economics and Business, Razlagova ulica 14, 2000 Maribor, Slovenia
E-mail: dejan.romih@um.si

Pablo Calafiore
Texas A&M University – San Antonio, College of Business, One University Way, San Antonio, TX 78224, United States
E-mail: pcalafio@tamusa.edu

Nejc Fir
University of Maribor, Faculty of Economics and Business, Razlagova ulica 14, 2000 Maribor, Slovenia
E-mail: nejc.fir@um.si

Silvo Dajčman
University of Maribor, Faculty of Economics and Business, Razlagova ulica 14, 2000 Maribor, Slovenia
E-mail: silvo.dajcman@um.si

ABSTRACT

Every crisis, whether climate-, economic- or trade-related, and its resolution generates policy uncertainty, as has been evident in recent years, particularly in the United States. This paper examines the impact of climate, economic and trade policy uncertainty on US crude oil prices, focusing on West Texas Intermediate. Using vector autoregressions and monthly data from January 1986 to April 2026, it finds that an orthogonalised shock to the climate policy uncertainty index leads to an increase in crude oil prices, while orthogonalised shocks to the economic and trade policy uncertainty indices lead to a decrease in crude oil prices, highlighting differences in the nature of these shocks. The findings underscore the importance of measuring and monitoring different types of uncertainty separately and support a more transparent approach to policymaking in the United States. This paper therefore adds to the literature on uncertainty and its impact on the US economy in general, and on the US crude oil sector in particular.

Keywords: climate policy uncertainty, economic policy uncertainty, trade policy uncertainty, crude oil price

1 Introduction

Different crises generate different types of uncertainty, including policy uncertainty, which can be defined as uncertainty about policy measures and their effects on the economy in general and on subsectors in particular. This also applies to the crude oil sector, which is

highly exposed to different types of shocks, as has become particularly evident in recent years, including in 2026 with the war in Iran and the disruption of oil shipments. Research (see, for example, Antonakakis et al., 2014; He et al., 2024; Liu et al., 2024; Wei et al., 2026) shows that different shocks have different effects on the crude oil sector, particularly on crude oil prices. Researchers usually distinguish between demand and supply shocks, which can affect crude oil prices differently (Kilian, 2009). This paper examines the impact of climate policy uncertainty (CPU), economic policy uncertainty (EPU), and trade policy uncertainty (TPU) on US crude oil prices, focusing on West Texas Intermediate (WTI), and contributes to the discussion of how policy uncertainty affects the US crude oil sector.

Using a dynamic spillover index with structural decomposition, Antonakakis et al. (2014) found that EPU responds negatively to crude oil price shocks, while crude oil prices respond negatively to EPU shocks. He et al. (2024) examined the dynamic relationship between CPU, TPU and crude oil prices. Using Granger causality, they found bidirectional causality between CPU and WTI, and between TPU and WTI, and unidirectional causality running from TPU to CPU. In addition, using Time-Varying Parameter Vector Autoregressive (TVP-VAR) and Time-Varying Parameter Vector Autoregressive–Diebold–Yilmaz (TVP-VAR-DY) models, they found that a shock to the CPU index increases crude oil prices, whereas a shock to the TPU index decreases crude oil prices and increases CPU. They also found that these relationships are time-varying.

Using a wavelet-based quantile-on-quantile approach, Liu et al. (2024) found that higher CPU has a negative effect on oil prices in the short run but a positive effect in the medium and long run, reflecting changes in fossil fuel investment and consumption. Similarly, higher EPU has a negative effect on oil prices in the short run by increasing investor pessimism and discouraging investment in oil-related activities, while lower EPU can increase oil demand and oil prices in the medium and long run.

Examining the effects of different types of policy uncertainty on volatility in crude oil markets, Wei et al. (2026) found that trade policy uncertainty and government spending policy uncertainty affect the volatility of futures and spot returns across crude oil markets, with trade policy uncertainty having a negative effect and government spending policy uncertainty a positive effect on crude oil market volatility.

These findings suggest that the effects of policy uncertainty on crude oil markets depend on the type of uncertainty considered. Uncertainty may weaken oil demand by causing agents to postpone investment and spending (Baker et al., 2016), while climate policy uncertainty may also affect investment in oil supply. Because previous studies differ in the types of uncertainty, methods and samples they consider, their results are difficult to compare. This paper therefore estimates the same recursively identified VAR with the same macroeconomic variables, separately for the CPU, EPU and TPU indices, and traces the responses of industrial production, consumer prices and the federal funds rate, which helps interpret the nature of each shock. The sample extends to April 2026 and covers the 2025 US tariff changes, one of the largest trade policy uncertainty events in the index's history.

2 Methods

The study used three vector autoregressive (VAR) models with five variables and two lags, selected using the Hannan–Quinn information criterion (HQIC) and Schwarz's Bayesian

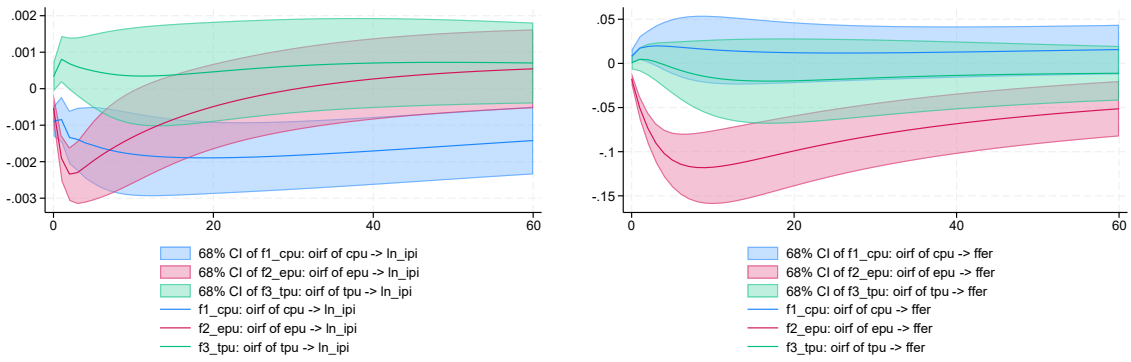
information criterion (SBIC). It applied a Cholesky decomposition with the following ordering of variables: the policy uncertainty index, represented alternately by the Climate Policy Uncertainty Index (cpu), the Economic Policy Uncertainty Index (epu), or the Trade Policy Uncertainty Index (tpu) in separate model specifications, as the indices overlap by construction, followed by the federal funds effective rate (ffer), the natural logarithm of the industrial production index (ln_ipi), the natural logarithm of the consumer price index (ln_cpi), and the natural logarithm of the WTI price (ln_wti). Variables ffer, ln_ipi and ln_cpi control for the impact of basic macroeconomic dynamics on the relationship between uncertainty and crude oil prices. The ordering of the variables is similar to that used in Ma and Samaniego (2020). This order implies that uncertainty affects crude oil prices (and the other variables in the model) contemporaneously, while crude oil prices affect uncertainty (and the other variables in the model) with a lag. The database contains monthly data from January 1986 to April 2026. The Climate Policy Uncertainty Index (CPU) was obtained from Gavriilidis et al. (2026), the Economic Policy Uncertainty Index (EPU) from Baker et al. (2026a), the Trade Policy Uncertainty Index (TPU) from Baker et al. (2026b), the federal funds effective rate and the industrial production index from the Board of Governors of the Federal Reserve System (2026a, 2026b), the consumer price index from the U.S. Bureau of Labor Statistics (2026), and the WTI price series from the U.S. Energy Information Administration (2026), with daily series converted to monthly averages.

Following Beckers and Beidas-Strom (2015), Bernanke et al. (1997), and Hamilton (1983, 2008), the study used the nominal rather than the real price of crude oil, because the latter is obtained by deflating the nominal oil price using a general price index that may itself be endogenous to the macroeconomic conditions under investigation.

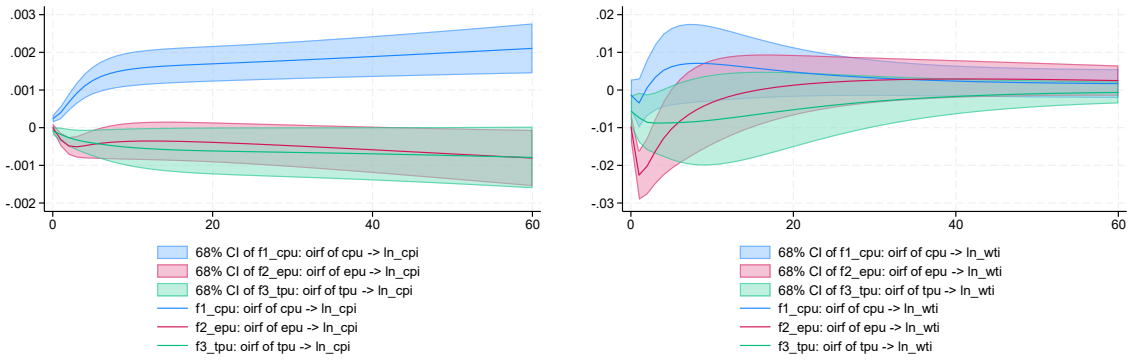
3 Results

Figure 1a shows the responses of industrial production (ln_ipi) to shocks in the CPU, EPU, and TPU indices. The responses to shocks in the CPU and EPU indices are negative and statistically significant, whereas the response to a shock in the TPU index is positive and statistically significant in the first month, indicating differences in the nature of these shocks. The response to the EPU shock is larger in the short term but less persistent than the response to the CPU shock, which remains significant over the entire horizon.

Figure 1: Responses of the natural logarithm of the industrial production index, the federal funds effective rate, the consumer price index, and the natural logarithm of the WTI index to shocks in the CPU, EPU, and TPU indices



(a) (b)



(c) (d)

Source: Own calculations.

Figure 1b shows the responses of the federal funds effective rate to shocks in the three indices. An innovation in the CPU index leads to a small increase in the federal funds effective rate that is significant only in the first few months, while an innovation in the EPU index leads to a larger and persistent decrease (about 12 basis points after nine months). Both responses are statistically significant. The response of the monetary policy rate to a shock in the CPU index is less persistent, while the response to a shock in the EPU index is more persistent. The response of the monetary policy rate to an innovation in the TPU index is not statistically significant.

Figure 1c shows the responses of the natural logarithm of the consumer price index to shocks in the three indices. An innovation in the CPU index leads to a persistent increase in consumer prices, while innovations in the EPU and TPU indices lead to small decreases that are short-lived (EPU) or only marginally significant (TPU).

Figure 1d is of primary interest in this research. It shows the responses of the natural logarithm of the WTI index to shocks in the three indices. Innovations in the EPU and TPU indices lead to a statistically significant decrease in oil prices (ln_wti). However, the responses differ in both magnitude and duration: the response to the EPU shock is larger and more persistent than the response to the TPU shock. The response to a CPU shock is not statistically significant, although its point estimate turns positive after two months.

As a robustness check, we reversed the order of the variables (for example, ln_wti, ln_cp, ln_ipi, ffer, cpu) and examined the response of the natural logarithm of the WTI index to shocks in the three indices. As shown in Figure A.1 in the Appendix, an innovation in the EPU index still leads to a statistically significant decrease in crude oil prices one to three months after the shock, although the peak effect is smaller, whereas the responses to shocks in the CPU and TPU indices are not statistically significant.

4 Discussion

The study showed that different shocks have different effects on the US economy in general and on US crude oil prices in particular, because of their differing nature. EPU shocks reduce industrial production, consumer prices and the federal funds rate, consistent with an adverse demand shock, and weaker economic activity is well known to be associated with weaker demand for oil products. CPU shocks also contract economic activity but raise consumer prices without monetary easing, in line with Gavriilidis et al. (2026), who find that CPU

shocks act as supply rather than demand shocks and raise commodity prices. This upward pressure may offset weaker oil demand, which may explain why, of the two, only EPU shocks translate into lower oil prices. TPU shocks have little effect on the US variables in the model but, in the baseline ordering, lower crude oil prices in the short run, possibly because TPU spikes coincide with weaker expectations about global trade and oil demand.

The results suggest that policymakers should take these findings into account, while recognising that different crises, such as the climate crisis, may generate a combination of different types of uncertainty, further increasing the complexity of policymaking. A more transparent and predictable approach could reduce avoidable policy uncertainty, while investors and risk managers should monitor different types of uncertainty separately, as rising EPU signals lower US crude oil prices in the following months.

Some limitations of our study that could be addressed in future work are that our model omits global oil demand and supply factors (Kilian, 2009), the 68% confidence bands are narrower than conventional 90% bands, and the estimates are averages over a period with extreme episodes, while the relationships may vary over time (He et al., 2024).

5 Conclusion

The aim of the study was to examine the effects of CPU, EPU and TPU shocks on US crude oil prices. The results show that the effects depend on the type of shock, and this holds for the responses of industrial production, the federal funds effective rate, consumer prices and crude oil prices. EPU shocks lead to the largest and most robust decrease in crude oil prices, TPU shocks to a smaller, short-lived decrease, and CPU shocks to no significant change. Future research could incorporate global oil market variables, use alternative identification schemes and allow for time-varying effects.

Acknowledgements

The authors gratefully acknowledge the financial support of the Slovenian Research and Innovation Agency (project no. BI-US/24-26-006, “Expectations, Uncertainty, and the Economy”).

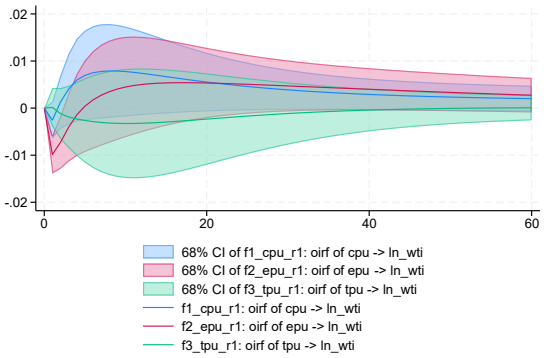
References

1. Antonakakis, N., Chatziantoniou, I., & Filis, G. (2014). Dynamic spillovers of oil price shocks and economic policy uncertainty. *Energy Economics, 44*, 433–447. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.05.007
2. Baker, S. R., Bloom, N., & Davis, S. J. (2016). Measuring economic policy uncertainty. *The Quarterly Journal of Economics, 131*(4), 1593–1636. https://doi.org/10.1093/qje/qjw024
3. Baker, S. R., Bloom, N., & Davis, S. J. (2026a). *Economic policy uncertainty index for United States* [Data set]. FRED, Federal Reserve Bank of St. Louis. https://fred.stlouisfed.org/series/USEPUINDXD
4. Baker, S. R., Bloom, N., & Davis, S. J. (2026b). *Economic policy uncertainty index: Categorical index: Trade policy* [Data set]. FRED, Federal Reserve Bank of St. Louis. https://fred.stlouisfed.org/series/EPUTRADE

5. Beckers, B., & Beidas-Strom, S. (2015). Forecasting the nominal Brent oil price with VARs—One model fits all? *IMF Working Paper, 2015/251*. https://doi.org/10.5089/9781513521058.001
6. Bernanke, B. S., Gertler, M., & Watson, M. (1997). Systematic monetary policy and the effects of oil price shocks. *Brookings Papers on Economic Activity, 1997*(1), 91–157. http://doi.org/10.2307/2534702
7. Board of Governors of the Federal Reserve System (US). (2026a). *Federal funds effective rate* [Data set]. FRED, Federal Reserve Bank of St. Louis. https://fred.stlouisfed.org/series/FEDFUNDS
8. Board of Governors of the Federal Reserve System (US). (2026b). *Industrial production: Total index* [Data set]. FRED, Federal Reserve Bank of St. Louis. https://fred.stlouisfed.org/series/INDPRO
9. Gavriilidis, K., Känzig, D. R., Raghavan, R., & Stock, J. H. (2026). *The macroeconomic effects of climate policy uncertainty* (NBER Working Paper No. 34762). National Bureau of Economic Research. https://doi.org/10.3386/w34762
10. Hamilton, J. D. (1983). Oil and the macroeconomy since World War II. *Journal of Political Economy, 91*(2), 228–248. https://doi.org/10.1086/261140
11. Hamilton, J. D. (2008). Oil and the macroeconomy. In M. Vernengo, E. Perez Caldentey, & J. Ghosh (Eds.), *The New Palgrave Dictionary of Economics* (pp. 1–7). Palgrave Macmillan. https://doi.org/10.1057/978-1-349-95121-5_2119-1
12. He, Z., Dong, T., Qian, W., & Xu, W. (2024). Dynamic interactions among trade policy uncertainty, climate policy uncertainty, and crude oil prices. *International Review of Economics & Finance, 95*, 103479. https://doi.org/10.1016/j.iref.2024.103479
13. Kilian, L. (2009). Not all oil price shocks are alike: Disentangling demand and supply shocks in the crude oil market. *American Economic Review, 99*(3), 1053–1069. https://doi.org/10.1257/aer.99.3.1053
14. Liu, F., Su, C. W., Tao, R., & Lobonţ, O.-R. (2024). Does economic and climate policy uncertainty matter the oil market? *Resources Policy, 95*, 105188. https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2024.105188
15. Ma, X., & Samaniego, R. (2020). The macroeconomic impact of oil earnings uncertainty: New evidence from analyst forecasts. *Energy Economics, 90*, 104832. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104832
16. U.S. Bureau of Labor Statistics. (2026). *Consumer price index for all urban consumers: All items in U.S. city average* [Data set]. FRED, Federal Reserve Bank of St. Louis. https://fred.stlouisfed.org/series/CPIAUCSL
17. U.S. Energy Information Administration. (2026). *Crude oil prices: West Texas Intermediate (WTI)–Cushing, Oklahoma* [Data set]. FRED, Federal Reserve Bank of St. Louis. https://fred.stlouisfed.org/series/DCOILWTICO
18. Wei, J., Pan, Y., Cao, G., Ling, M., & Ke, Z. (2026). A study on the impact of different types of economic policy uncertainty in the United States on volatility and correlation in the global crude oil market. *The North American Journal of Economics and Finance, 85*, 102661. https://doi.org/10.1016/j.najef.2026.102661

Appendix

Figure A.1: Responses of the natural logarithm of the WTI index to shocks in the CPU, EPU, and TPU indices



Source: Own calculations.

Sekcija II:
Samooskrba in elektromobilnost

ANALIZA IN NAPOVED PRODAJNIH TRENDOV BATERIJSKIH ELEKTRIČNIH VOZIL V EU

Tilen Babnik
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta
E-pošta: tilen.babnik01@gmail.com

Matej Švigelj
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta
E-pošta: matej.svigelj@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Prehod na baterijska električna vozila (BEV) je eden glavnih ukrepov za razogljičenje cestnega prometa, vendar se hitrost njihovega uveljavljanja med evropskimi državami močno razlikuje. Namen prispevka je analizirati dosedanji razvoj deleža novo registriranih BEV, oceniti prihodnjo dinamiko njihove prodaje ter preveriti, v kolikšni meri trenutni tržni trendi podpirajo cilje Evropske unije (EU) glede razogljičenja nvih osebnih vozil od leta 2035. Prodajne trende BEV smo napovedali z uporabo eksponentnega, logističnega, Bassovega in Gompertzovega modela. Rezultati analize kažejo, da je Bassov model najustreznejši za približno 80 % obravnavanih držav, medtem ko je Gompertzov model primernejši za trge s srednje hitro rastjo. Rezultati nadalje kažejo, da bi EU ob nadaljevanju dosedanjih trendov do leta 2035 dosegla manj kot 50-odstotni delež novo registriranih BEV.

Ključne besede: baterijska električna vozila, elektromobilnost, napovedovanje, S-krivulja

1 Uvod

V zadnjih letih v Sloveniji in po svetu vse bolj stopa v ospredje razprava o brezogljični mobilnosti in elektrifikaciji prometa tako za zasebne kot poslovne namene. Med glavnimi ukrepi je načrtovana omejitev prodaje novih avtomobilov z notranjim zgorevanjem, kar pomeni, da se bo velik del prebivalstva v prihodnosti moral soočiti z izbiro vozil na alternativni pogon. Evropska unija (EU) s svojo zakonodajo in podnebnimi cilji spodbuja prehod z vozil z motorji na notranje zgorevanje na alternativne pogone ter leto 2035 postavlja kot mejo za prepoved prodaje novih bencinskih in dizelskih avtomobilov (European Parliament, 2022). Tržni delež baterijskih električnih vozil (BEV) se v številnih državah hitro povečuje, vendar je hitrost prehoda med državami zelo različna.

Namen prispevka je analizirati dosedanji razvoj deleža novo registriranih BEV, oceniti prihodnjo dinamiko njihove prodaje ter preveriti, v kolikšni meri trenutni tržni trendi podpirajo cilje EU glede razogljičenja novih osebnih vozil od leta 2035.

Prispevek je strukturiran na naslednji način. V drugem poglavju je predstavljen pregled trga baterijskih električnih vozil v EU. Tretje poglavje obravnava napovedovanje prodajnih trendov BEV z uporabo različnih modelov, primerjavo njihove ustreznosti ter omejitve napovedovanja. V sklepnem poglavju so povzete ključne ugotovitve raziskave.

2 Pregled trga vozil v EU

Evropska unija že več desetletij ureja emisijske standarde vozil, pri čemer je bil leta 1992 uveden prvi standard EURO 1. Leta 2023 je bila sprejeta zakonodaja, ki od leta 2035 predvideva razogljičenje novih osebnih avtomobilov in lahkih gospodarskih vozil. Ukrep je del Evropskega zelenega dogovora, katerega cilj je doseči podnebno nevtralnost EU do leta 2050. Omejitve se nanašajo na nova vozila, medtem ko se obstoječa vozila lahko še naprej uporabljajo in prodajajo kot rabljena.

Podatki o novo registriranih osebnih vozilih glede na vrsto pogona so pridobljeni od Evropskega združenja avtomobilskih proizvajalcev (ACEA). Analiza temelji na deležu BEV med vsemi novo registriranimi osebnimi vozili in ne na njihovem absolutnem številu. Takšen pristop omogoča primerljivejšo analizo razvoja trga med državami z različnim številom registracij ter lahko zmanjšuje vpliv sezonskih nihanj in sprememb skupnega obsega prodaje vozil. Kljub temu lahko na gibanje tržnih deležev vplivajo gospodarske razmere, državne spodbude in drugi zunanji dejavniki (Peng et al., 2024).

V analizo so poleg držav članic EU vključene tudi države Evropskega združenja za prosto trgovino (EFTA), saj imajo primerljivo gospodarsko in poslovno okolje, nekatere pa sodijo med vodilne države na področju elektromobilnosti. Delež BEV med novo registriranimi osebnimi vozili v EU in državah EFTA od leta 2017 postopoma narašča, rast po letu 2020 pa je povezana tudi s širjenjem ponudbe električnih modelov in razvojem polnilne infrastrukture. V prvi polovici leta 2025 je skupni delež BEV v EU in državah EFTA dosegel 17,47 %. Med posameznimi državami so opazne velike razlike. Najvišji delež je dosegla Norveška (93,69 %), sledile so Danska (63,85 %), Švedska (35,23 %), Nizozemska (35 %) in Finska (34,16 %). Razlike v doseženih deležih kažejo na neenakomeren razvoj elektromobilnosti med evropskimi državami, kar je pomembno izhodišče za analizo in napovedovanje prihodnjih prodajnih trendov BEV (ACEA, 2025).

3 Napoved prodajnih trendov baterijskih električnih vozil v EU

3.1 S-krivulja in napovedovanje s pomočjo različnih modelov

Uveljavljanje novih tehnologij pogosto poteka po vzorcu S-krivulje, ki jo sestavljajo tri faze: začetna počasna rast, obdobje pospešene rasti in postopna stabilizacija (Sawaguchi, 2011). V začetni fazi tehnologijo sprejemajo predvsem inovatorji in zgodnji uporabniki. Z izboljševanjem tehnologije, večjo dostopnostjo in širjenjem ponudbe se njeno sprejemanje pospeši, nato pa se rast postopoma umirja, ko je dosežen večji del ciljnega trga (Hasegawa et al., 2015). Podoben vzorec je mogoče opaziti tudi pri razvoju deleža BEV med novo registriranimi osebnimi vozili.

Za napovedovanje prodajnih trendov BEV so uporabljeni štirje modeli. Eksponentna funkcija opisuje pospešeno rast, vendar ne upošteva poznejše stabilizacije oziroma zasičenosti trga (Kumar et al., 2022). Logistična funkcija zajema vse tri faze S-krivulje, pri čemer se rast postopoma približuje zgornji meji (Kingsland, 1982). Bassov model opisuje širjenje nove tehnologije na podlagi vpliva inovatorjev in posnemovalcev (Kemala et al., 2024). Gompertzev model prav tako opisuje rast v obliki S-krivulje, vendar je ta asimetrična, prevoj pa nastopi pri nižjem deležu zgornje meje kot pri logistični funkciji, kar omogoča prilagajanje različnim vzorcem rasti (Alatawneh & Ghunaim, 2024).

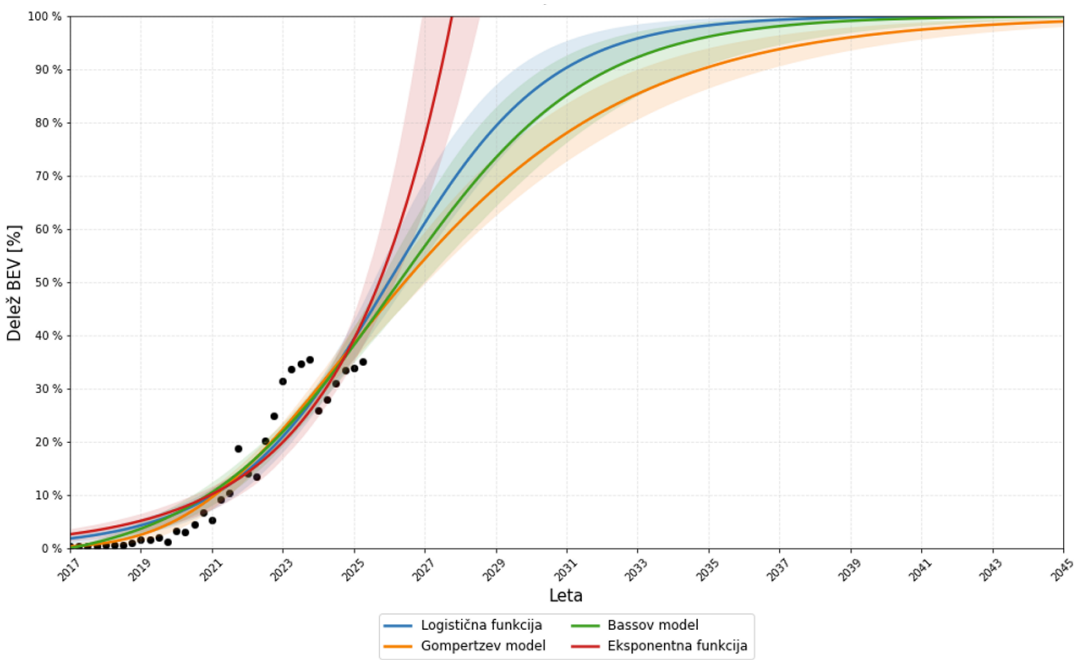
3.2 Primerjava uporabljenih modelov

Podatki o novo registriranih osebnih vozilih so bili pridobljeni s spletne strani Evropskega združenja avtomobilskih proizvajalcev (ACEA). Četrtletni podatki so na voljo od leta 2017, mesečni pa šele od leta 2022. Za napovedovanje smo uporabili četrtletne podatke po posameznih državah za obdobje od prvega četrtletja leta 2017 do drugega četrtletja leta 2025. Takšna časovna razčlenitev omogoča dovolj podroben prikaz razvoja trga, hkrati pa zmanjšuje občutljivost na kratkoročna mesečna nihanja. Napovedovali smo deleže BEV med vsemi novo registriranimi osebnimi vozili.

Za vsak model so bile določene začetne vrednosti parametrov in njihove omejitve. Parametri so bili nato numerično ocenjeni z metodo najmanjših kvadratov, tako da so se modeli čim bolje prilagodili zgodovinskim podatkom. Na podlagi ocenjenih parametrov so izračunani prihodnji deleži BEV.

Primerjava štirih modelov je bila izvedena za vse obravnavane države, vendar je zaradi omejenega obsega prispevka na sliki 1 prikazan le primer Finske. Eksponentna funkcija pri višjih deležih izrazito odstopa, saj ne upošteva stabilizacije trga. Preostali modeli se približujejo zgornji meji, vendar se njihove napovedi z daljšanjem časovnega horizonta razlikujejo. Prikaz vključuje tudi 95-odstotne intervale zaupanja.

Slika 1: Primerjava modelov napovedi deleža BEV za Finsko



Vir: lastno delo, 2026

Ustreznost modelov je bila za posamezne države ocenjena s kazalnikoma MAD in MAPE. MAD predstavlja povprečno absolutno razliko med dejanskimi vrednostmi in vrednostmi modela (Yager & Alajlan, 2014), MAPE pa povprečno absolutno odstotno napako (De Myttenaere et al., 2016). Nižje vrednosti obeh kazalnikov pomenijo boljše prileganje modela podatkom. Pri izbiri najprimernejšega modela je bila večja teža namenjena kazalniku MAPE, saj izraža relativno napako napovedi in je pogosto uporabljen pri vrednotenju napovednih modelov (De Myttenaere et al., 2016).

Pri največjem številu obravnavanih trgov se je kot najprimernejši izkazal Bassov model, ki je dosegel najboljše prileganje podatkom pri približno 79 % trgov, med drugim v Sloveniji, Nemčiji, Franciji in na Danskem. Sledi Gompertzev model z 18 %, ki se je najbolje prilegal podatkom za Finsko, Švedsko, Češko in Madžarsko. Logistična funkcija se je kot najprimernejša izkazala le za Norveško (3 %), medtem ko eksponentna funkcija ni bila najprimernejša za nobenega od obravnavanih trgov.

Na podlagi najprimernejšega modela za posamezni trg je bil ocenjen tudi delež BEV med novo registriranimi osebnimi vozili za leto 2035. Ob nadaljevanju dosedanjih trendov naj bi ta delež v EU znašal 46,65 %, v Sloveniji pa 30,22 %. Med posameznimi državami so opazne precejšnje razlike, saj naj bi delež na Danskem dosegel 99,98 %, v Nemčiji 41,01 %, v Italiji pa le 12,37 %. Napovedi tako kažejo, da nadaljevanje dosedanjih tržnih trendov samo po sebi ne bi zadostovalo za popoln prehod na BEV do leta 2035. Pri tem modeli ne upoštevajo prihodnjih zakonodajnih sprememb, temveč napovedujejo razvoj na podlagi dosedanje tržne dinamike.

Za primerjavo hitrosti razvoja posameznih trgov sta bili določeni tudi leti, v katerih napovedani delež BEV med novo registriranimi osebnimi vozili doseže 20 % oziroma 80 %. Razlika med letoma predstavlja ocenjeni čas tržnega prehoda. Za EU je ocenjeni čas prehoda znašal 21,87 leta, za Slovenijo pa 22,17 leta. Med državami so opazne velike razlike: za Dansko je ocenjeni čas znašal 4,12 leta, za Belgijo 5,25 leta in za Finsko 8,80 leta, medtem ko je za Nemčijo znašal 37,52 leta.

3.3 Omejitve napovedovanja

Pri napovedovanju so bile ugotovljene nekatere omejitve, ki vplivajo na interpretacijo rezultatov. Modeli predpostavljajo nadaljevanje preteklih trendov, čeprav se lahko razmere na trgu hitro spremenijo. Primer je ukinitev subvencij v Nemčiji leta 2023, ki je prispevala k zmanjšanju deleža BEV in vplivala na obliko napovedne krivulje (Wettengel, 2024).

Druga omejitev je razpoložljivost podatkov šele od leta 2017. Pri državah, ki so BEV začele spodbujati prej, med njimi Norveška, Nizozemska, Nemčija in Malta, začetni del S-krivulje ni v celoti zajet. To otežuje ocenjevanje začetne rasti in celotnega trajanja tržnega prehoda.

Na rezultate vplivajo tudi osamelci in nihanja, predvsem na manjših trgih. Pri Malti je izstopajoče četrtletje vplivalo na Gompertzev model in povzročilo previsoko oceno hitrosti rasti. Posebna previdnost je potrebna pri napovedih za države, kjer delež BEV znaša približno 5 % ali manj, saj je nadaljnji razvoj trga na podlagi tako zgodnjih podatkov težje zanesljivo oceniti (Stone, 2025). Pri teh državah lahko že manjša odstopanja v podatkih pomembno vplivajo na dolgoročne napovedi.

4 Sklep

V prispevku smo analizirali razvoj deleža BEV med novo registriranimi osebnimi vozili v evropskih državah ter s štirimi napovednimi modeli ocenili prihodnje prodajne trende. Primerjava modelov je pokazala, da se je pri približno 79 % obravnavanih trgov kot najprimernejši izkazal Bassov model, kar potrjuje uporabnost difuzijskih modelov pri napovedovanju razvoja trga BEV.

Rezultati napovedi kažejo na precejšnje razlike med evropskimi državami. Ob nadaljevanju dosedanjih trendov naj bi delež BEV med novo registriranimi osebnimi vozili leta 2035 v EU znašal približno 47 %, v Sloveniji pa 30 %. Ocenjeni čas povečanja deleža BEV z 20 % na 80 % znaša za EU in Slovenijo približno 22 let. Ugotovitve kažejo, da dosedanji tržni trendi sami po sebi ne zagotavljajo dovolj hitrega prehoda za doseganje ciljev EU glede razogljičenja novih osebnih vozil do leta 2035.

Pri interpretaciji rezultatov je treba upoštevati, da napovedi temeljijo na preteklih trendih, medtem ko se lahko dejanski razvoj trga zaradi zakonodajnih sprememb, subvencij in drugih zunanjih dejavnikov občutno razlikuje od napovedanega. Kljub izzivom, ki spremljajo prehod s klasičnih pogonov na BEV, rezultati kažejo na nadaljnjo rast deleža BEV in vse pomembnejšo vlogo elektromobilnosti v prihodnjem razvoju evropskega avtomobilskega trga.

Literatura

1. ACEA (2025) New car registrations. *European Automobile Manufacturers' Association.* https://www.acea.auto/
2. Alatawneh, A., & Ghunaim, D. (2024). *Towards vehicle electrification: A mathematical prediction of battery electric vehicle ownership growth, the case of Turkey*. Green Energy and Intelligent Transportation, 3(4), 100166. https://doi.org/10.1016/j.geits.2024.100166
3. De Myttenaere, A., Golden, B., Le Grand, B., & Rossi, F. (2016). *Mean absolute percentage error for regression models.* Neurocomputing, 192, 38–48. https://doi.org/10.1016/j.neucom.2015.12.114
4. European Parliament. (2022, 11. marec). *EU ban on the sale of new petrol and diesel cars from 2035 explained.* Najdeno na spletnem naslovu: https://www.europarl.europa.eu/topics/en/article/20221019STO44572/eu-ban-on-sale-of-new-petrol-and-diesel-cars-from-2035-explained
5. Hasegawa, H., Kozano, Y., & Goto, K. (2015). *S-curves analysis focusing on WOM for technological system evolution.* Procedia Engineering, 131, 1094–1104. https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.12.427
6. Kemala, B. K. L., Surjandari, I., & Puspita, A. N. G. (2024). *Forecasting methods for the electric vehicle ownership: A literature review. Procedia Computer Science*, 234, 87–95. https://doi.org/10.1016/j.procs.2024.02.155
7. Kingsland, S. (1982). *The refractory model: The logistic curve and the history of population ecology*. The Quarterly Review of Biology, 57(1), 29–52. https://doi.org/10.1086/412574
8. Kumar, R. R., Guha, P., & Chakraborty, A. (2022). *Comparative assessment and selection of electric vehicle diffusion models: A global outlook. Energy*, 238, 121932. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121932
9. Peng, R., Tang, J. H. C. G., Yang, X., Meng, M., Zhang, J., & Zhuge, C. (2024). Investigating the factors influencing the electric vehicle market share: A comparative study of the European Union and United States. Applied Energy, 355, 122327. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122327
10. Sawaguchi, M. (2011). Innovation activities based on s-curve analysis and patterns of technical evolution—"From the standpoint of engineers, what is innovation?". Procedia Engineering, 9, 596–610. https://doi.org/10.1016/j.proeng.2011.03.145

11. Stone, L. (2025, 27. junij). Electric vehicles are on the road to mass adoption. Najdeno na spletnem naslovu: https://rmi.org/electric-vehicles-are-on-the-road-to-mass-adoption/
12. Wettengel, J. (2024, 8. januar). Germany’s shift to electric cars slows down in 2023 as subsidies axed. https://www.cleanenergywire.org/news/germanys-shift-electric-cars-slows-down-2023-subsidies-axed
13. Yager, R. R., & Alajlan, N. (2014). A note on mean absolute deviation. Information Sciences, 279, 632–641. https://doi.org/10.1016/j.ins.2014.04.016

STROŠKOVNA OPTIMIZACIJA POLNJENJA FLOTE E-VOZIL ZA SOUPORABO: OD IDENTIFIKACIJE PROŽNOSTI DO PILOTNE DEMONSTRACIJE

Janez Gregor Golja
Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, Laboratorij za energetske strategije
janezgregor.golja@fe.uni-lj.si

Klemen Peter Kosovinc
Kolektor sETup
klemen.kosovinc@kolektor.com

Miha Valentinčič
Avantcar
miha.valentincic@avantcar.si

POVZETEK

Rast električne mobilnosti prinaša izzive pri integraciji polnjenja vozil v elektroenergetski sistem, hkrati pa predstavlja velik potencial prožnosti, saj je polnjenje do določene mere mogoče časovno zamakniti brez vpliva na končno storitev. V Sloveniji je večina vozil v zasebni lasti, vse bolj privlačna alternativa pa postaja souporaba vozil (angl. car sharing). Za operaterja flote, ki mora zagotavljati konkurenčno in zanesljivo storitev, stroški polnjenja predstavljajo znaten del operativnih stroškov.

V okviru evropskega projekta OPENTUNITY je bil ovrednoten potencial prožnosti posameznih tipov polnilnic v floti, nato pa je agregator na podlagi napovedi cen na trgu za dan vnaprej dnevno določal priporočena okna polnjenja. Ker se večina vozil začne polniti takoj ob priključitvi in polnjenja ni mogoče daljinsko zamakniti, je operater priporočila izvajal ročno, s priključevanjem vozil v priporočenih oknih. Pristop je bil preizkušen na šestih polnilnicah za souporabo na treh lokacijah v dveh enomesečnih obdobjih, pozimi v nočnem in poleti v dnevnem in nočnem bloku.

Že delna izvedba je izmerljivo premaknila polnjenje v cenejše ure. Delež nočne energije v priporočenem oknu se je glede na primerjalno obdobje povečal z 39 % na 59 %, poleti pa se je energija v dnevnem oknu skoraj podvojila. Vrednost premaknjene kWh je znašala med 1,8 in 6,2 c/kWh. Simulacija za celoten portfelj kaže, da bi ob popolni izvedbi optimizacija na trgu za dan vnaprej znižala stroške polnjenja za 14,7 %, v kombinaciji s sodelovanjem na trgu sistemskih storitev (aFRR) pa za 29,8 %, za kar sta potrebna avtomatiziran nadzor polnjenja in združevanje prožnosti. Rezultati kažejo, da flote vozil za souporabo predstavljajo tako ekonomsko priložnost za operaterje kot tudi dragocen vir prožnosti za elektroenergetski sistem.

Ključne besede: e-mobilnost, souporaba vozil, prožnost, optimizacija polnjenja

1 Uvod

Električna mobilnost hitro narašča: v letu 2025 je bilo na svetu prodanih več kot 20 milijonov električnih avtomobilov, kar je četrtina vseh novih vozil, v Evropi pa se je prodaja povečala za več kot 30 % (IEA, 2026). Polnjenje vozil tako postaja vse večje breme za elektroenergetski sistem, hkrati pa eno izmed najbolj prožnih bremen, saj je vozilo običajno priključeno dlje, kot traja polnjenje. Pametno polnjenje omogoča premik porabe v ure z nižjimi cenami in večjo proizvodnjo iz obnovljivih virov (IRENA, 2019; Gonzalez Venegas, Petit, & Perez, 2021), evropska zakonodaja pa zato zahteva podporo pametnemu polnjenju in krepi dostop do podatkov o baterijah vozil (Evropska unija, 2023a, 2023b). V Sloveniji je stopnja motorizacije s 587 osebnimi avtomobili na 1.000 prebivalcev nad povprečjem EU (SURS, 2025; Eurostat, 2026). Souporaba vozil uporabnikom zmanjša stroške, en deljeni avtomobil pa lahko nadomesti več zasebnih (Martin, Shaheen, & Lidicker, 2010). Za operaterja flote so stroški polnjenja pomemben del operativnih stroškov, zato je strategija polnjenja ključna za ekonomičnost storitve (He, Ma, Qi, & Wang, 2021).

Večina študij o pametnem polnjenju temelji na simulacijah s popolnim nadzorom nad polnjenjem, številna vozila pa ne podpirajo prekinjenega ali odloženega polnjenja, kar uresničljivi potencial močno zmanjša (Brinkel et al., 2024). V prispevku je predstavljena pilotna demonstracija v okviru projekta OPENTUNITY (OPENTUNITY, 2026), v kateri je bil ovrednoten učinek usmerjanja polnjenja flote za souporabo v cenejše ure v realnem obratovanju, s simulacijo pa ocenjen še potencial celotne flote na trgu za dan vnaprej in trgu sistemskih storitev (aFRR).

2 Prožnost flote in zasnova pristopa

V začetni fazi projekta so bile polnilnice flote Avantcar razvrščene v štiri kategorije glede na način uporabe in potencial prožnosti. Kot primerna za izvajanje prožnosti sta bila prepoznana dva tipa. Na polnilnicah za souporabo je prožnost podnevi majhna, saj prihodov in odhodov vozil ni mogoče zanesljivo napovedati, ponoči pa morajo biti vozila napolnjena do 6:00, zato je polnjenje v tem času mogoče časovno zamakniti. Več prožnosti nudijo operativne polnilnice v garažah operaterja, predvsem ponoči in ob koncih tedna. Ker je moč portfelja premajhna za sodelovanje na trgih sistemskih storitev, je bila izbrana optimizacija na podlagi cen na trgu za dan vnaprej DA (angl. *day-ahead*). Agregator (Kolektor sETup) je dnevno za oba 12-urna bloka (dan 6:00–18:00, noč 18:00–6:00) na podlagi napovedi cen DA določil priporočeno okno polnjenja v skupnem trajanju štirih ur, ki je bilo operaterju posredovano prek spletne platforme in elektronske pošte.

Ključna omejitev pri izvedbi je bila, da se večina vozil začne polniti takoj ob priključitvi. Polnilnice sicer omogočajo daljinsko upravljanje, vendar vozilo po prekinitvi polnjenja preide v stanje mirovanja, iz katerega ga je mogoče zbuditi le pri nekaterih modelih (Brinkel et al., 2024). Ker uporabnikom vozil po najemu ni treba priključiti, jih je v priporočenih oknih priključevalo osebje logistike, ki vozila razporeja med lokacijami. Polnjenje izven oken, na primer ko je vozilo ob vračilu priključil uporabnik, ni bilo prekinjeno.

3 Demonstracija in vrednotenje

Demonstracija je bila izvedena na šestih polnilnicah za souporabo na treh lokacijah v Ljubljani v dveh obdobjih. V prvem obdobju (marec 2026) je bilo polnjenje vozil usmerjano

v priporočena okna nočnega bloka, v drugem (junij 2026) pa dnevnega in nočnega bloka. Analiza temelji na 15-minutnih podatkih o porabi, cenah na slovenskem trgu DA in priporočenih oknih, stroški pa vključujejo le ceno energije.

Za vsak blok sta bila izračunana povprečna dnevna energija polnjenja *E* in energija v priporočenem oknu *E_ok* ter njun delež *D_ok*, ki bi pri enakomernem polnjenju znašal 33 %. Vrednost premika *VrP* je razlika med povprečno ceno energije izven okna in v njem. Delež izkoriščenega potenciala je določen kot

$$IzP = (S_enak - S_dej)/(S_enak - S_opt)$$

kjer je *S_enak* strošek ob enakomernem polnjenju čez blok, *S_dej* dejanski strošek in *S_opt* strošek, če bi bila vsa energija bloka polnjena v najcenejšem 4-urnem oknu. Vrednost 0 % pomeni strošek enakomernega polnjenja, 100 % optimum, negativna vrednost pa polnjenje v dražjih urah od povprečja. Ker sta bili dve lokaciji v sistem vključeni šele 26. 2. 2026, neupravljanega referenčnega obdobja ni. Po obeh obdobjih demonstracije se je priključevanje v cenejših urah z manjšo intenzivnostjo nadaljevalo (april, julij), zato je kot primerjalno obdobje uporabljen maj, ko je bilo upravljanje najmanj intenzivno. Rezultati zato predstavljajo spodnjo mejo učinka. Dodatna energija v oknu je podana kot razpon med razliko v deležu *D_ok*, pomnoženo z *E* v obdobju demonstracije, ki izloči vpliv rasti uporabe vozil, in absolutno razliko *E_ok*. Dodatni prihranek v obdobju demonstracije je zmnožek dodatne energije, števila dni in *VrP*.

4 Rezultati

Kazalniki so zbrani v tabeli 1, kjer so upravljani bloki primerjani z istimi bloki v maju (izhodišče). Za ilustracijo: na lokaciji brez upravljanja (december 2025–januar 2026) je bilo ponoči v oknu le 27 % energije, delež izkoriščenega potenciala pa je bil negativen (−14 %), saj se vozila praviloma priključijo in začnejo polniti zvečer, ko so cene najvišje.

Tabela 1: Kazalniki polnjenja po obdobjih in blokih

Blok	Obdobje	E [kWh/d]	E_ok [kWh/d]	D_ok [%]	IzP [%]	VrP [c/kWh]	ΔE_ok [kWh/d]	Prih [EUR]
Noč	Izh (maj)	41,6	16,0	39	4	3,1	–	–
	O1 (mar)	57,4	34,2	59	57	1,8	12,0–18,1	6,5–9,9
	O2 (jun)	44,5	18,9	42	28	4,0	1,8–2,9	2,1–3,5
Dan	Izh (maj)	30,8	11,0	36	20	5,7	–	–
	O2 (jun)	43,5	20,1	46	30	6,2	4,6–9,1	8,5–16,9

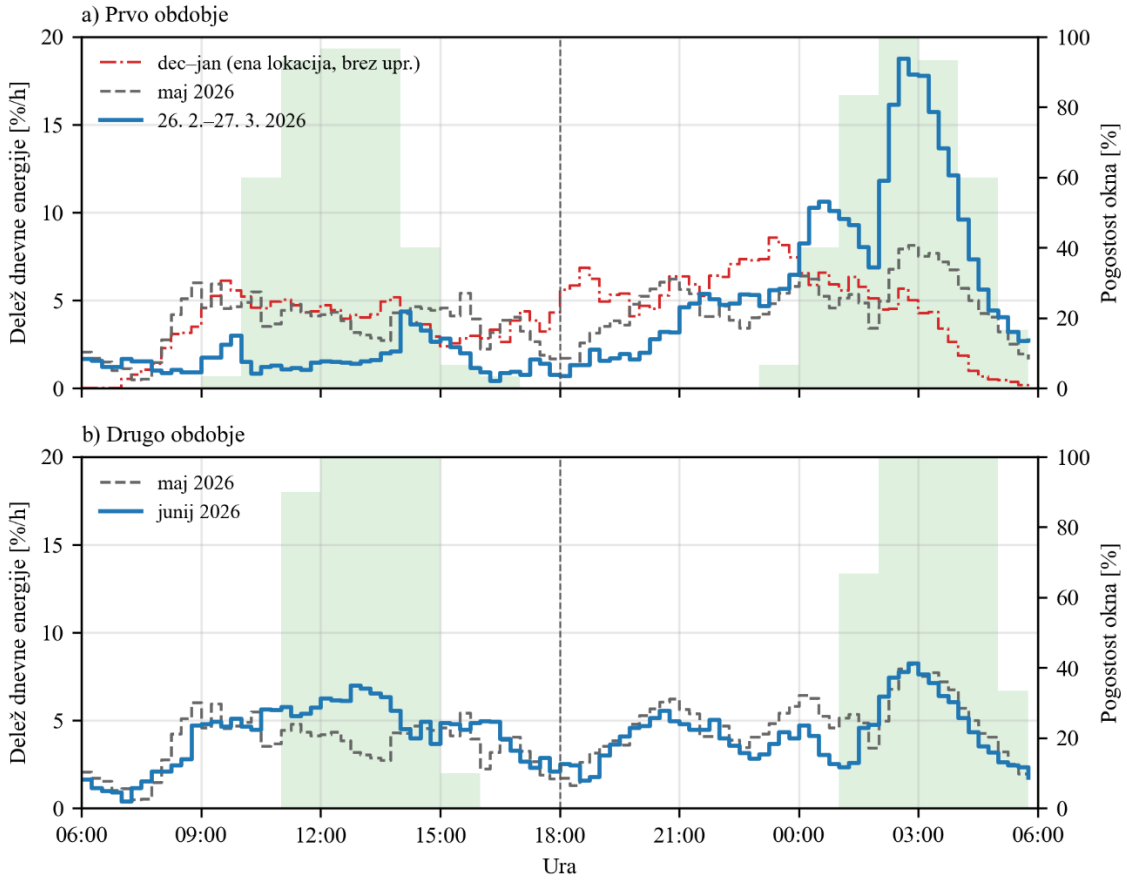
Vir: lastni izračuni na podlagi podatkov agregatorja in cen na trgu DA, 2026. Izh: izhodišče, O1: obdobje 1 (26. 2.–27. 3. 2026), O2: obdobje 2 (junij 2026); E: povprečna dnevna energija polnjenja, E_ok: energija v priporočenem oknu, D_ok: delež energije v oknu, IzP: delež izkoriščenega potenciala, VrP: vrednost premika, ΔE_ok: dodatna energija v oknu glede na izhodišče, Prih: dodatni prihranek v obdobju demonstracije (30 dni).

V prvem obdobju se je delež nočne energije v oknu povečal z 39 % na 59 %, delež izkoriščenega potenciala pa s 4 % na 57 %. Slika 1a kaže, da se je polnjenje premaknilo v interval med 1:00 in 5:00, polnjenje med 18:00 in polnočjo pa se je zmanjšalo. Dodatni

prihranek je kljub izrazitemu premiku majhen, ker so bile nočne cene v marcu izenačene in je vrednost premika znašala le 1,8 c/kWh.

V drugem obdobju je bil učinek najizrazitejši v dnevnem bloku, kjer se je energija v oknu skoraj podvojila. Na sliki 1b je viden izrazit vrh polnjenja med 11:00 in 15:00, ki ga maja ni. Vrednost premika je bila zaradi nizkih opoldanskih cen ob proizvodnji sončnih elektrarn najvišja v celotnem obdobju (6,2 c/kWh). Ponoči je bil premik energije manjši, delež izkoriščenega potenciala pa se je kljub temu povečal s 4 % na 28 %.

Slika 1: Povprečni dnevni profil polnjenja (delež dnevne energije na uro) v obdobjih demonstracije in primerjalnih obdobjih: a) prvo obdobje, b) drugo obdobje



Vir: lastni izračuni na podlagi podatkov agregatorja, 2026. Zeleno ozadje prikazuje pogostost intervala v priporočenem oknu.

5 Potencial celotne flote

Za oceno potenciala ob popolnem upoštevanju urnikov je bila za februar 2026 izvedena simulacija na celotnem portfelju operaterja (71 polnilnic). V prvem scenariju je bila z linearnim programiranjem energija vsakega 12-urnega bloka prerazporejena v najcenejše ure na trgu DA ob upoštevanju moči polnilnic in operativnih omejitev flote. V drugem scenariju flota ponoči sodeluje še na trgu aFRR, pri čemer je bila negotovost aktivacij zajeta s simulacijo Monte Carlo ob predpostavki, da se polovica nočne energije pridobi ob aktivacijah po ocenjeni ceni 20 % cene DA, preostanek pa po ceni DA. Optimizacija na trgu

DA bi stroške polnjenja v februarju znižala s 4.080 EUR na 3.480 EUR (14,7 %), kombinacija z aFRR pa na 2.860 EUR (29,8 %).

Rezultati predstavljajo zgornjo mejo, saj predpostavljajo popolno upoštevanje urnikov in avtomatiziran nadzor polnjenja, kar se je v demonstraciji izkazalo kot ključna omejitev. Sodelovanje na trgu aFRR dodatno omejuje minimalna velikost ponudbe 1 MW (ELES, 2023), zato bi bilo potrebno združevanje z drugimi viri prožnosti (Figgener et al., 2022). Ker se je z vstopom v platformo PICASSO julija 2026 spremenil način oblikovanja cen izravnalne energije, bi bilo predpostavke treba ponovno preveriti.

6 Sklep

Pilotna demonstracija je pokazala, da že ročno in delno usmerjanje polnjenja flote vozil za souporabo izmerljivo premakne porabo v cenejše ure. Delež nočne energije v priporočenem oknu se je glede na primerjalno obdobje povečal z 39 % na 59 %, poleti pa se je energija v dnevnem oknu skoraj podvojila. Vrednost premaknjene kWh je znašala 1,8–6,2 c/kWh in je bila najvišja opoldne, ko proizvodnja sončnih elektrarn zniža cene.

Glavna ovira za večje prihranke ni bila določitev priporočil, temveč izvedba, saj je velik del polnjenja še vedno potekal izven priporočenih oken. Za izkoriščanje potenciala, ki ga kaže simulacija za celoten portfelj, sta potrebna neposreden nadzor polnjenja na ravni polnilnice in vozila ter združevanje prožnosti več virov za sodelovanje na trgu sistemskih storitev. Naslednji korak operaterja je razširitev pristopa na vse polnilnice flote.

Rezultati so omejeni z majhnim portfeljem in kratkima obdobjema demonstracije, a kažejo, da flote vozil za souporabo predstavljajo ekonomsko priložnost za operaterje in hkrati dragocen vir prožnosti za elektroenergetski sistem.

Zahvala

Predstavljene rešitve so del raziskovalnih aktivnosti v projektu OPENTUNITY, ki se financira iz Okvirnega programa Evropske unije za raziskave in inovacije Obzorje Evropa (*Horizon Europe*) v okviru sporazuma o dodelitvi sredstev št. 101096333.

Literatura

1. Brinkel, N., van Wijk, T., Buijze, A., Panda, N. K., Meersmans, J., Markotić, P., . . . van Sark, W. (2024). Enhancing smart charging in electric vehicles by addressing paused and delayed charging problems. *Nature Communications, 15*, 5089.
2. ELES. (2023). Pravila in pogoji za ponudnike storitev izravnave na izravnalnem trgu ELES. *Uradni list RS, 83*, 7035.
3. Eurostat. (2026). *Passenger cars - per thousand inhabitants*. Pridobljeno iz Eurostat: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/road_eqs_carhab/default/table?lang=en
4. Evropska unija. (2023a). *Uredba (EU) 2023/1804.* Pridobljeno iz EUR-Lex: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1804/oj?eliuri=eli%3Areg%3A2023%3A1804%3Aoj&locale=sl
5. Evropska unija. (2023b). *Direktiva (EU) 2023/2413.* Pridobljeno iz EUR-Lex: https://eur-

lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj/eng?eliuri=eli%3Adir%3A2023%3A2413%3Aoj&locale=sl
6. Figgener, J., Tepe, B., Rücker, F., Schoeneberger, I., Hecht, C., Jossen, A., & Sauer, D. U. (2022). The influence of frequency containment reserve flexibilization on the economics of electric vehicle fleet operation. *Journal of Energy Storage, 53*, 105138.
7. Gonzalez Venegas, F., Petit, M., & Perez, Y. (2021). Active integration of electric vehicles into distribution grids: Barriers and frameworks for flexibility services. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 145*, 111060.
8. He, L., Ma, G., Qi, W., & Wang, X. (2021). Charging an Electric Vehicle-Sharing Fleet. *Manufacturing & Service Operations Management, 23*(2), 471-487.
9. IEA. (2026). *Global EV Outlook 2026: Growing sales amid an energy crisis.* Paris: International Energy Agency.
10. IRENA. (2019). *Innovation Outlook: Smart Charging for Electric Vehicles.* Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
11. Martin, E., Shaheen, S., & Lidicker, J. (2010). Impact of Carsharing on Household Vehicle Holdings: Results from North American Shared-Use Vehicle Survey. *Transportation Research Record, 2143*, 150–158.
12. OPENTUNITY. (2026). *OPENTUNITY project*. Pridobljeno 12. oktober 2026 iz https://opentunityproject.eu
13. SURS. (2025). *Od 16. do 22. septembra bo potekal Evropski teden mobilnosti*. Pridobljeno iz https://www.stat.si/StatWeb/News/Index/13818

EKONOMSKA ANALIZA INVESTICIJE FOTONAPETOSTNIH SISTEMOV IN BATERIJSKIH HRANILNIKOV ZA POLNJENJE ELEKTRIČNIH VOZIL V SLOVENIJI

Domen Kuhar
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
domen.kuhar@um.si

Jernej Počivalnik
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
jernej.pocivalnik@um.si

Eva Simonič
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
eva.simonic@um.si

Maršenka Marksel
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
marsenka.marksel@um.si

Sebastijan Seme
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
Univerza v Mariboru, Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Koroška c. 46, 2000 Maribor
sebastijan.seme@um.si

Klemen Sredenšek
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
Univerza v Mariboru, Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Koroška c. 46, 2000 Maribor
klemen.sredensek@um.si

POVZETEK

Zaradi vse večjega vključevanja obnovljivih virov energije in naraščajočega števila električnih vozil se spreminjajo značilnosti porabe električne energije v gospodinjstvih. Polnjenje električnih vozil lahko poveča porabo in konično moč odjema ter s tem stroške električne energije. Vključitev fotonapetostnega sistema in baterijskega hranilnika lahko poveča samooskrbo gospodinjstva, zmanjša odvisnost od elektroenergetskega omrežja ter vpliva na ekonomsko upravičenost naložbe. Na stroške električne energije poleg količine prevzete energije vplivata tudi časovni profil odjema in dogovorjena obračunska moč. Cilj članka je analizirati ekonomsko upravičenost fotonapetostnega sistema in baterijskega hranilnika pri različnih načinih uporabe in polnjenja električnega vozila ob upoštevanju veljavnega načina obračunavanja električne energije v Sloveniji. Analiza temelji na 15-minutnih meritvah porabe električne energije enostanovanjske stavbe v Sloveniji. Obravnavana sta dva scenarija uporabe električnega vozila, ki se razlikujeta glede na dnevno prevoženo razdaljo, čas razpoložljivosti za polnjenje in potrebno moč polnjenja. Za posamezen scenarij je analiziran vpliv polnjenja električnega vozila na profil porabe ter

delovanje fotonapetostnega sistema in baterijskega hranilnika. Na podlagi profilov porabe in proizvodnje, pretokov energije med gospodinjstvom in elektroenergetskim omrežjem ter veljavnih tarifnih postavk so določeni stroški električne energije. Pri vrednotenju ekonomske upravičenosti naložbe je upoštevana shema dobropisa za presežke proizvedene električne energije.

Ključne besede: fotonapetostni sistemi, baterijski hranilnik, vračilna doba, električno vozilo

1 Uvod

Zaradi vse večje okoljske ozaveščenosti in prizadevanj za razogljičenje prometnega sektorja se število električnih vozil iz leta v leto povečuje, pri čemer se pričakuje nadaljevanje tega trenda tudi v prihodnje [1]. Gospodinjstva tako postopoma prehajajo iz vloge pasivnih odjemalcev v aktivne proizvajalce in odjemalce, ki lokalno proizvodnjo električne energije iz fotonapetostnih sistemov povezujejo s prilagodljivim odjemom in shranjevanjem energije [2]. Stanovanjski fotonapetostni sistemi so se v številnih primerih že izkazali kot ekonomsko upravičeni, predvsem zaradi povečanja lastne porabe proizvedene električne energije in zniževanja stroškov njihove namestitve. Vključitev baterijskega hranilnika lahko dodatno poveča lastno porabo, saj omogoča shranjevanje presežne proizvodnje in njeno uporabo v obdobjih večjega odjema oziroma višjih cen električne energije [3]. Kljub temu je ekonomska upravičenost kombiniranih fotonapetostnih sistemov in baterijskih hranilnikov močno odvisna od tarifnih sistemov, načina obračunavanja električne energije in lokalnih tržnih razmer [4]. Pomemben vpliv ima tudi način polnjenja električnih vozil. Ustrezno upravljanje polnjenja lahko poveča lastno porabo električne energije iz fotonapetostnega sistema in izboljša prilagodljivost gospodinjstva, medtem ko lahko nenadzorovano polnjenje povzroči dodatne konične obremenitve omrežja [5]. V članku bo ovrednotena vračilna doba naložbe v stanovanjski fotonapetostni sistem in baterijski hranilnik pri različnih scenarijih polnjenja električnega vozila na podlagi 15-minutnih podatkov o porabi električne energije gospodinjstva. Analiza upošteva trenutno metodologijo obračunavanja električne energije v Sloveniji ter primerja dva scenarija uporabe električnega vozila z manjšo in večjo letno prevoženo razdaljo.

2 Metodologija

Metodologija temelji na tehničnem in ekonomskem vrednotenju oskrbe gospodinjstva z električno energijo ob vključitvi fotonapetostnega (PV) sistema, baterijskega hranilnika (BH) in električnega vozila (EV). Tehnični del temelji na dejanskih 15-minutnih podatkih o porabi električne energije gospodinjstva ter ocenjeni proizvodnji PV sistema, na podlagi katerih so bili določeni energijski tokovi med gospodinjstvom, PV sistemom, BH, EV in distribucijskim omrežjem. Obravnavana sta bila dva scenarija uporabe EV z različnima letnima prevoženima razdaljama in režimu polnjenja, pri čemer sta bila za vsak scenarij analizirana primera z BH in brez njega. Polnjenje EV in delovanje BH sta bila modelirana na 15-minutni časovni ravni ob upoštevanju razpoložljive proizvodnje PV sistema, porabe gospodinjstva in stanja napolnjenosti baterije. Ekonomski del analize vključuje izračun stroškov električne energije in omrežnine v skladu z [6], pri čemer so bile na podlagi 15-minutnih koničnih obremenitev določene tudi nove dogovorjene obračunske moči po posameznih časovnih blokih. Na podlagi izračunanih stroškov in energijskih tokov je bila

izvedena primerjava obravnavanih scenarijev ter določena vračilna doba naložbe v PV sistem in BH.

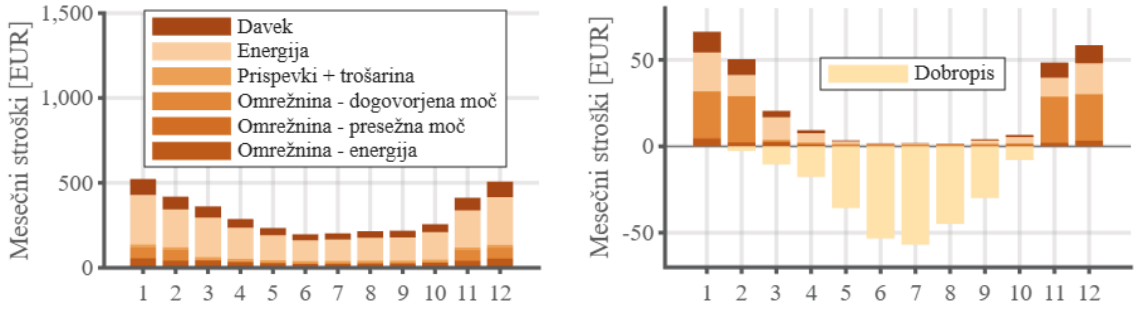
3 Rezultati

V tem poglavju so predstavljeni rezultati ekonomske analize obravnavanega gospodinjstva pri različnih scenarijih uporabe EV ter vključitvi PV sistema in BH. Analizirano je stanovanjsko gospodinjstvo s petimi člani, ki za ogrevanje in pripravo sanitarne tople vode uporablja toplotno črpalko ter ima letno porabo električne energije 12.759 kWh. Obravnavan je PV sistem nazivne moči 10,8 kW z ocenjeno letno proizvodnjo 13.564 kWh ter baterijski hranilnik s kapaciteto 22,1 kWh. Ocenjena investicijska vrednost PV sistema znaša 11.800 EUR, BH pa 11.500 EUR, kar predstavlja skupno investicijo v višini 23.380 EUR. Analiza je izvedena za dva scenarija uporabe EV z različnima letnima prevoženima razdaljama in režimoma polnjenja, pri čemer so primerjani primeri z BH in brez njega. Na podlagi izračunanih energijskih tokov in veljavnega sistema obračunavanja električne energije so v nadaljevanju predstavljeni vplivi posameznih scenarijev na stroške električne energije ter vračilno dobo obravnavane investicije.

3.1 Scenarij 1

Prvi scenarij obravnava uporabo EV za vsakodnevno vožnjo na delo, pri čemer uporabnik dnevno prevozi približno 200 km oziroma 100 km v vsako smer, kar predstavlja približno 58.000 km letno. Med delovnimi dnevi je vozilo za polnjenje na domači polnilni postaji večinoma na voljo v večernem in nočnem času, ob koncih tedna pa je razpoložljivost vozila večja. Na podlagi porabe električne energije, veljavnih tarifnih postavk in vrednosti dogovorjenih obračunskih moči je na sliki 1a prikazana struktura stroškov električne energije za odjemalca z vključeno polnilno postajo za EV prvega scenarija, brez PV sistema in BH medtem ko je na sliki 1b prikazana struktura stroškov električne energije za odjemalca z vključenim PV sistemom, BH in polnilno postajo za EV, pri čemer so bili stroški izračunani ob upoštevanju shema dobropisa.

Slika 1: Režim polnjenja električnega vozila a) struktura stroškov električne energije brez PV sistema, brez BH in električne polnilnice in b) struktura stroškov električne energije s PV sistemom, BH in z električno polnilnico z upoštevanjem sheme dobropisa – Scenarij 1

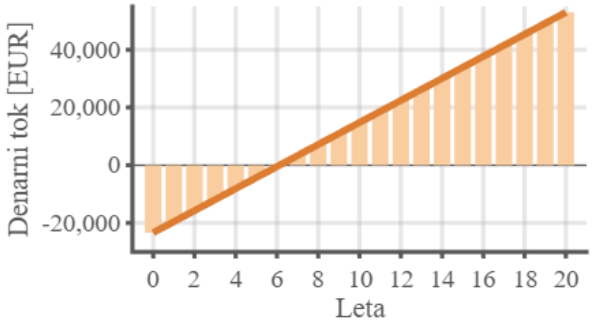


a) b)

Kot je razvidno s slike 1a, znašajo letni stroški električne energije za odjemalca z vključeno polnilno postajo za EV, brez PV sistema in BH, 3.833 EUR. Z vključitvijo PV sistema in BH ter ob upoštevanju sistema dobropisov se letni stroški zmanjšajo na 273 EUR, prihodki od prodaje presežne električne energije pa znašajo 260 EUR, kar pomeni neto letni strošek

13 EUR (slika 1b). Na podlagi investicijskih stroškov PV sistema in BH je bila izračunana vračilna doba naložbe, ki za Scenarij 1 znaša približno 6 let, kot je prikazano na sliki 2.

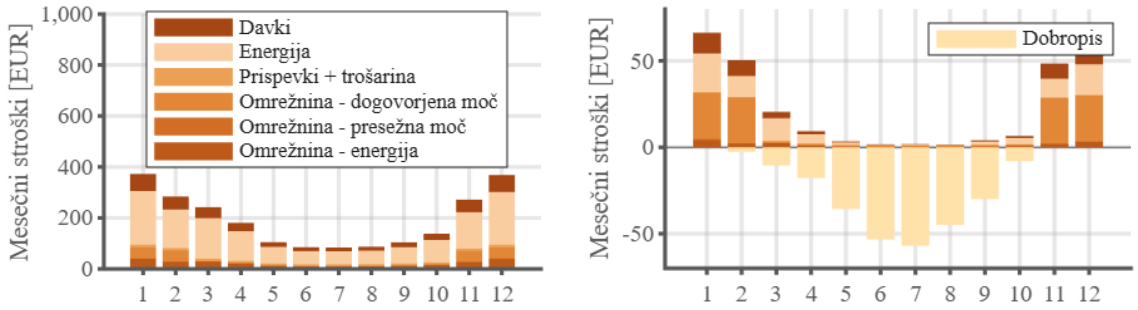
Slika 2: Vračilna doba investicije v PV sistem in baterijski hranilnik ob upoštevanju sheme dobropisa – Scenarij 1



3.2 Scenarij 2

Scenarij 2 obravnava uporabo EV z bistveno manjšo dnevno prevoženo razdaljo. Uporabnik dnevno prevozi približno 20 km, kar predstavlja približno 5.300 km letno. Polnjenje EV poteka pretežno čez dan, medtem ko vozilo ob koncih tedna večinoma ni v uporabi in se zato ne polni. Na podlagi porabe električne energije, veljavnih tarifnih postavk in vrednosti dogovorjenih obračunskih moči je na sliki 3a prikazana struktura stroškov električne energije za odjemalca z vključeno polnilno postajo za EV, brez PV sistema in BH. Na sliki 3b je prikazana struktura stroškov za odjemalca z vključenim PV sistemom, BH in polnilno postajo za EV, pri čemer je je bila prav tako upoštevana shema dobropisa.

