



Univerza v Mariboru

Fakulteta za energetiko

BorZEN

IZDELAVA ŠTUDIJE OZIROMA ANALIZE PREHODA IZ SISTEMA NET-METERING NA OBSTOJEČ OBRAČUN ELEKTRIČNE ENERGIJE

JUNIJ 2026

JN-2526-26 »Izdelava študije oziroma analize prehoda iz sistema net-metering na obstoječ obračun električne energije«

Različico dokumenta v elektronski obliki prejmejo:

Datum izdaje:	Različica:	Prejmejo:
29.06.2026	Končna verzija	Borzen, operater trga z elektriko, d. o. o. Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko

NAROČNIK:



Borzen, operater trga z elektriko, d. o. o.

Dunajska cesta 156, 1000 Ljubljana

☎ +386 1 620 7600

✉ info@borzen.si

<http://www.borzen.si/>

Odgovoren predstavnik strank na strani naročnika:

Iztok Gornjak, iztok.gornjak@borzen.si

IZVAJALEC:



Univerza v Mariboru, Fakulteta za energetiko

Hočevarjev trg 1, 8270 Krško

☎ +386 7 620 22 10

✉ fe@um.si

<http://www.fe.um.si>

Sodelujoči pri pripravi dokumenta na strani izvajalca:

doc. dr. Klemen Sredenšek klemen.sredensek@um.si;

prof. dr. Sebastijan Seme sebastijan.seme@um.si;

Jernej Počivalnik jernej.pocivalnik@um.si;

Domen Kuhar domen.kuhar@um.si;

Eva Simonič eva.simonic@um.si;

Klemen Srpcič klemen.srpcic1@um.si;

Bojan Stergar bojan.stergar@um.si;

KAZALO VSEBINE:

1	UVOD	11
1.1	NAMEN, CILJI IN POMEBNOST ŠTUDIJE	11
1.2	OPIS OBRAVNAVANEGA PROBLEMA	11
1.3	POMEBNOST ŠTUDIJE	13
1.4	PREDSTAVITEV NAROČNIKA – BORZEN, OPERATER TRGA Z ELEKTRIKO, D.O.O.	13
1.5	PREDSTAVITEV IZVAJALCA – UNIVERZA V MARIBORU, FAKULTETA ZA ENERGETIKO	14
2	ANALIZA OBSTOJEČEGA STANJA	15
2.1	SISTEM NET-METERING: ZNAČILNOSTI IN EKONOMSKI VPLIVI	16
2.2	TRENUTNI SISTEM OBRAČUNAVANJA ELEKTRIČNE ENERGIJE	17
3	REGULATIVNI OKVIR	19
3.1	PREGLED ZAKONODAJE IN ZAKONODAJNIH SPREMEMB, KI VPLIVAJO NA SAMOOSKRBO	19
3.2	POGOJI ZA PRIKLJUČITEV HRANILNIKA ELEKTRIČNE ENERGIJE	21
4	TEHNIČNA ANALIZA	22
4.1	VLOGA HRANILNIKA ELEKTRIČNE ENERGIJE PRI OPTIMIZACIJI PORABE ELEKTRIČNE ENERGIJE	22
4.2	DOLOČITEV OPTIMALNE VELIKOSTI HRANILNIKA ELEKTRIČNE ENERGIJE GLEDE NA PROFIL PORABE IN PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE	27
4.2.1	Določitev kapacitete baterijskega hranilnika električne energije	27
4.2.2	Določitev moči baterijskega hranilnika električne energije	28
4.2.3	Vgradnja baterijskega hranilnika električne energije v kombinaciji s sončno elektrarno in njegov vpliv na omrežje	29
5	EKONOMSKA ANALIZA	36
5.1	STROŠKI PREHODA IN INVESTICIJE V BATERIJSKI HRANILNIK ELEKTRIČNE ENERGIJE	36
5.2	IZRAČUN PRIHRANKOV, VRAČILNE DOBE IN VPLIVA NA STROŠKE ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRIMERU PORABNIKA BREZ SONČNE ELEKTRARNE IN BATERIJSKEGA HRANILNIKA ELEKTRIČNE ENERGIJE, PORABNIKA S SONČNO ELEKTRARNO TER PORABNIKA S SONČNO ELEKTRARNO IN Z BATERIJSKIM HRANILNIKOM ELEKTRIČNE ENERGIJE	39
5.2.1	Stanje brez sončne elektrarne in baterijskega hranilnika električne energije	40
5.2.2	Stanje s sončno elektrarno	41
5.2.3	Stanje s sončno elektrarno in baterijskim hranilnikom električne energije	45
5.2.4	Stanje s sončno elektrarno in baterijskim hranilnikom električne energije – spreminjanje vhodnih parametrov ekonomske analize	53
6	SCENARIJI IN PRIPOROČILA	85
6.1	PRIMERJAVA RAZLIČNIH SCENARIJEV UPORABE HRANILNIKA ELEKTRIČNE ENERGIJE	85
6.2	PRIPOROČILA ZA INVESTICIJSKO ODLOČITEV IN STRATEGIJO UPRAVLJANJA ENERGIJE	86
7	ZAKLJUČEK	88
8	VIRI IN LITERATURA	90

KAZALO SLIK:

