

**ELES, d.o.o.**  
**Hajdrihova 2**  
**1000 Ljubljana**

**Ljubljana, dne 22.08.2024**

**Republika Slovenija**  
**Ministrstvo za okolje, podnebje in energijo**  
**Langusova ulica 4**  
**1000 Ljubljana**  
**Minister mag.Bojan Kumer**

***Analiza 100% OVE scenarija v elektroenergetskem sektorju za Slovenijo  
za leto 2044*** —

***dopis MOPE z dne 12.06.2024***  
***(št.dopisa 010-30//2024-2570-136)***

**Direktor ELES, d.o.o.**  
**mag. Aleksander Mervar**



**Dostavljeno: 1x naslovník.**

**Priloge:**

- **dopis MOPE z dne 12.06.2024 (št.dopisa 010-30//2024-2570-136)**



## Vsebina

SEZNAM KRATIC:	5
1. UVOD	7
2. OPIS METODOLOGIJE	9
2. 1. Ocena porabe EE	9
2. 2. Proizvodnja EE na PO in DO	10
2. 3. Delovanje ČHE	11
2. 4. Baterijski sistemi	11
2. 5. Uporaba OCGT/CCGT	11
2. 6. Višek EE iz SE, potencial za proizvodnjo zelenega vodika	12
2. 7. Optimizacija variant	12
2. 8. Pomembni analitični podatki za primerjavo variant	12
2. 9. Osnovna investicijska vrednost	13
2. 10. Vrednotenje variant	13
2. 11. Časovna komponenta kot eden izmed pomembnih dejavnikov odločitve za konkretno varianto	13
3. POVZETEK UGOTOVITEV	14
3. 1. SWOT analiza	15
3. 2. Priporočila	17
4. SLOVENSKA ELEKTROENERGETIKA V OBDOBJU 01.01.2019 DO 30.06.2024	19
4. 1. Letne in urne bilance na PO	19
4. 1.1. Letne bilance	19
4. 1. 2. Petletno povprečje bilanc EE v RS in sosednjih državah	20
4. 1. 3. Urne bilance	21
4. 2. Gibanje porabe EE na PO in DO v prvih šestih mesecih let 2019 do 2024	22
4. 3. Končne cene EE leta 2023 v EU	22
4. 4. Delež proizvedene EE iz OVE in nizkoogljičnih virov leta 2023 v EU	23
5. Enoten evropski trg z EE, čezmejne prenosne zmogljivosti RS	24
5. 1. Podatki o termičnih kapacitetah na vseh mejah z oceno povprečnih trgovalnih kapacitet	24
5. 1. 1. Oktober 2022 - skoraj 100% uvozna odvisnost – zakaj si to lahko privoščimo?	25
5. 2. Podatki o deležu tranzita EE v primerjavi z ostalimi članicami EE	26
5. 3. Delovanje EU trga z EE	26
5. 4. Kaj pričakujemo z razmahom instaliranih kapacitet SE in VE tako v EU/Evropi	28
6. IZRAČUNI	29

6. 1. Projekcije instaliranih moči proizvodnih enot	29
6. 1. 1. Izračuni Capacity Factors's	31
6. 2. Projekcije porabe EE po variantah	32
6. 3. Ocena delovanja slovenskega EES v okoliščinah visokega deleža razpršenih proizvodnih OVE virov	32
6. 4. Sistemske storitve danes in v prihodnjih dveh desetletjih	33
6. 5. Ocena investicijskih vlaganj po variantah	35
6. 5. 1. Ocena investicije na enoto mere	35
6. 5. 2. Investicijska vlaganja za štiri osnovne variante	38
6. 5. 3. Ocena investicijskih vlaganja za pet optimiranih variant in dodano varianto 100% OVE	39
6. 6. Izgube zaradi glajenja urnih bilanc v odvisnosti od posamezne variante	41
7. RANGIRANJE VARIANT	43
8. PODROBNEJŠA PRESOJA TREH NAJBOLJE OCENJENIH VARIANT	45
8. 1. Urne bilance leto 2044	46
8. 2. Urne bilance leto 2044, jedrski scenarij IJS, MW SE	47
8. 3. Izračun letnih bilanc za obdobje 2024 do 2044	47
8. 4. Analiza občutljivosti variante brez NEK in brez JEK-2, SE 8.585 MW	49
9. VARIANTA 100% OVE	51
9. 1. Predstavitev rezultatov	51
9. 2. Urne in kumulativne bilance za leto 2044	53
9. 3. IRR in NSV za SE – analiza občutljivosti	54
10. ELEKTROLIZNA PROIZVODNJA ZELENEGA VODIKA IZ URNIH PRESEŽKOV PROIZVEDENE EE IZ SE – ZA SCENARIJ 100% OVE	56
10. 1. Vhodni podatki – frekvenčna porazdelitev urnih presežkov proizvedene EE iz SE	56
10. 2. Stroškovna cena proizvedene MWh EE iz zelenega vodika v procesu OCGT/CCGT	57
10. 3. Matrika stroškovnih cen v odvisnosti od vstopnih nabavnih cen MWh EE in različnih C.F.	58
10. 4. Stroškovne cene proizvedene MWh EE iz zelenega vodika v procesu CCGT in C.F. ne manj kot 0,1 – izbrane tri variante	59
11. VIRI	60

## SEZNAM KRATIC:

- C.F.: ang. CapacityFactor (število ur obratovanja v letu na polni moči)
- CAPEX: angl. capital expenditures (stroški kapitala)
- CCGT: angl. Combined Cycle Gas Turbine (plinska turbina v kombiniranem ciklu delovanja)
- CFD: contract for differences
- CORE: angl. Core region comprises 13 countries: Austria, Belgium, Croatia, Czech Republic, France, Germany, Hungary, Luxembourg, the Netherlands, Poland, Romania, Slovakia and Slovenia
- CRM: angl. Capacity Remuneration Mechanism (mehanizmi za zagotavljanje zmogljivosti proizvodnih enot)
- ČHE: črpalna hidroelektrarna
- DO: distribucijsko elektroenergetsko omrežje
- E.M.: enota mere
- EDP: elektrodistribucijsko podjetje
- EE: električna energija
- EES: elektroenergetski sistem
- EIMV: Elektroinštitut Milan Vidmar
- ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators
- EU: Evropska unija
- EZ2: Energetski zakon 2
- GWh: gigavatna ura (energija)
- HE: hidroelektrarna
- HSE: Holding slovenske elektrarne
- HOPS: hrvaški sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja
- IEA: International Energy Agency
- IJS: Inštitut Jožef Stefan
- IRENA: International Renewable Energy Agency
- IRR: interna stopnja donosa
- JAO: Joint Allocation Office Luxembourg
- JEK – 2: projekt potencialnega drugega bloka jedrske elektrarne v Krškem
- LCOE: levelized cost of electricity
- MOPE: Ministrstvo za okolje, podnebje in energijo
- MW: megavat (moč)
- MWh: megavatna ura (energija)
- NEK: Nuklearna elektrarna Krško
- NN: nizkonapetostno elektroenergetsko omrežje
- NOS BiH: sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja Bosne in Hercegovine
- NREL: National Renewable Energy Laboratory
- NSV: neto sedanja vrednost investicije
- OCGT: angl. Open Cycle Gas Turbine (plinska turbina v odprtem ciklu delovanja)

- OPEX: ang. operating expenses (stroški vzdrževanja in delovanja)
- OVE: obnovljivi viri energije
- PO: prenosno elektroenergetsko omrežje
- PV: Premogovnik Velenje
- RS: Republika Slovenija
- RTP: regulacijsko transformatorska postaja
- SAFA: angl. Synchronous Area Framework for the ENTSO-E Regional Group Continental Europe (sporazum sinhronskega območja centralne Evrope)
- SE: sončna elektrarna
- SN: sredjenapetostno elektroenergetsko omrežje
- SPT: proizvajalca toplotne in električne energije
- VE: vetrna elektrarna
- T.Č.: toplotna črpalka
- TE: termoelektrarna
- Te: toplotna energija
- TEB: Termoelektrarna Brestanica
- TEŠ: Termoelektrarna Šoštanj
- TET: Termoelektrarna Trbovlje
- TP: transformatorska postaja
- TSO: angl. Transmission system operator (sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja)
- TWh: teravatna ura (energija)
- VN: nizkonapetostno elektroenergetsko omrežje
- ZOEE: Zakon o oskrbi z električno energijo.

## 1. UVOD

Kot direktor družbe ELES sem junija 2024 prejel dopis Ministrstva za okolje, podnebje in energijo (MOPE) s prošnjo, da na podlagi zahtev zunanjih deležnikov (nevladne organizacije, Predsednica RS,...) pripravim analizo »100% OVE« scenarija v elektroenergetskem sektorju Slovenije za leto 2050. Dopisu so bili priloženi izhodiščni podatki z napotkom, da naj izračuni upoštevajo podane količine proizvedene EE iz OVE za leto 2030 ter usmeritve za leto 2050, vključno z izračunom potrebnih vlaganj v plinske elektrarne (OCGT, CCGT), ovrednotenjem potrebnih vlaganj v elektroenergetsko omrežje in še nekaj drugih usmeritev. Dopis nalaga, naj se izračuni osredotočajo na leto 2030 kot izhodišče in leto 2050 kot končno leto analize.

Ne glede na izhodišča sem k analizi pristopil s prilagojeno ciljno letnico 2044. V tem letu se namreč izteka življenjska doba NEK, življenjska doba TEŠ se izteče že desetletje prej, medtem pa po moji oceni JEK 2 leta 2040 še ne bo v obratovanju, čeprav je v uradnih dokumentih to leto navedeno kot prvo leto poskusnega obratovanja. Sam sem glede tega skeptičen zlasti zaradi (tudi osebnih) izkušenj, ki pričajo o dolgoletni izgradnji novih prenosnih elektroenergetskih objektov (za potrebe izgradnje JEK 2 moramo prestaviti RTP 400/110 kV Krško in 400 kV stikališče NEK ter 3 400 kV daljnovode in 7 110 kV povezav). V primeru izgradnje JEK 2 bi investicije moral izvesti ELES, financirati pa investitor v JEK 2, toda k realizaciji teh načrtov je možno pristopiti šele, ko bo investitor v JEK 2 pridobil gradbena dovoljenja.<sup>1</sup>

Poleg tega sem pri scenariju »100% OVE« uporabil za 2% višjo proizvodnjo iz OVE, kot je navedena v uvodoma omenjenem dopisu, pri scenariju »OVE-optimirano« pa 19% nižjo, in sicer zaradi optimiranja instalirane moči SE in posledično nižje proizvodnje zaradi prevelikih presežkov proizvedene EE iz SE, ki je ni mogoče uporabiti v baterijskih hranilnikih in ČHE Avče (pri čemer za ČHE Kozjak upoštevam napoved, da prične obratovati v letu 2033).

Če odmislim optimiranje SE se z izhodiščnimi vrednostmi MOPE najbolj razhajam pri proizvodnji EE iz HE. V dopisu je navedena letna proizvodnja za leto 2030 v višini 4.717 GWh. Medtem pa analiza podatkov zadnjih šest let (2018 – 2023) pokaže, da imajo obstoječe HE priključene na PO imajo nespremenjeno moč od vključno leta 2018, ko je z obratovanjem pričela HE Brežice. Najvišja letna proizvodnja je zabeležena v letu 2023 (4.896 GWh) in najnižja leta 2022 (3.060 GWh), povprečje teh dveh let je 3.980 GWh. V svojih izračunih sem tako za leto 2030 uporabil vrednost 3.977 GWh (vrednost je seštevek proizvodnje HE, priključene na PO in DO, odšteta pa je proizvodnja iz ČHE Avče, za katero velja, da se ne šteje v t.i. OVE proizvodnjo). Ob tem ocenjujem, da do leta 2030 ne bo pričela s celoletnim obratovanjem nobena nova HE, priključena na PO. Prva, ki bi sicer lahko pričela s proizvodnjo, bi lahko bila HE Mokrice.

Prepričan sem, da je največja pomanjkljivost vseh izračunov, ki so navedeni v številnih slovenskih dokumentih, v tem, da so v njih upoštevane bilance EE na letni osnovi. Sam menim, da je takšen pristop napačen, iz analize pridobljeni rezultati pa zavajajoči. Ta ugotovitev velja tudi za izračune v NEPN 2024 (osnutek). Sam namesto letnih v svojih analizah in izračunih uporabljam urne bilance. Ob tem se zavedam, da je takšen - avtorski - pristop v naši državi in regiji unikum, a ga sam trdno zagovarjam:

---

<sup>1</sup> V primeru sklenitve sporazuma med investitorjem v JEK 2 in ELES pred letom 2028 o izvedbi investicij prestavitve stikališča NEK, RTP Krško in VN daljnovodov, s katerim investitor v JEK 2 zagotavlja finančne vire in prevzema tveganja, je možno ocenjen dodatni rok 5 let skrajšati za najmanj 3 leta.

prvič sem ga uporabil ob izračunavanju projekcij urnih bilanc za leta 2023 do 2050. V obdobju december 2021 – april 2022 sem sodeloval v ekspertni skupini (ki so jo poleg mene sestavljali še prof. dr. Jože P. Damijan, mag. Drago Babič in dr. Dejan Paravan), ki je pripravila dokument »*Usmeritve slovenske elektroenergetike do leta 2050*«. Za potrebe izračunov sem takrat zasnoval metodologijo, ki temelji na urnih podatkih proizvodnje in porabe EE, upoštevajoč dve vrsti hranilnikov (ČHE in baterije) ter proizvodnji zelenega vodika iz viškov proizvedene EE iz SE. Za namen pričujoče analize sem tedaj uporabljeno metodologijo nadgradil in na njeni osnovi zasnoval izračune ter analizo, ki jo podrobneje predstavljam v nadaljevanju.

Z dopisom naložene naloge sem se lotil sam, s pomočjo svojih sodelavcev pa sem pridobil najbolj verodostojne, ažurne in realne podatke. Izračuni in izsledki, ki so predstavljeni v nadaljevanju tega dokumenta, temeljijo na več kot 8 milijonih različnih podatkih in formulah. Za analizo sem porabil manjši del službenega časa, predvsem pa sem temu dokumentu namenil svoj prosti čas od 20. junija 2024 do izdaje dokumenta. Vse izračune sem večkrat logično preverjal. Za njimi stojim in jih zagovarjam.



## 2. OPIS METODOLOGIJE

V dokumentu je razdelanih 10 variant; od tega sta dve osnovni in vanju ni vključen JEK 2, in sicer ena z in ena brez NEK po letu 2043. Nadgradnja je predstavljena v treh optimiziranih variantah, ki izhajajo iz dveh osnovnih variant. Poleg tega sta v dokumentu razdelani še dve osnovni varianti, ki vključujeta JEK 2, ena z in ena brez NEK po letu 2043, ter na njuni osnovi še dve optimizaciji. Dodana je še varianta 100% OVE.

Štirje izračuni so narejeni na temelju urnih bilanc: osnovni, nivo po uporabi ČHE, nivo po uporabi baterij in nivo po uporabi OCGT/CCGT.

V točkah 2.1. do 2.11 sledijo poglavja z analizami in primerjavami.

Posebni poglavji sta namenjeni izračunu ekonomike za SE pri različnih prodajnih cenah MWh EE, pri različnih C.F. in investicijskih izdatkih ter proizvodnji zelenega vodika s pomočjo elektrolize viškov EE z upoštevanjem dveh spremenljivk (C.F. in vhodna cena MWh EE).

### 2. 1. Ocena porabe EE

#### a. Poraba na PO

Poraba na PO je povzeta iz osnutka 10 letnih razvojnih načrtov PO in DO 2025 – 2034 (ELES 2024). Ne predvidevam ponovne proizvodnje primarnega aluminija v Talum, d.d..

#### b. Povečana poraba EE s povečanim obsegom železniškega prometa

Vpliv je upoštevan pri porabi na PO.

#### c. Poraba na DO

Poraba na DO je povzeta iz osnutka 10 letnih razvojnih načrtov PO in DO 2025 – 2034 (ELES 2024).

#### d. Poraba EE za naprave za proizvodnjo biomasnih sekancev

Investicije v SPTE na lesno biomaso bodo povzročile povečano porabo EE za pripravo energenta – lesnih sekancev (sušilniki, sekalniki). Letno porabo v letu 2044 ocenjujem na 27 GWh, pri čemer proizvodnjo predvidevam v času od 07.00 - 18.00 v mesecih april – oktober.

#### e. Poraba EE za T.Č.

Po določitvi števila T.Č. za leto 2044 in njihove povprečne moči porabe EE sem izračunal povprečno letno porabo EE za T.Č., ki sem, jo nato porazdelil po mesecih. Za vsak mesec sem določil povprečne urne porabe EE v dnevu.

#### f. Emobilnost – baterije

Temelje koncepta Vehicle-to-Grid (V2G) vidim kot rešitev, ki bo v prihodnosti nujna za obvladovanje elektroenergetskih sistemov. Kapaciteta vgrajenih baterij v vozila namreč bistveno presega povprečno dnevno porabo vozila. Sistem bo tako temeljil na sledečem načelu: polnjenje podnevi, ko bo EE preveč, in sicer do razpoložljive kapacitete baterije, ponoči pa bodo te baterije nudile prožnost do določenega nivoja napolnjenosti baterije. Cenovno sta V2G polnilnica in tudi vozilo, ki mora biti prilagojeno, dražja, in dokler uporabniki ne bodo uvideli konkretnih koristi tako za samo uporabo kot za morebitno vključitev in donos pri ponujanju prožnosti, se za to verjetno ne bodo odločali. Ocenjujem, da bo treba razmisliti o uvedbi nove podporne sheme.

Na podlagi projekcij sem določil število e-vozil po tipih (osebna vozila, kombinirana vozila, tovornjaki, vlačilci, avtobusi), za vsakega od njih sem določil moč in kapaciteto baterije.

Te baterije se polnijo čez dan; ob tem 15% predstavlja izgube cikla, 50,2% se vrne v EES v nočnem času, 34,8% predstavlja poraba za e- mobilnost.

#### g. Izgube na PO in DO

Izgube na PO in DO so povzete iz osnutka 10 letnih razvojnih načrtov PO in DO 2025 – 2034 (ELES 2024).

## 2. 2. Proizvodnja EE na PO in DO

#### a. Obratovanje SE

Urna proizvodnja je določena kot zmnožek moči SE in povprečja petletnih urnih C.F..

#### b. Obratovanje VE

Urna proizvodnja je določena kot zmnožek moči VE in povprečja triletnih C.F..

#### c. Ostali proizvodni viri OVE

Enakomerna urna proizvodnja skozi celotno leto.

#### d. Obratovanje HE

Slovenske HE so akumulacijsko - pretočnega tipa. Upoštevano je, da se čez dan akumulacija polni, nato HE obratujejo od 21.00 - 06.00, torej v obdobju, ko ni proizvodnje iz SE, kar je obratno, kot sedaj.

#### e. SPTE

Obratovanje SPTE je planirano samo za režim soproizvodnje EE in TE, in sicer v obdobju 16.04. do 15.10., SPTE ne obratujejo v kondenzacijskem režimu.

Moč SPTE na plin za soproizvodnjo EE in TE je določena na podlagi obstoječih SPTE in upoštevan popolni prehod obrata TE TOL v lasti Energetike Ljubljana.

Moč SPTE na lesno biomaso je določena glede na oceno možnosti oskrbe z lesnimi sekanci iz teritorija RS.

Moč SPTE na komunalni odpad je ocenjena glede na kalorično vrednost nenevarnega komunalnega odpada v RS.

#### f. NEK

Uporabljen je povprečni letni C.F. 0, 94 za moč 348 MW. Pri C.F. nisem upošteval rednega remonta v obdobju vsakih 18 mesecev, niti morebitnih izpadov iz obratovanja (primer november-december 20239; ob upoštevanju 18- mesečnega remontnega cikla se CF giblje med 0,89 do 0,99.

#### g. JEK 2

Uporabljen je povprečni letni C.F. 0, 94 za moč 1.100 MW. Pri C.F. nisem upošteval rednega remonta v obdobju vsakih 18 mesecev, niti morebitnih izpadov iz obratovanja (primer november-december 2023); ob upoštevanju 18 -mesečnega remontnega cikla se CF giblje med 0,89 do 0,99.

#### h. Emobilnost – baterije

Od porabe za polnjenje baterij emobilnosti se vrne v EES 50,2% porabljene EE za polnjenje baterij. Upoštevana je izguba cikla 15%.

### 2. 3. Delovanje ČHE

Na podlagi urnih bilanc (glej poglavje Metodologija; točki 2.1. in 2.2.), sem s pomočjo večnivojskih IF funkcij izračunal potencial EE za črpanje in proizvodnjo EE. Potencial sem izračunal glede na instalirano moč ČHE in urnega presežka ter stanja akumulacije (stanje predhodne ure, preostanek za črpanje).

Velja isti režim kot pri HE (glej točka 2.2., alineja d.): črpalni režim preko dneva, generatorski način obratovanja v nočnem času. Upoštevana je 23% izguba pri ciklu črpanje -proizvodnja EE.

### 2. 4. Baterijski sistemi

Na podlagi urnih bilanc (glej poglavje Metodologija; točka 2.3.) sem s pomočjo večnivojskih IF funkcij, izračunal potencial EE za polnjenje in praznjenje baterij. Potencial za polnjenje sem izračunal glede na urne presežke v odvisnosti od instalirane moči in kapacitete baterijskih sistemov (uporabljeno razmerje 1 MW moč, 2 MWh kapaciteta), potencial za praznjenje baterij pa glede na urne manke, moči in stanja napolnjenosti baterij (stanje predhodno uro, preostanek kapacitete za polnjenje, praznjenje glede na moč in stanje napolnjenosti baterij). Upoštevana je 15% izguba pri ciklu polnjenje-praznjenje.

### 2. 5. Uporaba OCGT/CCGT

Na podlagi urnih bilanc (glej poglavje Metodologija; točka 2.4.) sem urne negativne bilance korigiral z vrednostjo potencialne proizvodnje iz OCGT/CCGT, pri čemer ta na urnem nivoju ne znaša več kot je negativna bilanca in ne več kot je instalirana moč OCGT/CCGT.

## 2. 6. Višek EE iz SE, potencial za proizvodnjo zelenega vodika

Od urnih bilanc (glej poglavje Metodologija; točka 2.5.) sem s pomočjo IF funkcij izračunal urne presežke proizvedene EE iz SE. Urne presežke EE iz SE sem uredil s pomočjo funkcije »FREQUENCY« po razredih (prikazano v točki 10.1). Kot ciljni C.F. za elektrolizer sem upošteval 0,40. V odvisnosti od frekvenčne porazdelitve urnih viškov EE iz SE sem določil vsoto MWh EE za elektrolizo.

## 2. 7. Optimizacija variant

Na podlagi urnih bilanc (glej poglavje Metodologija; točka 2.6.) sem izvedel optimizacije, pri čemer sem spreminjal moč SE, moč/kapaciteto baterij, moč in kapaciteto akumulacij ČHE, moč in proizvodnjo OCGT/CCGT.

Ciljne vrednosti optimizacije sem določil za kategorije:

- uvozna odvisnost (viški proizvedene EE iz SE se odšteje od proizvodnje) med 5% in 10% na letnem nivoju,
- uvozna odvisnost brez upoštevanja urnih viškov EE ne več kot 10%,
- najvišja urna uvozna odvisnost mora biti enaka ali manjša od seštevka moči ČHE, sistemskih baterij in OCGT/CCGT,
- višek EE iz SE, znižan za potencial elektrolize (C.F. za elektrolizerje je določen pri 0,4) enak ali manjši od 15%,
- nizkoogljična proizvodnja ne manj kot 85%.

## 2. 8. Pomembni analitični podatki za primerjavo variant

Posebej sem proučil naslednje dobljene vrednosti:

- presežek urnih bilanc EE iz SE v letu,
- presežek urnih bilanc EE v letu,
- najvišji urni manko v letu,
- število ur v letu z negativno bilanco,
- najvišji urni presežek v letu,
- število ur v letu s pozitivno bilanco,
- delež proizvodnje EE iz OVE v letu,
- delež nizkoogljične proizvodnje EE v letu,
- potencial urnih viškov EE iz SE v letu za proizvodnjo zelenega vodika pri ciljnem C.F. za elektrolizer 0,4.