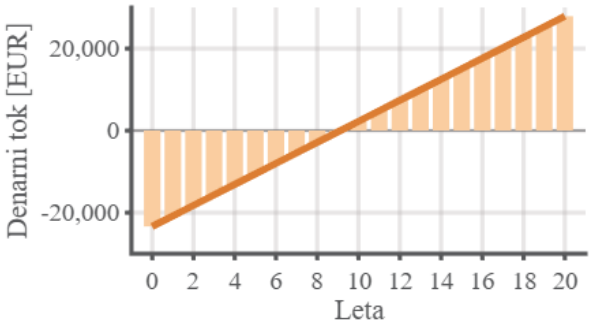
Slika 3: Režim polnjenja električnega vozila a) struktura stroškov električne energije brez PV sistema, brez BH in električne polnilnice in b) struktura stroškov električne energije s PV sistemom, BH in z električno polnilnico z upoštevanjem sheme dobropisa – Scenarij 2



a) b)

Kot je razvidno s slike 3a so letni stroški električne energije brez PV sistema in BH znašali 2.321 EUR. Z vključitvijo PV sistema in BH se letni stroški zmanjšajo na 82 EUR, prihodki od prodaje presežne električne energije pa znašajo 324 EUR, kar predstavlja pozitivno letno bilanco v višini 240 EUR. Na podlagi investicijskih stroškov PV sistema in BH je bila izračunana vračilna doba naložbe, ki za Scenarij 2 znaša približno 10 let, kot je prikazano na sliki 4.

Slika 4: Vračilna doba investicije v PV sistem in baterijski hranilnik ob upoštevanju sheme dobropisa – Scenarij 2



4 Sklep

Na podlagi izvedene ekonomske analize lahko rečemo, da je upravičenost naložbe v PV sistem in BH v veliki meri odvisna od načina uporabe in polnjenja EV. Pri scenariju z večjo letno prevoženo razdaljo se zaradi večje porabe električne energije in posledično večjih prihrankov investicija povrne v približno 6 letih, medtem ko pri scenariju z manjšo prevoženo razdaljo vračilna doba znaša približno 10 let. Kljub daljši vračilni dobi drugi scenarij zaradi polnjenja EV v času proizvodnje PV sistema omogoča boljše izkoriščanje lokalno proizvedene električne energije in zelo majhen prevzem energije iz omrežja. Rezultati tako kažejo, da je za doseganje ugodnih ekonomskih in energetskih učinkov smiselno ustrezno uskladiti velikost PV sistema in BH z vzorcem porabe ter načinom polnjenja EV.

Literatura

[1] I. Cavalcante *et al.*, "Dataset on Electric Road Mobility: Historical and Evolution Scenarios until 2050," (in English), *Sci Data,* vol. 11, no. 1, Sep 19 2024, doi: ARTN 101910.1038/s41597-024-03801-3.

[2] T. Kaschub, P. Jochem, and W. Fichtner, "Solar energy storage in German households: profitability, load changes and flexibility," (in English), *Energ Policy,* vol. 98, pp. 520–532, Nov 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2016.09.017.

[3] Y. Wang, R. Das, G. Putrus, and R. Kotter, "Economic evaluation of photovoltaic and energy storage technologies for future domestic energy systems - A case study of the UK," (in English), *Energy,* vol. 203, Jul 15 2020, doi: ARTN 11782610.1016/j.energy.2020.117826.

[4] R. Madlener and A. Kirmas, "Economic viability of second use electric vehicle batteries for energy storage in residential applications," (in English), *Enrgy Proced,* vol. 105, pp. 3806–3815, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.890.

[5] S. Pal and R. Kumar, "Smart Household Energy Management by Employing EV and BESS as Enabling Technologies," (in English), *Ind Int C Pow Elect,* 2018. [Online]. Available: <Go to ISI>://WOS:000474720800203.

[6] "Akt o metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje." https://pisrs.si/pregledPredpisa?id=AKT_1266 (Dostopno 1.10.2026).

TEHNIČNA IN EKONOMSKA ANALIZA SISTEMOV SAMOOSKRBE S SONČNO ELEKTRARNO IN BATERIJSKIM HRANILNIKOM PO PREHODU IZ SISTEMA NET-METERING

Jernej Počivalnik
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
E-pošta:jernej.pocivalnik@um.si

Domen Kuhar
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
E-pošta:domen.kuhar@um.si

Eva Simonič
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
E-pošta:eva.simonic@um.si

Maršenka Marksel
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
E-pošta:marsenka.marksel@um.si

Sebastijan Seme
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
Univerza v Mariboru, Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Smetanova ulica 17, 2000 Maribor
E-pošta:sebastijan.seme@um.si

Klemen Sredenšek
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
Univerza v Mariboru, Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Koroška cesta 46, 2000 Maribor
E-pošta:klemen.sredensek@um.si

POVZETEK

Prehod iz sistema net-metering na nove načine obračunavanja električne energije spreminja tehnične in predvsem ekonomske pogoje delovanja samooskrbnih sistemov, ki vključujejo sončne elektrarne. Zaradi različnega vrednotenja električne energije, prevzete iz omrežja in oddane v omrežje, postajata časovna usklajenost proizvodnje in porabe ter lokalna uporaba proizvedene električne energije bistveno pomembnejši. V članku je analiziran vpliv vključitve baterijskega hranilnika v sistem samooskrbe s sončno elektrarno po prehodu iz sistema net-metering na nov način obračunavanja električne energije. Poseben poudarek je namenjen vplivu baterijskega hranilnika na pretoke električne energije med odjemalcem in omrežjem, stopnjo samozadostnosti ter ekonomsko učinkovitost sistema. Rezultati tehnične analize kažejo, da vključitev baterijskega hranilnika omogoča učinkovitejšo lokalno uporabo električne energije, proizvedene s sončno elektrarno. Posledično se zmanjšujeta količina električne energije, prevzete iz omrežja, in količina presežne električne energije, oddane v omrežje, hkrati pa se povečuje stopnja samozadostnosti odjemalca. Z ekonomskega vidika vključitev baterijskega hranilnika predstavlja dodatno investicijo, katere

upravičenost je odvisna od doseženega zmanjšanja stroškov oskrbe z električno energijo ter pogojev, po katerih se vrednoti električna energija, oddana v omrežje. Analiza zato kaže, da tehnične koristi vključitve baterijskega hranilnika same po sebi še ne zagotavljajo njegove ekonomske upravičenosti. Na rezultate pomembno vplivajo tudi način obračunavanja električne energije, investicijski stroški in podporni mehanizmi. Prispevek tako obravnava vlogo baterijskih hranilnikov pri prilagajanju sistemov samooskrbe spremenjenim obračunskim pogojem ter izpostavlja povezavo med njihovimi tehničnimi koristmi in ekonomsko upravičenostjo.

Ključne besede: sončna elektrarna, baterijski hranilnik, samooskrba, net-metering

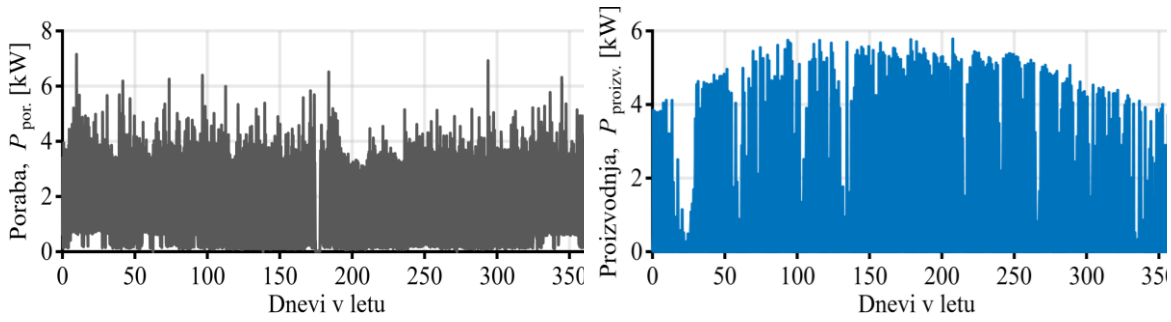
1 Uvod

Povečevanje deleža obnovljivih virov energije (OVE) predstavlja pomemben del prehoda k nizkoogljični družbi, pri čemer imajo pomembno vlogo sončne elektrarne (SE). Njihov razvoj je poleg tehnološkega napredka močno povezan z regulatornim okoljem in podpornimi mehanizmi (Marti & Puertas, 2022). Med njimi je sistem NET-METERING dolgo zagotavljal ugodne pogoje za investicije v SE, njegove spremembe oziroma ukinitev pa lahko pomembno vplivajo na njihovo ekonomsko upravičenost (Comello & Reichelstein, 2017). Pri načinu obračunavanja z dobropisom postaja pomembnejša časovna usklajenost proizvodnje in porabe. Lokalno uporabo proizvedene električne energije je mogoče povečati z vključitvijo baterijskega hranilnika električne energije (BHEE), s čimer se zmanjšuje izmenjava z omrežjem in povečuje samozadostnost. Večja kapaciteta BHEE pa ne zagotavlja sorazmernega povečanja tehničnih in ekonomskih koristi, zato njegovo dimenzioniranje predstavlja kompromis med doseženimi koristmi in investicijskimi stroški (Barcellona et al., 2018). Pri nespremenjeni moči SE so tako tehnično in ekonomsko ovrednoteni sistem brez BHEE ter sistemi s tremi različnimi kapacitetami BHEE. Namen analize je ugotoviti, ali povečanje tehničnih koristi z vključitvijo BHEE vodi tudi do izboljšanja ekonomske upravičenosti sistema.

2 Metodologija

Za izvedbo analize so bili uporabljeni 15-minutni podatki o porabi električne energije gospodinjskega odjemalca, pridobljeni iz portala Moj Elektro. Letna poraba električne energije obravnavanega odjemalca je znašala 7.512,0 kWh. Uporabljena časovna ločljivost podatkov je omogočila upoštevanje časovne neusklajenosti med porabo in proizvodnjo električne energije, ki pomembno vpliva na izmenjavo energije z omrežjem in možnosti uporabe BHEE. Proizvodnja SE je bila izračunana na podlagi meritev sončnega sevanja na vodoravno površino ter ob upoštevanju geografskih in geometrijskih značilnosti obravnavanega sistema skladno z metodologijo, predstavljeno v (Seme et al., 2019). Nazivna moč SE je znašala 5,40 kW, ocenjena letna proizvodnja električne energije pa 8.010,5 kWh, kar je približno 6,6 % več od letne porabe obravnavanega odjemalca. Kljub primerljivima letnima vrednostma proizvodnje in porabe se njuna časovna profila ne ujemata, zato del proizvedene električne energije ni mogoče neposredno porabiti na mestu proizvodnje. Na sliki 2 sta prikazana časovna profila porabe in proizvodnje električne energije v obravnavanem enoletnem obdobju.

Slika 2: Časovna profila porabe a) in proizvodnje b) električne energije.



a) b)

Na podlagi pridobljenih profilov porabe in proizvodnje so bile določene obravnavane velikosti BHEE. Nazivna moč BHEE je bila določena glede na nazivno moč SE s faktorjem $a = 0{,}75$, pri čemer je pri nazivni moči SE 5,40 kW nazivna moč BHEE znašala 4,05 kW. Kapaciteta BHEE je bila določena s faktorjem b, ki povezuje nazivno moč SE in kapaciteto BHEE skladno z (1).

$$W_{\mathrm{BHEE}} = b \cdot P_{\mathrm{SE}}\ [\mathrm{kW}]; \qquad (1)$$

kjer je:

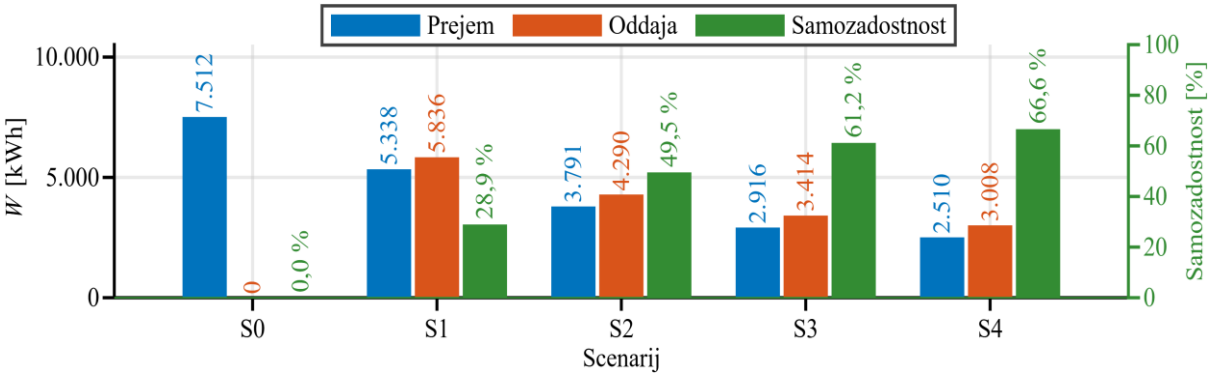
W_{BHEE}	-	Kapaciteta BHEE [kWh]
b	-	Faktor, ki povezuje nazivno moč SE in kapaciteto BHEE [h]
P_{SE}	-	Nazivna moč SE [kW]

Za tehnično analizo je bilo oblikovanih pet scenarijev: referenčni scenarij brez SE in BHEE (S0), SE brez BHEE (S1) ter SE z BHEE kapacitete 5,4 kWh (S2), 10,8 kWh (S3) in 16,2 kWh (S4). Nazivna moč SE je bila v scenarijih S1–S4 enaka, prav tako je bila v scenarijih S2–S4 nespremenjena nazivna moč BHEE. Tehnični učinki so bili ovrednoteni na podlagi letnega prejema in oddaje električne energije ter stopnje samozadostnosti. Za ekonomsko analizo je bil nabor scenarijev prilagojen načinu obračunavanja. Poleg referenčnega stanja brez SE in BHEE (E0) je bila SE obravnavana po sistemu NET-METERING (E1) in po načinu obračunavanja z dobropisom (E2), pri slednjem pa še z BHEE kapacitete 5,4 kWh (E3), 10,8 kWh (E4) in 16,2 kWh (E5). S primerjavo E1 in E2 je bil ovrednoten vpliv spremembe načina obračunavanja, s primerjavo E2–E5 pa vpliv vključitve in povečevanja kapacitete BHEE. Pri izračunu letnih stroškov so bili upoštevani stroški dobavljene električne energije, omrežnine, prispevkov, trošarine in davek na dodano vrednost (DDV) skladno z veljavnimi tarifnimi postavkami za obravnavano obdobje. Pri načinu obračunavanja z dobropisom je bila za oddano električno energijo upoštevana odkupna cena 0,05 EUR/kWh. Investicijski stroški so bili določeni na podlagi specifičnih cen 1.500 EUR/kW za SE in 425 EUR/kWh za BHEE. Ekonomska upravičenost posameznih scenarijev je bila ovrednotena na podlagi letnih stroškov električne energije in vračilne dobe investicije.

3 Rezultati

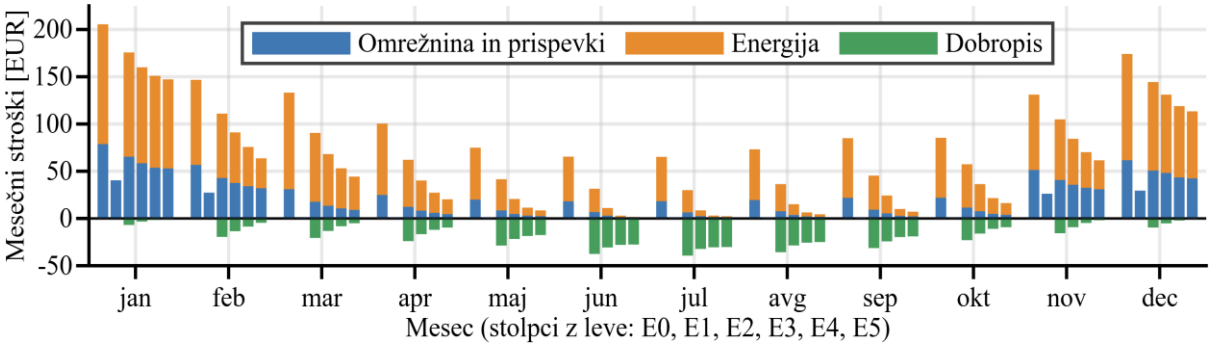
Na sliki 3 so prikazani letni prejem in oddaja električne energije ter dosežena stopnja samozadostnosti za referenčno stanje in obravnavane tehnične scenarije.

Slika 3: Letni prejem in oddaja električne energije ter stopnja samozadostnosti za obravnavane scenarije.



V referenčnem scenariju S0 je celotna letna poraba 7.512,0 kWh pokrita s prevzemom električne energije iz omrežja. Z vključitvijo SE se v scenariju S1 letni prejem zmanjša na 5.338,0 kWh, pri čemer je dosežena 28,9-odstotna samozadostnost. Z vključitvijo BHEE se prejem in oddaja električne energije dodatno zmanjšujeta, samozadostnost pa se povečuje. Pri kapacitetah BHEE 5,4, 10,8 in 16,2 kWh je dosežena samozadostnost 49,5 %, 61,2 % oziroma 66,6 %, letni prejem iz omrežja pa se zmanjša na 3.791,4 kWh, 2.915,9 kWh oziroma 2.509,6 kWh. Hkrati se oddaja v omrežje s 5.836,4 kWh v scenariju brez BHEE zmanjša na 3.008,0 kWh pri največji obravnavani kapaciteti BHEE. Iz rezultatov je razvidno, da se dodatni tehnični učinek z večanjem kapacitete BHEE postopoma zmanjšuje. Najizrazitejše izboljšanje je doseženo že pri vključitvi najmanjšega BHEE, medtem ko nadaljnje povečevanje kapacitete prinaša vedno manjše dodatno povečanje samozadostnosti in zmanjšanje izmenjave električne energije z omrežjem. Na sliki 4 so prikazani mesečni stroški električne energije za referenčno stanje E0 ter pet obravnavanih ekonomskih scenarijev E1–E5. Stroški so razdeljeni na strošek energije, omrežnino in prispevke (z vključeno trošarino in DDV) ter dobropis za oddano električno energijo.

Slika 4: Mesečni stroški električne energije za referenčno stanje in obravnavane ekonomske scenarije.



Rezultati kažejo izrazit vpliv spremembe načina obračunavanja na ekonomsko učinkovitost SE. Pri sistemu NET-METERING znaša letni strošek v scenariju E1 132,79 EUR, medtem ko se pri enaki SE po načinu obračunavanja z dobropisom v scenariju E2 poveča na 638,81 EUR. Ker sta proizvodnja in poraba električne energije v obeh scenarijih enaki oz. gre za isto konfiguracijo, je razlika neposredna posledica spremenjenega načina obračunavanja. Prehod na način obračunavanja z dobropisom tako pomembno poslabša ekonomsko

upravičenost investicije v SE. Z vključitvijo BHEE se letni stroški zmanjšajo na 476,41 EUR pri kapaciteti 5,4 kWh, 380,96 EUR pri 10,8 kWh in 340,58 EUR pri 16,2 kWh. Zmanjševanje stroškov je skladno s tehničnimi rezultati, saj se z večanjem kapacitete BHEE povečuje lokalna uporaba proizvedene električne energije in zmanjšuje prejem iz omrežja. Hkrati se zmanjšuje tudi količina oddane električne energije in posledično prejeti dobropis. Pri tem je opazno zmanjševanje dodatne ekonomske koristi večjih kapacitet BHEE: povečanje kapacitete s 5,4 kWh na 10,8 kWh zmanjša letni strošek za 95,45 EUR, nadaljnje povečanje na 16,2 kWh pa le še za 40,38 EUR. Dodatna kapaciteta BHEE tako prinaša vse manjše zmanjšanje letnih stroškov.

V tabeli 2222 so prikazane vračilne dobe obravnavanih investicijskih scenarijev.

Tabela 2: Vračilne dobe obravnavanih ekonomskih scenarijev.

Scenarij	Vračilna doba [leta]
E1 – SE, NET-METERING	6,71
E2 – SE, Dobropis	11,55
E3 – SE + BHEE 5,4 kWh, Dobropis	12,03
E4 – SE + BHEE 10,8 kWh, Dobropis	13,23
E5 – SE + BHEE 16,2 kWh, Dobropis	14,99

Primerjava vračilnih dob kaže, da se po prehodu iz sistema NET-METERING vračilna doba SE izrazito podaljša. Vključitev BHEE je sicer tehnično učinkovita in zmanjšuje letne stroške, vendar pri obravnavanih investicijskih cenah ne izboljša vračilne dobe celotnega sistema. Z večanjem kapacitete BHEE se zaradi padajočih dodatnih koristi in višje začetne investicije vračilna doba še podaljšuje.

4 Sklep

V članku je analiziran vpliv prehoda iz sistema NET-METERING na način obračunavanja z dobropisom ter možnost izboljšanja tehničnih in ekonomskih kazalnikov z vključitvijo BHEE. Rezultati so pokazali, da se z vključitvijo in povečevanjem kapacitete BHEE zmanjšujeta prejem in oddaja električne energije ter povečuje stopnja samozadostnosti, vendar so dodatne tehnične koristi pri večjih kapacitetah vse manjše. Prehod na način obračunavanja z dobropisom pomembno poslabša ekonomsko upravičenost SE v primerjavi s sistemom NET-METERING. BHEE sicer zmanjšuje letne stroške električne energije, vendar pri obravnavanih investicijskih cenah dodatni prihranki ne nadomestijo višje začetne investicije, zato se z večanjem njegove kapacitete vračilna doba podaljšuje. Rezultati potrjujejo, da večje tehnične koristi sistema ne pomenijo nujno tudi večje ekonomske upravičenosti ter poudarjajo pomen ustreznega dimenzioniranja BHEE in ekonomskih pogojev za nadaljnji razvoj samooskrbe.

Literatura

1. Barcellona, S., Piegari, L., Musolino, V., & Ballif, C. (2018). Economic viability for residential battery storage systems in grid-connected PV plants. *Iet Renewable Power Generation*, *12*(2), 135–142. https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0243
2. Comello, S., & Reichelstein, S. (2017). Cost competitiveness of residential solar PV: The impact of net metering restrictions. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, *75*, 46–57. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.050

3. Marti, L., & Puertas, R. (2022). Sustainable energy development analysis: Energy Trilemma. *Sustainable Technology and Entrepreneurship*, *1*(1), 100007. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.stae.2022.100007
4. Seme, S., Sredensek, K., Stumberger, B., & Hadziselimovic, M. (2019). Analysis of the performance of photovoltaic systems in Slovenia. *Solar Energy*, *180*, 550–558. https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.01.062

VPLIV NAČINA OBRAČUNAVANJA ELEKTRIČNE ENERGIJE NA OPTIMALNO DIMENZIONIRANJE SONČNE ELEKTRARNE IN BATERIJSKEGA HRANILNIKA

Klemen Sredenšek
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
Univerza v Mariboru, Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Koroška cesta 46, 2000 Maribor
E-pošta:klemen.sredensek@um.si

Jernej Počivalnik
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
E-pošta:jernej.pocivalnik@um.si

Domen Kuhar
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
E-pošta:domen.kuhar@um.si

Eva Simonič
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
E-pošta:eva.simonic@um.si

Maršenka Marksel
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
E-pošta:marsenka.marksel@um.si

Sebastijan Seme
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
Univerza v Mariboru, Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Smetanova ulica 17, 2000 Maribor
E-pošta:sebastijan.seme@um.si

POVZETEK

Način obračunavanja električne energije pomembno vpliva na ekonomsko učinkovitost sistemov, ki vključujejo sončno elektrarno in baterijski hranilnik električne energije. Različni načini vrednotenja električne energije, prevzete iz omrežja in oddane v omrežje, lahko namreč spremenijo ekonomsko smiselnost posamezne kombinacije moči sončne elektrarne in kapacitete baterijskega hranilnika. V članku je analiziran vpliv načina obračunavanja električne energije na optimalno dimenzioniranje obeh elementov sistema. Obravnavana sta dva načina obračunavanja, in sicer sistem samooskrbe z mesečnim obračunom in vrednotenjem viškov po sistemu dobropisa ter način obračunavanja, pri katerem se vrednost prevzete in oddane električne energije določa na podlagi tržnih cen. Za izbranega poslovnega odjemalca so analizirane različne kombinacije moči sončne elektrarne in kapacitete baterijskega hranilnika. Za vsako konfiguracijo so ovrednoteni pretoki električne energije med odjemalcem, sončno elektrarno, baterijskim hranilnikom in omrežjem ter pripadajoči stroški oskrbe z električno energijo. Poseben poudarek je namenjen primerjavi ekonomskih kazalnikov in določitvi optimalne konfiguracije pri

posameznem načinu obračunavanja. Rezultati analize omogočajo ugotovitev, ali sprememba načina vrednotenja prevzete in oddane električne energije vpliva na optimalno razmerje med močjo sončne elektrarne in kapaciteto baterijskega hranilnika. Prispevek tako izpostavlja pomen upoštevanja načina obračunavanja električne energije že v fazi dimenzioniranja sistema.

Ključne besede: sončna elektrarna, baterijski hranilnik, dimenzioniranje, samooskrba, ekonomska upravičenost, tržne cene električne energije

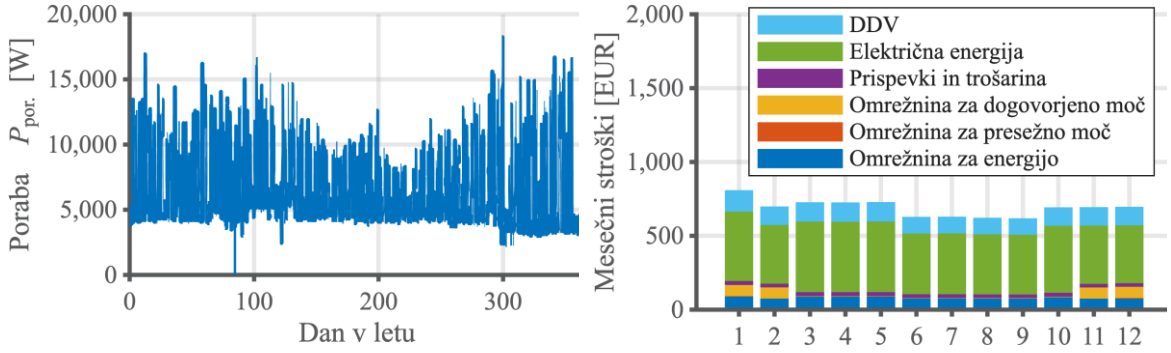
1 Uvod

Povečevanje deleža obnovljivih virov energije in širša uporaba sončnih elektrarn (SE) spreminjata način proizvodnje, porabe in izmenjave električne energije z omrežjem. Z večanjem deleža SE postaja vse pomembnejše njihovo ustrezno dimenzioniranje, saj večja nazivna moč ne zagotavlja nujno tudi večje ekonomske učinkovitosti. Podobno velja za baterijske hranilnike električne energije (BHEE), pri katerih povečanje kapacitete izboljšuje možnosti lokalne uporabe proizvedene električne energije, vendar hkrati povečuje investicijske stroške sistema (Kesküla et al., 2025; Ren et al., 2023). Na optimalno dimenzioniranje SE in BHEE pomembno vplivajo tudi regulatorni pogoji in način obračunavanja električne energije. Spremembe tarifnih modelov lahko vplivajo na ekonomsko vrednost električne energije, prevzete iz omrežja in oddane v omrežje, ter posledično na ekonomsko upravičenost posamezne konfiguracije sistema (Pena-Bello et al., 2023). V Sloveniji so spremembe sistema samooskrbe in omrežninskega modela dodatno povečale pomen lokalne porabe proizvedene električne energije in ustreznega dimenzioniranja sistema (Sredenšek et al., 2026). V članku sta zato za izbranega poslovnega odjemalca primerjana mesečni obračun z dobropisom in obračun na podlagi cen električne energije za dan vnaprej. Namen analize je ugotoviti, kako način vrednotenja prevzete in oddane električne energije vpliva na optimalno kombinacijo moči SE in kapacitete BHEE ter na doseženi dobiček po 20 letih obratovanja.

2 Metodologija

Za analizo so bili uporabljeni 15-minutni podatki o porabi električne energije manjšega poslovnega odjemalca. Obravnavani odjemalec ima razmeroma enakomeren profil porabe skozi vse leto, pri čemer povprečna moč odjema znaša približno 5,9 kW, skupna letna poraba električne energije pa 51,72 MWh. Časovni profil porabe električne energije in struktura mesečnih stroškov električne energije sta prikazana na sliki 1. Iz prikazanega profila je razvidno, da je poraba prisotna skozi celotno leto, kar omogoča primerjavo vpliva različnih velikosti SE in BHEE pri enakem profilu odjema.

Slika 5: a) Časovni profil porabe električne energije in b) struktura mesečnih stroškov električne energije.

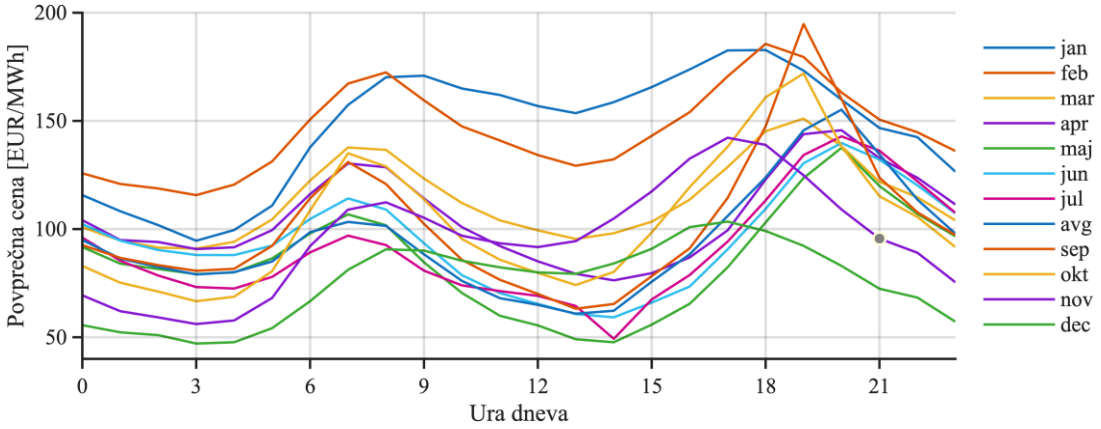


Proizvodnja SE je bila določena na podlagi meritev sončnega sevanja in uporabljenega modela pretvorbe. Obravnavanih je bilo pet nazivnih moči SE: 4,95 kW, 14,85 kW, 19,80 kW, 30,00 kW in 37,80 kW. Za vsako moč SE je bilo analiziranih pet kapacitet BHEE, določenih s faktorji 1; 1,5; 2; 2,5 in 3 glede na nazivno moč SE. Skupno je bilo tako analiziranih 25 različnih konfiguracij SE in BHEE. Največja moč polnjenja in praznjenja BHEE je znašala 15 kW, upoštevana globina praznjenja pa 90 %. Upravljanje BHEE je bilo pri vseh konfiguracijah izvedeno po enakem principu. Proizvedena električna energija SE se najprej uporabi za pokrivanje trenutne porabe odjemalca, presežek pa se shrani v BHEE. Ko nadaljnje shranjevanje ni mogoče, se preostala električna energija odda v omrežje. Kadar proizvodnja SE ne zadošča za pokrivanje porabe, se primanjkljaj najprej pokrije iz BHEE, preostanek pa s prevzemom električne energije iz omrežja. Za vsako konfiguracijo sta bila primerjana dva načina obračunavanja električne energije. Pri mesečnem obračunu je bila cena prevzete električne energije določena na 0,10 EUR/kWh, za električno energijo, oddano v omrežje, pa je bil upoštevan dobropis v višini 0,05 EUR/kWh. Pri drugem načinu obračunavanja so bile za prevzem in oddajo električne energije uporabljene urne cene električne energije za dan vnaprej. Algoritem upravljanja BHEE je bil pri obeh načinih obračunavanja enak, zato so energijski tokovi posamezne konfiguracije v obeh primerih nespremenjeni. Na ta način je mogoče neposredno ovrednotiti vpliv načina obračunavanja električne energije na ekonomsko optimalno konfiguracijo sistema. Pri ekonomskem vrednotenju so bili upoštevani stroški dobavljene električne energije, omrežnine, prispevkov, trošarine in DDV. Investicijski strošek SE je bil določen na 1.100 EUR/kW, investicijski strošek BHEE pa na 956,60 EUR/kWh. Dobiček po 20 letih je določen kot 20-kratnik letnega prihranka glede na referenčni primer brez SE in BHEE, zmanjšan za začetni investicijski strošek. Referenčni letni strošek se določi ločeno za vsak način obračunavanja, zato razlika med najvišjima dobičkoma ni neposredno merilo splošne ugodnosti enega obračuna v primerjavi z drugim. Pri izračunu niso upoštevani diskontiranje denarnih tokov, degradacija komponent in spremembe cen električne energije v življenjski dobi sistema. Optimalna konfiguracija je določena kot kombinacija moči SE in kapacitete BHEE z največjim doseženim dobičkom po 20 letih.

3 Rezultati

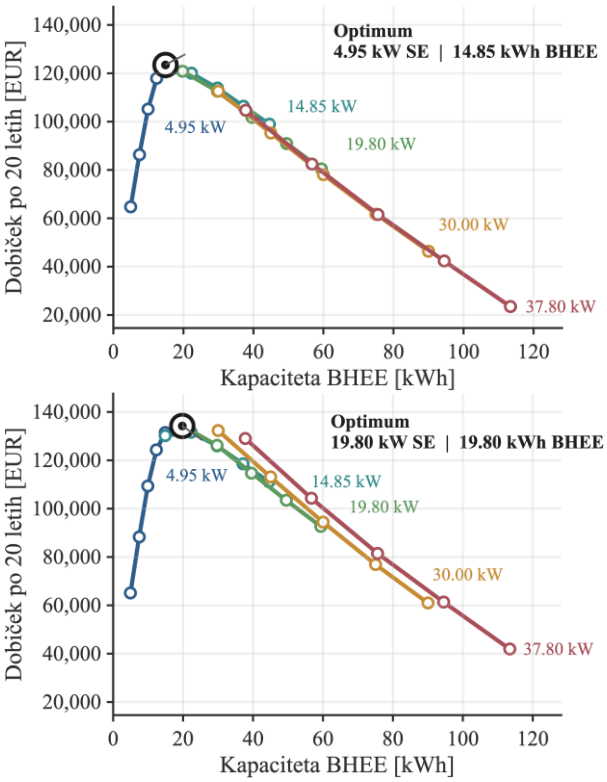
V nadaljevanju so predstavljeni rezultati analize vpliva različnih načinov obračunavanja električne energije na ekonomsko optimalno dimenzioniranje SE in BHEE. Na sliki 2 so prikazani povprečni dnevni profili cen električne energije za dan vnaprej za posamezne mesece.

Slika 6: Povprečni dnevni profili cen električne energije za dan vnaprej po posameznih mesecih.



Iz slike 2 je razvidno, da se povprečni dnevni profili cen električne energije za dan vnaprej razlikujejo tako med posameznimi meseci kot tudi znotraj dneva. Povprečna cena električne energije v obravnavanem letu znaša 104,33 EUR/MWh. Zaradi časovne spremenljivosti cen je ekonomska vrednost prevzete oziroma oddane električne energije poleg njene količine odvisna tudi od časa, v katerem pride do izmenjave z omrežjem. Na sliki 3 je prikazan dobiček po 20 letih obratovanja za različne kombinacije moči SE in kapacitete BHEE pri obeh obravnavanih načinih obračunavanja električne energije.

Slika 7: Dobiček po 20 letih pri različnih kombinacijah moči SE in kapacitete BHEE za a) mesečni obračun z dobropisom in b) obračun na podlagi tržnih cen električne energije.



a) b)

Iz slike 3 je razvidno, da način obračunavanja električne energije pomembno vpliva na optimalno dimenzioniranje sistema SE in BHEE. Pri mesečnem obračunu z dobropisom je največji dobiček po 20 letih, ki znaša približno 123,5 tisoč EUR, dosežen pri kombinaciji 4,95 kW SE in 14,85 kWh BHEE (slika 3a). Pri obračunavanju na podlagi tržnih cen se optimum premakne na 19,80 kW SE in 19,80 kWh BHEE, pri čemer največji dobiček znaša približno 134,3 tisoč EUR (slika 3b). Pri mesečnem obračunu nizka vrednost oddane električne energije zmanjšuje ekonomsko upravičenost povečevanja moči SE, zato je ugodnejša konfiguracija z manjšo SE in relativno večjo kapaciteto BHEE. Pri vrednotenju električne energije na podlagi tržnih cen postane ekonomsko upravičena večja moč SE, medtem ko je optimalno razmerje med kapaciteto BHEE in močjo SE manjše. Pri posamezni moči SE se dobiček s povečevanjem kapacitete BHEE sprva povečuje, po doseženem optimumu pa zaradi dodatnih investicijskih stroškov zmanjšuje. Optimalna kapaciteta BHEE je zato odvisna od moči SE in načina obračunavanja. Primerjava obeh načinov obračunavanja tako pokaže, da način vrednotenja prevzete in oddane električne energije ne vpliva zgolj na doseženi ekonomski rezultat, temveč lahko bistveno spremeni tudi optimalno razmerje med močjo SE in kapaciteto BHEE.

4 Sklep

Cilj članka je bil ugotoviti, kako način obračunavanja električne energije vpliva na optimalno dimenzioniranje SE in BHEE pri manjšem poslovnem odjemalcu. Primerjana sta bila mesečni obračun z dobropisom za oddano električno energijo ter obračun na podlagi cen električne energije za dan vnaprej. Rezultati kažejo, da način obračunavanja pomembno vpliva na ekonomsko optimalno konfiguracijo sistema. Pri mesečnem obračunu je največji dobiček po 20 letih dosežen pri 4,95 kW SE in 14,85 kWh BHEE, medtem ko se pri vrednotenju na podlagi cen električne energije za dan vnaprej optimum premakne na 19,80 kW SE in 19,80 kWh BHEE. Največji dobiček se pri tem poveča s približno 123,5 na 134,3 tisoč EUR. Ključna ugotovitev analize je, da optimalnega razmerja med močjo SE in kapaciteto BHEE ni mogoče določiti neodvisno od načina obračunavanja električne energije. Pri načrtovanju sistema je zato poleg tehničnih značilnosti in investicijskih stroškov treba upoštevati tudi način vrednotenja prevzete in oddane električne energije, saj lahko ta bistveno spremeni ekonomsko optimalno zasnovo sistema.

Literatura

1. Pena-Bello, A., Junod, R., Ballif, C., & Wyrsch, N. (2023). Balancing DSO interests and PV system economics with alternative tariffs. Energy Policy, 183, 113828. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113828
2. Kesküla, A., Grjaznov, K., Sepp, T., & Allik, A. (2025). Optimal sizing of residential PV and battery systems under grid export constraints: An Estonian case study. Energies, 18(16), 4405. https://doi.org/10.3390/en18164405
3. Ren, H. K., McCulloch, M., & Wallom, D. (2023). Optimal sizing of solar photovoltaic and lithium battery storage to reduce grid electricity reliance in buildings. Proceedings of the ECEEE 2022 Summer Study on Energy Efficiency.
4. Sredensek, K., Pocivalnik, J., Kuhar, D., Simonic, E., & Seme, S. (2026). Transformation of the network tariff model in Slovenia: Impact on prosumers and other network users. Energies, 19(2).

Sekcija III:
Energetske prenove, energetska revščina in trajnostno vedenje

ONKRAJ NEPOVRATNIH SREDSTEV: OKVIR ODLOČANJA ZA FINANCIRANJE CELOVITE ENERGETSKE IN POTRESNE PRENOVE STAVB

Ana Marija Spindler
Institut »Jožef Stefan«, Jamova c. 39, 1000 Ljubljana
ana.marija.spindler@ijs.si

Gašper Stegnar
Institut »Jožef Stefan«, Jamova c. 39, 1000 Ljubljana
gasper.stegnar@ijs.si

Damir Staničić
Institut »Jožef Stefan«, Jamova c. 39, 1000 Ljubljana
damir.stanicic@ijs.si

POVZETEK

Doseganje podnebnih ciljev EU zahteva bistveno povečanje naložb v prenovo stavb. Letna vrzel podnebnih naložb v EU je ocenjena na 340–477 milijard EUR, pri čemer stavbe predstavljajo njen največji delež. Hkrati približno 40 % stavb v EU stoji na potresno ogroženih območjih in je bilo večinoma zgrajenih pred uveljavitvijo sodobnih potresnih standardov. Analize kažejo, da pretežno nepovratno financiranje prenov vodi v neučinkovito rabo javnih sredstev, omejen vzvod zasebnega kapitala in vprašljivo dodatnost, zato evropske politike (EED, EPBD, večletni finančni okvir 2028–2034) usmerjajo v strateško rabo javnih sredstev za mobilizacijo zasebnih naložb.

V prispevku predstavljamo generični okvir odločanja, razvit v okviru projekta LIFE GreenRenoV8, ki deležnike – občine, stanovanjske sklade, upravnike, ESCO podjetja in razvijalce projektov – podpira pri izbiri ustreznih pristopov financiranja celovite prenove, ki povezuje energetsko učinkovitost, potresno utrditev in razogljičenje. Okvir temelji na pregledu finančnih instrumentov in dobrih praks držav članic (Hrvaška, Litva, Latvija, Estonija, Portugalska, Grčija) ter na konceptih dodatnosti, koncesijskosti, pripravljenosti projekta na izvedbo in intenzivnosti želenih učinkov.

Okvir je operacionaliziran kot nabor orodij za podporo pri financiranju prenov stavb (Building Renovation Financing Toolkit), ki združuje tri komplementarna orodja: (1) finančno orodje za oceno CAPEX, OPEX, prihodkov in družbenoekonomskih učinkov, vključno s kazalniki potresne odpornosti; (2) interaktivno odločitveno drevo za izbor najprimernejših možnosti financiranja prenove stavbe, ki glede na institucionalne, regulatorne in projektne omejitve izloči neizvedljive možnosti financiranja; ter (3) časovnico financiranja, ki mehanizme umešča v posamezne faze življenjskega cikla projekta prenove. Orodja skupaj odgovarjajo na tri ključna vprašanja: ali je rešitev finančno vzdržna, ali je izvedljiva in kdaj jo je mogoče uporabiti. Orodja bodo validirana na pilotnih projektih, rezultati pa bodo podlaga za nadaljnji razvoj mehanizmov financiranja razogljičenja in potresne utrditve stavbnega fonda.

Ključne besede: prenova stavb, energetska učinkovitost, potresna utrditev, kombinirano financiranje, finančni instrumenti, podpora odločanju

Prispevek temelji na rezultatih projekta LIFE23-CET-GreenRenoV8 (sporazum o dodelitvi sredstev št. 101167626), sofinanciranega s strani Evropske unije.

1 Uvod

Doseganje ciljev razogljičenja stavbnega fonda zahteva obsežno povečanje naložb v prenovo stavb. Izziv je še posebej izrazit pri stavbah, pri katerih je treba energetske ukrepe povezati s potresno utrditvijo, saj takšna celovita prenova poleg zmanjšanja rabe energije in emisij toplogrednih plinov (TGP) izboljšuje tudi odpornost in varnost stavbnega fonda. Energetske in potresne prenove imajo pri tem različne finančne učinke: medtem ko energetski ukrepi ustvarjajo predvidljive finančne učinke zaradi zmanjšanja stroškov energije, koristi potresne utrditve praviloma niso neposredno monetizirane. Zaradi tega so celovite prenove pogosto težko izvedljive pod običajnimi tržnimi pogoji financiranja.

Obseg potrebnih naložb presega možnosti javnega financiranja. Po ocenah lahko 30–60 % potrebnih naložb izvira iz javnih virov (Climate Strategy & Partners, 2024), vendar večina držav članic takšnega obsega ne more zagotoviti zgolj z nepovratnimi sredstvi. Pretežno zanašanje na nepovratno financiranje je povezano z omejenim vzvodom zasebnega kapitala in vprašanjem dodatnosti (angl. *additionality*) javne podpore. Za povečanje obsega prenov je zato potrebno nepovratna sredstva kombinirati z drugimi finančnimi instrumenti ter s tem zagotoviti učinkovitejšo porabo omejenih javnih sredstev in mobilizirati zasebni kapital. Izbira ustrezne finančne strukture je pri tem zahtevna, saj je odvisna od značilnosti projekta, njegove pripravljenosti za izvedbo, institucionalnega in regulatornega okolja ter želenih učinkov prenove.

V okviru projekta LIFE GreenRenoV8 je bil zato razvit generični okvir odločanja, namenjen podpori deležnikom pri prepoznavanju ustreznih možnosti celovitih prenov. V nadaljevanju so najprej predstavljena ključna izhodišča za razvoj okvira, vključno s pregledom evropskih politik, dobrih praks in obstoječih podpornih orodij, nato pa generični okvir in njegova operacionalizacija v spletnem orodju »Building Renovation Financing Toolkit«.

2 Razvoj generičnega okvira odločanja

Razvoj okvira je temeljil na analizi obstoječega evropskega finančnega in institucionalnega okolja za prenovo stavb. Analiza je zajela pregled evropskih politik in razvoja pristopov financiranja, pregled izbranih dobrih praks kombiniranja različnih finančnih mehanizmov ter pregled obstoječih podpornih in odločitvenih orodij. Namen analize je bil identificirati ključne značilnosti, pristope in vrzeli, ki jih je bilo treba upoštevati pri oblikovanju novega okvira.

2.1 Evropske politike in razvoj pristopov financiranja

Prenovljena Direktiva o energetski učinkovitosti (Direktiva 2023/1791) spodbuja razvoj finančnih mehanizmov, ki združujejo nepovratna sredstva, finančne instrumente in tehnično pomoč. Javno financiranje naj bi bilo usmerjeno predvsem v zmanjševanje investicijskih tveganj in odpravljanje tržnih nepopolnosti, na primer z jamstvi, ugodnimi posojili in

kreditnimi linijami. Pomembno vlogo imata tudi združevanje projektov in tehnična pomoč, ki izboljšujeta pripravljenost projektov za financiranje.

Podobno Direktiva o energetski učinkovitosti stavb (Direktiva 2024/1275) financiranje opredeljuje kot ključni pogoj za razogljičenje stavbnega fonda do leta 2050 in spodbuja dolgoročne nacionalne strategije prenov, v katerih so nepovratna sredstva prednostno namenjena ranljivim gospodinjstvom in energetsko najmanj učinkovitim stavbam, za druge segmente pa tržno usmerjeni načini financiranja, podprti z dostopnimi in preglednimi podpornimi mehanizmi.

Uredba 2021/1060 omogoča kombiniranje nepovratnih sredstev in finančnih instrumentov v okviru iste operacije, kar olajšuje razvoj kombiniranega financiranja (angl. *blended financing*). Predlagani večletni finančni okvir EU (Evropska komisija, 2025) za obdobje 2028–2034 pa še izraziteje poudarja uporabo posojil, jamstev, lastniškega financiranja in kombiniranega financiranja kot načina za povečanje finančnega vzvoda in privabljanje zasebnega kapitala. Javna sredstva se tako usmerjajo v zmanjševanje tveganj in podporo ranljivim skupinam, finančni instrumenti pa za mobilizacijo zasebnega kapitala in povečanje finančnega vzvoda.

2.2 Pregled dobrih praks kombiniranega financiranja

Pregled praks držav članic EU kaže, da se javna sredstva pri financiranju prenov vse bolj uporabljajo za zmanjšanje investicijskih tveganj, izboljšanje dostopnosti financiranja in mobilizacijo zasebnega kapitala. Primeri iz Hrvaške, Litve, Portugalske in Grčije kažejo različne oblike takšnega kombiniranega financiranja, od kombiniranja ugodnih posojil z nepovratnimi sredstvi do vključevanja jamstev, tehnične pomoči in posojil v kombinaciji z nepovratnimi sredstvi z delnim odpisom glavnice (angl. *capital rebate*), ki je vezan na uspešnost projekta.

Na Hrvaškem je bil za prenovo večstanovanjskih stavb razvit model, ki ugodna posojila komercialnih bank kombinira z javnim financiranjem in delnim odpisom glavnice ob doseganju predhodno določenih energetskih kazalnikov (ZGRADOnačelnik.hr, 2025). Javno financiranje tako ne pokriva več pretežnega deleža investicije, temveč zmanjšuje tveganje in strošek financiranja ter nagrajuje doseganje načrtovanih učinkov. V Latviji je bil podoben pristop razvit z uporabo jamstev za bančna posojila oz. neposrednih posojil nacionalne razvojne institucije, ki se kombinirajo z nepovratnimi sredstvi do 50 % upravičenih stroškov. V Litvi program posojil združuje dolgoročna posojila z nizko obrestno mero, jamstva, tehnično pomoč ter na uspešnost vezan delni odpis glavnice ob doseganju zahtevanih energetskih rezultatov (EIB, 2020).

Primer večnivojskega kombiniranega financiranja predstavlja portugalski program IFRRU 2020, ki je sredstva ERDF in Kohezijskega sklada, nacionalno sofinanciranje ter posojila EIB in Razvojne banke Sveta Evrope prek komercialnih bank usmerjal h končnim upravičencem. Program je z uporabo ugodnih dolgoročnih posojil mobiliziral približno 1,5 milijarde EUR investicij in dosegel finančni vzvod skoraj 18 (EIB, 2019a). V Grčiji je program energetske prenove stanovanj kombiniral subvencionirana posojila z nepovratnimi sredstvi, katerih delež je bil prilagojen dohodku gospodinjstva (EIB, 2019b).

Učinkovito financiranje prenov ne temelji na enem instrumentu; kombinirana struktura financiranja omogoča učinkovitejšo uporabo omejenih javnih sredstev ter povečuje možnost mobilizacije zasebnega kapitala in izvedbe celovitih prenov v večjem obsegu.

2.3 Pregled obstoječih podpornih orodij

Pregled obstoječih podpornih orodij kaže (Tabela 1), da so bila za podporo odločanju pri financiranju energetske učinkovitosti in prenove stavb v preteklosti že razvita različna orodja, ki obravnavajo posamezne vidike finančnega odločanja. Večina jih je usmerjena v izbor ustreznih finančnih instrumentov, oceno finančne izvedljivosti ali ocenjevanje pripravljenosti projektov za financiranje, pri čemer se razlikujejo glede na ciljne uporabnike, obravnavane vrste projektov in stopnjo interaktivnosti.

Tabela 3: Pregled obstoječih podpornih orodij za odločanje o financiranju prenov stavb

Orodje	**Namen in glavne funkcionalnosti**	**Ključne omejitve**
Better Buildings Financing Navigator (Better Buildings Solutions Center, 2026)	Interaktivno orodje za izbor finančnih instrumentov za prenove URE in OVE v stanovanjskem sektorju. Na podlagi značilnosti projekta in preferenc uporabnika predlaga ustrezne instrumente ter povezuje uporabnike s ponudniki financiranja.	Osredotočeno predvsem na URE in OVE v stanovanjskem sektorju; ne obravnava sočasnih energetskih in potresnih prenov.
Urban-LEDS II Finance Decision-Making Tree (Mogyorósy & Deng-Beck, 2020)	Odločitveno drevo za lokalne in regionalne oblasti, ki uporabnika vodi pri izbiri med več kot 20 finančnih instrumentov. Vključuje opise instrumentov, njihove prednosti in slabosti ter primere uporabe.	Osredotočeno predvsem na javni sektor in javne stavbe; nekateri instrumenti temeljijo na mehanizmih, značilnih za javni sektor, zato so manj uporabni za zasebne in stanovanjske stavbe.
PROSPECT+ Recommendation–Decision Matrix (PROSPECT +, 2026)	Orodje za izbor inovativnih finančnih shem na podlagi več kot 30 vprašanj o značilnostih projekta in kontekstu. Uporabno za različne sektorje in kot orodje za krepitev zmogljivosti.	Ne omogoča poglobljene finančne primerjave med posameznimi možnostmi.
PROSPECT+ Financial Indicators Calculator (PROSPECT +, 2026)	Omogoča izračun ključnih finančnih kazalnikov na podlagi podatkov o CAPEX, OPEX in prihodkih.	Osredotočen na finančne kazalnike in ne zagotavlja celovite podpore pri izboru izvedljivega načina financiranja.
eCentral Decision Support Tool (eCentral, 2021)	Preprosto odločitveno drevo za nZEB prenove, osredotočeno na javno-zasebna partnerstva, energetsko pogodbeništvo in množično financiranje. Vključuje tudi prednosti, slabosti in primernost posameznih instrumentov.	Obravnava omejeno število instrumentov in predvsem nZEB prenove; ne omogoča širše primerjave finančnih struktur.
Toolkit for Energy Efficiency Financing Instruments for Buildings in the Arab Region (UNESCWA, 2021)	Referenčni priročnik za oblikovanje finančnih shem, ki predstavlja širok nabor instrumentov, vključno z nepovratnimi sredstvi, ugodnimi posojili, kreditnimi linijami, skladi in kombiniranim financiranjem.	Gre predvsem za opisno orodje v PDF obliki brez interaktivnega izbora, kvantitativne primerjave ali projektno specifičnega odločanja.
Triple-A Standardised Toolbox (Triple-A, 2026)	Platforma za ocenjevanje zrelosti in tveganj projektov, njihova primerjava ter povezovanje kakovostnih projektov z ustreznimi finančnimi instrumenti. Vključuje tri module: *Assess*, *Agree* in *Assign*.	Osredotočena predvsem na ocenjevanje in klasifikacijo projektov ter njihovo povezovanje s financerji; manj podpira primerjavo različnih finančnih struktur in njihovih kombinacij.

Vir: lastna priprava na podlagi spletnih virov

Obstoječa orodja pomembno prispevajo k finančnemu odločanju, vendar obravnavajo le posamezne faze in vidike procesa. Nekatera podpirajo izbor finančnih instrumentov na podlagi projektnih značilnosti, druga finančno analizo, tretja pa ocenjevanje pripravljenosti in tveganosti projektov. Pri tem nobeno od pregledanih orodij ne povezuje finančne vzdržnosti, institucionalne in regulatorne izvedljivosti ter časovne razpoložljivosti finančnih instrumentov v enoten proces odločanja. Prav tako pregledana orodja ne obravnavajo

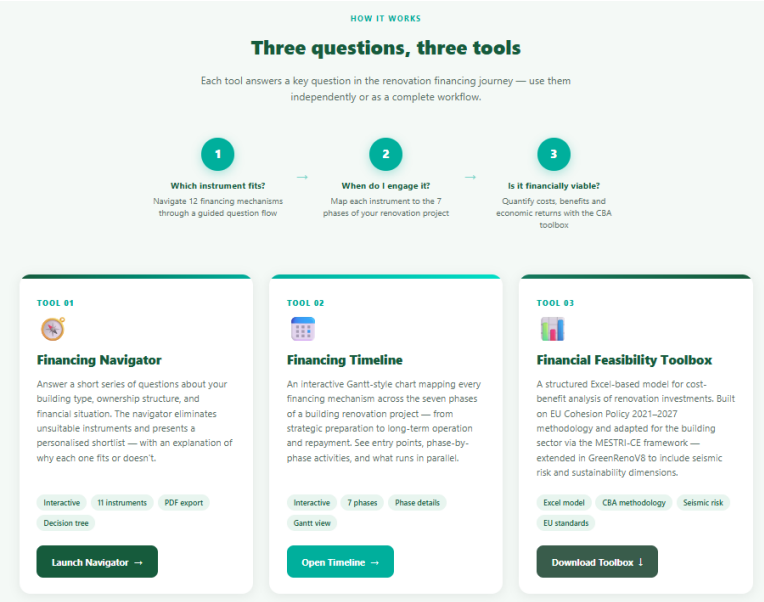
kombinacije energetske in potresne prenove. Pomembno izhodišče za razvoj novega okvira je predstavljal *MESTRI-CE Financial and Economic Evaluation Toolbox* (MESTRI-CE, 2026), ki omogoča celovito finančno in ekonomsko vrednotenje prenov, vključno z oceno investicijskih stroškov, obratovalnih stroškov, prihodkov, finančnih struktur in širših socio-ekonomskih učinkov. Ker orodje omogoča tudi primerjavo različnih finančnih instrumentov in njihovih kombinacij, je bilo izbrano kot osnova za kvantitativno ocenjevanje projektov, njegove funkcionalnosti pa so bile nadgrajene z vidiki sočasnih energetskih in potresnih prenov ter ocenjevanjem koristi izboljšane potresne odpornosti.

Za podporo odločanju je potreben večnivojski pristop, ki presega zgolj samo finančno analizo ali navigacijo med instrumenti. Razvitim orodjem manjka celovit pristop, ki bi hkrati upošteval (a) finančno vzdržnost, (b) izvedljivost glede na različne pogoje ter (c) časovno ustreznost financiranja.

3 Building Renovation Financing Toolkit

Generični okvir odločanja je bil operacionaliziran v spletnemu orodju »*Building Renovation Financing Toolkit*« (GreenRenoV8, 2026), ki združuje tri medsebojno povezana, vendar funkcionalno različna orodja. Takšna struktura izhaja iz ugotovitve, da finančna privlačnost posamezne možnosti sama po sebi ne zagotavlja njene izvedljivosti, saj na izbiro financiranja vplivajo tudi značilnosti projekta, institucionalne zmogljivosti, regulatorne zahteve ter faza razvoja projekta.

Slika 8: Spletno orodje »Building Renovation Financing Toolkit«



Vir: LIFE GreenRenoV8, 2026

Prvo orodje (Financial Toolbox) omogoča kvantitativno oceno stroškov in koristi, prihodkov ter različnih struktur financiranja, od posameznih finančnih instrumentov do njihovih kombinacij, ter tako podpira presojo, katera možnost je s finančnega vidika najprimernejša. Drugo orodje (Financing Navigator), zasnovano kot odločitveno drevo, finančno oceno dopolnjuje s preverjanjem institucionalnih, projektnih in drugih kontekstualnih pogojev ter izloča možnosti financiranja, ki jih v danem okolju ni mogoče realno izvesti. Namen tretjega orodja (Financing Timeline) je, da finančne mehanizme umesti v življenjski cikel prenove

in uporabniku pokaže, kateri mehanizmi so relevantni glede na trenutno stopnjo pripravljenosti projekta ter katere pripravljalne aktivnosti so potrebne za njihovo uporabo. V nadaljevanju so podrobneje predstavljena vsa tri orodja ter njihova vloga pri oblikovanju ustreznih in izvedljivih finančnih rešitev za celovite prenove stavb.

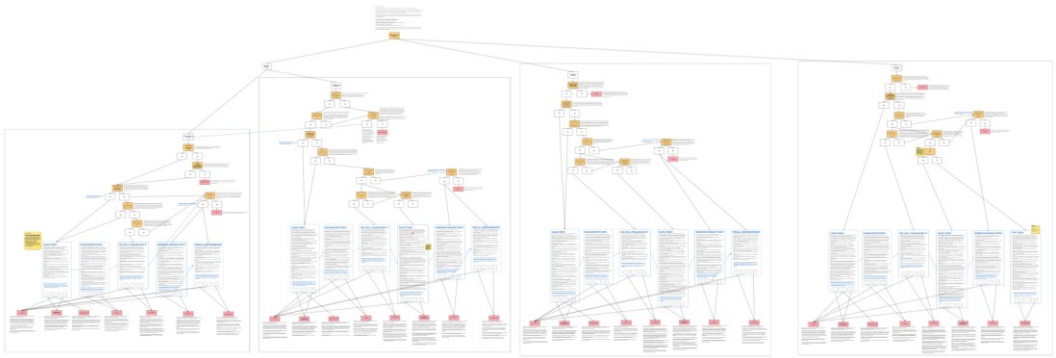
3.1 Financial Toolbox

Financial Toolbox predstavlja kvantitativni del orodja in omogoča oceno finančne vzdržnosti različnih scenarijev prenove. Orodje temelji na orodju, razvitem v okviru projekta MESTRI-CE, ki je bil razširjen z dodatnimi oblikami kombiniranega financiranja in vidiki potresne prenove stavb. Analiza vključuje investicijske stroške (CAPEX), obratovalne stroške (OPEX), pričakovane prihodke ter stroške različnih finančnih struktur in omogoča njihovo medsebojno primerjavo. Poleg finančnih kazalnikov vključuje tudi socio-ekonomsko vrednotenje koristi prenove. Posebna nadgradnja je upoštevanje ukrepov potresne utrditve ter kazalnikov pričakovanih potresnih izgub pred in po prenovi, kot sta pričakovana letna izguba (angl. *Expected Annual Loss*) in pričakovano letno število smrtnih žrtev (angl. *Expected Annual Fatalities*). Orodje tako omogoča celovitejšo oceno finančnih in širših družbenih učinkov integrirane energetske in potresne prenove ter primerjavo različnih možnosti financiranja.

3.2 Financing Navigator

Drugo orodje, *Financing Navigator*, je interaktivno odločitveno drevo, namenjeno podpori deležnikom pri prepoznavanju finančnih možnosti, ki so glede na značilnosti projekta in organizacijski kontekst izvedljive. Uporabnik se skozi strukturiran niz vprašanj seznani s pogoji, ki so povezani z vrsto stavbe, pripravljenostjo projekta, institucionalnimi in organizacijskimi zmogljivostmi, regulatornimi zahtevami, upravičenostjo, ter pripravljenostjo za koriščenje zunanjih oblik financiranja. Orodje obravnava različne mehanizme, med drugim nepovratna sredstva, posojila, jamstva, davčne instrumente, financiranje z odplačevanjem prek računa za energijo, energetsko pogodbeništvo in javno-zasebna partnerstva. Na podlagi odgovorov neustrezne možnosti postopoma izloči ter oblikuje nabor finančnih instrumentov oz. njihovih kombinacij, ki so v danem kontekstu potencialno izvedljive. Navigator zato ne določi enega optimalnega instrumenta, temveč deležnikom pomaga zožiti nabor možnih rešitev in prepoznati ključne pogoje, ki jih projekt mora izpolnjevati.

Slika 2: Model odločitvenega drevesa za navigacijo med različnimi finančnimi instrumenti



Vir: lastna priprava

3.3 Financing Timeline

Tretje orodje, *Financing Timeline,* dopolnjuje finančno analizo in odločitveno drevo s časovno dimenzijo financiranja. Orodje prikazuje, kateri finančni mehanizmi so relevantni v posameznih fazah življenjskega cikla projekta – od razvoja in priprave projekta do izvedbe ter obdobja po zaključku prenove. V zgodnjih fazah so lahko ključni tehnična pomoč in podpora razvoju projekta, v investicijski fazi posojila, jamstva ali energetsko pogodbeništvo, po zaključku pa davčne spodbude ali olajšave. S povezovanjem finančnih možnosti s stopnjo pripravljenosti projekta orodje uporabniku pomaga razumeti, katere možnosti so v danem trenutku dostopne in katere pripravljalne aktivnosti so potrebne za njihovo uporabo. *Financing Timeline* tako zagotavlja, da je finančna strategija usklajena s časovnim potekom priprave in izvedbe prenove.

4 Sklep

V prispevku je predstavljen generični okvir odločanja za podporo financiranju celovitih prenov stavb, ki povezuje energetsko učinkovitost, razogljičenje in potresno odpornost. Njegov glavni prispevek je operacionalizacija okvira v orodju »*Building Renovation Financing Toolkit*«, ki združuje finančno analizo, izbor izvedljivih možnosti financiranja in njihovo časovno umeščanje. Orodje je namenjeno različnim deležnikom, kot so občine, stanovanjski skladi, upravniki, ESCO podjetja in razvijalci projektov, ter jim omogoča bolj sistematično presojo finančnih in izvedbenih možnosti. Povezovanje energetskih in potresnih ukrepov je pomembno, saj omogoča sočasno naslavljanje energetskih, podnebnih in varnostnih vidikov stavbnega fonda. V nadaljevanju bo orodje preizkušeno v okviru pilotnih projektov projekta LIFE GreenRenoV8, rezultati pa bodo uporabljeni za njegovo nadaljnjo izboljšavo.

Literatura

1. Better Buildings Solutions Center. (2026). Better Buildings Financing Navigator. Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://betterbuildingssolutioncenter.energy.gov/financing-navigator/find
2. Climate Strategy & Partners. (2024). Filling the EU Climate Investment Gap more efficiently. Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://www.climatestrategy.com/en/informe_30.php
3. Direktiva 2023/1791. (2023). Direktiva (EU) 2023/1791 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 13. septembra 2023 o energetski učinkovitosti in spremembi Uredbe (EU) 2023/955 (prenovitev). Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/1791/oj/slv
4. Direktiva 2024/1275. (2024). Direktiva (EU) 2024/1275 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 24. aprila 2024 o energetski učinkovitosti stavb (prenovitev). Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1275/oj/slv
5. EIB. (2019a). Financial instruments for urban development in Portugal – IFRRU 2020. Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://www.fi-compass.eu/library/case-studies/financial-instruments-urban-development-portugal-ifrru-2020
6. EIB. (2019b). Energy savings in existing housing programme, Greece. Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://www.fi-compass.eu/library/case-studies/energy-savings-existing-housing-programme-greece

7. EIB. (2020). Residential energy efficiency financial instruments in Lithuania. Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://www.fi-compass.eu/library/case-studies/residential-energy-efficiency-financial-instruments-lithuania
8. eCentral. (2021). The step-by-step guide and a decision support tool for financing the renovation of public buildings. Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://programme2014-20.interreg-central.eu/Content.Node/The-step-by-step-guide-and-a-decision-support-tool-for-fina.html
9. Evropska komisija. (2025). Multiannual financial framework. Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://commission.europa.eu/publications/multiannual-financial-framework_en
10. GreenRenoV8. (2026). The Building Renovation Financing Toolkit: Decision Support Suite (D4.5). Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://ceu.ijs.si/wp-content/uploads/2026/06/FTK.html
11. MESTRI-CE. (2026). MESTRI financial tool. Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://www.interreg-central.eu/wp-content/uploads/2026/02/2025-MESTRI-financial-tool.xlsm
12. Mogyorósy, E., & Deng-Beck, C. (2020). Climate finance decision making tree and guidance. Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://iclei.org/e-library/climate-finance-decision-making-tree-and-guidance/
13. PROSPECT+. (2026). Tools. Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://h2020prospect.eu/tools
14. Triple-A. (2026). Triple-A Standardised Toolbox. Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://aaa-h2020.eu/tools
15. UNESCWA. (2021). Toolkit on energy efficiency financing instruments for buildings in the Arab region. Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://unescwa.org/publications/toolkit-energy-efficiency-financing-instruments-buildings-arab-region
16. Uredba 2021/1060. (2021). Enotna pravila za sklade EU (2021–2027). Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/LSU/?uri=CELEX:32021R1060
17. ZGRADOnačelnik.hr. (2025). Energetska obnova zgrada – Kako će izgledati novi financijski instrumenti. Najdeno 17. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://www.zgradonacelnik.hr/kreditiranje/energetska-obnova-zgrada-kako-ce-izgledati-novi-financijski-instrumenti/2184

ANALIZA IZPELJANIH ENERGETSKO UČINKOVITIH PRENOV V SLOVENSKIH GOSPODINJSTVIH V OBDOBJU 2000 – 2025

Nevenka Hrovatin
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
E-pošta: nevenka.hrovatin@ef.uni-lj.si

Jelena Zorić
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
E-pošta: jelena.zoric@ef.uni-lj.si

POVZETEK

V prispevku proučujemo dejavnike, ovire in spodbujevalce, ki vplivajo na energetsko učinkovite prenove domov. V raziskavi, ki temelji na vzorcu 2.500 slovenskih gospodinjstev, pridobljenem na podlagi spletnega anketiranja v novembru 2025, ugotavljamo, da je v preteklosti 58 % gospodinjstev že izvedlo energetsko učinkovito prenovo doma, med njimi pa jih je le približno 12,5 % izpeljalo celovito energetsko prenovo. Pri izvedenih ukrepih prevladuje zamenjava oken (43 % gospodinjstev), čemur z deležema okoli 21 % sledita toplotna izolacija fasade in zamenjava ogrevalnih sistemov. Manj pogoste so toplotne izolacije strehe (14 %), najmanj gospodinjstev pa se je odločilo za vgradnjo prezračevalnega sistema z rekuperacijo (5 %). Pomanjkanje sredstev je najpomembnejša ovira pri izvajanju energetsko učinkovitih ukrepov gospodinjstev, prav tako pa so potencialni prihranki energije in stroškov najpomembnejši spodbujevalec teh investicij. Primerjava obdobij pred in po uvedbi subvencij kaže, da je kljub zmanjšani učinkovitosti zaradi učinka zastonjkarstva program subvencioniranja prispeval k dvigu energetsko učinkovitih prenov. V letu 2022 so se opazno povečale tako investicije kot subvencioniranje ogrevalnih sistemov, kar je moč pripisati energetski krizi. Po letu 2022 je prišlo do znižanja energetskih prenov, pri čemer pa je bilo število prenov v letu 2025 še vedno višje kot pred letom 2020. Izsledki raziskave poleg okrepitve ukrepov subvencioniranja govorijo v prid dodatnim ukrepom informiranja, saj poleg investicijskih vlaganj pomembno vlogo pri dvigu energetske učinkovitosti v rezidenčnih stavbah igra sprememba obnašanja gospodinjstev in zmožnost ustrezne presoje upravičenosti investicij.

Ključne besede: energetsko učinkovite prenove, ovire, spodbujevalci, subvencije, gospodinjstva

1 Uvod

Stavbni fond v EU je zelo star in se le počasi spreminja. Več kot 220 milijonov stavb, ki predstavljajo 85 % stavbnega fonda v EU, je bilo zgrajenih pred letom 2001. Večina obstoječih stavb ni energetsko učinkovitih in je odvisnih od fosilnih goriv za ogrevanje in hlajenje, uporablja stare tehnologije in potratne naprave. Na splošno so stavbe odgovorne za približno 40 % skupne porabe energije v EU in 36 % emisij toplogrednih plinov na področju energetike. Letna stopnja energetsko učinkovitih prenov stavb je nizka in znaša približno 1 %. Evropska komisija si je zato leta 2020 z Renovation Wave Strategy zadala cilj, da bi se letna stopnja energetsko učinkovitih prenov stanovanjskih in nestanovanjskih stavb najmanj

podvojila do leta 2030 in da bi se spodbudile celovite energetske prenove. Predvideva se, da bo v EU do leta 2030 prenovljenih 35 milijonov stavb (Evropska komisija, 2020).

V luči doseganja cilja podvojitve prenov prispevek analizira dinamiko energetsko učinkovitih prenov v Sloveniji od leta 2000 dalje s ciljem prepoznati ključne dejavnike tovrstnih prenov v sektorju gospodinjstev in z njimi povezane ukrepe, ki bodisi delujejo kot ovire, ki zavirajo odločitve za naložbe v energetsko učinkovitost, bodisi kot spodbujevalci, ki te odločitve spodbujajo.