Slika 2.1: Inštalirana moč vseh SE v Sloveniji.	15
Slika 2.2: Inštalirana moč vseh SE namenjenih individualni samooskrbi v Sloveniji.	16
Slika 4.1: Profil porabe električne energije obravnavanega porabnika.	23
Slika 4.2: Poenostavljen prikaz metodologije izračuna proizvodnje električne energije iz SE.	24
Slika 4.3: Profil proizvodnje električne energije za vse 3 scenarije.	25
Slika 4.4: Profil razlike med odjemno močjo in močjo proizvodnje električne energije iz SE za vse 3 scenarije.	26
Slika 4.5: Metodologija delovanja BHEE.	30
Slika 4.6: Časovni potek moči interakcije z omrežjem, moči BHEE in SOC BHEE za scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ (nazivna moč SE 7,2 kW) pri treh različnih kapacitetah BHEE in nazivni moči BHEE 5,4 kW.	31
Slika 4.7: Časovni potek moči interakcije z omrežjem, moči BHEE in stanja SOC BHEE za scenarij $W_{por.} \approx W_{proizv.}$ (nazivna moč SE 10,35 kW) pri treh različnih kapacitetah BHEE in nazivni moči BHEE 7,7 kW.	33
Slika 4.8: Časovni potek moči interakcije z omrežjem, moči BHEE in stanja SOC BHEE za scenarij $W_{proizv.} > W_{por.}$ (nazivna moč SE 13,50 kW) pri treh različnih kapacitetah BHEE in nazivni moči BHEE 10,1 kW.	35
Slika 5.1: Ocena investicijske cene za BHEE glede na različne proizvajalce BHEE.	37
Slika 5.2: Ocena celotnega vložka pri nabavi BHEE v odvisnosti od kapacitete BHEE.	38
Slika 5.3: Stroški oskrbe z električno energijo za osnovni scenarij brez SE in BHEE (referenčni primer) po mesecih.	40
Slika 5.4: Stroški oskrbe z električno energijo za scenarij s SE po sistemu NET-METERING po mesecih.	41
Slika 5.5: Stroški oskrbe z električno energijo za scenarij s SE po sistemu DOBROPIS po mesecih.	43
Slika 5.6: Stroški oskrbe z električno energijo za scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ s SE in BHEE po sistemu DOBROPIS po mesecih.	46
Slika 5.7: Stroški oskrbe z električno energijo za scenarij $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ s SE in BHEE po sistemu DOBROPIS po mesecih.	47
Slika 5.8: Stroški oskrbe z električno energijo za scenarij $W_{proizv.} > W_{por.}$ s SE in BHEE po sistemu DOBROPIS po mesecih.	48
Slika 5.9: Prikaz kumulativnega diskontiranega in navadnega denarnega toka za scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ in 3 obravnavane velikosti BHEE za obdobje 25 let.	51
Slika 5.10: Prikaz kumulativnega diskontiranega in navadnega denarnega toka za scenarij $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ in 3 obravnavane velikosti BHEE za obdobje 25 let.	51
Slika 5.11: Prikaz kumulativnega diskontiranega in navadnega denarnega toka za scenarij $W_{proizv.} > W_{por.}$ in 3 obravnavane velikosti BHEE za obdobje 25 let.	52
Slika 5.12: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.	54
Slika 5.13: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.	55
Slika 5.14: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{proizv.} > W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.	56
Slika 5.15: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.	57
Slika 5.16: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.	58
Slika 5.17: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{proizv.} > W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.	59
Slika 5.18: Prikaz NSV za scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.	60
Slika 5.19: Prikaz NSV za scenarij $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.	61
Slika 5.20: Prikaz NSV za scenarij $W_{proizv.} > W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.	62
Slika 5.21: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.	63
Slika 5.22: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.	64
Slika 5.23: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{proizv.} > W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.	65
Slika 5.24: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.	66
Slika 5.25: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.	67
Slika 5.26: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{proizv.} > W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.	68
Slika 5.27: Prikaz NSV za scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.	69

Slika 5.28: Prikaz NSV za scenarij $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.....	70
Slika 5.29: Prikaz NSV za scenarij $W_{proizv.} > W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.....	71
Slika 5.30: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.....	72
Slika 5.31: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.	73
Slika 5.32: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{proizv.} > W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.	74
Slika 5.33: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.	75
Slika 5.34: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.	76
Slika 5.35: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{proizv.} > W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.	77
Slika 5.36: Prikaz NSV za scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.....	78
Slika 5.37: Prikaz NSV za scenarij $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.	79
Slika 5.38: Prikaz NSV za scenarij $W_{proizv.} > W_{por.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.	80
Slika 5.39: Prikaz spreminjanja letnih stroškov za scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ ob spreminjanju faktorja dobropisa.	81
Slika 5.40: Prikaz spreminjanja letnih stroškov za scenarij $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ ob spreminjanju faktorja dobropisa.	82
Slika 5.41: Prikaz spreminjanja letnih stroškov za scenarij $W_{proizv.} > W_{por.}$ ob spreminjanju faktorja dobropisa.	83

KAZALO TABEL:

Tabela 2.1: Razdelitev v uporabniške skupine.	17
Tabela 2.2: Razdelitev ČB po trenutnem sistemu obračunavanja omrežnine.....	18
Tabela 4.1: Določitev kapacitete BHEE preko nazivne moči SE in faktorja F	28
Tabela 4.2: Nazivna moč BHEE v odvisnosti od obravnavanega scenarija.....	29
Tabela 5.1: Celotni investicijski vložek za BHEE za vsak obravnavan scenarij.	39
Tabela 5.2: Cenovne postavke upoštevane pri izračunu ekonomskih kazalnikov.....	39
Tabela 6.1: Povzetek rezultatov tehnične analize.	85

UPORABLJENI SIMBOLI:

$C_{BHEE,invest.}$	- Investicijska cena baterijskega hranilnika električne energije
C_{BHEE}	- Skupna cena celotnega vložka pri nabavi baterijskega hranilnika električne energije
C_{max}	- Maksimalna dovoljena napolnjenost baterijskega hranilnika električne energije (SoC_{max})
C_{min}	- Minimalna dovoljena napolnjenost baterijskega hranilnika električne energije (SoC_{min})
$C_{montaža}$	- Cena montaže in materiala
DDT_t	- Diskontirani denarni tok v letu t
I_0	- Investicijski vložek
$P_{BHEE,naz.}$	- Nazivna moč delovanja baterijskega hranilnika električne energije
$P_{omr.}$	- Moč interakcije z omrežjem
$P_{por.}$	- Odjemna moč merilnega mesta obravnavanega porabnika
$P_{proizv.}$	- Moč proizvodnje predpostavljene sončne elektrarne
$P_{razl.}$	- Razlika med odjemno močjo merilnega mesta obravnavanega porabnika in močjo proizvodnje predpostavljene sončne elektrarne
P_{SE}	- Nazivna moč sončne elektrarne
S_t	- Prihranek v letu t
W_{BHEE}	- Kapaciteta baterijskega hranilnika električne energije
$W_{por.}$	- Porabljena električna energija v obdobju enega leta
$W_{prejem,brez SE in BHEE}$	- Količina električne energije prejeta iz omrežja v scenariju brez sončne elektrarne in baterijskega hranilnika električne energije
$W_{prejem,i}$	- Količina električne energije prejeta iz omrežja v i -tem scenariju
$W_{proizv.}$	- Proizvedena električna energija iz predpostavljene sončne elektrarne v obdobju enega leta
$X_{samozadostnost}$	- Delež samozadostnosti
F	- Faktor razmerja med kapaciteto baterijskega hranilnika električne energije in nazivno močjo sončne elektrarne
NSV	- Neto sedanja vrednost investicije
n	- Obdobje analize
r	- Diskontna stopnja
t	- Obravnavano leto
α	- Faktor razmerja med močjo baterijskega hranilnika električne energije in močjo sončne elektrarne