## 2. 9. Osnovna investicijska vrednost

Osnovne investicijske vrednosti so izračunane po metodi stalnih cen za leto 2024.

Za vse proizvodne naprave so upoštevana povprečja iz mednarodnih študij (glej seznam virov). Za JEK-2 sem opravil preračun na podlagi objavljene ponudbene cene KHNP za češko jedrsko elektrarno Dukovany (julij 2024).

Višina vložkov v elektroenergetsko omrežje (PO in DO) je izračunana iz podatkov, ki smo jih uporabili pri izdelavi osnutka 10 letnih načrtov razvoja PO in DO za leta 2025 do 2034 (april-julij 2024).

Stroški financiranja niso upoštevani.

Ker so življenjske dobe posameznih proizvodnih enot in elektroenergetskega omrežja med 30 do 60 let, sem osnovne investicijske vrednosti za SE, VE pomnožil z 2 (30 letna življenjska doba), pri baterijah pa s 4 (15 letna življenjska doba) in s tem izenačil njihovo življenjsko dobo.

## 2. 10. Vrednotenje variant

Variante so vrednotene s šestimi tehničnimi parametri in si sledijo oštevilčene od 1 do 10. Izračunno je njihovo povprečje in osnovne investicijske vrednosti, ki so vrednotene od 1 do 10. Iz aritmetične sredine povprečja vrednotenja tehničnih parametrov in vrednotenja osnovnih investicijskih vrednosti sem določil vrstni red variant, pri čemer ničje vrednosti označujejo boljše; (1) označuje najboljše in (10) najslabše vrednoteno.

## 2. 11. Časovna komponenta kot eden izmed pomembnih dejavnikov odločitve za konkretno varianto

Omenjenih 10 variant (glej točko 2. 10) se razlikuje glede na instalirano moč proizvodnih enot, moč in kapacitet enot za hrambo/pretvorbo viškov EE. Poleg teh razlik je pomembna tudi časovna komponenta zmožnosti aktiviranja novih enot v slovenski EES (realizacija investicij). Povzamem lahko, da tem bolj kot so razpršene proizvodne enote (OVE), hitreje in lažje jih je izbrati, zgraditi in dati v obratovanje (v nasprotju z denimo veliko centralizirano kot je JEK 2). Kako bi časovna komponenta vplivala na bodoče letne bilance EE v RS, je prikazano v točki 8.2..

### 3. POVZETEK UGOTOVITEV

Varianta 100 % OVE po moji oceni ni realna. To trditev empirično dokazujem na podlagi izračunov predstavljenih v pričujočem dokumentu in na podlagi analiz občutljivosti glede na različne scenarije.

Nisem optimist glede uspešnosti realizacije investicij v velika polja VE. Potencial za umestitev velikih proizvodnih enot OVE v RS je omejen na velike HE in ga z vidika proizvodnje ocenjujem na približno 1.500 GWh/letno in na potencial SE, pri čemer pa imajo slednje v primerjavo z ostalimi proizvodnimi OVE najslabše proizvodne karakteristike. Njihov čas proizvodnje EE je v povprečju omejen na obdobje med 06.00 in 20.00 uro, z izrazitim padcem proizvodnje v obdobju 15.11 do 15.03. (zimski meseci).

Primerjava instaliranih moči in proizvodnje JEK 2 in SE pokaže, da bi za letno pasovno proizvodnjo 9.058 GWh (JEK 2, C.F. 0,94) oziroma za isto količino proizvedene EE iz SE pri C.F. 0,12 potrebovali 8.615 MW instaliranih kapacitet SE. Pri tem gre za letno proizvodnjo, neupoštevajoč dejstvo, da je proizvodnja SE neodvisna od dejanskih potreb prebivalstva. Upoštevajoč še to dejstvo in izračune iz variante 100 % OVE, se potrebna instalirana moč SE dvigne na 19.750 MW, saj bi bilo na podlagi izračunov, predstavljenih v nadaljevanju, kar 46% proizvedene EE iz SE presežnih.

Prav tako trdim, da je t.i. »jedrski scenarij«, predstavljen v dokumentu »*IJS konzorcij: NEPN 2024 – osnutek (maj 2024)*«, ki predvideva, da bi bilo v primeru izgradnje JEK 2 potrebnih 7.515 MW SE, napačen, saj so njegovi avtorji pri izračunih izhajali iz podatkov oziroma bilanc na letnem in ne na urnem nivoju. Trdim, da je 7.515 MW SE bistveno preveč.

Pri tem je pomembno dejstvo, da hramba oziroma pretvorba viškov proizvedene EE (praviloma) iz SE ustvarja občutne izgube EE. Pri hrambi/pretvorbi se izgubi med 15 do 25% porabljene EE, pri ČHE (razlika med vloženo EE za črpanje in proizvodnjo v generatorskem režimu obratovanja) do 25% in okrog 15% pri ciklu polnjenja/praznjenja baterij. V primeru pretvorbe viškov EE iz SE v zeleni vodik s pomočjo elektrolizerjev in uporabe tega vodika za proizvodnjo EE v OCGT/CCGT, so ocenjene izgube med 52% (CCGT) in 68% (OCGT).

Izmed desetih izbranih variant ter na podlagi metodologije vrednotenja variant (glej točko 7), po kateri najnižji seštevek točk pomeni najboljšo varianto, so najboljše vrednotene sledeče variante.

- **Kot najboljši se pokaže scenarij z NEK do 2063 in z JEK 2 ter 3.250 MW SE – ocena 3,08**
- **Drugi najboljše ocenjen scenarij je z NEK do 2064 in brez JEK 2 ter 7.000 MW SE – ocena 3,58.**
- **Tretja najboljše ocenjena varianta je brez NEK do 2063, brez JEK 2, 8.595 MW SE – ocena 4,5.**

Vse tri variante so po moji oceni izvedljive. Za optimalnejšo in lažjo odločitev pristojnih sem naredil SWOT analizo za vse tri najboljše variante in varianto 100% OVE (glej v točko 3.2.).

### 3. 1. SWOT analiza

<b>SWOT analiza za najboljše tri variante in za varianto 100% OVE</b>				
	<b>PREDNOSTI</b>	<b>PRILOŽNOSTI</b>	<b>SLABOSTI</b>	<b>NEVARNOSTI</b>
<b>ANALIZIRANE VARIANTE</b>				
<b>brez NEK in JEK 2</b>  <b>(9.116 MW moč proizvodnje iz SE in VE)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• hitrost investicij znižuje letne uvozne odvisnosti</li> <li>• nizki tekoči stroški delovanja in vzdrževanja</li> <li>• razpršeni viri zmanjšujejo tveganja kriznih stanj kot v primeru izpada največje proizvodne enote (JEK 2, NEK)</li> <li>• ni potrebe po dodatnih investicijah v OCGT, s sistemi baterijskih hranilnikov se zagotavlja moč za sistemsko rezervo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• lažje zagotavljanje finančnih virov za investicije</li> <li>• možnost angažiranja finančnega potenciala zasebnih vlagateljev</li> <li>• velik vpliv na rast BDP zaradi množičnega vključevanja slovenskih dobaviteljev in izvajalcev</li> <li>• hitri izbori dobaviteljev in hitra izvedba investicij</li> <li>• z obstoječimi OCGT glajenje urnih bilanc (na račun padca deleža OVE)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• visoki urni presežki proizvedene EE iz OVE (SE)</li> <li>• nepredvidljiva proizvodnja</li> <li>• visoka moč baterijskih hranilnikov</li> <li>• visoki stroški hrambe/transformacije viškov proizvedene EE na urni osnovi</li> <li>• elektroliza viškov EE v razvojni/pilotni fazi</li> <li>• proizvedena stroškovna cena EE iz zelenega vodika bistveno višja od tržnih cen</li> <li>• izjemno visoka vlaganja v elektroenergetsko omrežje</li> <li>• visok vpliv na dvig tarif za uporabo elektroenergetskih omrežij</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• povečan vpliv na zanesljivost delovanja EES</li> <li>• zeleni vodik in njegova uporaba pri proizvodnji EE se izkaže za zgrešen scenarij</li> <li>• pomanjkanje kadra za izvedbo investicij v elektroenergetsko omrežje</li> <li>• prodaja viškov EE z izgubo</li> <li>• nerentabilnost investicij v SE</li> <li>• dolgi roki za izvedbo investicij v elektroenergetsko omrežje</li> <li>• nadaljnji negativni trend končne porabe EE v RS</li> <li>• bistveno nižja implementacija emobilnosti, nižja poraba EE, nižja kapaciteta baterij za V2G</li> <li>• SE -neodpornost na ekstremne vremenske razmere, predvsem točo</li> </ul>
<b>z NEK brez JEK 2</b>  <b>(7.521 MW moč proizvodnje iz SE in VE)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• proizvodnja v pasu, se prilagaja odjemu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• lažje zagotavljanje finančnih virov za investicije</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• visoki urni presežki proizvedene EE iz OVE (SE)</li> <li>• nepredvidljiva proizvodnja</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• povečan vpliv na zanesljivost delovanja EES</li> <li>• zeleni vodik in njegova uporaba</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• hitrost investicij znižuje letne uvozne odvisnosti</li> <li>• nizki tekoči stroški delovanja in vzdrževanja</li> <li>• razpršeni viri zmanjšujejo tveganja kriznih stanj kot v primeru izpada največje proizvodne enote (JEK 2, NEK)</li> <li>• ni potrebe po dodatnih investicijah v OCGT, s sistemi baterijskih hranilnikov se zagotavlja moč za sistemsko rezervo</li> <li>• NEK – odpornost na ekstremne vremenske razmere</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• možnost angažiranja finančnega potenciala zasebnih vlagateljev</li> <li>• velik vpliv na rast BDP zaradi množičnega vključevanja slovenskih dobaviteljev in izvajalcev</li> <li>• hitri izbori dobaviteljev in hitra izvedba investicij</li> <li>• z obstoječimi OCGT glajenje urnih bilanc (na račun padca deleža OVE)</li> <li>• pasovno obratovanje NEK, njegova nizka stroškovna cena znižuje povprečno stroškovno</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• visoka moč baterijskih hranilnikov</li> <li>• visoki stroški hrambe/transformacije viškov proizvedene EE na urni osnovi</li> <li>• elektroliza viškov EE v razvojni/pilotni fazi</li> <li>• proizvedena stroškovna cena EE iz zelenega vodika bistveno višja od tržnih cen</li> <li>• izjemno visoka vlaganja v elektroenergetsko omrežje</li> <li>• visok vpliv na dvig tarif za uporabo elektroenergetskih omrežij</li> </ul>	<p>pri proizvodnji EE se izkaže za zgrešen scenarij</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• pomanjkanje kadra za izvedbo investicij v elektroenergetsko omrežje</li> <li>• prodaja viškov EE z izgubo</li> <li>• nerentabilnost investicij v SE</li> <li>• dolgi roki za izvedbo investicij v elektroenergetsko omrežje</li> <li>• bistveno nižja implementacija emobilnosti, nižja poraba EE, nižja kapaciteta baterij za V2G</li> <li>• SE -neodpornost na ekstremne vremenske razmere, predvsem točo</li> </ul>
<p><b>z NEK in z JEK 2 (3.672 MW moč proizvodnje iz SE in VE)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• manjši vpliv na prostor in manjši vpliv na biodiverzitetu</li> <li>• relativno nizek vpliv na dvig tarif za uporabo elektroenergetskih omrežij</li> <li>• proizvodnja v pasu, se prilagaja odjemu</li> <li>• uvozna neodvisnost RS</li> <li>• NEK in JEK 2 – odpornost na ekstremne vremenske razmere</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• v povprečju relativno ugodna stroškovna cena (nizka iz NEK, relativno visoka iz JEK 2)</li> <li>• možnost strateškega partnerstva pri izgradnji JEK 2 s Hrvaško</li> <li>• pozitiven učinek na BDP (ocenjuje se, da vsaj 37% investicije izvedejo domači dobavitelji)</li> <li>• možnost skupnega zagotavljanja RPF v bloku Slovenija-Hrvaška-Madžarska, namesto sedanjega bloka</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• koncentrirano zagotavljanje finančnih virov, praviloma institucionalnih finančnih ustanov in proračuna RS z verjetnostjo težavnega zagotavljanja ustreznih poroštev za najeta posojila</li> <li>• manjša možnost angažiranja finančnega potenciala zasebnih vlagateljev</li> <li>• dolgotrajni postopek izbora dobavitelja in izvedba investicije</li> <li>• potreba po novih kapacitetah OCGT (sistemska rezerva)</li> <li>• zaradi dolge dobe izvedbe investicije visoki letni manki (uvozna odvisnost) EE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• investicijska vrednost bistveno nad pričakovano</li> <li>• prodaja viškov EE z izgubo</li> <li>• verjetnost zamika izgradnje JEK 2</li> <li>• pomanjkanje usposobljenega kadra za vodenje investicije v JEK 2</li> <li>• visoki stroški financiranja investicije v JEK 2</li> <li>• ranljivost slovenskega EES z vidika nenapovedanih izpadov delovanja JEK 2</li> <li>• obremenitev proračuna RS za primer sklenitve »contract for difference«</li> </ul>



		Slovenija-Hrvaška-BiH (višje vrednosti, bolj stabilno okolje)		
<b>100% OVE</b> <b>(20.921 MW moč proizvodnje iz SE in VE)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• hitrost investicij znižuje letne uvozne odvisnosti</li> <li>• nizki tekoči stroški delovanja in vzdrževanja</li> <li>• razpršeni viri zmanjšujejo tveganja kriznih stanj kot v primeru izpada največje proizvodne enote (JEK 2, NEK)</li> <li>• ni potrebe po dodatnih investicijah v OCGT, s sistemi baterijskih hranilnikov se zagotavlja moč za sistemsko rezervo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• lažje zagotavljanje finančnih virov za investicije</li> <li>• možnost angažiranja finančnega potenciala zasebnih vlagateljev</li> <li>• velik vpliv na rast BDP zaradi množičnega vključevanja slovenskih dobaviteljev in izvajalcev</li> <li>• hitri izbori dobaviteljev in hitra izvedba investicij</li> <li>• z obstoječimi OCGT glajenje urnih bilanc (na račun padca deleža OVE)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• visoki urni presežki proizvedene EE iz OVE (SE)</li> <li>• nepredvidljiva proizvodnja</li> <li>• enormni obseg moči baterijskih hranilnikov</li> <li>• visoki stroški hrambe/transformacije viškov proizvedene EE na urni osnovi</li> <li>• elektroliza viškov EE v razvojni/pilotni fazi</li> <li>• proizvedena stroškovna cena EE iz zelenega vodika bistveno višja od tržnih cen</li> <li>• izjemno visoka vlaganja v elektroenergetsko omrežje</li> <li>• visok vpliv na dvig tarif za uporabo elektroenergetskih omrežij</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• povečan vpliv na zanesljivost delovanja EES</li> <li>• nesmiselna uporaba zelenega vodika pri proizvodnji EE</li> <li>• pomanjkanje kadra za izvedbo investicij v EE omrežje</li> <li>• prodaja viškov EE z izgubo</li> <li>• nerentabilnost investicij v SE</li> <li>• dolgi roki za izvedbo investicij v EE omrežje</li> <li>• bistveno nižja implementacija emobilnosti, nižja poraba EE, nižja kapaciteta baterij za V2G</li> <li>• SE -neodpornost na ekstremne vremenske razmere</li> </ul>

### 3. 2. Priporočila

Glede na izsledke svoje analize pristojnim podajam sledeča priporočila:

- Nemudoma pristopiti k projektu podaljšanja življenjske dobe NEK do leta 2063. Ameriška agencija za jedrsko energijo navaja: *»As the average age of American reactors approaches 40 years old, experts say there are no technical limits to these units churning out clean and reliable energy for an additional 40 years or longer.«* Učinek bi bil večplasten: v RS bi ohranili stabilno polno amortizirano proizvodno enoto s pasovno proizvodnjo in relativno zelo nizkimi stroški proizvedene EE, pri čemer po izgranji JEK 2 ponderirana stroškovna cena obeh bistveno nižja v prvih 20 letih delovanja JEK 2, kot pa če bi JEK 2 deloval kot samostojna enota brez podpore, ki jo lahko nudi NEK
- Preudarnost pri subvencioniranju novih SE in VE.
- Spodbude in prednostno umeščanje koncentriranih polj SE in VE, ki bi bila priključena tako na PO kot na DO. S tem se lahko prihrani pri vlaganjih v elektroenergetska omrežja.

- Zakonsko določilo (ZOEE dopolnitev), ki investitorje ob vlaganjih v proizvodne vire OVE obvezuje, da hkrati vlagajo tudi v baterijske hranilnike.
- Zakonsko določilo (ZOEE dopolnitev) o obveznem daljinskem upravljanju obstoječih in novih SE in VE s strani elektrooperaterjev.
- Zakonsko določilo (ZOEE dopolnitev) o posredovanju podatkov o proizvodnji EE iz t.i. SE v režimu neto meritev.
- Spodbujanje investicij v baterije pred ČHE. Saj imajo prve možnost hitrejše aktivacije, lažjega umeščanja v prostor, razpršenost virov financiranja, predvsem pa bistveno nižje izgube ciklov.
- Investiranje v elektrolizerje do največ 20 MW moči in hkratno iskanje strateških partnerjev s sedežem izven RS za morebitne skupne investicije v elektrolizerje moči več kot 20 MW.
- V primeru izgradnje JEK 2 se investitorje obremeni s t.i. »G« tarifo, ki določa, da investitor plača tudi tekoče nesorazmerno visoke dodatne stroške, ki jih JEK 2 povzroči elektroenergetskemu omrežju (predvsem stroške zakupa rRPF+; glej točko 6.4.).
- Razmislek o učinkovitosti in smotrnosti naslednjih možnosti ureditev: ELES in 5 EDP-jev, ELES in en oz. dva EDP-ja, samostojni ELES, ki opravlja vlogo prenosnega in distribucijskega elektrooperaterja. Sedanja ureditev je neučinkovita, negospodarna in nesmotrna. Potrebna bi bila dopolnitev EZ2. V juniju letos sem pripravil dokument z naslovom *»Utemeljitev dokapitalizacije ELES s stvarnimi vložki – delnicami Republike Slovenije v petih EDPjih«*.
- Agencijo zadolžiti, da pripravi 20 letno projekcijo gibanja omrežnine, katera vključi naložbe, ki bodo v korelaciji z izbrano varianto. Deležnike je treba seznaniti, da t.i. »zeleni prehod« pomeni bistveno višje tarife za uporabo elektroenergetskega omrežja RS, pri čemer ocenjujem, da se bodo morale tarife povišati za 50% in več v naslednjih 3 do 4 letih.

## 4. SLOVENSKA ELEKTROENERGETIKA V OBDOBJU 01.01.2019 DO 30.06.2024

### 4. 1. Letne in urne bilance na PO

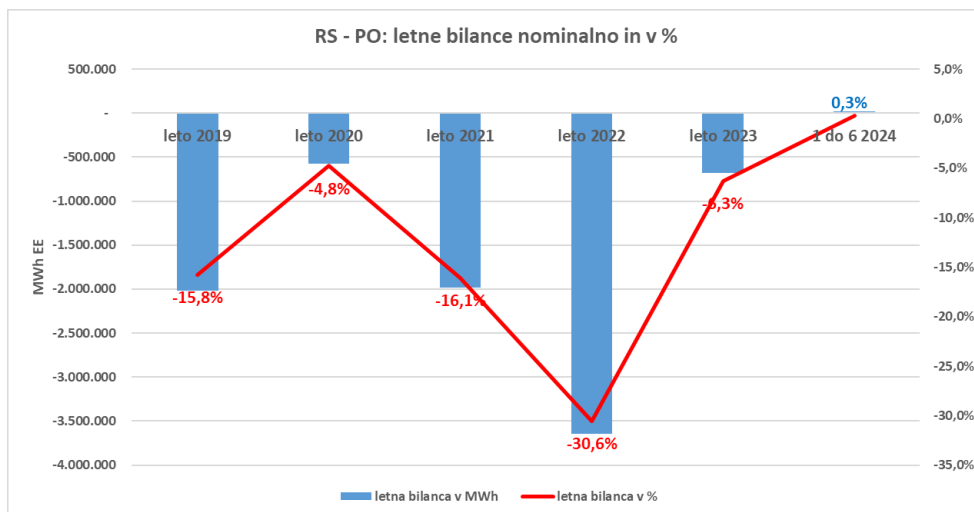
#### 4. 1.1. Letne bilance

Republika Slovenija je s svojo majhnostjo in strukturo proizvodnih virov z vidika letnih bilanc občutljiva na dve pojavnosti stanji:

- nizko proizvodnjo iz HE, pri čemer lahko letna količina električne energije niha za 2 TWh, kar ob 50% proizvodnji NEK, ki pripada RS, pomeni 17% vse električne energije. Zgodovinsko najvišjo negativno letno bilanco smo dosegli v letu 2022, ko smo bili skoraj 31% uvozniki na letnem nivoju. Čeprav je v tistem obdobju Evropo in svet po ruski invaziji na Ukrajino zajela energetska kriza, smo imeli srečo, da je enotni evropski trg deloval nemoteno.
- Načrtovan remont NEK, ki si sledi v obdobju vsakih 18 mesecev.

Tako SURS kot EUROSTAT v publikacijah in objavah ter analizah podatkov o letni bilanci EE upoštevata 100% proizvodnjo NEK (kar je nenazadnje pravilno, saj je sedež NEK v RS). Elektroenergetiki medtem za izračunavanje bilanc EE za RS upoštevamo 50% slovenskega dela proizvedene EE iz NEK. ELES na svoji spletni strani ravno tako objavlja podatke o 100% proizvodnji EE iz NEK.

*Slika 1: letne bilance 2019 do 2023, bilanca 1 do 6 2024*



Viri:

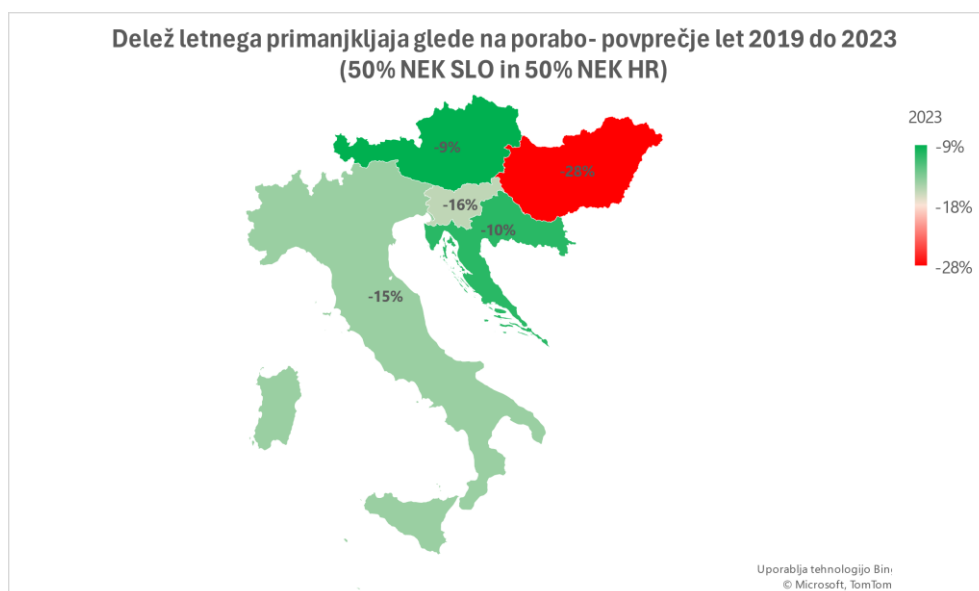
- ELES: različna poročila iz področja delovanja EES
- A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

#### 4. 1. 2. Petletno povprečje bilanc EE v RS in sosednjih državah

Spodnji sliki prikazujeta povprečje petletnih bilanc EE RS in sosednjih držav.

Na sliki 2.1 je letna proizvodnja NEK porazdeljena 50% na slovenski in 50% na hrvaški del. RS je bila v teh petih letih druga najbolj uvozno odvisna država.