2 Pregled literature

Energetske politike v razvitih državah se že vrsto let spoprijemajo s problemom, kako povečati energetsko učinkovitost v sektorju gospodinjstev. Raziskovalci ponujajo številne odgovore na ključne izzive na tem področju in med njimi je najpogosteje proučevana zagotovo »vrzel v energetski učinkovitosti« (angl. energy-efficiency gap), ki predstavlja vrzel med dejansko in optimalno porabo energije (Jaffe in Stavins, 1994). Vrzel se kaže kot obstoj neizkoriščenih investicijskih priložnosti, ki se pri sedanjih cenah kažejo kot ekonomsko upravičene. Vrzel v energetski učinkovitosti so preučevali številni raziskovalci in skoraj brez izjem ugotavljajo, da je večina naložb v energetsko učinkovitost stroškovno učinkovitih, a zaradi ugotovljenih ovir pogosto ostanejo neizvedene. Vrzel v energetski učinkovitosti je tako široko raziskovana v teoriji in pogosto uporabljena v empiričnih raziskavah za razlago nezadostnega sprejemanja energetsko učinkovitih ukrepov v različnih sektorjih. Številni avtorji so se pri preučevanju dejavnikov naložb v energetsko učinkovitost osredotočili na sektor gospodinjstev. V literaturi najdemo številne kategorizacije ovir in spodbujevalcev. Hrovatinova in Zorićeva (2018) dejavnike energetsko učinkovitih prenov razvrščata v pet kategorij, in sicer:

1. informacije in ukrepi politik (regulativa, subvencije, energetski pregledi, zanesljivost informacij in podporni programi),
2. ekonomski dejavniki (investicijski stroški, pričakovani prihranki, cene energije, finančne omejitve in tveganja),
3. družbeno-ekonomske značilnosti gospodinjstev (dohodek, izobrazba, starost, tip lastništva domov in demografske značilnosti),
4. tehnični dejavniki in značilnosti stavbe (starost stavbe, tip objekta, stanje ovoja stavbe, ogrevalni sistem in geografska lokacija) in
5. vedenjski dejavniki (okoljska ozaveščenost, navade, socialni vplivi, življenjski slog in zaznano udobje).

Možen vpliv teh dejavnikov (pozitiven ali negativen) je natančneje prikazan v Zorić in drugi (2021), ugotovitve novejših raziskav glede prisotnih ovir in spodbujevalcev pa so zajete v Dolšak (2023).

3 Vzorec in podatki

Raziskavo o energetsko učinkovitem obnašanju gospodinjstev, uporabi energetsko učinkovitih naprav in izvedenih prenovah doma smo izvedeli v okviru raziskave o blažitvi klimatskih sprememb v rezidenčnih stavbah, ki je del LIFE IP CARE4CLIMATE (LIFE17 IPC/SI/000007) projekta. Spletna anketa je bila izvedena v novembru 2025 na vzorcu 2.500 oseb, ki so v svojem gospodinjstvu zadolžene za sprejemanje ekonomskih odločitev. Vzorec predstavlja razmeroma dober prikaz slovenskega prebivalstva glede na spol, starost, stopnjo

izobrazbe in statistično regijo. V vzorec je zajetih 51,4 % moških, kar je blizu populacijski vrednosti 50,3 % na dan 1.1.2025 (SURS, 2025). Največ osnovnošolsko izobrazbo ima 16,0 % anketirancev, srednješolsko izobrazbo 55,2 % in vsaj visokošolsko izobrazbo 28,8 %, kar pomeni zgolj nekoliko višjo zastopanost bolj izobraženih posameznikov, saj populacijske vrednosti znašajo 21,4 %, 52 % oziroma 26,6 % (SURS, 2025). V vzorec so zajete le polnoletne osebe, pri čemer je zastopanost po starostnih skupinah dokaj blizu populacijskim vrednostim. Nekoliko slabše zastopan je zadnji starostni razred, saj je bilo v Sloveniji v letu 2025 28,8 % prebivalstva, starega 60 let ali več, kar preračunano na delež polnoletnih prebivalcev znaša 34,6 % (SURS, 2025).

Povprečno število članov gospodinjstva v vzorcu je tri. 66 % gospodinjstev živi v mestih oziroma urbanem okolju, 34 % gospodinjstev pa na podeželju. Pri tem 54,9 % gospodinjstev živi v enodružinskih hišah, 15,3 % v večstanovanjskih hišah in preostalih 29,8 % v večstanovanjskih stavbah oziroma blokih. Kar 78,9 % anketirancev je lastnikov doma, v katerem živijo, ali so lastniki njihovi družinski člani. Podrobnejši opis vzorca se nahaja v Zorić in Hrovatin (2026).

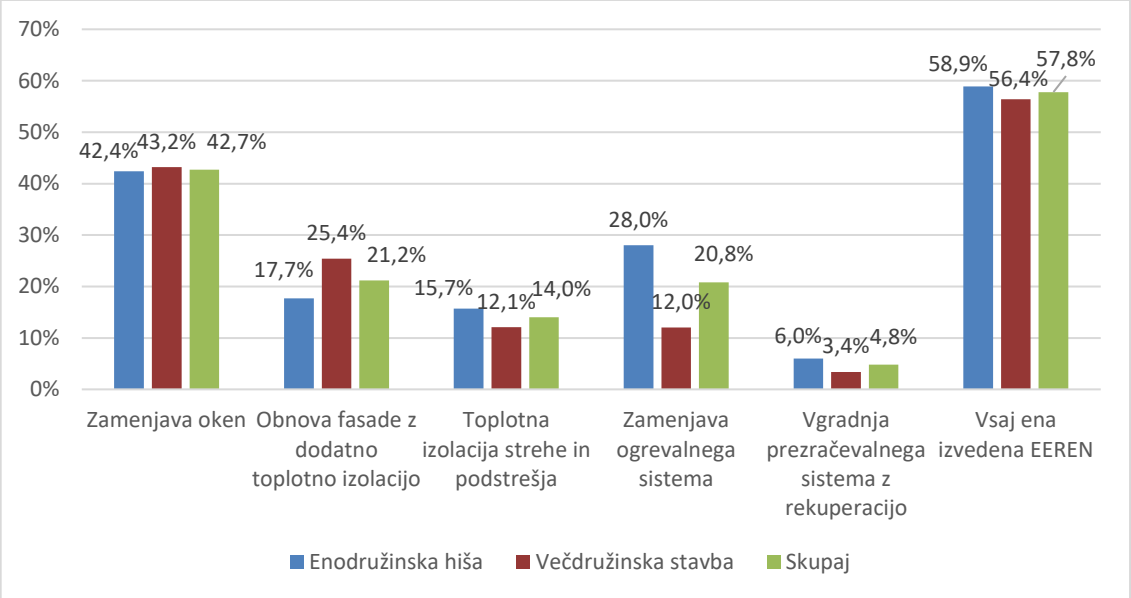
4 Analiza izvedenih energetsko učinkovitih prenov, ovir in spodbujevalcev

Pregled izvedenih energetsko učinkovitih prenov domov od leta 2000 dalje za celoten vzorec gospodinjstev kaže, da je vsaj en ukrep energetsko učinkovite prenove doma v preteklosti izvedla več kot polovica anketiranih gospodinjstev (57,8 %), pri čemer je bil delež prenov nekoliko višji v enodružinskih hišah (58,9 %) glede na večdružinske stavbe (56,4 %). Če upoštevamo le lastniška stanovanja, je delež gospodinjstev, ki so v preteklosti že izvedla energetsko učinkovito prenovo, še nekoliko višji (60,7 %).

Po vrstah izvedenih prenov izstopa zamenjava oken (42,7 % gospodinjstev), sledijo obnova fasade z dodatno toplotno izolacijo (21,2 %), zamenjava ogrevalnega sistema (20,8 %) ter toplotna izolacija strehe in podstrešja (14 %), medtem ko se je le slabih 5 % gospodinjstev odločilo za vgradnjo prezračevalnega sistema z rekuperacijo (Slika 1). Med enodružinskimi hišami in večstanovanjskimi stavbami so opazne največje razlike pri zamenjavah ogrevalnih sistemov, ki so veliko bolj pogoste v enodružinskih hišah ter pri obnovah fasade s toplotno izolacijo, ki so bolj pogoste v večstanovanjskih stavbah (Slika 1).

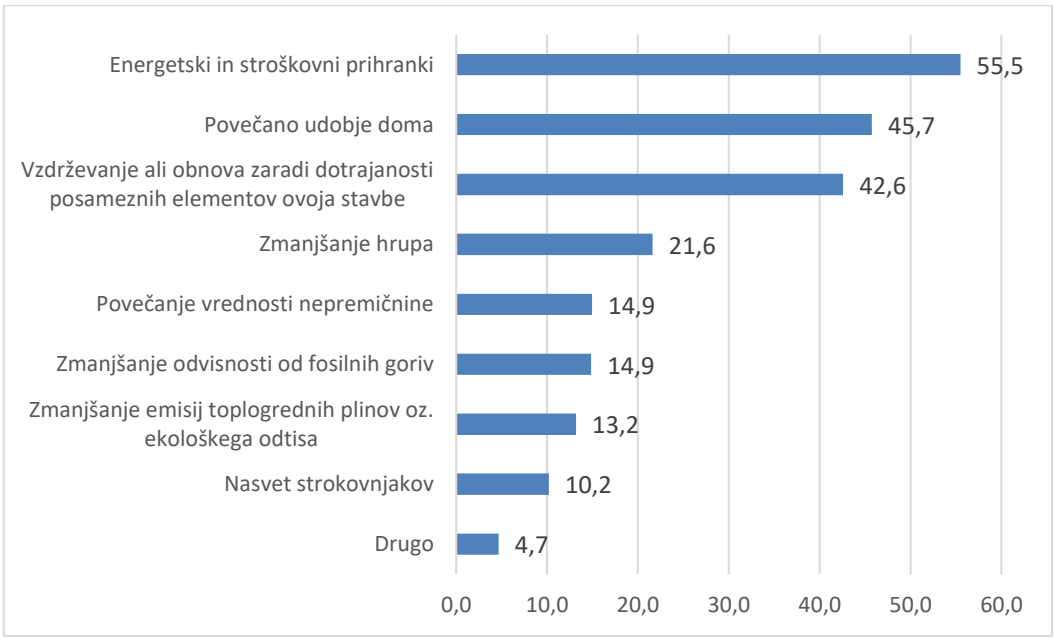
Primerjava števila izvedenih energetskih prenov v celotnem vzorcu gospodinjstev kaže, da prevladujejo parcialne prenove, saj je največ gospodinjstev v preteklosti izvedlo en (28,6 %) ali kvečjemu dva ukrepa (16,7 %), medtem ko je tri ukrepe ali več oziroma celovito energetsko prenovo izpeljalo le 12,5 % vseh anketiranih gospodinjstev. Pri financiranju energetsko učinkovitih ukrepov se večina gospodinjstev zanaša na lastne prihranke, tem sledijo subvencije Eko sklada, komercialna posojila in sredstva rezervnega sklada v večstanovanjskih stavbah, v manjši meri pa se gospodinjstva poslužujejo posojil Eko sklada in zelenih posojil.

Slika 1: Izvedene energetsko učinkovite prenove po vrsti prenov (n = 2.500)



Kar 55,5 % gospodinjstev, ki je v preteklosti izvedlo energetsko učinkovito prenovo, kot glavni razlog za prenovo navaja prihranek energije in stroškov. Pomembna nefinančna motiva sta tudi povečanje udobja doma (45,7 %) in vzdrževanje ali obnova zaradi dotrajanosti stavbe (42,6 %). Zmanjšanje hrupa (21,6 %), povečanje vrednosti nepremičnine (14,9 %), zmanjšanje odvisnosti od fosilnih goriv (14,9 %) in zmanjšanje emisij toplogrednih plinov (13,2 %) so manj pomembni razlogi, prav tako nasveti strokovnjakov (10,2 %) (Slika 2).

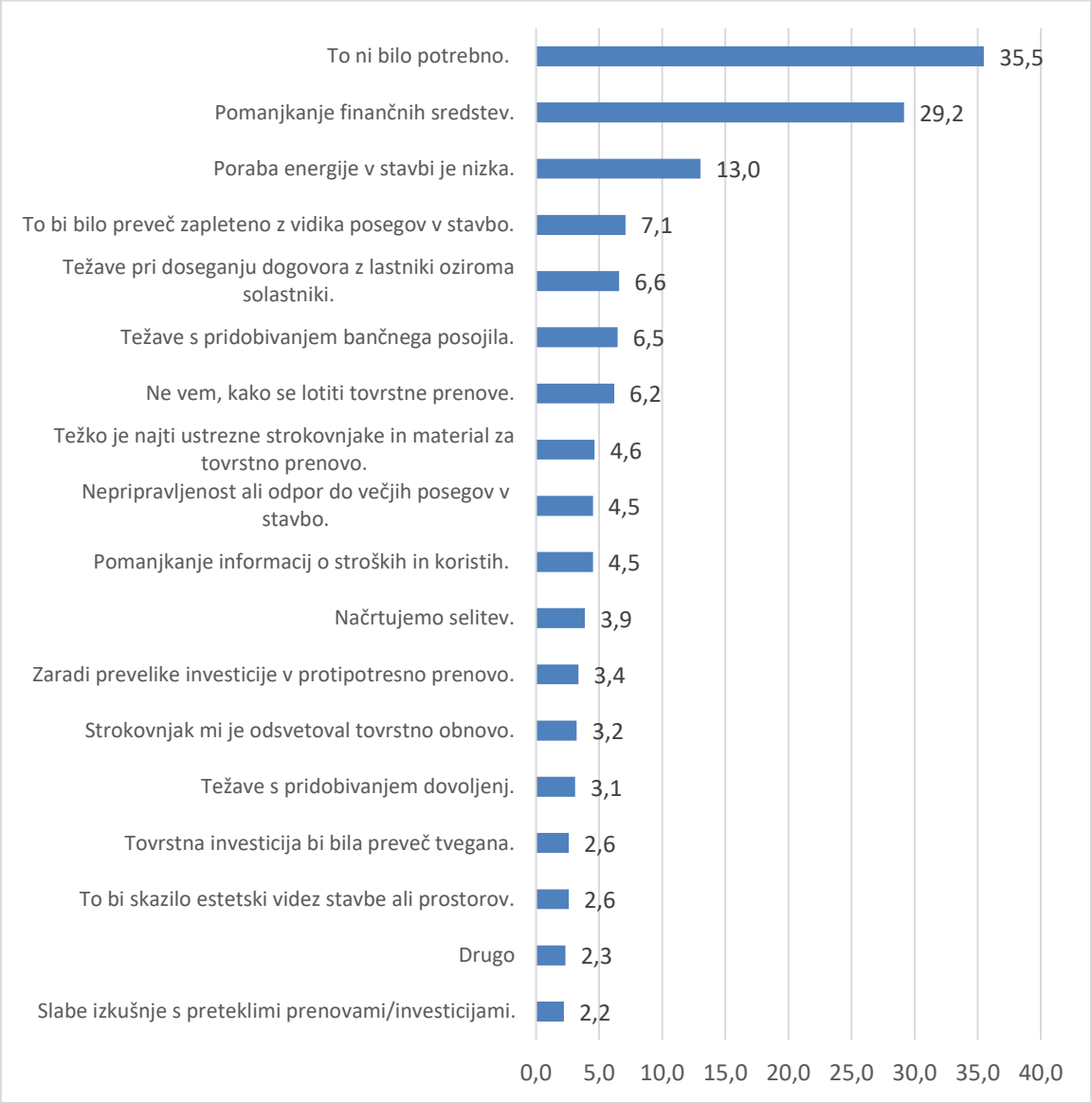
Slika 2: Razlogi lastnikov za energetsko učinkovito prenovo (n = 1.198)



Lastnike, ki se v preteklosti niso odločili za energetsko učinkovito prenovo doma ali zamenjavo ogrevalnega sistema, smo prosili, naj navedejo razloge za svojo odločitev. Če izvzamemo lastnike, ki menijo, da takšna prenova doma ni potrebna (35,5 %), lahko

ugotovimo, da je glavni razlog, da se gospodinjstva niso lotila energetsko učinkovite prenove pomanjkanje finančnih sredstev, saj je bil ta razlog naveden v kar 29,2 % primerov. Poleg finančnih razlogov najpogostejši nefinančni razlogi proti energetsko učinkoviti prenovi zajemajo nizko porabo energije v stavbi (13 %), zapletenost takšne prenove z vidika posegov v stavbo (7,1 %), težave pri doseganju dogovora z lastniki oziroma solastniki (6,6 %), težave s pridobivanjem bančnega posojila (6,5 %) ter da gospodinjstva ne vedo, kako se lotiti tovrstne prenove (6,2 %). Ostali razlogi so bili izbrani v manj kot 5 % primerov (Slika 3).

Slika 3: Razlogi proti energetsko učinkoviti prenovi (n = 775)



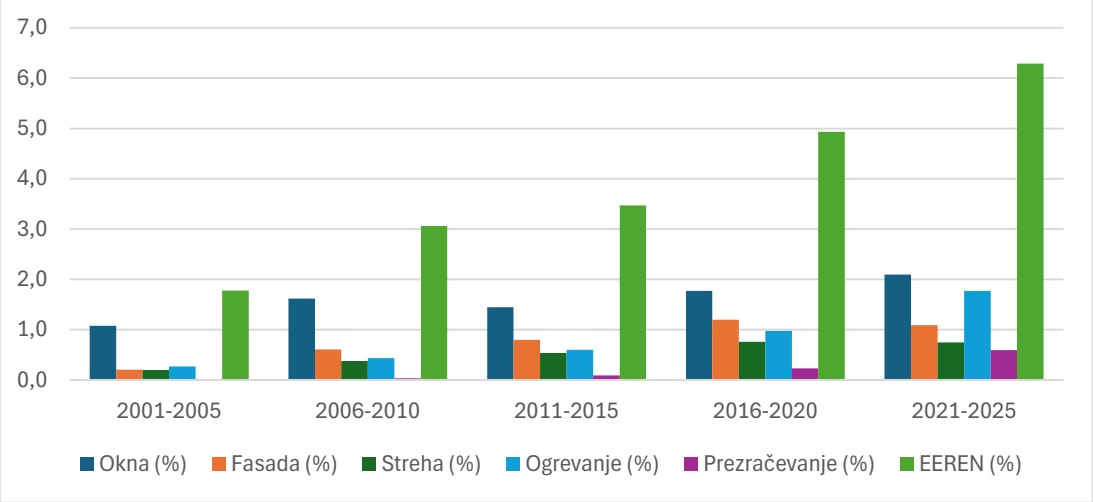
Izmed ukrepov energetske politike gospodinjstva največji pomen pripisujejo subvencijam za energetsko učinkovite prenove in brezplačnemu energetskemu svetovanju. Subvencije so pomembne ali zelo pomembne za več kot 80 % gospodinjstev, brezplačno energetsko svetovanje pa za nekaj manj kot 80 % gospodinjstev. Rezultati v kombinaciji s predhodno identificiranimi finančnimi omejitvami kot najpomembnejšimi ovirami za energetsko učinkovite prenove domov kažejo na potrebo po nadaljevanju in okrepitvi programov subvencioniranja takšnih prenov. Visok pomen, ki ga anketiranci pripisujejo brezplačnemu

energetskemu svetovanju, pa opozarja na pomanjkanje ustreznih informacij in znanja gospodinjstev o energetsko učinkovitih prenovah ter potrebo po okrepitvi tovrstnih informacijskih ukrepov.

Glede na to, da gospodinjstva največji pomen pripisujejo subvencioniranju in kot najpomembnejšo oviro za neizvedbo energetsko učinkovitih prenov navajajo pomanjkanje finančnih sredstev, smo podrobneje analizirali učinkovitost ukrepa subvencioniranja. Da bi ugotovili, ali je subvencioniranje prispevalo k dvigu energetsko učinkovitih prenov, smo analizirali gibanje izvedenih prenov po petletih obdobjih od leta 2001 do leta 2025 (Slika 4). Analiza je pokazala, da se je delež gospodinjstev, ki so izvedla energetsko učinkovito prenovo po uvedbi subvencij v letu 2008 povečal. Dejansko je shema subvencioniranja zaživela v letu 2009, vendar je zaradi vpliva gospodarske krize ter najverjetneje tudi pomanjkanja informacij in izkušenj v začetnem letu uvedbe ukrepa zaznati enoletni odlog v povečanju energetsko učinkovitih prenov in dodeljenih subvencij. Po energetski krizi v letu 2022 lahko sicer opazimo, da je prišlo do znižanja števila izvedenih energetskih prenov, so pa skupni deleži prenov še vedno višji od tistih izpred leta 2020. V letu 2022 je zaradi energetske krize opazno tudi izrazito povečanje zamenjav ogrevalnih sistemov z namenom zmanjšanja odvisnosti od zemeljskega plina in ostalih fosilnih goriv.

Na osnovi ugotovljenega povečanja deleža energetsko učinkovitih prenov po letu 2009 ocenjujemo, da je bil ukrep subvencioniranja uspešen pri spodbujanju energetsko učinkovitih prenov kljub nekoliko zmanjšani učinkovitosti zaradi učinka zastonjkarstva. Okoli 65 % vseh gospodinjstev, ki so prejeli subvencijo Eko sklada, je namreč navedlo, da bi projekt v celoti izvedli tudi brez dodeljene subvencije. V primeru, da bi prevladal učinek zastonjkarstva, bi se to odrazilo v nespremenjenem številu prenov po uvedbi subvencij. Učinek zastonjkarstva za prenove pred letom 2020 so z uporabo ekonometričnih metod ocenili Dolšak in drugi (2020).

Slika 4: Delež gospodinjstev (v %), ki so izvedla energetsko učinkovito prenovo (EEREN) po tipu prenove in obdobjih (n = 2.500)



Vir: Lastni izračuni

5 Sklep

Na podlagi rezultatov analize ugotavljamo, da je v preteklosti skoraj 58 % gospodinjstev, lastnikov in najemnikov, že izvedlo katerega od ukrepov energetsko učinkovite prenove stavbnega ovoja ali zamenjave ogrevalnega sistema v svojem domu. Med izvedenimi prenovami prevladujejo parcialni ukrepi, in sicer je bilo v obdobju od leta 2000 do leta 2025 največ zamenjav oken (42,7 % gospodinjstev), sledijo zamenjave ogrevalnega sistema (20,8 %) in toplotne izolacije fasade (21,2 %), redkeje so se gospodinjstva odločala za toplotno izolacijo strehe (14,0 %), najmanj pa je bilo vgradenj prezračevalnega sistema z rekuperacijo (4,8 %). Pri tem se je le 12,5 % gospodinjstev v vzorcu odločilo za izpeljavo celovite energetske prenove, ki zajema usklajeno izvedbo prenove celotnega ovoja stavbe in stavbnih tehničnih sistemov ter izvedbo drugih ukrepov za izboljšanje energetske učinkovitosti. Pomanjkanje sredstev pomeni najpomembnejšo oviro pri izvajanju energetsko učinkovitih ukrepov gospodinjstev, prav tako pa so potencialni prihranki energije in stroškov najpomembnejši spodbujevalec teh investicij. Rezultati tako utemeljujejo pomen ukrepov subvencioniranja pri spodbujanju energetske učinkovitosti gospodinjstev.

Podrobnejša analiza izpeljanih energetsko učinkovitih prenov v obdobju 2000 – 2025 kaže na dvig deleža energetsko učinkovitih prenov po vpeljavi subvencij Eko sklada leta 2008, na osnovi česar lahko sklepamo, da je ukrep subvencioniranja prispeval k dvigu energetsko učinkovitih prenov. Po letu 2022 je sicer opaziti zniževanje števila energetsko učinkovitih prenov z izjemo zamenjav ogrevalnih sistemov. Na podlagi rezultatov bi v prihodnje v okviru programov subvencioniranja veljalo več pozornosti nameniti gospodinjstvom z nižjimi dohodki, pri katerih je manj verjetno prisoten problem zastonjkarstva, poleg tega pa se ta srečujejo z večjim pomanjkanjem finančnih sredstev za prenove, ter celovitim prenovam, kjer je neizvedba več ukrepov energetsko učinkovitih prenov hkrati bolj verjetno pogojena s finančnimi omejitvami.

Z namenom dviga energetske učinkovitosti je potrebno dodatno spodbuditi tudi programe svetovanja za energetsko učinkovite prenove domov, preko katerih je moč vplivati tudi na spremembo vedenjskih vzorcev gospodinjstev. Vse to govori v prid okrepitvam programov subvencioniranja in informiranja, saj ugotovljeno povečanje deleža energetsko učinkovitih prenov v opazovanem obdobju ne zadošča, če želimo doseči ambiciozno zastavljene cilje na področju energetske učinkovitosti. V prihodnje bi veljalo več pozornosti nameniti tudi pametnim domovom, sprotnemu spremljanju porabe in upravljanju s porabo energije v gospodinjstvih, kar predstavlja dodaten potencial za izboljšanje energetske učinkovitosti v rezidenčnih stavbah.

Literatura

1. Dolšak, J. (2023). Determinants of energy efficient retrofits in residential sector: A comprehensive analysis. *Energy and Buildings*, *282*, 112801.
2. Dolšak, J., Hrovatin, N., & Zorić, J. (2020). Factors impacting energy-efficient retrofits in the residential sector: The effectiveness of the Slovenian subsidy program. *Energy and Buildings*, *229*, 110501.
3. Evropska komisija (2020). *A Renovation Wave for Europe - greening our buildings, creating jobs, improving lives*. COM(2020) 662 final, 14.10.2020, Bruselj.
4. Hrovatin, N., & Zorić, J. (2018). Determinants of energy-efficient home retrofits in Slovenia: The role of information sources. *Energy and Buildings*, *180*, 42-50.

5. Jaffe, A. B., & Stavins, R. N. (1994). The energy efficiency gap. What does it mean? *Energy Policy*, 22(10), 804–810.
6. SURS (2025). Podatkovna baza SiStat. https://pxweb.stat.si/SiStat/sl.
7. Zorić, J., Hrovatin, N., Jovović, I., Dolšak, J. (2021). *Prvo poročilo: Raziskava o blažitvi klimatskih sprememb v rezidenčnih stavbah*. *Raziskava o energetsko učinkovitem obnašanju gospodinjstev, uporabi energetsko učinkovitih naprav in izvedenih prenovah doma.* LIFE IP CARE4CLIMATE (LIFE17 IPC/SI/000007), Ministrstvo za okolje in prostor RS, Institut »Jožef Stefan«, Center za energetsko učinkovitost.
8. Zorić, J., Hrovatin, N. (2026). Drugo *poročilo: Raziskava o blažitvi klimatskih sprememb v rezidenčnih stavbah*. *Raziskava o energetsko učinkovitem obnašanju gospodinjstev, uporabi energetsko učinkovitih naprav in izvedenih prenovah doma.* LIFE IP CARE4CLIMATE (LIFE17 IPC/SI/000007), Ministrstvo za okolje in prostor RS, Institut »Jožef Stefan«, Center za energetsko učinkovitost.

SEGMENTACIJA POSAMEZNIKOV GLEDE NA TRAJNOSTNE USMERITVE IN ENERGETSKO UČINKOVITO VEDENJE: PRISTOP Z ANALIZO LATENTNIH RAZREDOV

Tadeja Janša Likar
Institut "Jožef Stefan", Jamova cesta 39, 1000 Ljubljana
E-pošta: Tadeja.Jansa.Likar@ijs.si

Jaka Bizjak
Institut "Jožef Stefan", Jamova cesta 39, 1000 Ljubljana
E-pošta: jaka.bizjak@ijs.si

Marko Matkovič
Institut "Jožef Stefan", Jamova cesta 39, 1000 Ljubljana
E-pošta: Marko.Matkovic@ijs.si

Jelena Zorić
Ekonomska fakulteta, Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana
E-pošta: jelena.zoric@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Trajnostni prehod in doseganje učinkovitejše rabe energije nista odvisna le od tehnoloških in infrastrukturnih rešitev, temveč tudi od vedenja posameznikov. Posamezniki pri tem niso homogena skupina, saj se razlikujejo tako glede vrednot kot glede konkretnih praks povezanih z zmanjševanjem, spremljanjem in prilagajanjem rabe energije. Namen raziskave je na podlagi izbranih konceptov, povezanih s trajnostnim vedenjem in učinkovito rabo energije, opredeliti različne segmente posameznikov. Izbrani koncepti zajemajo vedenjske prakse, povezane s prilagajanjem, zmanjševanjem in spremljanjem rabe energije ter omejevanjem potrošnje. Za identifikacijo segmentov je uporabljena analiza latentnih razredov (Latent Class Analysis – LCA), ki omogoča prepoznavanje heterogenih skupin posameznikov na podlagi njihovih vedenjskih vzorcev in usmeritev. Pri izbiri ustreznega števila latentnih razredov so primerjane različne modelske rešitve ob upoštevanju statističnih kriterijev ter vsebinske utemeljenosti posameznih rešitev. Rezultati kažejo, da so najprimernejše rešitve s štirimi do šestimi latentnimi razredi. Raziskava dodatno preverja, ali se posamezniki razlikujejo predvsem glede na intenzivnost trajnostnega in energetsko učinkovitega vedenja ali pa se oblikujejo vsebinsko različni profili, ki na različne načine združujejo vrednotne usmeritve in prakse rabe energije. Rezultati lahko prispevajo k boljšemu razumevanju razlik v odzivanju posameznikov na ukrepe za spodbujanje učinkovite rabe energije. Prepoznavanje heterogenih vedenjskih profilov omogoča preseganje pristopa »en ukrep za vse« ter predstavlja podlago za oblikovanje bolj ciljno usmerjenih informacijskih, vedenjskih in ekonomskih ukrepov, prilagojenih značilnostim posameznih skupin.

Ključne besede: trajnostno vedenje, učinkovita raba energije, segmentacija posameznikov, analiza latentnih razredov

1 Uvod

Prehod v trajnostno in energetsko učinkovitejšo družbo predstavlja enega ključnih izzivov sodobnega časa. Doseganje ciljev učinkovitejše rabe energije ni odvisno zgolj od tehnoloških izboljšav, razvoja infrastrukture in razpoložljivosti energetsko učinkovitih rešitev, temveč tudi od vsakodnevnih odločitev in vedenjskih praks posameznikov. Ti s svojimi navadami, potrošniškimi odločitvami ter različnimi načini rabe energije vplivajo na uresničevanje trajnostnih ciljev. Posamezniki pri tem ne predstavljajo homogene skupine, saj se razlikujejo tako glede vrednot in življenjskih usmeritev kot glede izvajanja posameznih energetsko varčnih in drugih trajnostnih praks. Razumevanje teh razlik je pomembno za oblikovanje učinkovitih pristopov k spodbujanju trajnostnega vedenja.

Namen raziskave je z uporabo analize latentnih razredov (Latent Class Analysis – LCA) identificirati in vsebinsko opredeliti segmente posameznikov na podlagi izbranih konstruktov, povezanih s trajnostnim vedenjem in učinkovitejšo rabo energije. Identificirani segmenti so dodatno opisani glede na izbrane socio-demografske značilnosti.

Prispevek raziskave je v prepoznavanju različnih kombinacij vedenjskih praks in usmeritev, ki omogočajo celovitejše razumevanje heterogenosti posameznikov na področju učinkovitejše rabe energije in trajnostnega vedenja. Ugotovitve predstavljajo izhodišče za oblikovanje ciljno usmerjenih ukrepov in komunikacijskih pristopov, prilagojenih značilnostim posameznih segmentov, ter lahko prispevajo k učinkovitejšemu načrtovanju aktivnosti za spodbujanje učinkovite rabe energije in širšega trajnostnega prehoda.

2 Teoretična izhodišča in izbor indikatorjev trajnostnega vedenja

Trajnostno vedenje posameznikov je večdimenzionalen pojav, ki vključuje različne vidike vsakdanjega življenja, od potrošniških navad in odnosa do materialnih dobrin do ravnanja z viri in učinkovite rabe energije. Razumevanje trajnostnega vedenja zato zahteva obravnavo različnih vedenjskih vzorcev, saj se posamezniki lahko razlikujejo tako glede svojih stališč do trajnosti kot tudi glede izvajanja posameznih trajnostnih praks. V znanstveni literaturi so bili za proučevanje trajnostnega vedenja razviti konstrukti, ki obravnavajo okoljska stališča, življenjski slog in konkretna vedenja posameznikov (Markle, 2013; Milfont & Duckitt, 2010).

Za potrebe raziskave so bili izbrani konstrukti, ki izhajajo predvsem iz dveh teoretičnih pristopov: merjenja trajnostnega življenjskega sloga, ki ga obravnavata Klug in Niemand (2021), ter merjenja energetsko učinkovitega vedenja v gospodinjstvih, ki so ga razvili Stragier et al. (2012). Združitev obeh pristopov omogoča širšo obravnavo trajnostnega vedenja, ki poleg ravnanja z energijo vključuje tudi potrošniško usmerjenost, odnos do materialnih dobrin in zmanjševanje odpadkov.

Prvo področje vključuje štiri konstrukte: precikliranje (angl. precycling), anti-potrošništvo (angl. anti-consumption), materializem (angl. materialism) in prostovoljno preprostost (angl. voluntary simplicity). Precikliranje se nanaša na preprečevanje nastajanja odpadkov že pred nakupom oziroma uporabo izdelkov, medtem ko anti-potrošništvo obravnava zmanjševanje potrošnje in izbiro alternativnih oblik potrošnje. Materializem odraža pomen materialnih dobrin in razkošja v posameznikovem življenju, prostovoljna preprostost pa usmerjenost v manj potrošniški in funkcionalno naravnan življenjski slog (Klug & Niemand, 2021).

Drugo področje zajema različne oblike energetsko učinkovitega vedenja v gospodinjstvih. Stragier et al. (2012) energetsko učinkovito vedenje obravnavajo skozi več vedenjskih razsežnosti. V raziskavo so bili vključeni indikatorji zmanjševanja rabe energije (angl. cutting), prilagajanja nastavitev (angl. trimming), časovnega prilagajanja uporabe naprav (angl. shifting), izbire alternativnih načinov izvajanja aktivnosti (angl. switching) in spremljanja rabe energije (angl. monitoring). Izbrani konstrukti se osredotočajo predvsem na vsakodnevne aktivnosti, s katerimi lahko posamezniki vplivajo na rabo energije brez večjih finančnih investicij.

Na podlagi navedenih teoretičnih izhodišč je bilo za segmentacijo izbranih 14 anketnih postavk, ki vsebinsko predstavljajo devet konstruktov trajnostnega in energetsko učinkovitega vedenja. Takšen izbor omogoča proučevanje razlik med posamezniki na različnih področjih trajnostnega vedenja in predstavlja izhodišče za identifikacijo skupin s podobnimi vedenjskimi značilnostmi z uporabo metode LCA.

3 Metodologija in segmentacija

Podatke za raziskavo smo pridobili v okviru *Raziskave o energetsko učinkovitem obnašanju gospodinjstev, uporabi energetsko učinkovitih naprav in izvedenih prenovah doma* (LIFE IP CARE4CLIMATE, 2025). V spletni anketi, ki je bila izvedena v novembru 2025, je sodelovalo 2.500 anketirancev. Zaradi manjkajočih podatkov je bilo iz segmentacije izključenih 77 anketirancev. Anketiranci so na petstopenjskih lestvicah ocenjevali pogostost izvajanja izbranih aktivnosti oziroma stopnjo strinjanja s trditvami o trajnostnem življenjskem slogu. Rezultati odgovorov o trajnostnem in energetsko učinkovitem vedenju temeljijo na samoporočanju anketirancev (angl. self-reported behaviour).

Za segmentacijo je bilo uporabljenih 14 anketnih postavk, ki vsebinsko predstavljajo devet konstruktov trajnostnega življenjskega sloga in energetsko učinkovitega vedenja, predstavljenih v predhodnem poglavju. Segmentacija je bila izvedena z metodo LCA, ki omogoča prepoznavanje latentnih skupin posameznikov na podlagi podobnosti njihovih odgovorov. Metoda temelji na statističnem modelu, ki za posamezne razrede ocenjuje pogojne verjetnosti odgovorov, za anketirance pa verjetnosti pripadnosti posameznim razredom (Nylund-Gibson & Choi, 2018). V primerjavi s tradicionalnimi metodami razvrščanja omogoča verjetnostno obravnavo pripadnosti posameznim skupinam (Magidson, 2002).

Analiza je bila izvedena v programskem jeziku R, v okolju RStudio, z uporabo paketa poLCA, kjer so bili ocenjeni modeli z enim do šestimi latentnimi razredi. Primerjava modelov je bila opravljena v dveh korakih: (1) primerjava na podlagi informacijskega kriterija (Bayesov informacijski kriterij, kratko BIC); (2) dodatno so bili izračunani drugi kazalniki prileganja in kakovosti klasifikacije (entropija in povprečna posteriorna verjetnost).

4 Rezultati

Na podlagi primerjave modelov z različnim številom latentnih razredov je bila za nadaljnjo vsebinsko interpretacijo izbrana rešitev s štirimi latentnimi razredi. Izbira je temeljila na dveh kriterijih: vrednosti entropije (0,824) in povprečni posteriorni verjetnosti pripadnosti

razredu (0,903), ki sta bili višji kot pri rešitvi s petimi latentnimi razredi. Navedena kazalnika kažeta na dobro razločevanje med razredi. Po identifikaciji štirih latentnih razredov na podlagi vedenjskih konstruktov, povezanih s trajnostnim vedenjem in rabo energije, je bila izvedena dodatna analiza socio-demografskih značilnosti posameznikov (spol, starost, izobrazba, stanovanjski status), razvrščenih v posamezne segmente. Socio-demografske značilnosti niso bile uporabljene za oblikovanje latentnih razredov, temveč so bile uporabljene za vsebinsko interpretacijo identificiranih segmentov.

Glede na značilnosti vedenjskih profilov so bili oblikovani segmenti: selektivno varčni (10,3 % vzorca, n = 250), sredinsko opredeljeni (9,9 % vzorca, n = 241), zmerno angažirani (33,6 % vzorca, n = 815) in močno angažirani (46,1 % vzorca, n = 1.117).

4.1 Selektivno varčni

Selektivno varčni: Značilna je neenakomerna izraženost posameznih vedenjskih praks. Posamezniki v tem segmentu izražajo razmeroma visoko stopnjo prostovoljne preprostosti (4,09), ki se nanaša na preprost življenjski slog in funkcionalnost doma. Razmeroma pogosto izvajajo tudi nekatere vsakodnevne prakse, povezane z zmanjševanjem rabe energije (3,26), ter prakse, povezane z izbiro energetsko manj potratnih načinov vsakodnevnega ravnanja (3,57). Po drugi strani segment izstopa po najnižjih vrednostih spremljanja rabe energije (2,06), precikliranja (2,46) in omejevanja potrošnje, merjenega z nakupovanjem rabljenih oziroma recikliranih izdelkov (1,56). Takšen vzorec kaže, da posamezniki v tem segmentu sicer izražajo naklonjenost preprostemu življenjskemu slogu in izvajajo nekatere energetsko varčne prakse, vendar te niso enakomerno prisotne na vseh obravnavanih področjih.

Z vidika socio-demografskih značilnosti segment predstavlja 10,3 % analiziranega vzorca, povprečna starost posameznikov pa znaša 48,2 leta. Za segment je značilen najmanjši delež posameznikov z višjo oziroma visokošolsko izobrazbo med obravnavanimi skupinami, medtem ko je delež posameznikov s poklicno oziroma srednješolsko izobrazbo razmeroma večji. Spolna sestava je približno uravnotežena. V primerjavi z močno angažiranimi je nekoliko manjši tudi delež lastnikov oziroma solastnikov stanovanj.

4.2 Sredinsko opredeljeni

Za sredinsko opredeljene je značilna pretežno zmerna izraženost obravnavanih vedenjskih praks. Pri večini konstruktov njihove povprečne vrednosti ostajajo blizu sredine petstopenjske lestvice. Segment dosega najnižjo vrednost časovnega prilagajanja rabe energije (2,79) in zmanjševanja rabe energije (2,99), medtem ko je spremljanje rabe energije (2,88) nekoliko izrazitejše kot pri selektivno varčnih.

Pomembna značilnost segmenta je najvišja stopnja materialistične usmerjenosti med vsemi štirimi skupinami (3,30), ob hkrati najnižji stopnji prostovoljne preprostosti (3,60). Zanimivo je, da segment dosega tudi najvišjo povprečno vrednost pri nakupovanju rabljenih oziroma recikliranih izdelkov (2,76), čeprav ta ostaja pod sredino lestvice. To nakazuje, da manj izrazita angažiranost pri energetsko varčnih praksah ni nujno povezana z enako nizko izraženostjo vseh obravnavanih trajnostnih vedenj. Segment tako združuje zmerno oziroma manj izrazito izvajanje večine energetsko varčnih praks z razmeroma višjo materialistično usmerjenostjo.

Sredinsko opredeljeni predstavljajo najmanjši segment (9,9 %) in so v povprečju najmlajši, saj njihova povprečna starost znaša 39,2 leta. V primerjavi z drugimi segmenti izstopajo tudi po največjem deležu moških, ki predstavljajo približno 62 % skupine. Izobrazbena in stanovanjska struktura sta manj izraziti razlikovalni značilnosti tega segmenta kot starost in spol.

4.3 Zmerno angažirani

Zmerno angažirani izkazujejo razmeroma dosledno prisotnost večine obravnavanih energetsko varčnih praks, vendar njihova izraženost praviloma ostaja nižja kot pri močno angažiranih. Posamezniki v tem segmentu dosegajo razmeroma visoke vrednosti pri zmanjševanju rabe energije (3,84), časovnem prilagajanju njene rabe (3,75) in varčnejši rabi energije (3,75). Prav tako pogosto izvajajo prakse, povezane z izbiro energetsko manj potratnih načinov vsakodnevnega ravnanja, kot sta prhanje namesto kopanja in sušenje perila brez uporabe sušilnega stroja (4,00), ter izražajo visoko stopnjo prostovoljne preprostosti (4,01).

V primerjavi z močno angažiranimi so manj izraziti predvsem pri spremljanju rabe energije (3,04) in preprečevanju nastajanja odpadkov (3,34). Segment tako odraža razmeroma široko prisotnost energetsko varčnih praks, ki pa niso izražene v enako visoki meri kot pri najbolj angažirani skupini. Njihov vedenjski profil je zato mogoče razumeti kot razmeroma dosledno, vendar manj intenzivno izvajanje obravnavanih praks.

Zmerno angažirani predstavljajo približno tretjino analiziranega vzorca (33,6 %). Njihova povprečna starost znaša 44,8 leta, kar jih umešča med mlajše sredinsko opredeljene in starejše selektivno varčne oziroma močno angažirane. Spolna sestava je razmeroma uravnotežena. Med obravnavanimi segmenti izstopajo po razmeroma večjem deležu posameznikov z višjo oziroma visokošolsko izobrazbo.

4.4 Močno angažirani

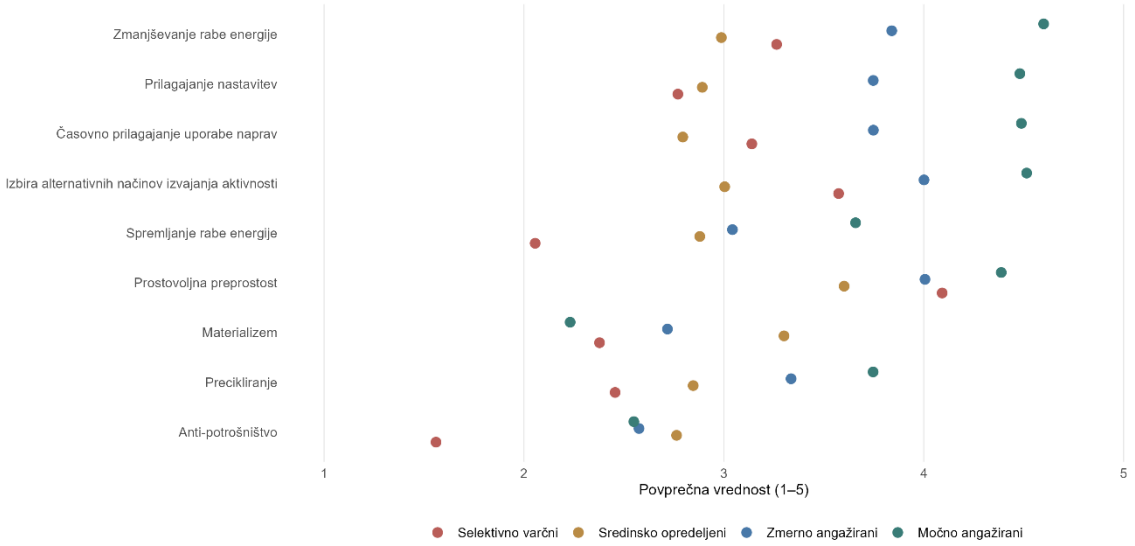
Močno angažirani dosegajo najvišje povprečne vrednosti pri večini obravnavanih konstruktov, povezanih z učinkovitejšo rabo energije in trajnostnimi vedenjskimi praksami. Posebej izrazite so vrednosti zmanjševanja rabe energije (4,60), časovnega prilagajanja njene rabe (4,49), varčnejše rabe energije (4,48) in nadomeščanja energetsko potratnih načinov vsakodnevnega ravnanja (4,51).

Segment izstopa tudi po najvišji stopnji spremljanja rabe energije (3,66), preprečevanja nastajanja odpadkov (3,75) in prostovoljne preprostosti (4,39). Obenem dosega najnižjo povprečno vrednost materialistične usmerjenosti (2,23). Kljub temu nakupovanje rabljenih oziroma recikliranih izdelkov ni posebej izrazito (2,55) in je nekoliko manj pogosto kot pri sredinsko opredeljenih. Takšen vzorec kaže, da je za segment značilna predvsem široka in razmeroma dosledna uporaba energetsko varčnih praks, medtem ko njegova angažiranost ni enako visoka na vseh področjih trajnostne potrošnje.

Močno angažirani predstavljajo najštevilčnejši segment (46,1 %). Njihova povprečna starost znaša 52,2 leta, s čimer so v povprečju najstarejši med identificiranimi skupinami. V segmentu je nekoliko več žensk, hkrati pa izstopa po največjem deležu lastnikov oziroma solastnikov stanovanj. Pri interpretaciji slednjega je treba upoštevati, da je stanovanjski

status lahko povezan tudi z življenjskim obdobjem posameznikov, zato iz ugotovljenih razlik ni mogoče sklepati o neposrednem vplivu lastništva na vedenjske prakse.

Slika 9: Primerjava konstruktov med segmenti



Vir: LIFE IP CARE4CLIMATE (2025)

4.5 Primerjava segmentov

Primerjava segmentov kaže, da se posamezniki ne razlikujejo zgolj glede splošne intenzivnosti trajnostnega vedenja, temveč tudi glede kombinacij posameznih vedenjskih praks. Močno angažirani izkazujejo najvišjo stopnjo angažiranosti pri večini obravnavanih trajnostnih praks. Zmerno angažirani kažejo manj intenzivno usmerjenost v obravnavanih trajnostnih praksah (v primerjavi z močno angažiranimi). Selektivno varčni izkazujejo nekoliko bolj neenakomeren vedenjski profil, saj se njihova naklonjenost preprostemu življenjskemu slogu ne odraža enako izrazito pri vseh obravnavanih praksah. Sredinsko opredeljeni pa združujejo pretežno zmerne vrednosti energetsko varčnih praks z razmeroma višjo materialistično usmerjenostjo.

5 Sklep

Raziskava je z uporabo analize latentnih razredov identificirala štiri segmente posameznikov, ki se razlikujejo glede izraženosti in kombinacij vedenjskih praks, povezanih z učinkovitejšo rabo energije in trajnostnim vedenjem. Identificirani segmenti, in sicer selektivno varčni, sredinsko opredeljeni, zmerno angažirani in močno angažirani, kažejo, da razlike med posamezniki niso omejene zgolj na stopnjo njihove angažiranosti, temveč se odražajo tudi v različnih vzorcih izvajanja posameznih praks. Posamezniki, ki so izraziteje angažirani pri učinkovitejši rabi energije, niso nujno enako angažirani pri vseh oblikah trajnostne potrošnje. Pri interpretaciji teh ugotovitev je treba upoštevati, da raziskava temelji na samoocenjenih vedenjskih praksah, ki se lahko razlikujejo od dejanskega ravnanja posameznikov. Za celovitejši vpogled v segment so bile za interpretacijo uporabljene tudi socio-demografske spremenljivke.

Rezultati raziskave prispevajo k boljšemu razumevanju različnih trajnostnih praks in usmeritev posameznikov ter predstavljajo izhodišče za oblikovanje bolj ciljno usmerjenih ukrepov in komunikacijskih pristopov, prilagojenih značilnostim posameznih segmentov. Takšen pristop lahko prispeva k učinkovitejšemu načrtovanju aktivnosti za spodbujanje trajnostnega prehoda in učinkovite rabe energije.

Literatura

1. Klug, K., & Niemand, T. (2021). The lifestyle of sustainability: Testing a behavioral measure of precycling. *Journal of Cleaner Production*, *297*, 126699. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126699
2. LIFE IP CARE4CLIMATE. (2025). *Raziskava o energetsko učinkovitem obnašanju gospodinjstev, uporabi energetsko učinkovitih naprav in izvedenih prenovah doma (Projekt št. LIFE17 IPC/SI/000007).* CPOEF, Ljubljana.
3. Magidson, J. (2002). Latent class models for clustering: A comparison with K-means. *Canadian Journal of Marketing Research*, *20*.
4. Markle, G. L. (2013). Pro-Environmental Behavior: Does It Matter How It's Measured? Development and Validation of the Pro-Environmental Behavior Scale (PEBS). *Human Ecology*, *41*(6), 905–914. https://doi.org/10.1007/s10745-013-9614-8
5. Milfont, T. L., & Duckitt, J. (2010). The environmental attitudes inventory: A valid and reliable measure to assess the structure of environmental attitudes. *Journal of Environmental Psychology*, *30*(1), 80–94. https://doi.org/10.1016/j.jenvp.2009.09.001
6. Nylund-Gibson, K., & Choi, A. Y. (2018). Ten frequently asked questions about latent class analysis. *Translational Issues in Psychological Science*, *4*(4), 440–461. https://doi.org/10.1037/TPS0000176
7. Stragier, J., Hauttekeete, L., De Marez, L., & Brondeel, R. (2012). Measuring Energy-Efficient Behavior in Households: The Development of a Standardized Scale. *Ecopsychology*, *4*(1), 64–71. https://doi.org/10.1089/eco.2012.0026

ENERGETSKA REVŠČINA V SLOVENIJI: PRIMERJAVA TREH KAZALNIKOV IN ZNAČILNOSTI ENERGETSKO REVNIH GOSPODINJSTEV

Janez Dolšak
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
janez.dolsak@ef.uni-lj.si

Nevenka Hrovatin
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
nevenka.hrovatin@ef.uni-lj.si

Jelena Zorić
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
jelena.zoric@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Energetska revščina predstavlja pomemben izziv energetske in socialne politike, saj gospodinjstvom omejuje dostop do ustreznih energetskih storitev in zmanjšuje kakovost bivanja. Kljub vse večji pozornosti raziskovalcev in oblikovalcev politik ostaja vprašanje merjenja energetske revščine odprto, saj različni kazalniki pogosto identificirajo različne skupine gospodinjstev kot energetsko revne. Namen prispevka je primerjati razširjenost energetske revščine v Sloveniji z uporabo treh pogosto uporabljenih kazalnikov: kazalnika dvojne mediane (2M), 10 % ter kazalnika nizkega dohodka in visokih stroškov energije (LIHC). Analiza temelji na podatkih Ankete o porabi energije in goriv v gospodinjstvih za leta 2010, 2014 in 2019. Poleg ocene razširjenosti energetske revščine proučujemo povezavo med energetsko revščino in značilnostmi gospodinjstev ter stanovanj, vključno z dohodkom gospodinjstva, izdatki za električno energijo, vrsto stavbe, velikostjo stanovanja, starostjo stavbe, izvedenimi energetsko učinkovitimi prenovami, lokacijo in temperaturo v stanovanju. Rezultati kažejo, da se stopnje energetske revščine med analiziranimi kazalniki razlikujejo, vendar vsi trije opredeljujejo podobne ranljive skupine gospodinjstev. Delež energetsko revnih gospodinjstev se je med letoma 2010 in 2019 pri vseh treh kazalnikih zmanjšal. Najmočnejši dejavnik energetske revščine ostaja dohodek gospodinjstva, saj so stopnje energetske revščine med gospodinjstvi z najnižjimi dohodki večkrat višje kot pri preostalih skupinah. Pomembno vlogo imajo tudi visoki izdatki za električno energijo, bivanje v enostanovanjskih stavbah in starejši stanovanjski fond. Gospodinjstva v hladnejših stanovanjih izkazujejo izrazito višje stopnje energetske revščine, kar kaže na pojav prikrajšanosti pri ogrevanju. Razlike med urbanimi in ruralnimi območji ter med energetsko prenovljenimi in neobnovljenimi stanovanji so bistveno manj izrazite. Ugotovitve prispevka kažejo, da izbira kazalnika vpliva na ocenjeno razširjenost energetske revščine, manj pa na identifikacijo ključnih dejavnikov tveganja. Rezultati so pomembni za oblikovanje učinkovitejših ukrepov zmanjševanja energetske revščine ter boljše ciljanje programov energetske prenove in socialne podpore gospodinjstvom.

Ključne besede: energetska revščina, kazalniki, gospodinjstva, Slovenija

1 Uvod

Zmožnost gospodinjstva, da zagotavlja primerno ogrevanje, razsvetljavo in druge osnovne energetske storitve, je odvisna od razmerja med dohodkom, cenami energije in energijskimi lastnostmi stanovanja. Energetska revščina zato ni le vprašanje tekočih izdatkov. Povezana je tudi s kakovostjo bivanja, zdravjem in možnostjo gospodinjstev, da sodelujejo v družbenem življenju. Raziskave jo praviloma obravnavajo kot pojav na presečišču energetske in socialne politike (Bouzarovski & Petrova, 2015; Thomson in drugi, 2017).

Merjenje je zahtevno, ker posamezni kazalniki zajamejo različne razsežnosti problema. Boardman (1991) je energetsko revščino opredelila z deležem dohodka, potrebnim za energijo (kazalnik 10%), poznejše raziskave pa so pokazale občutljivost takšnega praga na dohodkovne in stanovanjske razmere. Hills (2012) je z LIHC (angl. low income high cost) povezal visoke potrebne stroške energije z nizkim preostalim dohodkom. Kazalnik 2M (dvakratnik mediane) uporablja relativen prag energetske obremenitve in kot ogrožena prepozna gospodinjstva, katerih delež izdatkov za energijo presega dvakratnik nacionalne mediane. Primerjava več meril omogoča jasnejši vpogled v to, katere skupine ostajajo ranljive ne glede na izbrano definicijo (Heindl, 2015). V prispevku ocenjujemo in primerjamo gibanje deleža energetsko revnih gospodinjstev v Sloveniji z uporabo navedenih treh kazalnikov v letih 2010, 2014 in 2019 ter preučujemo vpliv značilnosti gospodinjstev in stanovanj na energetsko revščino.

2 Podatki in metoda

Analiza temelji na podatkih SURS-ove Ankete o porabi energije in goriv v gospodinjstvih za leta 2010, 2014 in 2019. Energetska revščina je za vsako leto opredeljena s tremi kazalniki. Kazalnik 10 % med energetsko revna uvršča gospodinjstva, ki za energijo porabijo več kot 10 % dohodka. Kazalnik 2M temelji na dvakratniku mediane deleža izdatkov za energijo, kazalnik LIHC pa upošteva tako visoke stroške energije kot nizek dohodek. Prva dva kazalnika tako merita predvsem obremenjenost gospodinjstva z izdatki za energijo, LIHC pa upošteva tudi njegov dohodkovni položaj.

Deleže energetsko revnih gospodinjstev primerjamo glede na osem značilnosti. Med njimi so dohodek na člana gospodinjstva, izdatki za elektriko, velikost in starost stanovanja oziroma stavbe, vrsta stavbe, lokacija, energetska obnova doma ter temperatura v stanovanju. Pri vrsti stavbe razlikujemo med eno in večstanovanjskimi stavbami, pri lokaciji pa med urbanimi in ruralnimi območji. Podatek o obnovi kaže, ali je bila izvedena energetsko učinkovita prenova, temperatura pa se nanaša na povprečno sobno temperaturo v zadnji ogrevalni sezoni. Slike prikazujejo razlike med posameznimi skupinami in njihovo spreminjanje med letoma 2010 in 2019.

3 Rezultati

Tabela 1 kaže, da se delež energetsko revnih gospodinjstev med letoma 2010 in 2019 zmanjšuje po vseh treh kazalnikih. Najvišje deleže v vseh letih kaže pravilo 10 %, najnižje pa kazalnik LIHC. Razlike med kazalniki se skozi čas zmanjšujejo, vendar ostajajo opazne.

Razlika med najvišjo in najnižjo oceno je leta 2010 znašala 11,5 odstotne točke, leta 2014 8,9 odstotne točke in leta 2019 6,6 odstotne točke.

Tabela 4: Delež energetsko revnih gospodinjstev po kazalniku in letu (v %)

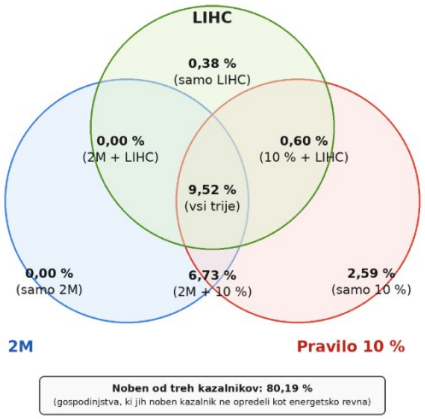
Kazalnik	2010	2014	2019	Sprememba 2010–2019
2M	20,4	16,6	12,1	–8,3 o. t.
10 %	24,6	19,1	14,8	–9,8 o. t.
LIHC	13,2	10,2	8,2	–5,0 o. t.

Vir: lastni izračuni na podlagi Ankete o porabi energije in goriv v gospodinjstvih.

Med letoma 2010 in 2019 se je delež energetsko revnih po pravilu 10 % zmanjšal za 9,8 odstotne točke oziroma za približno 40 %, po kazalniku 2M za 8,3 odstotne točke oziroma 41 %, po kazalniku LIHC pa za 5,0 odstotne točke oziroma 38 %. Podobno relativno zmanjšanje pri vseh treh kazalnikih kaže, da ugotovljeni upad ni odvisen le od izbire kazalnika. Razlike v deležih pa kažejo, da izbira kazalnika pomembno vpliva na to, koliko gospodinjstev je opredeljenih kot energetsko revnih. Pravilo 10 % zajame največ gospodinjstev, medtem ko LIHC zaradi upoštevanja tako energetskih stroškov kot dohodka zajame manjši delež. Pri primerjavi med leti je potrebna določena previdnost, saj vzorec v posameznih letih ne vključuje istih gospodinjstev. Ugotovljene spremembe zato kažejo razlike med presečnimi vzorci v posameznih letih in ne sprememb pri istih gospodinjstvih skozi čas.

Nadalje smo za namen preverjanja usklajenosti vseh treh kazalnikov preverili njihovo prekrivanje. Slika 10 prikazuje, v kolikšni meri trije kazalniki prepoznajo ista gospodinjstva kot energetsko revna. Vsi trije kazalniki hkrati prepoznajo 9,52 % gospodinjstev v združenem vzorcu vseh treh anketnih let (2010, 2014 in 2019). Dodatnih 6,73 % prepoznata kazalnika 2M in 10 %, medtem ko je prekrivanje LIHC z drugima kazalnikoma zunaj skupnega preseka majhno. Samo kazalnik 10 % prepozna 2,59 % gospodinjstev, samo LIHC pa 0,38 %. Kazalnik 2M sam ne prepozna dodatnih gospodinjstev. Noben od treh kazalnikov med energetsko revna ne uvrsti 80,19 % gospodinjstev. Rezultati tako kažejo, da se kazalniki v precejšnji meri prekrivajo, vendar ne prepoznajo povsem istih gospodinjstev za energetsko revna.

Slika 10: Prekrivanje gospodinjstev, opredeljenih kot energetsko revna po treh kazalnikih

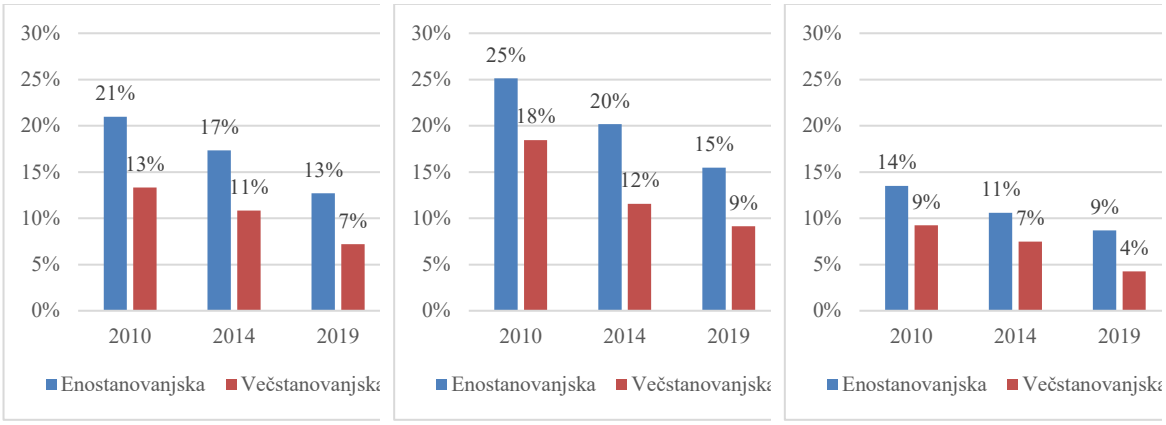


Vir: lastni izračuni na podlagi Ankete o porabi energije in goriv v gospodinjstvih.

3.1 Vrsta stavbe in uporabna površina

Slika 11 kaže, da je energetska revščina v vseh opazovanih letih pogostejša v enostanovanjskih kot v večstanovanjskih stavbah. Leta 2019 je bilo po kazalniku 2M energetsko revnih 12,7 % gospodinjstev v enostanovanjskih in 7,2 % v večstanovanjskih stavbah. Po kazalniku LIHC sta deleža znašala 8,7 % in 4,2 %. Pri kazalniku 10 % je bila razlika leta 2010 manjša, v poznejših letih pa je postala izrazitejša. Čeprav se delež energetsko revnih v obeh tipih stavb skozi čas zmanjšuje, ostaja v enostanovanjskih stavbah višji. Medtem ko kazalnika 2M in 10 % dajeta primerljive rezultate, pa je precej manjši delež energetsko revnih izmeril kazalnik LIHC.

Slika 11: Delež energetsko revnih gospodinjstev glede na vrsto stavbe



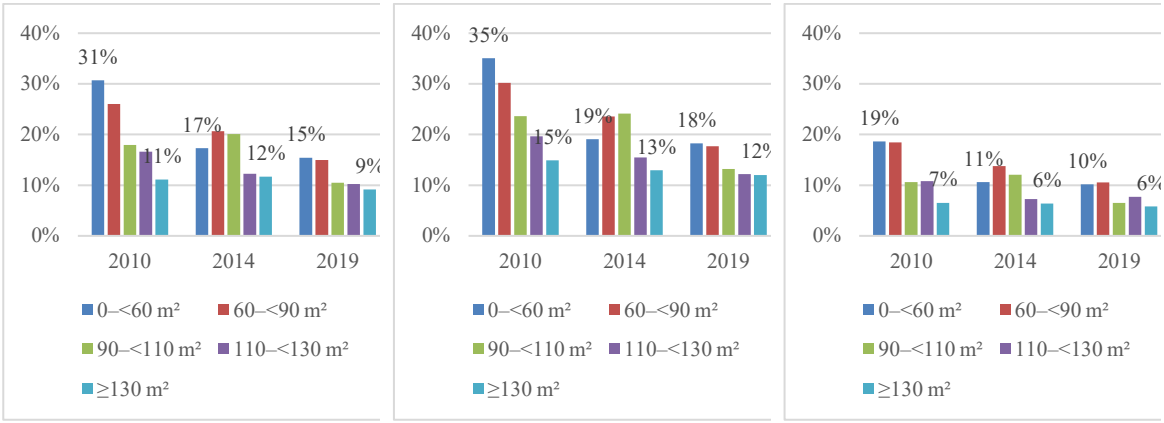
a) 2M b) 10 % c) LIHC

Vir: lastni izračuni na podlagi Ankete o porabi energije in goriv v gospodinjstvih.

Pri uporabni površini stanovanj je povezava z energetsko revščino precej jasna (glej Slika 12). Gospodinjstva v manjših stanovanjih (med 10 in 60 m²) so praviloma pogosteje energetsko revna, najnižje deleže pa imajo gospodinjstva v stanovanjih s površino najmanj 130 m². Leta 2019 je bilo po kazalniku 10 % energetsko revnih 18,2 % gospodinjstev v stanovanjih, manjših od 60 m², in 12,0 % v največjih stanovanjih. Leta 2010 je bila razlika še večja. Pri srednje velikih stanovanjih povezava ni povsem enakomerna, saj se na primer

leta 2014 pri stanovanjih med 90 in 110 m² deleži po vseh treh kazalnikih nekoliko povečajo. Kljub temu rezultati kažejo, da je energetska revščina praviloma pogostejša v manjših stanovanjih.

Slika 12: Delež energetsko revnih gospodinjstev glede na uporabno površino stanovanja



a) 2M b) 10% c) LIHC

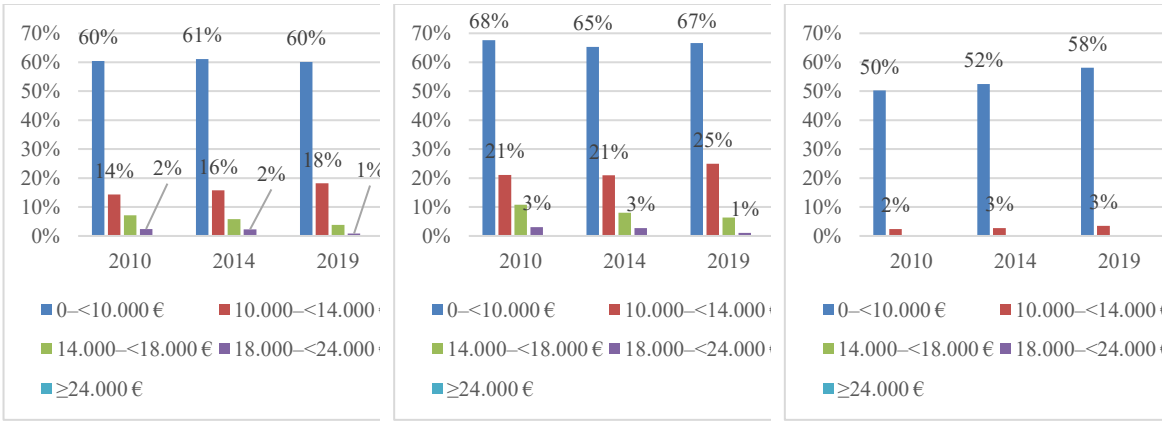
Vir: lastni izračuni na podlagi Ankete o porabi energije in goriv v gospodinjstvih.

3.2 Dohodek in izdatki za električno energijo

Dohodek je med vsemi obravnavanimi značilnostmi najmočneje povezan z energetsko revščino (Slika 13). V gospodinjstvih z manj kot 10.000 EUR bruto dohodka na člana je delež energetsko revnih v vseh letih približno 60 % po kazalniku 2M in približno dve tretjini po kazalniku 10 %. Po kazalniku LIHC se je delež povečal s 50,2 % leta 2010 na 58,2 % leta 2019. Že pri dohodku med 10.000 in 14.000 EUR so deleži precej nižji. Leta 2019 znašajo 18,1 % po kazalniku 2M in 24,9 % po kazalniku 10 %. Pri dohodkih nad 14.000 EUR kazalnik LIHC ne zazna energetsko revnih gospodinjstev, po drugih dveh kazalnikih pa so deleži zelo nizki.

Med kazalniki so opazne razlike, vendar vsi kažejo enako osnovno sliko. Kazalnik 10 % zajame največ gospodinjstev v najnižjih dveh dohodkovnih razredih, medtem ko LIHC energetsko revščino zazna skoraj izključno v najnižjem dohodkovnem razredu. Ključna ugotovitev je zato jasna: energetska revščina je izrazito prisotna v gospodinjstvih z najnižjimi dohodki, njen delež pa se že v naslednjem dohodkovnem razredu močno zmanjša.

Slika 13: Delež energetsko revnih gospodinjstev glede na bruto dohodek na člana

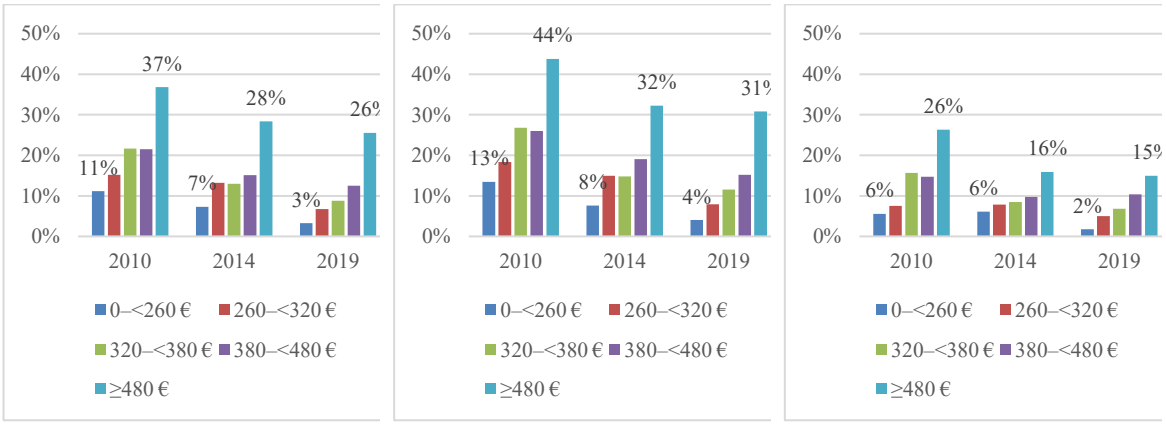


a) 2M b) 10% c) LIHC

Vir: lastni izračuni na podlagi Ankete o porabi energije in goriv v gospodinjstvih.