UPORABLJENE KRATICE:

AGEN-RS	- Agencija za energijo Republike Slovenije
ARSO	- Agencija Republike Slovenije za okolje
BHEE	- Baterijski hranilnik električne energije
COP	- Grelno število (ang. Coefficient of performance)
ČB	- Časovni blok
DDV	- Davek na dodano vrednost
ET	- Enotna tarifa
EU	- Evropska unija
EZ	- Energetski zakon
GZ	- Gradbeni zakon
KT OVE	Kontaktna točka za spodbujanje rabe obnovljivih virov energije
MT	- Manjša (ali nižja) tarifa pri obračunu električne energije
NC RfG	- Uredba o vzpostavitvi kodeksa omrežja za zahteve za priključitev proizvajalcev električne energije na omrežje
NSV	- Neto sedanja vrednost
OVE	- Obnovljivi viri energije
PEV	- Polnilnica za električna vozila
PoZ	- Podnebni zakon (Uradni list RS, št. 56/25)
RoHS	- Omejevanje nevarnih snovi (ang. Restriction of hazardous substances)
RS	- Republika Slovenija
SE	- Sončna elektrarna
SIPX	- Slovenski borzni indeks (ang. Slovenian price index)
SONDSEE	- Sistemska obratovalna navodila za distribucijski sistem električne energije (Uradni list RS, št. 77/24 in 110/25)
SPTE	- Soproizvodnja toplote in električne energije
SZP	- Soglasje za priključitev
TSG	- Tehnična smernica za graditev
URE	- Učinkovita raba energije

VDI	-	Vračilna doba investicije
VT	-	Visoka tarifa pri obračunu električne energije
ZIURKOE	-	Zakon o interventnih ukrepih pri ravnanju s komunalno odpadno embalažo in z odpadnimi nagrobnimi svečami (Uradni list RS, št. 84/18)
ZOEE	-	Zakon o oskrbi z električno energijo (Uradni list RS, št. 172/21 in 47/25)
ZOP	-	Zakon o oskrbi s plini (Uradni list RS, št. 204/21 in 121/22)
ZOTDS	-	Zakon o oskrbi s toploto iz distribucijskih sistemov (Uradni list RS, št. 44/22)
ZSROVE-1	-	Zakon o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 112/25)
ZUOKPOE	-	Zakon o ukrepih za obvladovanje kriznih razmer na področju oskrbe z energijo (Uradni list RS, št. 121/22, 49/23 in 38/24 – EZ-2) – neveljaven predpis
ZURE	-	Zakon o učinkoviti rabi energije (Uradni list RS, št. 158/20)
ZVO	-	Zakon o varstvu okolja (Uradni list RS, št. 32/93, 1/96, 56/99 – ZON, 22/00 – ZJS, 67/02 – ZV-1 in 41/04 – ZVO-1)

1 UVOD

1.1 NAMEN, CILJI IN POMEBNOST ŠTUDIJE

Namen in cilj študije je pripraviti celovito analizo prehoda iz sistema NET-METERING na obstoječi obračunski model električne energije ter oceniti ekonomske in tehnične učinke vključitve baterijskega hranilnika električne energije (v nadaljevanju: BHEE) v sistem samooskrbe. Študija bo določila optimalno velikost in način uporabe BHEE, izračunala pričakovane finančne učinke, kot so prihranki in vračilna doba, ter preučila vpliv na samooskrbo in uporabo omrežja. Končni rezultat bo podlaga za informirano odločanje o investicijah in strategijah upravljanja energije v spremenjenih regulativnih pogojih.

1.2 OPIS OBRAVNAVANEGA PROBLEMA

V okviru predmetnega naročila »Izdelava študije oziroma analize prehoda iz sistema NET-METERING na obstoječ obračun električne energije« je obravnavan prehod iz sistema letnega netiranja električne energije na obstoječi obračunski model električne energije. Raziskano je področje sistemov samooskrbe s sončnimi elektrarnami (v nadaljevanju: SE), vključevanja BHEE ter tehničnih in ekonomskih vplivov spremembe obračunskega modela na delovanje sistema samooskrbe. Poseben poudarek je namenjen določitvi optimalne velikosti BHEE glede na profil porabe in proizvodnje električne energije ter analizi vpliva njegove vključitve na tehnične in ekonomske kazalnike sistema samooskrbe.

Poleg sistema podpor za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov energije (OVE), ki temelji na zagotovljenem odkupu oziroma obratovalni podpori, je razvoj manjših SE v Sloveniji pomembno zaznamoval tudi sistem NET-METERING. Z njegovo uvedbo je bila omogočena individualna samooskrba z električno energijo na podlagi letnega obračuna prevzete in oddane električne energije. Takšen način obračunavanja je uporabnikom omogočal učinkovito izrabo proizvedene električne energije iz SE ne glede na čas proizvodnje in porabe električne energije, saj je omrežje v praksi prevzelo vlogo navideznega BHEE.

Sistem NET-METERING je pomembno prispeval k hitri rasti individualne samooskrbe tako v Sloveniji kot tudi v številnih drugih državah. V začetnem obdobju razvoja razpršene proizvodnje električne energije je predstavljal enega najpomembnejših podpornih mehanizmov za spodbujanje investicij v SE ter pomemben korak od klasičnih podpornih shem, ki so temeljile na zagotovljenem odkupu električne energije, proti tržno usmerjenim modelom samooskrbe. Pregled, ki so ga pripravili Poullikkas in sod. (2013), kaže, da je bilo leta 2013 v Evropi vzpostavljenih le pet nacionalnih sistemov NET-METERING, in sicer v Belgiji, na Cipru, Danskem, v Italiji in na Nizozemskem [1]. V naslednjem desetletju so različne oblike sistema NET-METERING oziroma letnega netiranja električne energije uvedle tudi številne druge evropske države, med drugim Slovenija, Poljska, Grčija in Španija [2]. Z večanjem števila samooskrbnih SE pa so se začele pojavljati tudi njegove omejitve. Ker sistem temelji na količinski letni kompenzaciji električne energije, ne upošteva dejanske časovne vrednosti električne energije, ki se spreminja glede na razmere na trgu, letni čas in del dneva. Prav tako ne spodbuja prilagajanja porabe električne energije dejanski proizvodnji SE, zaradi česar prihaja do večjih pretokov električne energije po omrežju ter povečanih potreb po njegovem razvoju.