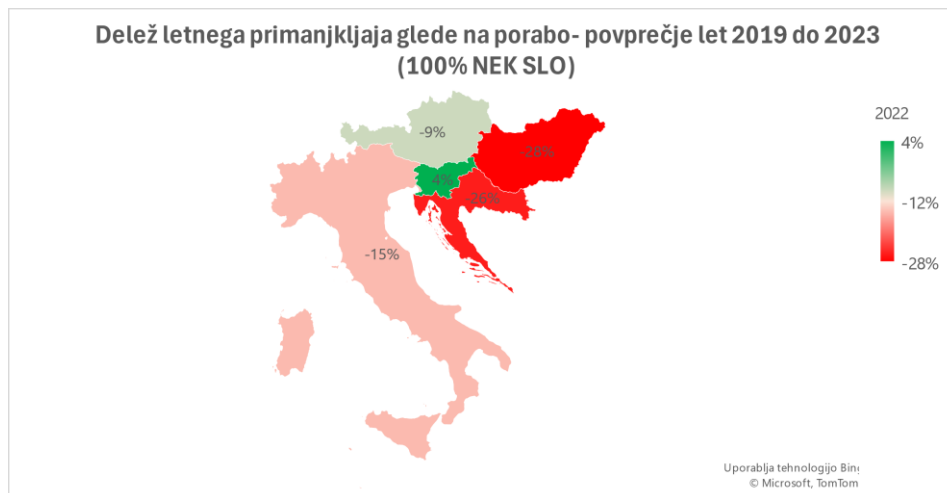
**Slika 2.1: 50% NEK RS**



Vir: Power Statistics (entsoe.eu)

Če bi v RS razpolagali s 100% proizvodnjo EE iz NEK, bi bili edini, ki bi imeli v povprečju let 2019 – 2023 pozitivno bilanco. S takšnimi podatki nas vodita EUROSTAT in SURS. Podatki po državah so prikazani na spodnji sliki.

Slika 2.2: 100% NEK RS



Vir: Power Statistics (entsoe.eu)

#### 4. 1. 3. Urne bilance

Podatki o urnih bilancah so z vidika presoje zanesljive oskrbe končnih porabnikov EE neprimerljivo bolj pomembni kot rezultati letnih bilanc. Razlika med urnimi in letnimi bilancami je že in bo v prihodnje še bistveno večja. O razlogih najbolje priča primer, kjer je v EES instalirana velika moč SE. Njihova proizvodnja odločujoče določa letno bilanco in priča o relativno nizki uvozni odvisnosti ali pa prikazuje celo letni presežek. Medtem pa urne bilance pokažejo nezmožnost zagotavljanja potrebne EE teh SE za tekoče potrebe prebivalstva. To vodi v paradoks, kjer ima določen EES na letnem nivoju presežek, npr. v zimskih mesecih, v primeru kriznih stanj na skupnem evropskem trgu z EE in ob nezadostnih strateških rezervah (OCGT/CCGT) ter premalo kapacitivnih hranilnikov pa sistem ne bi zmogel zagotavljati pokrivanja tekoče porabe.

Spodnja tabela prikazuje šest podatkov za pet (polnih) let in prvo polletje letošnjega leta. Izstopa leto 2022, ko smo bili kar 95,5% vseh ur v letu uvozno odvisni. Razlogov je več, med drugim načrtna zaustavitev proizvodnje v TEŠ, slaba hidrologija in načrtovani remont NEK. V povprečju imamo 60 % ur v letu negativne urne bilance EE in v povprečju 1.300 MWh največjega urnega manka. Kako zanimiva je analiza urnih bilanc je razvidno iz podatkov za leto 2022. Kljub večinskemu deležu urnih negativnih bilanc smo zabeležili najvišji urni presežek 318 MWh, kar je skoraj enako 50% urni proizvodnji NEK.

Tabela 1: urne bilance, pomembni podatki za obdobje 01.01.2019 do 30.06.2024

PO, obdobje 01.01.2019 do 30.06.2024: urne bilance EE, pomembnejši podatki						
	leto 2019	leto 2020	leto 2021	leto 2022	leto 2023	1 do 6 2024
najvišji urni manko	1.317	1.051	1.052	1.424	1.061	1.235
število negativnih urnih bilanc	6.853	4.891	7.117	8.365	5.237	2.283
% negativnih urnih bilanc v letu	78,2%	55,7%	81,2%	95,5%	59,8%	52,3%
najvišji urni presežek	654	909	760	318	964	783
število pozitivnih urnih bilanc	1.907	3.893	1.643	395	3.523	2.085
% pozitivnih urnih bilanc v letu	21,8%	44,3%	18,8%	4,5%	40,2%	47,7%

Viri:

- ELES: različna poročila iz področja delovanja EES
- A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (I.2021 do 2024)

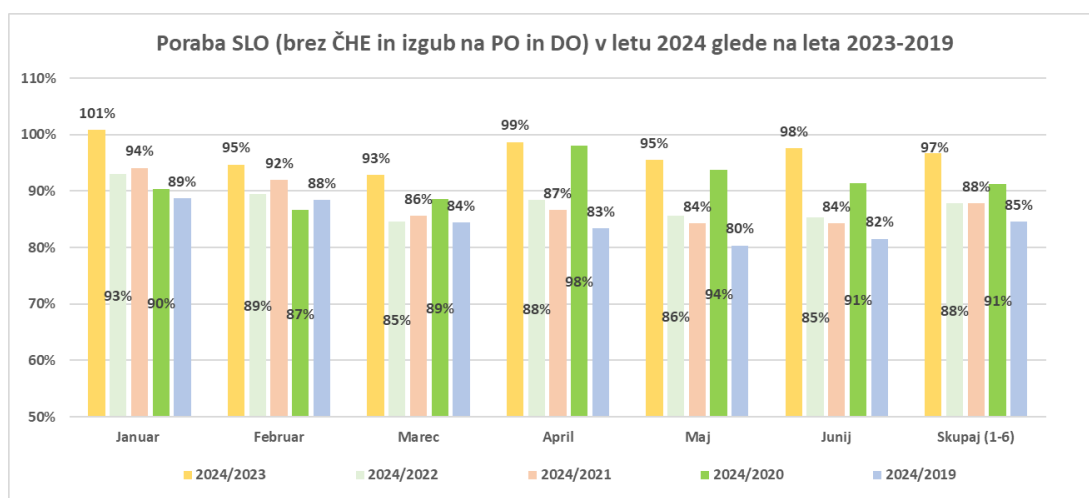
## 4. 2. Gibanje porabe EE na PO in DO v prvih šestih mesecih let 2019 do 2024

Spodnja slika prikazuje končno porabo v RS za prvih šest mesecev let 2019 do 2024.

Zaskrbljujoča je primerjava 2024/2019. Padec porabe je 15%. Glavni trije razlogi so:

- 10x nižja poraba v Talumu zaradi opustitve proizvodnje primarnega aluminija,
- precejšnje povečanje moči SE v režimu »neto meritev«, kjer se zaradi anomalije našega EES ne meri poraba »za števcem«, ta poraba pa neposredno vpliva na odjem EE iz DO in DO iz PO,
- padec gospodarske rasti in s tem porabe EE

Slika 3: končna poraba EE v RS – meseci 1 do 6 let 2019 do 2024



Vir:

- ELES: različna poročila iz področja delovanja EES

## 4. 3. Končne cene EE leta 2023 v EU

Glavni postavki na računih za porabljeno EE sta cena EE in omrežnina za uporabo elektroenergetskega omrežja (za PO vsi, za DO vsi, razen tistih, ki so neposredno priključeni na PO). Zato sem v spodnji tabeli naredil prikaz končnih cen in stroškov omrežnine.

V letu 2023 je imel negospodinjski odjem štirinajste najnižje cene EE v EU in kar drugi najnižji strošek za omrežnino. Glede na povprečje EU so bile cene v RS višje za 1,08%, za 4,88% nižje kot v Nemčiji in za 19,01% nižje, kot je znašalo povprečje sosednjih držav. Imeli smo najnižje končne cene EE v primerjavi s sosednjimi državami in najnižji strošek omrežnine.

V letu 2023 je imel gospodinjski odjem osme najnižje cene EE v EU in sedmi najnižji strošek za omrežnino. V EU so bile cene v RS višje za 32,07%, v Nemčiji višje za 77,17%, povprečje sosednjih držav je bilo nižje za 10,58%. Imeli smo tretje najnižje končne cene EE v primerjavi s sosednjimi državami in drugi najnižji strošek omrežnine. Posebej opozarjam na »socialno« politiko hrvaške in madžarske vlade. V obeh državah so končne cene EE za gospodinjstva med štirimi najnižjimi cenami.

Tabela 2: končne cene EE in omrežnina – leto 2023

EUROSTAT: končne cene, omrežnina - leto 2023				
	NEGOSPODINJSKI ODJEM		GOSPODINJSKI ODJEM	
	končne cene EE	omrežnina	končne cene EE	omrežnina
Slovenija leto 2023	245,00 €	22,00 €	196,70 €	55,20 €
EU 27 leto 2023	242,35 €	34,70 €	292,10 €	72,90 €
<b>mesto RS: najnižji - najvišji EU</b>				
Leto 2023	14/24	2/27	8/27	7/27
S1 2023	11/24		6/27	
S2 2023	13/24		10/27	
Nemčija leto 2023	256,95 €	42,10 €	419,60 €	97,80 €
Italija leto 2023	288,55 €	29,30 €	384,35 €	61,40 €
Madžarska leto 2023	325,25 €	66,10 €	114,60 €	60,40 €
Avstrija leto 2023	267,25 €	34,00 €	280,25 €	76,80 €
Hrvaška leto 2023	285,20 €	33,10 €	155,00 €	48,20 €
povprečje	291,56 €	40,63 €	233,55 €	49,36 €
<b>mesto RS: najnižji - najvišji (sos.dr.)</b>	<b>1/5</b>	<b>1</b>	<b>3/5</b>	<b>2/5</b>
<b>EU27 : RS</b>	<b>-1,08%</b>	<b>57,73%</b>	<b>48,50%</b>	<b>32,07%</b>
<b>Nemčija : RS</b>	<b>4,88%</b>	<b>91,36%</b>	<b>113,32%</b>	<b>77,17%</b>
<b>sosednje države : RS</b>	<b>19,01%</b>	<b>84,66%</b>	<b>18,73%</b>	<b>-10,58%</b>

Viri:

- EUROSTAT: <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
- A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

#### 4. 4. Delež proizvedene EE iz OVE in nizkoogljičnih virov leta 2023 v EU

Glavni dolgoročni cilj famoznega Pariškega sporazuma je omejiti zvišanja povprečnih svetovnih temperatur na manj kot 2°C; do leta 2030 zvišanje globalnih temperatur naj ne bi preseglo 1,5°C v primerjavi s predindustrijsko ravno. Za sektor elektroenergetike to pomeni ukinjanje proizvodnje EE iz fosilnih energentov; lignita, premoga, plina. O tem, na katerih virih naj bi temeljila proizvodnja, pa je med odločevalci več interpretacij: medtem ko nekateri menijo, da bi morala proizvodnja temeljiti na

nizkoogljičnih virih, še zlasti v EU menijo, da bi se morala proizvodnja preusmeriti na OVE proizvodne vire. V zadnjih letih se je po več desetletjih začela evropska renesansa jedrske tehnologije, saj je v določenih družbah dozorelo spoznanje, da je delovanje EES brez stabilnih proizvodnih virov skoraj nemogoče, če pa že je, pa je/bo izjemno drago. Pleg tega – o tem pričajo tudi moji izračuni v pričujočem dokumentu- kljub integraciji hranilnikov viškov EE (baterije, ČHE) glajenje/ uravnavanje urnih bilanc (beri: urni manki EE) brez občasnih zagonov OCGT/CCGT ni možno.

V spodnji tabeli so podatki o deležu proizvedene EE iz OVE in deležu proizvedene nizkoogljične EE. Izpostavil bi podatek, ki priča, da smo v RS v primerjavi z ostalimi državami EU boljši za 8,4 odstotnih točk oziroma za 12%. Od sosednjih držav je boljša od nas samo Avstrija. Nekoliko slabše nam kaže glede na delež proizvedene EE iz OVE, kjer zaostajamo za povprečjem EU za pet odstotnih točk. Smo pa imeli v letu 2023 nekajkrat višjo rast proizvodnje EE iz OVE kot je znašalo povprečje EU. Razlog je visoki hidrologiji in posledično visoki proizvodnji EE iz HE in velikem prirastu instaliranih kapacitet SE.

**Tabela 3: primerjava RS, EU, izbrane države EU – leti 2022 in 2023**

Analiza proizvodnje, porabe, bilanc: EU27 (vir: ENTSO-E)							
	proizvodnja EE v letu 2023: EU in izbrane države, članice EU					poraba EE: leto 2023 : leto 2022	uvozna odvisnost EE leto 2023 NEK 50%
	proizvodnja EE skupaj: leto 2023 : leto 2022	rast proizvodnje EE iz OVE	rast proizvodnje EE iz OVE in jedrske	delež OVE v celotni proizvodnji leto 2023	delež OVE+jedrska v celotni proizvodnji leto 2023		
RS	15,60%	52,35%	21,42%	39%	76%	-8,40%	-5,79%
EU	-2,17%	13,45%	8,92%	44%	68%	-3,17%	0,00%
Nemčija	-11,59%	7,23%	-3,03%	58%	60%	-5,11%	-2,14%
Italija	-7,38%	16,49%	16,49%	42%	42%	-3,50%	-16,82%
Avstrija	7,88%	18,32%	18,32%	87%	87%	-5,35%	2,04%
Hrvaška	21,34%	32,01%	32,01%	70%	70%	-1,43%	3,17%
Madžarska	-1,62%	19,39%	5,44%	19%	68%	-3,06%	-26,55%

Viri:

- ENTSO-E: <https://www.entsoe.eu/>
- A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

## 5. Enoten evropski trg z EE, čezmejne prenosne zmogljivosti RS<sup>2</sup>

### 5. 1. Podatki o termičnih kapacitetah na vseh mejah z oceno povprečnih trgovalnih kapacitet

V nadaljevanju podajamo podatke za leto 2023. Opozoriti velja, da smo NTC vrednosti s prehodom na določanje in dodeljevanje prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov moči v regiji CORE nadomestili s podatkom, ki kaže vrednost pri 95 percentilu. Enako metodo uporabljamo tudi za poročanje o zadostnosti na ravni ENTSO-e.

<sup>2</sup> To poglavje je pripravil Aleš Donko, pomočnik direktorja Področja obratovanja elektroenergetskega sistema RS.



	IT	AT	HR	HU
Termična zmogljivost povezav [MW]*	1.488	2.860	5.761	1053
95 percentil komercialni pretok [MW]**	680/763	1.248/679	857/1.080	699/608

\* Izračunana pri  $\cos\phi = 0,95$

\*\* za posamezno smer 95 percentil komercialnih pretokov - upoštevani vsi pretoki > 10 MW. Prva številka predstavlja uvoz v Slovenijo, druga pa izvoz v sosednjo državo.

V letu 2023 je znašala moč konične porabe 2.053 MW. To pomeni, da je konična moč predstavljala 59% trgovalnih kapacitet in samo 18% termičnih kapacitet. Ta podatek kaže na to, da lahko v RS celotno količino porabljene EE uvozimo, seveda v primeru, ko enotni evropski trg z EE deluje.

### 5. 1. 1. Oktober 2022 - skoraj 100% uvozna odvisnost – zakaj si to lahko privoščimo?

Na višku energetske krize v drugi polovici leta 2022 smo v Sloveniji v mesecu oktobru 2022 beležili izjemno povečanje uvoza za pokrivanje porabe Slovenije. Razloga za to sta bila predvsem dva, in sicer premont NEK ter od 14. 10. zaustavitev bloka 6 v TEŠ. Povprečna uvozna odvisnost Slovenije je v obdobju od 1. januarja do 30. septembra znašala 55 MW, medtem ko se je v mesecu oktobru močno povečala in v povprečju znašal kar 733 MW (58%). Največji uvoz smo zabeležili 19. oktobra ob 13.00, ko je znašal kar 1.470 MW in predstavljal kar 92 odstotni delež EE, prevzete iz PO. Praksa je pokazala, da je slovenski EES tako stanje prenesel brez večjih težav. Tehnično gledano gredo velike zasluge investicijskim projektom v preteklosti, predvsem mednarodno večkrat nagrajenemu SincroGrid projektu, v okviru katerega so bile zgrajene naprave za obvladovanje napetosti v EES kot so dušilke, Statcom, kondenzatorji...

V tehnično/tržnem smislu pa se je kot ključno pokazala močna vpetost Elesa v enotni evropski trg, kjer smo tudi z naprednimi metodologijami določanja in dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov moči, ki je bila uvedena junija 2022, omogočiti bistveno večji uvoz EE. Maksimalna višina v tem mesecu je na AT meji znašala kar 1.725 MW, kar je bistveno več od količin, ki jih je omogočala NTC metodologija (950 MW).

Slika 4: primanjkljaj v oktobru 2022



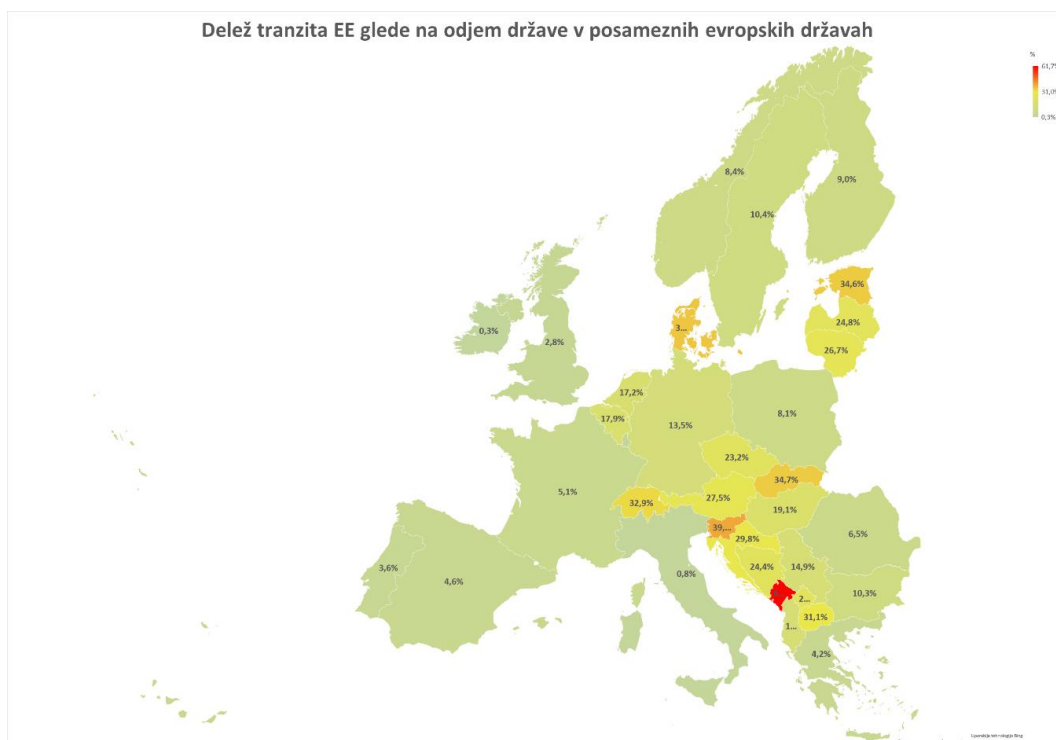
## 5. 2. Podatki o deležu tranzita EE v primerjavi z ostalimi članicami EE

Podatki o deležu tranzita EE temeljijo na vrednostih, ki jih države članice poročamo v okviru mehanizma ITC in so trenutno na voljo za leto 2023. Delež tranzita za vse države v okviru ITC mehanizma je izračunan po naslednji formuli:

$$\text{delež tranzita} = \frac{\text{tranzit}}{\text{tranzit} + \text{odjem iz prenosnega omrežja}} \times 100$$

Podatki za posamezno državo so prikazani na spodnji sliki. Slovenija, kot to velja že vrsto let, ima relativno drugi najvišji delež tranzita.

Slika 5: delež tranzita glede na odjem države v posameznih evropskih državah



Vir: ENTOS-E.

## 5. 3. Delovanje EU trga z EE

Enotni evropski trg z EE je eden ključnih projektov držav članic EU, ki je ključen zagon dobil s paketom uredb (omrežnih kodeksov), ki so bili za področje trga z EE sprejeti med leti 2015 in 2019. Zasnovani

so z namenom zagotavljanje stabilne, zanesljive in učinkovite oskrbe z EE v vseh državah članicah tudi z namenom uspešnega obvladovanja integracije OVE kot posledice zelenega prehoda.

Sistem trgovanja je sestavljen iz treh glavnih segmentov:

- dolgoročni trgi,
- trgi za dan vnaprej in
- trgi znotraj dneva.

Ti trgi skupaj tvorijo celovit okvir za trgovanje z EE, spodbujajo konkurenco, omogočajo integracijo OVE in zagotavljajo optimalno delovanje EES.

#### a. Dolgoročni trgi

Dolgoročni trgi so osnova za trgovanje z EE, kjer se pogodbe sklepajo za obdobje več mesecev ali celo let vnaprej. Ti trgi omogočajo udeležencem, da se zaščitijo pred cenovnimi nihanji in zagotovijo stabilnost prihodnjih prihodkov ali stroškov. Pogodbe na dolgoročnih trgih so pogosto v obliki terminskih pogodb ali pogodb za razliko (CfD). Za slednje velja, da naj bi v praksi še večjo vlogo v sistemu trgovanja dobili z novim zakonodajnim paketom, ki je bil na ravni EU sprejet junija 2024. Gre za uredbo in direktivo glede izboljšanja zasnove trga EE v EU.

Največja borza za sklepanje terminskih pogodb z EE v Evropi je EEX, ki nudi terminske pogodbe za večino trgov EU. Pomembna referenca za trge JV Evrope, tudi Slovenijo, je madžarski HUDEX. Pomemben element terminskega trgovanja, predvsem za države z nizko likvidnostjo terminskih trgov je dolgoročno (letno in mesečno) dodeljevanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Proces dodeljevanja za sistemske operaterje EU izvaja skupna avkcijska pisarna JAO locirana v Luxembourg. Velika večina sistemskih operaterjev ima v njej tudi lastniške deleže. JAO letno izvede preko 21.400 avkcij, za 41 trgovalnih območji in več kot 470 registriranih tržnih udeležencev.

#### b. Trg za dan vnaprej

Trg za dan vnaprej je ključni trg, kjer se EE kupuje in prodaja za naslednji dan. Udeleženci trga preko lokalnih borz vsak dan do 12:00 oddajo ponudbe za nakup in prodajo EE za vsako uro naslednjega dne. Sistemski operaterji pa v mehanizmu posredujejo čezmejne prenosne zmogljivosti (omejitve za čezmejno trgovanje skladno z zmožnostjo PO). Enoten algoritem za izračun cene, s katerim upravljajo energetske borze na podlagi ponudb in razpoložljivih čezmejnih prenosnih zmogljivosti za vsako uro naslednjega dne prek dražbe določi ceno, kjer se ponudba in povpraševanje uravnotežita in izmenjave EE med nacionalnimi trgi. Slovenija se je s posameznimi mejami enotnemu evropskemu trgu pridružila med leti 2016 in 2022. Ocenjena letna trgovana količina EE znaša 1.683 TWh v ocenjeni vrednosti 73 mrd EUR.

#### c. Trg znotraj dneva

Trg znotraj dneva dopolnjuje trg za dan vnaprej in omogoča udeležencem, da prilagodijo svoje pozicije glede na dejanske razmere, kot so vremenske spremembe, ki vplivajo na proizvodnjo iz OVE. Temelji na mehanizmu sprotnega trgovanja, ki poteka nepretrgoma vse dni v letu. V okviru trga znotraj dneva tržni udeleženci (lokalno in čezmejno) trgujejo s 15, 30 in 60 min produkti. V Sloveniji je mogoče trgovanje s 15 in 60 min produkti. Za nemoteno delovanje mehanizma skrbi poseben algoritem, s katerim operirajo energetske borze, sistemski operaterji pa v mehanizmu v vsakem trenutku posredujejo

razpoložljive čezmejne prenosne zmogljivosti. Le te se posodobijo z vsakim sklenjenim čezmejnem poslom. Za tržne udeležence je ključno, da v okviru lokalne borze, kot razpoložljive ponudbe za sklenitev posla, vidijo vse ponudbe za nakup ali prodajo, ki so v okviru enotnega trga v danem trenutku na voljo in hkrati za prenos te EE obstajajo razpoložljive čezmejne prenosne zmogljivosti. Pri tem je za tržnega udeleženca nepomembna geografska lokacija te EE. Za ustrezno čezmejno evidentiranje posla avtomatično poskrbi že omenjeni algoritem.