Slika 14 kaže jasno povezavo med izdatki za elektriko in energetsko revščino. Z višjimi letnimi izdatki se delež energetsko revnih povečuje po vseh treh kazalnikih. Leta 2019 je bilo po kazalniku 10 % med gospodinjstvi z manj kot 260 EUR letnih izdatkov energetsko revnih 4,0 %, med gospodinjstvi z izdatki najmanj 480 EUR pa 30,8 %. Po kazalniku 2M se delež poveča s 3,3 % na 25,5 %, po kazalniku LIHC pa z 1,7 % na 15,0 %. Gospodinjstva z najvišjimi izdatki za elektriko imajo v vseh opazovanih letih občutno višje deleže energetske revščine, medtem ko so razlike med srednjimi skupinami manj izrazite. Čeprav se je energetska revščina med letoma 2010 in 2019 na splošno zmanjšala, ostaja med gospodinjstvi z visokimi izdatki za elektriko bistveno pogostejša.

Slika 14: Delež energetsko revnih gospodinjstev glede na letne izdatke za elektriko



a) 2M b) 10% c) LIHC

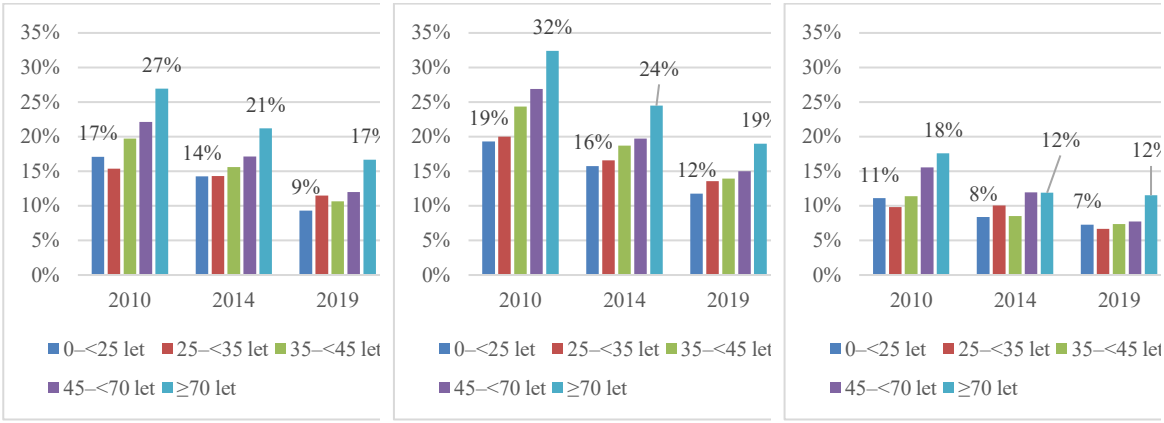
Vir: lastni izračuni na podlagi Ankete o porabi energije in goriv v gospodinjstvih.

3.3 Starost stavbe, energetska obnova in lokacija

Pri starejših stavbah je energetska revščina praviloma pogostejša (Slika 15). Najvišje deleže imajo stavbe, stare najmanj 70 let. Leta 2019 je bilo v tej skupini po kazalniku 2M energetsko revnih 16,7 % gospodinjstev, po kazalniku 10 % pa 19,0 %. V stavbah, mlajših od 25 let, sta bila deleža precej nižja, in sicer 9,3 % in 11,7 %. Pri kazalniku LIHC povezava s starostjo

stavbe ni tako jasno vidna, vendar imajo tudi po tem kazalniku leta 2019 najvišji delež najstarejše stavbe, in sicer 11,5 %. Razlike med posameznimi starostnimi skupinami niso vedno enake, vendar rezultati jasno kažejo, da je energetska revščina pogostejša v najstarejših stavbah.

Slika 15: Delež energetsko revnih gospodinjstev glede na starost stavbe

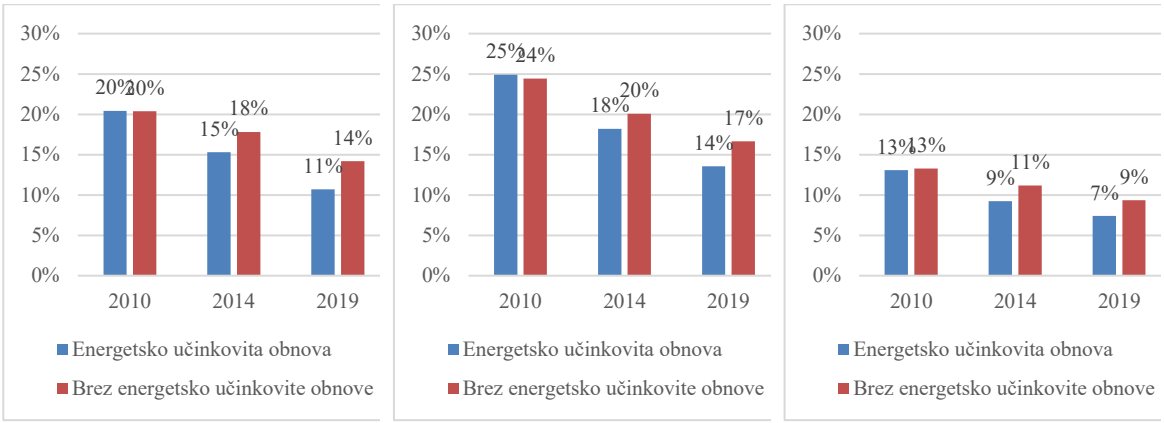


a) 2M b) 10% c) LIHC

Vir: lastni izračuni na podlagi Ankete o porabi energije in goriv v gospodinjstvih.

Energetska obnova stanovanj leta 2010 še ni bila jasno povezana z razlikami v energetski revščini, saj so bili po vseh treh kazalnikih deleži v obnovljenih in neobnovljenih stanovanjih zelo podobni (Slika 16). V letih 2014 in 2019 pa se že pokaže ugodnejši položaj gospodinjstev v obnovljenih stanovanjih. Leta 2019 je bilo po kazalniku 2M energetsko revnih 10,7 % gospodinjstev v obnovljenih in 14,2 % v neobnovljenih stanovanjih. Po kazalniku 10 % sta deleža znašala 13,6 % in 16,6 %, po kazalniku LIHC pa 7,4 % in 9,4 %. Razlike so sicer manjše kot pri dohodku ali izdatkih za energijo, a je v letih 2014 in 2019 vendarle jasno razvidno, da je energetska revščina v obnovljenih stanovanjih manj pogosta.

Slika 16: Delež energetsko revnih gospodinjstev glede na izvedeno energetsko obnovo



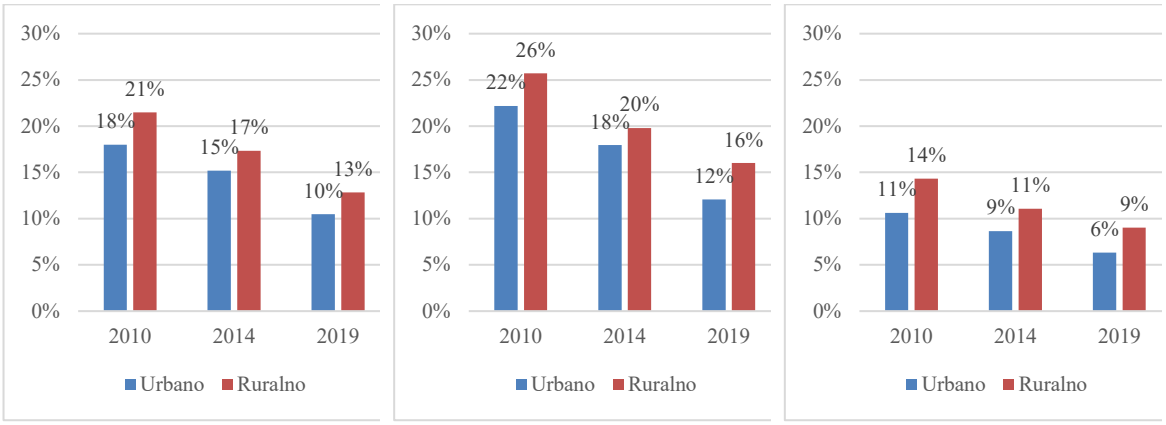
a) 2M b) 10% c) LIHC

Vir: lastni izračuni na podlagi Ankete o porabi energije in goriv v gospodinjstvih.

Razlika med urbanimi in ruralna območji je jasna in se v vseh letih ohranja. Gospodinjstva zunaj urbanih območij imajo po vseh treh kazalnikih višje deleže energetske revščine (Slika

17). Leta 2019 je razlika znašala 2,4 odstotne točke po kazalniku 2M, 3,9 odstotne točke po kazalniku 10 % in 2,7 odstotne točke po kazalniku LIHC. Čeprav se deleži energetsko revnih v obeh okoljih zmanjšujejo, ostajajo zunaj urbanih območij višji. Razlike so lahko povezane z značilnostmi stanovanj in stavb ter večjo razpršenostjo poselitve, ki vplivajo na energetske potrebe gospodinjstev.

Slika 17: Delež energetsko revnih gospodinjstev glede na urbano okolje



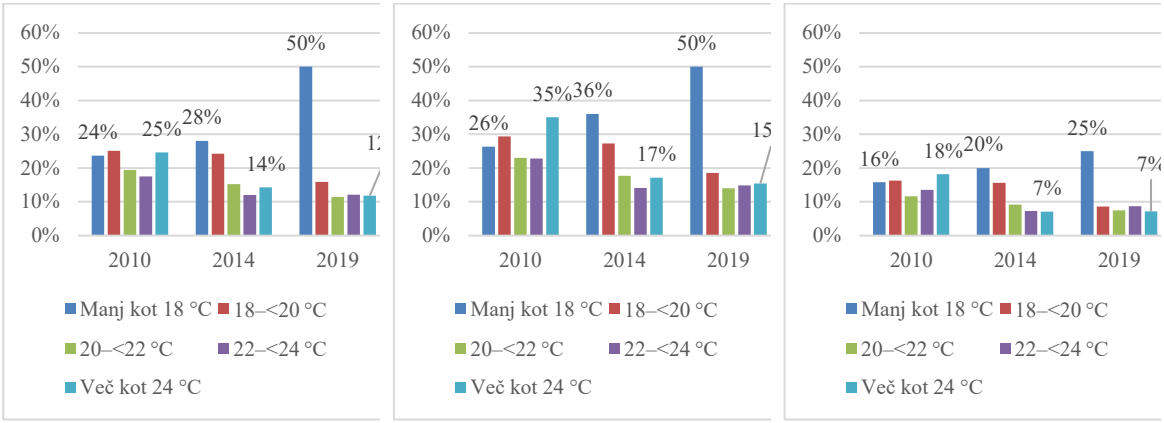
a) 2M b) 10% c) LIHC

Vir: lastni izračuni na podlagi Ankete o porabi energije in goriv v gospodinjstvih.

3.4 Temperatura v stanovanju

Temperatura v stanovanju med ogrevalno sezono jasno kaže povezavo z energetsko revščino. Najbolj izstopajo gospodinjstva, ki stanovanja ogrevajo na manj kot 18 °C (Slika 18). Leta 2019 je bilo v tej skupini energetsko revnih 50 % gospodinjstev po kazalnikih 2M in 10 % ter 25 % po kazalniku LIHC. Pri temperaturi med 18 in 20 °C so bili deleži precej nižji, in sicer 15,9 %, 18,5 % in 8,6 %. Posebnost najhladnejših stanovanj je tudi trendno gibanje skozi čas. Medtem ko se je pri večini drugih temperaturnih razredov delež energetsko revnih zmanjševal, se je pri stanovanjih s temperaturo pod 18 °C občutno povečeval. Pri temperaturah nad 20 °C razlike niso več tako jasne. Najpomembnejša ugotovitev torej je, da je energetska revščina posebej izrazita pri gospodinjstvih, ki stanovanja ogrevajo na manj kot 18 °C in da se ta povečuje.

Slika 18: Delež energetsko revnih gospodinjstev glede na povprečno sobno temperaturo



a) 2M b) 10% c) LIHC

Vir: lastni izračuni na podlagi Ankete o porabi energije in goriv v gospodinjstvih.

4 Sklep

Primerjava treh kazalnikov kaže, da je delež energetsko revnih gospodinjstev odvisen tudi od uporabljenega merila. Kazalnik 10 % praviloma kot energetsko revna opredeli največ gospodinjstev, medtem ko LIHC zajame predvsem gospodinjstva z nižjimi dohodki. Ne glede na uporabljeni kazalnik pa se kažejo podobne skupine najbolj ranljivih gospodinjstev. Najpomembnejši dejavnik je dohodek, saj je energetska revščina med gospodinjstvi z manj kot 10.000 EUR bruto dohodka na člana bistveno pogostejša kot v drugih dohodkovnih razredih. Podobno velja za izdatke za elektriko, kjer največji delež energetsko revnih tudi leta 2019 beležijo gospodinjstva z najvišjimi izdatki.

Stanovanjske značilnosti dodatno pojasnjujejo, katera gospodinjstva so bolj izpostavljena energetski revščini. Višji deleži se pojavljajo pri gospodinjstvih v enostanovanjskih stavbah, manjših stanovanjih in starejših stavbah. To kaže, da energetska revščina ni povezana le z dohodkom, temveč tudi s kakovostjo in značilnostmi stanovanja. V energetsko obnovljenih stanovanjih so deleži v poznejših letih nekoliko nižji, zato so energetske prenove lahko še posebej pomembne za gospodinjstva, ki si takšne naložbe sama težje privoščijo. Višji deleži zunaj urbanih območij kažejo tudi na pomen kraja bivanja pri načrtovanju ukrepov.

Posebej izrazite so razlike glede na temperaturo v stanovanju. Gospodinjstva, ki svoje prostore ogrevajo na manj kot 18 °C, imajo precej višje deleže energetske revščine kot druga gospodinjstva, leta 2019 pa so ti deleži celo višji kot v prejšnjih letih. Nizki izdatki za energijo zato ne pomenijo nujno, da gospodinjstvo nima težav s plačevanjem računov za energijo. Lahko so posledica varčevanja pri ogrevanju in s tem slabših bivalnih razmer. Pri spremljanju energetske revščine je zato smiselno poleg dohodkov in izdatkov upoštevati tudi dejanske bivalne razmere. Ukrepi bi morali povezovati dohodkovno pomoč in energetske prenove ter se osredotočiti predvsem na gospodinjstva z najnižjimi dohodki, starejše enostanovanjske stavbe in stanovanja, ki niso ustrezno ogrevana.

Literatura

1. Boardman, B. (1991). Fuel poverty: From cold homes to affordable warmth. Belhaven Press.
2. Bouzarovski, S., & Petrova, S. (2015). A global perspective on domestic energy deprivation: Overcoming the energy poverty-fuel poverty binary. Energy Research & Social Science, 10, 31–40. https://doi.org/10.1016/j.erss.2015.06.007
3. Heindl, P. (2015). Measuring fuel poverty: General considerations and application to German household data. FinanzArchiv, 71(2), 178–215. https://doi.org/10.1628/001522115X14285723527593
4. Hills, J. (2012). Getting the measure of fuel poverty: Final report of the Fuel Poverty Review. London: Centre for Analysis of Social Exclusion. London School of Economics.
5. Thomson, H., Bouzarovski, S., & Snell, C. (2017). Rethinking the measurement of energy poverty in Europe: A critical analysis of indicators and data. Indoor and Built Environment, 26(7), 879–901. https://doi.org/10.1177/1420326X17699260.

TOWARDS INCLUSIVE ENERGY COMMUNITIES: FINANCIAL AND NON-FINANCIAL PATHWAYS TO CITIZEN PARTICIPATION

Ivana Jovović
European University Viadrina, Frankfurt (Oder)
E-pošta:jovovic@europa-uni.de

ABSTRACT

Energy communities are increasingly promoted as a means of broadening citizen participation in the energy transition. However, formal openness does not necessarily translate into inclusive participation. Existing participation models often implicitly assume citizens who possess sufficient financial resources, knowledge, time and willingness to engage. As a consequence, low-income, less informed, time-constrained or otherwise vulnerable groups are often excluded or underrepresented. This paper explores inclusive participation in energy communities based on an integrative synthesis of interdisciplinary academic and grey literature with emerging findings from the PIA project (Professionalisierung, Inklusion, Akzeptanz), funded by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy.

The analysis shows that participation is shaped by a combination of financial, social, institutional, informational and contextual factors. These factors interact and differ across citizens, making a single "ideal" participation model unsuitable for heterogeneous communities. In particular, financial participation should not be treated as the sole form of engagement. Citizens may also contribute through demand-side flexibility, knowledge and skills, provision of space or assets, community activities, or participation in governance and decision-making.

I argue that inclusive energy-community design therefore requires multiple participation pathways that accommodate different resources, constraints, motivations and desired levels of involvement. Lowering financial entry thresholds is important but insufficient on its own. Inclusive models must also reduce informational and administrative barriers, enable varying degrees of decision-making involvement, recognise non-financial contributions, and allow participants to move between forms of engagement over time.

The paper contributes to the literature on citizen participation in the energy transition by reframing inclusion as a design problem rather than solely an access problem. This perspective provides a basis for developing participation models that are both socially inclusive and compatible with the operational and organisational requirements of energy communities.

Keywords: energy communities, citizen participation in energy communities, financial and non-financial participation, just energy transition

Ključne besede: energetske skupnosti, sodelovanje v energetskih skupnostih, finančna in nefinančna participacija, pravični energetski prehod

1 Introduction

Energy communities (ECs) offer citizens opportunities to participate more directly in the energy transition through collective investment, generation, consumption and decision-making. As such, they can strengthen citizen agency while contributing to renewable-energy deployment, energy efficiency and local acceptance of the transition (Breitschopf et al., 2022; Radtke & Ohlhorst, 2021). Broad and heterogeneous participation can also generate benefits for the energy system itself. Diverse membership structures can support complementary generation and consumption profiles and demand-side flexibility, which in turn provides benefits for the energy system (Barnes et al., 2022; Schwanitz et al., 2023).

EU legislation has made energy communities formally open to participation and left room for many different legal, organisational and business models for them to take shape (Kubli & Puranik, 2023; Wierling et al., 2022). While this openness is quite positive in theory, does it necessarily translate into inclusive participation in practice? Existing participation structures often implicitly favour individuals who have sufficient financial resources, knowledge, time and capacity to engage. Evidence indicates that participants tend to be comparatively well educated, financially better positioned and more likely to own their homes (Wierling et al., 2020), while low-income households, tenants and other underrepresented groups remain less involved (Radtke, 2014), a pattern that holds in Germany, as well as other EU countries (Johansen & Emborg, 2018).

At the same time, survey research is itself susceptible to self-selection, as it tends to attract individuals who are already interested in, informed about or engaged with a certain issue (Stone et al., 2024). As a result, less engaged groups remain comparatively poorly understood. This raises particular concerns about traditional research on energy-community participation, where self-selection may further compound the underrepresentation of groups that are already less engaged and are facing barriers to participation.

It is also important to consider that these barriers can clash and compound one another: financial constraints may interact with limited access to information, administrative complexity, lack of trust, time constraints, housing conditions, digital and energy literacy, and broader regulatory or institutional barriers (Lowitzsch et al., 2025; Hanke & Lowitzsch, 2020). These factors may also intersect with socio-demographic characteristics such as income, age, gender, homeownership status and place of residence. Consequently, individuals who are formally able to participate in an energy community may nevertheless lack a realistic pathway to doing so (Hanke & Lowitzsch, 2020). Participation should therefore not be understood as a single decision to join or invest but as a process that can break down at different stages (Lowitzsch et al., 2025).

These arguments help shape my research question: how can participation in energy communities be designed to accommodate heterogeneous resources, constraints and motivations, particularly among underrepresented and currently disengaged groups? I argue that inclusive energy communities require multiple participation pathways that recognise different forms of contribution, reduce barriers at different stages of engagement, and allow individuals to participate according to their resources, capabilities and desired level of involvement.

2 Conceptual and analytical approach

This paper uses an integrative synthesis of interdisciplinary academic and grey literature to examine barriers to participation and financial and non-financial forms of involvement in energy communities. The literature considered spans research on citizen participation, energy communities, community energy, renewable-energy ownership, energy justice, behavioural factors and participation barriers. In addition, recently published descriptive findings from the PIA project are considered where they provide relevant empirical context (Breitschopf et al., 2026).

Rather than treating participation in isolation, the analysis is organised around three connected dimensions: the barriers and enabling conditions that shape participation, the heterogeneous resources, constraints and motivations of potential participants, and the different financial and non-financial forms through which citizens may contribute. This structure allows participation to be considered both in terms of whether individuals join an energy community and in terms of how they can participate (including what they are able to contribute and what forms of involvement may be realistic for different groups).

3 Literature review on barriers, enabling conditions and heterogeneity of participants

The literature identifies several recurring barriers to participation in energy communities. These can broadly be grouped into (i) financial, (ii) regulatory and bureaucratic, (iii) technical and practical, and (iv) social and cultural barriers. Their relative importance varies across contexts and stages of EC development, but financial and regulatory-bureaucratic barriers appear particularly influential (Ahlemeyer et al., 2022; Dioba et al., 2024). Organisational characteristics can also create barriers. Roberts (2020), for example, points to a potential tension between participatory governance and organisational efficiency, as highly democratic structures can slow decision-making. Reliance on voluntary engagement and limited professional expertise may further complicate interaction with banks, grid operators and regulatory authorities. Time constraints represent an additional barrier and have been shown to particularly restrict women's ability to assume more active or leadership roles in energy cooperatives (Karakislak et al., 2023).

The literature also identifies several enabling conditions that can lower barriers to participation. These include simple and understandable business models, professional organisational structures, transparent and continuous communication, cooperation with local actors, and clear and coherent regulatory frameworks (Ahlemeyer et al., 2022; Biresselioğlu et al., 2021; Schipper, 2014). Municipalities can play a particularly important enabling role by initiating or supporting energy communities and linking them to wider local social and climate objectives. Municipality-led models may also provide mechanisms for extending benefits to vulnerable or low-income households, including in cases where beneficiaries are not formal members of the community (Efthymiou et al., 2022). At the same time, municipalities themselves may face limited resources and capacity to scale such initiatives (Bonfert, 2023). Together, these conditions can reduce complexity, strengthen trust and make participation more accessible.

This opens an important discussion: barriers do not affect all potential participants equally. Gender-specific barriers and motivators have been identified in community-led energy

projects (Vogel et al., 2024). On the other hand, for low-income households, financial constraints may be reinforced by structural disincentives, including the possibility that income or assets derived from participation affect entitlement to social benefits (Hanke & Lowitzsch, 2020). Unequal access to support mechanisms, limited visibility of participation opportunities and low institutional trust can further restrict involvement, particularly among groups that are already underrepresented (Dioba et al., 2024). Limited time, education, access to information and language skills can similarly make complex participation processes more difficult to navigate. Lowitzsch and Hanke (2019) further describe how financial insecurity can increase cognitive burden and shift attention towards immediate needs, reducing the capacity to process complex information and pursue multi-stage participation processes. Existing participation structures may therefore implicitly favour a relatively resource-rich "model" participant, while renters, lower-income households, people with care responsibilities and other groups face different realities.

Taken together, the literature shows that barriers can accumulate, affect different groups disproportionately and are closely linked to the resources and circumstances of potential participants. This makes it difficult to identify a single participation model that is equally accessible and attractive to all groups.

4 Discussion of multiple pathways for inclusive participation

However, heterogeneity does not necessarily imply that every group prefers a fundamentally different type of energy community. Recent descriptive evidence from the PIA project in Germany points to certain similarities in preferred EC design, including local embeddedness, member influence and affordable energy provision, while differences remain in financial capacity, risk sensitivity, motivations and desired intensity of involvement (Breitschopf et al., 2026). This suggests that inclusive design may require multiple participation pathways within a shared organisational framework.

Previous research in the same setting supports this distinction between a common organisational framework and heterogeneous forms of involvement. Hackbarth & Löbbe (2022) show that both financial and social benefits influence participation in energy communities, while the importance attached to particular benefits varies between participants. Langer et al. (2017) distinguish between informative, consultative, cooperative and financial participation, ranking these types per amount of effort and risk required to participate. These authors show that lower-threshold forms of involvement may be preferred when they require less effort and entail less risk. Participation preferences are therefore linked not only to what an energy community offers but also to the resources, capacities and level of involvement that citizens are willing or able to contribute.

Inclusive participation can consequently be approached through three related questions, all central to the PIA project: what can participants realistically contribute, what value can they receive in return, and what does a particular form of participation require from them? Contributions need not be limited to financial capital. They may include time and organisational work, knowledge and skills, physical assets such as roof space, demand-side flexibility, energy generation or consumption behaviour, and participation in governance and decision-making. Correspondingly, value may take the form of financial returns or lower energy costs, but also access to locally generated energy, autonomy, decision-making rights, community benefits or the opportunity to contribute to environmental objectives.

5 Conclusion

This paper has argued that we should shift to observing inclusive participation in energy communities as an energy community design problem rather than solely as a question of formal access. Potential participants differ in financial resources, time, knowledge, assets, motivations and desired levels of involvement, while barriers can accumulate and affect groups differently. While lowering financial entry thresholds may be important, it is likely insufficient if participation schemes continue to assume a relatively resource-rich and highly engaged citizen.

The findings instead point towards a need for flexibility within energy-community design. While some preferences appear relatively consistent, citizens differ in what they are able and willing to contribute and in the benefits they seek from participation. Financial investment is therefore only one possible pathway. Participation may also involve providing flexibility or physical assets, contributing knowledge or time, taking part in governance, or simply benefiting from locally generated and more affordable energy. The corresponding value can likewise be financial or non-financial, ranging from cost savings to autonomy, energy autarky, decision-making rights, environmental benefits and access to local energy.

This perspective shifts the focus from how citizens can be brought into a single predefined model of financial participation to what they can realistically contribute, what they require in return, and which organisational arrangements can accommodate these combinations. These should not be understood as mutually exclusive categories and hybrid configurations are likely to be necessary in practice.

Inclusive energy communities should therefore not aim to transform every citizen into an investor. Rather, their design should recognise different forms and intensities of participation, while retaining opportunities for participants to change their intensity of involvement over time. The next step is to translate these principles into concrete, understandable and operationally viable participation offers and test their accessibility and attractiveness with different groups in real-world settings.

Acknowledgement

This work was developed in the context of the research project PIA – Professionalisierung, Inklusion, Akzeptanz, funded by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWE).

Literature

1. Ahlemeyer, K., Griese, K.-M., Wawer, T., & Siebenhüner, B. (2022). Success factors of citizen energy cooperatives in north western Germany: A conceptual and empirical review. *Energy, Sustainability and Society*, *12*(1), 29. https://doi.org/10.1186/s13705-022-00354-4
2. Barnes, J., Hansen, P., Kamin, T., Golob, U., Musolino, M., & Nicita, A. (2022). Energy communities as demand-side innovators? Assessing the potential of European cases to reduce demand and foster flexibility. *Energy Research & Social Science*, *93*, 102848. https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102848

3. Biresselioğlu, M., Limoncuoglu, S., Demir, M., Reichl, J., Burgstaller, K., Sciullo, A., & Ferrero, E. (2021). Legal Provisions and Market Conditions for Energy Communities in Austria, Germany, Greece, Italy, Spain, and Turkey: A Comparative Assessment. *Sustainability*, *13*(20), 11212–11212. https://doi.org/10.3390/su132011212
4. Bonfert, B. (2023). 'We like sharing energy but currently there's no advantage': Transformative opportunities and challenges of local energy communities in Europe. *Energy Research & Social Science*, *107*, 103351–103351. https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103351
5. Breitschopf, B., Keil, J., Scheller, F., & Burghard, U. (2022). *Does Financial Participation Promote the Acceptance of the Energy Transition?* (SSRN Scholarly Paper No. 4093988). Social Science Research Network. https://doi.org/10.2139/ssrn.4093988
6. Breitschopf, Barbara, Wind, Leon, & Hillebrandt, Ruben. (2026). *Key design elements and perceived cost-benefits of energy communities – what factors matter most? A descriptive analysis*. Fraunhofer-Gesellschaft. https://doi.org/10.24406/PUBLICA-10544
7. Dioba, A., Giannakopoulou, A., Struthers, D., Stamos, A., Dewitte, S., & Fróes, I. (2024). Identifying key barriers to joining an energy community using AHP. *Energy*, *299*, 131478–131478. https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.131478
8. Efthymiou, E. N., Yfanti, S., Kyriakarakos, G., Zervas, P. L., Langouranis, P., Terzis, K., & Stavrakakis, G. M. (2022). A Practical Methodology for Building a Municipality-Led Renewable Energy Community: A Photovoltaics-Based Case Study for the Municipality of Hersonissos in Crete, Greece. *Sustainability*, *14*(19), 12935. https://doi.org/10.3390/su141912935
9. Lowitzsch, J., Bucha, M., & Lonscher, S. *From access to ownership: Energy communities et social inclusion in the EU's energy transition*. (2025). Friedrich-Ebert-Stiftung.
10. Hackbarth, A., & Löbbe, S. (2022). What motivates private households to participate in energy communities? A literature review and German case study. In *Energy Communities* (pp. 153–166). Elsevier. https://doi.org/10.1016/B978-0-323-91135-1.00026-2
11. Hanke, F., & Lowitzsch, J. (2020). Empowering Vulnerable Consumers to Join Renewable Energy Communities—Towards an Inclusive Design of the Clean Energy Package. *Energies*, *13*(7), 1615–1615. https://doi.org/10.3390/en13071615
12. Johansen, K., & Emborg, J. (2018). Wind farm acceptance for sale? Evidence from the Danish wind farm co-ownership scheme. *Energy Policy*, *117*, 413–422. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.038
13. Karakislak, I., Sadat-Razavi, P., & Schweizer-Ries, P. (2023). A cooperative of their own: Gender implications on renewable energy cooperatives in Germany. *Energy Research & Social Science*, *96*, 102947–102947. https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.102947
14. Kubli, M., & Puranik, S. (2023). A typology of business models for energy communities: Current and emerging design options. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *176*, 113165. https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113165
15. Langer, K., Decker, T., & Menrad, K. (2017). Public participation in wind energy projects located in Germany: Which form of participation is the key to acceptance? *Renewable Energy*, *112*, 63–73. https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.021
16. Lowitzsch, J., & Hanke, F. (2019). Consumer (Co-)ownership in Renewables, Energy Efficiency and the Fight Against Energy Poverty – a Dilemma of Energy Transitions.

Renewable Energy Law and Policy Review, *9*(3), 5–21. https://doi.org/10.4337/relp.2019.03.01
17. Radtke, J. (2014). A closer look inside collaborative action: Civic engagement and participation in community energy initiatives. *People, Place and Policy Online*, *8*(3), 235–248. https://doi.org/10.3351/ppp.0008.0003.0008
18. Radtke, J., & Ohlhorst, D. (2021). Community Energy in Germany – Bowling Alone in Elite Clubs? *Utilities Policy*, *72*, 101269. https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101269
19. Roberts, J. (2020). Power to the people? Implications of the Clean Energy Package for the role of community ownership in Europe's energy transition. *Review of European, Comparative & International Environmental Law*, *29*(2), 232–244. https://doi.org/10.1111/reel.12346
20. Schipper, P. A. (2014). *Understanding the success of wind cooperatives: A search for key determinants of the success of Dutch wind energy cooperatives*.
21. Schwanitz, V. J., Wierling, A., Arghandeh Paudler, H., Von Beck, C., Dufner, S., Koren, I. K., Kraudzun, T., Marcroft, T., Mueller, L., & Zeiss, J. P. (2023). Statistical evidence for the contribution of citizen-led initiatives and projects to the energy transition in Europe. *Scientific Reports*, *13*(1), 1342. https://doi.org/10.1038/s41598-023-28504-4
22. Stone, A. A., Schneider, S., Smyth, J. M., Junghaenel, D. U., Couper, M. P., Wen, C., Mendez, M., Velasco, S., & Goldstein, S. (2024). A population-based investigation of participation rate and self-selection bias in momentary data capture and survey studies. *Current Psychology*, *43*(3), 2074–2090. https://doi.org/10.1007/s12144-023-04426-2
23. Vogel, M., Kacperski, C., Bielig, M., & Kutzner, F. (2024). Doing gender in energy communities: A gendered perspective on barriers and motivators. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, *53*, 100902. https://doi.org/10.1016/j.eist.2024.100902
24. Wierling, A., Zeiß, J., Hubert, W., Candelise, C., Gregg, J., & Schwanitz, V. (2020). Who participates in and drives collective action initiatives for a low carbon energy transition? *Research Portal Denmark*, 239–256.
25. Wierling, A., Zeiss, J. P., Von Beck, C., & Schwanitz, V. J. (2022). Business models of energy cooperatives active in the PV sector—A statistical analysis for Germany. *PLOS Sustainability and Transformation*, *1*(9), e0000029. https://doi.org/10.1371/journal.pstr.0000029

Sekcija IV:
Prožnost in optimizacija energetskih sistemov

OCENA IMPLICITNEGA POTENCIALA PROŽNOSTI POSLOVNIH ODJEMALCEV

Jerneja Bogovič
Fakulteta za elektrotehniko, Tržaška cesta 25, 1000 Ljubljana
E-pošta: jerneja.bogovic@fe.uni-lj.si

Marko Kolenc
ELES, d. o. o., Hajdrihova ulica 2, 1000 Ljubljana
E-pošta: marko.kolenc@eles.si

Miloš Pantoš
Fakulteta za elektrotehniko, Tržaška cesta 25, 1000 Ljubljana
E-pošta: milos.pantos@fe.uni-lj.si

POVZETEK

Zaradi vse večjega deleža obnovljivih virov električne energije ter elektrifikacije ogrevanja in prometa, postaja prožnost odjema vse pomembnejša za zanesljivo in stabilno delovanje elektroenergetskega sistema. To je prepoznala tudi Evropska unija, ki prožnost vse bolj vključuje tudi v sam zakonodajni in regulativni okvir. Ta med drugim predvideva oceno potreb po prožnosti ter pripravo ukrepov za učinkovitejše vključevanje virov prožnosti. Vendar pa sama ocena potreb po prožnosti ni dovolj, saj je treba za načrtovanje ustreznih ukrepov poznati tudi dejanski potencial prožnosti. V prispevku je zato na podlagi rezultatov anketiranja ocenjen trenutni implicitni potencial prožnosti poslovnih odjemalcev.

Ocenjeni trenutni implicitni potencial prožnosti poslovnih odjemalcev znaša med 44 in 59 MW in je močno odvisen od dela dneva. Pri tem je največji potencial ocenjen v dopoldanskem času med delovniki, in sicer na 59 MW. Podoben pa je tudi potencial v popoldanskem času, kjer znaša 58 MW. V nočnem času in med vikendi je potencial nižji ter znaša približno 44 oziroma 45 MW. Letna energija trenutne implicitne prožnosti poslovnih odjemalcev pa je ocenjena na 327 GWh.

Približno dve tretjini prožnosti izhaja iz predelovalne dejavnosti, od tega polovica iz energetsko intenzivnih panog. Nenazadnje pa pomemben delež prožnosti prihaja tudi iz dejavnosti prometa ter trgovskega in storitvenega sektorja. Pri tem je prožnost poslovnih odjemalcev predvsem posledica optimizacije ogrevanja in hlajenja, upravljanja razsvetljave, prilagajanja proizvodnih procesov ter uporabe baterijskih hranilnikov.

Ključne besede: implicitna prožnost odjema, poslovni odjemalci

1 Uvod

Evropska unija (EU) si je zadala ambiciozne cilje glede razogljičenja, in sicer zmanjšanje neto emisij toplogrednih plinov do leta 2030 za najmanj 55 % in do leta 2040 za 90 % glede na leto 1990 (EUR-Lex, b. d.). Doseganje teh ciljev na področju energetike temelji predvsem na postopnem opuščanju fosilnih goriv in povečevanju deleža obnovljivih virov energije.

Hkrati pa se emisije v prometu in ogrevanju zmanjšujejo z elektrifikacijo. Zaradi teh sprememb se na eni strani spreminja profil porabe električne energije, na drugi strani pa se povečuje delež virov električne energije, katerih proizvodnja je spremenljiva in le delno napovedljiva. Posledično se povečujejo potrebe po enotah, ki lahko porabo ali proizvodnjo prilagodijo stanju v elektroenergetskem sistemu (EES). EU je prožnost odjema prepoznala kot enega ključnih virov takšnega prilagajanja, zato je Agencija EU za sodelovanje energetskih regulatorjev (ACER) v okviru svojih nalog pripravila metodologijo za oceno potreb po prožnosti (angl. Flexibility Needs Assessment, FNA). Metodologija določa enoten postopek za ugotavljanje nacionalnih potreb po prožnosti ob upoštevanju čezmejnega vpliva.

Vendar pa samo ocena potreb po prožnosti ne zadostuje za načrtovanje ustreznih ukrepov v EES. Poleg tega, koliko prožnosti sistem potrebuje, je treba poznati tudi dejansko stanje oziroma obseg prožnosti, ki jo odjemalci že zagotavljajo. Pri tem pomemben vir prožnosti predstavljajo poslovni odjemalci, ki lahko svojo porabo prilagajajo z upravljanjem ogrevanja, hlajenja in razsvetljave, časovnim zamikom proizvodnih in pomožnih procesov ter z uporabo baterijskih hranilnikov električne energije. Kadar odjemalci svojo porabo samostojno prilagajajo časovno spremenljivim cenam električne energije ali drugim cenovnim signalom, govorimo o implicitni prožnosti. Za oceno potenciala prožnosti so bili v literaturi uporabljeni različni pristopi. Gils (2014) je teoretični potencial prilagajanja odjema po evropskih državah ocenil s kombinacijo statističnih podatkov, profilov porabe in tehnoloških omejitev. Wohlfarth idr. (2020) so na podlagi anketiranja 1500 nemških podjetij izvedli oceno potenciala prožnosti nemškega storitvenega sektorja. Pri tem so ocenili teoretični, tehnični in praktični potencial storitvenega sektorja. Pristop ocene potenciala prožnosti na podlagi analize meritev porabe električne energije odjemalcev, ki že sodelujejo v programih prilagajanja odjema pa so uporabii Lee idr. (2020) in Baek idr, (2025).

Ker se obstoječa ocena potenciala prožnosti poslovnih odjemalcev v Sloveniji nanaša predvsem na teoretični potencial in temelji na več kot desetletje starih podatkih Gils (2014), je namen prispevka oceniti trenutni implicitni potencial prožnosti poslovnih odjemalcev po posameznih delih dneva in njegov letni energijski obseg. Analizirani so tudi prispevki posameznih dejavnosti ter tehnologije in procesi, ki to prožnost omogočajo. Ocena temelji na anketiranju poslovnih odjemalcev in preračunu rezultatov na raven celotne Slovenije.

2 Metodologija

Trenutna implicitna prožnost predstavlja tisti del prožnosti, ki jo poslovni odjemalci že zagotavljajo kot odziv na različne cenovne signale. Izračun implicitne prožnosti temelji na odgovorih iz anketnega vprašalnika. Anketiranje je sistematična metoda zbiranja podatkov o značilnostih, vedenju, stališčih in željah anketirancev. Za oceno trenutnega potenciala prožnosti smo poslovne odjemalce spraševali o njihovi glavni dejavnosti, načinu obratovanja, letni porabi električne energije, konični moči, ukrepih za znižanje stroškov električne energije ter deležih konične moči in letne porabe električne energije, ki so jih s temi ukrepi uspeli zmanjšati.

Na podlagi rezultatov ankete se je v naslednjem koraku za vsakega odjemalca izračunala moč prožnosti po posameznem časovnem obdobju z enačbo (1).

$$P_{j,t} = P_j^{peak} \cdot r_p \cdot d_t \tag{1}$$

kjer je P_j^{peak} konična moč anketiranega odjemalca v dejavnosti, r_p delež moči, ki jo odjemalec že prilagaja in d_t delovanje v posameznem delu dneva oziroma časovnem obdobju.

Celoletni energijski potencial prožnosti posameznega odjemalca v dejavnosti pa se izračuna po enačbi (2).

$$E_{j,t} = E_j \cdot r_e \cdot d_t \tag{2}$$

kjer je E_j letna poraba električne energije anketiranega odjemalca, r_e delež električne energije, ki jo odjemalec že prilagaja in d_t delovanje v posameznem delu dneva oziroma časovnem obdobju.

Razpoložljiva moč prožnosti poslovnih odjemalcev na ravni države se izračuna kot vsota prispevkov posameznih dejavnosti (3). Pri tem se analizirana prožnost multiplicira z deležem porabe električne energije (5). Po enakem principu se izračuna tudi celoletna energija razpoložljive prožnosti. Izračun je podan z enačbo (4).

$$P_{SLO,t} = \sum_i w_i \cdot P_{j,t} \tag{3}$$

$$E_{SLO,t} = \sum_i w_i \cdot E_{j,t} \tag{4}$$

$$w_i = \frac{E_j}{E_i} \tag{5}$$

kjer je E_j letna poraba električne energije anketiranega odjemalca v dejavnosti in E_i letna poraba električne energije vseh odjemalcev v dejavnosti.

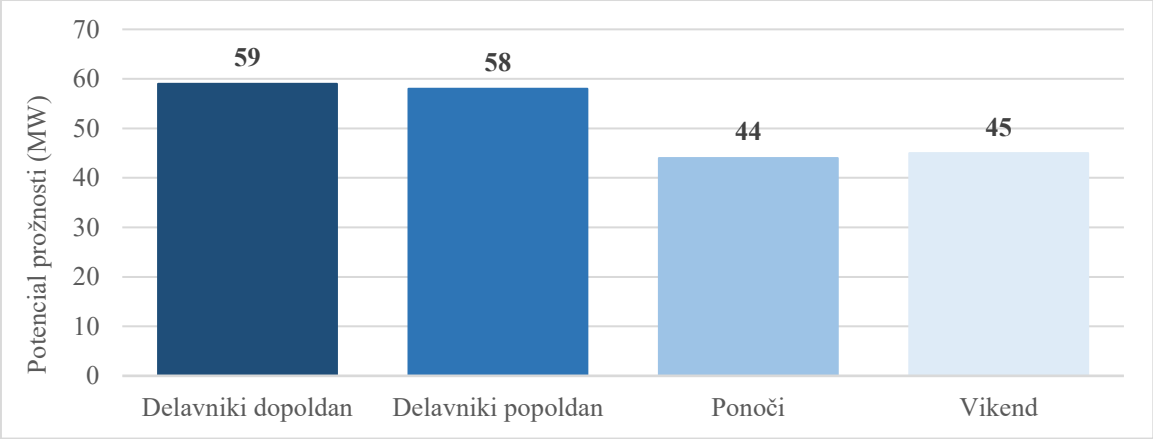
3 Rezultati

Anketni vprašalnik je bil v začetku leta 2026 razposlan več kot 200 poslovnim odjemalcem, pri čemer je anketo izpolnilo 48 odjemalcev. Kljub temu da znaša skupno število poslovnih odjemalcev okoli 111 tisoč, smo z anketiranimi odjemalci uspeli zajeti več kot 20 % delež celotne porabe poslovnega odjema. Pri tem smo posebno pozornost namenili anketiranju odjemalcev iz energetsko intenzivnih panog, saj imajo ti odjemalci veliko porabo, narava njihovih proizvodnih procesov pa omogoča večjo prožnost zaradi toplotne vztrajnosti. Delež anketiranih v energetsko intenzivnih panogah je pri tem predstavljal več kot 30 % celotne porabe električne energije v panogi.

Na podlagi anketnih odgovorov ter izračuna po predstavljeni metodologiji se ocenjeni trenutni implicitni potencial prožnosti poslovnih odjemalcev v Sloveniji giblje med 44 in 59 MW po posameznih časovnih obdobjih. Največja vrednost potenciala je med delovniki dopoldne, ko znaša 59 MW. Vrednost potenciala v popoldanskem času je le nekoliko manjša in znaša 58 MW. To nakazuje, da je velik del poslovnega odjema aktiven tako dopoldan kakor tudi popoldan. Ponoči potencial pade na 44 MW, kar je 15 MW oziroma približno 25 % manj od dopoldanske vrednosti. Med vikendi je potencial podoben nočnemu potencialu,

saj znaša 45 MW in je posledica zmanjšanega delovanja poslovnih odjemalcev. Razmerje med najvišjo in najnižjo vrednostjo potenciala znaša približno 1,34. Rezultati so za posamezno časovno obdobje prikazani tudi na sliki 1.

Slika 1: Ocenjeni trenutni implicitni potencial prožnosti poslovnih odjemalcev po posameznih časovnih obdobjih



Nadalje smo izvedli oceno obsega energije implicitne prožnosti poslovnih odjemalcev. Ta na letni ravni znaša okoli 327 GWh. Glede na to, da je skupna poraba električne energije poslovnih odjemalcev v letu 2025 znašala 8.160 GWh (Portal Energetika, 2026), znaša obseg prožnosti poslovnega odjema okoli 4 % celotne porabe električne energije poslovnih odjemalcev. Razmerje med letnim energijskim obsegom prožnosti in povprečno razpoložljivo močjo ustreza približno 6.411 ekvivalentnim uram letno.

Pri pregledu strukture dejavnosti, ki lahko zagotavljajo prožnost, smo ugotovili, da približno dve tretjini ocenjenega potenciala izhajata iz predelovalne dejavnosti. Polovico tega prispevajo energetsko intenzivne panoge, drugo polovico pa preostala predelovalna dejavnost. Gledano skupno pa to pomeni, da energetsko intenzivne panoge prispevajo približno tretjino celotnega potenciala, približno tretjino druga proizvodna podjetja, preostalo tretjino pa druge dejavnosti, med katerimi so posebej pomembne dejavnosti promet, trgovski sektor in storitveni sektor.

Najpogostejša ukrepa, ki ju podjetja izvajajo za zagotavljanje prožnosti, sta optimizacija hlajenja in ogrevanja ter upravljanje razsvetljave. Sledita jima zniževanje moči proizvodnih procesov in uporaba baterijskih hranilnikov električne energije. Slednji postajajo vse pomembnejši vir prožnosti poslovnega odjema, ki omogoča tako zmanjševanje konične obremenitve kot tudi povečanje rabe električne energije iz lastne proizvodnje brez vpliva na sam proizvodni proces.

4 Sklep

V prispevku so predstavljeni rezultati ocene trenutne implicitne prožnosti poslovnih odjemalcev v Sloveniji. Pri tem metodologija za oceno prožnosti temelji na odgovorih anketiranih poslovnih odjemalcev o njihovi porabi električne energije, konični moči, obratovalnem času ter deležih moči in energije, ki jih že prilagajajo. Na podlagi odgovorov je bila najprej izračunana prožnost za vsakega posameznega odjemalca, sledil pa je preračun na raven celotne Slovenije. V analizo je bilo vključenih 48 poslovnih odjemalcev, katerih

skupna poraba električne energije predstavlja več kot 20 % celotne porabe električne energije poslovnega odjema v Sloveniji.

Rezultati kažejo, da se ocenjeni trenutni implicitni potencial prožnosti poslovnih odjemalcev giblje med 44 in 59 MW in je odvisen od dela dneva, njegov letni energijski obseg pa znaša približno 327 GWh oziroma 4 % letne porabe poslovnega odjema. Največji potencial je na voljo med delovniki dopoldne in popoldne. Približno dve tretjini potenciala izhajata iz predelovalne dejavnosti. Glavni ukrepi, s katerimi se izvaja prilagajanje, so optimizacija ogrevanja in hlajenja, upravljanje razsvetljave, prilagajanje proizvodnih procesov ter uporaba baterijskih hranilnikov. Dobljeni rezultati so pomembna podlaga za pripravo ukrepov za učinkovitejše vključevanje virov prožnosti in pokrivanje potreb po prožnosti, določenih z metodologijo FNA.

Literatura

1. Baek, K., Baek, J. & Ko, K. (2025). A data-driven estimation model for industrial demand flexibility potential. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, *20*(5), 2849–2857.
2. EUR-Lex. (b. d.). *Evropska podnebna pravila*. Najdeno 4. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://eur-lex.europa.eu/SL/legal-content/summary/european-climate-law.html
3. Gils, H. C. (2014). Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. *Energy*, *67*, 1–18.
4. Lee, E., Baek, K. & Kim, J. (2020). Evaluation of demand response potential flexibility in the industry based on a data-driven approach. *Energies*, *13*(23), 6355.
5. Portal Energetika. (2026). *Elektroenergetska bilanca prevzema in oddaje električne energije za leto 2025*. Najdeno 5. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://www.energetika-portal.si/nc/novica/n/elektroenergetska-bilanca-prevzema-in-oddaje-elektricne-energije-za-leto-2025/
6. Wohlfarth, K., Klobasa, M. & Gutknecht, R. (2020). Demand response in the service sector – Theoretical, technical and practical potentials. *Applied Energy*, *258*, 114089.

VREDNOTENJE PROŽNOSTI ODJEMA KOT ALTERNATIVE OJAČITVI DISTRIBUCIJSKEGA OMREŽJA

Taras Toroš
Fakulteta za elektrotehniko, Univerza v Ljubljani
Tržaška cesta 25, 1000 Ljubljana
tt4118@student.uni-lj.si

Jan Jeriha
Laboratorij za Energetske Strategije
Fakulteta za elektrotehniko, Univerza v Ljubljani
Tržaška cesta 25, 1000 Ljubljana
jan.jeriha@fe.uni-lj.si

POVZETEK

Vse širša uporaba fotonapetostnih elektrarn, električnih vozil, toplotnih črpalk in baterijskih hranilnikov ter rast porabe električne energije spreminjata obremenitvene razmere v distribucijskih omrežjih. Sočasna poraba več naprav in presežki lokalne proizvodnje lahko povzročijo preobremenitve vodov in transformatorjev. Običajna rešitev je ojačitev omrežja, ki je praviloma draga in dolgotrajna. Vendar se številne težave pojavijo le na posameznih delih omrežja in trajajo razmeroma kratek čas. Takšne razmere omogočajo uporabo prožnosti odjema kot alternative ali dopolnitve klasičnim ojačitvam.

V članku so predstavljeni rezultati scenarijskega orodja sPLAN, razvitega v okviru evropskega projekta STREAM in uporabljenega na realnem modelu distribucijskega omrežja Ajdovščine. Analiziranih je bilo 16 scenarijev z različnimi kombinacijami in stopnjami vključevanja sodobnih energetskih tehnologij. Za vsak scenarij sta bili ocenjeni tehnična uporabnost prožnosti pri odpravljanju preobremenitev in njena ekonomska upravičenost v primerjavi s klasično ojačitvijo. Prožnost zajema časovno prestavljanje porabe električnih vozil in toplotnih črpalk, dopolnilni ukrep pa je omejevanje proizvodnje sončnih elektrarn.

Pri predpostavljeni ceni prožnosti odjema 100 EUR/MWh in ceni omejevanja sončne proizvodnje 30 EUR/MWh se skupni diskontirani stroški v 20-letnem obdobju v uravnoteženih scenarijih z elektrifikacijo zmanjšajo za približno 83–92 %, v zahtevnih scenarijih pa za približno 39–63 %. Prelomna cena prožnosti odjema se ob nespremenjenem obsegu ukrepov in 5-odstotni diskontni stopnji giblje med približno 490 in 4.300 EUR/MWh. Prožnost je tako pri zmernem razvoju lahko ekonomsko upravičena alternativa ojačitvam, pri visoki stopnji vključevanja tehnologij pa jih predvsem dopolnjuje; sPLAN omogoča presojo, katera rešitev je ustreznejša na posameznem delu omrežja.

Ključne besede: distribucijsko omrežje, prožnost odjema, scenarijsko načrtovanje, ojačitev omrežja.

1 Uvod

Vse večje vključevanje električnih vozil, toplotnih črpalk in sončnih elektrarn spreminja obremenitve distribucijskih omrežij (IEA, 2022). Povečan konični odjem zaradi polnjenja električnih vozil in delovanja toplotnih črpalk ter oddaja presežkov sončne proizvodnje v omrežje povečujeta tveganje za kratkotrajne preobremenitve vodov in transformatorjev. Klasične ojačitve zahtevajo znatna sredstva in dolgotrajne postopke načrtovanja, pridobivanja dovoljenj ter gradnje (IEA, 2023). Alternativo lahko predstavlja prožnost odjema.

Tehnična sposobnost prožnosti za odpravljanje preobremenitev še ne pomeni ekonomske upravičenosti njene uporabe. Klyapovskiy in sod. (2019) jo vključujejo v načrtovanje ojačitev, Avramidis in sod. (2023) pa njeno vrednost povezujejo z nadomeščeno investicijo. Za presojo, kako se ta upravičenost spreminja z razvojem omrežja, je potrebna sistematična primerjava različnih kombinacij tehnologij in stopenj njihovega vključevanja na istem omrežju ter določitev prelomne cene aktivacije prožnosti. V ta namen je bila na omrežju Ajdovščine izvedena scenarijska analiza, s katero je bilo preverjeno, kdaj stroški aktivacije upravičijo zmanjšanje investicij ter kdaj prožnost ojačitve nadomesti ali smiselno dopolnjuje.

2 Omrežni model in razvojni scenariji

Analiza je bila izvedena z orodjem sPLAN, razvitim v okviru projekta STREAM (Evropska komisija, 2026). Uporabljen je realni model distribucijskega omrežja Ajdovščine, v katerem so osnovnim profilom odjemalcev dodani profili sodobnih energetskih tehnologij.

Obravnavanih je bilo 16 scenarijev: izhodiščni in pet tehnoloških kombinacij (tabela 5), vsako pri nizki, uravnoteženi in visoki stopnji vključevanja tehnologij. S temi stopnjami je bila povezana rast osnovne porabe, s čimer so bile zajete različne ravni prihodnjega razvoja porabe. Število dodanih naprav in rast porabe podaja tabela 6. Scenariji in parametri so bili sodefinirani z Elektro Primorsko.

Tabela 5: Skupine razvojnih scenarijev in vključene dodatne tehnologije

Skupina scenarijev	**PV**	**BESS**	**EV**	**TČ**
PV	X	—	—	—
PV s hranilniki	X	X	—	—
Elektrifikacija	—	—	X	X
Elektrifikacija s PV	X	—	X	X
Kombinirani	X	X	X	X

X označuje dodano tehnologijo. Izhodiščni scenarij ne vključuje dodatnih tehnologij. PV – fotonapetostne elektrarne; BESS – baterijski hranilniki; EV – električna vozila; TČ – toplotne črpalke.

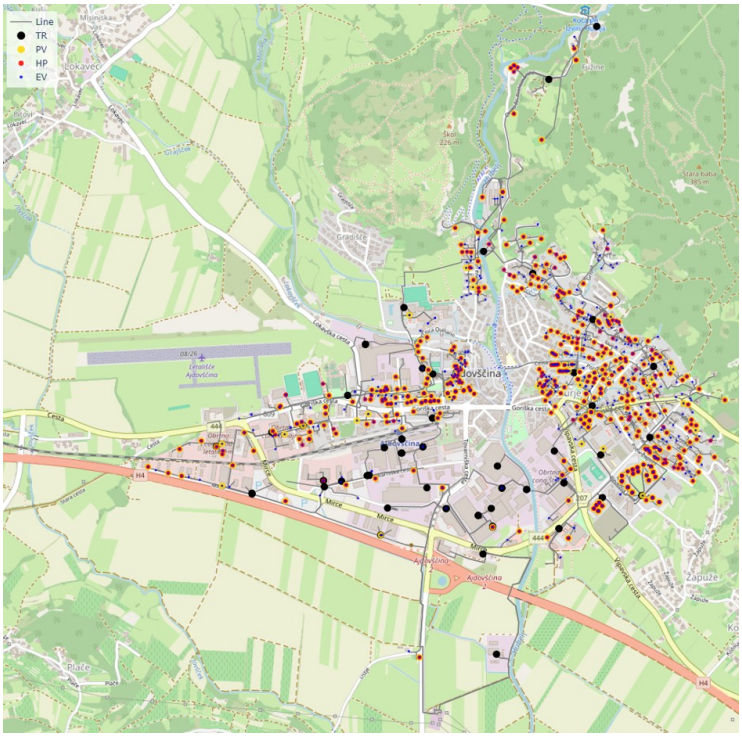
Tabela 6: Parametri treh stopenj vključevanja tehnologij

Parameter	**Nizka**	**Uravnotežena**	**Visoka**
PV [število]	200	400	600
EV [število]	200	600	1.200
TČ [število]	100	300	600

Parameter	Nizka	Uravnotežena	Visoka
Rast osnovne porabe	0 %	2,5 %	5 %

Pri razporejanju EV in TČ je bila dana prednost merilnim mestom z obstoječo ali novo PV. Takšna razporeditev upošteva ugotovitve o povezanosti odločitev gospodinjstev za uvedbo različnih nizkoogljičnih tehnologij (Lagomarsino in sod., 2023). V scenarijih z BESS so bili odjemalcem z novo sončno elektrarno dodani hranilniki, ki obratujejo v samooskrbnem režimu. Prostorsko razporeditev tehnologij v kombiniranem scenariju z visoko stopnjo vključevanja prikazuje slika 19.

Slika 19: Razporeditev PV, TČ in EV v visokem kombiniranem scenariju.



Vir: sPLAN, 2026; kartografska podlaga © sodelavci OpenStreetMap.

Zaradi računske zahtevnosti simulacije so sezonske razlike zajete s štirimi reprezentativnimi tedni, po enim za zimo, pomlad, poletje in jesen. Pretoki moči in aktivacije prožnosti so ovrednoteni v 15-minutnih intervalih. Letne energijske količine so ocenjene tako, da vsak reprezentativni teden predstavlja 13 tednov pripadajoče sezone.

3 Tehnično in ekonomsko vrednotenje

Osnovnim profilom odjemalcev se dodajo profili sodobnih tehnologij in se izvede prvotna simulacija pretokov moči, ki zazna preobremenitve iz katerih se določijo potrebne ojačitve brez uporabe prožnosti. V drugem koraku se preobremenitve poskuša rešiti s prožnostjo. Ob prekoračitvi načrtovalske meje 90 % obremenitve voda ali transformatorja se določi naprave, ki bodo nudile prožnost na prizadetem delu omrežja. Pri prevelikem odjemu se poraba EV in TČ prestavi v prihodnje intervale z razpoložljivo zmogljivostjo, pri prevelikem izvozu pa se omeji proizvodnja PV.

Novo stanje v omrežju se preveri s ponovnim izračunom pretokov moči in določimo preostale ojačitve. Med tehnično preverjenimi letnimi različicami se izbere ekonomsko optimalna kombinacija prožnosti in ojačitev.

Primerjava je izvedena z vidika obravnavanih omrežnih stroškov, določenih iz strani Elektro Primorske. Strošek ojačitev brez uporabe prožnosti se označi s C_0, preostala investicija ob prožnosti s C_r, letno energijo, prestavljeno s prožnostjo odjema z E_f in letna omejena proizvodnja z E_{PV}. Pri cenah p_f in p_{PV} se skupne sedanje stroške kombinirane rešitve C_f določi kot:

$$C_f = C_r + A \cdot (p_f \cdot E_f + p_{PV} \cdot E_{PV}),$$

kjer je A vsota diskontnih faktorjev za leta od 1 do 20, kar predstavlja izbrano obdobje ekonomskega vrednotenja. Življenjska doba omrežnih ojačitev je lahko daljša, vendar njihova preostala vrednost ob koncu tega obdobja v izračunu ni upoštevana. Pri 5-odstotni diskontni stopnji znaša 12,462. Investicije so obravnavane kot začetni izdatek, letne aktivacije in cene pa kot nespremenjene skozi obdobje. Uporabljeni ceni sta 100 EUR/MWh za odjem in 30 EUR/MWh za omejeno proizvodnjo. Relativni prihranek je $(C_0 - C_f)/C_0$.

Prelomna cena odjemne prožnosti p* je najvišja cena aktivacije, pri kateri je kombinirana rešitev stroškovno enakovredna ojačitvi brez prožnosti:

$$p^* = (C_0 - C_r - A \cdot p_{PV} \cdot E_{PV}) / (A \cdot E_f).$$

4 Rezultati in ugotovitve scenarijske analize

Tabela 7 prikazuje rezultate scenarijev z najvišjimi absolutnimi prihranki, razvrščeni po padajoči absolutni vrednosti. Največja absolutna prihranka sta dosežena pri visoki elektrifikaciji in visokem kombiniranem scenariju, in sicer 122,7 oziroma 119,4 tisoč EUR. Relativni prihranki so večji pri nižjih stopnjah vključevanja: v uravnoteženih scenarijih znašajo 83,1–91,6 %, pri visoki stopnji pa 39,1–63,0 %.

Tabela 7: Stroški in prelomne cene prožnosti odjema

Scenarij	**C_0 [tisoč EUR]**	**C^f [tisoč EUR]**	**Prihranek [%]**	**p* [EUR/MWh]**
Elektrifikacija, V	283,8	161,1	43,2	2.513
Kombinirani, V	189,5	70,1	63,0	1.228
Elektrifikacija s PV, V	236,6	144,1	39,1	486
Elektrifikacija, U	95,0	10,3	89,2	923
Elektrifikacija s PV, U	96,3	16,3	83,1	741
Kombinirani, U	65,5	5,5	91,6	3.623
Elektrifikacija, N	25,0	0,6	97,7	4.299

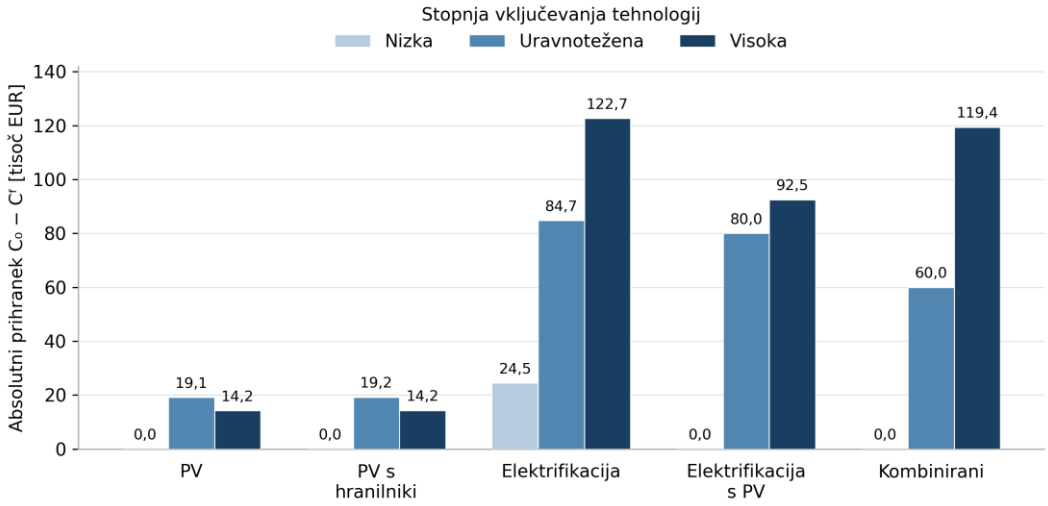
N – nizka, U – uravnotežena, V – visoka stopnja vključevanja.

Pri EV in TČ lahko že razmeroma majhna količina prestavljene energije nadomesti pomemben del omrežnih investicij. V scenariju nizke elektrifikacije je z letno energijo,prestavljeno s prožnostjo odjema v količini 0,47 MWh nadomeščena ojačitev v vrednosti 25.040 EUR in dosežen 97,7-odstotni prihranek.

V scenarijih PV in PV s hranilniki pri uravnoteženi stopnji z omejevanjem proizvodnje je nadomeščena ojačitev transformatorja, stroški pa se zmanjšajo za približno 76 %, pri visoki stopnji pa za približno 20 %. Samooskrbni hranilniki zmanjšujejo oddajo presežkov v omrežje podobno kot omejevanje proizvodnje, energijo pa ohranijo za poznejšo porabo. Njihov dodatni ekonomski učinek je v obravnavanih scenarijih majhen.

Slika 20 primerja absolutne prihranke. Pri PV in PV s hranilniki so ti pri visoki stopnji manjši kot pri uravnoteženi zaradi preostalih ojačitev transformatorjev.

Slika 20: Absolutni prihranki po skupinah scenarijev in stopnjah vključevanja tehnologij.



Pri visoki stopnji vključevanja PV omejevanje proizvodnje predvsem zmanjšuje potrebo po ojačitvah vodov: v scenariju PV s 17,2 na 1,8 tisoč EUR, pri PV s hranilniki pa jih v celoti nadomesti. V obeh ostaneta ojačitvi transformatorjev v vrednosti 54,6 tisoč EUR. Zaradi sočasne proizvodnje PV bi njuna nadomestitev zahtevala obsežno omejevanje energije, katerega ponavljajoči se stroški skozi 20 let zmanjšujejo prednost pred ojačitvijo. Zato je smiselna kombinacija omejevanja proizvodnje in ojačitev transformatorjev.

Prelomne cene odjemne prožnosti znašajo 486–4.299 EUR/MWh in v vseh prikazanih scenarijih presegajo uporabljeno ceno 100 EUR/MWh. Pri tem je upoštevana le cena aktivacije, ne pa tudi morebitni dodatni stroški zagotavljanja razpoložljivosti prožnosti, platforme, dodatnih meritev in podpornih sistemov ter obvladovanja tveganja nedobave prožnosti. Visoka prelomna cena odraža ugodno razmerje med zmanjšanjem investicije in količino potrebnih aktivacij.

5 Sklep

Scenarijska analiza na omrežju Ajdovščine kaže, da je uporaba prožnosti ekonomsko upravičena predvsem tam, kjer je mogoče z majhnim obsegom aktivacij nadomestiti drage omrežne ojačitve. Takšne razmere so bile ugotovljene pri scenarijih z električnimi vozili in toplotnimi črpalkami, kjer časovno prestavljanje porabe zmanjšuje konične obremenitve. Pri višjih stopnjah vključevanja tehnologij ostajajo potrebne tudi ojačitve, zato je smiselna njihova kombinacija s prožnostjo. V scenarijih s sončnimi elektrarnami lahko omejevanje proizvodnje pri uravnoteženi stopnji vključevanja nadomesti predvideno ojačitev transformatorja, pri visoki stopnji pa predvsem zmanjša potrebo po ojačitvah vodov. Zaradi

sočasne sončne proizvodnje bi odpravljanje preobremenitev transformatorjev zahtevalo večji obseg omejevanja energije, zato njihova ojačitev ostaja ekonomsko smiselna. Samooskrbni hranilniki zmanjšujejo oddajo presežkov v omrežje, vendar je njihov dodatni ekonomski učinek v obravnavanih scenarijih majhen.

Rezultati tako podpirajo vključevanje prožnosti v načrtovanje omrežja kot alternative ali dopolnitve ojačitvam, odvisno od obsega potrebnih aktivacij in stroškov nadomeščenih investicij. Nadaljnja obravnava bi lahko vključila napetostne omejitve ter poleg plačila aktivirane energije tudi stroške zagotavljanja razpoložljivosti prožnosti, podpornih sistemov in tveganja nedobave.

Zahvala

Predstavljene rešitve so del raziskovalnih aktivnosti v projektu STREAM, ki se financira iz Okvirnega programa Evropske unije za raziskave in inovacije Obzorje Evropa (*Horizon Europe*) v okviru sporazuma o dodelitvi sredstev št. 101075654.

Literatura

1. Avramidis, I.-I., Capitanescu, F., & Deconinck, G. (2023). Thoughts on conceiving a “fair” value for flexibility. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 147*, 108893. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108893
2. Evropska komisija. (2026). *Streaming flexibility to the power system (STREAM)*. CORDIS. https://cordis.europa.eu/project/id/101075654
3. IEA. (2022). *Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources*. IEA, Paris. https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources
4. IEA. (2023). *Electricity Grids and Secure Energy Transitions*. IEA, Paris. https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions
5. Klyapovskiy, S., You, S., Michiorri, A., Kariniotakis, G., & Bindner, H. W. (2019). Incorporating flexibility options into distribution grid reinforcement planning: A techno-economic framework approach. *Applied Energy, 254*, 113662. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113662
6. Lagomarsino, M., van der Kam, M., Rahmani Azad, Z., Parra, D., & Hahnel, U. J. J. (2023). Co-adoption pathways toward a low-carbon energy system. *iScience, 26*(10), 107815. https://doi.org/10.1016/j.isci.2023.107815

VREDNOTENJE SCENARIJEV RAZVOJA SLOVENSKEGA ELEKTROENERGETSKEGA SISTEMA Z OPTIMIZACIJSKIM ORODJEM EKONOMSKEGA DISPEČIRANJA

Tomaž Dolinar
Fakulteta za elektrotehniko – Laboratorij za energetske strategije
E-pošta: tomaz2.dolinar@gmail.com

Matej Pečjak
Fakulteta za elektrotehniko – Laboratorij za energetske strategije
E-pošta: matej.pecjak@fe.uni-lj.si

Prof. dr. Andrej F. Gubina
Inovacijsko-razvojni inštitut Univerze v Ljubljani
E-pošta: andrej.gubina@iri.uni-lj.si

POVZETEK

Naloga obravnava dolgoročni razvoj slovenske elektroenergetike do leta 2050. Zaradi predvidenega zaprtja TEŠ 6, izteka življenjske dobe NEK ter pričakovane rasti končne rabe električne energije (EE) zaradi elektrifikacije prometa, ogrevanja in drugih sektorjev je prihodnja usmeritev slovenske elektroenergetike pomemben razvojni izziv. Namen naloge je bil ovrednotiti različne scenarije razvoja proizvodnih zmogljivosti ter analizirati njihove ekonomske, okoljske, samooskrbne in sistemske učinke z izbranimi kazalniki.

Za potrebe analize je bil razvit matematični model ekonomskega dispečiranja, ki na urni časovni ravni simulira obratovanje proizvodnih enot, čezmejno izmenjavo EE in presežke proizvodnje. Model vključuje tehnične, obratovalne in ekonomske značilnosti proizvodnih enot ter urne profile nedispečljivih tehnologij, kot so sončne in vetrne elektrarne, male hidroelektrarne ter elektrarne na bioplin in biomaso. Upoštevani so tudi baterijski hranilniki, odjem za proizvodnjo vodika, čezmejne prenosne zmogljivosti, tržne cene EE, hidrologija in projekcije končne rabe EE.