Številne raziskave ugotavljajo, da je bila ekonomska upravičenost sistema NET-METERING največja v okoljih z višjimi cenami električne energije oziroma nižjimi investicijskimi stroški SE, pri čemer optimalna izraba sončne energije postaja vse bolj odvisna tudi od stroškov BHEE in načina obračunavanja električne energije. S podobnim izzivom se danes sooča večina držav Evropske unije, ki so v preteklih letih uvedle različne oblike sistema NET-METERING oziroma letnega netiranja električne energije. Organizacija REN21¹ navaja, da je bilo konec leta 2022 po svetu vzpostavljenih že 92 nacionalnih sistemov NET-METERING, hkrati pa številne države postopoma prehajajo na druge obračunske modele samooskrbe [2]. Poleg tehničnih omejitev se kot eden pomembnejših razlogov za postopno ukinjanje sistema NET-METERING navaja tudi navzkrižno

¹ Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21) je globalna mednarodna mreža, ki povezuje vlade, mednarodne organizacije, industrijo, znanost in civilno družbo. Njihov glavni cilj je pospešiti hiter prehod svetovnega gospodarstva na obnovljive vire energije.

subvencioniranje med uporabniki s SE in uporabniki brez njih, saj se del stroškov uporabe omrežja zaradi letnega netiranja ne porazdeli sorazmerno dejanski uporabi omrežja. Evropski regulatorji dodatno izpostavljajo, da sistem NET-METERING uporabnikom ne daje ustreznih cenovnih signalov glede dejanske uporabe omrežja ter ne spodbuja zadostne časovne usklajenosti med proizvodnjo in porabo električne energije, zaradi česar se vse večji poudarek namenja lokalni porabi proizvedene električne energije, vključevanju BHEE ter prožnosti odjema [3]. Zaradi naraščajočega deleža razpršene proizvodnje električne energije, vse večjih razlik med tržno vrednostjo električne energije v posameznih delih dneva ter potrebe po učinkovitejšem upravljanju omrežja, številne države postopoma opuščajo klasične sisteme NET-METERING in jih nadomeščajo z modeli, ki temeljijo na ločenem vrednotenju prevzete in oddane električne energije (t. i. net billing) ter večjem spodbujanju lokalne porabe proizvedene električne energije. Takšni sistemi bolje odražajo dejansko vrednost električne energije v posameznih časovnih obdobjih ter prispevajo k učinkovitejšemu in dolgoročno vzdržnemu delovanju elektroenergetskega sistema.

V okviru predmetnega naročila »Izdelava študije oziroma analize prehoda iz sistema NET-METERING na obstoječ obračun električne energije« je raziskano področje sistemov samooskrbe s SE, prehoda iz sistema NET-METERING na obstoječi obračunski model električne energije ter vpliva vključitve BHEE na tehnično in ekonomsko učinkovitost sistema samooskrbe.

V drugem poglavju je predstavljena analiza obstoječega stanja, ki vključuje pregled razvoja SE in sistemov individualne samooskrbe v Sloveniji. Opisane so ključne značilnosti sistema NET-METERING ter obstoječega sistema obračunavanja električne energije, s poudarkom na razlikah med obema obračunskima modeloma in njunem vplivu na sisteme samooskrbe.

V tretjem poglavju je predstavljen regulativni okvir, ki vključuje pregled zakonodajnih sprememb na področju samooskrbe ter pogoje za vključitev BHEE v sisteme samooskrbe.

Četrto poglavje predstavlja metodologijo tehnične analize, ki vključuje določitev optimalne velikosti BHEE glede na profil porabe in proizvodnje električne energije. Predstavljena je metodologija določanja kapacitete in moči BHEE ter analiza vpliva njegove vključitve na delovanje sistema samooskrbe.

Peto poglavje predstavlja metodologijo ekonomske analize, ki vključuje analizo stroškov prehoda na obstoječi obračunski model električne energije ter investicije v BHEE. Obravnavani so različni scenariji delovanja sistema samooskrbe, na podlagi katerih so določeni prihranki, vračilna doba investicije, neto sedanja vrednost ter vpliv ključnih vhodnih parametrov na ekonomsko upravičenost investicije.

Šesto poglavje vsebuje primerjavo rezultatov različnih scenarijev uporabe BHEE ter podaja priporočila za investicijsko odločitev in strategijo upravljanja električne energije po prehodu na obstoječi obračunski model električne energije.

Zadnje, sedmo poglavje, vsebuje zaključek študije s povzetkom ključnih ugotovitev, predstavljenih v prejšnjih poglavjih.

Študija »Analiza prehoda iz sistema net-metering na obstoječ obračun električne energije« tako zajema vse predvidene vsebinske specifikacije naročnika, to so:

I. Analiza obstoječega stanja

- A. Pregled sistema net-metering in njegovih ekonomskih ter tehničnih značilnosti.
- B. Opis trenutnega sistema obračunavanja električne energije.

II. Regulativni okvir

- A. Pregled zakonodaje in pravilnikov, ki vplivajo na obračun električne energije.
- B. Spremembe, ki vplivajo na samooskrbo in hranilnike električne energije.

III. Tehnična analiza hranilnika

- A. Vloga hranilnika električne energije pri optimizaciji porabe in samooskrbe.
- B. Določitev optimalne velikosti hranilnika električne energije glede na profil porabe in proizvodnje električne energije.

IV. Ekonomska analiza

- A. Izračun stroškov prehoda in investicije v hranilnik električne energije.
- B. Ocena prihrankov, vračilne dobe in vpliva na stroške električne energije.

V. Scenariji in priporočila

- A. Primerjava različnih scenarijev uporabe hranilnika električne energije.
- B. Priporočila za investicijsko odločitev.