V juniju 2024 so bile po vzoru dražb za dan v naprej implementirane kot dopolnitev sprotnega trgovanja tudi vseevropske dražbe znotraj dneva. Dve dražbi sta izvedeni v dnevu D-1 po zaključki trgovanja za dan v naprej. Trgovanje poteka za vse ure naslednjega dne. Tretja dražba je izvedena v dnevu D, trguje pa se samo z urami od 12-24.

V povprečju se v okviru tega mehanizma mesečno sklene preko 10 mio poslov in poda cca 200 mio ponudb, trgovanje pa presega 110 TWh EE letno, pri čemer za vse številke veljajo izraziti trendi navzgor, kar kaže na rastočo pomembnost tega segmenta trga.

Dolgoročni trgi, trgi za dan vnaprej in trgi znotraj dneva skupaj tvorijo celovit okvir za trgovanje z EE v EU. Z zagotavljanjem stabilnosti, predvidljivosti in prilagodljivosti ti trgi igrajo ključno vlogo pri ohranjanju zanesljivosti in učinkovitosti evropskega EES, hkrati pa podpirajo prehod na energetske sistem, ki temelji na obnovljivih virih. Trgi z EE v EU so vse bolj integrirani, kar omogoča čezmejno trgovanje in povečuje učinkovitost EES. Ta integracija pomaga uravnotežiti ponudbo in povpraševanje in morda kot ključno optimizira uporabo OVE in znižuje stroške.

Glavni cilji trgov z EE v EU vključujejo:

- zanesljivost oskrbe: zagotavljanje, da so potrebe po EE vedno zadovoljene.
- učinkovitost trga: spodbujanje konkurenčnih cen in učinkovito dodeljevanje virov.
- trajnost: omogočanje integracije OVE.
- zaščita potrošnikov: zagotavljanje poštenih cen in zanesljive storitve za potrošnike.

Kljub nekaterim pomanjkljivostim, ki jih naslavlja že omenjena reforma energetskih trgov sprejeta v juniju 2024 je enotni trg EE v času energetske krize v letu 2022 odigral pomembno vlogo re-alokacije viškov EE, skladno z ekonomskimi kriteriji.

#### 5. 4. Kaj pričakujemo z razmahom instaliranih kapacitet SE in VE tako v EU/Evropi

Razmah instaliranih kapacitet SE in VE pred systemske operaterje prinaša številne izzive. V širšem evropskem prostoru silovit trend rasti zaznavamo že desetletje, v Sloveniji pa predvsem v zadnjih dveh letih. Po trenutnih ocenah je inštalirana moč SE v Sloveniji v juniju 2024 znašala 1.244 MW, kar pomeni skoraj 68% prirast v primerjavi z enakim obdobjem lani. Konkretni izzivi, ki jih prinaša takšna ekspanzija, se odražajo predvsem v velikem porastu t.i. popravnih ukrepov (redispatching in countertrading), ki jih morajo systemski operaterji izvesti z namenom obvladovanja stanja v omrežju. V letu 2022 je bilo tako za ta namen v državah EU aktiviranih kar 49 TWh, v letu 2023 pa že več kot 57 TWh. Stroški tovrstnih ukrepov so v letu 2022 znašali kar 5,16 mrd EUR, v letu 2023 pa predvsem na račun splošnega znižanja cen na trgih, 4,26 mrd EUR. Pričakovati je, da bomo skladno z evropsko zakonodajo v nekaj letih del teh stroškov nosili tudi v Slovenij. Pri tem je povsem razumno pričakovanje, da bodo ob nadaljnji integraciji OVE v EES kontinentalne Evrope ti stroški samo še

naraščali. Trenutni izračuni kažejo, da bi lahko na ELES odpadlo med 10 do 70 mio EUR/letno, kar pomeni 10 do 70% povečanje tarif za uporabo PO samo iz tega naslova.

V Sloveniji se trenutno soočamo predvsem s povečanimi količinami aktivirane izravnalne EE. V prvi polovici leta 2024 smo zaznali povečanje za 8% v primerjavi z enakim obdobjem 2023 in kar +48% v primerjavi z enakim obdobjem leta 2022. V splošnem pa izračuni kažejo, da moramo za vsaki dodatnih 100 MW instalirane moči SE, zakup RPF povišati med 3 in 5 MW. Določeno povečanje količin zakupa moči v negativni smeri smo že realizirali za leto 2024. Pričakovati je, da se bo trend tudi v prihodnje nadaljeval.

## 6. IZRAČUNI

V nadaljevanju so predstavljene projekcije za deset izbranih variant: instalirane moči proizvodnih enot konec leta 2044, primerjava z obstoječim stanjem (31.12.2023), prikaz proizvodnje EE iz HE v zadnjih šestih letih, primerjava moči proizvodnih enot OVE, kot je navedena v dopisu MOPE, in moč proizvodnih enot, uporabljena v mojih variantnih izračunih, C.F. za posamezno varianto, projekcije porabe EE, ocena delovanja slovenskega EES v razmerah prevladujočih moči instaliranih proizvodnih OVE, ocena potrebnega obsega sistemskih storitev, izračun investicijskih vlaganj na E.M., investicije po variantah, izgube zaradi glajenja urnih bilanc posameznih variant.

### 6. 1. Projekcije instaliranih moči proizvodnih enot

V spodnji tabeli so navedene moči za posamezno varianto. Moči se razlikujejo pri SE, VE, OCGT/CCGT, baterije (komercialne in sistemske), ČHE.

*Tabela 4: instalirane moči proizvodnih enot*

Pregled instaliranih moči za proizvodnjo in hrambo električne energije v MW										
	osnovne variante				optimirane variante					100% OVE
	brez NEK in JEK 2	z NEK in brez JEK 2	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK	brez NEK in JEK 2	brez NEK in JEK 2 II	z NEK in brez JEK 2	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK	
hidroelektrane	1.458	1.458	1.458	1.458	1.458	1.458	1.458	1.458	1.458	1.458
sončne elektrane	8.595	8.595	7.515	7.515	10.000	8.595	7.000	4.750	3.250	20.400
vetrne elektrane	521	521	422	422	521	521	521	422	422	521
ostali OVE	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
SPTe plin	149	149	149	149	149	149	149	149	149	-
SPTe biomasa	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207
SPTe komunalni odpad	42	42	42	42	42	42	42	42	42	-
plinske elektrane odprti in kombinirani cikel (OCGT, CCGT)	800	500	400	400	500	600	400	400	400	
NEK	-	348	-	348	-	-	348	-	348	-
JEK 2	-	-	1.100	1.100	-	-	-	1.100	1.100	-
baterije - mobilnost	2.526	2.526	2.526	2.526	2.526	2.526	2.526	2.526	2.526	2.526
baterije - komercialna raba	3.438	3.438	3.006	3.006	4.000	2.000	2.800	1.900	1.300	6.300
baterije - sistemske	860	860	752	752	1.160	1.280	1.100	870	800	2.080
Črpalne hidroelektrane (ČHE)	585	585	585	585	585	185	585	585	585	585
termoelektrane na premog	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>skupaj proizvodne enote</b>	<b>11.813</b>	<b>11.861</b>	<b>11.334</b>	<b>11.682</b>	<b>12.918</b>	<b>11.613</b>	<b>10.166</b>	<b>8.569</b>	<b>7.417</b>	<b>22.627</b>
<b>skupaj baterije</b>	<b>6.824</b>	<b>6.824</b>	<b>6.284</b>	<b>6.284</b>	<b>7.686</b>	<b>5.806</b>	<b>6.426</b>	<b>5.296</b>	<b>4.626</b>	<b>10.906</b>
<b>skupaj ČHE</b>	<b>585</b>	<b>585</b>	<b>585</b>	<b>585</b>	<b>585</b>	<b>185</b>	<b>585</b>	<b>585</b>	<b>585</b>	<b>585</b>

Viri:

- ELES: osnutek 10 letnih razvojnih načrtov PO in DO 2025 – 2034
- IJS konzorcij: NEPN 2024 – osnutek (maj 2024)
- A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (I.2021 do 2024)

Primerjava skupne moči za posamezne variante s stanjem na dan 31.12.2023 pokaže največjo rast pri varianti 100% OVE, in sicer zaradi rasti SE, toda zaradi nestabilne proizvodnje SE je tudi rast instaliranih moči baterij pri tej varianti daleč najvišja.

Tabela 5.1.: primerjava instaliranih moči leta 2044 glede na leto 2023

Rast moči proizvodnih enot (MW) po scenarijih glede na stanje 31.12.2023										
	osnovne variante				optimirane variante					100% OVE
	brez NEK in JEK 2	z NEK in brez JEK 2	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK	brez NEK in JEK 2	brez NEK in JEK 2 II	z NEK in brez JEK 2	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK	
<b>dejansko</b>	<b>31.12.2023</b>									
instalirana moč	4.447									
instalirana moč baterij	71									
instalirana moč ČHE	185									
proizvodne enote - rast glede na 31.12.2023	166%	167%	155%	163%	190%	161%	129%	93%	45%	409%
baterije - rast glede na 31.12.2023	9511%	9511%	8751%	8751%	10725%	8077%	8951%	7359%	6415%	15261%
ČHE - rast glede na 31.12.2023	216%	216%	216%	216%	216%	0%	216%	216%	216%	216%

Vir: glej tabela 1.

Podatki v spodnji tabeli pojasnjujejo razliko moči OVE, ki je uporabljena pri variantnih izračunih in osnovah, podanih z dopisom MOPE. Ocenjujem, da je ocenjena letna proizvodnja HE v višini 4.717 GWh previsoka. Primerjava let 2023 in 2022 kaže na letno razliko skoraj 1.900 GWh. Zato sem uporabil nižjo vrednost, 4 TWh.

Tabela 5.2.: proizvodnja HE v letih 2018 do 2023

proizvodnja HE na PO in DO: 2018 do 2023				
	proizvodnja - oddaja PO	proizvodnja - oddaja DO	proizvodnja ČHE Avče	skupaj HE brez ČHE Avče
leto 2018	4.421	362	- 188	4.595
leto 2019	4.225	350	- 202	4.373
leto 2020	4.747	359	- 289	4.817
leto 2021	4.504	377	- 283	4.598
leto 2022	3.037	273	- 250	3.060
leto 2023	4.792	404	- 300	4.896
<b>povprečje 6 let</b>				<b>4.390</b>

Vir:

- Agencija za energijo: letna poročila o stanju energetike v Sloveniji 2018-2023
- A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (I.2021 do 2024)

Ne glede na nižjo ocenjeno letno vrednost proizvodnje EE iz HE je skupni seštevek priporočil MOPE in moja količina proizvedene EE iz OVE za leto 2030 praktično enaka, sam sem uporabil za 2% višjo skupno vrednost.

**Tabela 5.3.: leto 2030 – primerjave proizvodnje OVE**

Leto 2030: proizvodnja EE v MWh iz OVE - primerjave			
	A.Mervar		MOPE
	OVE optimiran	100% OVE	
velike HE	3.997.000	3.997.000	4.717.000
VE	236.520	236.520	356.000
SE	3.030.698	5.047.034	3.757.000
drugi OVE	85.000	85.000	324.000
SPTE lesna biomasa	319.765	319.765	308.000
<b>SKUPAJ</b>	<b>7.668.984</b>	<b>9.685.319</b>	<b>9.462.000</b>
<b>primerjava MOPE nominalno</b>	<b>- 1.793.016</b>	<b>223.319</b>	
<b>primerjava MOPE v %</b>	<b>81%</b>	<b>102%</b>	

Viri:

- Dopis MOPE 12.06.2024
- A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (I.2021 do 2024)

### 6. 1. 1. Izračuni Capacity Factors's

Izračuni so rezultat predvidene letne proizvodnje, deljene z instalirano močjo pomnoženo s 8.760 urami v letu.

Najslabši C.F. je dosegla varianta 100% OVE, najboljšega varianta z NEK in JEK 2. Poznavajoč specifičnosti proizvodnje EE posameznih proizvodnih enot, so izračuni pričakovani. S tem izračunom želim prikazati razmerje med instalirano močjo in proizvedeno EE.

**Tabela 6: rangiranje variant glede na dosežen capacity factor posamezne variante**

Capacity Factor's po scenarijih glede na leto 2023										
	osnovne variante				optimirane variante					100% OVE
	brez NEK in JEK 2	z NEK in brez JEK 2	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK	brez NEK in JEK 2	brez NEK in JEK 2 II	z NEK in brez JEK 2	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK	
dejansko	31.12.2023									
proizvedena MWh	11.533.000									
capacity factor leta 2023	0,2961									
proizvodnja po scenarijih v MWh	25.770.236	27.129.858	29.863.244	31.703.707	26.331.000	25.070.307	25.234.280	27.469.539	28.165.652	35.312.632
presežek proizvedene EE iz SE v MWh	607.279	1.268.596	2.435.219	3.637.512	1.310.184	859.504	487.152	581.407	473.406	9.309.047
korrigirana proizvodnja	25.162.957	25.861.262	27.428.025	28.066.195	25.020.816	24.210.803	24.747.128	26.888.132	27.692.246	26.003.585
povprečni scenarijski capacity factor's	0,2490	0,2611	0,3008	0,3098	0,2327	0,2464	0,2834	0,3659	0,5003	0,1782
najboljši scenarijski rezultat	7	6	4	3	9	8	5	2	1	10
povprečni scenarijski capacity factor's brez presežka proizvedene EE iz SE	0,2432	0,2489	0,2763	0,2743	0,2211	0,2380	0,2779	0,3582	0,4919	0,1312
najboljši scenarijski rezultat	7	6	4	5	9	8	3	2	1	10
povprečje rezultatov	7	6	4	4	9	8	4	2	1	10
najboljša dva scenarija								z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK	

Vir: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (I.2021 do 2024)

## 6. 2. Projekcije porabe EE po variantah

Največja poraba EE je pri variantah, kjer prevladujejo OVE proizvodni viri (SE) in obratno. Visoka poraba pri teh variantah je posledica velikih količin EE, porabljenih za hrambo v baterijah, za črpanje s pomočjo ČHE in s tem povezane izgube (več o izgubah v točki 6.6.).

Tabela 7: pregled porabe EE za posamezen scenarij – leto 2044 na leto 2023

Poraba po scenarijih glede na leto 2023										
	osnovne variante				optimirane variante					100% OVE
	brez NEK in JEK 2	z NEK in brez JEK 2	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK	brez NEK in JEK 2	brez NEK in JEK 2 II	z NEK in brez JEK 2	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK	
dejansko	31.12.2023									
poraba v MWh	12.688.000									
poraba v MWh	27.017.620	26.907.254	25.599.408	24.892.000	27.317.105	26.722.089	26.678.269	25.755.972	25.522.199	28.386.535
poraba z izgubami za hrambo viškov EE v MWh	1.095.886	1.086.252	860.207	723.648	1.149.712	979.795	1.038.183	884.242	841.963	1.321.702
korrigirana poraba v MWh EE	25.921.734	25.821.002	24.739.201	24.168.352	26.167.393	25.742.294	25.640.086	24.871.730	24.680.236	27.064.833
poraba glede na leto 2023 (-100%)	112,94%	112,07%	101,76%	96,19%	115,30%	110,61%	110,26%	102,99%	101,15%	123,73%
poraba brez izgub za hrambo viškov EE v MWh glede na leto 2023 (-100%)	104,30%	103,51%	94,98%	90,48%	106,24%	102,89%	102,08%	96,03%	94,52%	113,31%

Viri:

- A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (I.2021 do 2024)
- EIMV: Napoved razvoja prevzema električne energije na prenosnem omrežju Republike Slovenije do leta 2060 (julij 2024)

## 6. 3. Ocena delovanja slovenskega EES v okoliščinah visokega deleža razpršenih proizvodnih OVE virov

Visok delež razpršenih proizvodni OVE virov pomeni povsem drugačno strukturo elektroenergetskega omrežja; množično se bodo implementirali hranilniki EE (baterije), dolgoročno elektrolizerji. Ravno tako bo vedno večja potreba po statičnih sinhronskih kompenzatorjih, regulacijskih dušilkah, energetskih kompenzatorjih z dušilnim vezjem in statičnih serijskih sinhronskih kompenzatorjih. ELES je z investicijami v te naprave pričel v okviru projekta SincroGrid, trenutno z investicijami in raziskavami na tem področju nadaljemo v okviru projekta GreenSwitch. Že leta 2011 sta pričeli delovati tudi dve enoti prečnega transformatorja v RTP Divača.

Najpomembnejši nov ukrep bo obvezna regulacijska sposobnost novih OVE naprav (SE, VE); na podlagi te bo elektrooperater ob presežkih proizvodnje EE iz daljinskih centrov vodenja zmanjšal



oziroma ugasnil proizvodnjo iz SE in VE. Brez te funkcionalnosti EES svoje vloge kombiniranega systemskega operaterja ne bo zmožgel učinkovito opravljati. Danes je stanje deloma kaotično, tudi zato, ker regulacijska sposobnost zakonsko ni zahtevana, kot tudi ni uzakonjena obvezna prigradnja baterijskih hranilnikov ob investiciji v SE, še zlasti pa kot zaskrbljujoče cenjujem dejstvo, da podatki o tem, kolikšna je konična poraba v RS temeljijo zgolj na ocenah, saj pri t.i. samooskrbnih SE zanesljivo vemo zgolj to, koliko EE je bilo oddano v DO in koliko prevzeto iz DO.

Drug ukrep je, da imamo zagotovljeno ustrezno redundantno moč v obliki t.i. »strateških rezerv«. Gre predvsem za plinske elektrarne tipa OCGT in/ali CCGT. S temi enotami bi, skupaj s hranilniki EE, gladili urne negativne bilance, predvsem pa bi v obdobjih, ko proizvodnje iz SE praktično ni (nočne ure, zimski megleni ali snežni dnevi), te enote uporabljali za proizvodnjo EE, če bi bilo delovanje evropskega trga z EE moteno. Te investicije so nujno potrebne. Ocenjujem, da bi v RS potrebovali med 500 in 700 MW moči systemskih rezerv. Ustrezne lokacije z obstoječo povezavo s PO so denimo lokacija bivše TET, TEŠ in tudi TEB. Toda NEPN ne predvideva katere od prvih omenjenih lokacij. Predvideva TEB, kar pa je znova povezano z dodatnimi vlaganji. Če bi namreč bila izbrana lokacija TEB, bi bilo treba zgraditi še novo stikališče in daljnovod moči 400 kV.

Nobene od teh enot pa brez ustreznega finančnega mehanizma v eni izmed oblik, ki so poznane v okviru CRM, ne bo mogoče zgraditi in realizirati. Zato menim, da bo v okviru končne cene EE treba uvesti nov prispevek – prispevek za CRM. V ELES smo v letošnjem letu pričeli z izdelavo dokumenta z naslovom »Razlogi za uvedbo mehanizmov za zmogljivost v Sloveniji«. Končan bo do konca letošnjega oktobra, ko jo bomo tudi posredovali na MOPE in Agencijo za energijo. S to aktivnostjo se vloga družbe ELES končna, saj bodo vse nadaljnje aktivnosti odvisne od MOPE in njegovega morebitnega zagovarjanja uvedbe tega mehanizma pri EU Komisiji.

Potrebna bodo tudi številna vlaganja v PO in DO elektroenergetsko omrežje, tako v daljnovode, RTPje kot TPje. Pri tem prepoznavam dve glavni tveganji, in sicer: nezadostnost lastnega kadra v strukturi vseh EDP, deloma tudi v družbi ELES in nezadostno razpoložljivost zunanjih izvajalcev, in, drugič, nezavedanje odločevalcev, da tako korenita sprememba EES RS s seboj nedvomno prinaša potrebo po dodatnih finančnih virih. Deloma bodo ti iz naslova nepovratnih sredstev EU, glavnino pa bodo morali v obliki višjih tarif za uporabo elektroenergetskih omrežij prispevati slovenski končni porabniki EE.

Nesporno dejstvo je, da višja kot bo moč razpršenih proizvodnih enot OVE in bolj kot bodo slednje razpršene, višja bodo potrebna vlaganja v elektroenergetsko omrežje in višja bo potreba po dodatnih močeh plinskih enot, s tem pa bo višja tudi tarifa za uporabo elektroenergetskega omrežja. Znotraj ustreznih zakonskih in podzakonskih predpisov bi zato morali določiti, da v prihodnje prioriteto podpiramo koncentrirane sisteme OVE, vključno s hranilniki, priključeni na SN omrežje. S tem bi odpravili del potreb po izgradnji novih 110 kV povezav med PO in DO, saj bi se proizvodnja, hramba in poraba EE v znatni meri »vrtela« na DO. Hkrati bi s tem tudi prispevaki k znižanju izgub na elektroenergetskem omrežju.

#### 6. 4. Systemske storitve danes in v prihodnjih dveh desetletjih

Zakup systemskih storitev izvaja ELES. Vir za plačilo zakupa so prihodki od omrežnine, ki jo plačujejo končni porabniki EE v RS. Ob (morebitnem) začetku obratovanja ČHE Kozjak in JEK 2, se bodo stroški zakupov systemskih storitev drastično povečali. Posredno se bodo morale povečati tarife za uporabo

elektroenergetskega omrežja RS(ocena povečanj v točki 6.3.). Sam sem zagovornik možnosti, da stroške povečanega zakupa bremenijo investitorje v ČHE Kozjak in JEK 2, kar je praksa v številnih državah, članicah EU.

Vrste in moči sistemskih storitev, ki jih mora zagotavljati ELES so sledeče:

- Rezerva za vzdrževanje frekvence (RVF) za ELES je v okviru kontinentalne Evrope trenutna moč določena v višini 15 MW, v prihodnje ocenjujemo, da do 22 MW. Ti dve moči lahko zagotovimo z obstoječimi proizvodnimi enotami, brez TEŠ in NEK.
- Rezerva za povrnitev frekvence (RPF), ki se deli na pozitivno (+) in negativno (-) avtomatsko (aRPF) in pozitivno (+) in negativno (-) ročno (rRPF). Zahtevan obseg RPF se zagotavlja s hitrejšo in kvalitetnejšo aRPF in počasnejšo rRPF, pri čemer se delitev med obe vrsti rezerve določa na podlagi priporočil SAFA, kazalcev kvalitete regulacije in operativnih izkušenj TSO. Če so potrebni obsegi rezerve aRPF in s tem posledično tudi rRPF za naslednje leto ali dve relativno natančno napovedljivi, so obsegi za nadaljnja leta precej manj. Pomemben vpliv na dimenzioniranje aRPF bo namreč imela učinkovitost evropskih aRPF in rRPF kooperacij (projekta MARI in PICASSO), ki se uvajata med letoma 2022 in 2025. Delno lahko na dimenzioniranje aRPF vpliva tudi nov Flow-Based (FB) mehanizem, izračun čezmejnih prenosnih zmogljivosti v regiji CORE, saj lahko bistveno spremeni razpoložljivost preostalih čezmejnih zmogljivosti znotraj dneva (t.i. kapacitet po koncu Intra-Day trgovanja), ki jih TSO uporabljajo za medsystemska netiranje in čezmejno aktivacijo aRPF.
- Čeprav bi moral ELES po zakonodajni zahtevi v vsakem trenutku zagotavljati systemske rezerve v moči enaki največje državne proizvodne enote, konkretno to pomeni moč na pragu TEŠ 6 (542 MW), zdaj tega ne zagotavlja; trenutni skupni obseg moči RPF+, ki ga moramo zakupiti v RS, znaša 250 MW. Ta moč predstavlja seštevek moči za aRPF in rRPF (60 in 190 MW). Leta 2014 je namreč Slovenija skupaj s systemskimi operaterji Hrvaške in Bosne in Hercegovino (ELES, HOPS, NOS BiH) podpisala sporazum o delitvi rezerve v regulacijskem bloku, ki določa, da je delež, ki ga mora zagotoviti ELES za pokrivanje največjega izpada v regulacijskem območju Slovenije, Hrvaške in Bosne 250 MW. Nizka moč za zakup RPF+ je torej neposredno določena na osnovi omenjenega tristranskega sporazuma o skupnem zagotavljanju rRPF. V kolikor sporazuma leta 2014 ne bi podpisali, bi znašala moč RPF+, ki bi ga morali po zakonu zakupiti v RS, 543 MW (moč na pragu TEŠ blok 6), kar pomeni dodatnih 292 megavatov moči, kar bi za ELES pomenilo dodatnih 14 milijonov evrov stroškov na leto. Ob tem bi se morale tarife za uporabo prenosnega omrežja povečati za 15 odstotkov.
- V primeru pričetka delovanja JEK 2 bomo potrebovali zakup 1.100 MW rRPF+.<sup>3</sup> Če bo omenjeni sporazum ostal v veljavi v trenutni obliki, bo ELES za blok velikosti 1100 MW primoran zagotoviti 703 MW rezerve do izteka življenjske dobe NEK. Pregled stanja potencialnih ponudnikov rRPF+ kaže na potrebo po izgradnji 500 do 700 MW novih OCGT/CCGT. Glede na delitev moči med +aRPF in +rRPF bo ELES povečeval zakup moči za +rRPF. Po zaprtju NEK leta 2043 se bo delež Elesa dvignil in bo znašal 763 MW. Po mojih ocenah se bi zakup dodatnih systemskih rezerv v primeru gradnje JEK 2 moči 1100 MW ELES

---

<sup>3</sup> ELES ima veljavni tri stranski sporazum o skupnem izračunu in zagotavljanju RPF. V primeru izgradnje JEK 2 priporočam možnost sklenitve tri stranskega sporazuma med ELES, HOPS in madžarskim MAVIR. S tem sporazumom, upoštevajoč metodologijo iz obstoječega tri stranskega sporazuma, bi se lahko ocenjenih 1.100 MW bistveno znižalo.

povzročil povečanje letnih stroškov zakupa sistemskih storitev za 19 milijonov evrov, kar bi pomenilo povečanje tarif za uporabo prenosnega sistema za 20 odstotkov. Čeprav je zakonska dolžnost družbe ELES, da zagotavlja te sistemske rezerve, pa poudarjam, da zagotovitev zadostnih finančnih virov in ustreznih zakonskih oziroma normativnih ureditev zadeva predvsem snovalce slovenske elektroenergetske razvojne politike.