Na podlagi izhodišč Nacionalnega energetskega in podnebnega načrta ter lastnih projekcij razvoja tehnologij je bilo oblikovanih pet scenarijev razvoja elektroenergetskega sistema.

Rezultati kažejo, da scenarij obstoječih ukrepov dosega najslabše rezultate in pomeni visoko uvozno odvisnost zaradi neinvestiranja v nove proizvodne vire. Najvišjo skupno oceno je dosegel korigiran scenarij dodatnih ukrepov z jedrsko energijo, ki skupaj z drugim jedrskim scenarijem zagotavlja najboljše sistemske in samooskrbne kazalnike, vendar ob višjih stroških. Scenariji z večjim deležem sončnih elektrarn in baterijskih hranilnikov, predvsem korigiran scenarij dodatnih ukrepov z OVE, so se izkazali za ekonomsko in okoljsko najugodnejše, imajo pa praviloma slabše sistemske kazalnike. Vendar lahko ob zadostni inštalirani moči OVE in baterijskih hranilnikov tudi taki scenariji pomembno prispevajo k pokrivanju domače rabe EE. Razvita metodologija omogoča pripravo novih scenarijev in izvedbo občutljivostnih analiz ter lahko predstavlja podlago za nadaljnja vrednotenja in podporo pri odločanju o prihodnjem razvoju, pri čemer priporočamo nadaljnje spodbujanje

investicij v OVE in baterijske hranilnike ter ohranitev možnosti izgradnje novih manjših jedrskih zmogljivosti.

Ključne besede: ekonomsko dispečiranje, NEPN, obnovljivi viri, urna optimizacija (MILP)

1 Uvod

Slovenski elektroenergetski sistem (EES) je v preteklosti večino električne energije (EE) zagotavljal s hidroelektrarnami (HE), termoelektrarnami (TE) in Nuklearno elektrarno Krško (NEK). Z načrtovanim zaprtjem Termoelektrarne Šoštanj (TEŠ 6) leta 2033 in iztekom projektne življenjske dobe NEK leta 2043 se ob hkratni rasti končne rabe EE zaradi elektrifikacije prometa, ogrevanja in industrije odpira vprašanje, kako bo Slovenija v prihodnje pokrivala svoje potrebe po EE. Ker so časi umeščanja in gradnje velikih proizvodnih enot in čezmejnih povezav dolgi, so odločitve potrebne že danes.

Za Slovenijo sta bili v zadnjih letih pripravljeni dve študiji, ki sta vrednotili razvojne scenarije elektroenergetskega sistema. Mervar (2024) je na urni ravni analiziral scenarij »100 % OVE« do leta 2044 in ugotovil, da ta ni realno izvedljiv, saj bi zahteval 20.400 MW sončnih elektrarn (SE) in povzročil velike presežke proizvodnje, vendar uporabljena metodologija ni podrobneje opisana. Damijan idr. (2025) so primerjali štiri scenarije in kot najbolj uravnoteženo izpostavili kombinacijo OVE in jedrske energije, pri čemer so simulacije izvedli na letni ravni, torej brez urne časovne ločljivosti. Nobena od študij tako ne ponuja metodološko pregledne urne simulacije obratovanja celotnega sistema skozi celotno obdobje do leta 2050.

Cilj naloge je bil zato razviti orodje ekonomskega dispečiranja (ED) z urno ločljivostjo in z njim čim bolj objektivno ovrednotiti pet scenarijev razvoja slovenskega EES do leta 2050. Postavili smo hipotezo, da scenariji brez investicij v nove proizvodne vire izkazujejo najslabše sistemske kazalnike in visoko uvozno odvisnost, da scenariji z velikimi konvencionalnimi enotami zagotavljajo večjo zanesljivost ob višjih stroških, scenariji z visokim deležem OVE pa nižje stroške ob slabši zanesljivosti obratovanja, ter da najboljše rezultate dosega scenarij z uravnoteženo mešanico virov.

2 Metodologija

2.1 Model ekonomskega dispečiranja

Problem angažiranja agregatov (ang. *unit commitment*) in ED smo združili v en optimizacijski problem mešanega celoštevilskega linearnega programiranja (MILP), ki hkrati vsebuje binarne spremenljivke za vklop, zagon in ustavitev enot ter zvezne spremenljivke za njihovo moč (Wood idr., 2013). Ciljna funkcija minimizira skupne stroške proizvodnje hidro, termo, jedrskih in črpalnih elektrarn ter neto uvoza:

$$\min C_{\text{skupaj}} = C_{\text{hidro}} + C_{\text{termo}} + C_{\text{jedrsko}} + C_{\text{črpalno}} + C_{\text{uvoz/izvoz}} \quad (1)$$

Ciljna funkcija je omejena z urno bilanco moči, v kateri mora vsota proizvodnje dispečljivih enot, praznjenja hranilnikov in uvoza v vsaki uri t pokriti rezidualni odjem D_t (končna raba EE, zmanjšana za proizvodnjo cenovno neodvisnih virov), polnjenje hranilnikov, črpanje in

izvoz. Za TE in jedrske elektrarne (JE) model upošteva omejitve moči, minimalni čas obratovanja ter največjo spremembo moči navzgor in navzdol. HE so modelirane kot verige na Savi, Soči in Dravi: izpust višje ležeče elektrarne je dotok naslednje, upoštevani pa so volumni akumulacij, biološki minimum, prelivanje in povezava med pretokom, padcem in močjo. Čezmejna izmenjava je omejena s čezmejnimi prenosnimi zmogljivostmi (ČPZ), ocenjenimi s 95. percentilom komercialnih pretokov in povečanimi skladno z načrtom TYNDP (ENTSO-E & ENTSOG, 2024).

Zaradi velikosti problema (25 let × 8.760 ur) smo uporabili metodo premikajočega okna (ang. *rolling horizon*) z mesečnimi okni in tridnevnim prekrivanjem, ki preprečuje, da bi model ob koncu okna izpraznil akumulacije in hranilnike (Glomb idr., 2022).

2.2 Vhodni podatki in urni profili

Tehnične in ekonomske podatke obstoječih in načrtovanih dispečljivih enot so zagotovili sistemski operater ELES, proizvajalci EE in potencialni investitorji. Letne projekcije cenovno neodvisnih virov in odjema smo povzeli po Nacionalnem energetskem in podnebnem načrtu – NEPN (Ministrstvo za okolje, podnebje in energijo [MOPE], 2024) in jih pretvorili v urne profile:

- SE – oblika iz podatkov o obsevanosti ob upoštevanju linearne rasti moči med letom
- vetrne elektrarne (VE), male HE, biomasa in bioplin – normirani zgodovinski profili (ELES, 2025; ENTSO-E, 2025),
- toplotne črpalke – normirani profili iz baze When2Heat (Ruhnau idr., 2019),
- električna vozila – tipični dnevni profili šestih kategorij prometa,
- proizvodnja vodika – prednostno v urah z viški OVE, preostanek v urah najnižjega odjema,
- baterijski hranilniki (BHEE) – ločeno samooskrbni (vnaprej določen profil) in tržni (dispečirani v modelu), v dveh scenarijih tudi tehnologija V2G.

Hidrologija temelji na povprečnih dnevnih pretokih za obdobje 1990–2023 (Agencija Republike Slovenije za okolje [ARSO], 2025), linearno interpoliranih na urno raven. Urne cene EE za regijo do leta 2050 smo pridobili od specializiranih ponudnikov napovedi. Te imajo največji vpliv na rezultate in hkrati največjo negotovost.

3 Obravnavani scenariji

Ovrednotili smo pet scenarijev (Tabela 1). Trije izhajajo iz NEPN: scenarij obstoječih ukrepov (OU) brez novih večjih proizvodnih enot ter korigirana scenarija dodatnih ukrepov z jedrsko energijo (DU-JE_k) in z OVE (DU-OVE_k). Pri DU-JE_k smo moč VE znižali na tretjino in enoto SMR nadomestili s podaljšanjem obratovanja NEK do leta 2063, pri DU-OVE_k pa smo moč BHEE vezali na prirast SE v razmerju 1 : 1. Dodatna scenarija smo pripravili sami: scenarij visoke prožnosti brez JEK2 (SVPBJ) preverja, ali lahko prožnost (BHEE, V2G, polnjenje vozil čez dan) nadomesti veliko enoto, scenarij nižje prožnosti s SMR (SNPSS) pa predstavlja kompromis z dvema malima modularnima reaktorjema.

Tabela 1: Glavne značilnosti obravnavanih scenarijev v letu 2050

Scenarij	Nove velike enote in ukrepi	SE [MW]	BHEE [MW]	Raba EE [GWh]
OU	–	3.844	800	23.783
DU-JE_k	JEK2 (1.100 MW, 2040), NEK do 2063	7.629	2.200	21.896
DU-OVE_k	–	11.554	10.050	21.896
SVPBJ	NEK do 2063, V2G (20 % flote EV)	8.600	10.000	23.783
SNPSS	2 × SMR 300 MW, NEK do 2063, V2G (10 %)	5.350	4.000	23.783

Vir: lastni izračuni na podlagi MOPE (2024), 2026

4 Kazalniki in točkovanje

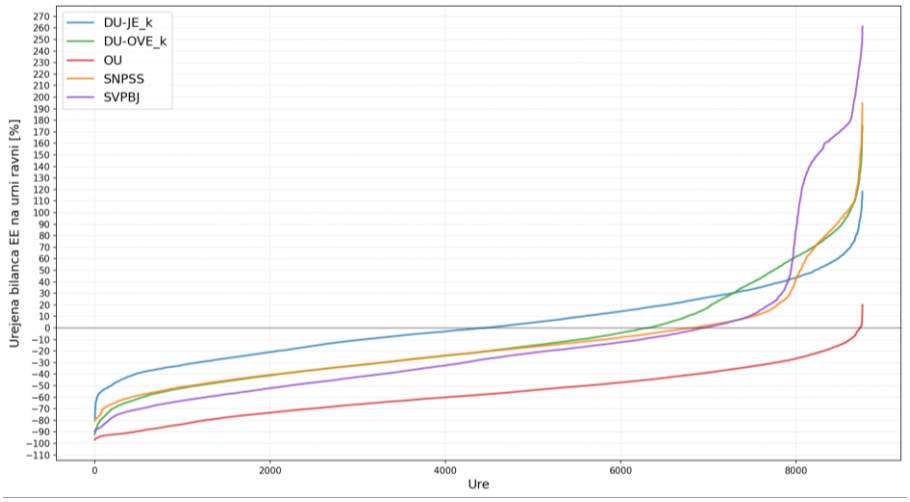
Rezultate smo ovrednotili z 12 kazalniki v štirih skupinah: okoljski (emisije CO_2, odpadki), sistemski (pokritost porabe z domačo proizvodnjo, največji urni uvoz in izvoz, urejena bilanca primanjkljaja EE, delež domače moči v 100 kritičnih urah), ekonomski (kapitalski stroški investicij, skupni LCOE, delež domačega znanja, neto denarni tok) in samooskrbni (delež ur nesamozadostnosti pri zamejenih ČPZ, diverzifikacija po Herfindahl-Hirschmanovem indeksu). Za vsak kazalnik smo scenarije razvrstili glede na vrednost v letu 2050. Najboljši je prejel 5, najslabši 1 točko, kar da največ 60 točk.

5 Rezultati in diskusija

Rezultati potrjujejo, da scenarij OU vodi v izrazito uvozno odvisnost: leta 2050 bi z domačo proizvodnjo pokrili le dobrih 42 % porabe EE, uvoz bi znašal skoraj 15 TWh, Slovenija pa bi bila neto uvoznica skoraj vse ure v letu. Najvišjo pokritost dosega DU-JE_k (90 %), sledijo DU-OVE_k (76 %), SNPSS (73 %) in SVPBJ (64 %). Pri DU-JE_k je letni uvoz najnižji (približno 3 TWh), neto denarni tok pa je edini pozitiven, medtem ko je pri ostalih scenarijih leta 2050 negativen (približno 200–300 mio. EUR, pri OU bistveno več).

Slika 1 prikazuje urejeno urno bilanco domače proizvodnje glede na končno rabo EE v letu 2050. DU-JE_k ima najmanj ur s primanjkljajem (približno 4.500 ur), vendar kljub novi JE ostaja uvoznik v več kot polovici ur. Scenarija z veliko SE in BHEE (DU-OVE_k, SVPBJ) imata najbolj razpršeno bilanco: v posameznih urah izvažata tudi do 175 % domače končne rabe, tržni BHEE pa se polnijo iz uvoza ob nizkih cenah, kar umetno povečuje uvoz in slabša pokritost porabe.

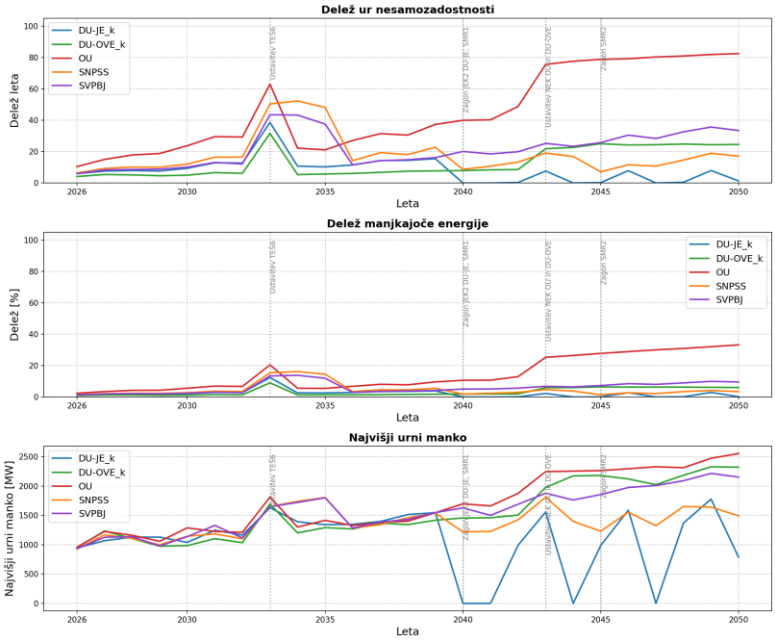
Slika 1: Urejena urna bilanca EE po scenarijih v letu 2050



Vir: lastni izračuni, 2026

Pri tržnih razmerah so emisije CO_2 v vseh scenarijih enake, ker sta TEŠ 6 in TETOL modelirana kot »must-run«, plinske enote pa ne morejo konkurirati uvozu. Razlike se pokažejo šele pri zamejenih ČPZ, ko mora delovati vsa domača proizvodnja. Slika 2 prikazuje kazalnike samozadostnosti pri zamejenih ČPZ: pri OU delež ur nesamozadostnosti doseže dobrih 80 %, pri DU-JE_k je najnižji, ostali scenariji pa se uvrščajo med 20 % in 40 %. Podoben vrstni red velja za delež manjkajoče EE in najvišji urni manko, pri čemer remonti JE pri DU-JE_k občasno povečajo najvišji urni manko. Investicijski stroški so najvišji pri DU-JE_k, skupni LCOE pa pri SNPSS in DU-JE_k. Scenariji na osnovi SE in BHEE so ekonomsko ugodnejši in imajo višji relativni delež domačega znanja.

Slika 2: Kazalniki samozadostnosti pri zaprtih ČPZ



Vir: lastni izračuni, 2026

Končno točkovanje podaja Tabela 2. Najvišjo oceno je dosegel DU-JE_k (44/60), sledita DU-OVE_k in SNPSS (37), nato SVPBJ (35) in OU (27). Jedrska scenarija prevladujeta pri sistemskih in samooskrbnih kazalnikih, scenarija na osnovi SE in BHEE pa pri ekonomskih in okoljskih. DU-OVE_k pri pokritosti porabe celo prehiti SNPSS, kar kaže, da lahko ob zadostni inštalirani moči OVE in BHEE tudi tak scenarij pomembno prispeva k pokrivanju domače rabe.

Tabela 2: Rezultati vrednotenja scenarijev (ocena 1–5 po kazalnikih)

Skupina	Kazalnik	OU	DU-OVE_k	DU-JE_k	SNPSS	SVPBJ
Okoljski	Emisije CO_2	1	4	5	3	2
	Odpadki	5	3	1	2	4
Sistemski	Pokritost porabe z domačo proizvodnjo	1	4	5	3	2
	Maksimalni uvoz in izvoz	4	2	5	3	1
	Primanjkljaj EE	1	3	5	4	2
	Delež domače moči v kritičnih urah	1	2	5	4	3
Ekonomski	Kapitalski stroški investicij	5	2	1	3	4
	Skupni LCOE	3	4	2	1	5
	Delež domačega znanja	3	4	2	1	5
	Neto denarni tok	1	3	5	4	2
Samooskrbni	Delež ur nesamozadostnosti	1	3	5	4	2
	Diverzifikacija EES	1	3	3	5	3
Skupaj	**Končni rezultat (od 60)**	**27**	**37**	**44**	**37**	**35**

Vir: lastni izračuni, 2026

Hipoteza je bila delno potrjena. Potrdilo se je, da je neinvestiranje daleč najslabša možnost ter da jedrski scenariji zagotavljajo večjo zanesljivost ob višjih stroških, scenariji z OVE pa nižje stroške ob slabših sistemskih kazalnikih. Predpostavka, da bo kompromisni SNPSS najboljši, se ni potrdila: 600 MW SMR je ob naraščajoči rabi premalo, pesimistična rast SE in BHEE pa je dodatno znižala njegovo oceno. Pri interpretaciji je treba upoštevati, da JE obratujejo pasovno, da so dolgoročne napovedi cen EE in končne rabe zelo negotove – NEPN predvideva 62–77 % rast končne rabe EE do leta 2050, medtem ko se je ta v zadnjih 30 letih povečala le za približno 3 TWh (Statistični urad Republike Slovenije, 2026) – ter da model ne zajema stroškov širitve omrežja.

6 Sklep

V delu smo razvili urni model ekonomskega dispečiranja slovenskega EES s podrobnim modelom verig HE, hranilnikov in čezmejne izmenjave ter metodologijo za vrednotenje scenarijev z 12 kazalniki. V primerjavi z obstoječimi študijami delo temelji na dejanskih tehničnih podatkih elektrarn, tržnih napovedih cen in urni optimizaciji skozi celotno obdobje 2026–2050.

Rezultati jasno kažejo, da Slovenija ne sme ostati pri scenariju obstoječih ukrepov, saj bi leta 2050 z domačo proizvodnjo pokrila manj kot polovico končne rabe EE. Najvišjo skupno oceno je dosegel korigiran jedrski scenarij DU-JE_k, ki združuje JEK2 s podaljšanim obratovanjem NEK, OVE, HE in BHEE. Scenariji na osnovi SE in BHEE so ekonomsko in okoljsko najugodnejši in lahko ob zadostni inštalirani moči pomembno prispevajo k samooskrbi.

Priporočamo nadaljnje spodbujanje investicij v SE skupaj z BHEE, VE, biomaso in HE na Savi ter ohranitev možnosti izgradnje novih jedrskih zmogljivosti, bodisi velike JE bodisi SMR. Rezultati ne predstavljajo dokončne odločitve, temveč strokovno podlago za odločitve. Razvito orodje omogoča hitre občutljivostne analize glede cen EE, hidrologije in končne rabe, ki jih predlagamo kot nadaljnje delo.

Literatura

1. Agencija Republike Slovenije za okolje. (2025). *Arhiv hidroloških podatkov – dnevni podatki*. Najdeno 29. maja 2025 na spletnem naslovu https://vode.arso.gov.si/hidarhiv/pov_arhiv_tab.php
2. Damijan, J. P. idr. (2025). *Analiza scenarijev in predlog optimalnega koncepta prenove elektroenergetskega sistema Slovenije*. Najdeno 8. oktobra 2026 na spletnem naslovu https://mojapoloznica.si/analiza-scenarijev/
3. ELES. (2025). *Obratovanje prenosnega omrežja, Slovenija*. Najdeno 27. avgusta 2025 na spletnem naslovu https://www.eles.si/podatki-slovenija
4. ENTSO-E. (2025). *Transparency Platform*. Najdeno 27. avgusta 2025 na spletnem naslovu https://transparency.entsoe.eu/
5. ENTSO-E & ENTSOG. (2024). *TYNDP 2024 Scenarios*. Najdeno 3. septembra 2025 na spletnem naslovu https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/
6. Glomb, L., Liers, F., & Rösel, F. (2022). A rolling-horizon approach for multi-period optimization. *European Journal of Operational Research, 300*(1), 189–206.
7. Mervar, A. (2024). *Analiza 100 % OVE scenarija v elektroenergetskem sektorju za Slovenijo za leto 2044*. Ljubljana: ELES.
8. Ministrstvo za okolje, podnebje in energijo. (2024). *Nacionalni energetski in podnebni načrt (NEPN)*. Najdeno 16. junija 2025 na spletnem naslovu https://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/nacionalni-energetski-in-podnebni-nacrt-2024
9. Ruhnau, O., Hirth, L., & Praktiknjo, A. (2019). Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling. *Scientific Data, 6*(1), 189.
10. Statistični urad Republike Slovenije. (2026). *Električna energija (GWh), Slovenija, letno (Tabela 1817602S)*. Najdeno 20. junija 2026 na spletnem naslovu https://pxweb.stat.si/SiStatData/pxweb/sl/Data/-/1817602S.px
11. Wood, A. J., Wollenberg, B. F., & Sheblé, G. B. (2013). *Power Generation, Operation, and Control* (3. izd.). Hoboken: Wiley.

KRATKOROČNA DAY-AHEAD OPTIMIZACIJA OBRATOVANJA REFERENČNE ČRPALNE HIDROELEKTRARNE

Andraž Roger
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško, Slovenija
E-pošta: andraz.roger@um.si

Matej Fike
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško, Slovenija
E-pošta: matej.fike@um.si

POVZETEK

Prispevek obravnava kratkoročno optimizacijo obratovanja velike referenčne črpalne hidroelektrarne v slovenskem tržnem okolju. Povečevanje deleža vremensko odvisnih obnovljivih virov spremljajo večja nihanja cen in vse pogostejše pojavljanje negativnih cen na trgu električne energije za dan vnaprej (day-ahead market). Pri analizi smo se omejili na enega izmed mesecev in sicer junij 2024, saj so v tem mesecu prisotna obdobja negativnih cen električne energije in izraziti cenovni vrhovi. Optimizirani čas črpanja in proizvodnje električne energije je določen z metodo MILP (Mixed Integer Linear Programming). Ciljna funkcija metode maksimira tržni rezultat cenovne arbitraže, pri čemer model upošteva izkoristke, energijsko kapaciteto zbiralnika, medsebojno izključevanje črpalnega in turbinskega režima ter omejitev števila dnevnih zagonov. Črpalni režim se praviloma aktivira v urah z negativnimi ali nizkimi cenami, turbinski režim pa ob visokih cenah električne energije. Največje dnevno število zagonov je bilo štiri v obeh režimih. Rezultati kažejo, da specifična proizvodnja ČHE, z optimizacijo črpalnega in turbinskega režima v mesecu juniju 2024 znaša 141,1 MWh/MWinšt., specifična poraba pa 194,8 MWh/MWinšt, kar glede na day-ahead cene v tem mesecu ustvari specifični prihodek v vrednosti 16.629 EUR/MWinšt. Izračunani znesek predstavlja tržni rezultat nakupa in prodaje električne energije in ne vključuje investicijskih stroškov, stroškov vzdrževanja, obrabe zaradi zagonov ali prihodkov iz drugih trgov.

Ključne besede: črpalna hidroelektrarna, negativna cena električne energije, day-ahead market, MILP

1 Uvod

Povečevanje deleža vremensko odvisnih obnovljivih virov energije povečuje potrebo po prilagodljivih proizvodnih in hranilniških zmogljivostih. Nadaljnje vključevanje sončnih in vetrnih elektrarn je predvideno tudi v slovenskem Nacionalnem energetskem in podnebnem načrtu (Ministrstvo za okolje & podnebje in energijo, 2024).

Proizvodnja sončnih in vetrnih elektrarn je odvisna od vremenskih razmer in je zato časovno spremenljiva ter le delno napovedljiva. Večji delež takšnih virov oz. v kolikor takšni viri dominirajo elektroenergetskemu sistemu, otežuje sprotno usklajevanje proizvodnje in porabe električne energije ter povečuje potrebo po prilagodljivih proizvodnih in hranilniških zmogljivostih. Višja prisotnost vremensko odvisnih virov je opazna tudi na day-ahead trgu

električne energije, kjer obdobja visoke proizvodnje in nizke porabe povzročajo večja cenovna nihanja ter vse pogostejša pojavljanja negativnih cen električne energije. Prokhorov in Dreisbach (2022) ugotavljata, da se z večanjem deleža obnovljivih virov povečuje pogostost negativnih urnih cen.

Črpalne hidroelektrarne omogočajo shranjevanje večjih količin energije s črpanjem vode v zgornji zbiralnik v obdobjih presežne proizvodnje oziroma nizkih cen električne energije. Zaradi velike zmogljivosti, razmeroma visokega izkoristka in hitrega prilagajanja obratovalnega režima, predstavljajo črpalne hidroelektrarne eno izmed najbolj uveljavljenih tehnologij za obsežno shranjevanje električne energije (Barbour et al., 2016).

Ekonomska učinkovitost črpalne hidroelektrarne ni odvisna samo od njene inštalirane moči in energijske kapacitete ampak predvsem od ustreznega časovnega razporejanja črpalnega in turbinskega režima. Marini in sodelavci (2023) opozarjajo, da lahko optimizacija brez ustreznega omejevanja preklopov privede do matematično optimalnih, vendar tehnično neizvedljivih režimov obratovanja.

Namen prispevka je analizirati kratkoročno day-ahead optimizacijo obratovanja referenčne črpalne hidroelektrarne na podlagi dejanskih urnih cen električne energije v Sloveniji. Analiza je omejena na junij 2024, za katerega so značilna obdobja negativnih oziroma zelo nizkih cen in posamezni izraziti cenovni vrhovi. Z metodo mešanega celoštevilskega linearnega programiranja (Mixed Integer Linear Programming – MILP) se določita optimalna razporeda črpalnega in turbinskega režima ob upoštevanju energijske bilance, izkoristkov, omejene kapacitete zbiralnika in največjega dovoljenega števila dnevnih zagonov. Rezultati so izraženi kot specifična proizvodnja, specifična poraba in specifični tržni rezultat glede na inštalirano moč. Obravnavani so izključno prihodki od prodaje električne energije in stroški električne energije za črpanje, medtem ko investicijski stroški, stroški vzdrževanja, obraba zaradi zagonov ter prihodki iz drugih trgov niso vključeni. Podatki o urnih cenah so pridobljeni iz BSP Southpool (BSP Southpool, 2024).

2 Metodologija raziskave

2.1 Optimizacijski model

Optimalni razpored obratovanja je izračunan z MILP metodo. Metoda omogoča hkratno obravnavo zveznih in binarnih spremenljivk ter je primerna za optimizacijo obratovanja energetskih sistemov z diskretnimi obratovalnimi stanji (Abdmouleh et al., 2017; Castorino et al., 2025). Optimizacijski model je izdelan v programskem okolju MATLAB® 2024b, optimizacijski problem pa je rešen s funkcijo *intlinprog*.

Ciljna funkcija vključuje stroške električne energije, porabljene za črpanje, in prihodke od električne energije, proizvedene v turbinskem režimu. Zapisana je v minimizacijski obliki:

$$\min \sum_{t=1}^{n} \left(\frac{P_{pump}\, x_{pump}(t)\, c_t}{\eta_{pump}} - P_{turb}\, x_{turb}(t)\, c_t\, \eta_{turb} \right) \qquad (1)$$

kjer je c_t cena električne energije v uri t, $x_{pump}(t)$ in $x_{turb}(t)$ sta binarni spremenljivki obratovanja v črpalnem in turbinskem režimu, P_{pump} in P_{turb} sta nazivni moči črpalnega in turbinskega režima, η_{pump} in η_{turb} pa izkoristek črpalke in turbine.

Ciljna funkcija je zapisana kot minimizacija neto stroškov, kar je enakovredno maksimiranju tržnega rezultata cenovne arbitraže. Kadar je cena električne energije nizka ali negativna, model prednostno izbira črpalni režim, medtem ko se turbinski režim aktivira v urah z višjimi cenami.

Odločitvene spremenljivke modela obsegajo: binarni spremenljivki črpalnega in turbinskega režima, zvezno spremenljivko energijskega stanja zbiralnika ter binarni spremenljivki zagonov obeh režimov. Model upošteva energijsko bilanco in dovoljeno območje energijskega stanja zbiralnika, medsebojno izključevanje črpalnega in turbinskega režima ter omejitev največ 12 zagonov posameznega režima na dan.

Omejitev števila zagonov preprečuje, da bi matematično optimalna rešitev vsebovala tehnično nerealno pogosto preklapljanje med obratovalnimi stanji (Marini et al., 2023).

2.2 Vhodni podatki in predpostavke

Analiza je izvedena s časovno resolucijo ene ure na podlagi slovenskih day-ahead cen za junij 2024 (BSP Southpool, 2024). Uporabljena sta izkoristek turbine 0,9 in izkoristek črpalke 0,8, kar ustreza skupnemu izkoristku 0,72 (Jiang et al., 2021). Začetno energijsko stanje zbiralnika je določeno na spodnjo obratovalno mejo.

Vrednosti inštalirane moči in energijske kapacitete zbiralnika so vključene v optimizacijski model kot fiksni vhodni parametri. Zaradi primerljivosti so rezultati izraženi s specifičnimi kazalniki glede na inštalirano moč. Proizvedena in porabljena energija sta zato podani v $MWh/MW_{inšt}$, tržni rezultat pa v $EUR/MW_{inšt}$.

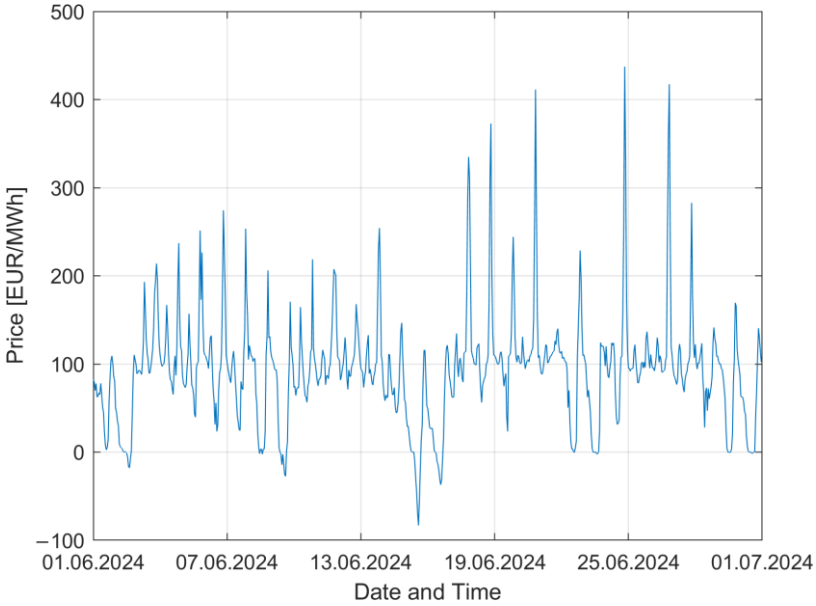
Model ne vključuje investicijskih stroškov, stroškov vzdrževanja, stroškov obrabe zaradi zagonov, hidravličnih prehodnih pojavov ali prihodkov iz sistemskih storitev in drugih trgov električne energije. Izračunani rezultat zato predstavlja izključno razliko med prihodki od prodaje in stroški nakupa električne energije na podlagi day-ahead cen.

3 Rezultati

3.1 Gibanje cen in optimizirano obratovanje

Urne cene električne energije na slovenskem day-ahead trgu so junija 2024 izrazito nihale (slika 21). V obravnavanem obdobju se je pojavilo več ur z negativnimi cenami, hkrati pa so posamezni cenovni vrhovi presegli 400 EUR/MWh. Takšna razlika med najnižjimi in najvišjimi cenami ustvarja ugodne pogoje za cenovno arbitražo s črpalno hidroelektrarno.

Slika 21: Urne cene električne energije na slovenskem day-ahead trgu za junij 2024

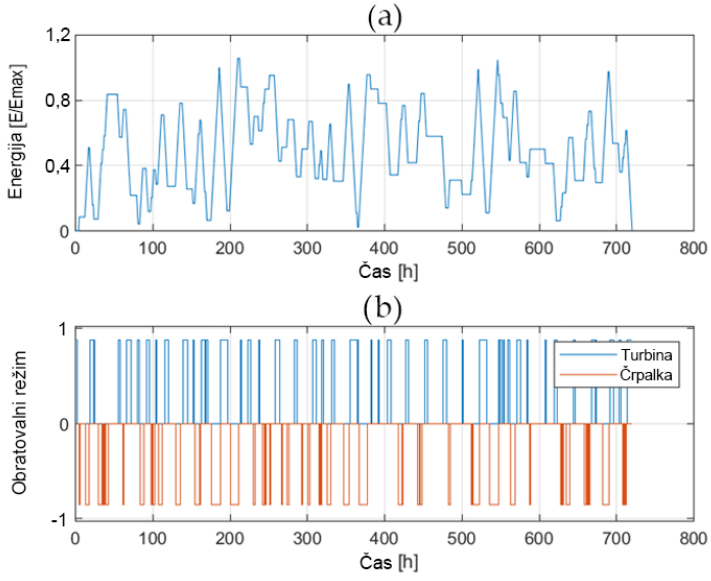


Vir: (BSP Southpool, 2024)

Rezultati optimizacije kažejo, da se črpalni režim praviloma aktivira v obdobjih negativnih oziroma nizkih cen električne energije, turbinski režim pa v obdobjih višjih cen. Model tako energijo shranjuje, kadar je njen nakup cenovno ugoden, in jo ponovno pretvarja v električno energijo ob ugodnejših tržnih razmerah.

Na sliki 22a je prikazano energijsko stanje zbiralnika, normalizirano glede na njegovo največjo energijsko kapaciteto. Pogosto polnjenje in praznjenje zbiralnika kaže, da je model izkoriščal več cenovnih ciklov znotraj posameznih dni in med zaporednimi dnevi. Obratovalni stanji na sliki 22b potrjujeta, da se črpalni in turbinski režim medsebojno izključujeta ter da je njuno aktiviranje povezano z urnim gibanjem cen.

Slika 22: (a) Energijsko stanje zbiralnika; (b) obratovalno stanje ČHE za junij 2024



V celotnem mesecu je ČHE v turbinskem režimu obratovala 157 ur, v črpalnem režimu pa 161 ur. Zabeleženih je bilo 65 zagonov turbinskega in 63 zagonov črpalnega režima. Največje dnevno število zagonov je znašalo štiri v obeh režimih, zato omejitev 12 dnevnih zagonov niti ni bila dosežena (Tabela 8). Omejitev je tako delovala kot varnostna meja za preprečevanje tehnično nerealnih rešitev, vendar ni neposredno omejevala optimalnega urnega razporeda.

Tabela 8: Povzetek obratovanja referenčne ČHE junija 2024.

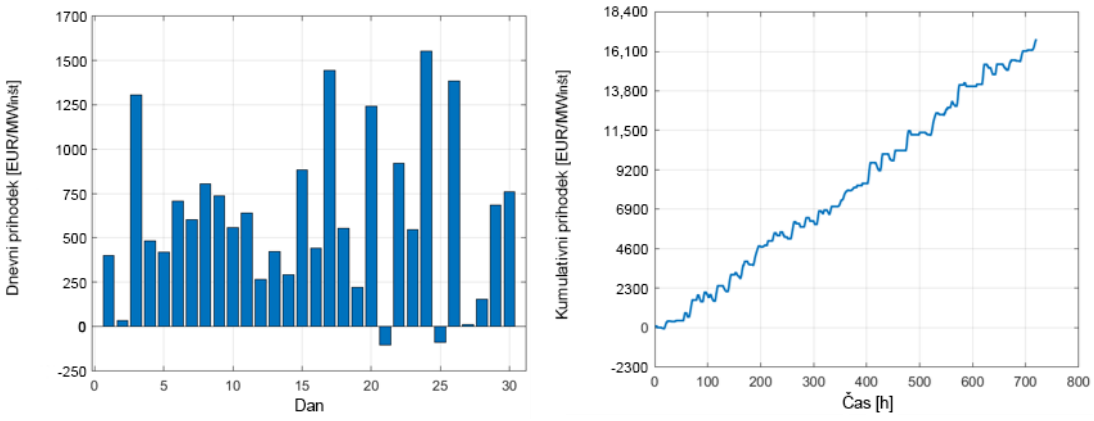
Parameter	Turbinski režim	Črpalni režim
Obratovalni čas [h]	157	161
Skupno število zagonov	65	63
Največje dnevno število zagonov	4	4
Specifična energija [$MWh/MW_{inšt}$]	141,1	194,8

3.2 Tržni rezultat

Dnevni specifični tržni rezultat se je med mesecem spreminjal glede na razpoložljive razlike med nizkimi in visokimi urnimi cenami (slika 23a). Najvišje vrednosti so bile dosežene v dneh z izrazitimi cenovnimi vrhovi, pred katerimi je model lahko izvedel črpanje pri nizkih ali negativnih cenah.

Kumulativni tržni rezultat na sliki 23b skozi večino meseca narašča. Ob koncu junija je optimizirano obratovanje ustvarilo specifični tržni rezultat 16.629 $EUR/MW_{inšt}$.

Slika 23: (a) Dnevni specifični tržni rezultat, (b) kumulativni specifični tržni rezultat referenčne ČHE za junij 2024



(**a**) (**b**)

Rezultati potrjujejo, da sta pogostost in velikost cenovnih nihanj pomembna dejavnika tržne vrednosti ČHE. Negativne cene ustvarjajo dodatno spodbudo za črpanje, izraziti pozitivni cenovni vrhovi pa omogočajo prodajo shranjene energije z večjo vrednostjo. Ugotovitve so skladne z rezultati Prokhorova in Dreisbacha (2022), ki rast pogostosti negativnih cen povezujejo z večjim deležem vremensko odvisnih obnovljivih virov.

Izračunani znesek predstavlja tržni rezultat nakupa in prodaje električne energije na day-ahead trgu. Ne predstavlja čistega dobička elektrarne, saj model ne vključuje investicijskih stroškov ter že predhodno omenjenih ostalih stroškov.

4 Zaključek

V prispevku je bila izvedena kratkoročna day-ahead optimizacija obratovanja referenčne črpalne hidroelektrarne za junij 2024. Z uporabo modela MILP je bil določen urni razpored črpalnega in turbinskega režima na podlagi dejanskih cen električne energije na slovenskem day-ahead trgu. Rezultati kažejo, da se črpalni režim praviloma aktivira v urah z negativnimi oziroma nizkimi cenami, turbinski režim pa v obdobjih višjih cen električne energije.

V obravnavanem mesecu je ČHE v turbinskem režimu obratovala 157 ur, v črpalnem režimu pa 161 ur. Specifična proizvodnja električne energije je znašala 141,1 $MWh/MW_{inšt}$, specifična poraba za črpanje pa 194,8 $MWh/MW_{inšt}$. Z optimiziranim obratovanjem je bil dosežen specifični tržni rezultat 16.629 $EUR/MW_{inšt}$. Največje dnevno število zagonov je znašalo štiri v obeh režimih, zato omejitev 12 dnevnih zagonov ni neposredno omejevala dobljenega obratovalnega razporeda.

Analiza potrjuje, da cenovna nihanja in negativne cene ustvarjajo možnosti za tržno usmerjeno obratovanje ČHE. Rezultati hkrati kažejo sposobnost takšnega sistema, da porabo električne energije časovno premakne v obdobja nižjih cen in proizvodnjo v obdobja višjih cen. Izračunani tržni rezultat ne predstavlja čistega dobička ali presoje investicijske upravičenosti, saj model ne vključuje investicijskih stroškov, stroškov obratovanja in vzdrževanja, obrabe zaradi zagonov ter prihodkov iz drugih trgov. Rezultati zato predstavljajo oceno potenciala cenovne arbitraže na day-ahead trgu v izbranem enomesečnem obdobju.

Literatura

1. Abdmouleh, Z., Gastli, A., Ben-Brahim, L., Haouari, M., & Al-Emadi, N. A. (2017). Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources. *Renewable Energy*, *113*, 266-280. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.087
2. Barbour, E., Wilson, I. A. G., Radcliffe, J., Ding, Y., & Li, Y. (2016). A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *61*, 421-432. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.019
3. BSP Southpool. (2024). Najdeno Accessed: 16.9.2024 na spletnem naslovu https://www.bsp-southpool.com/day-ahead-trading-results-si.html
4. Castorino, G. A. M., Dahlquist, E., Kyprianidis, K., Losi, E., Manservigi, L., Pinelli, M., Renuke, A., Spina, P. R., & Venturini, M. (2025). Optimization of sizing and operation of pumped hydro storage plants under current and future economic scenarios. *Journal of Energy Storage*, *119*, 116130. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.est.2025.116130
5. Jiang, D., Chen, S., Liu, W., Ren, Y., Guo, P., & Li, Z. (2021). Underground Hydro-Pumped Energy Storage Using Coal Mine Goafs: System Performance Analysis and a Case Study for China. *Frontiers in Earth Science*, *9*. https://doi.org/10.3389/feart.2021.760464

6. Marini, G., Fontana, N., Maio, M., Di Menna, F., & Giugni, M. (2023). A Novel Approach to Avoiding Technically Unfeasible Solutions in the Pump Scheduling Problem. *Water*, *15*(2), 286. https://www.mdpi.com/2073-4441/15/2/286
7. Ministrstvo za okolje, & podnebje in energijo, R. S. (2024). *Nacionalni energetski in podnebni načrt 2024*. Najdeno Accessed: 27.4.2025 na spletnem naslovu https://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/nacionalni-energetski-in-podnebni-nacrt-2024/
8. Prokhorov, O., & Dreisbach, D. (2022). The impact of renewables on the incidents of negative prices in the energy spot markets. *Energy Policy*, *167*, 113073. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113073

ANALIZA POVEZAVE MED KAZALNIKOM VOLL IN BDP

Jerneja Bogovič
Fakulteta za elektrotehniko, Tržaška cesta 25, 1000 Ljubljana
E-pošta: jerneja.bogovic@fe.uni-lj.si

Marko Kolenc
ELES, d. o. o., Hajdrihova ulica 2, 1000 Ljubljana
E-pošta: marko.kolenc@eles.si

Miloš Pantoš
Fakulteta za elektrotehniko, Tržaška cesta 25, 1000 Ljubljana
E-pošta: milos.pantos@fe.uni-lj.si

POVZETEK

Kazalnik vrednosti nedobavljene električne energije (VoLL), ki se določa na podlagi anketiranja odjemalcev o škodi zaradi prekinitev dobave električne energije, je pomemben vhodni parameter v procesu načrtovanja, pri izdelavi analiz stroškov in koristi ter pri določitvi standarda zanesljivosti. Ker je njegova določitev dolgotrajen proces, je v prispevku predstavljena metoda napovedovanja vrednosti kazalnika z uporabo makroekonomskega kazalnika bruto domačega proizvoda.

Vrednost kazalnika VoLL je bila z metodo anketiranja določena v letih 1996, 2006, 2016 in 2023. Na podlagi preteklih vrednosti kazalnika VoLL in bruto domačega proizvoda na prebivalca je izdelan regresijski model, s katerim je ocenjena povezava med obema kazalnikoma. Rezultati kažejo, da se vrednost kazalnika VoLL z rastjo bruto domačega proizvoda povečuje, pri čemer je odvisnost opisana z logaritemsko funkcijo.

Regresijski model omogoča ekstrapolacijo prihodnjih vrednosti kazalnika VoLL na podlagi napovedi bruto domačega proizvoda, zato je lahko uporaben za vmesno posodabljanje vrednosti kazalnika VoLL. Kljub temu pa ne predstavlja nadomestila za določitev kazalnika VoLL na podlagi anketiranja o škodi.

Ključne besede: bruto domači proizvod, regresijsko modeliranje, stroškovne funkcije, vrednost nedobavljene električne energije.

1 Uvod

Zanesljiva oskrba odjemalcev z električno energije je eden izmed pogojev za nemoteno in stabilno delovanje družbe. Prekinitev dobave električne energije zato tako poslovnim kakor tudi gospodinjskim odjemalcem povzroči škodo ter dodatne stroške. Ti se vrednotijo s kazalnikom vrednosti nedobavljene električne energije (*VoLL*) in predstavlja denarno vrednost škode normirano na nedobavljeno električne energijo.

V literaturi se za določitev vrednosti kazalnika *VoLL* uporabljajo različni pristopi (Her & Jin, 2026). Suwargono & Garniwa (2024) za določitev vrednosti kazalnika *VoLL* uporabljata

makroekonomski kazalnik bruto domačega proizvoda (*BDP*), ki se ga normira na letno porabo električne energije. Izračun je enostaven in hiter, vendar je manj primeren za uporabo pri gospodinjskih odjemalcih. Zanje namreč ni mogoče neposredno določiti ustreznih makroekonomskih kazalnikov. Abrate idr. (2016) nadalje uporabljajo pristop pripravljenosti na plačilo oz. pripravljenosti na sprejetje nadomestila zaradi prekinitve dobave električne energije, ki se pridobi z metodo anketiranja. Vrednost kazalnika *VoLL* se določi kot nadomestilo normirano na nedobavljeno električno energijo. Avtorji nadalje ugotavljajo, da se vrednosti kazalnika *VoLL*, ocenjene na podlagi pripravljenosti na plačilo oz. pripravljenosti na sprejem nadomestila, med seboj precej razlikujejo. Za določitev *VoLL* se pogosto uporablja tudi metoda ocene škode zaradi prekinitve dobave električne energije na podlagi anketiranja odjemalcev (Ericson & Lisell, 2020; Schröder & Kuckshinrichs, 2015). Vrednost kazalnika *VoLL* se v tem primeru določi kot škoda, ki nastane ob prekinitvi dobave, normirana na nedobavljeno električno energijo. Metodologija temelji na stroškovnih funkcijah odjemalcev, pri katerih se upoštevajo različne kategorije škode in trajanje prekinitev.

Ker je določitev kazalnika *VoLL* na podlagi anketiranja časovno zahteven proces, je prišlo do razvoja različnih regresijskih modelov za njegovo ocenjevanje oz. napovedovanje (Jin, 2025; Qamber & Al-Hamad, 2020; Bogovič, 2022). Pri tem se kot glavna spremenljivka modela uporablja makroekonomski kazalnik *BDP*, ki pa je različno uporabljen. Qamber in Al-Hamad (2020) vrednost kazalnika *VoLL* določata na podlagi razmerja med *BDP* in porabo električne energije. Jin (2025) *BDP* uporablja kot eno izmed spremenljivk v metaregresijskem modelu, s katerimi na podlagi vrednosti kazalnika *VoLL* za nekaj držav oceni kazalnik *VoLL* še za ostale države. Bogovič (2022) pa je za Slovenijo razvila regresijski model, ki temelji na povezavi med anketno določenimi vrednostmi kazalnika *VoLL* in *BDP* na prebivalca. Pri tem model je temeljil le na podatkih iz treh let (1996, 2006 in 2016). Nova vrednost za leto 2023 omogoča preverjanje tedanje napovedi in ponovno oceno regresijskega modela.

V prispevku je predstavljen posodobljen regresijski model za napovedovanje vrednosti kazalnika *VoLL* za Slovenijo na podlagi *BDP* na prebivalca. Analiza je izvedena ločeno za vse odjemalce in za gospodinjske odjemalce. Struktura prispevka je naslednja. V drugem poglavju je predstavljena metodologija, tretje poglavje je namenjeno predstavitvi rezultatov, ki jim sledijo sklepne ugotovitve.

2 Metodologija

Regresijska analiza je kvantitativna statistična metoda, s katero se ugotavlja in matematično opisuje povezavo med odvisno spremenljivko in neodvisnimi spremenljivkami. Cilj regresijske analize je opisati naravo tega odnosa ter na podlagi vrednosti neodvisnih spremenljivk napovedati vrednost odvisne spremenljivke. Splošno lahko regresijski model zapišemo z enačbo (1).

$$y_i = f\left(x_i;\beta\right) + \varepsilon_i \tag{6}$$

kjer je y_i vrednost odvisne spremenljivke, x_i vrednost neodvisne spremenljivke, β vektor regresijskih koeficientov in ε_i slučajna napaka oziroma regresijski ostanek.

Koeficienti regresijskega modela se ocenijo na podlagi znanih vrednosti. Najpogosteje se uporablja metoda najmanjših kvadratov. Pri tem se regresijski koeficienti določijo tako, da je vsota kvadratov odstopanj najmanjša. Matematično razmerje, ki to opisuje, je podano z enačbo (2). Pri tem je lahko matematična oblika povezanosti linearna, potenčna, eksponentna, recipročna, logaritemska, korenska itd. V praksi se največkrat uporablja linearna povezanost, tudi tako, da se nelinearna regresijska zveza poskuša s pomočjo transformacije spremenljivk pretvoriti v linearno zvezo (Bogovič, 2022).

$$\min_{\beta} \sum_{i=1}^{n} \left[y_i - f\left(x_i;\beta\right) \right]^2 \tag{7}$$

Ocenjene vrednosti koeficientov regresijske funkcije po metodi najmanjših kvadratov nadalje omogočajo izračun odvisne spremenljivke, ki je v našem primeru kazalnik *VoLL* v odvisnosti od neodvisne spremenljivke *BDP* na prebivalca.

3 Rezultati

Izhodišče za oblikovanje regresijske funkcije predstavljajo vrednosti kazalnika *VoLL*, določene v letih 1996, 2006, 2016 in 2023. Vrednost kazalnika *VoLL* je bila v vseh obravnavanih primerih določena na podlagi anketiranja odjemalcev o oceni škode, ki bi jo utrpeli zaradi prekinitev dobave električne energije. Pri tem je bil uporabljen enak seznam škodnih primerov z namenom zmanjšanja vpliva anketnega vprašalnika na rezultat. Vrednosti kazalnika *VoLL* tako samo za gospodinjske odjemalce kakor tudi za vse odjemalce ter kazalnik *BDP* na prebivalca v analiziranih letih so podane v tabeli 1.

Tabela 1: Vrednosti kazalnika VoLL in BDP na prebivalca v analiziranih letih.

Leto	*BDP* na prebivalca (€)	*VoLL* – vsi odjemalci (€/MWh)	*VoLL* – gospodinjstva (€/MWh)
1996	8.300	1.000	2.000
2006	15.700	4.300	17.300
2016	19.600	10.700	13.100
2023	30.000	15.000	23.300

Vir: Bogovič (2022), Bogovič idr. (2025)

Na podlagi podatkov in pregledane literature je bila kot regresijska funkcija izbrana logaritemska zveza. V naslednjem koraku so bili izračunani koeficienti regresijske funkcije za gospodinjske odjemalce ter za vse odjemalce. Funkcija, ki opisuje odvisnost kazalnika *VoLL* za gospodinjske odjemalce je podana z enačbo (3), za vse odjemalce pa je podana z enačbo (4)

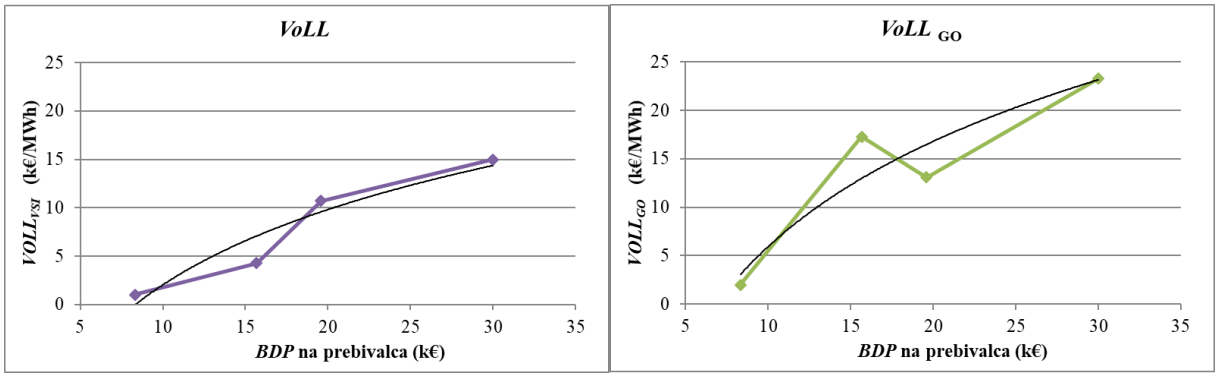
$$VoLL_{GO} = 15,67 \cdot \ln(BDP) - 30,13 \tag{8}$$

$$VoLL = 11,22 \cdot \ln\left(BDP\right) - 23,81 \tag{9}$$

Pozitivna koeficienta ob logaritmu *BDP* na prebivalca potrjujeta, da se modelirana vrednost kazalnika *VoLL* z gospodarsko rastjo povečuje. Zaradi logaritemske oblike modela pa se

prirast *VoLL* pri višjih vrednostih *BDP* postopoma zmanjšuje. Pri tem je nekoliko večje odstopanje od regresijske krivulje zaznati pri gospodinjskih odjemalcih. To odstopanje je posledica nihanja vrednosti kazalnika v letu 2006 in 2016. V teh dveh letih se je vrednost kazalnika *VoLL* kljub povečanju *BDP* na prebivalca zmanjšala s 17.300 na 13.100 €/MWh. Regresijski funkciji za vse odjemalce ter samo za gospodinjske odjemalce skupaj z vhodnimi podatki sta prikazani na sliki 1.

Slika 1: Regresijski funkciji skupaj z vhodnimi podatki.



Nadalje so na podlagi napovedanih vrednosti *BDP* na prebivalca ocenjene vrednosti kazalnika *VoLL*. V regresijskih enačbah (8) in (9) so uporabljene napovedi vrednosti BDP na prebivalca od leta 2026 do leta 2030 (UMAR, 2026). Ocenjene vrednosti kazalnika *VoLL* na podlagi regresijskih enačb za vse odjemalce in za gospodinjske odjemalce so podane v tabeli 2.

Tabela 2: Napovedane vrednosti kazalnika VoLL in BDP na prebivalca za obdobje od 2026 do 2030.

Leto	*BDP* na prebivalca (€)	*VoLL* – vsi odjemalci (€/MWh)	*VoLL* – gospodinjstva (€/MWh)
2026	34.752	16.020	25.470
2027	36.368	16.530	26.180
2028	38.023	17.020	26.880
2029	39.652	17.500	27.540
2030	41.322	17.960	28.180

Ker napovedi UMAR kažejo nadaljnjo rast *BDP* na prebivalca, temu trendu sledi tudi napoved vrednosti kazalnika *VoLL* za vse odjemalce ter gospodinjske odjemalce. Vrednost kazalnika *VoLL* za vse odjemalce se iz vrednosti 16.020 €/MWh za leto 2026 poveča na 17.960 €/MWh za leto 2030, vrednost kazalnika *VoLL* za gospodinjske odjemalce pa s 25.470 na 28.180 €/MWh. Relativna rast kazalnika *VoLL* je zaradi logaritemske oblike regresijskih funkcij počasnejša od rasti *BDP* na prebivalca. Napovedane vrednosti so hkrati primerljive z vrednostmi kazalnika *VoLL* za Italijo, katere sedanji *BDP* na prebivalca je približno enak napovedanemu slovenskemu *BDP* na prebivalca za leto 2030.

4 Sklep

V prispevku sta predstavljena posodobljena regresijska modela za napovedovanje vrednosti kazalnika *VoLL* za vse odjemalce in za gospodinjske odjemalce. Modela temeljita na z anketiranjem določenih vrednostih kazalnika *VoLL* za leta 1996, 2006, 2016 in 2023 ter na pripadajočih vrednostih *BDP* na prebivalca. Povezava med obema kazalnikoma je opisana z logaritemsko funkcijo. Na podlagi napovedi vrednosti BDP na prebivalca je izvedena ocena vrednosti kazalnika *VoLL* za obdobje od 2026 do 2030. Rezultati kažejo, da se vrednost kazalnika *VoLL* z rastjo *BDP* na prebivalca povečuje, vendar je prirast pri višjih vrednostih *BDP* manjši. Vrednost kazalnika *VoLL* za vse odjemalce se namreč poveča s 16.020 €/MWh za leto 2026 na 17.960 €/MWh za leto 2030, za gospodinjske odjemalce pa s 25.470 na 28.180 €/MWh.

Predstavljena modela omogočata vmesno posodabljanje vrednosti kazalnika *VoLL* na podlagi javno dostopnih napovedi *BDP* na prebivalca. Rezultate je kljub temu treba razlagati previdno, saj modela temeljita na podatkih za samo štiri opazovana leta. Regresijska modela zato predstavljata dopolnilo in ne nadomestilo za določanje vrednosti kazalnika *VoLL* na podlagi anketiranja odjemalcev. Rezultati prihodnjih anket bodo omogočili preverjanje napovedanih vrednosti, ponovno oceno regresijskih koeficientov in nadaljnje izboljševanje regresijskih modelov.

Literatura

1. Abrate, G., Bruno, C., Erbetta, F., Fraquelli, G., & Lorite-Espejo, A. (2016). A choice experiment on the willingness of households to accept power outages. *Utilities Policy*, *43*, 151–164.
2. Bogovič, J. (2022). The Forecast of Value of Lost Load in Slovenia. *European Journal of Engineering and Natural Sciences*, *7*(1), 13–18.
3. Bogovič, J., Kolenc, M., & Pantoš, M. (2025). Analiza vrednosti nedobavljene električne energije. *17. konference slovenskih elektroenergetikov CIGRE-CIRED*, 6.
4. Ericson, S., & Lisell, L. (2020). A flexible framework for modeling customer damage functions for power outages. *Energy Systems*, *11*(1), 95–111.
5. Her, Y., & Jin, T. (2026). Rethinking value of lost load in high-reliability electricity systems: Methodological challenges and policy implications. *Energy Strategy Reviews*, *63*, 102061.
6. Jin, T. (2025). A meta-analysis of outage cost for value-based reliability planning. *Energy Strategy Reviews*, *62*, 101975.
7. Qamber, I. S., & Al-Hamad, M. Y. (2020). *Energy Consumption and Value of Lost Load Modeling for the GCC Member State Countries*.
8. Schröder, T., & Kuckshinrichs, W. (2015). Value of Lost Load: An Efficient Economic Indicator for Power Supply Security? A Literature Review. *Frontiers in Energy Research*, *3*.
9. Suwargono, S., & Garniwa, I. (2024). Transmission Outage Cost Analysis Using Value of Loss Load Approach Based on Macro Economic Data. *International Journal of Electrical, Computer, and Biomedical Engineering*, *2*(2), 141–152.
10. Urad Republike Slovenije za makroekonomske analize in razvoj (UMAR). (2026). Pomladanska napoved gospodarskih gibanj 2026. Ljubljana: UMAR.

Sekcija V:
Energetski viri, nove tehnologije in podnebne spremembe

STRATEGIC EVALUATION OF THE DUTCH HYDROGEN PATHWAY

Tim Jelovšek
University of Ljubljana, School of Economics and Business, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
E-mail: tim.jelovsek@gmail.com

Jelena Zorić
University of Ljubljana, School of Economics and Business, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
E-mail: jelena.zoric@ef.uni-lj.si

ABSTRACT

Due to current unforeseen economic and geopolitical events, the Doomsday Clock has reached 85 seconds to midnight. To address this, the EU has set up several climate related mechanisms in form of legislation and policies, many of them have positioned hydrogen as one of the most essential commodities for Europe's decarbonisation. The paper presented here evaluates the Dutch hydrogen pathway as a case study for assessing the feasibility and strategic role of hydrogen investments in the European Union's energy transition and climate endeavours. The Netherlands provides favourable conditions for large-scale hydrogen deployment, such as extensive gas infrastructure, clustered industrial demand, large availability of offshore renewable energy and strong policy coordination, enabling hydrogen to move beyond isolated pilot projects and become increasingly integrated into existing energy and industrial systems. The analysis, however, demonstrates that hydrogen deployment remains intrinsically conditional. The economic viability of renewable hydrogen depends heavily on sustained public support, declining renewable electricity costs, stable regulatory frameworks and level of existing infrastructure. Without these enabling conditions, hydrogen risks remaining confined to subsidised industrial niches rather than transitioning into a commercially self-sufficient component of the energy system. The Dutch pathway also questions the concept of hydrogen as a universal solution to decarbonisation. The findings rather support its role as a strategic but selective technology, suited to hard-to-abate sectors and applications where direct electrification and energy efficiency are insufficient. Hydrogen should therefore be understood primarily as a complement rather than a substitute for other decarbonisation pathways. Ultimately, the Netherlands acts as both an innovator and a policy stress test for the EU hydrogen strategy: if large-scale hydrogen deployment struggles to achieve operational and economic viability under such favourable conditions, its broader scalability across less advantaged Member States becomes increasingly uncertain.

Key words: hydrogen, decarbonisation, investments, Netherlands

1 Introduction

The European Union has placed hydrogen within a broader policy framework aimed at decarbonising the economy, reducing dependence on fossil fuels and strengthening energy security. The European Green Deal established climate neutrality by 2050 as a central policy

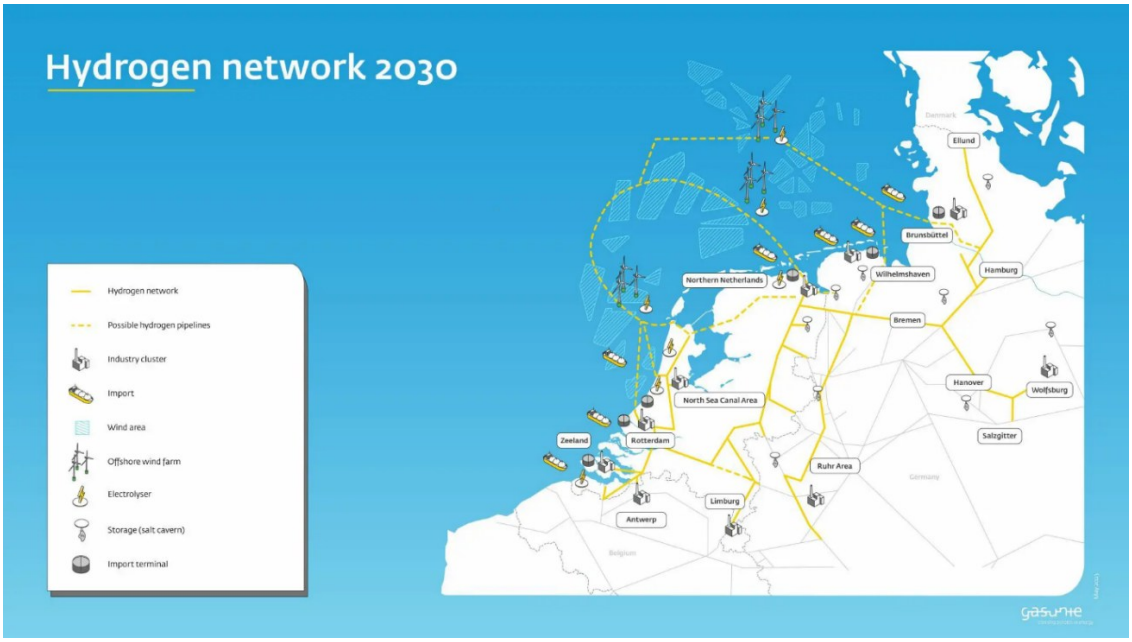
objective, while Fit for 55 and REPowerEU translated this objective into more specific legislative and investment measures. The 2020 EU Hydrogen Strategy positioned renewable hydrogen as an important instrument for industrial decarbonisation, infrastructure development and technological competitiveness (European Commission, 2020). Hydrogen is particularly relevant in applications where direct electrification is technically difficult or economically constrained, including parts of chemical production, refining, heavy transport and other energy-intensive sectors (Vivanco-Martín & Iranzo, 2023).

However, ambitious targets, backed by a substantial public funding do not by itself establish a commercially viable hydrogen market. Renewable hydrogen remains exposed to volatility in electricity prices, electrolyser capital costs, utilisation rates, financing conditions and uncertain demand. The Dutch case is hence practical as it combines several favourable conditions for hydrogen deployment: extensive gas infrastructure, clustered industrial demand, access to large amount of offshore renewable resources and relatively strong policy coordination. The central question is how these conditions translate into investments and whether they are sufficient to support economically viable adoption.

2 European framework and Dutch strategic direction

The EU Hydrogen Strategy lays down a progressive deployment of renewable hydrogen production and the development of transport and storage infrastructure. The strategy targeted at least 6 GW of renewable hydrogen electrolysers by 2024 and 40 GW by 2030, with renewable hydrogen production becoming increasingly integrated into industrial and energy systems (European Commission, 2020). REPowerEU builds on these efforts by linking hydrogen development to the reduction of fossil-fuel dependence and by increasing the emphasis on domestic production, imports and infrastructure. Financial instruments such as the European Hydrogen Bank, Innovation Fund, Important Projects of Common European Interest (IPCEI) and the Recovery and Resilience Facility have consequently become important mechanisms for bringing in funding and thus reducing investment risk.

Figure 1: Dutch hydrogen backbone



Source: Gasunie (2025).

The Netherlands has translated these EU goals into a national strategy focused on industrial demand and infrastructure. The national objective includes 4 GW of installed electrolyser capacity by 2030, supported by offshore wind development and the conversion of existing gas infrastructure into a national hydrogen backbone (Figure 1). The Dutch strategy further concentrates on hydrogen activities around industrial clusters such as Rotterdam, Zeeland and Groningen, where production, demand, transport and port infrastructure can be developed in close proximity (Gigler et al., 2023). This clustering is economically relevant as it can reduce transport costs, thus creating network effects between producers and industrial consumers.

An important element of the Dutch approach is the planned hydrogen backbone. Rather than building an entirely new transmission system, parts of the existing gas network will be repurposed for hydrogen transport. This infrastructure-first approach can lower capital requirements and, more importantly, reduce coordination risks between future producers and demand side by creating transport capacity before all projects have reached full commercial operation (Gasunie, 2025). It also strengthens the Netherlands' potential role as a transit and trading hub within the European hydrogen market.

3 Dutch investments: from production to infrastructure

The Dutch investment landscape illustrates that the national hydrogen pathway is not based on a single technology or project (Table 1). Instead, it covers offshore renewable production, electrolysis, transport and network development, and final consumption in form of industrial clusters. Several large projects demonstrate how these elements are interacting. NortH2 combines offshore wind, electrolysis, storage and industrial demand and has been developed around a long-term scale-up pathway. H2opZee focuses on offshore hydrogen production and the integration of hydrogen generation with offshore wind. Holland Hydrogen I and ELYgator represent large-scale industrial electrolysis projects, while the national hydrogen network provides the infrastructure required to connect supply and demand.

Table 1: Selected hydrogen projects and infrastructure in the Netherlands

Project / initiative	Financial resources	Scale or role	Strategic relevance
NortH2	No Final Investment Decision yet	1 GW by 2027; 4 GW by 2030; >10 GW by 2040	Integrated offshore wind-to-hydrogen system
H2opZee	Not publicly disclosed, part of €50 billion push	300–500 MW offshore hydrogen demonstration	Links offshore wind and hydrogen production
Holland Hydrogen I	€1 billion	200 MW-scale electrolyser	Industrial renewable hydrogen production
ELYgator	>€500 million	200 MW-scale electrolyser	Large-scale industrial hydrogen deployment
H2 Hollandia	Not publicly disclosed	Large-scale renewable hydrogen project	Production and industrial integration
Hydrogen Network Netherlands	About €1.5 billion	National hydrogen backbone	Connects production, storage and industrial demand

Source: Own work.

Although the technology utilized and development stage of the projects vary, they jointly illustrate the systemic nature of the Dutch pathway. The value of a project is not determined solely by its installed capacity: access to renewable electricity, a suitable transport network, storage options and strong offtake are also required. Similarly, the backbone only creates economic value if sufficient production and demand develop around it. Infrastructure, industry conversion, and market development must all advance together due to this interdependence.

4 Economic feasibility of the Dutch pathway

Despite favourable structural conditions, the economic feasibility of renewable hydrogen remains conditional. Table 2 summarises the key strengths and main constraints affecting the Dutch adoption of hydrogen. The most direct constraint is the cost of electricity. Electrolysis requires substantial electricity input, meaning that periods of high prices can increase the levelized cost of hydrogen and reduce electrolyser utilisation. Veenstra and Mulder (2024) show that the profitability of electrolyser investments varies substantially with market circumstances, utilisation and electricity prices. In the Dutch context, the availability of offshore wind provides an important long-term supply opportunity, but it does not remove exposure to the broader electricity market or eliminate the need for long-term contracts.

A second constraint is capital expenditure. Electrolysers, storage facilities, hydrogen pipelines and industrial conversion require large upfront investments and typically have long payback periods. Financing conditions therefore have a significant effect on project economics. The Dutch government has responded through a combination of production support, investment subsidies and funding instruments. These mechanisms can narrow the cost gap between renewable and fossil-based hydrogen and reduce investment risk, but they also mean that a considerable part of current project economics remains dependent on public policy (International Energy Agency, 2025).

Table 2: Key structural factors influencing the Netherlands' adoption of hydrogen

Dimension	Key strengths	Main constraints
Infrastructure	A hydrogen backbone can be developed rapidly due to the existing gas network	Technical limitations and retrofitting costs of older pipelines
Industrial demand	Concentration of heavy industry ensures early hydrogen adoption	Demand remains dependent on policies and subsidies
Energy supply	Scalable renewable energy is provided by offshore wind capacities	Volatility in electricity prices affects production costs
Policy framework	Strong alignment with EU strategies and funding mechanisms	High reliance on public support
Market position	Potential transit hub for Northwestern Europe	Exposure to global pricing volatility and reliance on imports

Source: Gasunie (2025), RVO (2025).