1.3 POMEBNOST ŠTUDIJE

- Omogoča razumevanje vpliva ukinitve NET-METERING-a na dolgoročno donosnost sončnih elektrarn.
- Predstavlja rešitve za povečanje stopnje samooskrbe z vključitvijo hranilnika električne energije.
- Analizira ekonomske in tehnične posledice prehoda iz sistema NET-METERING na obstoječi obračunski sistem obračuna električne energije.
- Podaja smernice za zmanjšanje stroškov končnih odjemalcev in povečanje energetske učinkovitosti.
- Zagotavlja podlago za informirano odločanje investitorjev, gospodinjstev in podjetij v novih regulativnih in tržnih pogojih.

1.4 PREDSTAVITEV NAROČNIKA – BORZEN, OPERATER TRGA Z ELEKTRIKO, D.O.O.

Družba Borzen je slovenski operater trga z elektriko. Osnovna dejavnost družbe je, skladno z veljavno energetsko zakonodajo, izvajanje gospodarske javne službe operaterja trga z elektriko in gospodarske javne službe centra za podpore. Prva zajema vrsto aktivnosti, ki so nujne za učinkovito, sistemsko urejeno in pregledno delovanje trga z elektriko v Sloveniji. Center za podpore je operativni izvajalec podporne sheme za proizvodnjo elektrike iz obnovljivih virov ter visoko učinkovite soproizvodnje toplote in elektrike, poleg tega pa upravlja register potrdil o izvoru, izvaja programe informiranja, ozaveščanja in usposabljanja o obnovljivih virih energije (OVE) in učinkoviti rabi energije (URE) ter dejavnosti kontaktne točke za spodbujanje rabe OVE.

Skladno z določbo 19., 76. in 77. člena Zakona o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 112/25) (v nadaljevanju: ZSROVE-1) je dejavnost centra za podpore med drugim tudi izvajanje nalog kontaktne točke, ki so podrobneje opredeljene v Uredbi o določitvi nalog kontaktne točke za spodbujanje rabe obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 50/22, 122/22 in 112/25 – ZSROVE-1).

Namen kontaktne točke za spodbujanje rabe obnovljivih virov energije (v nadaljevanju: KT OVE) je ponuditi informacije v povezavi z obnovljivimi viri ter tako pospešiti investicije na področju obnovljivih virov energije. Kontaktna točka usmerja vlagatelja (javnega ali zasebnega) pri postopkih pridobivanja dovoljenj in drugih

aktov, ki so potrebni za gradnjo, rekonstrukcijo, obnovo ali obratovanje proizvodne naprave in njihovo priključitev na omrežje ter v postopkih programov podpore za:

- proizvodnjo električne energije iz OVE;
- proizvodnjo toplote za ogrevanje in hlajenje iz OVE;
- proizvodnjo plinastih goriv, vključno z vodikom, iz OVE;
- proizvodnjo pogonskih tekočih in plinastih biogoriv;
- proizvodnjo drugih tekočih biogoriv;
- soproizvodnjo z visokim izkoristkom;
- uporabo odvečne toplote v sistemih daljinskega ogrevanja;
- hranilnike električne energije, povezane z izgradnjo proizvodne naprave.

1.5 PREDSTAVITEV IZVAJALCA – UNIVERZA V MARIBORU, FAKULTETA ZA ENERGETIKO

Fakulteta za energetiko je ena najmlajših fakultet Univerze v Mariboru. Ustanovljena je bila s sklepom državnega zbora, dne 22. junija 2007, in je edina nova tehnična fakulteta v Sloveniji v zadnjih nekaj desetletjih.

Fakulteta ima sedež v Krškem in stalno dislocirano enoto v Velenju. Lokacije izvajanja niso bile izbrane naključno; gre za največja energetska bazena v Sloveniji. Študenti imajo tako omogočen neposredni stik z velikimi energetske sistemi, kar je še dodatna prednost pri izvajanju pedagoškega in raziskovalnega dela.

Fakulteta za energetiko Univerze v Mariboru izvaja naslednje študijske programe:

- visokošolski strokovni študijski program Energetika (I. bolonjska stopnja),
- univerzitetni študijski program Energetika (I. bolonjska stopnja),
- magistrski študijski program Energetika (II. bolonjska stopnja),
- doktorski študijski program Energetika (III. bolonjska stopnja).

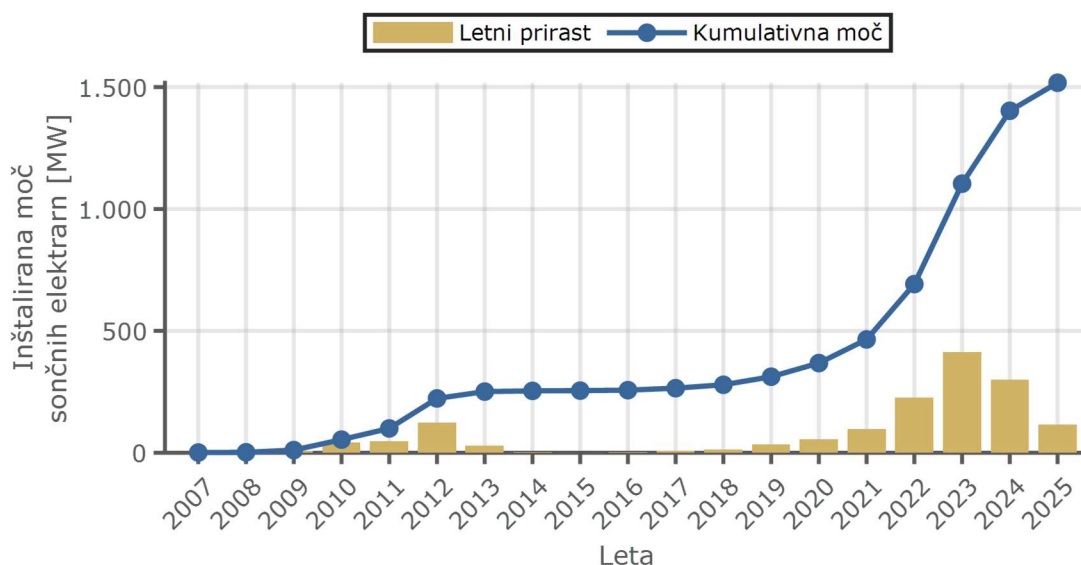
Vsi študijski programi Fakultete za energetiko Univerze v Mariboru so usklajeni z Bolonjskim načinom študija, ki omogoča visoko stopnjo izbirnosti. Študenti se tako lahko v sklopu študijskega programa odločajo za izbiro dela študijskih obveznosti iz področij:

- Hidroenergetike,
- Termoenergetike,
- Jedrske energetike,
- Alternativne energetike in
- Splošne energetike,

prav tako pa lahko študijske obveznosti opravljajo na drugih visokošolskih zavodih v Sloveniji in tujini. Univerza v Mariboru ima namreč sklenjene medsebojne sporazume z univerzami po vsem svetu.