- Trenutni skupni obseg moči RPF- se giblje okrog 90 MW, večina se nanaša na zakup aRPF- (70 MW). V primeru, da ne bi imeli podpisanega omenjenega sporazuma, bi znašala potrebna moč zakupa -RPF 185 MW, kolikor znaša moč črpanja ČHE Avče. V primeru pričetka delovanja ČHE Kozjak, se ta moč poveča na 400-440 MW. Razlika v zakupu moči znaša med 215 in 255 MW. V primeru, da se moč instaliranih SE poveča za npr. 7.000 MW, bi znašala dodatna potreba po aRPF- 210 MW (vsakih novih 100 MW povzroči potrebo po dodatnih med 3 in 5 MW zakupa), kar pa je še vedno manj, kot je razlika moči črpanja med ČHE Avče in ČHE Kozjak.
- Regulacija napetosti in jalove moči se bo morala v prihodnje zagotavljati s pomočjo naprav, ki jih je ELES že vgradil v PO (projekt SincroGrid, zaključen v letu 2022), ki jih gradi (projekt GreenSwitch, zaključek je predviden v letu 2027) in tiste, ki jih bo še gradil. Gre za statične sinhronske kompenzatorje, regulacijske dušilke, energetske kompenzatorje z dušilnim vezjem, statične serijske sinhronske kompenzatorje.
- Viri za zagon brez zunanje napajanja. Obstoječe instalirane kapacitete slovenskih HE in ljubljanskega TE TOL zadostujejo za obstoječe in bodoče potrebe.

Oceno obsega različnih sistemskih storitev v prihodnjih desetletjih moramo presojati z vidika ocene prihodnje konfiguracije proizvodnih enot. Ob tem se je treba zavedati, da se bo prihodnjih letih opustila proizvodnja EE na lokaciji TEŠ, v letu 2044 tudi na lokaciji NEK. Po drugi strani pa se bo moč razpršenih proizvodnih virov OVE bistveno povečala. Če bo vlada RS sprejela odločitev za izgradnjo JEK 2, bomo imeli v EES RS torej novo največjo proizvodno enoto.

Trenutno sicer proizvodne enote TEŠ sodelujejo pri vseh treh sistemskih storitvah izravnave (rezerve za vzdrževanje frekvence, avtomatske in ročne rezerve za povrnitev frekvence) ter pri sistemski storitvi regulacije napetosti in prevzema jalove moči. TEŠ s svojimi enotami ne sodeluje pri sistemski storitvi zagona agregatov brez zunanje napajanja. NEK ne nudi nobene od sistemskih storitev.

Ob upoštevanju stroškov zakupa moči za različne sistemske storitve avstrijskega APG (povprečje 1 do 6 2024) in morebitnem dejstvu, da novega tristranskega sporazuma med ELES, HOPS in NOS BiH ne bo več mogoče skleniti, bi znašali letni stroški dodatnih zakupov moči sistemskih storitev za RPF 68 milijonov evrov. Tarife za uporabo PO bi se morale povečati za 70%.

## 6. 5. Ocena investicijskih vlaganj po variantah

### 6. 5. 1. Ocena investicije na enoto mere

V tabeli 8.1. so prikazane vrednosti na MW za proizvodne enote, pri baterijah je vrednost določena za sistem 1MW/2MWh, za JEK 2 in ČHE so ocenjeni skupni stroški vlaganj v elektroenergetsko omrežje.

**Tabela 8.1.: ocenjeni investicijski izdatki na enoto mere – brez stroškov financiranja**

Cene na enoto mere (vir: ELES, DEM, NREL)				
tehnologija	enota tehnologije	cena na enoto	investicija	LCOE
podaljšanje življenjske dobe NEK do leta 2063	MW	2.325.000 €	1.618.200.000 €	
JEK 2	MW	9.300.000 €	10.230.000.000 €	
investicije v SE (osnova 1.000 MW 31.12.2023)	MW	800.000 €		
investicije v VE (osnova 3 MW 31.12.2023)	MW	1.172.080 €		
nove OCGT sistemska rezerva (osnova 400 MW 31.12.2023)	MW	650.000 €	455.000.000 €	
nove OCGT ročna regulacija frekvence "+" (osnova 400 MW 31.12.2023)	MW	650.000 €	455.000.000 €	
baterijski sistemi tržni	MW+2MWh	880.440 €		
baterijski sistemi sistemski (osnova 50 MW 31.12.2023)	MW+2MWh	455.400 €		
ČHE (osnova ČHE Avče)	MW	1.420.000 €		
vlaganja v elektroenergetsko omrežje VN zaradi SE km				
vlaganja v elektroenergetsko omrežje SN zaradi SE km			posebna tabela	
vlaganja v elektroenergetsko omrežje NN zaradi SE km				
vlaganje v prenosno elektroenergetsko omrežje zaradi JEK 2 km	RTP + DV	240.000.000 €	240.000.000 €	
vlaganja v elektroenergetsko omrežje - ČHE (kmDV + VN polje)	DV+polje	43.000 €		
vlaganja v elektroenergetsko omrežje - ČHE (kmDV + VN polje)	ČHE Kozjak	40.560.000 €	40.560.000 €	

Viri:

- ELES: osnutek 10 letnih razvojnih načrtov PO in DO 2025 – 2034
- ELES: Analiza možnosti vključitve ČHE v prenosno omrežje RS (februar 2024)
- IEA: <https://www.iea.org/>
- IRENA: <https://www.irena.org/>
- NREL: <https://www.nrel.gov/>
- DEM: ČHE Kozjak

V tabelah 8.2. in 8.3. so izračuni vlaganj v elektroenergetsko omrežje v odvisnosti od projekcije instaliranih moči SE in VE ter od tega, koliko te moči bo priključene na VN, SN in NN omrežje.

**Tabela 8.2.: investicije v VN elektroenergetsko omrežje**

Ocena investicijskih vlaganj v VN in SN omrežje za 530 MW VE in 4.350 MW SE - tipizirana vlaganja na E.M.										
	število polj	moč MW	povprečna dolžina priklopa	skupaj dolžina priklopa	cena na KM	investicija skupaj	število DV polj	cena DV polja	investicija DV polja	skupaj DV+VN polja
Koncentrirana polja VE	24	280	8	180	1.100.000 €	198.000.000 €	24	502.963 €	12.071.112 €	210.071.112 €
- do 20 MW	10	250	8	75	1.100.000 €	82.500.000 €	10	502.963 €	5.029.630 €	87.529.630 €
- do 50 MW		530		255		280.500.000 €	34		17.100.742 €	297.600.742 €
Koncentrirana polja SE										
- do 20 MW	155	3.100	8	1.163	1.100.000 €	1.278.750.000 €	310	502.963 €	155.918.530 €	1.434.668.530 €
- do 50 MW	20	1.000	8	150	1.100.000 €	165.000.000 €	40	502.963 €	20.118.520 €	185.118.520 €
- do 70 MW	5	250	8	38	1.100.000 €	41.250.000 €	10	502.963 €	5.029.630 €	46.279.630 €
		4.350		1.350		1.485.000.000 €	360		181.066.680 €	1.666.066.680 €
<b>SKUPAJ</b>		<b>4.880</b>		<b>1.605</b>		<b>1.765.500.000</b>	<b>764</b>		<b>198.167.422</b>	<b>1.963.667.422</b>

Viri:

- ELES: osnutek 10 letnih razvojnih načrtov PO in DO 2025 – 2034
- A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

**Tabela 8.3.: investicije v VN, SN in NN elektroenergetsko omrežje**

Ocena investicijskih vlaganj v VN, SN in NN omrežje - glede na variante - tipizirana vlaganja na E.M.										
	brez JEK 2 in brez NEK	brez JEK 2 z NEK	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in z NEK	brez JEK 2 in brez NEK	brez JEK 2 in brez NEK II	brez JEK 2 z NEK	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in z NEK	100% OVE
število novih SE povprečne moči 11 kW	294.182	294.182	187.000	187.000	421.909	294.182	149.182	-	-	1.367.364
število priključkov na novo TP	30	30	30	30	30	30	30	-	-	30
število rekonstrukcij	9.806	9.806	6.233	6.233	14.064	9.806	4.973	-	-	45.579
povprečna cena rekonstrukcije NN	140.000 €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	-	-	140.000 €
investicija v rekonstrukcijo NN	1.372.848.485 €	1.372.848.485 €	872.666.667 €	872.666.667 €	1.968.909.091 €	1.372.848.485 €	696.181.818 €	0 €	0 €	6.381.030.303 €
investicija v VN, SN	1.963.667.422 €	1.963.667.422 €	1.963.667.422 €	1.963.667.422 €	1.963.667.422 €	1.963.667.422 €	1.963.667.422 €	1.678.774.689 €	1.075.188.392 €	1.963.667.422 €
	<b>3.336.515.907 €</b>	<b>3.336.515.907 €</b>	<b>2.836.334.089 €</b>	<b>2.836.334.089 €</b>	<b>3.932.576.513 €</b>	<b>3.336.515.907 €</b>	<b>2.659.849.240 €</b>	<b>1.678.774.689 €</b>	<b>1.075.188.392 €</b>	<b>8.344.697.725 €</b>

Viri:

- ELES: osnutek 10 letnih razvojnih načrtov PO in DO 2025 – 2034
- A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

## 6. 5. 2. Investicijska vlaganja za štiri osnovne variante

V nadaljevanju so izračunana ocenjena investicijska vlaganja za štiri tako imenovane osnovne variante. V osnutku NEPN 2024 sta OVE in jedrska varianta. Pri obeh sem dodal še NEK z proizvodnjo do vključno leta 2063. Gre za osnovne investicijske vrednosti, in sicer po stalnih cenah leto 2024, brez stroškov financiranja.

Izračuni so sledeči:

- v tabeli 9.1. so moči znižane za delujoče moči na dan 31.12.2024 (razlika glede na podatke v tabeli 4),
- v tabeli 9.2. so zmnožki vrednosti iz tabel 8.1., 8.2., 8.3. in 9.1.,
- v tabeli 9.3. so investicijske vrednosti za SE, in baterij množene s količnikom 2 (30 letna osnovna življenjska doba, jedrske elektrarne 60 let), VE s količnikom 1,4 (ravno tako zaradi izenačevanja investicijskih vrednosti glede na pričakovano življenjsko dobo).

Ne smemo spregledati dejstva, da OVE SE in VE v svoji življenjski dobi ne povzročata variabilnih stroškov (v glavnem gre za strošek energenta). Drugače je pri HE, ki plačujejo koncesije za porabljeno vodno energijo glede na količine proizvedene EE in po določenih prodajnih cenah. Vendar izračunavanje t.i. LCOE presega okvir te naloge.

**Tabela 9.1.: pregled moči novih proizvodnih naprav – osnovne variante**

	Vlaganja v proizvodnjo in elektroenergetsko omrežje - fizični podatki			
	brez NEK in JEK 2	z NEK In brez JEK 2	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK
podaljšanje življenjske dobe NEK do leta 2063		696		696
JEK 2			1.100	1.100
investicije v SE (osnova 1.000 MW 31.12.2023)	7.595	7.595	6.515	6.515
investicije v VE (osnova 3 MW)	521	521	422	422
nove OCGT sistemska rezerva (osnova 400 MW 31.12.2023)	400	400	400	400
nove OCGT ročna regulacija frekvence "+" (osnova 400 MW 31.12.2023)			700	700
baterijski sistemi tržni	3.438	3.438	3.006	3.006
baterijski sistemi sistemski (osnova 71 MW 30.06.2024)	789	789	681	681
ČHE (osnova ČHE Avče)	1.823	1.823	1.823	1.823
vlaganja v elektroenergetsko omrežje VN zaradi SE km				
vlaganja v elektroenergetsko omrežje SN zaradi SE km				
vlaganja v elektroenergetsko omrežje NN zaradi SE km				
vlaganje v prenosno elektroenergetsko omrežje zaradi JEK 2 km				
vlaganja v elektroenergetsko omrežje - ČHE				

Vir: Tabela 4 (moči znižane za stanje na dan 31.12.2023)

**Tabela 9.2.: ocena vlaganj v nove proizvodne naprave in elektroenergetsko omrežje – osnovne variante**

Vlaganja v proizvodnjo in elektroenergetsko omrežje - vrednostni podatki				
	brez NEK in JEK 2	z NEK In brez JEK 2	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK
podaljšanje življenjske dobe NEK do leta 2063 JEK 2		1.618.200.000 €		1.618.200.000 €
			10.230.000.000 €	10.230.000.000 €
investicije v SE (osnova 1.000 MW 31.12.2023)	6.076.000.000 €	6.076.000.000 €	5.212.000.000 €	5.212.000.000 €
investicije v VE (osnova 3 MW)	610.653.680 €	610.653.680 €	494.617.760 €	494.617.760 €
nove OCGT sistemska rezerva (osnova 400 MW 31.12.2023)	260.000.000 €	260.000.000 €	260.000.000 €	260.000.000 €
nove OCGT ročna regulacija frekvence "+" (osnova 400 MW 31.12.2023)			455.000.000 €	455.000.000 €
baterijski sistemi tržni in za gospodinjstva	3.026.952.720 €	3.026.952.720 €	2.646.602.640 €	2.646.602.640 €
baterijski sistemi sistemski (osnova 71 MW 31.12.2023)	359.310.600 €	359.310.600 €	310.127.400 €	310.127.400 €
ČHE (osnova ČHE Avče)	2.588.660.000 €	2.588.660.000 €	2.588.660.000 €	2.588.660.000 €
vlaganja v elektroenergetsko omrežje	3.336.515.907 €	3.336.515.907 €	2.836.334.089 €	2.836.334.089 €
vlaganje v prenosno elektroenergetsko omrežje zaradi JEK 2 km			240.000.000 €	240.000.000 €
vlaganja v elektroenergetsko omrežje - ČHE	101.749.000 €	101.749.000 €	101.749.000 €	101.749.000 €
<b>SKUPAJ</b>	<b>16.359.841.907 €</b>	<b>17.978.041.907 €</b>	<b>25.375.090.889 €</b>	<b>26.993.290.889 €</b>
<b>Opomba: dodatni stroški najema kapacitet za avtomatsko in ročno regulacijo frekvence niso upoštevani - te stroške plačajo investitorji v proizvodne enote</b>				

Viri: tabele 8.1., 8.2., 8.3. in 9.1.

**Tabela 9.3.: ocena vlaganj v nove proizvodne naprave in elektroenergetsko omrežje – osnovne variante – preračun na 60 letno življenjsko dobo**

Vlaganja v proizvodnjo in elektroenergetsko omrežje - vrednostni podatki - preračun na 60 let življenjske dobe				
	brez NEK in JEK 2	z NEK In brez JEK 2	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK
podaljšanje življenjske dobe NEK do leta 2063 JEK 2		1.618.200.000 €		1.618.200.000 €
			10.230.000.000 €	10.230.000.000 €
investicije v SE (osnova 1.000 MW 31.12.2023)	12.152.000.000 €	12.152.000.000 €	10.424.000.000 €	10.424.000.000 €
investicije v VE (osnova 3 MW)	854.915.152 €	854.915.152 €	692.464.864 €	692.464.864 €
nove OCGT sistemska rezerva (osnova 400 MW 31.12.2023)	260.000.000 €	260.000.000 €	260.000.000 €	260.000.000 €
nove OCGT ročna regulacija frekvence "+" (osnova 400 MW 31.12.2023)			455.000.000 €	455.000.000 €
baterijski sistemi tržni in za gospodinjstva	12.107.810.880 €	12.107.810.880 €	10.586.410.560 €	10.586.410.560 €
baterijski sistemi sistemski (osnova 71 MW 31.12.2023)	1.437.242.400 €	1.437.242.400 €	1.240.509.600 €	1.240.509.600 €
ČHE (osnova ČHE Avče)	2.588.660.000 €	2.588.660.000 €	2.588.660.000 €	2.588.660.000 €
vlaganja v elektroenergetsko omrežje VN zaradi SE km	3.336.515.907 €	3.336.515.907 €	2.836.334.089 €	2.836.334.089 €
vlaganje v prenosno elektroenergetsko omrežje zaradi JEK 2 km			240.000.000 €	240.000.000 €
vlaganja v elektroenergetsko omrežje - ČHE	101.749.000 €	101.749.000 €	101.749.000 €	101.749.000 €
<b>SKUPAJ</b>	<b>32.838.893.339 €</b>	<b>34.457.093.339 €</b>	<b>39.655.128.113 €</b>	<b>41.273.328.113 €</b>
<b>Opomba: dodatni stroški najema kapacitet za avtomatsko in ročno regulacijo frekvence niso upoštevani - te stroške plačajo investitorji v proizvodne enote</b>				

Vir: Tabela 9.2.

### 6. 5. 3. Ocena investicijskih vlaganja za pet optimiranih variant in dodano varianto 100% OVE

Vrednosti v tabelah 10.1. do 10.3. so izračunane metodološko enako, kot v točki 6.5.2. Izračuni se nanašajo na optimizirane podatke iz točke 6.5.2.. Optimizacijo sem opravil pri moči SE, baterij, ČHE in OCGT/CCGT na podlagi predhodno določenih ciljnih vrednostih. Slednje so pojasnjene v točki 2.7..

**Tabela 10.1.: pregled moči novih proizvodnih naprav – optimizacije**

Vlaganja v proizvodnjo in elektroenergetsko omrežje - fizični podatki						
	brez NEK in JEK 2	brez NEK in JEK 2 II	z NEK In brez JEK 2	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK	100% OVE
podaljšanje življenjske dobe NEK do leta 2063 JEK 2			696	1.100	696	
investicije v SE (osnova 1.000 MW 31.12.2023)	9.000	7.595	6.000	3.750	2.250	19.400
investicije v VE (osnova 3 MW)	521	521	521	422	422	521
nove OCGT sistemska rezerva (osnova 400 MW 31.12.2023)	100	200	-	-	-	
nove OCGT ročna regulacija frekvence "+" (osnova 400 MW 31.12.2023)				700	700	
baterijski sistemi tržni	4.000	2.000	2.800	1.900	1.300	6.300
baterijski sistemi sistemski (osnova 71 MW 30.06.2024)	1.089	1.209	1.029	799	729	2.009
ČHE (osnova ČHE Avče)	400	-	400	400	400	400
vlaganja v elektroenergetsko omrežje VN zaradi SE km vlaganja v elektroenergetsko omrežje SN zaradi SE km vlaganja v elektroenergetsko omrežje NN zaradi SE km						
vlaganje v prenosno elektroenergetsko omrežje zaradi JEK 2 km						
vlaganja v elektroenergetsko omrežje - ČHE						

Vir: tabela 4 (moči znižane za stanje na dan 31.12.2023)

**Tabela 10.2.: ocena vlaganj v nove proizvodne naprave in elektroenergetsko omrežje – optimizacije**

Vlaganja v proizvodnjo in elektroenergetsko omrežje - vrednostni podatki						
	brez NEK in JEK 2	brez NEK in JEK 2 II	z NEK In brez JEK 2	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK	100% OVE
podaljšanje življenjske dobe NEK do leta 2063 JEK 2			1.618.200.000 €	10.230.000.000 €	1.618.200.000 €	
investicije v SE (osnova 1.000 MW 31.12.2023)	6.076.000.000 €	6.076.000.000 €	4.800.000.000 €	3.000.000.000 €	1.800.000.000 €	15.520.000.000 €
investicije v VE (osnova 3 MW)	610.653.680 €	610.653.680 €	610.653.680 €	494.617.760 €	494.617.760 €	610.653.680 €
nove OCGT sistemska rezerva (osnova 400 MW 31.12.2023)	65.000.000 €	130.000.000 €	0 €	0 €	0 €	
nove OCGT ročna regulacija frekvence "+" (osnova 400 MW 31.12.2023)				455.000.000 €	455.000.000 €	
baterijski sistemi tržni in za gospodinjstva	3.521.760.000 €	1.760.880.000 €	2.465.232.000 €	1.672.836.000 €	1.144.572.000 €	5.546.772.000 €
baterijski sistemi sistemski (osnova 71 MW 31.12.2023)	495.930.600 €	550.578.600 €	468.606.600 €	363.864.600 €	331.986.600 €	914.898.600 €
ČHE (osnova ČHE Avče)	568.000.000 €	0 €	568.000.000 €	568.000.000 €	568.000.000 €	568.000.000 €
vlaganja v elektroenergetsko omrežje	3.932.576.513 €	3.336.515.907 €	2.659.849.240 €	1.678.774.689 €	1.075.188.392 €	8.344.697.725 €
vlaganje v prenosno elektroenergetsko omrežje zaradi JEK 2 km				240.000.000 €	240.000.000 €	
vlaganja v elektroenergetsko omrežje - ČHE	40.560.275 €	0 €	40.560.275 €	40.560.000 €	40.560.000 €	40.560.000 €
<b>SKUPAJ</b>	<b>15.310.481.068 €</b>	<b>12.464.628.187 €</b>	<b>13.231.101.795 €</b>	<b>18.743.653.049 €</b>	<b>17.998.124.752 €</b>	<b>31.545.582.005 €</b>

Opomba: dodatni stroški najema kapacitet za avtomatsko in ročno regulacijo frekvence niso upoštevani - te stroške plačajo investitorji v proizvodne enote

Viri: tabele 8.1., 8.2., 8.3. in 10.1.