Demand-side uncertainty represents a third constraint. Hydrogen producers require credible offtake, while industrial consumers need confidence that hydrogen will be available at a predictable price over a long-term horizon. Existing industrial users can provide an initial demand, but the transition from fossil-based hydrogen to renewable hydrogen can remain

economically unattractive without carbon pricing, binding requirements, contracts for difference or other demand-side instruments (Talus et al., 2024). As such, supply subsidies alone may accelerate capacity development without guaranteeing that all planned production will ultimately operate at commercially sustainable utilisation rates.

At the same time, production-cost comparisons do not capture all potential benefits of hydrogen investments. Adoption of gas infrastructure, concentration of industrial demand, integration with offshore renewable wind power and technological learning can reduce costs over time. Hydrogen can also provide indirect benefits through energy security, reducing exposure to fossil-fuel price volatility and industrial retention (International Energy Agency, 2025). These benefits are difficult to capture in profitability calculations but are relevant when hydrogen is considered as part of a wider energy transition.

5 Implications of the Dutch case for EU Policy

The Dutch pathway indicates that hydrogen deployment is strongly path-dependent. The Netherlands combines factors that are not evenly distributed across the EU: a dense gas network, large ports, concentrated industrial demand and substantial offshore renewable capacities. These conditions create favourable conditions for developing regional hydrogen hubs, but they also limit the extent to which the Dutch model can be transferred directly to Member States with different infrastructure and resource conditions (Wolf et al., 2024).

This has two implications for EU policy making. First, infrastructure and production support should be tied to strong demand and industrial transformation. Otherwise, there is a risk that investment in supply capacities develop faster than the market for the hydrogen produced. Second, policy should recognise regional specialisation and cross-border integration. Hydrogen infrastructure can create greater value when it connects industrial clusters and ports across national borders rather than being developed as isolated national systems. Harmonization, coordinated infrastructure planning and diversified supply routes can therefore support the creation of a more integrated European hydrogen market.

The Dutch experience also suggests that the number of installed capacities and the amount of public funding should not be treated as sufficient indicators of success. More meaningful indicators include final investment decisions, construction progress, operational utilisation, long-term offtake agreements, actual production costs and measurable emissions reductions. This is particularly important considering that several Dutch projects remain at relatively early stages of deployment. The case therefore provides evidence of strong implementation activity while also underlining the uncertainty surrounding long-term commercial performance.

6 Conclusion

The Netherlands demonstrates how favourable infrastructure, industrial and renewable-energy conditions can translate European hydrogen ambitions into a relatively integrated national investment plan. The combination of industrial clusters, ports, offshore wind, existing gas infrastructure and public support enables hydrogen to move beyond isolated pilot projects and become part of a broader energy and industrial system. The national hydrogen backbone is particularly important as it addresses the coordination problem between future production and consumption.

However, the same case also shows that hydrogen deployment remains intrinsically conditional. High electricity-price exposure, capital intensity, technological learning requirements and uncertain demand continue to constrain the commercial viability of renewable hydrogen. Public support can accelerate deployment, but long-term market development requires credible demand, stable regulation and deeper integration with European energy markets.

The Dutch pathway therefore supports a selective rather than universal role for hydrogen in the EU's energy transition. Its main value lies in applications where direct electrification and energy efficiency are insufficient, while its wider system benefits depend on the successful integration of production, infrastructure and industrial demand. The Netherlands can consequently be understood both as an innovator and as a policy stress test: if large-scale deployment remains economically and operationally challenging even under favourable conditions, the requirements for deployment in less advantaged Member States become more stringent. EU hydrogen policy should therefore combine investment support with demand creation, infrastructure coordination and realistic assessment of where hydrogen provides the greatest system value.

Literature

1. European Commission. European Commission. (2020b, July 8). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe.* Retrieved from EUR-LEX: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020DC0301
2. Gasunie. (2025, August 25). *Hydrogen network Netherlands.* Retrieved from Gasunie: https://www.gasunie.nl/en/projects/hydrogen-network-netherlands
3. Gigler et al. (2023, August). Excelling in Hydrogen: Dutch solutions for a climate-neutral world. Retrieved from Trade with NL: https://groenvermogennl.org/app/uploads/2023/05/Excelling-in-hydrogen-Dutch-solutions-for-a-hydrogen-economy-V-April-2023.pdf
4. Talus, K., Pinto, J., & Gallegos, F. (2024). Realism at the end of the rainbow? An argument towards diversifying hydrogen in EU regulation. Journal of World Energy Law and Business, 217-233.
5. Veenstra, A. T., & Mulder, M. (2024, December 1). Profitability of hydrogen production: Assessment of investments in electrolysers under various market circumstances. Applied Energy, 375, 124111.
6. Vivanco-Martín, B., & Iranzo, A. (2023). Analysis of the European strategy for hydrogen: A comprehensive review. Energies, 16, 3866.
7. Wolf et al. (2024, June 5). Levelized cost of hydrogen production in Northern Africa and Europe in 2050: A Monte Carlo simulation for Germany, Norway, Spain, Algeria, Morocco, and Egypt Author links open overlay panel. *International Journal of Hydrogen Energy, 69*, 184-194.

ANALIZA EKONOMSKIH UČINKOV PODNEBNIH SPREMEMB NA OBRATOVANJE HIDROELEKTRARNE

Erik Marčenko
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta
E-pošta: erik.marcenko@yahoo.com

POVZETEK

Podnebne spremembe spreminjajo hidrološki režim rek in s tem proizvodne pogoje hidroelektrarn, njihov ekonomski učinek pa je odvisen tudi od prihodnjega tržnega okolja. Prispevek ocenjuje, kako se do sredine 21. stoletja spreminja tržna vrednost proizvodnje pretočne HE Solkan na reki Soči ter kolikšen del sprememb izhaja iz hidrološkega in kolikšen iz cenovnega dejavnika. Analiza povezuje klimatsko-hidrološke projekcije ARSO za scenarija RCP4.5 in RCP8.5 z empirično kalibriranim modelom pretvorbe pretoka v proizvodnjo ter s cenovnimi scenariji ENTSO-E TYNDP 2024 za horizonta 2035 in 2050. Izidi so za vsako scenarijsko kombinacijo ocenjeni z Monte Carlo simulacijo s 100.000 iteracijami, pri kateri se vzorčijo celotni letni hidrološki profili in cenovne vrednosti iz scenarijske porazdelitve. Tri modelske kombinacije omogočajo ločeno ovrednotenje hidrološkega in cenovnega učinka na prihodke, pri čemer osrednji model združuje scenarijske hidrološke projekcije in scenarijski cenovni okvir.

Mediana letnih prihodkov osrednjega modela znaša med 5,91 in 7,48 mio EUR. Izolirani hidrološki učinek je v vseh štirih scenarijskih kombinacijah pozitiven, vendar zmeren, saj mediano prihodkov spremeni za pribl. +0,2 % do +5,9 %. Cenovni učinek je izrazitejši in med horizontoma spremeni predznak: za horizont 2035 poveča mediano prihodkov za pribl. 14–16 %, za horizont 2050 pa jo zmanjša za pribl. 7–9 %, glede na zgodovinsko cenovno referenco. Normalizirana občutljivost kaže, da cenovni vhod predstavlja pribl. 84–96 % skupne prihodkovne variabilnosti, hidrološki pa preostalih 4–16 %. Razviti okvir je prenosljiv na druge pretočne hidroelektrarne ter uporaben pri dolgoročnem načrtovanju in upravljanju prihodkovnega tveganja.

Ključne besede: podnebne spremembe, hidroelektrarna, hidrološka variabilnost, ekonomski učinki

1 Uvod

Podnebne spremembe spreminjajo količino in časovno razporeditev pretoka vodotokov, kar se pri pretočnih hidroelektrarnah (HE) prenaša v ekonomsko vrednost proizvodnje (ARSO, 2018; Haddad in drugi, 2025; IPCC, 2023; Wohland in drugi, 2025). Ta je odvisna tudi od cene v času proizvodnje, ki jo spreminja rast proizvodnje iz virov z nizkimi mejnimi stroški (Hirth, 2013; López Prol in drugi, 2020; Würzburg in drugi, 2013), zato je prihodnje cene smiselno obravnavati scenarijsko (ENTSO-E & ENTSOG, 2025).

Prispevek oba vira negotovosti obravnava sočasno z verjetnostno Monte Carlo analizo, ki namesto ene same napovedi oceni celotno porazdelitev letne tržne vrednosti proizvodnje HE Solkan. Na tej osnovi ocenjuje smer in velikost ločenega hidrološkega in cenovnega učinka,

ki se izolirata z dvema referenčnima modelskima kombinacijama, občutljivostna analiza pa pokaže, kateri vhod bolj prispeva k variabilnosti prihodkov.

2 Študija primera in vhodni podatki

2.1 HE Solkan in zgodovinske meritve

HE Solkan je 32 MW pretočna hidroelektrarna družbe Soške elektrarne Nova Gorica (SENG) na reki Soči brez pomembnejše sezonske akumulacije, zato je njen proizvodni profil neposredno povezan z razpoložljivim pretokom.

Povezava med pretokom in proizvodnjo je empirično umerjena na dnevnih pretokih postaje ARSO Solkan I in dejanski proizvodnji v 15 letih obdobja 2009–2024 brez izstopajočega leta 2015 (SENG, 2009–2024), skladno z modeliranjem pretočnih HE, ki upošteva neto padec, izkoristek in turbinsko zmogljivost (Bragalli in drugi, 2023; Yildiz in drugi, 2024).

2.2 Hidrološke projekcije, scenariji RCP in klimatski modeli

Prihodnje podnebne razmere so obravnavane scenarijsko (ARSO, 2018; IPCC, 2013), s potema koncentracij toplogrednih plinov RCP4.5 (zmernejša stabilizacijska pot) in RCP8.5 (pot z višjimi koncentracijami).

Odziv na posamezni scenarij predstavlja šest klimatsko-hidroloških modelskih kombinacij CM1–CM6 z dnevnimi pretoki na postaji Solkan I, njihova razpršenost pa se ohranja kot pokazatelj medmodelske negotovosti (ARSO, 2018; Taylor in drugi, 2012).

Za vsako obdobje je oblikovan hidrološki bazen 180 celoletnih profilov (6 modelov × 30 let): referenčni za 1981–2010, pripravljen z isto modelsko verigo kot projekcije (ARSO, 2018, 2026), ter prihodnja za 2011–2040 in 2041–2070 pri obeh RCP, povezana s cenovnima horizontoma TYNDP 2035 oziroma 2050.

2.3 Cenovni scenariji in zgodovinska cenovna referenca

Proizvodnja je ovrednotena s cenami na trgu za dan vnaprej po scenarijih TYNDP 2024 za slovensko trgovalno območje in horizonta 2035 ter 2050 (ENTSO-E & ENTSOG, 2025). Scenariji Global Ambition (GA), Distributed Energy (DE) in National Trends+ (NT; profila 2030 in 2040) opisujejo mednarodno povezano razogljičenje, decentraliziran razvoj z visokim deležem obnovljivih virov oziroma nacionalne energetske politike.

Ker scenariji niso verjetnostne napovedi, so jim pripisane analitične uteži GA 20 %, DE 50 % in NT 25 %, preostalih 5 % pa ima krizni scenarij (KZ), parametriziran na slovenskih cenah iz leta 2022 (Tabela 1) – stresna predpostavka zunaj TYNDP (Minelli in drugi, 2018). Zgodovinsko cenovno referenco sestavljajo dnevne cene SI-DA (ENTSO-E, brez datuma) za obdobje 2015–2024 brez leta 2022.

Tabela 1: Cenovni režimi in parametri, uporabljeni v simulaciji [EUR/MWh]

Scenarij	Utež	Porazdelitev	2035	2050
GA	20 %	Normalna (srednja vrednost)	53,76	41,50
DE	50 %	Normalna (srednja vrednost)	70,49	52,72
NT	25 %	Normalna (srednja vrednost)	84,09	86,26
KZ	5 %	Trikotna (min/modus/maks.)	121 / 233 / 493	121 / 233 / 493
SI-DA	ločeno	Normalna (srednja vrednost)	63,83	enako

Vir: ENTSO-E in ENTSOG (2025); ENTSO-E (brez datuma); lastne modelske predpostavke, 2026

3 Metodologija

3.1 Od pretoka do tržne vrednosti proizvodnje

Tržna vrednost proizvodnje je vsota zmnožkov energije in cene v istem intervalu:

$$R = \sum_{t=1}^{T} E_t \cdot P_t \quad (1)$$

kjer R predstavlja tržno vrednost (prihodek), E_t proizvedeno energijo v intervalu t, P_t pa tržno ceno v istem intervalu.

Ker presežni pretok nad hidravlično zmogljivostjo elektrarne ne prispeva k proizvodnji, se dnevni pretok navzgor omeji:

$$Qeff,d = min(Qd, Qmax) \quad (2)$$

Qd je dejanski dnevni pretok, $Qmax$ največji izkoristljivi pretok in $Qeff,d$ efektivni pretok, ki je na voljo za proizvodnjo.

Efektivni pretok se z empirično umerjenim koeficientom (poglavje 2.1) pretvori v energijo, delež posameznega dne v letni proizvodnji pa je enak deležu njegovega efektivnega pretoka; proizvodno utežena cena je vsota dnevnih cen, ponderiranih s temi deleži.

V vsaki Monte Carlo iteraciji se izbere cenovni režim, vzorči letna cenovna raven in nanjo sorazmerno prilagodi dnevni cenovni profil. Letna tržna vrednost je produkt letne proizvodnje in prilagojene proizvodno utežene cene (Lindahl in drugi, 2022; López Prol & Schill, 2021; López Prol in drugi, 2020).

3.2 Celoletno vzorčenje in Monte Carlo simulacija

Dnevni pretoki tvorijo časovno odvisne nize s sezonsko in zaporedno strukturo, zato simulacija uporablja celoletno vzorčenje (Whole-Year Sampling – WYS). Posamezno realizacijo predstavlja celoten 364-dnevni pretočni profil, naključno izbran iz bazena 180 letnih profilov (Künsch, 1989; Srinivas & Srinivasan, 2005).

Za vsako kombinacijo scenarija RCP in horizonta se izvede 100.000 iteracij, rezultat pa je porazdelitev letne tržne vrednosti R, opisana z mediano P50 in razponom P5–P95. Število

iteracij zagotavlja stabilne percentile, ne nadomesti pa omejene količine izhodiščnih podatkov.

3.3 Tri modelske kombinacije in kontrolirana kontrasta

Simulacija se izvede v treh modelskih kombinacijah (Tabela 2), kjer osrednji model predstavlja M2-MC, ki združuje prihodnji Q-bazen in prihodnji cenovni okvir. Model REF-M2-MC hidrološki vhod zamenja z referenco 1981–2010, medtem ko REF-QRCP-P-hist-MC zamenja cenovni vhod z zgodovinsko referenco SI-DA. Med primerjanima kombinacijama se spremeni le en vhod (ceteris paribus).

Tabela 2: Tri modelske kombinacije za izolacijo hidrološkega in cenovnega učinka

Model	Hidrološki vhod (Q)	Cenovni vhod (P)	Analitična vloga
M2-MC	RCP4.5 / RCP8.5	GA/DE/NT/KZ	Osrednji model
REF-M2-MC	REF 1981–2010	GA/DE/NT/KZ	Hidrološka referenca
REF-QRCP-P-hist-MC	kot M2-MC	SI-DA 2015–2024	Cenovna referenca

Vir: lastni izračun, na podlagi magistrskega dela, 2026

Hidrološki učinek je razlika median P50(M2-MC) − P50(REF-M2-MC), cenovni pa P50(M2-MC) − P50(REF-QRCP-P-hist-MC), relativno glede na mediano ustrezne reference. Ker se nanašata na različni referenci, ju ni mogoče sešteti v skupno spremembo.

4 Rezultati in razprava

4.1 Porazdelitev tržne vrednosti osrednjega modela

Mediana letne tržne vrednosti proizvodnje v osrednjem modelu M2-MC znaša 5,91–7,48 mio EUR (Tabela 3) in je pri obeh scenarijih RCP višja za horizont 2035 kot za 2050. Ker M2-MC hkrati vsebuje prihodnji hidrološki in cenovni vhod, izvor te razlike pokažeta šele kontrolirana kontrasta v poglavju 4.2.

Tabela 3: Izbrana statistika letne tržne vrednosti proizvodnje M2-MC

RCP / horizont	P5 [mio EUR]	P50 – mediana [mio EUR]	P95 [mio EUR]
RCP4.5 / 2035	4,779	7,482	13,144
RCP4.5 / 2050	3,676	5,907	13,054
RCP8.5 / 2035	4,740	7,250	12,690
RCP8.5 / 2050	3,797	6,017	13,904

Vir: lastni izračun, na podlagi magistrskega dela, 2026

Mediana je primernejša mera od povprečja, ker je porazdelitev zaradi kriznega režima in drugih visokih cenovnih realizacij desno asimetrična. Interval P5–P95 ni interval zaupanja, temveč opisuje osrednjih 90 % izidov znotraj modelskih in scenarijskih predpostavk.

Nižja raven za 2050 izhaja predvsem iz cenovnih scenarijev. V scenarijih GA in DE, ki skupaj nosita 70 % uteži, so srednje cene za 2050 bistveno nižje kot za 2035 (41,50 proti 53,76 oz. 52,72 proti 70,49 EUR/MWh), kar odraža večji delež obnovljivih virov z nizkimi

mejnimi stroški. Široka porazdelitev pa je posledica sočasne medletne hidrološke variabilnosti in negotovosti izbire cenovnega scenarija.

4.2 Hidrološki in cenovni premik mediane

Hidrološki kontrast (M2-MC proti REF-M2-MC) je v vseh štirih kombinacijah pozitiven, vendar zmeren: +0,24 do +5,94 % (Tabela 4). Pove, za koliko se premakne mediana prihodkov, če ob enakih cenah referenčne pretoke nadomestimo s prihodnjimi, in opisuje tipično leto obdobja, kjer so posamezna leta so lahko precej boljša ali slabša (poglavje 4.3). Premik je posledica predvsem večjih zimskih in zgodnjepomladanskih pretokov ob nadpovprečnih cenah, del dodatne vode pa zaradi omejitve *Qmax* ostane neizkoriščen.

Tabela 4: Kontrolirana kontrasta median letne tržne vrednosti proizvodnje

RCP/horizont	ΔP50 hidro [kEUR]	ΔP50 hidro [%]	ΔP50 cena [kEUR]	ΔP50 cena [%]
RCP4.5 / 2035	+250	+3,46	+1.027	+15,90
RCP4.5 / 2050	+228	+4,01	−475	−7,44
RCP8.5 / 2035	+18	+0,24	+900	+14,18
RCP8.5 / 2050	+338	+5,94	−572	−8,68

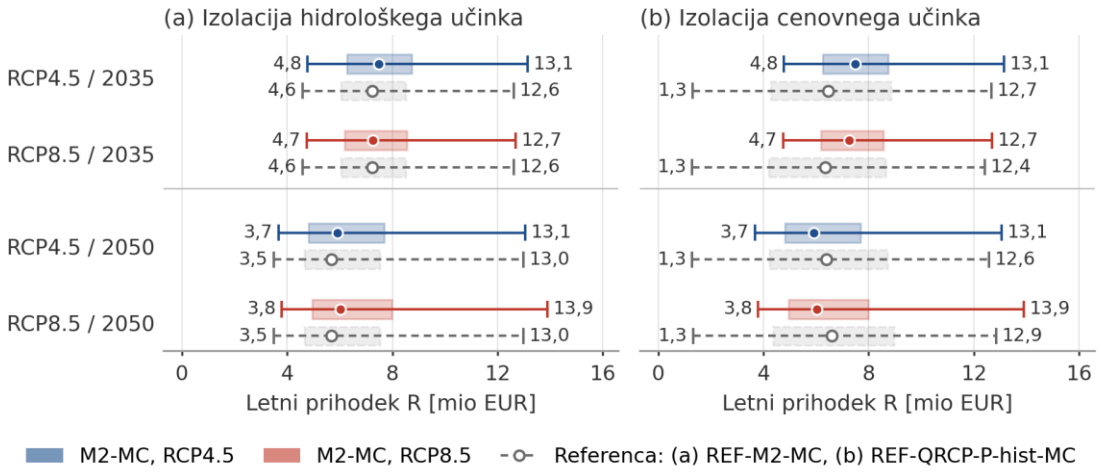
Vir: lastni izračun, na podlagi magistrskega dela, 2026

Cenovni kontrast (M2-MC proti REF-QRCP-P-hist-MC) je po absolutni velikosti večji v vseh kombinacijah in med horizontoma spremeni predznak: za 2035 znaša +14,18 do +15,90 %, za 2050 pa −8,68 do −7,44 % glede na zgodovinsko referenco. Hidrološki vhod (projekcije RCP) v obeh kombinacijah enak, zato je razlika le v cenah (scenariji TYNDP proti zgodovinskim cenam SI-DA) in premik v celoti izhaja iz spremembe cenovnega vhoda. Scenariji TYNDP za 2035 torej v povprečju obetajo višje, za 2050 pa nižje cene od zgodovinskih.

4.3 Hidrološki in cenovni razponi

Razponi P5–P95 so pri obeh kontrastih bistveno širši od premikov median (Slika 1). Pri izolaciji hidrološkega učinka (Slika 1a) znaša P5 približno 3,5–4,8 mio EUR, P95 pa 12,6–13,9 mio EUR; škatli P25–P75 prihodnjega in referenčnega modela se pri istem horizontu močno prekrivata, razlika je predvsem v legi mediane. Pri izolaciji cenovnega učinka (Slika 1b) je razlika izrazita v spodnjem repu: P5 zgodovinske cenovne reference znaša le okoli 1,3 mio EUR, pri M2-MC pa 3,7–4,8 mio EUR, medtem ko so zgornje meje P95 podobne (12,4–13,9 mio EUR).

Slika 1: Razponi letne tržne vrednosti proizvodnje M2-MC in referenčnih kombinacij (ročaji: P5–P95, škatla: P25–P75, točka: P50)



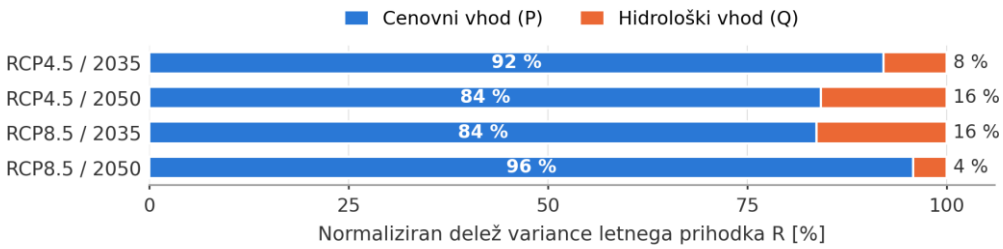
Vir: lastni izračun, na podlagi magistrskega dela, 2026

Prekrivanje hidroloških razponov kaže, da je razlika med mokrimi in sušnimi leti znotraj obdobja precej večja od premika med referenčnim in prihodnjim obdobjem. Nizek spodnji rep cenovne reference izhaja iz zgodovinskih let z zelo nizkimi cenami, ki jih scenariji TYNDP večinoma ne predvidevajo. Cenovni vhod zato najmočneje vpliva na spodnji rep porazdelitve: tveganje nizkih izidov je bolj odvisno od cenovnega okolja kot od hidrološkega vhoda.

4.4 Občutljivostna analiza

OAT (one-at-a-time) občutljivostna analiza je diagnostična lokalna analiza (Saltelli & Annoni, 2010), izvedena v modelu M2-MC ločeno za vsako kombinacijo RCP in horizonta z dvema pomožnima simulacijama. V prvi se Q vzorči iz celotnega bazena, P pa je fiksiran na centralno vrednost, v drugi pa je Q fiksiran na medianski profil, P pa prost. Varianci letnega prihodka R iz obeh simulacij sta normalizirani na skupno 100 % in kažeta, kolikšen delež variabilnosti ustvari posamezen vhod: cenovni približno 84–96 %, hidrološki pa 4–16 % (Slika 2).

Slika 2: Normaliziran delež variance letnega prihodka po vhodu (OAT, M2-MC)



Vir: lastni izračun, na podlagi magistrskega dela, 2026

Primerjava median (poglavje 4.2) pove, kateri vhod bolj premakne osrednjo raven prihodkov, OAT pa, kateri bolj raztegne porazdelitev.

4.5 Časovna usklajenost proizvodnje in cen

Kazalnik časovne premije (*TP*) meri razmerje med prilagojeno proizvodno uteženo ceno in vzorčeno letno ravnjo; *TP* > 1 pomeni, da proizvodnja v povprečju sovpada z dnevi nadpovprečnih cen. Mediana *TP* je v vseh kombinacijah blizu 1 (1,002–1,021), kar kaže na blago, a dosledno pozitivno časovno usklajenost. Povečanje pretoka v RCP8.5/2050 je namreč skoncentrirano v zimskih mesecih z nadpovprečnimi cenami (okoli 58 EUR/MWh), zmanjšanje pa jeseni in spomladi, ko so cene podpovprečne (okoli 42 EUR/MWh).

4.6 Glavne omejitve

Prva skupina omejitev izhaja iz poenostavitev: pretvorba $Q \rightarrow E$ uporablja konstanten koeficient in omejitev *Qmax*, brez eksplicitnega modeliranja neto padca, izkoristka agregatov, okoljskih pretokov in obratovalnih odločitev, dnevna ločljivost pa ne zajame urnih cenovnih konic. Druga skupina omejitev je scenarijska in podatkovna. RCP in TYNDP so alternativni scenarijski okviri, ne verjetnostne napovedi, medtem ko so uteži GA/DE/NT/KZ analitične modelske izbire. Časovna poravnava *Q* in *P* ne zagotavlja skupne meteorološke realizacije, krizni režim in zgodovinska cenovna referenca pa pomembno vplivata na obliko cenovne porazdelitve. Model ne vključuje stroškov, pogodb, zavarovanja cen in portfeljskega upravljanja, zato rezultat predstavlja bruto tržno vrednost proizvodnje, ne dobička ali investicijske donosnosti.

5 Sklep

Prispevek povezuje podnebno-hidrološke projekcije, empirično pretvorbo pretoka v proizvodnjo in scenarijsko vrednotenje na trgu za dan vnaprej v enoten verjetnostni okvir, ki omogoča sočasno obravnavo prihodnjega vodnega vira in cenovnega okolja, celoletno vzorčenje pa pri tem ohranja znotrajletno strukturo pretokov.

Za HE Solkan mediana letne tržne vrednosti proizvodnje v osrednjem modelu znaša 5,91–7,48 mio EUR. Hidrološki kontrast premakne mediano za približno +0,2 do +5,9 %, cenovni pa je večji in med horizontoma spremeni predznak (približno +14–16 % za 2035 ter −7–9 % za 2050). OAT kaže, da cenovni vhod ustvari tudi večino razpršenosti prihodkov (približno 84–96 % normalizirane variance), kazalnik časovne premije (TP = 1,002–1,021) pa, da je hidrološki premik ugodno usklajen s cenovno sezonskostjo.

Pri pretočnih HE dolgoročne ekonomske izpostavljenosti ni smiselno presojati samo iz smeri spremembe pretoka, saj lahko sprememba cenovnega okolja po velikosti preseže hidrološki učinek. Okvir je neposredno prenosljiv na druge pretočne hidroelektrarne, saj zahteva le ponovno umeritev pretvorbe pretoka v proizvodnjo (*Qmax* in pretvorbeni koeficient) ter hidrološke projekcije za ustrezno vodomerno postajo. Po smiselni prilagoditvi pretvorbenega modela je uporaben tudi za druge vremensko odvisne vire, kot sta sončna in vetrna energija, pri katerih tržna vrednost prav tako izhaja iz sovpadanja proizvodnje in cen.

Literatura

1. ARSO. (2018). Ocena podnebnih sprememb v Sloveniji do konca 21. stoletja: Sintezno poročilo – prvi del. Agencija Republike Slovenije za okolje.

2. ARSO. (2026). Hidrološki podatki in projekcije OPS21 za vodomerno postajo 8180 Solkan I [podatkovni niz, zagotovljen za magistrsko delo].
3. Bragalli, C., Micocci, D., & Naldi, G. (2023). On the influence of net head and efficiency fluctuations over the performance of existing run-of-river hydropower plants. Renewable Energy, 206, 1170–1179. https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.02.081
4. ENTSO-E. (brez datuma). Transparency Platform – Day-ahead Prices, slovensko trgovalno območje [podatkovna zbirka; v analizi obdobje 2015–2024]. Najdeno 21. avgusta 2026 na spletnem naslovu https://transparency.entsoe.eu/
5. ENTSO-E & ENTSOG. (2025). TYNDP 2024 Final Scenarios Report [poročilo in spremljajoči podatkovni izhodi]. Najdeno junija 2026 na spletnem naslovu https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/
6. Haddad, Y. Y., Gudmundsson, L., Savelsberg, J., Garrison, J. B., Raycheva, E., Wechsler, T., Zappa, M., Hug, G., & Seneviratne, S. I. (2025). Recent climate impacts on run-of-river hydropower and electricity systems planning in Switzerland. Environmental Research Letters, 20(8), 084020. https://doi.org/10.1088/1748-9326/ade4df
7. Hirth, L. (2013). The market value of variable renewables: The effect of solar and wind power variability on their relative price. Energy Economics, 38, 218–236. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.02.004
8. IPCC. (2013). Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (T. F. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S. K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex, & P. M. Midgley, ur.). Cambridge University Press. https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324
9. IPCC. (2023). Climate Change 2023: Synthesis Report. Intergovernmental Panel on Climate Change. https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647
10. Künsch, H. R. (1989). The jackknife and the bootstrap for general stationary observations. The Annals of Statistics, 17(3), 1217–1241. https://doi.org/10.1214/aos/1176347265
11. Lindahl, J., Lingfors, D., Elmqvist, Å., & Mignon, I. (2022). Economic analysis of the early market of centralized photovoltaic parks in Sweden. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 153, 111765.
12. López Prol, J., & Schill, W.-P. (2021). The economics of variable renewable energy and electricity storage. Annual Review of Resource Economics, 13, 443–467. https://doi.org/10.1146/annurev-resource-101620-081246
13. López Prol, J., Steininger, K. W., & Zilberman, D. (2020). The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market. Energy Policy, 141, 111474.
14. Minelli, P., Golay, M., Buongiorno, J. in Todreas, N. (2018). Comparison of net present value for construction projects of two offshore floating nuclear power plant designs, using a Monte Carlo method for evaluation of the project uncertainties. V Proceedings of the 2018 International Congress on Advances in Nuclear Power Plants – ICAPP 2018 (str. 988–997). American Nuclear Society. https://www.ans.org/pubs/proceedings/issue-2231/
15. Saltelli, A., & Annoni, P. (2010). How to avoid a perfunctory sensitivity analysis. Environmental Modelling & Software, 25(12), 1508–1517. https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2010.04.012

16. SENG. (2009–2024). AdvanceData – podatki o proizvedeni električni energiji HE Solkan [interni podatkovni niz, uporabljen pri kalibraciji]. Soške elektrarne Nova Gorica.
17. Srinivas, V. V., & Srinivasan, K. (2005). Hybrid moving block bootstrap for stochastic simulation of multi-site multi-season streamflows. Journal of Hydrology, 302(1–4), 307–330. https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2004.07.011
18. Taylor, K. E., Stouffer, R. J., & Meehl, G. A. (2012). An overview of CMIP5 and the experiment design. Bulletin of the American Meteorological Society, 93(4), 485–498. https://doi.org/10.1175/BAMS-D-11-00094.1
19. Wohland, J., Bloin-Wibe, L., Fischer, E., Göke, L., Knutti, R., De Marco, F., Beyerle, U., & Savelsberg, J. (2025). Climate2Energy: A framework to consistently include climate change into energy system modeling. Environmental Research: Energy, 2, 041001. https://doi.org/10.1088/2753-3751/ae2870
20. Würzburg, K., Labandeira, X., & Linares, P. (2013). Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria. Energy Economics, 40, S159–S171. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.09.011
21. Yildiz, V., Brown, S., & Rougé, C. (2024). Importance of variable turbine efficiency in run-of-river hydropower design under deep uncertainty. Water Resources Research, 60(6), e2023WR035713. https://doi.org/10.1029/2023WR035713

ENERGETSKO-EKONOMSKO VREDNOTENJE GORVODNEGA ČRPANJA VODE OB UPOŠTEVANJU CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA DAN VNAPREJ

Bogdan Brković
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
E-pošta: bogdan.brkovic@student.um.si
Ida Pintar
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
E-pošta: ida.pintar@student.um.si
Matej Fike
Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
E-pošta: matej.fike@um.si

POVZETEK

Prispevek obravnava razvoj dinamičnega modela za analizo možnosti črpanja vode iz akumulacije med hidroelektrarnama Medvode in Mavčiče ob upoštevanju dejanskih obratovalnih razmer ter cen električne energije za dan vnaprej. Osnovna ideja črpalnega obratovanja temelji na črpanju vode iz akumulacije HE Medvode v gorvodno akumulacijo HE Mavčiče v obdobjih nižjih cen električne energije ter na njeni poznejši uporabi za proizvodnjo električne energije v obdobjih, ko so cene le-te višje.

V preteklih analizah je bilo črpanje obravnavano predvsem v nočnem času, ko so bile cene električne energije praviloma nižje, ekonomski učinek pa je bil ocenjen na podlagi vnaprej predpostavljenih cen za posamezna časovna obdobja. V prispevku je ta pristop nadgrajen z uporabo podatkov obratovanja HE Medvode in dejanskih časovno spremenljivih cen električne energije na trgu.

Dinamični model je razvit v programskem okolju Python in med drugim vključuje podatke o dotoku, pretoku, moči elektrarne in stanju akumulacijskega bazena ter cen električne energije za dan vnaprej.

Na podlagi izvedenih analiz so določena časovna obdobja, primerna za črpanje vode, ter cenovne razlike, pri katerih je takšen način obratovanja energetsko izvedljivo ekonomsko upravičen. Doprinos je analitično orodje za vrednotenje potenciala črpalno turbinskega obratovalnega sistema ter za določitev, pri katerih hidroloških, obratovalnih in tržnih razmerah postane obratovanje energetsko in ekonomsko upravičeno.

Ključne besede: črpanje vode; dinamični model; cene električne energije; energetsko-ekonomska analiza.

1 Uvod

Pretočno-akumulacijske hidroelektrarne omogočajo prilagajanje proizvodnje električne energije časovno spremenljivim potrebam elektroenergetskega sistema in razmeram na trgu. V primeru hidroelektrarn Mavčiče in Medvode predstavlja dodatno možnost prilagodljivega

obratovanja potencialno gorvodno črpanje vode iz akumulacije Zbiljskega jezera v akumulacijo Trbojskega jezera. Tak način obratovanja bi omogočil prečrpavanje vode v zgornjo akumulacijo v obdobjih ekonomsko ugodnejših cen električne energije ter njeno ponovno uporabo za proizvodnjo v obdobjih, ko so na trgu potrebe po električni energiji večje.

Možnost gorvodnega črpanja med akumulacijama HE Medvode in HE Mavčiče je obravnavala Nartnikova v svojem diplomskem delu. Po uporabi programa RiverWare je bil v Excelu izdelan model črpanja vode iz Zbiljskega jezera v akumulacijo HE Mavčiče. Črpanje je bilo predvideno predvsem v obdobjih manjše porabe električne energije, dodatno shranjena voda pa bi se uporabila za povečanje proizvodnje v času konic. (Nartnik, 2006).

V prispevku so predstavljeni rezultati dveh medsebojno povezanih modelov, razvitih v programskem jeziku Python. Prvi model je namenjen simulaciji možnosti črpanja v letih 2024 in 2025 na podlagi zgodovinskih podatkov SEL, drugi pa odloči potek črpanja za dan vnaprej na podlagi trenutnega stanja sistema, napovedi dotoka in cen električne energije. Obratovanje brez črpanja je obravnavano kot referenčni scenarij S0, obratovanje z možnostjo črpanja pa kot scenarij S1. Optimalni urnik se določi z optimizacijskim modelom MILP (Mixed-Integer Linear Programming) in nato preveri z nelinearnim fizikalnim simulatorjem. Doprinos prispevka je povezava MILP optimizacije z nelinearnim fizikalnim preverjanjem istega urnika, uporaba realnih meritev SEL in tržnih podatkov ter neposredna primerjava S0 in S1 na enaki fizikalni osnovi. Operativni model na koncu poda odločitev *pump, do not pump* ali *no decision.*

2 Modela

2.1 Vhodni podatki

Za model za leti 2024 in 2025 so vhodni podatki urne meritve Savskih elektrarn Ljubljana (SEL): dotok v Trbojsko akumulacijo, gladini Trbojskega in Zbiljskega jezera ter skupna iztoka HE Mavčiče in HE Medvode (SEL, 2024–2026). Za pretvorbo gladine v prostornino se uporabljajo podatki SEL o odvisnosti med koto gladine in prostornino akumulacij. Hidrološkim podatkom so časovno usklajene zgodovinske urne cene električne energije za Slovenijo iz podatkovne zbirke Ember (Ember, 2026). Zgodovinski vremenski podatki Open-Meteo (temperatura zraka [°C], padavine in dež [mm], sneženje [cm], višina snežne odeje [m] ter vlaga tal [m^3/m^3]) niso neposreden vhod, temveč so namenjeni pripravi in preverjanju napovedi dotoka (Open-Meteo, b. d.).

Pri operativnem modelu za dan vnaprej začetno stanje določajo najnovejše razpoložljive meritve na spletni strani SEL, iz katerih se določijo trenutni dotok ter začetni gladini in prostornini obeh akumulacij (SEL, 2026). Za napovedno obdobje se uporabijo cene električne energije za slovenski trg za dan vnaprej, prevzete na spletni strani BSP Energy Exchange, ter modelna napoved dotoka. Vremenska napoved ARSO se uporabi kot dodatni vhod (ARSO, b. d.).

2.2 Glavna enačba optimizacije

Ciljna funkcija izhaja iz pristopa Rogerja in Fikeja (2026), ki optimizacijo črpalne hidroelektrarne zapišeta kot minimizacijo stroškov črpanja, zmanjšano za vrednost

proizvodnje turbine. V obravnavanem modelu je podobna logika zapisana v ekvivalentni obliki:

$$\max \Pi = \sum_{t=1}^{T} p_{\mathrm{t}}(E_{\mathrm{proiz,t}} - E_{\mathrm{črp,t}}) \quad (1)$$

Pri tem je Π modelirani ekonomski rezultat oziroma profit [EUR], t indeks časovnega intervala [-], T število časovnih intervalov [-], p_t cena električne energije [EUR/MWh], $E_{proiz,t}$ proizvedena električna energija [MWh] in $E_{črp,t}$ električna energija, porabljena za črpanje [MWh]. Izkoristki turbine in črpalke so v našem modelu vključeni že pri fizikalnem izračunu energije, zato v ciljni funkciji niso ponovno zapisani.

Optimizacijski del modela je oblikovan kot *Mixed-Integer Linear Programming* (MILP). Model kot odločitvene spremenljivke določa turbinske in prelivne pretoke HE Mavčiče in HE Medvode, črpalni pretok, binarno spremenljivko za vklop črpalke ter prostornini obeh akumulacij (Roger & Fike, 2026). Model za analizo let 2024 in 2025 uporablja sedemdnevni *rolling horizon*, pri katerem se vsak dan optimizira obratovanje za naslednjih sedem dni, v končne rezultate pa se vključi le prvi dan. Končno stanje akumulacij izvedenega dne se prenese kot začetno stanje naslednje optimizacije. Podoben pristop sedemdnevne optimizacije z dnevnim premikom uporabljajo tudi Cassagnole et al. (2021).

Ker MILP uporablja poenostavljeno oziroma linearizirano predstavitev sistema, dobljeni urnik še ni neposredno sprejet kot končni rezultat. Ponovno se izvede v nelinearnem fizikalnem simulatorju, kjer se na podlagi posodobljenih prostornin določijo gladine, hidravlični padci, moči, energije in izkoristki ter preverijo vodne bilance in tehnične omejitve. Če se izračunani padci razlikujejo od vrednosti, uporabljenih v MILP-u, se posodobljene vrednosti uporabijo za ponovno analizo.

Ekonomski učinek črpanja se ovrednoti s primerjavo scenarija S0 in S1:

$$\Delta\Pi = \Pi_{\mathrm{S1}} - \Pi_{\mathrm{S0}} \quad (2)$$

Pozitivna vrednost ΔΠ pomeni, da možnost gorvodnega črpanja poveča modelirani ekonomski rezultat oziroma profit glede na referenčno obratovanje. Primerljivost scenarijev S0 in S1 je zagotovljena z enakim ciljnim končnim volumnom obeh akumulacij v istem optimizacijskem oknu; dovoljena toleranca je ± 5.000 m³. Poleg ekonomskega rezultata se primerjajo prečrpana količina vode, energija za črpanje, proizvedena energija in končno stanje akumulacij.

2.3 Modelne in obratovalne omejitve

Oba modela temeljita na isti fizikalni osnovi in uporabljata urni časovni korak. Uporabljene so enake enačbe masne bilance obeh akumulacij, povezave med gladino in prostornino, določanje hidravličnega padca ter izračuna proizvodnje in porabe energije pri črpanju. Prav tako se v obeh modelih upoštevajo enake osnovne fizikalne in obratovalne omejitve. Razlika med modeloma je predvsem v vhodnih podatkih in njihovi analizi.

V času črpanja HE Mavčiče ne sme hkrati obratovati v turbinskem režimu. Ločeno je med črpanjem onemogočen tudi preliv na HE Mavčiče, s čimer se prepreči neposredno kroženje vode skozi sistem. Pri HE Medvode mora biti ves čas zagotovljen najmanjši predpisani iztok 20 m³/s. Proizvodnja je omejena z največjimi turbinskimi pretoki in močmi: za HE Mavčiče 260 m³/s in 38 MW, za HE Medvode pa 150 m³/s in 25 MW. Navedene vrednosti so podatki o elektrarnah, ki so dostopni pri SEL (2026).

2.4 Enačbe za izračun

Pri S0 je črpalni pretok enak nič, medtem ko se pri S1 njegova vrednost spreminja. Sprememba aktivne prostornine Trbojskega in Zbiljskega jezera se določi z ohranitvijo mase. Pri črpanju se zaloga vode v Trbojskem jezeru povečuje, v Zbiljskem jezeru pa se za enako prečrpano količino zmanjšuje. To prikazujeta spodnji enačbi:

$$V_{Trb,t+1} = V_{Trb,t} + \Delta t\left(Q_{dot,t} + Q_{črp,t} - Q_{iz,Mav,t}\right), \tag{3}$$

$$V_{Zb,t+1} = V_{Zb,t} + \Delta t\left(Q_{iz,Mav,t} - Q_{iz,Med,t} - Q_{črp,t}\right). \tag{4}$$

Pri tem sta $V_{\mathrm{Trb},t}$ in $V_{\mathrm{Zb},t}$ aktivni volumen Trbojskega in Zbiljskega jezera v časovnem intervalu t [m³], $V_{\mathrm{Trb},t+1}$ in $V_{\mathrm{Zb},t+1}$ pa volumna v naslednjem časovnem intervalu [m³]. $Q_{\mathrm{dot},t}$ je dotok v Trbojsko jezero [m³/s], $Q_{\mathrm{črp},t}$ črpalni pretok iz Zbiljskega v Trbojsko jezero [m³/s], $Q_{\mathrm{iz,Mav},t}$ skupni iztok HE Mavčiče [m³/s] in $Q_{\mathrm{iz,Med},t}$ skupni iztok HE Medvode [m³/s].
Iz volumna se z odsekoma linearno odvisnostjo med gladino in prostornino določita gladini obeh akumulacij. Iz njune razlike se izračuna hidravlični padec HE Mavčiče, nato pa moč in proizvedena energija:

$$H_{Mav,t} = h_{Trb,t} - h_{Zb,t}, \tag{5}$$

$$P_{Mav,t} = \frac{\rho g Q_{turb,Mav,t} H_{Mav,t} \eta_{Mav}}{10^6}, \tag{6}$$

$$E_{Mav,t} = P_{Mav,t}\Delta t. \tag{7}$$

Za vsak interval se pri S1 izračunata tudi črpalna višina in potrebna električna moč črpalke:

$$H_{črp,t} = h_{Trb,t} - h_{Zb,t,} \tag{8}$$

$$P_{črp,t} = \frac{\rho g Q_{črp,t} H_{črp,t}}{\eta_{črp} \cdot 10^6}. \tag{9}$$

3 Rezultati

3.1 Analiza rezultatov modela potencialnega črpanja za leti 2024 in 2025

Za prikaz je izbran primer potencialnega črpanja od 6. do 12. avgusta 2024. V obravnavanem obdobju se kumulativna vrednost modelirane obratovalne vrednosti $\Delta\Pi$ [EUR] večinoma povečuje, kar kaže na ugodnejši končni ekonomski rezultat scenarija S1.

V obdobju dveh let smo analizirali mesečno modelirano obratovalno vrednost Π_{S0} [EUR] za scenarij S0. Iz rezultatov je razvidno izrazito spreminjanje vrednosti glede na mesece v letih, kar je posledica vpliva spreminjajočih se hidroloških razmer in spreminjanja cen na trgu.

Leta 2024 je dodatna proizvodnja električne energije znašala 4,05 GWh, poraba energije za črpanje 6,28 GWh in delna neto energijska bilanca −2,23 GWh; leta 2025 pa 5,05 GWh, 7,63 GWh in −2,57 GWh. Negativna energijska bilanca je pričakovana zaradi izgub pri pretvorbi energije in ne pomeni nujno tudi končnega negativnega ekonomskega rezultata.
Iz izrisanih diagramov opazimo, da je mesečna razlika modelirane obratovalne vrednosti v večini mesecev pozitivna. Razberemo tudi, da je bilo 665 uspešno ovrednotenih dni od 731. To je trenutno omejitev sedanje verzije programa, ker ga še razvijamo.

3.2 Analiza rezultatov za model napovedi potencialnega črpanja za dan vnaprej

V nadaljevanju je prikazan scenarij, ki je 15.10.2026 napovedoval stanje za naslednji dan. Za ta model se nam ne zdi smiselno izvesti celotno ekonomsko analizo, ker je upravičenost črpanja povezana z daljšim časovnim obdobjem obratovanja in en slab dan še ne pomeni, da na letni ravni ne bi bilo dodatne ekonomske vrednosti.

Vidimo, da model izbere črpanje v cenovno ugodnih intervalih, pri čemer ugodna cena ne pomeni nujno absolutno nizke cene električne energije. Odločitev je odvisna od razmerja med trenutno ceno, pričakovanim nadaljnjim spreminjanjem cen, stanjem akumulacij in razpoložljivimi obratovalnimi pogoji. Zato je lahko gorvodno črpanje smiselno tudi pri relativno višji trenutni ceni, če je pričakovana vrednost kasnejše uporabe prečrpane vode dovolj velika. V posameznih intervalih črpalni pretok doseže tehnično omejitev 30 m³/s, medtem ko se črpanje v obdobjih izrazitejših konic visokih cen praviloma ne izvaja.

Poseben primer predstavljajo negativne cene električne energije. V takih intervalih lahko že sama poraba električne energije za črpanje prispeva k pozitivnemu ekonomskemu učinku. Ekonomska upravičenost črpanja zato ni nujno odvisna izključno od kasnejše proizvodnje, temveč od celotne kombinacije cenovnih, hidroloških in obratovalnih razmer.

Analiza aktivnih volumnov V [m³] potrjuje fizikalno osnovo črpanja: v intervalih črpanja se volumen Trbojskega jezera v scenariju S1 glede na S0 povečuje, volumen Zbiljskega jezera pa zmanjšuje. Scenarija sta primerjana ob istem končnem stanju akumulacij, zato razlika v obratovalni vrednosti ne izhaja iz različne količine vode, ki bi po koncu obdobja ostala v sistemu. To je tudi naša omejitev modela, ki bi se lahko odpravila tako, da bi napovedovali črpanje za dva dni vnaprej in bi bilo možno nekaj vode v akumulaciji shraniti še za naslednji dan, če bi bilo to glede na napoved smiselno.

V napovedanem dnevu vidimo spremembo proizvodnje električne energije HE Mavčiče (+ 25,72 MWh) in HE Medvode (+ 0,89 MWh) ter porabo energije za črpanje (36,26 MWh), pri čemer neto energijska razlika sistema znaša − 9,65 MWh. Stroški električne energije za črpanje znašajo 6.760,44 €, dodatni prihodki od prodaje električne energije pa 7.586,96 €, kar predstavlja neto finančni izplen v višini 826,52 €.

4 Sklep

Rezultati kažejo, da potenciala gorvodnega črpanja med Zbiljskim in Trbojskim jezerom ni smiselno presojati zgolj z vidika energijske bilance. Čeprav je zaradi izgub pri črpanju in ponovni proizvodnji neto energijska bilanca negativna, je lahko ekonomski učinek pozitiven, kadar se energija za črpanje porablja v cenovno ugodnejših intervalih, dodatna proizvodnja pa se izvede v obdobjih višjih cen.

Analiza let 2024 in 2025 je bila uspešno izvedena za 665 od 731 dni, zato rezultati še ne predstavljajo dokončne ocene celotnega obdobja, vendar jasno kažejo potencial takšnega načina obratovanja. Nadaljnje delo bo usmerjeno predvsem v izboljšanje napovedi dotoka in cen, preverjanje odločitev modela, vključitev natančnejših karakteristik naprav ter investicijskih in vzdrževalnih stroškov. Ključno vprašanje za nadaljnje raziskave je, v katerih hidroloških in tržnih razmerah gorvodno črpanje postane dolgoročno tehnično izvedljivo.

Literatura

1. Agencija Republike Slovenije za okolje (ARSO). b. d. Vremenske napovedi (spletni vir). Dostopno na: https://vreme.arso.gov.si/napoved (Dostopano 5.10.2026).
2. BSP Energy Exchange. b. d. Tržni podatki za dan vnaprej (spletni vir). Dostopno na: https://www.bsp-southpool.com/ (Dostopano 5.10.2026).
3. Cassagnole, M., Ramos, M.-H., Zalachori, I., Thirel, G., Garçon, R., Gailhard, J., & Ouillon, T. (2021). Impact of the quality of hydrological forecasts on the management and revenue of hydroelectric reservoirs – A conceptual approach. Hydrology and Earth System Sciences, 25(2), 1033–1052. Dostopno na:https://hess.copernicus.org/articles/25/1033/2021/ (Dostopano 5.10.2026).
4. Dragović, P. 2026. Doinstalacija HE Medvode v sklopu hidroelektrarn na srednji Savi. Magistrsko delo. Ljubljana, Univerza v Ljubljani, Fakulteta za gradbeništvo in geodezijo.
5. Ember. 2026. European wholesale electricity price data (spletna podatkovna zbirka). Dostopno na: https://ember-energy.org/data/european-wholesale-electricity-price-data/ (Dostopano 5.10.2026).
6. Košorok, B. 2022. Analiza možnosti optimizacije energetske proizvodnje HE Medvode na Savi. Magistrsko delo. Ljubljana, Univerza v Ljubljani, Fakulteta za gradbeništvo in geodezijo.
7. Nartnik, M. 2006. Izdelava modela RiverWare za reko Savo in analiza možnosti črpanja vode iz akumulacije HE Medvode v akumulacijo HE Mavčiče. Diplomsko delo. Ljubljana: Univerza v Ljubljani, Fakulteta za gradbeništvo in geodezijo.
8. Roger, A., & Fike, M. (2026). Electricity price-driven optimization of pumped-storage hydropower plant performance.Sustainability,18(13),6805.Dostopno na:https://www.mdpi.com/2071-1050/18/13/6805 Dostopano 5.10.2026).
9. Savske elektrarne Ljubljana. 2024–2026. Urne meritve HE Mavčiče in HE Medvode (2024–2025) ter batimetrični preglednici (2026). Neobjavljeni podatki.
10. Savske elektrarne Ljubljana. 2026. Podatki dostopni na spletni strani SEL. https://www.sel.si/ (Pridobljeno 10.10.2026)

ANALIZA PREFERENC SLOVENSKE JAVNOSTI PRI IZBIRI MED JEDRSKO IN HIDROENERGIJO

Nives Dolšak
School of Marine and Environmental Affairs, University of Washington, Seattle
*E-pošta: nives@*uw.edu

Nevenka Hrovatin
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
E-pošta: nevenka.hrovatin@ef.uni-lj.si

Jelena Zorić
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
E-pošta: jelena.zoric@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Prehod v nizkoogljično družbo in naraščajoči stroški energije zaradi energetske krize in vojne v Ukrajini so ponovno spodbudili razpravo o prihodnji energetski mešanici držav članic EU. Medtem ko so energetski in podnebni cilji določeni ter predlagani številni ukrepi javnih politik za njihovo uresničevanje, so preference javnosti glede izbire med različnimi viri energije manj raziskane. V raziskavi se osredotočamo na dve alternativni strategiji razogljičenja, investicije v jedrsko in hidroenergijo, ter preučujemo, ali je podpora jedrski energiji v primerjavi s hidroenergijo v Sloveniji odvisna od tega, kako ljudje ocenjujejo vpliv teh virov energije na zdravje, delovna mesta, poseganje v lokalno pokrajino, neprekinjeno oskrbo z električno energijo in energetsko samozadostnost. Poleg tega želimo tudi ugotoviti, ali je prisoten NIMBY učinek (Not In My Back Yard oziroma »ne na mojem dvorišču«). Regresijski model smo ocenili ocenili na reprezentativnem vzorcu 1.000 anketirancev iz Slovenije, pri čemer so bili podatki pridobljeni s spletno raziskavo v marcu 2026. Rezultati analize kažejo, da povprečni izbrani delež jedrske energije v energetskem miksu znaša nekaj več od 50 %, pri čemer na podporo jedrski energiji pozitivno vpliva pomen, ki ga anketiranci pripisujejo zanesljivosti oskrbe, delovnim mestom in ohranjanju krajine, medtem ko ima pomen varovanja zdravja negativen vpliv. Bližina hidroelektrarn je povezana z večjo podporo jedrski energiji, kar je skladno z lokalnim učinkom NIMBY. Poleg tega na podporo jedrski energiji v primerjavi s hidroenergijo pozitivno vplivajo zaupanje v NEK, zaznana varnost jedrskih elektrarn, prepričanje, da se račun za električno energijo ne bo povečal, ter prednost, ki jo posamezniki dajejo gospodarski rasti pred varovanjem okolja.

Ključne besede: jedrska energija, hidroenergija, zeleni prehod, preference javnosti, NIMBY

1 Uvod

V skladu s prenovljenim Celovitim nacionalnim energetskim in podnebnim načrtom (NEPN, 2024) si mora Slovenija prizadevati za doseganje ciljev zelenega prehoda, ki vključujejo najmanj 33-odstotni delež obnovljivih virov energije do leta 2030 in prehod v podnebno nevtralno družbo do leta 2050. To pomeni, da bo morala do leta 2050 vsa proizvodnja električne energije temeljiti na brezogljičnih virih. Slovenija naj bi do leta 2033 v celoti

opustila uporabo premoga za proizvodnjo električne energije, leta 2042 pa se bo iztekla tudi obratovalna doba Jedrske elektrarne Krško (JEK1). To pomeni, da bo treba nadomestiti oba vira, hkrati pa se povpraševanje po električni energiji povečuje, zlasti zaradi elektrifikacije prometa in ogrevanja (vgradnje toplotnih črpalk). Slovenija si je zastavila tudi cilj, da bo do leta 2030 zagotovila, da bo 85 % oskrbe z električno energijo izviralo iz proizvodnih objektov na ozemlju Slovenije, do leta 2040 pa naj bi ta delež dosegel 100 %. Za dosego obeh ciljev – zelenega prehoda in samooskrbe z domačimi viri – so med možnimi rešitvami naložbe v jedrsko energijo (gradnja JEK2 oziroma morebitno podaljšanje obratovanja obstoječe elektrarne) in/ali naložbe v obnovljive vire energije (OVE). Na področju hidroenergije možnosti vključujejo gradnjo hidroelektrarn na srednjem in spodnjem toku reke Save, rekonstrukcijo obstoječih elektrarn ter gradnjo črpalnih hidroelektrarn.

Čeprav strateški dokumenti opredeljujejo cilje, politike in ukrepe za razogljičenje in uporabo obnovljivih virov energije (poleg štirih drugih razsežnosti energetske unije), so preference javnosti glede energetske politike in podpora različnim strategijam manj raziskane. Številne raziskave javnega mnenja obravnavajo preference glede posameznih vrst čiste energije, precej manj pa je raziskav, ki preučujejo odločanje med različnimi vrstami energetskih virov. Ta članek preučuje, ali je podpora jedrski energiji v primerjavi s hidroenergijo, dvema alternativnima strategijama razogljičenja Slovenije, odvisna od tega, kako ljudje ocenjujejo vpliv teh virov energije na zdravje, lokalno zaposlovanje, posege v krajino, zanesljivost oskrbe z električno energijo in energetsko neodvisnost. Pomembno je, da članek preučuje tudi, kako lahko fizična bližina obstoječih energetskih objektov in izkušnje ljudi z njimi vplivajo na njihove preference glede energetske politike. Članek s tem prispeva k literaturi, ki proučuje NIMBY učinek (Not In My Back Yard oziroma »ne na mojem dvorišču«) in dejavnike, ki vplivajo na preference in izbiro med različnimi energetskimi viri (Bergmann in drugi, 2006; Kaldellis, 2005; Kosenius & Ollikainen, 2013; Pralle & Boscarino, 2011; Sadiq in drugi, 2023; Swofford & Slattery, 2010; Uji in drugi, 2023).

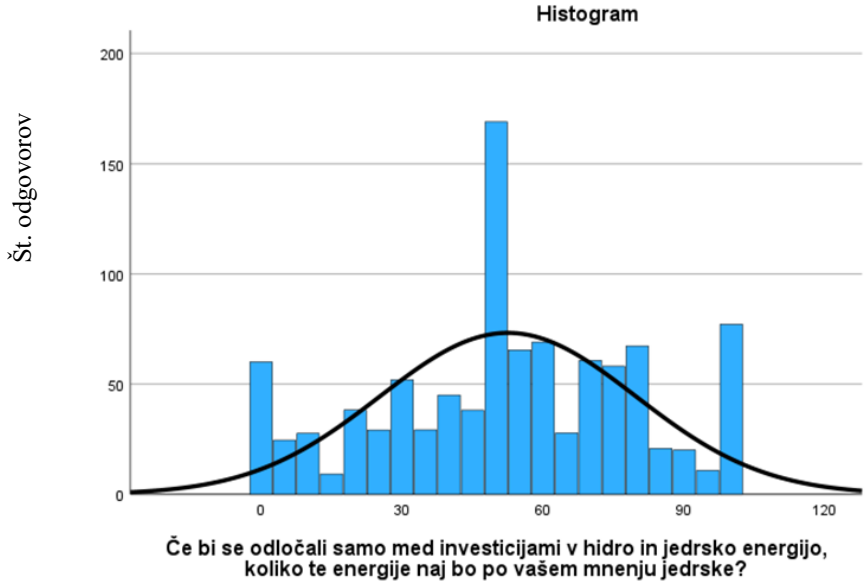
2 Metode in podatki

Podatke smo zbrali s spletno raziskavo, izvedeno v marcu 2026. Z anketo je bil pridobljen reprezentativen vzorec 1.000 prebivalcev Slovenije. Osrednje vprašanje, ki smo ga zastavili anketirancem, je, kolikšen delež jedrske energije bi izbrali, če bi se odločali le med investicijami v hidro in jedrsko energijo. Tako izražena podpora jedrski energiji v primerjavi s hidroenergijo predstavlja odvisno spremenljivko v regresijskem modelu, ki je ocenjen z metodo najmanjših kvadratov. Pojasnjevalne spremenljivke odražajo zaznave anketirancev glede možnih vplivov teh dveh virov energije na zdravje ljudi, ustvarjanje delovnih mest in gospodarski razvoj, zanesljivost oskrbe z električno energijo, samooskrbo in posege v pokrajino. Poseben poudarek bo namenjen preverjanju hipoteze NIMBY, pri čemer bomo upoštevali oddaljenost anketirancev od JEK1 in 2 ter obstoječih in načrtovanih hidroelektrarn. Poleg tega bomo preučili, kako na preference glede jedrske energije v primerjavi s hidroenergijo vplivajo družbeno-ekonomske značilnosti (starost, spol, dohodek, izobrazba, lastništvo), politična usmerjenost, okoljska stališča in zaupanje v varnost jedrskih objektov.

3 Rezultati

Rezultati analize ne kažejo na izraženo izrazito splošno preferenco v prid hidroenergiji ali jedrski energije, saj se povprečni odgovori anketirancev le rahlo nagibajo v prid jedrski energiji (Tabela 1). Porazdelitev izbranega deleža kaže tudi na zastopanost obeh skrajnih možnosti, pri čemer je najpogostejša izbrana vrednost 50 % (Slika 1). Na osnovi analize percepcije anketirancev glede možnih vplivov obravnavanih virov energije lahko ugotovimo, da je za posameznike najpomembnejši vpliv na zanesljivost oskrbe z električno energijo, sledi vpliv na zdravje ljudi, na posege v podeželsko pokrajino in ustvarjanje delovnih mest, medtem ko je primerjalno gledano samooskrba z energetskimi viri najmanj pomemben dejavnik izbire (Slika 2).

Slika 1: Porazdelitev izbranega deleža jedrske energije v energetskem miksu



Vir: Lastni izračuni

Tabela 1: Opisne statistike za izbran delež jedrske energije v energetskem miksu

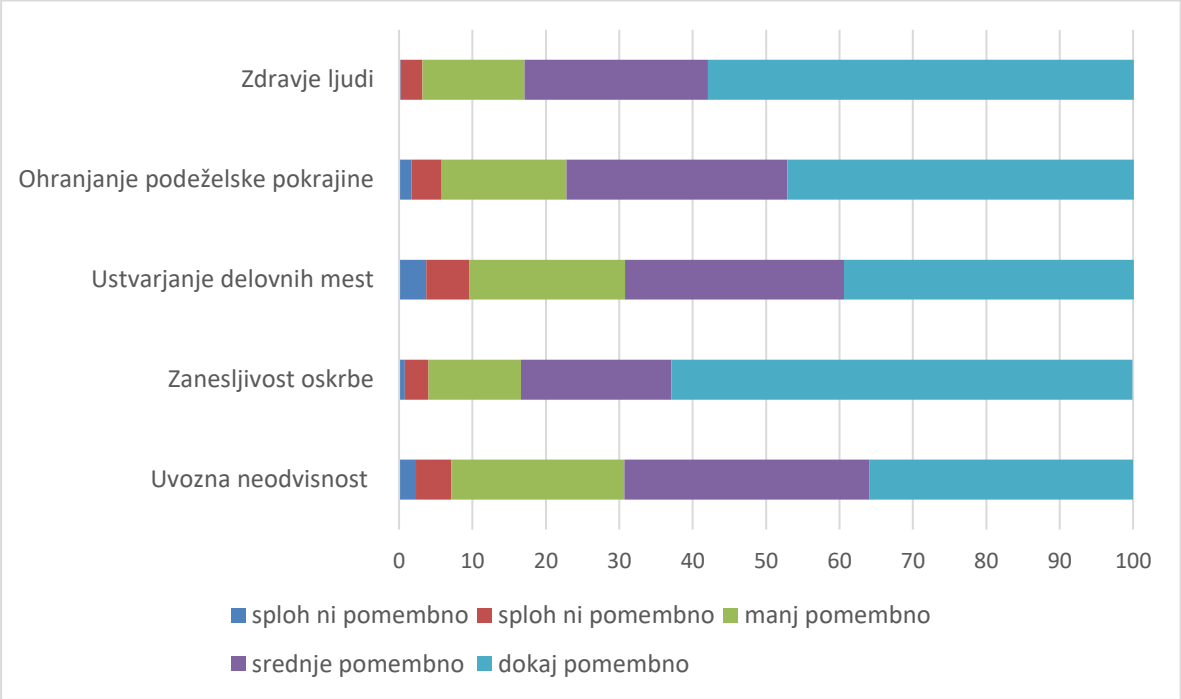
Opisna statistika	**Vrednost (v %)**
Povprečje	52,49
Mediana	51,00
Modus	50,00
Standardni odklon	27,23
Minimum	0,00
Maksimum	100,00
1. kvartil	33,00
2. kvartil	51,00
3. kvartil	73,00

Vir: Lastni izračuni

Rezultati regresijske analize v Tabeli 2 kažejo, da je podpora jedrski energiji v primerjavi s hidroenergijo v Sloveniji povezana s pomenom, ki ga posamezniki pripisujejo zanesljivosti oskrbe z električno energijo, ustvarjanju delovnih mest in posegom v krajino, pri čemer večji pomen prvih treh dejavnikov povečuje podporo jedrski energiji glede na hidroenergijo, večji

pomen vplivov na zdravje pa jo zmanjšuje. Hipoteza »ne na mojem dvorišču« (NIMBY) je potrjena v primeru bližine hidroelektrarne, saj je pri anketirancih, ki živijo v občini z obstoječim ali načrtovanim hidroenergetskim objektom, zaznana večja podpora jedrski energiji v primerjavi s hidroenergijo. Vendar pa rezultati ne kažejo, da bi interakcija fizične bližine obstoječih energetskih objektov s pomembnostjo vplivov energetskih virov vplivala na oblikovanje njihovih energetskih preferenc, saj se koeficienti interakcij ne izkažejo za značilne.

Slika 2: Pomembnost dejavnikov pri odločitvi glede energetskega miksa



Vir: Lastni izračuni

Na podlagi Tabele 2 lahko tudi sklepamo, da je podpora jedrski energiji v primerjavi s hidroenergijo večja pri posameznikih, ki jedrske elektrarne dojemajo kot varne, zaupajo JEK in menijo, da se zaradi uporabe jedrske energije računi za električno energijo ne bodo povečali. Večja podpora jedrski energiji je značilna tudi za posameznike, ki dajejo prednost gospodarski rasti pred varstvom okolja. Poleg tega je podpora jedrski energiji v primerjavi s hidroenergijo pozitivno povezana z nizkimi, visokimi in nerazkritimi dohodki (v primerjavi s povprečnimi dohodki gospodinjstva), moškim spolom, zaposlitvenim statusom ter nameščeno sončno elektrarno. Nasprotno pa je negativna povezanost ugotovljena pri vernih posameznikih in tistih, ki so politično neopredeljeni.

Tabela 2: Ocene regresijskega modela (n = 1.000)

Model *(odvisna spremenljivka: izbrani delež jedrske energije v energetskem miksu)*	**Ocena koeficienta**	**Ocena std. napake koef.**	**St. značilnosti**
konstanta	-19,767	7,334	,007
pomembnost zanesljive oskrbe z električno energijo	**2,421**	**1,155**	**,036**
pomembnost novih delovnih mest	**2,521**	**,862**	**,004**
pomembnost zdravja ljudi	**-2,157**	**1,260**	**,087**
pomembnost ohranjanja podeželske pokrajine	**2,974**	**1,115**	**,008**
pomembnost energetske samozadostnosti	1,341	,959	,162
razdalja od JEK (prvi decil)	4,718	17,036	,782
*JEK*zanesljivost_oskrbe*	3,952	3,233	,222
*JEK*delovna_mesta*	-,933	2,928	,750
*JEK*zdravje*	,741	3,475	,831
JEK*podeželje	**-6,679**	**3,417**	**,051**
*JEK*energetska_neodvisnost*	2,014	2,687	,454
občine z delujočo ali načrtovano HE	**24,025**	**11,801**	**,042**
*HE*zanesljivost_oskrbe*	-1,412	2,418	,559
*HE*delovna_mesta*	-1,954	1,983	,324
*HE*zdravje*	,178	2,618	,946
*HE*podeželje*	,463	2,226	,835
*HE*uvozna_neodvisnost*	-2,997	1,857	,107
varnost jedrskih elektrarn	**14,790**	**1,854**	**<,001**
zaupanje v JEK	**7,545**	**1,088**	**<,001**
zaupanje v Upravo RS za varstvo pred sevanji	**-2,604**	**1,044**	**,013**
jedrska nesreča ne bi imela resnih negativnih posledic	**1,573**	**,648**	**,015**
jedrska energija ne bi povečala računa za elektriko	**6,227**	**1,182**	**<,001**
prednost gospodarski rasti pred varovanjem okolja	**3,504**	**1,757**	**,046**
negativno prikazovanje jedrske energije s strani medijev	1,107	1,576	,483
starost	,024	,053	,653
moški spol	**2,533**	**1,522**	**,096**
izobrazba	-,311	,692	,653
zaposlen	4,954	1,654	,003
nizek dohodek	**5,563**	**2,187**	**,011**
visok dohodek	**3,272**	**1,955**	**,094**
nerazkrit dohodek	**6,202**	**2,425**	**,011**
leva politična usmerjenost	-3,613	2,304	,117
desna politična usmerjenost	-,075	2,399	,975
politično neopredeljeni	**-8,074**	**1,737**	**<,001**
najemnik	-2,070	2,129	,331
vernik	**-2,190**	**1,043**	**,036**
vgrajena sončna elektrarna	**6,484**	**1,985**	**,001**

Vir: Lastni izračuni

4 Sklep

Razprava o prihodnji strukturi energetskih virov v Evropski uniji se je v luči zelenega prehoda in vojne v Ukrajini znova okrepila. Medtem ko se je večina dosedanjih raziskav osredotočala na podporo javnosti posameznemu viru energije, ta raziskava proučuje, kako se anketiranci odločajo med dvema brezogljičnima viroma energije. Podpora jedrski energiji namreč ni odvisna zgolj od njenih prednosti in slabosti, temveč tudi od prednosti in slabosti alternativnih virov energije, ki se upoštevajo pri oblikovanju prihodnje energetske mešanice.

Rezultati analize kažejo, da med prebivalci ni prisotne izrazite podpore jedrski ali hidroenergiji, saj povprečna podpora jedrski energiji znaša 52,5 %. Ugotovljen je pozitiven vpliv na podporo jedrski v primerjavi s hidroenergijo v primeru pomena, ki ga anketiranci pripisujejo zanesljivosti oskrbe, delovnim mestom in ohranjanju krajine, medtem ko ima varovanje zdravja ljudi pričakovan negativen vpliv na podporo jedrski energiji. V primeru bližine hidroelektrarn lahko potrdimo prisotnost lokalnega NIMBY učinka. Na podporo jedrski energiji pozitivno vplivajo tudi zaupanje v JEK, zaznana varnost jedrskih elektrarn, prepričanje, da se račun za električno energijo pri naložbah v JEK ne bo povečal, ter prednost gospodarski rasti pred varovanjem okolja.