2 ANALIZA OBSTOJEČEGA STANJA

Za razumevanje razvoja izkoriščanja sončne energije v Sloveniji je na sliki 2.1 najprej prikazan razvoj skupne inštalirane moči SE ter pripadajoč letni prirast moči novih SE za obdobje med letoma 2007 in 2025 v Sloveniji [4].



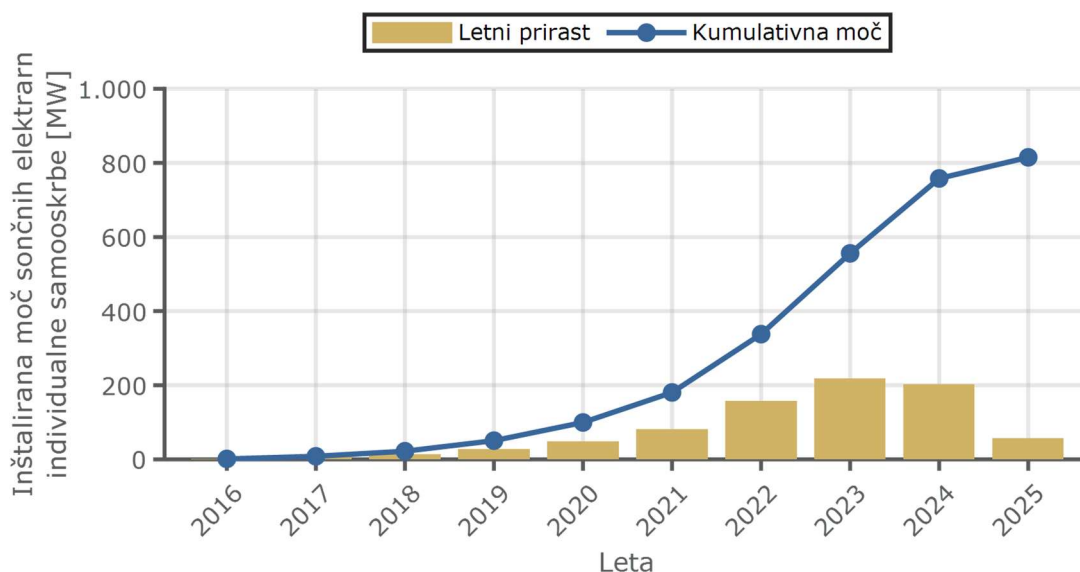
Slika 2.1: Inštalirana moč vseh SE v Sloveniji.

Iz slike 2.1 je razvidno, da se je razvoj SE v Sloveniji odvijal v dveh izrazitejših obdobjih rasti. Prvo obdobje je bilo med letoma 2010 in 2012, ko je prišlo do hitrega povečanja inštalirane moči SE. Glavni razlog za takšen razvoj je bila podporna shema proizvodnje električne energije iz OVE in SPTE ter sistem zagotovljenega odkupa električne energije iz OVE. Investitorjem je bila zagotovljena vnaprej določena odkupna cena električne energije, ki je bila pogosto bistveno višja od tržne cene električne energije. Posledično so bile investicije v SE ekonomsko zelo privlačne, kar se je odrazilo v visokih letnih prirastih novih SE.

Po letu 2013 se je rast močno upočasnila. Zmanjševanje ugodnosti podpornih shem in postopno približevanje odkupnih cen tržnim razmeram sta povzročila zmanjšanje interesa za nove investicije. V obdobju med letoma 2013 in 2019 se je skupna inštalirana moč SE povečevala bistveno počasneje kot v predhodnem obdobju.

Ponoven izrazit porast je opazen po letu 2020, ko se je letni prirast SE začel hitro povečevati. Do leta 2025 je skupna inštalirana moč SE v Sloveniji presegla 1,5 GW. Za razumevanje vzrokov takšne rasti pa je potrebno podrobneje analizirati tudi razvoj SE v sistemu individualne samooskrbe.

Za podrobnejšo analizo vpliva sistema samooskrbe je na sliki 2.2 prikazan razvoj inštalirane moči SE, ki so bile vključene v sistem individualne samooskrbe [5, 6].



Slika 2.2: Inštalirana moč vseh SE namenjenih individualni samooskrbi v Sloveniji.

Iz slike 2.2 je razvidno, da je večino rasti SE v zadnjem obdobju mogoče pripisati prav sistemu individualne samooskrbe v kombinaciji z nepovratnimi finančnimi spodbudami. Po uvedbi sistema NET-METERING-a leta 2016 je bila skupna inštalirana moč samooskrbnih SE sprva še razmeroma majhna, nato pa je začela hitro naraščati. Največji letni prirasti so bili doseženi med letoma 2022 in 2024, ko je bilo letno nameščenih približno 200 MW novih samooskrbnih SE.

Do leta 2025 je skupna inštalirana moč SE v sistemu individualne samooskrbe presegla 800 MW. Primerjava s sliko 2.1 pokaže, da samooskrbne SE predstavljajo več kot polovico vseh SE v Sloveniji. To pomeni, da nadaljnji razvoj energetike na področju SE ni več odvisen zgolj od velikih proizvodnih objektov, temveč v veliki meri temelji tudi na razpršeni proizvodnji električne energije pri gospodinjstvih in manjših poslovnih odjemalcih.

Prikazani rezultati potrjujejo, da je sistem NET-METERING-a predstavljal eno ključnih spodbud za širjenje SE v Sloveniji. Zaradi velikega deleža samooskrbnih SE postaja način vrednotenja električne energije, oddane v omrežje, vse pomembnejši dejavnik njihove ekonomske upravičenosti. Spremembe obračunskih mehanizmov zato ne vplivajo zgolj na posamezne investitorje, temveč tudi na nadaljnji razvoj energetike na področju SE in uporabo BHEE. Prav zaradi tega so v nadaljevanju študije analizirani različni načini vrednotenja oddane električne energije v omrežje ter njihovi vplivi na ekonomsko upravičenost SE in BHEE.