**Tabela 10.3.: ocena vlaganj v nove proizvodne naprave in elektroenergetsko omrežje – optimizacije – preračun na 60 letno življenjsko dobo**

Vlaganja v proizvodnjo in elektroenergetsko omrežje - vrednostni podatki - preračun na 60 let življenjske dobe						
	brez NEK in JEK 2	brez NEK in JEK 2 II	z NEK in brez JEK 2	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK	100% OVE
podaljšanje življenjske dobe NEK do leta 2063 JEK 2			1.618.200.000 €		1.618.200.000 €	
				10.230.000.000 €	10.230.000.000 €	
investicije v SE (osnova 1.000 MW 31.12.2023)	12.152.000.000 €	12.152.000.000 €	9.600.000.000 €	6.000.000.000 €	3.600.000.000 €	31.040.000.000 €
investicije v VE (osnova 3 MW)	854.915.152 €	854.915.152 €	854.915.152 €	692.464.864 €	692.464.864 €	854.915.152 €
nove OCGT sistemska rezerva (osnova 400 MW 31.12.2023)	65.000.000 €	130.000.000 €	0 €	0 €	0 €	
nove OCGT ročna regulacija frekvence "+" (osnova 400 MW 31.12.2023)				455.000.000 €	455.000.000 €	
baterijski sistemi tržni in za gospodinjstva	14.087.040.000 €	7.043.520.000 €	9.860.928.000 €	6.691.344.000 €	4.578.288.000 €	22.187.088.000 €
baterijski sistemi sistemski (osnova 71 MW 31.12.2023)	1.983.722.400 €	2.202.314.400 €	1.874.426.400 €	1.455.458.400 €	1.327.946.400 €	3.659.594.400 €
ČHE (osnova ČHE Avče)	568.000.000 €	0 €	568.000.000 €	568.000.000 €	568.000.000 €	568.000.000 €
vlaganja v elektroenergetsko omrežje VN zaradi SE km	3.932.576.513 €	3.336.515.907 €	2.659.849.240 €	1.678.774.689 €	1.075.188.392 €	8.344.697.725 €
vlaganje v prenosno elektroenergetsko omrežje zaradi JEK 2 km		0 €		240.000.000 €	240.000.000 €	
vlaganja v elektroenergetsko omrežje - ČHE	40.560.275 €	0 €	40.560.275 €	40.560.000 €	40.560.000 €	40.560.000 €
<b>SKUPAJ</b>	<b>33.683.814.340 €</b>	<b>25.719.265.459 €</b>	<b>27.076.879.067 €</b>	<b>28.051.601.953 €</b>	<b>24.425.647.656 €</b>	<b>66.694.855.277 €</b>

*Opomba: dodatni stroški najema kapacitet za avtomatsko in ročno regulacijo frekvence niso upoštevani - te stroške plačajo investitorji v proizvodne enote*

Vir: Tabela 10.2.

## 6. 6. Izgube zaradi glajenja urnih bilanc v odvisnosti od posamezne variante

Nepredvidljiva proizvodnja EE iz SE in VE, presežki njune proizvodnje, ko je EE praviloma dovolj in pomanjkanje v ponoči in pozimi - vse to zahteva množično uvajanje hranilnikov EE, kot so baterijski sistemi in ČHE. Druge obstoječe tehnologije so z vidika razvitosti in komercialnosti uporabe bolj kot ne pilotni projekti, predvsem pa so stroškovno nesprejemljive (več o proizvodnji zelenega vodika in njegovi porabi v OCGT/CCGT v točki 10.).

Vse to potrjujejo spodnji rezultati. Daleč najvišje izgube so pri variantah s prevladujočimi OVE SE in VE.

**Tabela 11.1.: izgube EE pri hrambi/pretvorbi urnih viškov**

	Pregled količin MWh izgub zaradi hrambe viškov EE									
	osnovne variante				optimirane variante					100% OVE
	brez NEK in JEK 2	z NEK in brez JEK 2	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK	brez NEK in JEK 2	brez NEK in JEK 2 II	z NEK in brez JEK 2	z JEK 2 in brez NEK	z JEK 2 in NEK	
baterije e mobilnost	520.712	520.712	520.712	520.712	520.712	520.712	520.712	520.712	520.712	520.712
baterije (komercialne, sistemske)	261.438	231.904	91.731	43.860	289.666	351.658	223.284	114.185	92.640	428.377
črpalne hidroelektrane (ČHE)	313.736	333.636	247.764	159.076	339.334	107.425	294.187	249.345	228.611	372.613
<b>SKUPAJ</b>	<b>1.095.886</b>	<b>1.086.252</b>	<b>860.207</b>	<b>723.648</b>	<b>1.149.712</b>	<b>979.795</b>	<b>1.038.183</b>	<b>884.242</b>	<b>841.963</b>	<b>1.321.702</b>
<b>SKUPAJ brez emobilnosti</b>	<b>575.174</b>	<b>565.540</b>	<b>339.495</b>	<b>202.936</b>	<b>629.000</b>	<b>459.083</b>	<b>517.471</b>	<b>363.530</b>	<b>321.251</b>	<b>800.990</b>

Rezultate iz tabele 11.1. potrjujem s spodnjim korelacijskim koeficientom. Moč SE je v neposredni korelaciji z izgubami EE zaradi hrambe/pretvorbe viškov EE iz SE.

**Tabela 11.2.: korelacija med višino moči SE in izgubah EE zaradi hrambe/pretvorbe**

Korelacijski koeficient med neodvisno spremenljivko moč SE in odvisno spremenljivko presežek proizvedene EE iz SE										
	VARIANTE BREZ JEK 2					VARIANTE Z JEK 2				100% OVE
	brez NEK od 2044 dalje			z NEK do leta 2063		brez NEK od 2044 dalje		z NEK do leta 2063		
	SE in VE po osnutku NEPN 2024	optimirano	dodatna optimizacija	SE in VE po osnutku NEPN 2024	optimirano	SE in VE po osnutku NEPN 2024	optimirano	SE in VE po osnutku NEPN 2024	optimirano	
instalirana moč SE	8.595	10.000	8.595	8.595	7.000	7.515	4.750	7.515	3.250	20.400
presežek proizvedene EE iz SI	607.279	1.310.184	859.504	1.268.596	487.152	2.435.219	581.407	3.637.512	473.406	9.309.047
<b>KORELACIJSKI KOEFICIENT</b>	<b>0,88</b>									

## 7. RANGIRANJE VARIANT

Razvrstitev v Tabeli 12 je smiselno presojati skupaj s SWOT analizo iz točke 3.2. in Priporočil iz točke 3.3. Najboljše tri variante so prikazane v Tabeli 12.

**Tabela 12: rangiranje desetih variant**

Leto 2044: podatki in vrednotenje variant (variabilni: NEK do 2063, JEK 2044), pri optimizaciji optimiranje moči SE, baterij, OCGT, ČHE												
	EM	VARIANTE BREZ JEK 2						VARIANTE Z JEK 2				100% OVE
		brez NEK od 2044 dalje			z NEK do leta 2063			brez NEK od 2044 dalje		z NEK do leta 2063		
		SE in VE po osnutku NEPN 2024	optimirano	dodatna optimizacija	SE in VE po osnutku NEPN 2024	optimirano	SE in VE po osnutku NEPN 2024	optimirano	SE in VE po osnutku NEPN 2024	optimirano		
instalirana moč SE	MW	8.595	10.000	8.595	8.595	7.000	7.515	4.750	7.515	3.250	20.400	
instalirana moč VE	MW	521	521	521	521	521	422	422	422	422	521	
instalirana moč ČHE	MW	585	585	185	585	585	585	585	585	585	585	
instalirana moč komercialnih baterij	MW	3.438	4.000	2.000	3.438	2.800	3.006	1.900	3.006	1.300	6.300	
instalirana moč sistemskih baterij	MW	860	1.160	1.280	860	1.100	752	870	752	800	2.080	
instalirana moč OCGT za izravnavo urnih bilanc	MW	800	500	600	500	400	400	400	400	400	-	
instalirana moč OCGT za ročno povrnitev frekvence +	MW	-	-	-	-	-	700	700	700	700	-	
instalirana moč JEK 2	MW	-	-	-	-	-	1.100	1.100	1.100	1.100	-	
instalirana moč NEK	MW	-	-	-	696	696	-	-	696	696	-	
letna bilanca brez viškov proizvedene EE iz SE	%	-6,86%	-8,14%	-9,40%	-3,89%	-7,24%	7,14%	4,40%	12,75%	8,50%	-8,39%	
letna bilanca brez urnih viškov EE	%	-7,40%	-9,15%	-10,13%	5,80%	-8,66%	-0,96%	-2,10%	0,06%	-0,66%	-10,00%	
kumulativno najvišji manko brez urnih viškov EE iz SE	MWh	- 1.869.965	- 2.320.867	- 2.513.786	- 1.075.694	- 1.942.405	- 276.788	- 387.801	- 63.830	- 130.904	- 2.436.977	
fleksibilnost evozil - praznjenje baterij	MWh	2.950.698	2.950.698	2.950.698	2.950.698	2.950.698	2.950.698	2.950.698	2.950.698	2.950.698	2.950.698	
letna proizvodnja EE iz OCGT za izravnavo	MWh	2.904.170	1.749.244	2.394.145	1.559.923	1.514.087	622.918	989.663	229.228	642.099	-	
presežek proizvedene EE iz SE	MWh	607.279	1.310.184	859.504	1.268.596	487.152	2.435.219	581.407	3.637.512	473.406	9.309.047	
presežek proizvedene EE iz SE	%	6,75%	12,52%	9,57%	14,11%	6,65%	30,97%	11,70%	46,26%	13,92%	43,61%	
potencial viškov EE iz SE za elektrolizo (40% C.F.)	MWh	75.125	74.093	79.420	86.459	74.627	118.386	81.299	217.252	83.217	188.086	
izkoristek elektrolizerjev	%	42,88%	42,29%	45,33%	49,35%	42,60%	45,05%	46,40%	41,33%	47,50%	42,94%	
presežek proizvedene EE iz SE, znižan za elektrolizo	%	5,92%	11,80%	8,70%	13,15%	5,63%	29,47%	10,06%	43,50%	11,50%	42,70%	
delež proizvedene EE iz OVE	%	80,52%	86,42%	82,59%	75,11%	73,21%	58,03%	51,84%	53,03%	43,35%	100,00%	
delež proizvedene EE iz nizkoogljicnih virov	%	80,52%	86,42%	82,59%	88,01%	87,21%	93,46%	91,16%	95,43%	92,94%	100,00%	
<i>Opomba: - delež EE iz OVE: brez proizvodnje ČHE, brez praznjenja baterij, brez SPTE plin, brez SPTE komunalni odpadki</i>												
največji urni manko EE	MW	1.858	2.136	2.058	1.836	2.045	1.094	1.742	774	1.327	2.661	
sistemske rezerve (sistemske baterije, OCGT, ČHE)	MW	2.245	2.245	2.065	1.945	2.085	1.737	1.855	1.737	1.785	2.665	
pokritje najvišjega urnega manka s sistemskimi rezervami	%	121%	105%	100%	106%	102%	159%	107%	224%	135%	100%	
<b>TEHNIČNO RANGIRANJE</b>												
1. Letna uvozna odvisnost (brez upoštevanja urnih pozitivnih bilanc)		5	8	10	6	7	3	4	1	2	9	
2. Kumulativno najmanjši manko brez urnih viškov EE iz SE		6	8	10	5	7	3	4	1	2	9	
3. Optimalno pokritje največjega urnega manka EE		7	4	1	5	3	9	6	10	8	1	
4. Čim nižji presežek proizvedene EE iz SE		2	6	3	7	1	8	4	10	5	9	
5. Visok delež OVE		4	2	3	5	6	7	9	8	10	1	
6. Visok delež nizkoogljicne proizvodnje		10	8	9	6	7	3	5	2	4	1	
Povprečje seštevka točk		5,67	6,00	6,00	5,67	5,17	5,50	5,33	5,33	5,17	5,00	
investicijska vrednost - stalne cene leto 2024	€	32.838.893.339	33.683.814.340	25.719.265.459	34.457.093.339	27.076.879.067	39.655.128.113	28.051.601.953	41.273.328.113	24.425.647.656	66.694.855.277	
VREDNOSTNO RANGIRANJE		5	6	2	7	3	8	4	9	1	10	
POVPREČJE TEHNIČNEGA IN VREDNOSTNEGA RANGIRANJA		5,33	6,00	4,00	6,33	4,08	6,75	4,67	7,17	3,08	7,50	
<b>NAJBOLJŠE TRI VARIANTE</b>				brez JEK 2 in brez NEK do leta 2063 II.		brez JEK 2, z NEK do leta 2063		z JEK 2 in z NEK do leta 2063				

Viri: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024), tabeli 9.3. in 10.3

Ocene investicijskih vlaganj, prikazanih v tabeli 10.3, ne upoštevajo bodočih stroškov delovanja in vzdrževanja (D&V), ravno tako ne izgub pri ciklih polnjenja/praznjenja akumulacijskih bazenov ČHE in baterij.

Stroški D&V so izraženi predvsem pri scenariju z JEK 2 in z NEK do leta 2063, stroški izgub ciklov hranjenja EE pa pri scenariju brez JEK 2 in brez NEK do leta 2063 II.

Če upoštevam predhodno navedene stroške, se bistveno spremenijo skupne vrednosti, investicijsko/stroškovno sta bolj ugodna scenarija brez JEK 2, kar je prikazano v spodnji tabeli.

**Tabela 12.1: investicijske vrednosti, povečane za stroške D&V in izgube ciklov hranjenja EE**

Korekcije investicijskih vrednosti stalne cene leto 2024, povečane za stroške D&V in oportunitene stroške izgub pri ciklih hranjenja viškov EE				
	brez JEK 2 in brez NEK do leta 2063 II.	brez JEK 2, z NEK do leta 2063	z JEK 2 in z NEK do leta 2063	100% OVE
investicijska vrednost stalne cene 2024	25.719.265.459	27.076.879.067	24.425.647.656	66.694.855.277
JEK 60 let D&V	-	-	21.651.423.737	-
NEK 20 let D&V	-	1.705.468.790	1.705.468.790	-
SE+VE 60 let D&V	4.960.927.200	4.092.928.200	1.998.302.400	11.385.208.200
baterije 60 let D&V	885.600.000	1.053.000.000	567.000.000	2.262.600.000
izgube ciklov hranjenja (70 EUR/MWh)	1.928.148.600	2.173.378.200	1.349.254.200	3.364.158.000
izgube VtoG (70 EUR/MWh)	2.186.987.631	2.186.987.631	2.186.987.631	2.186.987.631
<b>korigirano za D&amp;V</b>	<b>35.680.928.890</b>	<b>38.288.641.888</b>	<b>53.884.084.414</b>	<b>85.893.809.108</b>

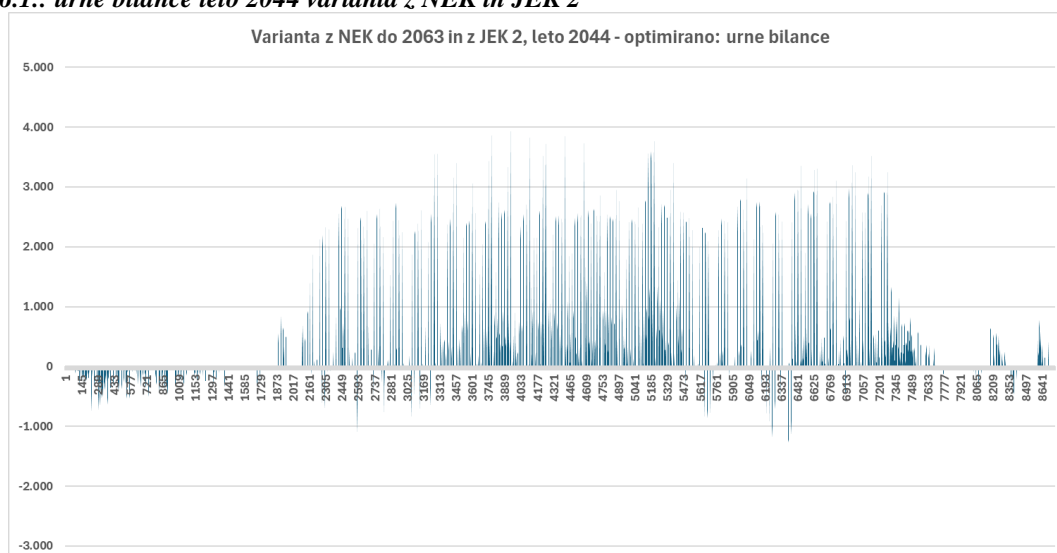
Viri: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024), tabeli 9.3. in 10.3.

## 8. PODROBNEJŠA PRESOJA TREH NAJBOLJE OCENJENIH VARIANT

### 8. 1. Urne bilance leto 2044

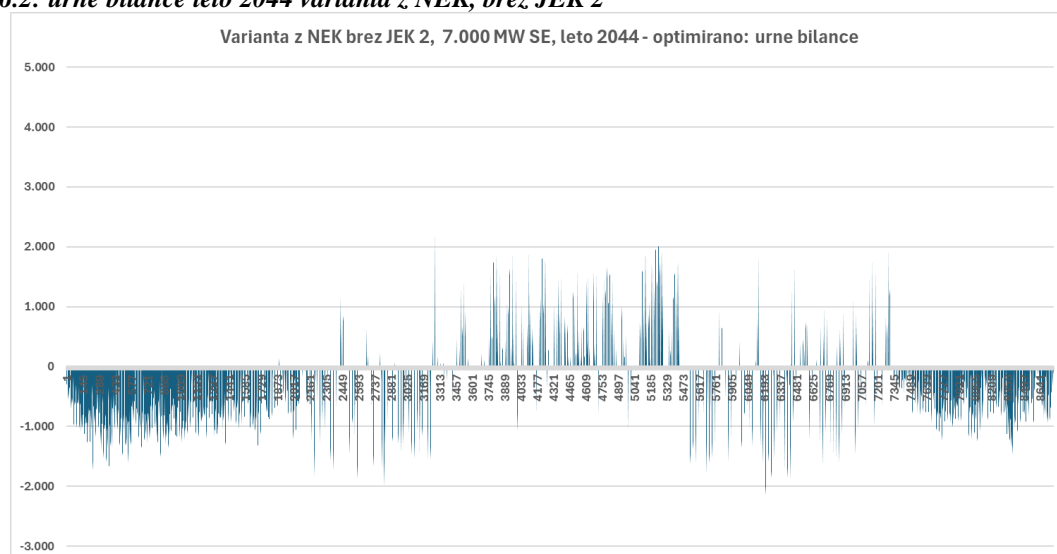
V slikah 6.1., 6.2. in 6.3. je grafična ponazoritev urnih bilanc EE. Urne bilance za varianto NEK do 2063, 7.000 MW SE in varianto brez NEK in brez JEK 2, 8.585 MW SE, sta si dokaj podobni. Od teh dve odstopa urna bilanca, prikazana na sliki 6.1.. JEK 2 bo s pričetkom svojega obratovanja in v primeru, da se življenjska doba NEK podaljša do leta 2063, povzročil visoke urne presežke in letno pozitivno bilanco. Kako bomo potrošili in kam prenašali (izvažali) proizvedeno EE, ki je ne bomo potrebovali za pokrivanje porabe v RS, in če jo bomo izvažali, po kakšni ceni?

**Slika 6.1.: urne bilance leto 2044 varianta z NEK in JEK 2**



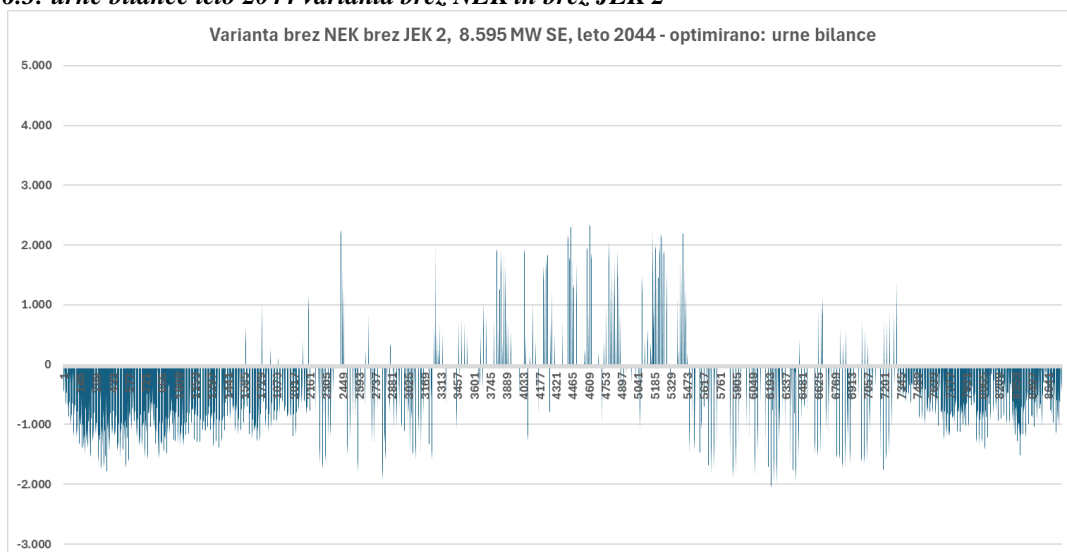
Vir: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

**Slika 6.2.: urne bilance leto 2044 varianta z NEK, brez JEK 2**



Vir: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

**Slika 6.3: urne bilance leto 2044 varianta brez NEK in brez JEK 2**

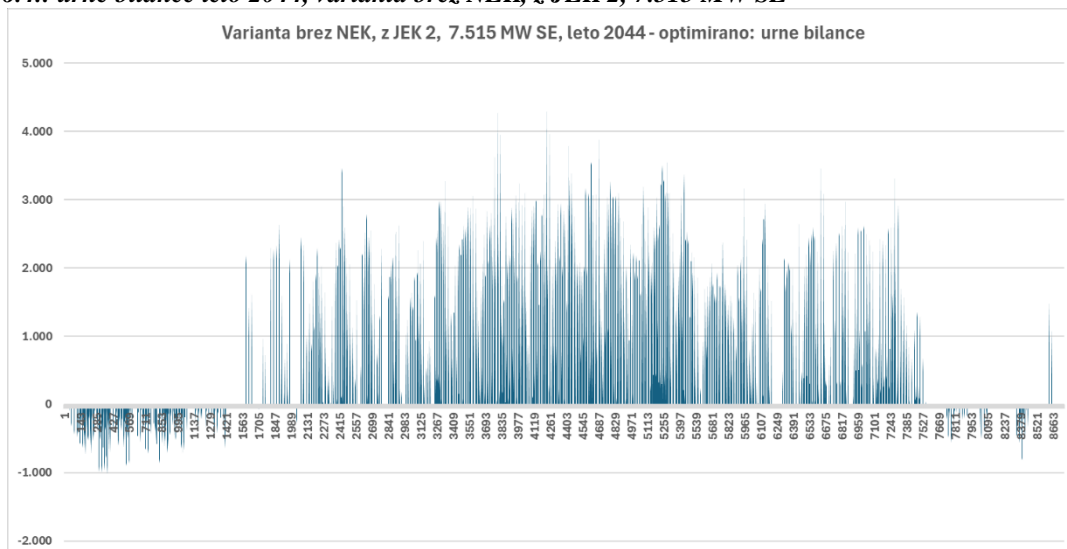


Vir: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

## 8. 2. Urne bilance leto 2044, jedrski scenarij IJS, MW SE

Spodnja slika 6.4. prikazuje urne bilance za varianto, ki jo je opisana v osnutku NEPN 2024 in jasno kaže na to, da je predlog napačen. Že pri moji optimirani varianti z NEK do 2063, JEK 2 in 3.500 MW SE, so urni presežki izjemno visokih. Pri tej pa so še višji.