Rezultati kažejo, da javnost ne ocenjuje enotno družbenih vplivov odločitev o izbiri energetskih virov. Izvedljiva energetska strategija Slovenije mora zato upoštevati tako koristi za nacionalni energetski sistem kot tudi vprašanja porazdelitve koristi in bremen na lokalni ravni. Podpora jedrski energiji bo višja, kadar institucije verodostojno zagotavljajo informacije in jamstva glede varnosti, zanesljivosti oskrbe ter stroškov električne energije za gospodinjstva. Ugotovitve raziskave lahko oblikovalcem politik pomagajo pri pripravi komunikacijskih kampanj o prihodnji strukturi proizvodnje električne energije.

Literatura

1. Bergmann A., Hanley N., Wright R. (2006). Valuing the attributes of renewable energy investments. *Energy Policy 34(9)*, 1004–1014.
2. Kaldellis J. (2005). Social attitude towards wind energy applications in Greece. *Energy Policy 33(5)*, 595–602.
3. Kosenius A., Ollikainen M. (2013). Valuation of environmental and societal trade-offs of renewable energy sources. *Energy Policy 62*, 1148–1156.
4. Vlada RS (2024). Posodobljeni celoviti nacionalni energetski in podnebni načrt RS (NEPN). 18.12.2024, Ljubljana.
5. Pralle S., Boscarino J. (2011). Framing trade-offs: The politics of nuclear power and wind energy in the age of global climate change. *Review of Policy Research* 28, 323–346.
6. Sadiq M.., Shinwari R., Wen F., Usman M., Hassan S., Taghizadeh-Hesary F. (2023). Do globalization and nuclear energy intensify the environmental costs in top nuclear energy-consuming countries?. *Progress in Nuclear Energy 156*, 104533.Schively C. (2007). Understanding the NIMBY and LULI phenomena. *Journal of Planning Literature 21*, 255–266.
7. Swofford J., Slattery M. (2010). Public attitudes of wind energy in Texas: Local communities in close proximity to wind farms and their effect on decision-making. *Energy Policy 38(5)*, 2508–2519.
8. Uji A., Song J., Dolšak N., Prakash A. (2023). Comparing public support for nuclear and wind energy in Washington State. *PLoS ONE* 18(4): e0284208. https://doi.org/10.1371/journal.pone.0284208.

EKSPERIMENTALNA ANALIZA DELOVANJA SPIRALNEGA ROTORJA V GRAVITACIJSKI VRTINČNI TURBINI

Alexandra Marian
Fakulteta za energetiko UM, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
E-pošta:alexandra.marian@student.um.si

Andrej Predin
Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
E-pošta:andrej.predin@um.si

Matej Fike
Fakulteta za energetiko, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
E-pošta:matej.fike@um.si

POVZETEK

Gravitacijske vrtinčne turbine predstavljajo eno izmed novejših rešitev za izkoriščanje vodotokov z nizkimi vodnimi padci, kjer se energija vodnega vrtinca pretvarja v mehansko energijo vrtenja rotorja. Delovanje takšnega sistema je odvisno od številnih konstrukcijskih parametrov, predvsem geometrije vrtinčnega bazena in zasnove rotorja. Namen raziskave je bil eksperimentalno določiti obratovalne značilnosti spiralnega rotorja ter izkoristek sistema pri različnih obratovalnih pogojih.

Rotor je bil zasnovan po vzoru Arhimedovega spiralnega vetrnega rotorja, pri čemer je bila za vodilno krivuljo lopatic uporabljena logaritemska spirala. Njegove obratovalne značilnosti so bile določene v spiralnem vrtinčnem bazenu pri pretokih 52,43 m³/h in 68,78 m³/h ter treh navpičnih položajih rotorja. Na podlagi meritev navora in vrtilne hitrosti so bili določeni mehanska moč, izkoristek in obratovalne karakteristike rotorja, pri čemer so bile upoštevane izgube zaradi trenja v ležajih.

Rezultati so pokazali, da spiralni rotor v gravitacijskem vodnem vrtincu razvije merljiv navor in mehansko moč. Največja izmerjena mehanska moč je znašala 4,2 W, največji izkoristek pa 14,1 %. Delovanje rotorja je bilo izrazito odvisno od pretoka vode in njegovega položaja v vrtinčnem bazenu.

Na podlagi obratovalne točke z največjim izkoristkom je bila izvedena tudi preslikava laboratorijskega modela na hipotetično prototipno izvedbo z uporabo Froudejeve podobnosti. Ocenjena mehanska moč prototipa je znašala približno 3,15 kW. Dobljeni rezultati predstavljajo izhodišče za nadaljnje raziskave vpliva različnih geometrijskih izvedb spiralnega rotorja na mehansko moč in izkoristek gravitacijskih vrtinčnih sistemov.

Ključne besede: gravitacijska vrtinčna turbina, spiralni rotor, eksperimentalna analiza

1 Uvod

Gravitacijske vrtinčne turbine predstavljajo eno izmed možnosti za izkoriščanje vodotokov z nizkimi vodnimi padci. Pri njihovem delovanju se v vrtinčnem bazenu oblikuje vodni vrtinec, ki deluje na rotor in povzroči njegovo vrtenje. To delo je bilo usmerjeno v eksperimentalno preverjanje delovanja izbrane spiralne geometrije rotorja v laboratorijskem vrtinčnem sistemu.

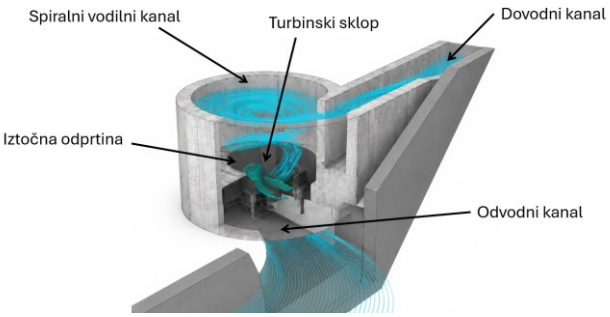
Spiralni rotor smo zasnovali po vzoru Arhimedovega spiralnega vetrnega rotorja, ki je bil prvotno razvit za delovanje v zračnem toku. Geometrijo rotorja smo za potrebe raziskave posebaj določili, pri čemer smo za vodilno krivuljo lopatic uporabili logaritemsko zlato spiralo. Z laboratorijskimi meritvami smo določili navor, moč in izkoristek rotorja pri različnih pretokih, vrtilnih hitrostih in navpičnih položajih rotorja. Pri določitvi moči smo upoštevali tudi izgube trenja pri vrtenju gredi. Rezultate izbrane obratovalne točke smo nato preslikali na hipotetično realno izvedbo gravitacijske vrtinčne turbine.

2 Teoretična izhodišča

2.1 Gravitacijski vrtinčni sistem

Gravitacijski vrtinčni hidroenergetski sistem običajno sestavljajo štirje glavni deli (Maika et al., 2023), ki so prikazani na sliki 1: dovodni kanal, vrtinčni bazen z osrednjo iztočno odprtino, turbinski sklop z generatorjem in odvodni kanal. Sistem deluje na principu izkoriščanja energije gravitacijsko ustvarjenega vodnega vrtinca. Voda v bazen vstopa tangencialno, kroži ter se pomika proti osrednji iztočni odprtini na dnu bazena, pri čemer se v središču oblikuje zračno jedro (Khan, 2016). Turbina del energije vodnega toka pretvori v mehansko energijo vrtenja.

Slika 1: Sestavni deli gravitacijskega vrtinčnega hidroenergetskega sistema



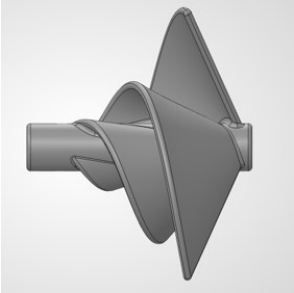
Vir: prirejeno po Velásquez et al. (2021)

2.2 Geometrija spiralnega rotorja

Rotor, uporabljen v raziskavi, je bil zasnovan po vzoru Arhimedovega spiralnega vetrnega rotorja (ASWR), katerega značilna geometrija je prikazana na sliki 2. Vodilna krivulja posamezne lopatice temelji na zlati logaritemski spirali. Rotor sestavljajo tri enakomerno razporejene lopatice, zunanji premer modela znaša $D_M = 0{,}196\ m$, aksialna dolžina $L = 0{,}136\ m$, debelina lopatice $t = 5\ mm$ ter premer pesta $D_p = 0{,}03\ m$. Pred izdelavo s 3D-

tiskom iz materiala PETG (Huysamen et al., 2020) je bila izvedena statična analiza, ki je potrdila mehansko ustreznost rotorja pri predvidenih obremenitvah.

Slika 2: Model spiralnega rotorja



Vir: lasten vir

3 Zasnova in izdelava eksperimentalnega sistema

Eksperimentalni sistem je bil sestavljen iz hidravličnega sklopa, spiralnega vrtinčnega bazena z rotorjem, merilne in pogonske opreme ter nosilne konstrukcije. Voda je bila po dovodnem kanalu usmerjena v bazen, v katerem se je oblikoval vrtinec. Rotor je bil nameščen nad osrednjo iztočno odprtino in povezan z gredjo. Na gred sta bila priključena senzor navora in elektromotor, s katerim je bilo mogoče spreminjati vrtilno hitrost rotorja. Pretok vode je bil merjen z merilnikom pretoka, vrtilna hitrost in navor pa sta bila uporabljena pri določitvi mehanske moči. Eksperimentalna zasnova je prikazana na sliki 3.

Slika 3: Eksperimentalna zasnova



Vir: lasten vir

4 Izvedba meritev in določitev izkoristka

Meritve so bile izvedene pri dveh povprečnih pretokih $52{,}4\ \mathrm{m}^3/\mathrm{h}$ in $68{,}8\ \mathrm{m}^3/\mathrm{h}$ ter treh navpičnih položajih rotorja glede na dno bazena $z_r = 0\ c\mathrm{m}$, $2{,}5\ c\mathrm{m}$ in $5\ c\mathrm{m}$. Pred meritvami z vodo smo izvedli suhe meritve brez rotorja, s katerimi smo določili konstantni navor mehanskih izgub trenja v gredi $T_{izg} = 0{,}03$ Nm. Mehanska moč rotorja P_m je bila izračunana iz korigiranega navora in kotne hitrosti, izkoristek η pa kot razmerje med doseženo močjo rotorja in razpoložljivo hidravlično močjo vode.

5 Rezultati

Korigirani navor se je z naraščanjem vrtilne hitrosti pričakovano zmanjševal. Mehanska moč je z naraščanjem hitrosti najprej naraščala, dosegla največjo vrednost in nato upadla. Pri večjem pretoku so bile pri vseh treh položajih dosežene višje moči, kot je prikazano v tabeli 1.

Tabela 1: Največje moči rotorja pri različnih pretokih in položajih

Pretok (m³/h)	Položaj rotorja (cm)	Največja moč (W)	Vrtilna hitrost (min^{-1})
52,4	0	2,1	232,1
52,4	2,5	2,3	118,0
52,4	5	2,2	137,0
68,8	0	3,9	241,6
68,8	2,5	3,7	212,7
68,8	5	4,2	161,9

Vir: lasten vir

Največji mehanski izkoristek je znašal 14,1 % in je bil dosežen pri pretoku $68{,}8\ \mathrm{m^3/h}$, položaju rotorja $0{,}05$ cm ter vrtilni hitrosti $161{,}9\ \mathrm{min^{-1}}$.

6 Preslikava laboratorijskih rezultatov na prototipno izvedbo

Z uporabo Froudejeve podobnosti (geometrijsko merilo $L_R = 5$) in Moodyjeve enačbe za preračun izkoristka smo laboratorijski model preslikali na prototipno izvedbo (Predin, 2026). Premer rotorja se je povečal na $0{,}98$ m, pretok na $3843{,}6\ \mathrm{m^3/h}$, ocenjeni izkoristek prototipa pa na 37,7 %. Ocenjena mehanska moč prototipa znaša približno $3{,}15$ kW. Rezultati predstavljajo modelsko oceno, ki nakazuje velikostni razred za morebitno praktično izvedbo.

7 Sklep

V raziskavi smo eksperimentalno analizirali delovanje spiralnega rotorja v gravitacijski vrtinčni turbini. Največja izmerjena moč je znašala $4{,}2$ W, največji izkoristek $14{,}1$ %. Rezultati kažejo, da je delovanje močno odvisno od pretoka in položaja rotorja v bazenu. Preslikava na večjo izvedbo daje ocenjeno moč okoli $3{,}15$ kW, kar potrjuje potencial obravnavane zasnove in predstavlja ustrezno podlago za nadaljnji razvoj ter optimizacijo gravitacijskih vrtinčnih turbin s spiralnim rotorjem.

Literatura

1. Huysamen, H. W., et al. (2020). 3D printed laryngoscope for endotracheal intubation. *South African Journal of Industrial Engineering, 31*(3), 209–217.
2. Khan, N. H. (2016). *Blade optimization of gravitational water vortex turbine* [Diplomsko delo]. Ghulam Ishaq Khan Institute of Engineering Sciences and Technology. [Datum dostopa: 1. 8. 2026].
3. Maika, N., Lin, W., & Khatamifar, M. (2023). A review of gravitational water vortex hydro turbine systems for hydropower generation. *Energies, 16*(14), 5394.

4. Predin, A. (2026). *Hidro- in aero-energetske tehnologije 1: 6. del* (predavanja, interno gradivo). Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko. [Datum dostopa: 2. 8. 2026].
5. Velásquez, L., Chica, E., & Posada, J. (2021). Advances in the development of gravitational water vortex hydraulic turbines. *Journal of Engineering Science and Technology Review, 14*(3), 1–14.

DOPRINOS ZALOGOVNIKA TOPLOTE K STROŠKOVNO UČINKOVITEMU OBRATOVANJU PROIZVODNIH VIROV TOPLOTE DALJINSKEGA OGREVANJA

Aleš Žurga
HSE Invest d.o.o.
ales.zurga@hse-invest.si

Urban Gselman
HSE Invest d.o.o.
urban.gselman@hse-invest.si

POVZETEK

Prispevek obravnava investicijo v nadgradnjo sistema obstoječih proizvodnih virov toplote v Termoelektrarni Šoštanj za oskrbo sistema daljinskega ogrevanja (SDO) v Velenju in Šoštanju z zalogovnikom toplote. Izvedba projekta je namenjena vzpostavitvi pogojev za povečanje energetske in stroškovne učinkovitosti obratovanja obstoječih plinskih turbin.

V obstoječem poletnem režimu obratuje plinska turbina kontinuirano zaradi potreb oskrbe SDO s toploto. Ker je toplotna moč odjema toplote v SDO bistveno nižja od najnižje izhodne toplotne moči plinski turbini prigrajenega utilizatorja, se lahko koristno uporabi le manjši del razpoložljive toplote, večinski delež pa se odvaja v okolico.

Načrtovana rešitev z zalogovnikom toplote bo omogočila, da plinska turbina obratuje stroškovno učinkovito in z višjim izkoristkom, sočasno pa se bo bistveno znižalo število obratovalnih ur. Z integracijo zalogovnika toplote ustrezne zmogljivosti je cilj vzpostaviti pogoje, da bo lahko plinska turbina dnevno obratovala na maksimalni moči le v številu obratovalnih ur, ki so potrebne, da se proizvede potrebna dnevna količina toplote za oskrbo SDO in to v obdobjih dneva, ko je to stroškovno učinkovito z vidika doseženih prodajnih cen električne energije. S tem bo lahko turbina obratovala bistveno krajši čas, vsa toplota, ki se proizvaja v obdobju proizvodnje električne energije, pa bo koristno uporabljena za oskrbo SDO.

Z načrtovano rešitvijo se bistveno poviša izkoristek proizvodnje električne energije in toplote, in s tem ekonomike obratovanja plinskih turbin, posledično pa se bistveno znižajo emisije CO2 in strošek nakupa CO2 kuponov.

Tehnična rešitev omogoča fleksibilno in energetsko učinkovito intervalno obratovanje obstoječih plinskih turbin z učinkovito izrabo toplote, ki jo plinski turbini proizvedeta ob proizvodnji električne energije.

Ključne besede: zalogovnik toplote, optimizacija obratovanja plinskih turbin, daljinsko ogrevanje

1 Uvod

Stroškovno učinkovito upravljanje SDO primarno zahteva usklajevanje proizvodnje toplote s potrebo SDO po toploti. Potrebno je dobro poznavanje karakteristik upravljanih virov toplote, ki so priključeni v SDO in kvalitetno napovedovanje potrebe po toploti, ki je izven nadzora upravljalca SDO. Iz vidika upravljanja SDO usklajevanje tako zahteva prilagajanje proizvodnje trenutnim potrebam v SDO, kar pa, zaradi karakteristik posameznih proizvodnih virov toplote lahko zahteva ali predimenzioniranje vira, povečanje obratovalnih stroškov ali pa nižanje izkoristkov. Omenjene pomanjkljivosti lahko rešuje zalogovnik toplote, ki omogoča bolj učinkovito obratovanje vira toplote manj odvisno od potrebe SDO, tako glede časovnega profila odjema kot tudi toplotne moči odjema.

V poletnem in prehodnem režimu obratovanja SDO se toplota za oskrbo SDO proizvaja s plinsko turbino PT52, ki ima prigrajen parni utilizator. Ker je v tem obdobju toplotna moč odjema toplote v SDO veliko nižja od najnižje obratovalne toplotne moči, ki jo omogoča plinska turbina, ostane večji del proizvedene toplote neizrabljen ter se v obliki pare izpusti v ozračje. Proizvedeno odvečno toploto je mogoče učinkovito izrabiti z vključitvijo zalogovnika toplote, kar bi omogočilo, da se toplota proizvaja z intervalnim obratovanjem plinske turbine PT51 pri maksimalni obratovalni moči.

Cilj projekta za vključitev zalogovnika toplote v obstoječ sistem proizvodnih virov toplote TEŠ je povečanje izkoristka izrabe energenta, znižanje stroškov proizvodnje toplote in vzpostavitev pogojev za stroškovno učinkovito obratovanje plinskih turbin, ki omogoča popolno izrabo proizvedene toplote. Prav tako je cilj uvesti obratovalni režim, ki predvideva v poletnem režimu en vklop plinske turbine dnevno in obratovanje le v obdobju jutranje ali večerne konice, ko so prodajne cene električne energije praviloma višje.

2 Metodologija

Velikost zalogovnika toplote je bila določena na podlagi podatkov o ocenjeni dnevni količini odjema toplote, napovedanih profilov odjema toplote, zahteve po min. številu vklopov plinske turbine dnevno, z upoštevanjem prostorskih in obratovalnih omejitev TEŠ ter z namenom doseganja najnižje stroškovne cene toplote za oskrbo SDO.

Od distributerja toplote so bili pridobljeni podatki o obratovalnih parametrih SDO, kot so tlačne razmere v omrežju, temperatura predtoka in povratka ogrevanja oziroma temperaturni režimi v različnih ogrevalnih obdobjih. Navedeni podatki so razvidni v tabeli 1. Analizirani so bili urni podatki odjema toplote v SDO za leto 2022 ter upoštevane napovedi o znižanju količin odjema do leta 2032 za pribl. 20 % in znižanju toplotnih moči koničnega odjema po posameznih mesecih med 10 % in 20 %. Pri dimenzioniranju je bila upoštevana maksimalna toplotna moč polnjenja in praznjenja zalogovnika glede na izhodne toplotne moči plinskih turbin ter potrebne količine toplote za oskrbo SDO v obdobju med dvema vklopoma plinskih turbin. Pridobljene so bile obratovalne karakteristike plinskih turbin, kot so minimalna in maksimalna toplotna in električna moč, izkoristek proizvodnje električne energije in poraba zemeljskega plina.

Emisijski faktorji so bili pridobljeni s strani ARSO za leto 2024 (Značilne neto kalorične vrednosti in emisijski faktorji za leto 2024 2024)

Cena rezervoarja je bila izračunana na podlagi izračunanega potrebnega volumna v m^3 ob upoštevanju specifične cene zalogovnika toplote v višini 450 €/m^3. Specifična cena je bila ocenjena iz že izvedenih primerljivih investicij v Evropi in na Danskem (Herrmann idr. 2026) ter (Technology data - Energy storage 2026) in upošteva ceno nadzemnega dela zgradbe ter tehnološko opremo v samem zalogovniku. Upoštevan je bil dvig stroškov dela in cen materialov od datuma izvedenih referenčnih študij napram današnjem datumu.

Tabela 1: Osnovni podatki SDO, plinskih turbin in lokacije

Parameter		vrednost	enota
Poletni režim			
	Temperatura odjema	80	°C
	Temperatura povratka	60	°C
	Povprečna dnevna potreba po toploti (junij-avgust)	240	MWh
	Maksimalna moč odjema	14	MW
	Povprečna moč odjema	11	MW
Prehodni režim			
	Temperatura odjema	95	°C
	Temperatura povratka	70	°C
	Povprečna dnevna potreba po toploti	375	MWh
	Maksimalna moč odjema	25	MW
	Povprečna moč odjema	16	MW
Prostorske omejitve			
	Maksimalna širina	22	m
	Maksimalna višina	40	m
Viri toplote			
PT51	Maksimalna toplotna moč	54	MW
	Minimalna toplotna moč	38	MW
	Izkoristek proizvodnje električne energije (maks. – min. moč)	38-31,5	%
PT52	Maksimalna toplotna moč	42	MW
	Minimalna toplotna moč	30	MW
	Izkoristek proizvodnje električne energije (maks. – min. moč)	38-31,5	%

Vir: Podatki proizvajalca toplote

2.1 Predpostavke

Predpostavljeno je bilo, da v poletnem režimu minimalna moč odjema v prihodnosti ne bo padla pod 10 MW. V izračunu so bile za celotno obratovalno obdobje upoštevane konstantne vrednosti prodajne cene električne energije, nabavne cene plina in emisijskih kuponov. Prav tako je bilo predpostavljeno, da bo profil odjema v življenjski dobi ostal enak, tako kot vsi obratovalni parametri virov toplote. Predpostavljeno je, da se bosta v prihodnosti zaradi izboljševanja izolacije na odjemni strani potreba po toploti in temperaturni režim znižala.

Predpostavljeno je, da je za optimalen način obratovanja v poletnem režimu potreben enkraten vklop plinske turbine na dan, medtem ko sta v prehodnem obdobju dnevno vklopa dva. Predpostavke so zbrane v tabeli 2.

Tabela 2: Predpostavke modela

Parameter	vrednost	Enota
Cena električne energije	130	€/MWh
Cena zemeljskega plina	30	€/MWh
Cena emisijskega kupona	100	€/t CO_2
Emisijski faktor	0,201	t/MWh
Normalizirana cena zalogovnika toplote	450	€/m^3
Izkoristek zalogovnika toplote	72	%

Vir: (TYNDP 2026 Scenarios Report by ENTSO-E & ENTSOG 2026), (Značilne neto kalorične vrednosti in emisijski faktorji za leto 2024 2024) in podatki proizvajalca toplote.

2.2 Omejitve

Pri načrtovanju tehnične rešitve je bilo izkustveno ocenjeno, da je načrtovana frekvenca vklopov najoptimalnejša iz vidika stroškovne učinkovitosti obratovanja plinskih turbin. Druge tehnične rešitve hranjenja toplote kot npr. latentna toplota ali hranjenje toplote v drugačnih materialih, kot so beton ali pesek niso bile podrobneje analizirane zaradi večje kompleksnosti, cenovne nekonkurenčnosti in prostorskih omejitev. Možnost tlačnega sensibilnega rezervoarja zaradi bistveno višje investicijske vrednosti prav tako ni bila podrobneje analizirana.

Pri načrtovanju zmogljivosti zalogovnika je bilo upoštevano, da se lahko 72 % načrtovanega volumna zalogovnika koristno uporablja za oskrbo SDO s toploto, kar zagotavlja malo večji varnostni faktor zaradi morebitnega prekomernega mešanja tople in hladne vode v zalogovniku ter toplotnih izgub zalogovnika, ter vročevodov v črpališču in med objekti.

3 Rezultati

Izbran je bil senzibilni hranilnik toplote s temperaturo hranjenja ogrevne vode med 98 °C in 65 °C ali 75 °C, odvisno od režima obratovanja poleti ali v prehodnem obdobju. Višja temperatura hranjenja bi zahtevala tlačni zalogovnik, kar pa bi signifikantno povišalo investicijo ter izvedbena in obratovalna tveganja.

Tabela 3: Podatki izbranega rezervoarja toplote

Parameter	vrednost	Enota
Volumen rezervoarja	10.000	m^3
Kapaciteta v prehodnem režimu	160	MWh
Kapaciteta v poletnem režimu	250	MWh
Toplotna moč polnjenja	45	MW
Toplotna moč praznjenja	30	MW

Poglaviten doprinos zalogovnika toplote je časovna ločitev proizvodnje toplote z obstoječimi plinskimi turbinami od potreb odjema toplote v SDO, kar bo omogočilo intervalno in bolj fleksibilno obratovanje plinskih turbin, kot tudi časovno premeščanje obdobja obratovanja plinske turbine v stroškovno ugodnejše ure dneva. V obravnavanem primeru se lahko z načrtovano rešitvijo bistveno zniža število obratovalnih ur obratovanja plinskih turbin (za skoraj 75 %), vsa količina odvečne toplote, ki se proizvede ob proizvodnji električne energije se lahko shrani v zalogovniku toplote in porabi za oskrbo SDO v obdobju,

ko plinska turbina ne obratuje. Zmanjšajo se poraba plina in posledično količine emisij CO_2. Izkoristek izrabe energenta se poviša z pribl. 45 % na pribl. 74 %. S tehnično rešitvijo in predvidenim obratovalnim režimom pa je možno tudi preprečiti nastajanje finančne izgube, ki jo povzroča obstoječ obratovalni režim. Primerjava obratovalnih parametrov proizvodnje električne energije in toplote s plinsko turbino v obstoječem obratovalnem režimu in po načrtovani tehnični rešitvi je predstavljena v tabeli 4.

Tabela 4: primerjava obratovanja pred in po izvedbi zalogovnika

Parameter	Vrednost obstoječe stanje	Vrednost z zalogovnikom toplote	Enota
Poraba zemeljskega plina	384.826	128.179	MWh/a
Proizvodnja električne energije	122.704	44.863	MWh/a
Proizvedena toplota skupaj	139.004	49.950	MWh/a
Izpusti CO_2	77.350	25.764	t/a
Proizvedena odvečna toplota	89.097	43	MWh/a
Obratovalne ure turbine v letnem in prehodnem režimu	3658	925	h/a

4 Sklep

Načrtovana rešitev vključitve zalogovnika toplote v obstoječ sistem proizvodnih virov toplote v TEŠ je tehnično izvedljiva, stroškovno učinkovita in ekonomsko smiselna. Vsa proizvedena količina toplote se lahko koristno uporabi za oskrbo SDO. Vzpostavlja se pogoje za fleksibilno intervalno obratovanje obstoječih plinskih turbin, ki bo stroškovno in energetsko učinkovito ter bo zagotovilo možnost proizvodnje električne energije in toplote brez ustvarjanja finančnih izgub. Režim obratovanja plinskih turbin, po katerem bodo te obratovale le v omejenem času in v obdobju dneva, ko so predvidoma prodajne cene električne energije višje od povprečnih cen, daje potencial prodaje električne energije po višjih cenah od sedanjih, kar lahko dodatno izboljša ekonomiko obratovanja.

Investicija v nadgradnjo sistema obstoječih proizvodnih virov toplote v TEŠ z zalogovnikom toplote se lahko povrne že v treh letih obratovanja plinskih turbin.

Zalogovnik toplote v sistemu proizvodnih virov toplote v TEŠ bo v prihodnje zagotovil možnost učinkovite vključitve dodatnih proizvodnih virov toplote obnovljivega izvora ter s tem pripomogel k razogljičenju virov toplote za oskrbo SDO.

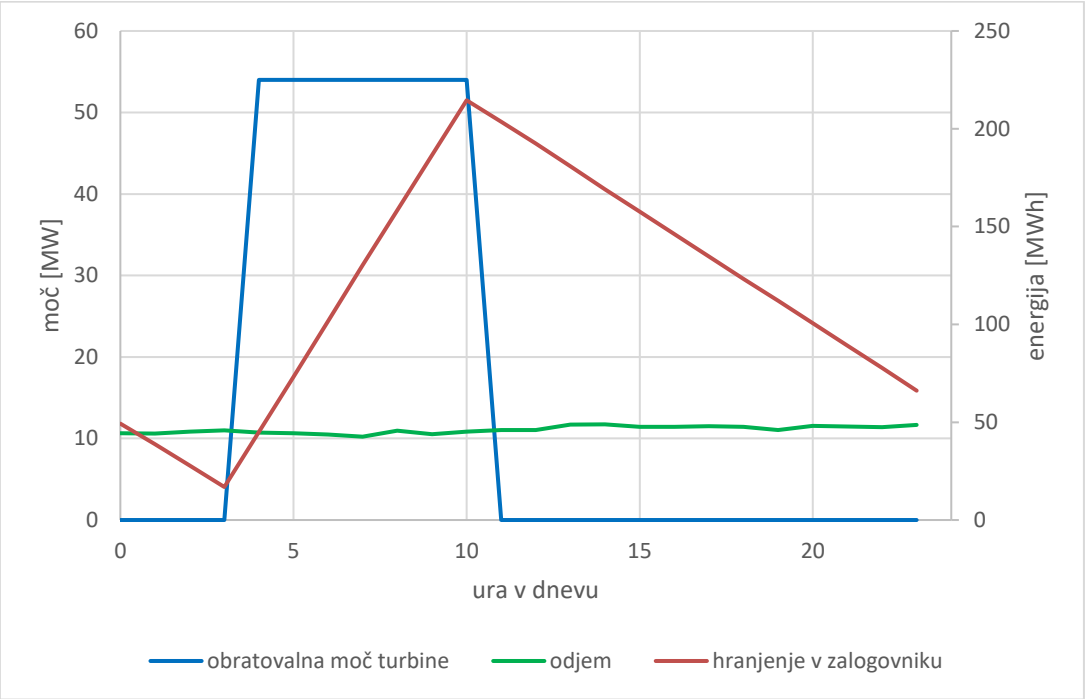
Literatura

1. Herrmann, Matthias, Paul Fleuchaus, Bas Godschalk, Michaël Verbiest, Stig Niemi Sørensen, in Philipp Blum. 2026. „Capital costs of aquifer thermal energy storage (ATES): a review“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 226: 116202. doi:10.1016/j.rser.2025.116202.
2. *Technology data - Energy storage*. 2026. 0011 izd. danish energy Agency. https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-energy-storage.
3. *TYNDP 2026 Scenarios Report by ENTSO-E & ENTSOG*. 2026. ENTSO-E & ENTSOG. https://2026.entsos-tyndp-scenarios.eu/ (19. avgust 2026).

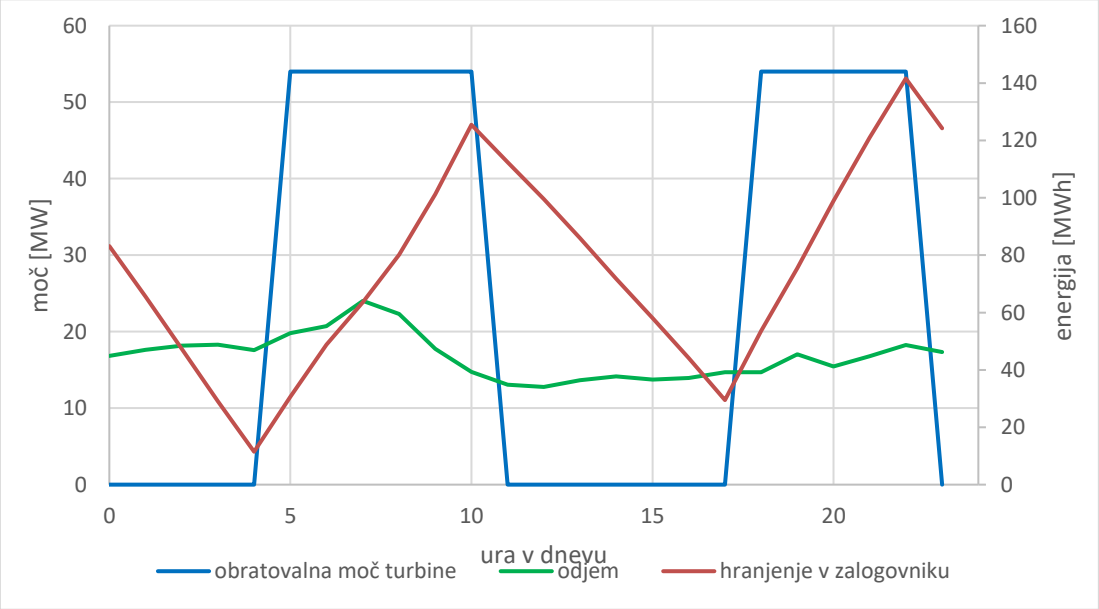
4. *Značilne neto kalorične vrednosti in emisijski faktorji za leto 2024*. 2024. ARSO. https://www.gov.si/assets/ministrstva/MOP/Podnebje/Za-ARSO/Znacilne-neto-kaloricne-vrednosti-in-emisijski-faktorji-za-leto-2024.pdf.

Priloge

Priloga 1: Simbolični prikaz obratovanja zalogovnika toplote v naključnem dnevu v poletnem režimu ogrevanja



Priloga 2: Simbolični prikaz obratovanja zalogovnika toplote v naključnem dnevu v prehodnem režimu ogrevanja.



Sekcija VI:
Poslovni modeli, digitalizacija, regulativa in razvoj kadrov

OD OPERATIVNEGA TVEGANJA DO RAZVOJNEGA VLOŽKA: EKONOMIKA POVRAČILA STROŠKOV DIGITALNIH IN TEHNOLOŠKIH INOVACIJ DRUŽBE

Urban Bavčar
ELES, d. o. o.
E-pošta: urban.bavcar@eles.si

Gregor Omahen
ELES, d. o. o.
E-pošta: gregor.omahen@eles.si

POVZETEK

ELES kot operater kombiniranega prenosnega in distribucijskega elektroenergetskega omrežja razvija in preizkuša rešitve, ki povezujejo digitalizacijo, senzorske tehnologije in pametnejše upravljanje infrastrukture. Prispevek obravnava dva takšna primera z ekonomskega vidika: interno razvito programsko orodje Vegeline za spremljanje vegetacije ob energetski infrastrukturi in projekt Poligon za testiranje tehnologij za povečanje prenosne zmogljivosti. V ospredju je vprašanje, kako lahko operater povrne stroške lastnega razvoja, ob čemer prispevek obravnava dva pristopa: delitev stroškov med operaterji na vhodni strani in komercializacijo rešitev na izhodni.

Programsko orodje Vegeline dopolnjuje redne terenske preglede daljnovodnega omrežja s sistematičnim digitalnim spremljanjem vegetacijskega tveganja ob trasah vodov. Ekonomski učinek je dvojen: nižji pričakovani strošek izpadov zaradi stika vodnikov z vegetacijo in boljša razporeditev sredstev za poseke, kar predstavlja pomemben del stroškov vzdrževanja. Pri komercializaciji rešitve je treba razlikovati med storitvenim in licenčnim modelom. Pri licenčnem modelu so dodatni stroški vključitve novega uporabnika relativno majhni, medtem ko pri storitvenem modelu podpora in zajem podatkov za vsakega novega uporabnika predstavljajo realen variabilni strošek. Prispevek zato obravnava tudi lastništvo pravic ter izbiro ustreznega modela komercializacije.

Projekt Poligon je ELES povezal z evropskimi prenosnimi operaterji (Red Eléctrica, Terna, REN, RTE, Swissgrid, 50Hertz) ter partnerjema Operato d.o.o. in AssetCool pri testiranju devetih ponudnikov senzorjev za dinamično določanje prenosne zmogljivosti (ang. Dynamic Line Rating, DLR) in naprednih premazov, ki po navedbah ponudnika iz drugih projektov omogočajo do 30 % večjo prenosno zmogljivost. Ekonomsko jedro projekta je delitev stroškov razvoja: skupno testiranje devetih ponudnikov je ocenjeno na večkratnik cene samostojnega testiranja. Rezultati projekta kažejo, da se tehnologiji dopolnjujeta, saj premazi največ prispevajo, ko je dinamična meja obratovanja najnižja, kar lahko poveča izkoriščenost obstoječih sredstev.

Vegeline in Poligon sta dva pola iste strategije, ki stremi k znižanju stroškov zagotavljanja zanesljivosti omrežja s pomočjo digitalizacije ter doseganju povračila za razvojne stroške preko sodelovanja med operaterji ali preko trga.

Ključne besede: ekonomika omrežnih dejavnosti, komercializacija internih rešitev, regulacija nereguliranih prihodkov, digitalizacija omrežij

1 Uvod

Pri razvoju digitalnih in senzorskih rešitev stroški nastanejo vnaprej, so pretežno fiksni in po izvedbi nepovratni, koristi pa se kažejo posredno, kot nižji pričakovani strošek motenj, boljša razporeditev vzdrževalnih sredstev ali večja izkoriščenost obstoječih sredstev. Za reguliranega operaterja se zato zastavi vprašanje, kako lahko povrne stroške lastnega razvoja. Prispevek obravnava dva pristopa. Na vhodni strani se strošek razdeli med več udeležencev, še preden nastane, na izhodni strani pa se že razvita rešitev ponudi drugim uporabnikom, del stroškov pa se povrne s prihodki.

Vhodno stran ponazarja projekt Poligon, skupno testiranje tehnologij za povečanje prenosne zmogljivosti z evropskimi prenosnimi operaterji, izhodno stran pa programsko orodje Vegeline, ki je obravnavano podrobneje. Primera sta analizirana skozi štiri ekonomske leče, to so logika delitve stroškov, izbira med interno izdelavo, nakupom in skupnim razvojem, cenovna politika z vidika mejnega stroška ter regulatorno povračilo stroškov. Analiza se opira na projektno dokumentacijo (ELES, 2025) in interne analize družbe (Bavčar, Omahen, 2026).

2 Poligon: delitev stroškov na vhodni strani

2.1 Predmet testiranja

Dinamično določanje prenosne zmogljivosti (ang. Dynamic Line Rating, DLR) nadomesti statično mejo obremenitve voda z mejo, izračunano iz dejanskih vremenskih razmer. Senzorji merijo temperaturo okolice in vodnika, nekateri tudi veter, večina pa izračunava poves vodnika. Napredni premaz poveča odbojnost in sevanje toplote ter zniža segrevanje vodnika. Projekt je potekal od marca do decembra 2024 na poligonu TC-ICEM.

2.2 Delitev stroškov in vloga ELES-a

Informacija o kakovosti senzorjev različnih ponudnikov je dobrina, ki si jo lahko deli več partnerjev in se z uporabo ne izrabi, sporazum o sodelovanju pa njeno uporabo omejuje na pogodbene partnerje. Ta izključljivost je ekonomsko bistvena. Če bi bili rezultati brez omejitev javni, bi imel vsak operater spodbudo počakati na rezultate drugih (problem zastonjkarstva, ang. free-rider problem), zato testiranje ne bi bilo izvedeno.

Projekt je temeljil na predhodnem dogovoru ELES-a z ostalimi šestimi operaterji. ELES je uredil postavitev poligona in kot predstavnik konzorcija sklenil pogodbo z izvajalcem, ki je račune izdal v enakih deležih vsem partnerjem. Namesto več vzporednih postopkov je bil izveden en sam, kar je znižalo transakcijske stroške. Skupni realizirani stroški ELES-a, ki vključujejo postavitev poligona, dogovor o nanosu premazov in najem referenčne merilne opreme pri hčerinski družbi Operato, so znašali 118.695,72 EUR. Za izvajalski del je ELES plačal sedmino zneska, ki bi ga pri samostojni izvedbi nosil sam. Pri samostojni izvedbi bi moral zagotoviti še testne senzorje, ki so jih ponudniki konzorciju dali brezplačno, testiranje premaza pa je izvedel partner AssetCool.

2.3 Izdelava, nakup ali skupni razvoj

Pri interni izdelavi bi ELES nosil celoten strošek in testiral manj ponudnikov. Pri neposrednem nakupu bi se testu izognil, a prevzel tveganje morebitne napačne izbire, ki je drago. To tveganje pri premazih vključuje investicijske stroške odklopa voda, namestitve in delovnih ekip ob življenjski dobi 10-20 let, pri senzorjih pa merilna mesta in vključitev v sisteme vodenja. Skupni razvoj je bil smiseln, ker je bil delež ELES-a nižji od samostojnega testiranja in od pričakovane izgube ob napačni izbiri, pogoje sodelovanja pa so partnerji določili, še preden so stroški nastali.

2.4 Ekonomske koristi onkraj delitve stroškov

Delitev stroškov je le prvi učinek projekta. Drugi je manjša asimetrija informacij pri nabavi, saj ponudnik kakovost opreme pozna bolje kot kupec, primerjava devetih ponudnikov pod enakimi pogoji pa to vrzel zapre. Operater lahko v prihodnjih naročilih postavi merljiva merila kakovosti in okrepi svoj pogajalski položaj, ponudniki pa z neodvisnim preverjanjem znižajo strošek dokazovanja kakovosti, zato so senzorje zagotovili brezplačno. Tretji učinek je boljša izkoriščenost obstoječih sredstev, ki omogoča odlog dela investicij v nove zmogljivosti, odlog pa ima ekonomsko vrednost, enako strošku kapitala v obdobju odloga. Četrti učinek je nižji operativni strošek, saj je premaz v poletnih meritvah znižal izgube do 4 %, izgube pa mora operater pokriti z nakupom energije.

Ekonomsko bistvo Poligona je vrednost informacije. Skupno testiranje je veliko, težko povratno nakupno odločitev razbilo na korake. Z razmeroma majhnim vložkom je ELES kupil znanje o trgu in možnost, ne pa obveznost, poznejše odločitve o obsežnejši uvedbi. Končno poročilo pred širšo uvedbo premazov predvideva dodatna testiranja v manj ugodnih vremenskih razmerah in na starejših vodnikih (ELES, 2025). Tehnologiji se pri tem dopolnjujeta, saj premazi največ prispevajo, ko je dinamična meja obratovanja najnižja.

3 Vegeline: komercializacija na izhodni strani

3.1 Predmet in ekonomski učinek

Vrednost interne aplikacije se meri v stroških, ki jih prepreči. Vegeline je interno razvito programsko orodje, ki redne terenske preglede daljnovodnih tras dopolnjuje s sistematičnim digitalnim spremljanjem vegetacijskega tveganja, je v polni operativni uporabi in je uporabnost dokazalo v internem okolju. Je značilen primer rešitve, ki jo operater razvije za lastne potrebe in šele nato prepozna njeno vrednost za druge.

Ekonomski učinek je dvojen. Prvi je nižji pričakovani strošek izpadov zaradi stika vodnikov z vegetacijo, ki je zmnožek manjše verjetnosti izpada in stroška posameznega izpada. Drugi je boljša razporeditev sredstev za poseke, ki so večja postavka vzdrževanja, saj se sredstva usmerijo na odseke z najvišjim tveganjem. Interna ocena učinek hitrejšega zaznavanja tveganja ovrednoti na 200.000–350.000 EUR letno. Izhodišče za komercializacijo je asimetrično, saj rešitev ob neuspehu trženja ostane v obstoječi uporabi, zato je najslabši izid neizkoriščena priložnost, ne izguba.

3.2 Mejni strošek: licenca ali storitev

Model se določi glede na strošek vsakega dodatnega uporabnika. Strošek razvoja je že porabljen in ga z izbiro modela ni mogoče spremeniti, zato na odločitev ne vpliva. Odločilni so le stroški, ki nastanejo na novo, ko se rešitev ponudi zunanjim uporabnikom.

Pri licenčnem modelu uporabnik dobi pravico do uporabe in rešitev upravlja sam. Dodatna kopija programske opreme ne stane skoraj nič, zato vsaka nova licenca skoraj v celoti ostane lastniku. Pred prvo prodajo pa nastanejo enkratni stroški komercializacije, predvsem prilagoditev za zunanje uporabnike, dokumentacija in pravna ureditev materialnih avtorskih pravic. Licenčni model je ekonomsko upravičen, ko število prodanih licenc te stroške pokrije. Prodajo lahko prevzame partner, ki je za to nagrajen z deležem od prodaje.

Pri storitvenem modelu rešitev za uporabnika upravlja ponudnik. Vsak nov uporabnik pomeni realne dodatne stroške podpore in zajema podatkov, ki rastejo z dolžino spremljanih vodov. Cena mora te stroške najmanj pokriti, zato jo je smiselno vezati na obseg uporabe, na primer na kilometre spremljanih vodov.

Pri obeh modelih je cenovni razpon določen na enak način. Spodnja meja je strošek dodatnega uporabnika, ki je pri licenci skoraj nič, pri storitvi pa pozitiven. Zgornja meja je vrednost rešitve za uporabnika oziroma cena primerljive rešitve na trgu. Kupec, praviloma drug operater, pa nerad prepusti spremljanje lastne infrastrukture in podatke o omrežju zunanjemu deležniku, kar govori v prid licenci.

3.3 Štiri metode vrednotenja

Interna analiza je preučila štiri uveljavljene pristope k vrednotenju intelektualne lastnine. Nobena ne daje »pravilne« vrednosti, vsaka osvetli drug vidik.

Stroškovna metoda (ang. cost-based) vrednost izpelje iz stroškov razvoja ali nadomestitve. Je sledljiva in zato primerna za regulirano okolje, pri zreli rešitvi pa vrednost podcenjuje. Pri Vegeline interna ocena nadomestni strošek umešča na 300.000–600.000 EUR, kar je pri sredinah razponov skoraj trikrat manj od vrednosti po metodi diskontiranih tokov, zato metoda služi kot spodnja meja.

Tržna metoda (ang. market approach) vrednost primerja s preteklimi transakcijami, ki so pri edinstvenih internih rešitvah redke. Dopolni jo groba ocena celotnega naslovljivega trga (ang. total addressable market, TAM), ki za rešitve, kot je Vegeline, obsega približno 30 primerljivih prenosnih operaterjev v Evropski uniji in širši regiji.

Metoda diskontiranih denarnih tokov (ang. income approach) ob petletnem obdobju in 10-odstotni diskontni stopnji vrednost Vegeline umesti v razpon 0,9–1,5 milijona EUR s sredino 1,2 milijona EUR. Je najbližje ekonomski vrednosti, a zelo občutljiva na predpostavke.

Metoda licenčnin (ang. royalty) vrednost veže na dejansko prodajo, ne zahteva lastne prodajne ekipe in deli tveganje med lastnikom in tržnikom, prinaša pa nižje kratkoročne prilive in odvisnost od partnerjevega poročanja. Za operaterja, pri katerem je komercializacija izjema, je praviloma najbolj izvedljiva.

3.4 Nadomestilo in poti trženja

Za višino nadomestila so na voljo pravilo 25 %, ki lastniku pripiše približno četrtino ekonomske koristi, metoda dodatnega dobička (ang. incremental profit), metoda izognjene licenčnine (ang. relief from royalty), ki s ceno primerljive licence določa zgornjo mejo plačila, in metoda delitve dobička (ang. profit split). Metode ne dajo enotne višine, temveč razpon, znotraj katerega se oblikuje dogovor glede na pogajalsko moč strani. Pragmatično jih združi model enkratnega zneska in deleža od prodaje (ang. lump sum + royalty). Enkraten znesek sporoča, da rešitev ni brezplačna. Za izključno pravico trženja interna analiza na podlagi industrijske prakse pri B2B programski opremi upošteva razpon 10–25 % vrednosti produkta, kar pri Vegeline pomeni 120.000–300.000 EUR. Delež od prodaje se obračuna od bruto prodaje, ki je partner ne more zmanjšati s sklicevanjem na lastne stroške. Interna analiza stopnjo okoli 9 % utemeljuje s tremi skladnimi izračuni, iz razpona licenčnin za B2B programsko opremo, iz pravila 25 % ob ocenjeni partnerjevi marži ter iz neizključne osnove, povečane za premijo za izključnost.

Za trženje so na voljo tri poti. Uveljavljen strateški partner prinaša prodajno mrežo, a produkt v njegovem portfelju hitro postane postranski. Zunanja ekipa po vzoru hibridnega odcepljenega podjetja (ang. spin-off) produkt trži kot osrednjo dejavnost na podlagi licence in prevzame tržno tveganje, lastnik pa obdrži pravice. Javni natečaj je pregleden, a administrativno zahteven. Za operaterja največje tveganje ni napačna metoda izračuna, temveč tržnik brez lastnega interesa, da produkt res proda, predpogoj vseh poti pa je jasno lastništvo pravic.

4 Regulatorno povračilo stroškov in obravnava prihodkov od komercializacije

Poligon je bil izveden v regulativni shemi za raziskave in inovacije, v kateri se upravičeni stroški razvoja upoštevajo v reguliranih prihodkih. Tveganje razvoja se s tem delno prenese na uporabnike omrežja, kar zniža oviro za projekte z negotovimi koristmi. Ker je izvajalec račune izdal v enakih deležih, ELES v reguliranih prihodkih uveljavlja le svoj delež.

Na izhodni strani je vprašanje zrcalno, saj prihodki od trženja interne rešitve nastanejo zunaj osnovne dejavnosti. Če bi se celoten neto prihodek vrnil uporabnikom omrežja, operater ne bi imel spodbude za trženje, če bi ga v celoti obdržal, pa uporabniki ne bi dobili deleža koristi. Ekonomsko utemeljena je vmesna delitev, ki operaterju pusti dovolj za pokritje napora in tveganja. Pogoj zanjo je ločeno evidentiranje stroškov komercializacije.

5 Zaključek

Vegeline in Poligon sta dva pola iste strategije. Poligon strošek zniža, preden nastane, ker več operaterjev pod vodstvom ELES-a deli fiksni strošek pridobivanja informacije. Vegeline strošek povrne, potem ko je že nastal, ker ima interna rešitev nizek mejni strošek reprodukcije in vrednost tudi za druge operaterje. Pri tem je treba ločiti licenčni in storitveni model, vrednost oceniti z več metodami hkrati, prihodke od trženja pa razdeliti tako, da operater ohrani spodbudo, uporabniki pa delež koristi.

Za operaterja to pomeni, da razvojni stroški niso zgolj operativno tveganje, temveč vložek, ki ga je mogoče povrniti, če je pot povračila premišljena že ob začetku razvoja.

Literatura

1. Bavčar, U. & Omahen, G. (2026). *Vegeline – analiza možnosti trženja interno razvitega produkta.* Interno gradivo. Ljubljana: ELES, d. o. o.
2. ELES. (2025). *Poligon – končno poročilo projekta v shemi raziskav in inovacij (regulativno obdobje 2024–2028).* Ljubljana: ELES, d. o. o.

MERILNI IN OBRATOVALNI PODATKI NA NASTAJAJOČEM TRGU: PRAVNE DILEME PRIDOBITVE IN UPORABE

Ambrož Korljan
Slovensko-nemška gospodarska zbornica; Katedra za pravnoekonomske znanosti, Pravna fakulteta Univerze v Ljubljani
E-pošta: ambroz.korljan@pf.uni-lj.si

POVZETEK

Uredba (EU) 2023/2854 (Akt o podatkih, angl. Data Act) se uporablja od 12. septembra 2025, v energetiki pa je še skoraj neznana. Uporabnikom povezanih naprav daje nesporno pravico do dostopa do podatkov, ki jih naprave ustvarjajo, in pravico, da jih usmerijo k tretji osebi po svoji izbiri. V energetiki so takšne naprave razsmerniki, hranilniki, toplotne črpalke in polnilnice. Primer Nemčije kaže, da trg storitev na tujih napravah nastaja tam, kjer proizvajalci vmesnike odprejo prostovoljno. Akt o podatkih prostovoljno odprtost dopolnjuje s pravico do pridobitve in kogentno odpira trg storitev na napravah: od optimizacije, neodvisne od znamke, in napovednih storitev do trženja prožnosti, neodvisnega servisa in ocene stanja naprav. Prispevek akt umesti ob sektorsko ureditev podatkov števca in baterij ter analizira tri odprta pravna vprašanja, od katerih je odvisna učinkovitost te pravice. Zagovarjam stališče, da Akt o podatkih vzpostavlja pravo pogodba v korist tretjega, ki ponudniku storitev daje lasten zahtevek nasproti imetniku podatkov. Na podlagi relativnega pristopa iz zadeve EDPS proti SRB argumentiram, da so psevdonimizirani podatki mnogih naprav za razvoj modelov lahko za prejemnika neosebni. Pri poslovnih skrivnostih predlagam funkcionalno razmejitev po vzoru, ki ga je zakonodajalec za baterije že določil: podatke o fizičnem stanju naprave je treba deliti, proizvajalčeve napovedi in odločitve pa ostanejo varovane. Do končne razrešitve teh vprašanj pravna negotovost zvišuje stroške vstopa novih ponudnikov. To trg zapira in ne odpira, pri čemer je slednje cilj analizirane zakonodaje.

Ključne besede: Akt o podatkih (Data Act), naprave za števcem, zahtevek tretje osebe, poslovna skrivnost

1 Uvod

Vrednost naprav za števcem se seli od same naprave k podatkom, ki jih ta ustvarja, in k storitvam, zgrajenim na njih: optimizaciji, napovedim, trženju prožnosti, vzdrževanju in oceni stanja naprave. Teh naprav bo vse več: v Sloveniji naj bi se do leta 2035 moč sončnih elektrarn povečala na 5,7 GW, število toplotnih črpalk na več kot 216.000, baterijskih električnih vozil pa bi lahko bilo več kot 280.000 (Agencija za energijo, 2026, str. 9 in 14–17). Podatke in storitve, ki iz njih izhajajo, praviloma nadzoruje proizvajalec, ki jih veže na lastno aplikacijo (De Noyette idr., 2025, str. 987). Za uporabnika to pomeni stroške zamenjave ponudnika, za ponudnika storitev brez lastnih naprav pa vstopno oviro. Nastajajoči trg iz naslova prispevka je zato trg storitev na tujih napravah.

Da tak trg lahko obstaja, kaže npr. Nemčija. Sistemi za upravljanje energije, neodvisni od znamke, po navedbah ponudnikov povezujejo naprave več kot 80 proizvajalcev in imajo več

deset tisoč uporabnikov, platforme za trženje prožnosti naprav različnih znamk delujejo v več kot 100.000 sistemih, ponudniki z lastnimi ekosistemi pa te odpirajo za naprave drugih proizvajalcev (enyo, 2026; ESS News, 2026a, 2026b). Isti viri kažejo tudi mejo tega trga: naprav brez odprtega proizvajalčevega vmesnika ni mogoče vključiti, toplotne črpalke drugih znamk pa so pogosto dosegljive le prek stikalnega signala brez podatkov (enyo, 2026). Trg storitev torej nastaja le tam, kjer proizvajalec dostop odpre prostovoljno. V Sloveniji, kjer storitve upravljanja energije ponujajo predvsem ponudniki, ki jih vežejo na lastne naprave, je šele v zametku.

Na to vrzel odgovarja Uredba (EU) 2023/2854 o harmoniziranih pravilih za pravičen dostop do podatkov in njihovo uporabo (Akt o podatkih, 2023; angl. *Data Act*), ki se uporablja od 12. septembra 2025, v energetiki pa je še skoraj neznana. Prostovoljno odprtost vmesnikov nadomešča s pravico uporabnika, da podatke naprave usmeri k ponudniku po svoji izbiri. Prispevek pokaže, kje je akt v energetiki uporaben (2. poglavje), in analizira tri odprta vprašanja, od katerih je odvisna izvršljivost te pravice (3. poglavje): lasten zahtevek tretje osebe, razmejitev osebnih podatkov in meje poslovnih skrivnosti. Prvo je odločilno, saj določa, ali lahko ponudnik (npr. napovednih modelov) dostop do podatkov večjega števila naprav pridobi sam, torej brez pooblastila uporabnika naprave.

2 Akt o podatkih in naprave za števcem

Akt o podatkih ustvarja tristransko pogodbeno razmerje. Uporabnik je oseba, ki ima povezani izdelek v lasti ali na podlagi pogodbe v uporabi; imetnik podatkov je, kdor podatke sme ali mora uporabljati in dajati na voljo, praviloma proizvajalec; tretja oseba je ponudnik, ki mu uporabnik podatke usmeri (Akt o podatkih, 2023, čl. 2(5), (6), (12), (13) in (14)). Razsmerniki, hranilniki, toplotne črpalke in polnilnice so praviloma povezani izdelki, proizvajalčeve aplikacije pa povezane storitve. Uporabnik ni le gospodinjstvo, temveč tudi podjetje, upravljavec elektrarne ali lastnik voznega parka.

Uporabnik lahko od imetnika zahteva, da mu podatke brezplačno in, kadar je to izvedljivo, sproti da na voljo (čl. 4), ali da jih da na voljo tretji osebi (čl. 5). Tretja oseba plača razumno nadomestilo pod poštenimi, razumnimi in nediskriminatornimi pogoji (FRAND), ki pa za mikro, mala in srednja podjetja ne sme preseči stroškov dajanja podatkov na voljo (Akt o podatkih, 2023, čl. 8 in 9; Evropska komisija, 2025a, vpr. 39). Predmet dostopa so surovi in predhodno obdelani podatki z metapodatki, ne pa informacije, izpeljane z dodatnimi vlaganji (Akt o podatkih, 2023, uvodna izjava 15).

Za energetiko je pomembno razmerje do sektorske ureditve. Akt o podatkih je horizontalni predpis: posebne obveznosti deljenja podatkov iz aktov, ki so veljali 11. januarja 2024 ali prej, ostanejo nedotaknjene (Akt o podatkih, 2023, čl. 44(1); Evropska komisija, 2025a, vpr. 3). Podatke pametnega števca ureja energetsko pravo (ZOEE, 2021, čl. 19(2) in 29(2)), ali se Akt o podatkih zanje sploh uporablja, pa je sporno (Nicolai & Münchmeyer, 2026). Za baterije čl. 20a(3) direktive o obnovljivih virih tretjim osebam odpira kapaciteto, stanje staranja (SoH), stanje napolnjenosti (SoC) in vrednost delovne moči (Direktiva (EU) 2018/2001, 2023, čl. 20a(3); Evropska komisija, 2025b, razd. 3.3; ZSROVE-1, 2025, 3. člen, 1., 53. in 57. točka). Dostop do podatkov stavbnih sistemov, vključno s polnilnimi mesti, in do podatkov o stanju baterij urejata še direktiva o energetski učinkovitosti stavb in uredba o baterijah (Direktiva (EU) 2024/1275, 2024, čl. 16; Uredba (EU) 2023/1542, 2023, čl. 14). Kjer dostop ureja sektorsko pravo, je treba razmerje do Akta o podatkih presoditi posebej,

zaključimo pa lahko, da je sektorsko pravo v razmerju do Akta o podatkih *lex specialis*. Ta prispevek zato obravnava Akt o podatkih le v obsegu, v katerem dostopa do podatkov naprave sektorsko pravo ne ureja.

V tem obsegu lahko na aktu temeljijo optimizacija (neodvisna od znamke naprave), napovedne storitve na zgodovinskih podatkih mnogih naprav, trženje prožnosti, neodvisno vzdrževanje, ocena stanja naprav za financiranje in zavarovanje, storitve za energetske skupnosti in podatkovno posredovanje (Enode, 2025). Akt odpira trg storitev na napravah, ne trga naprav: tretja oseba ne sme razviti izdelka, ki konkurira napravi, sme pa ponuditi storitev, ki konkurira proizvajalčevi (Akt o podatkih, 2023, čl. 4(10) in 6(2)(e) ter uvodna izjava 32; Pauly idr., 2024, str. 214; Evropska komisija, 2025a, vpr. 26). Meja tega trga je, da akt daje pravico do podatkov, ne do upravljanja naprave; pošiljanje ukazov ostaja odvisno od pogodbe in vmesnikov, ki so dispozitivne narave in torej podvržene pogajanjem na trgu.

3 Odprta pravna vprašanja

3.1 Zahtevek tretje osebe

Trikotnik, ki ga vzpostavlja čl. 5 Akta o podatkih, ni simetričen: njegovo regulativno težišče je na razmerju med imetnikom in tretjo osebo (Korljan idr., poslano v objavo, razd. 4.3). Nesporno je, da ima uporabnik zahtevek, naj imetnik podatke da na voljo tretji osebi. Odprto pa je, ali tretja oseba pridobi tudi lasten zahtevek, saj bi ta zahteval ustrezno obveznost imetnika, o kateri besedilo izrecno ne govori (Schmidt-Kessel, 2026, čl. 5, rob. št. 56). Sodne prakse, ki bi razlagala predmetni čl. 5(1) Akta o podatkih še ni.

V prid lastnemu zahtevku govorijo trije sklopi argumentov. Jezikovno čl. 5(1) imetniku nalaga, da podatke da na voljo tretji osebi v skladu s čl. 8 in 9. Obveznost se pri tem razcepi: nasproti uporabniku je izpolnitev brezplačna, nasproti tretji osebi pa podvržena pogojem FRAND in praviloma plačilu. Ker se nadomestilo dogovori neposredno med imetnikom in prejemnikom (čl. 9(1)), plačilna obveznost tretje osebe predpostavlja njeno upravičenje do izpolnitve; sicer bi stranka dolgovala plačilo za izpolnitev, ki je sama ne more terjati. Sistematično akt razmerje med imetnikom in tretjo osebo ureja gosto: dogovor o pogojih FRAND (čl. 8(1)), prepoved diskriminacije med primerljivimi prejemniki (čl. 8(3)), dolžnost pisne utemeljitve zavrnitve tretji osebi (čl. 5(9)–(11)) ter lasten procesni položaj tretje osebe pred sodišči, pristojnimi organi in organi za reševanje sporov (čl. 5(12) ter 10(1) in (3)). Procesna legitimacija brez ustrezne materialne pravice bi bila sistemsko nenavadna. Namen zakonodaje je odpiranje poprodajnih trgov, oziroma trgov storitev, ki temeljijo na neosebnih podatkih in zlasti njihovi analizi. Če sprejmemo zgoraj navedeno razlago, to doprinese h odpiranju trga, saj neposredni zahtevek pripomore h kroženju neosebnih podatkov brez dodatnih administrativnih ovir.

Proti govorijo prav tako tehtni argumenti; Pridobitev se sproži »na zahtevo uporabnika ali osebe, ki deluje v njegovem imenu«, izpolnitev pa je brezplačna »za uporabnika«; jezikovna razlaga tako kaže na zastopanje, pri katerem ostane uporabnik edini upnik, tretja oseba pa podatke le prejme. Uvodna izjava 33 govori o pravicah dostopa, »ki jih je podelil uporabnik«, kar kaže na izveden in ne samostojen izvor. Dajanje na voljo po čl. 8(1) zahteva pogodbo med imetnikom in tretjo osebo, kakršno predvidevajo tudi vzorčni pogodbeni pogoji Komisije po čl. 41, zato bi položaj tretje osebe izviral šele iz te pogodbe. Procesno

legitimacijo iz čl. 5(12) pa je mogoče razlagati ozko, kot omejeno na izpodbijanje zavrnitev zaradi poslovnih skrivnosti (Korljan idr., poslano v objavo, razd. 4.4.2).

Zagovarjam stališče, da sta odločilna sistematični in teleološki argument. Gostota ureditve razmerja med imetnikom in tretjo osebo je razumljiva le, če za njo stoji lasten zahtevek. Brez njega bi tretja oseba podatke dobila šele, ko bi si zagotovila uporabnikovo pooblastilo, kar bi bila dodatna procesna ovira, ki nasprotuje osrednjemu namenu akta. Čl. 5(1) je zato prava pogodba v korist tretjega z lastnim in neposrednim zahtevkom tretje osebe nasproti imetniku (Schmidt-Kessel, 2026, čl. 5, rob. št. 57; Korljan idr., poslano v objavo, razd. 4.4.3).

Za poslovne modele ima zastopano stališče neposredno ekonomsko posledico. Ponudnik, ki storitev opravlja za večje število uporabnikov, z lastnim pridobitvenim zahtevkom uveljavlja v svojem imenu nasproti imetniku podatkov. Brez njega bi bil odvisen od tega, ali bo ukrepal vsak posamezni uporabnik, ki za to nima spodbude, saj njegova korist od storitve morda ne odtehta stroškov postopka. Lasten zahtevek tako znižuje transakcijske stroške vstopa, ki so pri storitvah z nizko maržo na posamezno napravo bistveni.

3.2 Osebni in neosebni podatki

Akt o podatkih omenja tudi za osebne podatke, vendar na način, da ima Splošna uredba o varstvu podatkov (GDPR) prednost pri mešanih vrstah podatkov (ki so delno neosebni in delno osebni). Torej, kadar uporabnik ni posameznik, na katerega se podatki nanašajo, sme imetnik osebne podatke dati na voljo le ob upoštevanju GDPR (Akt o podatkih, 2023, čl. 1(5), 4(12) in 5(7)). Podatki o okolju in trgu so po mojem mnenju neosebni že *ab initio*, obratovalni podatki naprav pa so osebni, zgolj kadar so vezani na določljivo gospodinjstvo oz. fizične osebe. To velja za podatke o porabi (Delovna skupina iz člena 29, 2011, str. 5–8; Evropski nadzornik za varstvo podatkov, 2012; Tribunal Supremo, 2019; ZOEE, 2021, čl. 30(2)) in *a fortiori* za cikle hranilnika, nastavitve toplotne črpalke in polnjenje vozila. Kadar so ti podatki neločljivo združeni s podatki števca, se za celoten niz uporablja GDPR (Uredba (EU) 2018/1807, 2018, čl. 2(2)).

Za razvoj poslovnih modelov, ki neosebne podatke uporabljajo je pomemba sodba *EDPS proti SRB.* Po njej psevdonimizirani podatki niso osebni za vsakogar, odločilno je, ali jih prejemnik z razumno verjetnimi sredstvi lahko poveže s posameznikom (Sodba v zadevi C-413/23 P, 2025). Razvristitev podatkov tako ni odvisna zgolj od namena zbiranja temveč od tega, ali prejemnik identifikacijo potrebuje in katere ukrepe proti njej je mogoče od njega razumno pričakovati. Za ponudnika, ki na psevdonimiziranih podatkih mnogih naprav razvija napovedni ali optimizacijski model, so lahko podatki neosebni, iz področja uporabe akta pa jih psevdonimizacija ne izloči (Evropska komisija, 2025a, vpr. 13). To je predpogoj skalabilnosti podatkovnih poslovnih modelov. Ker zadeva SRB ni obravnavala časovnih vrst porabe, ki so tudi psevdonimizirane zelo prepoznavne, ostaja vprašanje v energetiki odprto. Kjer GDPR ne ovira več, se spor preseli na poslovno skrivnost.

3.3 Poslovne skrivnosti

Poslovne skrivnosti niso samodejno izvzete. Imetnik in prejemnik se morata dogovoriti o sorazmernih ukrepih zaupnosti; brez dogovora sme imetnik deljenje zadržati, zavrne pa ga le izjemoma, če dokaže visoko verjetnost resne gospodarske škode, in odločitev sporoči pristojnemu organu (Akt o podatkih, 2023, čl. 4(6)–(9) in 5(9)–(12); Evropska komisija,

2025a, vpr. 23). Ker akt prepoveduje le konkurenčni izdelek, ne konkurenčne storitve, je poslovna skrivnost proizvajalčeva zadnja obramba na trgu storitev, spodbuda za njeno preširoko uveljavljanje pa je velika (De Noyette idr., 2025, str. 990; Stephens & Bond, 2022, str. 20).

Jedro problema je meja med predhodno obdelanimi podatki in izpeljanimi informacijami (Akt o podatkih, 2023, uvodna izjava 15; De Noyette idr., 2025, str. 988–990; o tem, ali so surovi podatki lahko poslovna skrivnost, nasprotno Drexl, 2018, str. 94; pritrdilno Pauly idr., 2024, str. 211), ki je pri energetskih napravah zabrisana. Stanje napolnjenosti sistem upravljanja baterije oceni z metodo proizvajalca, stanje staranja temelji na modelu staranja celic, grelno število toplotne črpalke pa je izračunano iz več meritev.

Predlagam funkcionalno razmejitev. Podatki o trenutnem fizičnem stanju naprave (števci energije, grelno število, izmerjeni odziv razsmernika ter pri baterijah SoC in SoH) so predhodno obdelani podatki, ki jih je treba deliti, tudi če so izračunani z metodo proizvajalca. Izpeljane informacije pa vsebujejo proizvajalčevo napoved ali odločitev: napovedi porabe in proizvodnje, urnike polnjenja in optimizacijske odločitve. Poslovna skrivnost je praviloma v metodi, ne v izhodni vrednosti. Razmejitev ima dve opori. Komisija predmet dostopa opisuje kot meritve fizikalne količine, ki lahko zahtevajo nekaj interpretacije, in mednje uvršča raven napolnjenosti baterije (Evropska komisija, 2025a, vpr. 4, 5 in 6). Čeprav pogosta vprašanja niso zavezujoča, se mi kot smernice zdijo tehtne. Zakonodajalec pa je za baterije isto mejo že potegnil sam (Direktiva (EU) 2018/2001, 2023, čl. 20a(3)); funkcionalni test to vrednostno odločitev prenaša na naprave, ki jih sektorska ureditev ne zajema.