2.1 SISTEM NET-METERING: ZNAČILNOSTI IN EKONOMSKI VPLIVI

NET-METERING oziroma neto merjenje je sistem obračunavanja, ki temelji na tem, da je namestitev SE prvenstveno namenjena pokrivanju lastnih potreb po električni energiji, medtem ko se presežki in primanjkljaji uravnavajo preko električnega omrežja. To pomeni, da SE v času, ko je proizvodnja električne energije večja od porabe, višek energije oddaja v omrežje. V nasprotnem primeru se v času, ko je proizvodnja električne energije manjša od porabe (običajno v zimskem času), razlika prejme iz omrežja. Po sistemu NET-METERING-a se enkrat letno izvede obračun razlike med količino električne energije oddane v elektroenergetsko omrežje, in količino električne energije, prevzete iz omrežja [7].

Sistem NET-METERING je bil ključen za pospešitev investicij v SE, a ga Direktiva (EU) 2019/944 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 5. junija 2019 o skupnih pravilih notranjega trga električne energije in spremembi Direktive 2012/27/EU ne dopušča več. Po podatkih pristojnega ministrstva je v investicije SE vključenih okoli 70.000 odjemalcev, ki so prispevali k doseganju ciljev Slovenije na področju OVE [8]. Posledično, zaradi cenovnih variacij med energijo, oddano v omrežje tekom dneva in energijo, ki jo mora dobavitelj kupiti za odjemalce v času, ko SE ne proizvajajo dovolj električne energije (zlasti zvečer in v zimskem času) dobaviteljem v zadnjih letih nastajajo visoki stroški. S tem razlogom je v veljavo stopila Uredba o nadomestilu dobaviteljem

električne energije za dobavo gospodinjiskim odjemalcem s samooskrbo z letnim netiranjem (Uradni list RS št. 137/26), ki določa metodologijo izračuna nadomestila na podlagi 15 minutnih meritev in cen na trgu za dan vnaprej (SIPX), pravila upravičenosti, omejitve višine sredstev po letih ter postopke vložitve zahtevkov in izplačil. Dobavitelji so tako upravičeni do nadomestil za obdobje od 1. marca 2025 do 31. decembra 2030, kar označuje prehodno obdobje, ko naj bi se razmere na trgu električne energije stabilizirale. Poleg navedenega pa je namen uredbe zagotoviti nemoteno delovanje NET-METERING-a, zaščito gospodinjiskih odjemalcev in hkrati preprečiti poslovno ogroženost dobaviteljev. Omenjena uredba, ki jo izvaja Center za podpore družbe Borzen (skladno z 101. členom ZSROVE-1 namreč nadomestilo izplačuje Center za podpore po javnem pooblastilu v okviru obvezne državne gospodarske javne službe iz 19. člena ZSROVE-1, iz sredstev za podpore iz 16. člena ZSROVE-1), tako določa zgornje omejitve za izplačila nadomestil, ki se postopoma znižujejo od leta 2025 do 2030. Sistem financiranja temelji na sredstvih za podpore iz 16. člena ZSROVE-1, pri čemer se višina prispevkov po potrebi prilagaja zaradi zagotovitve stabilnega financiranja vseh ukrepov.

2.2 TRENUTNI SISTEM OBRAČUNAVANJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Račun za električno energijo dobavitelj izdaja skladno s šestim členom Akta o načinu izkazovanja informacij na računu za električno energijo in v dodatnem pojasnilu (Uradni list RS, št. 28/23, 117/23, 52/24 in 76/25). Končni znesek računa za plačilo dobavljene električne energije je sestavljen iz naslednjih postavk [9]:

- cene električne energije, ki se oblikuje prosto na trgu,
- omrežnine,
- prispevkov,
- trošarine in
- davka na dodano vrednost.

Ceno električne energije določa dobavitelj električne energije in se obračuna za vsako porabljeno kilovatno uro (kWh) v večji (VT), manjši (MT) oziroma enotni (ET) tarifi.

Vsi uporabniki prenosnega oziroma distribucijskega sistema plačujejo **omrežnino za električno energijo**, ki jo na posameznem prevzemno-predajnem mestu prevzemajo iz omrežja. Omrežnina se ločeno obravnava za pripadajočo obračunsko moč (kW) in porabljeno električno energijo (kWh). Agencija za energijo Republike Slovenije (AGEN-RS) je konec novembra 2022 sprejela Akt o metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje (Uradni list RS, št. 146/22, 161/22, 50/23, 71/23, 117/23, 5/24, 30/24, 49/24, 107/24, 27/25, 76/25 in 753/26), s katerim je bil uveden **nov način obračunavanja omrežnine**, ki se je začel uporabljati oktobra 2024. Po novi metodologiji se tarife še naprej razlikujejo po uporabniških skupinah (0-4), ne pa več glede na režim obratovanja (obratovalne ure), tehnične lastnosti (kot je npr. polnjenje EV) odjema in vrsto rabe (gospodinjiski oziroma mali poslovni odjem). Tabela 2.1 prikazuje razdelitev odjemalcev po novem sistemu omrežnine.

Tabela 2.1: Razdelitev v uporabniške skupine.

Uporabniška skupina 0	Uporabniki sistema priključeni na NN izvod nazivne napetosti 400/230 V.
Uporabniška skupina 1	Uporabniki sistema priključeni na NN na zbiralnici NN v transformatorski postaji SN/NN.
Uporabniška skupina 2	Uporabniki sistema priključeni na SN izvod nazivne napetosti 35, 20, 10 kV.
Uporabniška skupina 3	Uporabniki sistema priključeni na SN na zbiralnici SN v razdelilno-transformatorski postaji VN/SN.
Uporabniška skupina 4	Uporabniki sistema priključeni na VN izvod nazivne napetosti 400, 220 in 110 kV.

Omenjen akt uvaja razdelitev leta na višjo in nižjo sezono. Višja sezona traja od meseca novembra do vključno februarja, nižja sezona pa od marca do vključno oktobra. Poleg navedenega akt določa pet časovnih blokov

(ČB) v letu, ki so opredeljeni glede na obremenjenost omrežja, ter trenutno tri ČB znotraj posameznega dne, pri čemer se razpored razlikuje glede na to, ali gre za delovni dan oziroma dela prost dan. Tabela 2.2 prikazuje čas trajanja vsakega ČB po trenutnem sistemu obračunavanja omrežnine, ki velja do 1.1.2027.