**Slika 6.4.: urne bilance leto 2044, varianta brez NEK, z JEK 2, 7.515 MW SE**



Vir: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

## 8. 3. Izračun letnih bilanc za obdobje 2024 do 2044

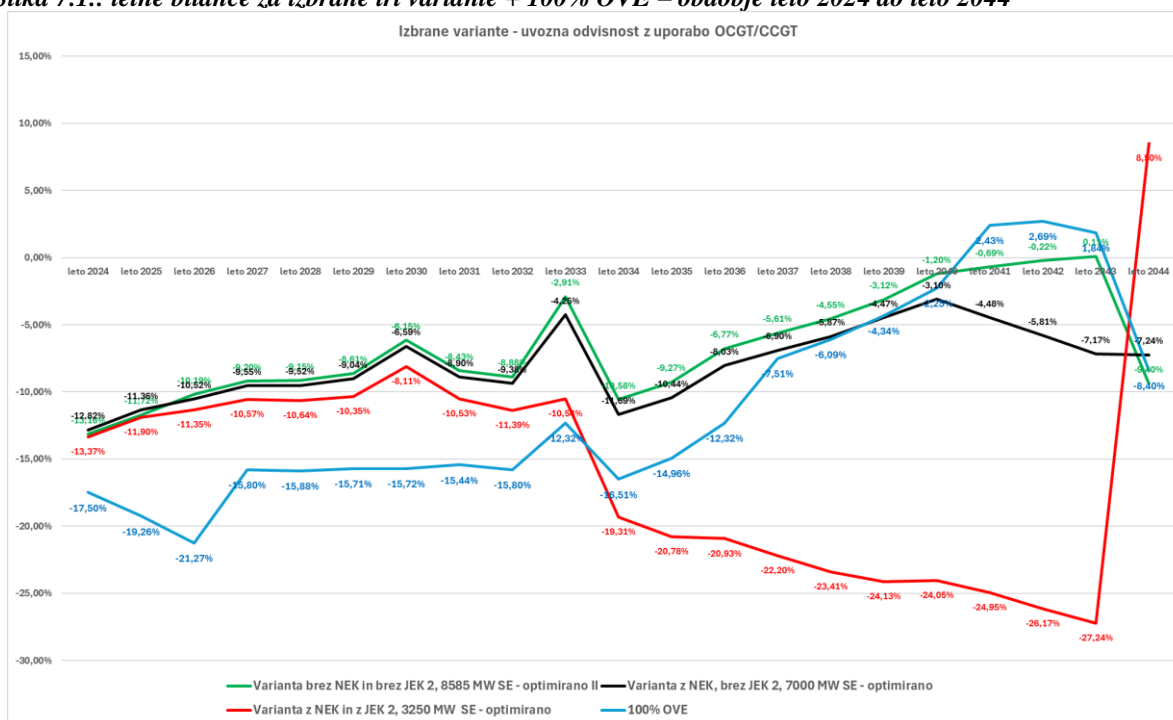
Za tri najboljše ocenjene scenarije in scenarij 100% OVE sem izračunal letne bilance za obdobje let 2024 do 2044. Upošteval sem časovno dinamiko izvedb investicij po letih obdobja. Z vidika časovne dinamike izvedb investicij v nove, nizkoogljčne proizvodne enote sta najboljša

scenarija optimiziran OVE scenarij II (8.585 MW SE) in scenarij z delovanjem NEK do leta 2063 (7.000 MW SE).

Slabost scenarija z JEK 2 je njegova dolgotrajna investicijska doba s predhodnim odločanjem in upravnimi postopki. V tem primeru se bomo odločali med dvema scenarijem, sam prvega imenujem »tvegan scenarij«, kjer se bomo povsem zanašali na zmožnost uvoza EE in tvegali redukcije v primeru kriznih stanj na enotnem evropskem trgu EE, in drug scenarij, ki ga imenujem »vzdržen scenarij«, po katerem bi N-3 po zaprtju TEŠ pričeli intenzivno investirati v do 700 MW v OCGT/CCGT.

Scenariji z vidika časovne dinamike so prikazani v spodnjih slikah.

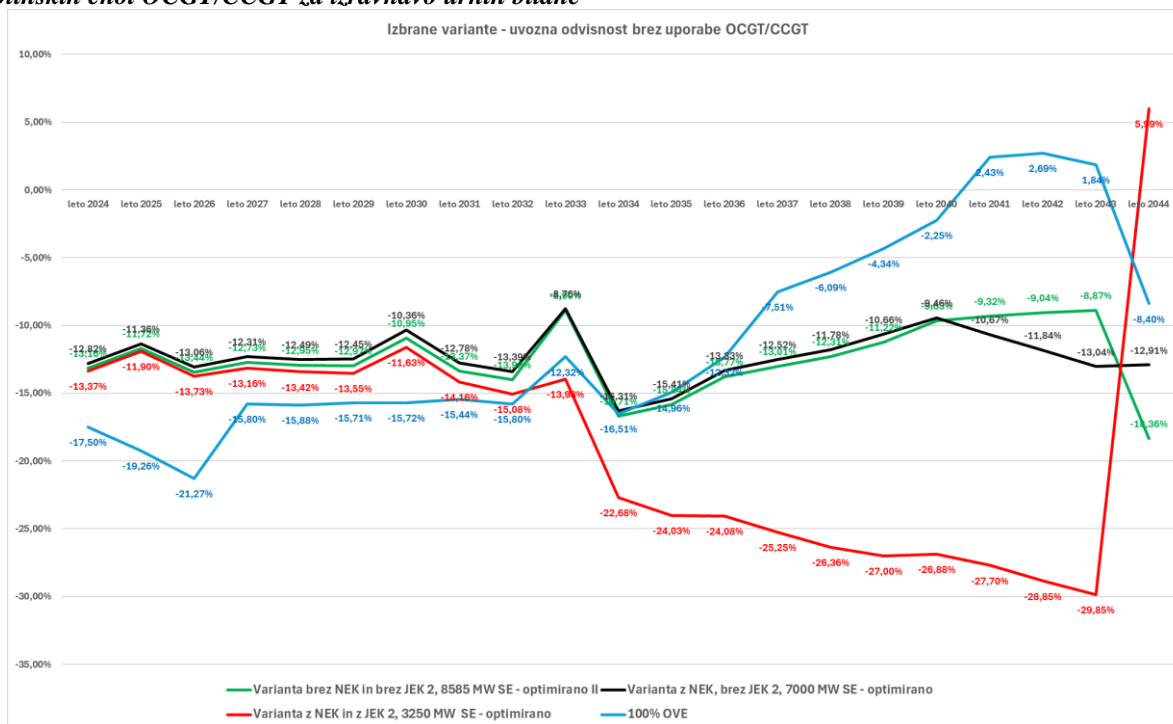
**Slika 7.1.: letne bilance za izbrane tri variante + 100% OVE – obdobje leto 2024 do leto 2044**



Vir: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)



**Slika 7.2.: letne bilance za izbrane tri variante + 100% OVE – obdobje leto 2023 do leto 2044, brez uporabe plinskih enot OCGT/CCGT za izravnavo urnih bilanc**



Vir: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

#### 8. 4. Analiza občutljivosti variante brez NEK in brez JEK-2, SE 8.585 MW

Izračunal sem analizo občutljivosti, ker sem osnovni scenarij porabe EE za Vehicle-to-Grid (V2G) znižal za 25, 50 in 75%. Uporabil sem optimiran scenarij II (brez NEK in JEK 2, 8.585 MW SE).

Rezultati so prikazani v spodnji tabeli. Ugotovitve:

- bolj kot se znižuje poraba EE za V2G, nižja je letna uvozna odvisnost, razlog pa v nižjih izgubah ciklov polnjenja-praznjenja baterij,
- nižajo se najvišji urni manki,
- povečuje se delež viškov proizvedene EE iz SE,
- nižja se število ur v letu z negativno bilanco,
- povečuje se delež proizvedene EE iz OVE.

Če odmislim učinek zniževanja emisij CO2 iz motorjev z notranjim izgorevanjem, bi lahko trdil, da nižja kot bo stopnja elektrifikacije vozil, boljši bodo rezultati EES.

**Tabela 12.1.: primerjave glede na optimiran scenarij II v odvisnosti nivoja emobilnosti**

Varianta brez NEK in JEK, SE 8.585 MW: primerjava optimiziranjega scenarija II. glede na različne vrednosti emobilnosti				
	brez JEK 2 in brez NEK do leta 2063 optimirano II.	75% scenarija emobilnosti	50% scenarija emobilnosti	25% scenarija emobilnosti
letna uvozna odvisnost brez viškov EE iz SE	-9,40%	-8,83%	-8,30%	-7,78%
letna uvozna odvisnost brez urnih presežkov EE	-10,12%	-9,15%	-8,35%	-7,78%
najvišja urna uvozna odvisnost (moč v MW)	2.058	1.745	1.636	1.528
% ur v letu z negativno bilanco	37%	36%	34%	32%
višek EE iz SE znižan za potencial elektrolize	8,7%	12,5%	17,0%	21,7%
količina viška EE iz SE v MWh za elektrolizo pri C.F. ne manj kot 0,4	79.420	75.153	86.916	89.541
delež nizkoogljične proizvodnje	82,59%	83,13%	83,51%	83,84%

Vir: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

## 9. VARIANTA 100% OVE

V junijskem dopisu MOPE uvodoma navaja, da ELES prosijo za analizo 100 % OVE scenarija v elektroenergetskem sektorju za Slovenijo za leto 2050 »na podlagi zahtev zunanjih deležnikov (nevladne organizacije, Predsednica RS,...), ki jih je ministrstvo prejelo«. Zato sem se poleg ostalih izračunov lotil tudi izračuna te variante, vendar na presečno leto 2044, pri čemer termin »100% OVE« tolmačim kot sistem, v katerem je vsa proizvedena EE iz OVE. Pod to definicijo se tako ne uvršča npr. proizvodnja EE iz ČHE in energija iz praznjenje baterij. Tudi zelenega vodika, ki je proizveden v procesu elektrolize in porabljen za namene proizvodnje EE, v izračunih nisem upošteval. Za 100% OVE varianto sem prilagajal instalirano moč SE, moč in kapaciteto baterij, testiral smiselnost investicij v ČHE (moč črpanja, generatorska moč, kapaciteta akumulacije), in sicer s ciljem, da letna uvozna odvisnost brez upoštevanja urnih viškov EE ne preseže 10%.

V izračunih so uporabljene instalirane moči, navedene v spodnji tabeli.

Tabela 13.1.: 100 OVE – moči proizvodnih kapacitet

MOČV MW PROIZVODNIH KAPACITET ZA PROIZVODNJO EE - VARIANTA 100% OVE									
:	SE	VE	ostali OVE	SPTe biomasa	baterije - emobilnost	baterije - komercialna raba	baterije - sistemske	ČHE	SKUPAJ
1.458	20.400	521	41	207	2.526	6.300	2.080	585	
SKUPAJ proizvodne enote									22.627
SKUPAJ baterije/ČHE									11.491

Vir: tabela 4.

### 9. 1. Predstavitev rezultatov

V tabeli 13.2. so prikazani stopenjski rezultati. Najpomembnejša sta dva rezultata.

- Presežek MWh iz SE na urnem nivoju in vrednost na letnem nivoju. Slednji se v prvem koraku (brez hrambe) giblje na višini 58,47% in v varianti z razpoložljivimi hranilniki (baterije, akumulacije ČHE) znaša 43,61%.
- Letna bilanca EE v RS brez upoštevanja viškov EE iz SE. V prvem koraku je le-ta 19,88%, v zadnji varianti pa pade pod ciljnih -10%, na 8,39%.

V zadnjem stolpcu spodnje tabele so izračuni, kakšna bi bila letna bilanca, po metodologiji iz prehodne alineje, če bi se dodatno uporabilo še OCGT/CCGT. Bilanca bi nevtralna – 0%. Vendar, opozarjam, da po splošno sprejetih definicijah, v takem primeru seveda ne moremo govoriti o 100% OVE.

Rezultati mojih izračunov jasno kažejo, da je 100% OVE scenarij neizvedljiv, ekonomsko nesmiseln za EES RS, za RS kot morebitnega plačnika subvencij, za investitorje v SE (brez subvencij) in tudi ne za slovenske končne porabnike EE, plačnike omrežnine in drugih prispevkov. Sam zato podpiram »uravnotežen OVE scenarij«, s kombinacijo hranilnikov, proizvodne zelenega vodika in s primernimi strateškimi rezervami v obliki instaliranih proizvodnih enot OCGT/CCGT, ki bodo služile za premoščanje izrednih stanj v EES Evrope. Bolj kot tega pa podpiram premišljen »nizkoogljični scenarij«.

Po moji presoji dokument »IJS konzorcij: NEPN 2024 – osnutek (maj 2024)« ni pripravljen po teh načelih.

Tabela 13.2.: 100 OVE – podatki na podlagi urnih bilanc leta 2044i

Scenarij 100% OVE brez NEK, brez JEK 2, brez SPTE plin in komunalni odpad, brez OCGT/CCGT/z OCGT/CCGT					
	osnova varianta brez uporabe ČHE, baterijskih hranilnikov	z uporabo ČHE, brez baterijskih hranilnikov	z uporabo ČHE, baterijskih hranilnikov	z uporabo ČHE, baterijskih hranilnikov in OCGT	ELEKTROLIZA VIŠKOV MWh EE iz SE
letna bilanca EE	32,32%	28,81%	24,40%	32,79%	
MWh za hrambo v baterijah	-	-	2.855.845	2.855.845	
MWh za kritje porabe iz baterij	-	-	2.427.468	2.427.468	
MWh za izgube baterijskih ciklov	-	-	428.377	428.377	
moč baterijskih hranilnikov v MW	-	-	8.380	8.380	
kapaciteta baterijskih hranilnikov v MWh	-	-	16.760	16.760	
ČHE polnjenje MWh	-	1.620.056	1.620.056	1.620.056	
ČHE oddaja v omrežje MWh	-	1.247.443	1.247.443	1.247.443	
ČHE izgube ciklov MWh	-	372.613	372.613	372.613	
moč ČHE črpalni režim MW	-	7.816	7.816	7.816	
moč ČHE proizvodni režim MW	-	585	585	585	
Fleksibilnost emobilnosti (oddaja v omrežje) MWh	2.950.698	2.950.698	2.950.698	2.950.698	
instalirana moč OCGT v MW	-	-	-	1.300	
proizvodnja MWh iz OCGT	-	-	-	2.382.072	
Capacita factor OCGT	-	-	-	20,92%	
presežek MWh iz SE	12.480.977	11.332.650	9.309.047	9.309.047	
% presežne proizvodnje MWh iz SE	58,47%	58,47%	43,61%	43,61%	
letna bilanca EE brez viškov EE iz SE	-19,88%	-15,58%	-8,39%	0,00%	
največji urni manko v MWh	2.661	2.661	2.661	1.361	
število ur z negativno bilanco	4.726	4.723	4.718	1.202	
v %	54%	54%	54%	14%	
največji urni presežek MWh	11.345	11.345	11.345	11.345	
število ur s pozitivno, nevtralno bilanco	4.034	4.037	4.042	7.558	
v %	46%	46%	46%	86%	
delež proizvodnje iz OVE*	100,00%	100,00%	100,00%	92,33%	
delež nizkoogljične proizvodnje*	100,00%	100,00%	100,00%	92,33%	
-***: brez praznjenja baterij, brez ČHE, brez SPTE plin					
CapacityFactor elektroliza 40% in več					42,94%
MWh EE presežka proizvodnje SE za elektrolizo					188.086
poraba viška MWh EE iz SE v %					1,3%
preostanek viška MWh EE iz SE					9.183.445

Viri:

- Tabela 4
- A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

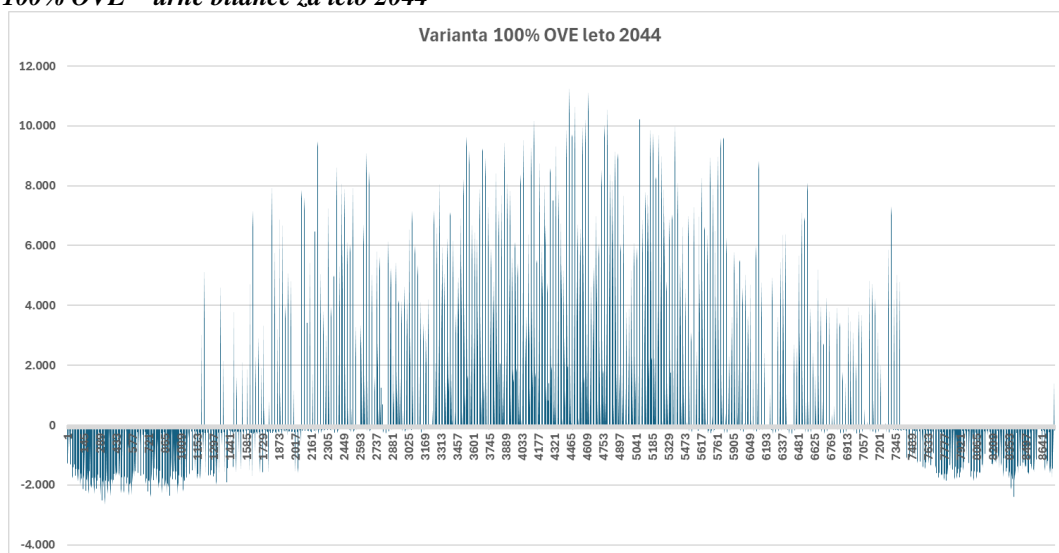
O potencialni profitabilnost SE pišem v poglavju 9. O zakonitostih proizvodnje zelenega vodika iz viškov EE, proizvedene v SE, pišem v točki 10. Če se bodo moje napovedi uresničile, bo zeleni vodik uporabljen v vse druge namene, zelo malo ali nič pa za proizvodnjo EE.

Ne smemo pozabiti, da bo imela proizvodnja EE iz OVE, predvsem iz SE, določene regijske zakonitosti: proizvajale bodo predvsem takrat, ko bo sijalo sonce in v teh obdobjih bo EE iz SE povsod dovolj in bodo v sistemu viški, ko sonca ne bo, pa bo situacija obrnjena. Zato je domneva, da se bodo presežki proizvedene EE iz SE izvažali, napačna. Morda bo možen izvoz po, po ceni nič ali po negativni ceni. Kaj to pomeni za investitorje v SE, navajam v točki 9.3..

## 9. 2. Urne in kumulativne bilance za leto 2044

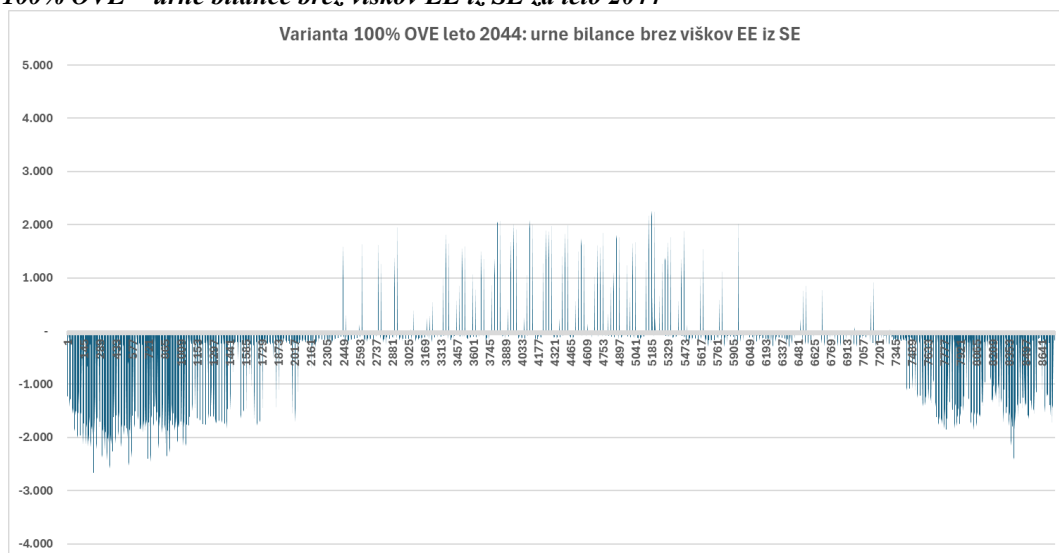
V slikah 8.1. in 8.2. je vizualizacija urnih bilanc za 100% OVE varianto. Razlika med njima je v temu, da so urne bilance na sliki 8.2. brez viškov proizvedene EE iz SE.

Slika 8.1.: 100% OVE – urne bilance za leto 2044



Vir: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

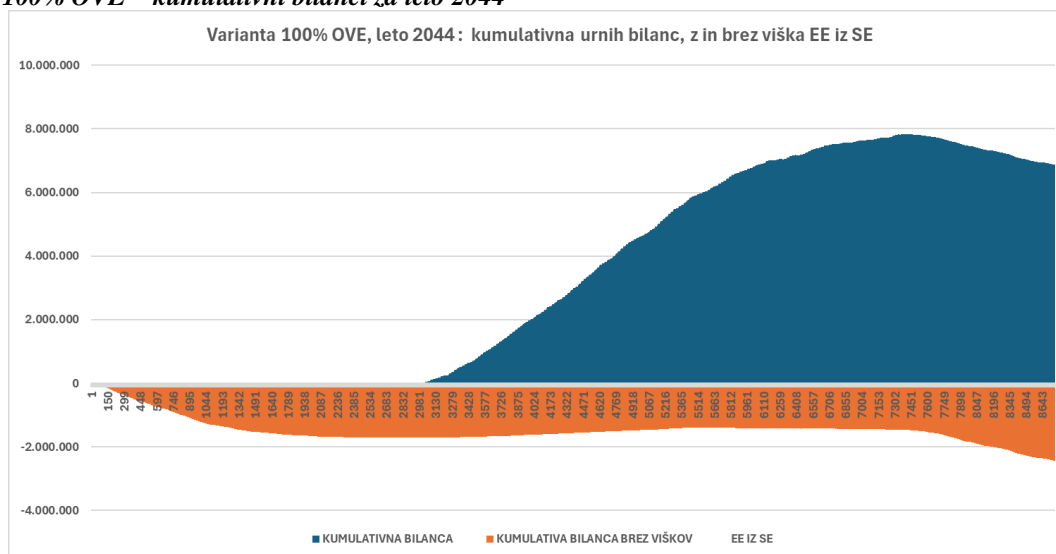
Slika 8.2.: 100% OVE – urne bilance brez viškov EE iz SE za leto 2044



Vir: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

Zgornji sliki prikazujeta urne bilance, spodnja pa kumulativne bilance. Pri varianti »vsa proizvedena EE iz SE«, kumulativni presežek doseže skoraj 8 TWh, pri korigirani varianti pa je kumulativni manko, ki se giblje med 0 do 2,2 TWh.

Slika 8.3.: 100% OVE – kumulativni bilanci za leto 2044



Vir: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

### 9. 3. IRR in NSV za SE – analiza občutljivosti

Na podlagi sledečih izračunov skušam pojasniti pomanjkanje razmisleka v številnih strokovnih članih, objavljenih tako pri nas kot v tujini, ki se nanašajo na proizvodnjo zelenega vodika v procesu elektrolize, hrambo viškov EE iz SE v baterijah in uporaba viškov proizvedene EE iz SE za črpalni način delovanja ČHE. Vsem je skupno, da bo viškov EE iz OVE dovolj, da bodo nabavne cene za hranilnike oziroma pretvorbo nizke, v določenih časovnih intervalih celo negativne. Čeprav se z navedbonačeloma strinjam, pa se sprašujem, kdo bo v tem primeru investiral v SE, če bo že v naprej obsojen na »nasedlo« investicijo. Investicija ne bo nasedla, če se bo država, kjer bo locirana SE, odločila, da bo še naprej izdatno subvencionirala investicije v SE. Že v tem trenutku se investicije v SE in še v katero drugo OVE tehnologijo brez subvencij ali zajamčenih odkupnih cen EE ne izplačajo. Pri čemer aktualna ureditev ne predvideva obvezne uporabe baterij, ki bi morale biti po mojem prepričanju in z vidika zanesljivega delovanja elektroenergetskega omrežja obvezen sestavni del investicije v SE in VE.

V spodnji tabeli so prikazani rezultati analize občutljivosti glede profitabilnosti investicij v SE. Uporabljenih je pet različnih vrednosti investicije na MWh. Življenjska doba je 30 let, letni diskontni količnik je 1,07 (7%). Uporabljeni sta dve prodajni ceni, 74,51 EUR/MWh (povprečna letošnja DayAhead cena na ljubljanski borzi BSP) in 59,46 EUR/MWh (ponderirana prodajna cena). 56,93% proizvedene EE se proda po 74,51 EUR, preostanek pa po 40 EUR. Uporabljeni so trije scenariji porabe: vsa proizvodnja se proda po 74,51 EUR, 56,93% proizvodnje se proda po 74,51 EUR, 43,07% po 40 EUR, samo 56,93% »potencialne« proizvodnje se proda po 74,51 EUR, v preostalem času SE ne proizvaja, saj je EE dovolj, cene so negativne.

Izračuni so predstavljeni v tabeli 13.3.. NSV je pozitivna samo v štirih od petnajstih variant. V teh štirih je doba povrnitve investicije z upoštevanjem diskontnega količnika (letno) na »n« potenco med 11 in 24 let. IRR je pri teh štirih variantah med 7,62% in 12,61 %.