4 Sklep

Akt o podatkih je v energetiki relevanten, saj (kot pokazano) določa, katere podatke naprav za števcem in na kateri pravni podlagi lahko pridobi tisti, ki želi obdelovati, tudi z umetno inteligenco. Predmet dostopa so surovi in predhodno obdelani podatki z metapodatki, kolikor dostopa ne ureja sektorsko pravo. Pravna podlaga je uporabnikov zahtevek, da mu imetnik podatke da na voljo (čl. 4) ali jih da na voljo tretji osebi (čl. 5), za osebne podatke pa poleg tega pravna podlaga po GDPR (čl. 5(7)). Analiza v prispevku pokaže, da je za prejemnika odločilno vprašanje, ali ima kot tretja oseba nasproti imetniku tudi lasten zahtevek. Besedilo akta na to izrecno ne odgovarja, sodne prakse pa še ni. Na podlagi sistematične in teleološke razlage zagovarjam stališče, da je čl. 5(1) prava pogodba v korist tretjega: gostota ureditve razmerja med imetnikom in tretjo osebo, plačilna obveznost tretje osebe in njen lasten procesni položaj so logična posledica lastnega zahtevka. Prejemnik tako, po mojem mnenju lahko, dostop uveljavlja sam in mu ga ni treba izpeljevati iz uporabnikovega pooblastila. Analiza drugih dveh vprašanj določa obliko in obseg podatkov: psevdonimizirani podatki mnogih naprav so lahko za prejemnika neosebni, podatki o stanju naprave so predmet dostopa, proizvajalčeve napovedi in odločitve pa ne.

Literatura

1. Agencija za energijo. (2026). Flexibility Needs Assessment report for Slovenia (različica 1.0).
2. Akt o podatkih – Uredba (EU) 2023/2854 o harmoniziranih pravilih za pravičen dostop do podatkov in njihovo uporabo. (2023). UL L 2023/2854.

3. De Noyette, E., Stähler, L. & Margoni, T. (2025). Data secrets: The Data Act's new trade secrets framework. IIC, 56, 984–1014.
4. Delovna skupina iz člena 29 za varstvo podatkov. (2011). Mnenje 12/2011 o pametnem merjenju (WP183). Bruselj: Evropska komisija.
5. Direktiva (EU) 2018/2001 o spodbujanju uporabe energije iz obnovljivih virov, kot je bila spremenjena z Direktivo (EU) 2023/2413. (2023). UL L 328 in L 2023/2413.
6. Direktiva (EU) 2024/1275 o energetski učinkovitosti stavb (prenovitev). (2024). UL L 2024/1275.
7. Drexl, J. (2018). Data access and control in the era of connected devices. Bruselj: BEUC.
8. Enode. (2025). The EU Data Act in practice: What's next for devices, apps, and users. Najdeno 25. 9. 2026 na spletnem naslovu https://enode.com/blog/evolving-energy/the-eu-data-act-in-practice-what-s-next-for-devices-apps-and-users
9. enyo. (2026). HEMS-Vergleich 2026: 12 Systeme im Überblick. Najdeno 13. 10. 2026 na spletnem naslovu https://enyo-energy.de/magazin/hems-vergleich
10. ESS News. (2026a). 1Komma5° achieves 1 GW of shiftable load with its virtual power plant globally. Najdeno 13. 10. 2026 na spletnem naslovu https://www.ess-news.com/2026/05/21/1komma5-achieves-1-gw-of-shiftable-load-with-its-virtual-power-plant-globally/
11. ESS News. (2026b). Kiwigrid launches pan-European VPP platform. Najdeno 13. 10. 2026 na spletnem naslovu https://www.ess-news.com/2026/06/08/kiwigrid-launches-pan-european-vpp-platform/
12. Evropska komisija. (2025a). Frequently Asked Questions – Data Act (različica 1.2).
13. Evropska komisija. (2025b). Guidance on Article 20a on sector integration of renewable electricity of Directive (EU) 2018/2001 (C/2025/3699). UL C.
14. Evropska komisija. (2025c). Predlog uredbe glede poenostavitve digitalnega zakonodajnega okvira (digitalni omnibus), COM(2025) 837 final.
15. Evropski nadzornik za varstvo podatkov. (2012). Mnenje o Priporočilu Komisije 2012/148/EU o pripravah za uvedbo pametnih merilnih sistemov. Bruselj: EDPS.
16. Greenberg Traurig. (2026). EU Digital Omnibus Package Proposes Amendments to Data Act. Najdeno 13. 10. 2026 na spletnem naslovu https://www.gtlaw.com/en/insights/2026/7/eu-digital-omnibus-package-proposes-amendments-to-data-act
17. Korljan, A., Zajc, K. & Gotvan, L. K. (poslano v objavo). Cross-border cooperation and the migration of sovereignty: From the comity of states to the market for non-personal data. European Review of Private Law.
18. Nicolai, S. & Münchmeyer, M. (2026). The EU Data Act and electricity consumer participation in demand response and flexibility services. Journal of Energy & Natural Resources Law, 44(1), 41–65.
19. OZ – Obligacijski zakonik. (2001). Ur. l. RS, št. 83/01 s spremembami.
20. Pauly, D. A., Wichert, F. & Baumann, J. (2024). Schutz von Geschäftsgeheimnissen nach dem Data Act – Reichweite und Wirksamkeit. MMR, 211–216.
21. Schmidt-Kessel, M. (2026). Art. 5 – Recht des Nutzers auf Weitergabe von Daten an Dritte. V D. Bomhard & M. Schmidt-Kessel (ur.), EU Data Act: Kommentar. München: C.H. Beck.
22. Sodba Sodišča EU v zadevi C-413/23 P, EDPS proti SRB. (2025).
23. Splošna uredba o varstvu podatkov – Uredba (EU) 2016/679. (2016). UL L 119.
24. Stephens, K. & Bond, T. (2022). Why IP lawyers should pay attention to the EU's draft Data Act. Managing Intellectual Property, (294), 18–21.
25. Tribunal Supremo (Španija). (2019). Sodba št. 1062/2019 z dne 12. 7. 2019.

26. Uredba (EU) 2018/1807 o okviru za prosti pretok neosebnih podatkov v Evropski uniji. (2018). UL L 303.
27. Uredba (EU) 2023/1542 o baterijah in odpadnih baterijah. (2023). UL L 191.
28. ZOEE – Zakon o oskrbi z električno energijo. (2021). Ur. l. RS, št. 172/21 in 47/25.
29. ZSROVE-1 – Zakon o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije. (2025). Ur. l. RS, št. 112/25.

NAJEM TOPLOTNIH ČRPALK V SLOVENIJI: KVALITATIVNA ANALIZA IZVEDLJIVOSTI Z VIDIKA PONUDNIKOV

Ana Marija Spindler
Institut »Jožef Stefan«, Jamova c. 39, 1000 Ljubljana
ana.marija.spindler@ijs.si

Edvard Košnjek
Institut »Jožef Stefan«, Jamova c. 39, 1000 Ljubljana
edvard.kosnjek@ijs.si

Gašper Stegnar
Institut »Jožef Stefan«, Jamova c. 39, 1000 Ljubljana
gasper.stegnar@ijs.si

POVZETEK

Toplotne črpalke (TČ) so eden ključnih ukrepov za razogljičenje ogrevanja, vendar visoki začetni stroški vgradnje za končne uporabnike pogosto pomenijo pomembno oviro. Ena od alternativ tradicionalnemu načinu financiranja je poslovni model najema TČ, pri katerem ponudnik financira, je lastnik in vzdržuje napravo, uporabnik pa za njeno uporabo plačuje mesečno nadomestilo. Prispevek temelji na sedmih kvalitativnih intervjujih s ponudniki TČ v Sloveniji, v katerih so ti ocenili svojo pripravljenost za ponudbo takšnega modela. Namen eksplorativne raziskave je bil identificirati ključne ovire, tveganja in pogoje za uvedbo modela najema TČ z vidika ponudbene strani ter ugotoviti, v katerih segmentih trga potencialni ponudniki vidijo največ možnosti za njegovo uporabo.

Rezultati kažejo, da ponudniki najemnega modela zaenkrat ne vidijo kot enostavne alternative uveljavljenemu modelu prodaje. Med ključnimi ovirami izpostavljajo tveganje neplačil, težavna ponovna prilastitev oz. odstranitev vgrajene naprave, financiranje začetne investicije, dodatna pravna tveganja ter odgovornost za montažo in dolgoročno vzdrževanje. Pomembni omejitvi sta tudi konkurenčnost obstoječih oblik subvencioniranja in financiranja TČ ter naklonjenost uporabnikov lastništvu naprave. Hkrati podjetja prepoznavajo potencial najemnega modela v posameznih tržnih segmentih, predvsem pri večstanovanjskih in poslovnih objektih ter kompleksnejših sistemih. Ugotovitve nakazujejo, da bi bilo pred širšo uvedbo modela smiselno izvesti pilotni projekt, s katerim bi bilo mogoče preveriti njegovo tehnično, pravno in ekonomsko izvedljivost ter identificirati ustrezne mehanizme za upravljanje tveganj.

Ključne besede: toplotne črpalke, poslovni model najema, razogljičenje ogrevanja, financiranje, eksplorativna raziskava

1 Uvod

Za razogličenje ogrevanja je potrebno povečanje energetske učinkovitosti stavb ter prehod na učinkovitejše tehnologije ogrevanja. Toplotne črpalke (TČ) predstavljajo eno ključnih tehnologih za elektrifikacijo ogrevanja in s tem za zmanjševanje rabe fosilnih goriv ter emisij

TGP (Evropska komisija, 2026). V Sloveniji se je delež gospodinjstev, ki uporabljajo električno energijo za ogrevanje se je povečal s 17,7 % v letu 2020 na 23,6 % v letu 2025, k čemur pomembno prispeva vse večja uporaba TČ (Zorić & Hrovatin, 2026). TČ so bile leta 2023 glavni način ogrevanja v 13 % slovenskih gospodinjstev, pri enostanovanjskih stavbah pa je bil ta delež 18 % (SURS, 2024). Pomembno vlogo imajo TČ tudi pri doseganju energetskih prihrankov. Leta 2024 je vgradnja TČ predstavljala 64% vseh prihrankov energije, doseženih z ukrepi rabe OVE v gospodinjstvih (Petelin Visočnik, 2025).

Kljub temu se trg v zadnjih letih ohlaja. Na ravni EU se je prodaja TČ zmanjšala z €2,8 milijona enot v letu 2022 na €2,11 milijona enot v letu 2024 (Evropska komisija, 2026), glede na raziskavo trga EHPA pa je bila prodaja TČ leta 2024 za 21 % nižja kot leto prej (EHPA, 2025a). Trenutni trend kaže, da naj bi za zastavljenim evropskim ciljem 60 milijonov enot TČ do leta 2030 zaostali za 15 milijonov enot TČ (EHPA, 2025b). Rahlo ohlajanje trga je zaznati tudi v Sloveniji: Eko sklad je leta 2024 odobril 10.377 spodbud za TČ za centralno ogrevanje, v primerjavi s 15.392 v letu 2023. TČ kljub temu ostajajo pomemben ukrep spodbujanja energetske učinkovitosti: v letu 2024 je bil zanje namenjen največji delež (31,3 %) nepovratnih sredstev Eko sklada (Eko sklad, 2025). Vgradnjo TČ kot možnost obravnava tudi 63,8 % gospodinjstev v stavbah, kjer je potrebna zamenjava ogrevalnega sistema (Zorić & Hrovatin, 2026).

Ob tem se postavlja vprašanje ovir za širšo uporabo TČ in kako jih je mogoče učinkovito nasloviti. V okviru projekta LIFE install.res so bile med pomembnimi izzivi za širšo uporabo TČ prepoznane tudi ekonomske in organizacijske ovire, povezane z investicijo, financiranjem in izvedbo vgradnje. Ena od možnih rešitev so alternativni poslovni modeli, pri katerih se način financiranja, lastništva in razporeditve tveganj razlikuje od tradicionalnega modela neposrednega nakupa (Tretter et al., 2025). Med njimi je model najema TČ (angl. *rent-a-heat-pump*), ki omogoča zmanjšanje začetne finančne obremenitve uporabnika ter prenos dela investicijskih in obratovalnih tveganj na ponudnika. V tem kontekstu je bila v okviru projekta LIFE Install.RES izvedena eksplorativna raziskava, v kateri smo z vidika ponudbene strani identificirali ključne ovire, tveganja in pogoje za uvedbo najemnega modela ter tržne segmente, v katerih ponudniki vidijo največ možnosti za njegovo uporabo.

2 Poslovni model najema toplotnih črpalk

Tradicionalni poslovni model temelji na neposredni prodaji in namestitvi naprave, pri čemer končni uporabnik investicijo financira z lastnimi sredstvi, kreditom in subvencijami, po izvedbi pa postane lastnik TČ. Alternativni poslovni modeli to razporeditev spreminjajo. V nadaljevanju (Tabela 9) je predstavljen poslovni model najema toplotne črpalke (angl. *rent-a-heat-pump*) ter njegova primerjava s tradicionalnim modelom[2] in modelom »ogrevanje kot storitev« (angl. *Heat-as-a-Service*, v nadaljevanju HaaS).

Tabela 9: Primerjava ključnih značilnosti in razporeditve tveganj pri različnih poslovnih modelih za uvedbo toplotnih črpalk

Značilnost	Tradicionalni model[2]	Najem	Ogrevanje kot storitev (HaaS)
Značilnosti poslovnega modela			
Znižanje začetnih stroškov	Ne/delno	V celoti	V celoti
Znižanje stroškov oskrbe s toploto v življenjskem ciklu	Ne	Ne	Ne
Zagotovljena zanesljivost delovanja (zaščita pred izpadom ogrevanja)	Ne	Da	Da
Spremljanje in izboljševanje učinkovitosti ogrevalnega sistema	Ne	Možno	Možno
Ponudnik poslovnega modela plačuje stroške električne energije	Ne	Ne	Da
Zmanjšanje potreb po toploti, npr. zaradi vključenih ukrepov energetske sanacije	Ne	Pogosto ne	Možno
Tveganje, povezano z vedenjem uporabnika, prevzame ponudnik poslovnega modela	Ne	Ne	Da/delno
Uporabnik lahko prosto izbira tip in znamko TČ	Da	Ne	Ne
Manjša časovna obremenitev uporabnika pri organizaciji namestitve	Ne	Delno	Delno
Primerno za individualne in institucionalne lastnike stavb	Individualni, institucionalni	Individualne	Individualne
Razporeditev tveganj			
Finančno tveganje	Uporabnik	Ponudnik	Ponudnik
Lastniško tveganje	Uporabnik	Ponudnik	Ponudnik
Tehnično tveganje	Uporabnik	Ponudnik	Ponudnik
Tveganje učinkovitega obratovanja TČ	Uporabnik	Uporabnik	Ponudnik
Tveganje spremembe cen električne energije	Uporabnik	Uporabnik	Ponudnik
Vedenjsko tveganje	Uporabnik	Uporabnik	Uporabnik / ponudnik[3]

Vir: Tretter et al., 2025.

V okviru poslovnega modela najema ponudnik[4] financira, je lastnik in skrbi za vzdrževanje TČ, končni uporabnik pa za njeno uporabo plačuje mesečno najemnino. Ta praviloma vključuje stroške namestitve, financiranja in rednega vzdrževanja, v nekaterih primerih pa tudi zavarovanje in podporo uporabnikom. Model uporabniku omogoča uporabo TČ brez visokega začetnega finančnega vložka, medtem ko lastništvo naprave v času trajanja pogodbe, ki običajno znaša 10–15 let, ostaja pri ponudniku. Stroške električne energije, potrebne za obratovanje TČ, krije uporabnik, ki si sam izbere dobavitelja električne energije. Ob izteku pogodbenega obdobja se lahko lastništvo naprave v dogovoru s ponudnikom prenese na uporabnika (Tretter et al., 2025).

[2] Tradicionalni model: kombinacija lastnih sredstev, subvencije in kredita.

[3] Pri HaaS je nosilec vedenjskega tveganja odvisen od konkretne izvedbe modela. Pri obračunu po kWh toplote del vedenjskega tveganja praviloma ostaja na strani uporabnika, medtem ko ga pri modelu, ki zagotavlja določeno raven udobja (temperatura v domu), lahko v večji meri prevzame ponudnik.

[4] V prispevku izraz »ponudnik« označuje podjetje, ki ponuja in izvaja poslovni model, »uporabnik« pa končnega uporabnika, ki poslovni model uporablja in ima koristi od TČ.

Med glavne prednosti najema TČ za uporabnike sodijo predvidljivi stroški, strokovno vzdrževanje in brezskrbna uporaba sistema. Vendar pa so skupni stroški najema skozi celotno pogodbeno obdobje pogosto višji kot pri tradicionalnem modelu (tj. neposredni nakup), saj vključujejo stroške financiranja in dodatnih storitev. Pri najemu uporabnik še vedno nosi stroške energije in tveganje učinkovitosti delovanja sistema; v tem je glavna razlika od modela HaaS, ki se ga pogosto enači z najemom pri katerem oboje prevzame ponudnik, uporabnik pa plačuje predvsem za storitev zagotavljanja toplote. V primeru obeh modelov, pa ponudnik nosi glavno finančno in tehnično tveganje, vključno z odgovornostjo za poplačilo naložbe.

3 Metodologija

Namen raziskave je bilo preučiti pripravljenost ponudbene strani trga in ključnih akterjev v Sloveniji za uvedbo modela najema TČ ter identificirati glavne ovire in segmente stavb, kjer bi model lahko bil smiseln. Raziskava je eksplorativne narave in temelji na polstrukturiranih intervjujih. Namen raziskave ni statistična posplošitev stališč intervjuvanih ponudnikov TČ v Sloveniji, temveč identificirati ponavljajoče se vzorce, zaznana tveganja in pogoje, ki jih podjetja povezujejo z izvedljivostjo alternativnega poslovnega modela.

Vprašanja odprtega tipa so obravnavala trenutni poslovni model podjetja, njegovo združljivost z najemom TČ, pripravljenost na sklepanje dolgoročnih pogodb, razpoložljive tehnične in servisne zmožnosti, financiranje, tveganje neplačil, pravne vidike, možnosti sodelovanja z zunanjimi financerji, podporne mehanizme ter potencialne ciljne segmente uporabnikov. Obravnavano je bilo tudi vprašanje, ali bi najem TČ lahko povečal dostopnost le teh za gospodinjstva, ki si začetne investicije ne morejo privoščiti.

Pripravljen je bil seznam potencialnih ponudnikov TČ v Slovenij, k sodelovanju pa povabljenih 27 podjetij, ki se v Sloveniji ukvarjajo z eno ali več dejavnostmi, povezanimi s TČ, vključno z uvozom, projektiranjem, montažo in servisom. Na povabilo se je odzvalo deset podjetij, vendar je bilo izvedenih sedem intervjujev. Nekateri predstavniki podjetij so že v začetni fazi ocenili, da zaradi narave njihove dejavnosti niso ustrezni sogovorniki za namen raziskave. Intervjuji so bili izvedeni januarja in februarja 2026.

4 Rezultati

4.1 Pripravljenost ponudnikov in organizacijska izvedljivost modela

Zanimanje za najemni model se med podjetji zelo razlikuje. Medtem ko nekatera modela zaradi zaznanih tveganj ne vidijo kot aktualnega, druga vidijo priložnost za uvedbo ponudbe v specifičnih sektorjih kot so večstanovanjske stavbe in poslovni objekti, ali v segmentu kupcev, ki si začetne investicije v TČ ne morejo privoščiti. Slednje odpira dodatno vprašanje pravne izvedljivosti, saj slovenska ureditev posebej varuje ranljive skupine uporabnikov. Na naklonjenost modelu vpliva tudi vloga podjetja na trgu. Podjetja se delijo na uvoznike oz. veletrgovce, trgovce s podporno servisno mrežo ter podjetja, ki pokrivajo celoten proces prodaje, montaže in servisa. Prva dva tipa sta do najemnega modela izrazito zadržana, saj vgradnjo in servis oddajata zunanjim izvajalcem, uvedba najema pa bi od njiju zahtevala vzpostavitev povsem novih internih procesov (pravna služba, servisna mreža, ekipa monterjev). Nasprotno pa podjetja, ki pokrivajo celoten proces (prodaja, montaža, servis), svojo trenutno organizacijo ocenjujejo kot tehnično združljivo z najemnim modelom, čeprav

bi bila potrebna dodatna ureditev pravnih in finančnih vidikov, ki naslavljajo pogodbena razmerja in upravljanje z dolgoročnimi obveznostmi.

Najemni model bi od podjetij zahteval dolgoročno vezavo na končne uporabnike prek dolgoročnih pogodb. Nekatera podjetja tovrstnih izkušenj še nimajo, medtem ko jih imajo druga v specifičnih tržnih segmentih (poslovni objekti, hoteli), ki so vključevali zavezo, da se bo podjetje v dogovorjenem času odzvalo za odpravo napak. Eno izmed podjetij že ima izkušnje z dolgoročnimi pogodbami, vendar na tehnično neprimerljivem področju, in sicer s premično opremo za čiščenje zraka. Ta se bistveno razlikuje od TČ, ki je nepremična, kar predstavlja dodatno poslovno tveganje pri uvedbi poslovnega modela TČ.

Uvedba najemnega modela bi zahtevala dodatne zmogljivosti za izvedbo celotne storitve »na ključ«, kot so projektiranje, montaža, vzdrževanje ter komunikacija z uporabniki. Večina podjetij celovite storitve najema ne ocenjujejo kot izvedljive in bi bila pripravljena prevzeti le del storitev. To so predvsem podjetja z vzpostavljeno ustrezno servisno in poprodajno podporo. Druga podjetja imajo vzpostavljene lastne zmogljivosti za koordinacijo in vodenje projektov, medtem ko montažo izvajajo prek zunanjih podizvajalcev. Nekatera podjetja ocenjujejo, da bi lahko prevzela tudi širšo vlogo nosilca investicije in upravljanja sistema, vendar predvsem pri večjih in kompleksnejših projektih v segmentu poslovnih in večstanovanjskih stavb. Za individualne stanovanjske hiše ta model trenutno ocenjujejo kot manj primeren.

4.2 Ključne poslovne ovire, tveganja ter financiranje in sodelovanje z drugimi akterji

Kot osrednji izziv pri uvedbi najemnega modela so podjetja izpostavila tveganje neplačil in pravna tveganja, kar je povezano s tehnično naravo TČ in njenih instalacij. Te so v stavbo trajno vgrajene, zato je odvzem naprave v primeru neplačil uporabnika praktično neizvedljiv. Podjetja skrbijo zlorabe s strani uporabnikov in pomanjkanje učinkovitih mehanizmov, ki bi zavarovali podjetje. Prav tako podjetje v procesu odobritve najema TČ težko oceni tveganja, saj primanjkuje ustreznih mehanizmov za preverbo finančne discipline posameznika. Uporabnik je kot potrošnik v Sloveniji pravno zaščiten in zato odtujitev naprave, ki mu zagotavlja ogrevanje, ključno za bivanje, ni enostavna. Podjetja izpostavljajo, da veljavna zakonodaja TČ obravnava kot del nepremičnine, zaradi česar je v primeru stečaja uporabnika ta najprej predmet rubeža skupaj z objektom. Izpostavljajo tudi, da bo sama naprava po večletni uporabi, še preden je v celoti amortizirana prek najemnin, dosegla nizko preostalo vrednost, ki jo bo težko ponovno prodati brez izgube. Podjetja izpostavljajo, da bi dostop do orodij za oceno bonitete uporabnikov in do standardiziranih pogodbenih vzorcev pomembno zmanjšal njihovo poslovno tveganje.

V manjši meri je bila kot omejujoč dejavnik izpostavljena tudi tehnična podpora, saj jo večina podjetij že zagotavlja v okviru obstoječega poslovanja. Poseben izziv najema TČ predstavlja zahteva po 24-urni razpoložljivosti storitve, ki je po oceni podjetij trenutno na trgu ne zagotavlja skoraj nihče. Mnenja podjetij o ovirah na področju financiranja in sodelovanja z drugimi akterji, kot so finančne institucije, se razlikujejo predvsem glede na njihovo trenutno kapitalsko moč. Podjetja z močnim kapitalskim položajem financiranja ne vidijo kot omejujoč dejavnik, medtem ko manjša podjetja menijo, da bi bilo za razvoj novega poslovnega modela treba sodelovati z bankami ali drugimi finančnimi institucijami, saj financiranje izključno z lastnimi sredstvi predstavlja pomembno omejitev.

Kot ključno oviro za razvoj najemnega modela TČ so podjetja izpostavila aktualne možnosti financiranja, predvsem obstoječo shemo subvencioniranja Eko sklada, ki podpira le nakup naprave, pri katerem lastništvo preide na uporabnika, ne pa tudi najemnega modela. Eko sklad ponuja tudi ugodno financiranje za okolju prijazne naložbe. V času izvedbe intervjujev je bil fizičnim osebam za nakup TČ na voljo celo kredit s fiksno obrestno mero 0,8 %[5], obenem pa Eko sklad prek različnih javnih pozivov z do 100 % nepovratno finančno spodbudo nudi tudi podporo energetsko revnim gospodinjstvom, ki si začetne investicije v TČ ne morejo privoščiti. V tem kontekstu podjetja najemni model TČ ocenjujejo kot nekonkurenčnega aktualni ponudbi na trgu in izpostavljajo potrebo po povezovanju najemnega modela z obstoječimi instrumenti Eko sklada. Podjetja bi pozdravila tudi vzpostavitev posebne garancijske sheme ali sklada, ki bi ščitil tako uporabnika kot ponudnika, ter davčne olajšave.

4.3 Pripravljenost uporabnikov in tržni potencial

Podjetja pripravljenost uporabnikov na dolgoročne pogodbe in najem TČ ocenjujejo različno, predvsem glede na socialno-ekonomski profil gospodinjstva in način predstavitve modela. Nekatera ga ocenjujejo kot primernega za segment uporabnikov, kot so mlade družine ali upokojenci, ki bi jim bolj ustrezalo mesečno plačevanje stroška najema namesto vnaprejšnje investicije. Nasprotno druga podjetja opozarjajo na nizko pripravljenost uporabnikov v Sloveniji, predvsem zaradi njihove splošne konservativnosti in izrazite naklonjenosti lastništvu. Eno izmed podjetij vidi potencial v segmentu kupcev z višjim dohodkom, ki se s sistemom ogrevanja ne želijo ukvarjati in jim je predvsem pomembno zagotovljeno obratovanje naprave.

Glede dejavnikov, ki bi povečali zanimanje uporabnikov, je bila najpogosteje izpostavljena cena oz. razmerje med najemnino in obstoječimi stroški ogrevanja. Za uporabnike bi bil nov model privlačen predvsem, če bi bil mesečni strošek najema predvidljiv in primerljiv ali nižji od obroka kredita, pri čemer je pomembna tudi enostavna in pregledna pogodba najema in možnosti izstopa. Odločilna je percepcija cenovnega razmerja: v primerjavi z obstoječimi stroški ogrevanja (npr. 200 €), bi se 100 € najemnine zdelo previsoko. Dejstvo, da uporabniku v primeru koriščenja najema ni treba vnaprej investirati med 10.000–15.000 €, je bila ena izmed izpostavljenih ključnih prednosti.

Ocena primernosti poslovnega modela za gospodinjstva z omejenimi finančnimi zmožnostmi, kot so energetsko revna gospodinjstva, se med podjetji razlikuje. Nekatera v modelu vidijo priložnost za povečanje zanimanja za TČ, vendar hkrati opozarjajo na dodatno tveganje zaradi omejenih finančnih zmožnosti uporabnikov. Druga menijo, da takšna gospodinjstva najemnine ne bi zmogla redno odplačevati in da je trenutna pomoč Eko sklada zadostna. Kot potencialno perspektivni segmenti so bili izpostavljeni tudi starejši lastniki starejših objektov, ki zaradi fizičnih omejitev ne zmorejo več vzdrževati ogrevanja na trda goriva ali kurilno olje, ter večstanovanjske stavbe z zastarelimi skupnimi kotlovnicami, kjer bi bil najem TČ lahko ekonomsko upravičen.

[5] Trenutno je za nakup in vgradnjo TČ v okviru JP 87OB26 na voljo kredit s fiksno obrestno mero 1,2 % za obdobje največ 10 let in pokriva do 100% priznanih stroškov naložbe.

5 Sklep

Rezultati raziskave kažejo, da je za podjetja poslovni model TČ zanimiv, vendar uvedbo na slovenskem trgu omejujejo različni dejavniki. Organizacijska pripravljenost ponudnikov TČ je tesno povezana z njihovim položajem v vrednostni verigi: celoten proces prodaje, montaže in servisa, ki je ključni pogoj za izvedljivost modela, pokriva le malo podjetij. Ponudnike v primeru najema TČ skrbijo tudi dolgoročno financiranje, pogodbena razmerja in upravljanje tveganj.

Kot najpomembnejša omejitev se je pokazalo tveganje neplačil, izterjave dolga in omejena možnost demontaže in nadaljnje uporabe rabljene opreme. Podjetja zato izpostavljajo potrebo po ustreznih mehanizmih pravne in finančne zaščite. Pomembno omejitev predstavlja tudi trenutna ponudba podpornih in finančnih instrumentov, ki zmanjšujejo privlačnost najema. Poleg tega ponudniki TČ zaznavajo pri slovenskih uporabnikih izrazito željo po lastništvu in nadzoru nad lastnim sistemom ogrevanja.

Podjetja kot potencialni trg za najem TČ izpostavljajo določene segmente stavb (večstanovanjske stavbe, poslovni objekti), kjer bi bili projekti kompleksnejši in zahtevali individualni pristop, ter različne skupine končnih uporabnikov (npr. energetsko revna gospodinjstva, mlade družine, najemniki, starejši občani), predvsem tiste, ki želijo zmanjšati začetni finančni vložek ali jim je pomembna predvsem zagotovljena toplota, ki jo TČ zagotavlja. Za slednji segment kupcev bi bil sicer še bolj zanimiv poslovni model HaaS, pri katerem podjetje prevzame tudi strošek energije. Za sprejemljivost najemnega modela podjetja izpostavljajo jasno in predvidljivo mesečno obveznost, enostavno pogodbo ter prepričljivo dodano vrednost za uporabnika v primerjavi z alternativami (nakup s kombinacijo lastnih sredstev, kredita in subvencij).

Na podlagi tega lahko sklepamo, da najem TČ predstavlja potencialno zanimivo alternativno obliko zagotavljanja ogrevalnih rešitev, vendar predvsem kot model, prilagojen določenim tržnim segmentom in podprt z ustreznim finančnim, pravnim ter organizacijskim okvirom. Njegova uspešnost ni odvisna zgolj od ponudnikov, temveč od sposobnosti celotnega ekosistema akterjev, da podpre dolgoročno financiranje in upravljanje tveganj. Nekatera podjetja so kot naslednji korak predlagala izvedbo pilotnega projekta, s katerim bi bilo mogoče preveriti izvedljivost modela in njegovo smiselnost za slovenski trg.

Literatura

1. EHPA. (2025a). Why did heat pump sales drop in 2024? Najdeno 9. septembra 2026 na spletnem naslovu https://ehpa.org/news-and-resources/news/why-did-heat-pump-sales-drop-in-2024
2. EHPA. (2025b). 2025 European heat pump market report. Najdeno 9. septembra 2026 na spletnem naslovu https://www.ehpa.org/wp-content/uploads/2025/07/EHPA-Market-Report-2025-executive-summary.pdf
3. Eko sklad. (2025). Letno poročilo Eko sklada 2024. Najdeno 9. septembra 2026 na spletnem naslovu https://www.ekosklad.si/informacije/o-skladu/letna-porocila
4. Evropska komisija. (2026). Heat Pumps Financing. Najdeno 9. septembra 2026 na spletnem naslovu https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/heat-pumps_en#financing

5. Zorić, J. & Hrovatin, N. (2026). Izroček 2.1: Drugo poročilo: Raziskava o blažitvi podnebnih sprememb v rezidenčnih stavbah v letu 2025. LIFE IP CARE4CLIMATE. Najdeno 27. septembra 2026 na spletnem naslovu https://www.samo1planet.si/wp-content/uploads/2026/09/D_C6.5_2_reports_on_the_analysis_of_the_surveys-002.docx
6. Petelin Visočnik, Barbara. (2025). [PO36] Zmanjšanje rabe energije v sistemu obveznosti energetske učinkovitosti. Najdeno 9. septembra 2026 na spletnem naslovu https://kazalci.arso.gov.si/index.php/sl/content/zmanjsanje-rabe-energije-v-sistemu-obveznosti-energetske-ucinkovitosti-0
7. SURS. (2024). Tretjina gospodinjstev v zadnjih petih letih izvedla vsaj en ukrep za večjo energetsko učinkovitost stavbe. Najdeno 9. septembra 2026 na spletnem naslovu https://www.stat.si/StatWeb/news/Index/12783
8. Tretter, H., Meister, L., Alexander-Bittner, B., Spindler, A. M., Košnjek, E., Stegnar, G., & Staničić, D. (2025). Catalogue of Heat Pump Business Models. Najdeno 9. septembra 2026 na spletnem naslovu https://resources.ibri.at/installres_D2-2_Business-Models-2025.pdf

EKONOMSKI IN OKOLJSKI UČINKI UVEDBE SISTEMA UPRAVLJANJA Z ENERGIJO PO STANDARDU ISO 50001 V SREDNJE VELIKEM SLOVENSKEM PODJETJU

Nik Bizjak
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva ploščad 17, Ljubljana, Slovenija
E-pošta: nik.bizjak@gmail.com

Matej Švigelj
Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva ploščad 17, Ljubljana, Slovenija
E-pošta: matej.svigelj@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Učinkovita raba energije postaja pomemben dejavnik stroškovne učinkovitosti, konkurenčnosti in trajnostnega poslovanja podjetij. Prispevek obravnava ekonomske, organizacijske in okoljske učinke načrtovane uvedbe sistema upravljanja z energijo po standardu ISO 50001 v srednje veliko slovensko proizvodno podjetje. Namen raziskave je ugotoviti, ali lahko sistematično spremljanje porabe energije, določanje merljivih ciljev ter vključevanje energetske učinkovitosti v investicijske, nabavne in operativne odločitve prispevajo k nižjim stroškom in učinkovitejši rabi virov. Rezultati potrjujejo, da je ISO 50001 uporaben okvir za povezovanje energetskih ciljev s poslovnim odločanjem, vendar so dejanski učinki odvisni od kakovosti podatkov, podpore vodstva in stalnega vključevanja zaposlenih.

Ključne besede: ISO 50001, upravljanje z energijo, energetska učinkovitost, stroški energije

1 Uvod

Učinkovito upravljanje z energijo predstavlja pomemben dejavnik stroškovne učinkovitosti in konkurenčnosti proizvodnih podjetij. Spremljanje skupne porabe energije in pripadajočih stroškov samo po sebi še ne omogoča prepoznavanja energetskih izgub ter ocenjevanja učinkovitosti posameznih proizvodnih procesov. Za sistematično izboljševanje energetske učinkovitosti je zato potrebno vzpostaviti ustrezno spremljanje in analiziranje porabe energije ter ugotovitve vključevati v operativno in strateško odločanje podjetja. Standard ISO 50001 pri tem predstavlja okvir za sistematično upravljanje z energijo, določanje merljivih ciljev in izvajanje stalnih izboljšav.

Namen prispevka je na primeru srednje velikega slovenskega proizvodnega podjetja proučiti možnosti in pričakovane ekonomske ter okoljske učinke uvedbe sistema upravljanja z energijo po standardu ISO 50001. Posebna pozornost je namenjena prepoznavanju ključnih področij porabe energije, presoji ekonomske upravičenosti predlaganih ukrepov ter organizacijskim dejavnikom, ki vplivajo na njihovo izvajanje. Raziskava temelji na študiji primera, ki vključuje analizo energetskega pregleda podjetja in vprašalnik za samooceno pripravljenosti na uvedbo sistema upravljanja z energijo. Ker gre za fazo načrtovanja uvedbe, predstavljeni rezultati temeljijo na ocenjenih učinkih predlaganih ukrepov in ne na že izmerjenih izboljšavah energetske učinkovitosti.

2 Raziskovalni pristop in izhodišča za uvedbo standarda ISO 50001

Raziskava temelji na študiji primera anonimno predstavljenega srednje velikega slovenskega podjetja X iz orodjarsko-predelovalne industrije, ki se pretežno ukvarja z obdelavo jeklenih plošč. V obravnavanem obdobju je podjetje zaposlovalo 95 ljudi, več kot 90 % proizvodnje pa je bilo namenjene izvozu. Podatkovno podlago raziskave predstavljajo energetski pregled podjetja iz leta 2023 za referenčno obdobje 2020–2022 (Podjetje X, 2023), informacije vodstva in vprašalnik za samooceno pripravljenosti na uvedbo sistema upravljanja z energijo. Kvantitativno analizo porabe energije in stroškov dopolnjujeta presoja organizacijske pripravljenosti podjetja ter analiza prednosti, slabosti, priložnosti in nevarnosti uvedbe sistema (SWOT).

Mednarodni standardi ISO predstavljajo uveljavljen okvir za sistematično urejanje in izboljševanje poslovnih procesov ter krepitev zaupanja poslovnih partnerjev (Koubek, 2016). Podjetje X ima že vzpostavljena sistema vodenja kakovosti ISO 9001 in ravnanja z okoljem ISO 14001, kar predstavlja pomembno organizacijsko izhodišče za uvedbo sistema upravljanja z energijo po standardu ISO 50001.

Standard ISO 50001:2018 določa zahteve za vzpostavitev, izvajanje, vzdrževanje in nenehno izboljševanje sistema upravljanja z energijo. Temelji na krogu PDCA (načrtuj, izvedi, preveri, ukrepaj) ter povezuje energetsko politiko, določanje ciljev, spremljanje energetske učinkovitosti in izvajanje izboljšav. Njegova združljivost z drugimi sistemi vodenja omogoča vključevanje energetskega upravljanja v obstoječe poslovne procese in uporabo skupnih postopkov ter dokumentacije. Standard ne predpisuje konkretnih tehnoloških rešitev, temveč organizacijam omogoča izbiro ukrepov glede na značilnosti njihovih procesov in ugotovljene možnosti za izboljšanje energetske učinkovitosti (ISO, 2018).

Razširjenost sistemov vodenja se med državami precej razlikuje. Hrovatin in drugi (2023) ugotavljajo, da ima v Nemčiji 46 % obravnavanih podjetij certifikat ISO 14001 ali ISO 50001, medtem ko je v Sloveniji standard ISO 14001 prisoten pri 18 % podjetij, ISO 50001 pa le pri 2 %. V Nemčiji je delež podjetij s standardom ISO 50001 bistveno višji in znaša 28 %, kar kaže na razmeroma nizko razširjenost sistematičnega upravljanja z energijo v slovenskih podjetjih.

Za presojo organizacijske pripravljenosti podjetja na uvedbo standarda ISO 50001 je bil uporabljen vprašalnik za samooceno, oblikovan na podlagi zahtev standarda in smernic za njegovo uvajanje (TÜV UK Ltd., 2014). Vprašalnik je bil posredovan vodstvu podjetja X, rezultati pa so pokazali, da ima podjetje že vzpostavljene nekatere osnovne elemente sistema upravljanja z energijo, vendar obstajajo pomembne pomanjkljivosti. Vloge in odgovornosti so sicer opredeljene, vendar energetskemu timu primanjkuje formalnih pooblastil, ustreznih virov in dokazil o usposobljenosti. Energetska politika je dokumentirana, vendar njeno redno posodabljanje ni zagotovljeno. Ugotovitve kažejo, da uvedba standarda zahteva predvsem okrepitev organizacijskih odgovornosti, sistematično spremljanje izvajanja ukrepov in vključevanje energetskega upravljanja v poslovne procese.

Podobne dejavnike izpostavljajo tudi Fuchs et al. (2020), ki poudarjajo pomen podpore vodstva in kulture odgovorne rabe energije za uspešno uvedbo sistema upravljanja z energijo, med ključnimi ovirami pa navajajo pomanjkanje ustreznih podatkov in notranjega strokovnega znanja. Za podjetje X je zato smiselno jasno določiti, kdo podatke spremlja, kdo

odloča o ukrepih in kdo preverja njihove učinke. Usposabljanje zaposlenih mora biti povezano z dejanskimi opravili, kot so izklapljanje naprav, prepoznavanje puščanja zraka in poročanje o odstopanjih.

3 Pričakovani ekonomski in okoljski učinki

Poleg organizacijskih pogojev za uvedbo standarda ISO 50001 je pomembna tudi presoja možnosti za izboljšanje energetske učinkovitosti ter njihovih pričakovanih ekonomskih in okoljskih učinkov.

Podjetje X je že izvedlo posamezne ukrepe za učinkovitejšo rabo energije, med drugim namestitev sončne elektrarne moči 500 kW in uporabo odpadne toplote iz proizvodnih procesov za ogrevanje. Kljub temu spremljanje porabe električne energije in vode temelji predvsem na podatkih glavnih merilnih mest in računih, kar omejuje podrobnejšo analizo energetske učinkovitosti posameznih procesov. Energetski pregled je pokazal, da največ električne energije porabi proizvodna hala ABC, sledijo kompresorji in hala CNC. Pomanjkanje podrobnejših meritev otežuje prepoznavanje energetskih izgub in vrednotenje učinkov predlaganih ukrepov (Podjetje X, 2023).

V referenčnem obdobju je električna energija predstavljala približno 97 % skupnih stroškov energije in vode, propan približno 2 %, voda pa 1 %. Povprečni letni strošek teh virov je znašal 333.310 EUR. Ta struktura utemeljuje prednostno obravnavo električne energije, zlasti proizvodnih naprav in komprimiranega zraka. Voda je vključena kot spremljani vir v okviru širšega okoljskega upravljanja podjetja. Tabela 1 prikazuje izhodiščne vrednosti in ocenjeni stroškovni učinek enoodstotnega zmanjšanja porabe.

Tabela 1: Povprečna letna poraba in scenarij enoodstotnega prihranka

Vir	Letna poraba	Letni stroški (EUR)	Prihranek 1 % (EUR)
Električna energija	1.996 MWh	321.988	3.220
Propan	5.174 kg	7.377	74
Pitna voda	1.047 m³	3.945	39
Skupaj	—	333.310	3.333

Vir: Lastni izračuni na podlagi energetskega pregleda podjetja X (2023).

Scenarij predvideva, da bi ozaveščanje zaposlenih, ugašanje neaktivnih porabnikov, ustrezno ogrevanje in redno vzdrževanje zmanjšali porabo električne energije za približno 20 MWh, propana za 52 kg in vode za 10 m³ letno. Ob referenčnih povprečnih stroških bi to pomenilo približno 3.333 EUR letnega prihranka. Gre za oceno, ki predpostavlja primerljivo raven dejavnosti in nespremenjene cene. Ker stroški izvedbe organizacijskih ukrepov niso v celoti ovrednoteni, navedeni znesek predstavlja bruto prihranek, ne neto finančnega učinka uvedbe standarda.

3.1 Prednostne naložbe in operativni ukrepi

Na podlagi ugotovitev energetskega pregleda podjetja X (2023) je bilo predlaganih več tehničnih in organizacijskih ukrepov za izboljšanje energetske učinkovitosti, med katerimi ima pomembno vlogo vzpostavitev podrobnejšega spremljanja porabe energije.

Sistem spremljanja rabe energije je ocenjen na 10.000 EUR, njegova enostavna vračilna doba pa na 1,2 leta. Predvidenih je deset merilnih mest, povezava z obstoječimi podatkovnimi viri in aplikacija za analizo. Zajem v urnih ali 15-minutnih intervalih bi omogočil prepoznavanje porabe zunaj obratovalnega časa, odkrivanje odstopanj in pripravo poročil za odgovorne zaposlene. Vračilna doba temelji na ocenjenih koristih energetskega pregleda; sama namestitev aplikacije prihrankov ne zagotavlja. Učinek nastane, ko podjetje na ugotovljena odstopanja odgovori z vzdrževanjem ali prilagoditvijo obratovanja.

Pri kompenzaciji jalove energije so se letni obračunani stroški povečali s 153 EUR leta 2020 na 2.859 EUR leta 2022. Servis kompenzacijskih naprav je ocenjen na 2.000 EUR. Če bi odpravil celoten strošek na ravni leta 2022, bi bila izračunana enostavna vračilna doba približno 0,7 leta; ob povprečnem letnem strošku 1.508 EUR pa približno 1,3 leta. Izračuna sta pogojna, saj dejanski učinek zahteva preveritev naprav in obsega odpravljivega prekomernega odjema. Pregled razvoda komprimiranega zraka ter odprava manjših puščanj sta ocenjena na 3.000 EUR, vendar podatki ne omogočajo zanesljivega izračuna vračilne dobe tega ukrepa.

Hranilnik električne energije ima bistveno daljšo ocenjeno vračilno dobo. Za kapaciteto 309 kWh in moč praznjenja 105 kW znaša predvidena investicija 220.000 EUR. Ocenjeni letni prihranek 12.900 EUR sestavljata 3.800 EUR zaradi časovnega prilagajanja nakupa elektrike in 9.100 EUR zaradi zmanjšanja obračunske moči. Razmerje investicije in prihranka daje približno 17 let. Ob predpostavkah iz energetskega pregleda iz leta 2023 ima zato spremljanje porabe prednost pred hranilnikom. Pred odločitvijo o hranilniku je potrebno ponovno ovrednotiti tarife, obratovalni profil, izgube, vzdrževanje in življenjsko dobo baterije.

Prihrankov posameznih ukrepov ni smiselno preprosto seštevati. Sistem spremljanja, odpravljanje puščanj in organizacijske spremembe lahko vplivajo na isto porabo, zato bi se njihove koristi deloma podvajale. Prav tako strošek aplikacije ne predstavlja celotnega stroška uvedbe ISO 50001. Za presojo ekonomske upravičenosti je treba vključiti delo energetskega tima, usposabljanje, vzdrževanje meritev in morebitno certificiranje. Daljše naložbe je smiselno ocenjevati tudi po stroških v življenjski dobi, saj enostavna vračilna doba ne upošteva časovne vrednosti denarja.

3.2 Okoljski učinki in preverjanje rezultatov

Poleg ekonomske upravičenosti predlaganih ukrepov je pomembno presoditi tudi njihove pričakovane okoljske učinke in možnosti njihovega spremljanja. Manjša poraba električne energije in propana lahko zmanjša z njima povezane emisije CO_2. Pri tem je treba razlikovati med izboljšanjem energetske učinkovitosti, lastno proizvodnjo električne energije ter zmanjšanjem stroškov zaradi prilagajanja odjema. Hranilnik lahko zniža izdatke brez zmanjšanja skupne porabe, pri čemer nastajajo tudi izgube. Zato finančni prihranek sam po sebi še ne dokazuje manjšega okoljskega vpliva. Uporaba odpadne toplote in sončne elektrarne sta že izvedena ukrepa, zato njunih preteklih učinkov ni mogoče pripisati načrtovani uvedbi standarda.

Za spremljanje rezultatov je smiselno uporabiti kazalnik porabe električne energije na proizvodno uro (kWh/proizvodno uro), ločeno po glavnih proizvodnih oddelkih. Kazalnik je treba dopolniti s podatki o obsegu in strukturi proizvodnje, saj zmanjšanje skupne porabe

ob manjšem številu naročil še ne pomeni večje energetske učinkovitosti. Energetski tim naj preverja kakovost podatkov, spremlja odstopanja in dokumentira korektivne ukrepe. Tako se merjenje poveže z nabavo, vzdrževanjem in investicijami, učinke uvedbe pa je mogoče preverjati v primerljivih obratovalnih razmerah.

3.3 Vključevanje upravljanja z energijo v poslovanje

Uvedbo sistema upravljanja z energijo je smiselno izvajati postopoma. Vodstvo naj najprej energetskemu timu zagotovi ustrezna pooblastila in potrebne vire ter potrdi energetsko politiko. Nato naj podjetje opredeli obseg spremljanja porabe energije in preveri uporabnost obstoječih merilnih podatkov. V akcijskem načrtu je treba za vsak ukrep določiti odgovorno osebo, rok izvedbe, potrebna sredstva in način preverjanja doseženih prihrankov. S tem se zmanjšuje tveganje, da bi načrtovani ukrepi ostali zgolj na ravni splošnih ciljev. Obstoječa sistema vodenja kakovosti in ravnanja z okoljem omogočata vključevanje energetskega upravljanja v že vzpostavljene poslovne postopke.

Pri nabavi opreme je treba poleg nakupne cene upoštevati tudi pričakovano porabo energije, stroške vzdrževanja in pogoje obratovanja. Vzdrževalna služba naj rezultate meritev uporablja pri načrtovanju pregledov kompresorjev in kompenzacijskih naprav, vodje oddelkov pa pri obravnavi odstopanj v porabi energije. Pri ukrepih, ki spreminjajo razpored obratovanja, je treba preveriti tudi njihov vpliv na dobavne roke in kakovost izdelkov, saj energetski prihranki ne smejo povzročiti nesorazmernih proizvodnih izgub. Takšna presoja povezuje energetsko učinkovitost z drugimi poslovnimi cilji podjetja in omogoča izbiro izvedljivih izboljšav.

Za celovitejšo presojo možnosti uvedbe standarda ISO 50001 v podjetju X je bila izvedena tudi SWOT-analiza, ki kot ključne prednosti izpostavlja boljši nadzor nad stroški energije in učinkovitejše načrtovanje naložb, med slabostmi pa dodatne finančne in administrativne obremenitve. Priložnosti se kažejo v izboljšanju energetske učinkovitosti in konkurenčnosti podjetja, med nevarnostmi pa so odpor zaposlenih, nezadostna podpora vodstva in obremenitev denarnega toka. Za obvladovanje teh tveganj je smiselno izkoristiti obstoječe sisteme vodenja, naložbe uvajati postopoma ter zaposlene vključevati v izvajanje ukrepov. Vodstvo naj redno spremlja dosežene rezultate in presoja potrebo po nadaljnjih izboljšavah.

4 Sklep

Študija primera kaže, da lahko standard ISO 50001 podjetju X zagotovi organizacijski okvir za povezovanje energetskih podatkov s poslovnim odločanjem. Prednostno je smiselno odpraviti pomanjkljivosti pri opredelitvi odgovornosti, usposabljanju zaposlenih in spremljanju porabe energije ter postopoma izvajati ukrepe za izboljšanje energetske učinkovitosti. Pri tem je pomembno upoštevati tako ekonomske in okoljske učinke kot tudi izvedljivost posameznih ukrepov.

Rezultati podpirajo smiselnost sistematičnega upravljanja z energijo, vendar ne dokazujejo že doseženih učinkov uvedbe standarda ISO 50001. Raziskava je omejena na eno podjetje ter temelji na preteklih podatkih in ocenah pred uvedbo, pri čemer celotni stroški vzpostavitve in delovanja sistema niso ovrednoteni. Dejanske koristi bo mogoče potrditi šele s primerljivimi meritvami po izvedbi ukrepov. Za dolgoročno uspešnost uvedbe bosta

ključna podpora vodstva in stalno sodelovanje zaposlenih pri spremljanju ter izboljševanju energetske učinkovitosti.

Literatura

1. Fuchs, H., Aghajanzadeh, A., & Therkelsen, P. (2020). Identification of drivers, benefits, and challenges of ISO 50001 through case study content analysis. *Energy Policy, 142*, 111443. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111443
2. Hrovatin, N., Dolšak, J., & Zorić, J. (2023). *Investicije v energetsko učinkovitost in obnovljive vire energije v majhnih in srednjih podjetjih*. Ekonomska fakulteta Univerze v Ljubljani.
3. International Organization for Standardization. (2018). *Energy management systems — Requirements with guidance for use* (ISO 50001:2018). https://www.iso.org/standard/69426.html
4. Koubek, A. (2016). *Priročnik ISO 9001:2015 – Razumevanje in izvajanje novih zahtev*. Slovensko združenje za kakovost in odličnost.
5. Podjetje X. (2023). Energetski pregled [Interno poročilo].
6. TÜV UK Ltd. (2014). *ISO 50001 Energy Management System (EnMS): Implementation guide.* TÜV UK Ltd.

KREPITEV KADROVSKEGA BAZENA SLOVENSKE ENERGETIKE: ANALIZA DOSEGA IN STROŠKOVNE UČINKOVITOSTI PROJEKTA EPIK KOT SEKTORSKEGA PRISTOPA K PRIVABLJANJU MLADIH TALENTOV

mag. Mojca Drevenšek
Partnerstvo EPIK, zavod za kadre v energetiki, Nove Loke 35, 3330 Mozirje
E-pošta: mojca.drevensek@epik-prihodnost.si
mag. Ana Vučina Vršnak
Energetska zbornica Slovenije, Dimičeva 13, 1000 Ljubljana
E-pošta: ana.vucina@ezs.si

POVZETEK

Pomanjkanje usposobljenih kadrov postaja eden ključnih dejavnikov uspešnosti energetskega prehoda. Mednarodne organizacije, kot so Združeni narodi, Evropska komisija, IRENA in ILO, ter vodilne evropske energetske organizacije opozarjajo, da ciljev energetskega prehoda brez sistematičnih vlaganj v razvoj kompetenc, izobraževanje in privabljanje novih kadrov ne bo mogoče doseči. Podobni izzivi se kažejo tudi v Sloveniji. Raziskavi Energetske zbornice Slovenije (EZS) iz let 2025 in 2026 ugotavljata pomanjkanje ustrezno usposobljenih kandidatov, staranje delovne sile ter potrebo po učinkovitejši promociji energetskih poklicev. Članice EZS do leta 2030 načrtujejo več kot 2.000 novih zaposlitev, pri čemer med najbolj iskanimi profili prevladujejo strokovnjaki s področij elektrotehnike, strojništva in ekonomije.

Prispevek predstavlja projekt EPIK (Energetski poklici in kompetence) kot primer sektorsko povezanega pristopa h krepitvi kadrovskega bazena slovenske energetike. Projekt povezuje energetska podjetja, izobraževalne ustanove, šolske svetovalne delavce in mlade ter prek spletnega vodiča, multimedijskih kariernih zgodb in dogodkov v živo promovira študijske in karierne poti v energetiki. V prvih desetih mesecih delovanja je dosegel več kot 2.500 mladih, 3.900 aktivnih uporabnikov spletnega vodiča in več kot 23.000 ogledov spletnih vsebin.

Analiza ugotavlja, da tak sektorsko organiziran pristop omogoča ekonomijo obsega, večjo kredibilnost sporočil ter učinkovito podporo kadrovskim in promocijskim aktivnostim sodelujočih organizacij. Na podlagi rezultatov projekta in raziskav EZS oblikujemo predlog ključnih kazalnikov za spremljanje krepitve kadrovskega bazena slovenske energetike.

Ključne besede: energetika, zaposlovanje, kadri, promocija študijev in poklicev

1 Uvod

Kadri postajajo eden ključnih dejavnikov uspešnosti energetskega prehoda. Čeprav so v ospredju razprav pogosto tehnologije, investicije, digitalizacija in regulativa, številna mednarodna poročila opozarjajo, da bo uspešnost teh procesov v veliki meri odvisna od razpoložljivosti usposobljenih strokovnjakov. Energetski prehod zato ni le tehnološki, temveč tudi kadrovski izziv.

V Sloveniji energetska podjetja opozarjajo na staranje delovne sile, pomanjkanje ustrezno usposobljenih kandidatov in potrebo po tesnejšem povezovanju izobraževanja z gospodarstvom. Ob pričakovanih novih zaposlitvah v prihodnjih letih postaja krepitev kadrovskega bazena strateška naloga celotnega sektorja.

Prispevek izhaja iz predpostavke, da je za dolgoročno kadrovsko uspešnost potreben sektorsko povezan pristop. Najprej poda vpogled v globalne in slovenske kadrovske izzive v energetiki, sledi predstavitev projekta EPIK kot učinkovitega primera sektorskega pristopa, v zaključku pa ponudi predlog kazalnikov za spremljanje učinkovitosti krepitve kadrovskega bazena. Prispevek tako sledi logiki: izziv, rešitev in merjenje učinkov.

2 Stanje na področju kadrov v energetiki

2.1 Globalni kadrovski izzivi

Energetski prehod je eden največjih razvojnih in investicijskih izzivov današnjega časa. Mednarodne organizacije ob tehnoloških, regulativnih in finančnih dejavnikih med ključne pogoje za njegov uspeh uvrščajo tudi razpoložljivost ustrezno usposobljenih kadrov. Pomanjkanje strokovnjakov namreč vpliva na hitrost uvajanja nizkoogljičnih virov energije, digitalizacije omrežij, elektrifikacije in drugih ključnih procesov.

Združeni narodi, Evropska komisija, IRENA, ILO in druge mednarodne organizacije opozarjajo, da ciljev energetskega prehoda ne bo mogoče doseči brez sistematičnih vlaganj v razvoj kompetenc, izobraževanje in usposabljanje (United Nations, 2025; European Commission, 2025; IRENA & ILO, 2026). Na pomanjkanje kadrov kot ozko grlo energetskega prehoda opozarjajo tudi evropske energetske organizacije, ki izpostavljajo vpliv kadrovskih vrzeli na razvoj omrežij, digitalizacijo in vključevanje nizkoogljičnih virov energije (ENTSO-E, 2025; Eurelectric et al., 2026). Zato številne države že vzpostavljajo sektorske pristope za krepitev kadrovskega bazena energetike, med drugim prek programov *Powering Skills Organisation* v Avstraliji, *Careers in Energy* v Kanadi, *Skills for Zero Carbon* na Irskem ter *Mentor to Impact* na Danskem. Skupna značilnost teh pobud je, da promocijo energetskih poklicev in razvoj prihodnjih kadrov obravnavajo kot skupen interes celotnega sektorja, ki zahteva dolgoročno sodelovanje energetskih podjetij, izobraževalnih ustanov in mladih talentov.

2.2 Kadrovski izzivi slovenske energetike

Podobni izzivi se kažejo tudi v Sloveniji. Anketa, ki jo je opravila Energetska zbornica Slovenije (EZS) med svojimi člani v letu 2025, je pokazala, da 64 % podjetij zaznava naraščajočo povprečno starost zaposlenih, 53 % pa se sooča s težavami pri zapolnjevanju ključnih delovnih mest. Kot največji izziv podjetja izpostavljajo pomanjkanje ustrezno usposobljenih kandidatov na trgu dela, kar navaja 56 % sodelujočih družb (EZS, 2025).

Čeprav kar 83 % energetskih podjetij že sodeluje z izobraževalnimi ustanovami, jih 86 % ocenjuje, da trenutni izobraževalni programi le delno ali nezadostno odgovarjajo na potrebe sektorja. Pri tem izpostavljajo predvsem naraščajoči pomen znanj s področij energetskih sistemov, obnovljivih virov energije, digitalizacije, analitike podatkov, kibernetske varnosti in upravljanja omrežij. Podjetja med ključnimi ukrepi za zagotavljanje dolgoročno stabilnega in konkurenčnega nacionalnega kadrovskega bazena najpogosteje navajajo

krepitev promocije poklicev v energetiki (92 % anketiranih) in aktivno povezovanje izobraževalnih ustanov z gospodarstvom (89 %) (EZS, 2025). Obe usmeritvi neposredno nakazujeta potrebo po koordiniranih sektorskih pristopih.

Nadgradnja raziskave EZS v letu 2026 je pokazala, da 33 podjetij, članic EZS, ki skupaj zaposlujejo več kot 11.600 ljudi oziroma predstavljajo približno 93 % vseh zaposlenih v slovenski energetiki, do leta 2030 načrtuje najmanj 2.091 novih zaposlitev, hkrati pa pričakuje približno 1.642 upokojitev. Med najbolj iskanimi profili prevladujejo strokovnjaki s področja elektrotehnike (29 %), strojništva (13 %) in ekonomije (7 %) (EZS, 2026).

Rezultati potrjujejo, da bo dolgoročna konkurenčnost slovenske energetike v veliki meri odvisna od sposobnosti sektorja, da pravočasno privabi nove generacije strokovnjakov, jih ustrezno razvija in ohranja v panogi. To pa zahteva sistematične in usklajene aktivnosti na ravni celotnega sektorja.

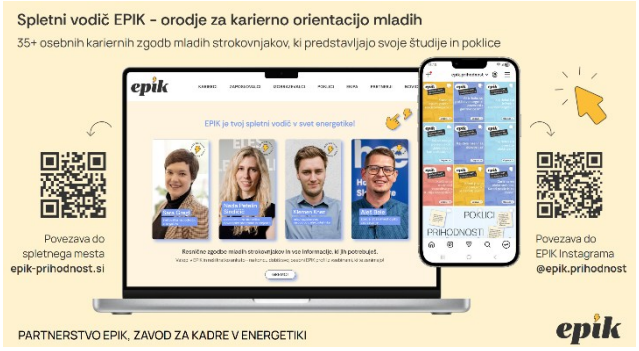
3 Projekt EPIK kot sektorski pristop h krepitvi kadrovskega bazena energetike

3.1 Nastanek in zasnova projekta EPIK

Kot odgovor na omenjene izzive je bil leta 2025 vzpostavljen projekt EPIK (Energetski poklici in kompetence), ki ga izvaja nepridobitni zavod Partnerstvo EPIK, zavod za kadre v energetiki. Namen projekta je mladim približati študijske in karierne možnosti v energetiki ter povezovati ključne deležnike na področju kadrovskega razvoja panoge. EPIK k promociji energetskih poklicev pristopa z vidika skupnega interesa energetskega sektorja in povezuje energetske zaposlovalce, izobraževalne ustanove, šolske svetovalne delavce in mlade strokovnjake, s čimer spodbuja spoznavanje kompetenc, kariernih poti in poklicev prihodnosti. Primarna ciljna skupina so dijaki zaključnih letnikov srednjih šol, v prihodnje pa bodo vključene tudi druge skupine šolajočih mladih in iskalci zaposlitve.

Ustanovni podporniki projekta so ELES, Plinovodi, Skupina HSE in Skupina GEN, partner projekta pa Energetska zbornica Slovenije.

Slika 1: Osrednje orodje projekta EPIK je istoimenski spletni vodič, namenjen karierni orientaciji dijakov in študentov: www.epik-prihodnost.si



Vir: Partnerstvo EPIK, 2026.

3.2 Aktivnosti in rezultati zagonskega obdobja

Izhodišče projekta je spletni vodič EPIK (Slika 1), ki ponuja informacije o izobraževalnih poteh, študijskih programih, delodajalcih in kompetencah za delo v energetiki. Osrednja

vsebina vodiča so multimedijske karierne zgodbe mladih strokovnjakov oziroma EPIK kariercev, ki predstavljajo svoje študijske in poklicne poti.

Aktivnosti v živo izvajamo neposredno med mladimi na srednjih šolah in fakultetah, informativnih dnevih, kariernih sejmih, strokovnih dogodkih in nagradnih tekmovanjih. Pomemben del sodelovanja je povezovanje s šolskimi strokovnimi in svetovalnimi delavci, ki prepoznavajo potrebo po tovrstni podpori karierni orientaciji mladih. Dosedanji rezultati projekta so povzeti v tabeli 1.

Tabela 1: Ključni rezultati zagonskega obdobja projekta EPIK (januar–oktober 2026)

Kazalnik	Rezultat
Število javnih dogodkov, predstavitev in delavnic	16
Število doseženih mladih	2.500+
Aktivni uporabniki spletnega vodiča EPIK	3.900+
Ogledi spletnega vodiča EPIK	23.000+
Prejeta individualna vprašanja mladih o študijih in poklicih	220
Objavljene multimedijske karierne zgodbe v spletnem vodiču EPIK	39
Predstavljeni poklici v spletnem vodiču EPIK	55

Vir: Partnerstvo EPIK, 2026.

3.3 Stroškovna učinkovitost sektorskega pristopa

Rezultati zagonskega obdobja projekta EPIK potrjujejo, da lahko sektorski pristop uspešno doseže mlade ter ustvarja vsebine z dolgoročno uporabno vrednostjo za energetska podjetja, izobraževalne ustanove in druge deležnike. Ključna prednost povezanega pristopa je ekonomija obsega, saj se priprava multimedijskih kariernih vsebin, predstavitev poklicev in promocijskih aktivnosti izvajajo skupno za potrebe celotnega sektorja, kar omogoča racionalno porabo sredstev. Stroški projektnih aktivnosti se namreč porazdelijo med več organizacij, ki so člani Partnerstva EPIK, učinkov pa je deležen celotni sektor.

Dodatna prednost je večja kredibilnost komunikacije, saj mladi skozi EPIK spoznavajo energetski sektor kot celoto in ne le posameznih organizacij. Projekt, katerega vsebine in orodja so brezplačna in prosto dostopna, sodelujočim organizacijam hkrati zagotavlja dodatno podporo pri njihovih lastnih, organizacijskih aktivnostih na področju privabljanja mladih kadrov. Prvi rezultati kažejo, da lahko EPIK kot sektorsko organiziran model ob racionalni porabi sredstev pomembno prispeva h krepitvi kadrovskega bazena slovenske energetike.

4 Merjenje uspešnosti krepitve kadrovskega bazena: predlog ključnih kazalnikov

Na podlagi kadrovskih izzivov, ugotovljenih v raziskavah EZS (2025 in 2026), in dosedanjih rezultatov projekta EPIK predlagamo nabor strateških kadrovskih in komunikacijskih kazalnikov za spremljanje kadrovskega bazena slovenske energetike (Tabela 2). Gre za delovni nabor kazalnikov, ki ga bosta Partnerstvo EPIK in Energetska zbornica Slovenije skupaj s člani partnerstva v prihodnje še usklajevala, konkretizirala ter opredelila način in pogostost njegovega spremljanja.

Tabela 2: Predlog kazalnikov za spremljanje kadrovskega bazena slovenske energetike

Skupina kazalnikov	**Kazalnik**
Strateški kadrovski kazalniki	KPI 1: Število vpisanih študentov in diplomantov ključnih smeri (namen: spremljanje velikosti kadrovskega bazena energetike) KPI 2: Število izobraževalcev in zaposlovalcev, vključenih v Partnerstvo EPIK (namen: spremljanje stopnje sektorskega povezovanja pri krepitvi kadrovskega bazena energetike) KPI 3: Obseg in vrsta vključenosti organizacij in zaposlenih v promocijo študijev in poklicev (namen: spremljanje aktivnosti sektorja pri karierni orientaciji in privabljanju kadrov)
Komunikacijski (promocijski) kazalniki	KPI 4: Doseg mladih z EPIK vsebinami in aktivnostmi, po izobraževalnih segmentih (namen: spremljanje dosega ciljnih skupin mladih) KPI 5: Privlačnost in uporabnost EPIK kariernih vsebin in orodij (namen: spremljanje odziva mladih in multiplikatorjev, kot so mentorji in šolski svetovalni delavci, na vsebine, orodja in dogodke projekta) KPI 6: Aktivacija mladih v odnosu do EPIK vsebin, orodij in kariernih priložnosti (namen: spremljanje aktivnega raziskovanja in vključevanja mladih v karierne priložnosti v energetiki)

Vir: Predlog soavtoric na podlagi kadrovskih raziskav EZS (2025, 2026) in rezultatov Partnerstva EPIK (2026).

5 Sklep

Mednarodne analize in ugotovitve slovenskega energetskega sektorja potrjujejo, da postaja pomanjkanje usposobljenih kadrov eden ključnih izzivov energetskega prehoda. Ob pričakovanih več kot 2.000 novih zaposlitvah do leta 2030 bo sposobnost privabljanja, razvoja in zadržanja mladih talentov pomembno vplivala na razvoj slovenske energetike.

Projekt EPIK je primer sektorsko povezanega pristopa k reševanju kadrovskega izziva. Rezultati zagonskega obdobja projekta kažejo, da lahko skupna, sektorsko povezana promocija študijev in poklicev učinkovito dosega mlade ter krepi povezovanje energetskih podjetij in izobraževalnih ustanov z njimi. Predlagani kazalniki so izhodišče za sistematično spremljanje učinkov takšnih aktivnosti. Dosedanje izkušnje potrjujejo smiselnost nadaljnjega razvoja EPIK kot nacionalne platforme za krepitev kadrovskega bazena slovenske energetike, ki temelji na sodelovanju energetskih podjetij, izobraževalnih ustanov in ključnih deležnikov.

Literatura

1. Careers in Energy. (2026). Najdeno 15. 10. 2026 na spletnem naslovu https://careersinenergy.ca/
2. Energetska zbornica Slovenije. (2025). *Analiza EZS o kadrovskih izzivih v energetskem sektorju*. Najdeno 15. 10. 2026 na spletnem naslovu https://ezs.si/analiza-ezs-o-kadrovskih-izzivih-v-energetskem-sektorju/
3. Energetska zbornica Slovenije. (2026). *UO EZS v Ljubljani: O kadrih do leta 2030 ter naprednih energetskih rešitvah za prestolnico.* Najdeno 15. 10. 2026 na spletnem naslovu https://ezs.si/uo-ezs-v-ljubljani-o-kadrih-do-leta-2030-ter-naprednih-energetskih-resitvah-za-prestolnico/

4. ENTSO-E. (2025). *Electrifying Europe: Industry and Grid Operators Discuss the Skilled Workforce Gap*. Najdeno 15. 10. 2026 na spletnem naslovu https://www.entsoe.eu/news/2025/05/16/electrifying-europe-industry-and-grid-operators-discuss-the-skilled-workforce-gap/
5. European Commission. (2025). *Labour Market Transitions and Skills Investment Needs of a Green Transition – A New Approach*. Brussels: European Commission.
6. Eurelectric, EPSU & industriAll Europe. (2026). *Towards Attractive Workplaces and a Just Transition in the European Electricity Sector*. Brussels: Eurelectric.
7. IRENA & ILO. (2026). *Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2025*. Abu Dhabi: IRENA.
8. Mentor to Impact. (2026). *Organisation and Workforce Development for a Just Green Transition*. Najdeno 15. 10. 2026 na spletnem naslovu https://mentortoimpact.dk
9. Partnerstvo EPIK. (2026). *EPIK – Energetski poklici in kompetence*. Najdeno 15. 10. 2026 na spletnem naslovu https://www.epik-prihodnost.si
10. Powering Skills Organisation. (2026). *Skills that power Australia. Training products, workforce research and consultation for energy, gas and renewables.* Najdeno 15. 10. 2026 na spletnem naslovu https://poweringskills.com.au
11. Skillnet Ireland. (2025). *Skills for Zero Carbon - The Demand for Renewable Energy, Residential Retrofit and Electric Vehicle Deployment Skills to 2030.* Najdeno 15. 10. 2026 na spletnem naslovu https://skillsireland.ie/latest-news/2021/skills-for-zero-carbon/
12. United Nations. (2025). *Seizing the moment of opportunity: Supercharging the new energy era of renewables, efficiency and electrification*. New York: United Nations.
13. World Energy Council. (2026). *World Energy Trilemma Report 2026.* Najdeno 15. 10. 2026 na spletnem naslovu: https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-report-2026