Na podlagi tega sklepam, da brez subvencij ne bo novih investicij v SE.

**Tabela 13.3.: izračun IRR in NSV za SE za različne vhodne parametre**

<b>Primer SE: Izračun IRR in NSV pri 1,07 diskontnem količniku - moč 1 MW, letni capacity factor 0,12, letna izkupa kapacitete 0,5%, različne vrednosti investicije, različne prodajne cene in različne količine proizvedene EE za prodajo</b>					
	<b>800.000 €</b>	<b>700.000 €</b>	<b>600.000 €</b>	<b>500.000 €</b>	<b>400.000 €</b>
moč v MW	1	1	1	1	1
letna proizvodnja v MWh	1.051	1.051	1.051	1.051	1.051
življenska doba v letih	30	30	30	30	30
letni diskontni količnik	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
letna izguba moči	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
letni stroški vzdrževanja, zavarovanja	20.700 €	20.700 €	20.700 €	20.700 €	20.700 €
investicija MW	800.000 €	700.000 €	600.000 €	500.000 €	400.000 €
<b><u>Proizvedena količina = prodajna količina</u></b>					
prodajna cena na MWh	74,51 €	74,51 €	74,51 €	74,51 €	74,51 €
se ne povrne	se ne povrne	se ne povrne	25. leto	17. leto	11. leto
letna povrnitve investicije interna stopnja donosa	4,77%	6,03%	7,62%	9,69%	12,61%
<b><u>56,93% proizvedene količine po tržni ceni. preostanek po 40 EUR</u></b>					
prodajna cena na MWh	59,46 €	59,46 €	59,46 €	59,46 €	59,46 €
se ne povrne	se ne povrne	se ne povrne	se ne povrne	se ne povrne	21. leto
letna povrnitve investicije interna stopnja donosa	1,93%	3,00%	4,31%	6,01%	8,33%
<b><u>56,39% proizvedene količine = prodajna količina</u></b>					
letna proizvodnja (56,93%) v MWh	598	598	598	598	598
prodajna cena na MWh	74,51 €	74,51 €	74,51 €	74,51 €	74,51 €
se ne povrne	se ne povrne	se ne povrne	se ne povrne	se ne povrne	se ne povrne
letna povrnitve investicije interna stopnja donosa	-2,26%	-1,41%	-0,38%	0,92%	2,62%

Vir: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

## 10. ELEKTROLIZNA PROIZVODNJA ZELENEGA VODIKA IZ URNIH PRESEŽKOV PROIZVEDENE EE IZ SE – ZA SCENARIJ 100% OVE

### 10. 1. Vhodni podatki – frekvenčna porazdelitev urnih presežkov proizvedene EE iz SE

Spodnja tabela prikazuje frekvenčno porazdelitev urnih presežkov po rangih moči (kar je na urnem nivoju enako MWh) od 10 MW do 13.000 MW. Podatki so povzeti iz urnih bilanc variante 100% OVE in kažejo, da: je kar 6.674 urni presežek od 0 do 10 MW (MWh), da samo 144.979 MWh izpolnjuje pogoj kontinuirane elektrolize z letnim C.F. 40 ali več % in da to znaša samo 1,56% letnih viškov proizvedene EE iz SE.

Tabela 14.1.: frekvenčna porazdelitev urnih presežkov EE iz SE

Frekvenčna porazdelitev viškov EE iz SE glede na urne moči - izračun bruto C.F. elektrolize										
rangi	frekvenca	kumulativna frekvenca	presežek SE v MWh	kumulativni presežek	letni 100 C.F	doseženi frekvenca	število MWh glede na frekvenco	končni C.F. glede na frekvenco	poraba MWh EE iz viška SE za elek.	presežek MWh EE iz SE
10	6674	6674	61.634	61.634	87.600	70,36%	82.494	94,2%	0,89%	9.226.553
20	2	6676	37	61.671	175.200	35,20%	103.351	59,0%	1,11%	9.205.696
30	4	6680	111	61.782	262.800	23,51%	124.182	47,3%	1,33%	9.184.865
40	1	6681	37	61.819	350.400	17,64%	144.979	41,4%	1,56%	9.164.068
50	1	6682	46	61.865	438.000	14,12%	165.765	37,8%	1,78%	9.143.282
60	4	6686	222	62.087	525.600	11,81%	186.527	35,5%	2,00%	9.122.520
70	4	6690	259	62.345	613.200	10,17%	207.245	33,8%	2,23%	9.101.802
80	6	6696	443	62.789	700.800	8,96%	227.909	32,5%	2,45%	9.081.138
90	5	6701	416	63.204	788.400	8,02%	248.514	31,5%	2,67%	9.060.533
100	2	6703	185	63.389	876.000	7,24%	269.089	30,7%	2,89%	9.039.958
150	16	6719	2.216	65.605	1.314.000	4,99%	371.755	28,3%	3,99%	8.937.292
200	17	6736	3.140	68.745	1.752.000	3,92%	473.545	27,0%	5,09%	8.835.502
250	12	6748	2.771	71.516	2.190.000	3,27%	574.516	26,2%	6,17%	8.734.531
300	16	6764	4.433	75.949	2.628.000	2,89%	674.749	25,7%	7,25%	8.634.299
350	11	6775	3.555	79.504	3.066.000	2,59%	774.254	25,3%	8,32%	8.534.793
400	12	6787	4.433	83.937	3.504.000	2,40%	873.137	24,9%	9,38%	8.435.910
450	9	6796	3.740	87.677	3.942.000	2,22%	971.477	24,6%	10,44%	8.337.570
500	13	6809	6.003	93.680	4.380.000	2,14%	1.069.180	24,4%	11,49%	8.239.867
600	23	6832	12.744	106.424	5.256.000	2,02%	1.263.224	24,0%	13,57%	8.045.823
700	28	6860	18.101	124.525	6.132.000	2,03%	1.454.525	23,7%	15,62%	7.854.522
800	23	6883	16.992	141.517	7.008.000	2,02%	1.643.117	23,4%	17,65%	7.665.930
900	25	6908	20.779	162.296	7.884.000	2,06%	1.829.096	23,2%	19,65%	7.479.951
1000	23	6931	21.241	183.536	8.760.000	2,10%	2.012.536	23,0%	21,62%	7.296.511
1500	102	7033	141.296	324.832	13.140.000	2,47%	2.915.332	22,2%	31,32%	6.393.715
2000	110	7143	203.170	528.002	17.520.000	3,01%	3.762.002	21,5%	40,41%	5.547.045
2500	128	7271	295.520	823.522	21.900.000	3,76%	4.546.022	20,8%	48,83%	4.763.025
3000	111	7382	307.526	1.131.047	26.280.000	4,30%	5.265.047	20,0%	56,56%	4.044.000
3500	130	7512	420.193	1.551.240	30.660.000	5,06%	5.919.240	19,3%	63,59%	3.389.807
4000	124	7636	458.056	2.009.296	35.040.000	5,73%	6.505.296	18,6%	69,88%	2.803.751
4500	137	7773	569.338	2.578.634	39.420.000	6,54%	7.020.134	17,8%	75,41%	2.288.914
5000	116	7889	535.630	3.114.264	43.800.000	7,11%	7.469.264	17,1%	80,24%	1.839.784
6000	233	8122	1.291.053	4.405.317	52.560.000	8,38%	8.233.317	15,7%	88,44%	1.075.731
7000	210	8332	1.357.545	5.762.862	61.320.000	9,40%	8.758.862	14,3%	94,09%	550.186
8000	166	8498	1.226.408	6.989.270	70.080.000	9,97%	9.085.270	13,0%	97,60%	223.778
9000	136	8634	1.130.364	8.119.634	78.840.000	10,30%	9.253.634	11,7%	99,40%	55.414
10000	101	8735	932.735	9.052.369	87.600.000	10,33%	9.302.369	10,6%	99,93%	6.679
11000	22	8757	223.487	9.275.856	96.360.000	9,63%	9.308.856	9,7%	100,00%	192
12000	3	8760	33.246	9.309.102	105.120.000	8,86%	9.309.102	8,9%	100,00%	-
13000	0	8760	-	-	-	-	-	-	-	-
14000	0	8760	-	-	-	-	-	-	-	-
0	0	8760	-	-	-	-	-	-	-	-
8760			9.309.102							

Vir: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)



## 10. 2. Stroškovna cena proizvedene MWh EE iz zelenega vodika v procesu OCGT/CCGT

Marsikdo zelo poenostavljeno razlaga možnost proizvodnje zelenega vodika iz viškov proizvedene EE iz OVE po logiki, ko je EE iz OVE preveč, jo bomo porabili v elektrolizi. Trditev ne drži. Če in ko se bomo odločali o investicijah v elektrolizo za proizvodnjo zelenega vodika, si moramo odgovoriti na štiri vprašanja:

- Koliko bo na razpolago viškov EE iz OVE in po kakšni nabavni ceni?
- Kakšno moč elektrolize potrebujemo, da bo proces, merjen skozi doseganja C.F., optimalen?
- Kakšna bosta CAPEX in OPEX tako za elektrolizo kot tudi za sisteme hrambe in transporta?
- Za kaj bomo uporabili zeleni vodik?

V nadaljevanju analiziram varianto 100% OVE, kjer je C.F. elektrolizerja 0,1 in več, vhodna nabavna cena EE iz OVE (SE) 40 EUR/MWh, poraba za proizvodnjo EE iz OCGT/CCGT, ki imajo svoje specifične izkoristke, 38%, za CCGT pa 56%. Stroške kapitala sem določil v višini 5% letno. Življenjsko dobo pa 30 let.

Izsledki kažejo, da za znaša izkoristek pri uporabi zelenega vodika v OCGT samo 31,78%. Za 1 MWh EE vložka, iz procesa dobimo 318 kWh, izgube procesa so tako 68,22%. Stroškovna cena je med 427 do 651 EUR/MWh, odvisno od višine CAPEX. Izkoristek pri uporabi zelenega vodika v CCGT boljši in znaša 47,67%, stroškovna cena je med 289 do 438 EUR/MWh, odvisno od višine CAPEX.

**Tabela 14.2.: izračun stroškovnih cen proizvedene MWh EE iz zelenega vodika v OCGT in CCGT pri vhodnih ceni MWh EE 40 EUR in C.F. 0,10<sup>4</sup>**

Izračun stroškovne cene MWh EE iz zelenega vodika za varianto 100% OVE		
elementi izračuna	obstoječe cene	ocena leta 2040
investicija na MW*	1.950.000 €	1.100.000 €
OPEX glede na CAPEX	2,0%	1,5%
minimalni capacity factor elektrolize	0,10	0,10
moč elektrolizerja v MW	10.000	10.000
CAPEX	19.500.000.000 €	11.000.000.000 €
CAPEX letno/20 let	975.000.000 €	550.000.000 €
OPEX letno	19.500.000 €	8.250.000 €
skupaj fiksni stroški letno	994.500.000 €	558.250.000 €
MWh EE iz SE - 10,22% C.F.	9.302.369	9.302.369
fiksni stroški na MWh	106,91 €	60,01 €
financiranje povprečno na MWh EE	55,03 €	31,04 €
strošek MWh EE vstopni energent	40,00 €	40,00 €
<b>bruto strošek na MWh EE</b>	<b>201,93 €</b>	<b>131,05 €</b>
capacity factor OCGT	0,30 €	0,30 €
capacity factor CCGT	0,60 €	0,60 €
izkoristek celotnega procesa za OCGT	31,78%	31,78%
neto proizvedena EE v MWh iz OCGT	2.956.293	2.956.293
izkoristek celotnega procesa za CCGT	47,64%	47,64%
neto proizvedena EE v MWh iz CCGT	4.431.648	4.431.648
<b>stroškovna cena energenta na proizvedeno MWh EE iz OCGT</b>	<b>635,41 €</b>	<b>412,37 €</b>
<b>stroškovna cena energenta na proizvedeno MWh EE iz CCGT</b>	<b>423,88 €</b>	<b>275,09 €</b>
<b>fiksni strošek OCGT na MWh EE</b>	<b>15,13</b>	<b>15,13</b>
<b>stroškovna cena proizvedene MWh EE iz OCGT</b>	<b>650,54 €</b>	<b>427,50 €</b>
<b>fiksni strošek CCGT na MWh EE</b>	<b>13,96</b>	<b>13,96</b>
<b>stroškovna cena proizvedene MWh EE iz CCGT</b>	<b>437,84 €</b>	<b>289,05 €</b>

Viri:

- Podatki iz Tabele 14.1.
- IJS: Ocena možnosti uvedbe p2g sistema v HE Brežice (proizvodnja zelenega vodika)
- NREL: <https://www.nrel.gov/>
- A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

### 10. 3. Matrika stroškovnih cen v odvisnosti od vstopnih nabavnih cen MWh EE in različnih C.F.

Izračune iz Tabele 14.2. sem nadgradil z analizo občutljivosti. Uporabil sem spremenljivki C.F. in nabavno ceno MWh EE. Spodnja tabela kaže, da stroškovne cene padajo z višanjem C.F. in padanjem nabavnih cen MWh EE. Zeleno obarvane vrednosti so sprejemljive z vidika primerjave npr. z javno objavljeno stroškovno ceno Hinkley Point C v Veliki Britaniji (zaenkrat v intervalu med 150 in 160 EUR/MWh po pogodbi CFD).

<sup>4</sup> Kalkulacija ne vsebuje investicij v hranilnike in transport zelenega vodika s stroški delovanja in vzdrževanja.

**Tabela 14.3.: matrika stroškovnih cen proizvedene MWh EE iz zelenega vodika v CCGT v odvisnosti od vstopnih nabavnih cen MWh EE in C.F.**

Matrika stroškovnih cen MWh EE, proizvedenih preko procesa elektrolize in uporabe zelenega vodika v CCGT: občutljivost na C.F. in vstopno ceno MWh EE (investicija ocena za leto 2040)								
capacity factor	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
<b>vstopni strošek MWh EE</b>								
<b>0 €</b>	205,09 €	109,52 €	77,67 €	61,74 €	52,19 €	45,81 €	41,26 €	37,85 €
<b>10 €</b>	226,08 €	130,51 €	98,66 €	82,73 €	73,18 €	66,80 €	62,25 €	58,84 €
<b>20 €</b>	247,07 €	151,50 €	119,65 €	103,72 €	94,17 €	87,80 €	83,25 €	79,83 €
<b>30 €</b>	268,06 €	172,49 €	140,64 €	124,71 €	115,16 €	108,79 €	104,24 €	100,82 €
<b>40 €</b>	289,05 €	193,49 €	161,63 €	145,70 €	136,15 €	129,78 €	125,23 €	121,81 €
<b>50 €</b>	310,04 €	214,48 €	182,62 €	166,70 €	157,14 €	150,77 €	146,22 €	142,80 €
<b>60 €</b>	331,03 €	235,47 €	203,61 €	187,69 €	178,13 €	171,76 €	167,21 €	163,80 €
<b>70 €</b>	352,02 €	256,46 €	224,60 €	208,68 €	199,12 €	192,75 €	188,20 €	184,79 €

- sprejemljivo glede na ocene bodočih stroškovnih cen proizvedene MWh EE iz jedrskih elektrarn.

Viri:

- Tabela 14.2.
- A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

#### 10. 4. Stroškovne cene proizvedene MWh EE iz zelenega vodika v procesu CCGT in C.F. ne manj kot 0,1 – izbrane tri variante

Na podlagi metodologije izračunov iz točke 10.2., sem za tri najboljše ovrednotene variante izračunal stroškovne cene proizvedene MWh EE iz zelenega vodika z uporabo CCGT. Količina viškov EE iz SE je določena z C.F. elektrolize (najmanj) 0,1, nabavna cena MWh EE je 40 EUR/MWh. Tako proizvedene MWh EE bi imele stroškovne cene med 290 in 298 EUR/MWh, ka je občutno predrago.

**Tabela 15.1.: stroškovne cene proizvedene MWh EE iz zelenega vodika za izbrane tri variante v CCGT – C.F. elektrolize ne manj kot 0,1**

Izračun stroškovne cene MWh EE iz zelenega vodika za tri najboljše variante - C.F. ne manj kot 0,1			
elementi izračuna	brez JEK 2 in brez NEK do leta 2063 II.	brez JEK 2, z NEK do leta 2063	z JEK 2 in z NEK do leta 2063
investicija na MW*	1.100.000 €	1.100.000 €	1.100.000 €
OPEX glede na CAPEX	1,5%	1,5%	1,5%
minimalni capacity factor elektrolize	na manj kot 0,10		
moč elektrolizerja v MW	250	200	400
CAPEX	275.000.000 €	220.000.000 €	440.000.000 €
CAPEX letno/20 let	13.750.000 €	11.000.000 €	22.000.000 €
OPEX letno	206.250 €	165.000 €	330.000 €
skupaj fiskni stroški letno	13.956.250 €	11.165.000 €	22.330.000 €
MWh EE iz SE	221.949	179.033	371.263
fiksni stroški na MWh	62,88 €	62,36 €	60,15 €
financiranje povprečno na MWh EE	32,52 €	32,26 €	31,11 €
strošek MWh EE vstopni energent	40,00 €	40,00 €	40,00 €
<b>bruto strošek na MWh EE</b>	<b>135,40 €</b>	<b>134,62 €</b>	<b>131,26 €</b>
capacity factor OCGT	0,30	0,30	0,30
capacity factor CCGT	0,60	0,60	0,60
izkoristek celotnega procesa za OCGT	31,78%	31,78%	31,78%
neto proizvedena EE v MWh iz OCGT	70.535	56.897	117.987
izkoristek celotnega procesa za CCGT	47,64%	47,64%	47,64%
neto proizvedena EE v MWh iz CCGT	105.736	85.291	176.870
<b>stroškovna cena energenta na proizvedeno MWh EE iz OCGT</b>	<b>426,07 €</b>	<b>423,60 €</b>	<b>413,01 €</b>
<b>stroškovna cena energenta na proizvedeno MWh EE iz CCGT</b>	<b>284,23 €</b>	<b>282,58 €</b>	<b>275,52 €</b>
<b>fiksni strošek OCGT na MWh EE</b>	<b>15,13</b>	<b>15,13</b>	<b>15,13</b>
<b>stroškovna cena proizvedene MWh EE iz OCGT</b>	<b>441,20 €</b>	<b>438,73 €</b>	<b>428,14 €</b>
<b>fiksni strošek CCGT na MWh EE</b>	<b>13,96</b>	<b>13,96</b>	<b>13,96</b>
<b>stroškovna cena proizvedene MWh EE iz CCGT</b>	<b>298,19 €</b>	<b>296,54 €</b>	<b>289,48 €</b>

Vir: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

Izračuni v spodnji tabeli so narejeni pri C.F. ne manj kot 0,4. Bistveno nižje so letne količine viškov proizvedene EE iz SE. Ker urni presežki EE, proizvedeni iz SE, ne presegajo moči 20 MW, so pri vseh treh variantah upoštevani elektrolizerji moči 20 MW. Končne stroškovne cene so bistveno nižje, za 51,5%, kot so izračunane in prikazane v Tabeli 15.1.. S tem izračunom potrjujem priporočilo iz 8.alineja 1.odstavka točke 3.2. (elektrolizerji skupne moči ne več kot 20 MW).

**Tabela 15.2.: stroškovne cene proizvedene MWh EE iz zelenega vodika za izbrane tri variante v CCGT – C.F. elektrolize ne manj kot 0,4**

Izračun stroškovne cene MWh EE iz zelenega vodika za tri najboljše variante - C.F. ne manj kot 0,4			
elementi izračuna	brez JEK 2 in brez NEK do leta 2063 II.	brez JEK 2, z NEK do leta 2063	z JEK 2 in z NEK do leta 2063
investicija na MW*	1.100.000 €	1.100.000 €	1.100.000 €
OPEX glede na CAPEX	1,5%	1,5%	1,5%
minimalni capacity factor elektrolize	na manj kot 0,4		
moč elektrolizerja v MW	20	20	20
CAPEX	22.000.000 €	22.000.000 €	22.000.000 €
CAPEX letno/20 let	1.100.000 €	1.100.000 €	1.100.000 €
OPEX letno	16.500 €	16.500 €	16.500 €
skupaj fiskalni stroški letno	1.116.500 €	1.116.500 €	1.116.500 €
MWh EE iz SE	79.420	74.627	83.217
fiksni stroški na MWh	14,06 €	14,96 €	13,42 €
financiranje povprečno na MWh EE	7,27 €	7,74 €	6,94 €
strošek MWh EE vstopni energent	40,00 €	40,00 €	40,00 €
<b>bruto strošek na MWh EE</b>	<b>61,33 €</b>	<b>62,70 €</b>	<b>60,36 €</b>
capacity factor OCGT	0,30	0,30	0,30
capacity factor CCGT	0,60	0,60	0,60
izkoristek celotnega procesa za OCGT	31,78%	31,78%	31,78%
neto proizvedena EE v MWh iz OCGT	25.240	23.716	26.446
izkoristek celotnega procesa za CCGT	47,64%	47,64%	47,64%
neto proizvedena EE v MWh iz CCGT	37.836	35.552	39.645
<b>stroškovna cena energenta na proizvedeno MWh EE iz OCGT</b>	<b>192,98 €</b>	<b>197,29 €</b>	<b>189,92 €</b>
<b>stroškovna cena energenta na proizvedeno MWh EE iz CCGT</b>	<b>128,74 €</b>	<b>131,61 €</b>	<b>126,69 €</b>
<b>fiksni strošek OCGT na MWh EE</b>	<b>15,13</b>	<b>15,13</b>	<b>15,13</b>
<b>stroškovna cena proizvedene MWh EE iz OCGT</b>	<b>208,11 €</b>	<b>212,42 €</b>	<b>205,05 €</b>
<b>fiksni strošek CCGT na MWh EE</b>	<b>13,96</b>	<b>13,96</b>	<b>13,96</b>
<b>stroškovna cena proizvedene MWh EE iz CCGT</b>	<b>142,70 €</b>	<b>145,57 €</b>	<b>140,65 €</b>

Vir: A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)

## 11. VIRI

- A.Mervar: osebne podatkovne zbirke in izračuni (l.2021 do 2024)
- A.Mervar: Utemeljitev dokapitalizacije ELES s stvarnimi vložki – delnicami Republike Slovenije v petih EDPjih (junij 2024)
- Agencija za energijo: letna poročila o stanju energetike v Sloveniji 2018-2023
- EIMV: Študija priključitve JEK 2 z močjo do 2.400 MW na elektroenergetski sistem Slovenije (maj 2024)
- EIMV: Napoved razvoja prevzema električne energije na prenosnem omrežju Republike Slovenije do leta 2060 (julij 2024)
- ELES: različna poročila iz področja delovanja EES <https://www.eles.si/porocila-o-obratovanju>
- ELES: Vpliv TEŠ na obratovanje slovenskega elektroenergetskega sistema (marec 2024)
- ELES: Ocena potrebnih obsegov sistemskih storitev elektroenergetskega sistema Slovenije v obdobju 2025 do 2029 (marec 2024)

- ELES: Razlogi za uvedbo CRM mehanizmov za zmogljivost v Sloveniji (maj 2024)
- ELES: osnutek 10 letnih razvojnih načrtov PO in DO 2025 – 2034
- ELES: Analiza možnosti vključitve ČHE v prenosno omrežje RS (februar 2024)
- ELES: [Analiza končnih cene električne energije v Sloveniji v letu 2023 v primerjavi z državami, članicami EU - Sporočila za javnost | Eles d.o.o.](#)
- ENTSO-E: <https://www.entsoe.eu/>
- ENTSO-E: <https://www.entsoe.eu/data/power-stats/>
- EUROSTAT: <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
- IEA: <https://www.iea.org/>
- IRENA: <https://www.irena.org/>
- IJS konzorcij: NEPN 2024 – osnutek (maj 2024)
- IJS: Ocena možnosti uvedbe p2g sistema v HE Brežice (proizvodnja zelenega vodika)
- LAZARD'S: <https://www.lazard.com/>
- NREL: <https://www.nrel.gov/>
- <https://www.renewable-energy-industry.com/news/world/article-6502-new-hinkley-point-c-nuclear-power-plant-electricity-costs-over-15-cents-per-kilowatt-hour-at-launch>
- US Office of nuclear energy: <https://www.energy.gov/ne/articles/whats-lifespan-nuclear-reactor-much-longer-you-might-think>