Tabela 2.2: Razdelitev ČB po trenutnem sistemu obračunavanja omrežnine.

Ura v dnevnu	Delovni dan v S1*	Delovni dan v S2*	Dela prost dan v S1	Dela prost dan v S2
0	3	5	4	5
1	3	5	4	5
2	3	5	4	5
3	3	5	4	5
4	3	5	4	5
5	3	5	4	5
6	1	3	3	4
7	1	3	3	4
8	1	3	3	4
9	1	3	3	4
10	1	3	3	4
11	1	3	3	4
12	2	4	4	5
13	2	4	4	5
14	2	4	4	5
15	2	4	4	5
16	2	4	4	5
17	1	3	3	4
18	1	3	3	4
19	1	3	3	4
20	2	3	3	4
21	2	3	3	4
22	3	5	4	5
23	3	5	4	5

Opomba:

*S1 predstavlja obdobje leta z nižjimi temperaturami, ki zajema mesece januar, februar, november in december, ko je poraba električne energije praviloma višja.

*S2 predstavlja obdobje leta z višjimi temperaturami, ki vključuje mesece marec, april, maj, junij, julij, avgust, september in oktober, ko je poraba električne energije praviloma nižja.

Prispevki so razdeljeni na tri dele, ki jih določa Vlada RS [9]:

- **prispevek OVE in SPTE:** gre za prispevek za zagotavljanje podpor proizvodnji električne energije v soprodukciji z visokim izkoristkom in iz obnovljivih virov energije (OVE in SPTE), ki je namenjen spodbujanju proizvodnje električne energije iz OVE in SPTE in se obračuna glede na obračunsko moč v kilovatih (kW). **Po 1.1.2027** pa se bo v skladu s 17. členom ZSROVE-1 prispevek obračunaval glede na količino dobavljene energije v kilovatskih urah (kWh);
- **prispevek URE:** gre za prispevek, ki je namenjen povečevanju energetske učinkovitosti in se za vsako porabljeno kilovatsko uro (kWh) obračuna v VT, MT ali ET;
- **prispevek za delovanje operaterja trga:** je prispevek, ki je namenjen pokrivanju stroškov operaterja trga Borzen d.o.o., razen delovanja Centra za podpore.

Trošarina se obračuna za vsako porabljeno kilovatsko uro (kWh) električne energije v VT, MT oziroma ET. Na neto seštevek postavk se na vsakem računu zaračuna tudi **DDV po 22% davčni stopnji**.

3 REGULATIVNI OKVIR

3.1 PREGLED ZAKONODAJE IN ZAKONODAJNIH SPREMEMB, KI VPLIVAJO NA SAMOOSKRBO

Samooskrba z električno energijo iz OVE je v skladu s 3. členom Uredbe o samooskrbi z električno energijo iz obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 43/22, 112/25 – ZSROVE-1 in 8/26) proizvodnja električne energije iz OVE za celotno ali delno pokrivanje lastnega odjema električne energije z napravo za samooskrbo (v primeru individualne samooskrbe) oziroma potreb po električni energiji v skupnostno samooskrbo vključenih odjemalcev z napravo za samooskrbo (v primeru skupnostne samooskrbe). Vse količine proizvedene, oddane in prevzete električne energije se evidentirajo na ustreznih merilnih točkah posameznega prevzemno-predajnega mesta, dodeljenih s strani distribucijskega operaterja skladno s sistemskimi obratovalnimi navodili. Glede na Uredbo o samooskrbi z električno energijo iz OVE, so možni naslednji trije tipi samooskrbe z električno energijo in sicer:

- **individualna samooskrba:** gre za najpogostejšo obliko samooskrbe, pri kateri je naprava za samooskrbo priključena na notranjo nizkonapetostno električno inštalacijo stavbe, v kateri se proizvedena električna energija uporablja;
- **samooskrba večstanovanjske stavbe:** je samooskrba končnih odjemalcev v večstanovanjski, poslovno-stanovanjski, stanovanjsko-poslovni, poslovni ali katerikoli drugi stavbi, v katerih sta dva ali več prostorov (stanovanja oziroma poslovni prostori), ki so opremljeni vsak s svojim merilnim mestom. Naprava se preko lastnega merilnega mesta priključi v skupno notranjo nizkonapetostno inštalacijo stavbe. V samooskrbo večstanovanjske stavbe se lahko povežejo odjemalci, ki odjemajo električno energijo za lastne potrebe prek dveh ali več prevzemno-predajnih mest iste večstanovanjske stavbe in ki v samooskrbo lahko vključijo tudi eno ali več prevzemno-predajnih mest, prek katerega oziroma katerih se z električno energijo oskrbujejo skupni prostori ali skupne naprave večstanovanjske stavbe (prevzemno-predajna mesta skupne rabe) ali ki v samooskrbo vključijo dve ali več prevzemno-predajnih mest skupne rabe. V primeru samooskrbe večstanovanjske stavbe je naprava za samooskrbo prek prevzemno-predajnega mesta naprave za samooskrbo priključena na točki prehoda v razdelilni omarici iz distribucijskega omrežja v skupno notranjo nizkonapetostno inštalacijo večstanovanjske stavbe, na katero so priključena prevzemno-predajna mesta, vključena v samooskrbo te večstanovanjske stavbe;
- **samooskrba skupnosti za oskrbo z energijo iz obnovljivih virov:** je samooskrba odjemalcev (najmanj dveh, ki so lahko pravne oziroma fizične osebe), ki se prostovoljno dogovorijo o ustanovitvi oziroma priključitvi v samooskrbno skupnost, z namenom koriščenja električne energije, proizvedene v eni ali več napravah za samooskrbo. V samooskrbno skupnost se lahko vključijo tudi tisti odjemalci, ki živijo v hišah, ki za postavitve naprave za samooskrbo niso primerne, saj bo lahko naprava postavljena na drugem objektu. V primeru samooskrbne skupnosti je naprava za samooskrbo prek svojega prevzemno-predajnega mesta priključena na distribucijsko omrežje, proizvedena električna energija pa se med člane samooskrbe skupnosti deli skladno z dogovorom oziroma pogodbo. V samooskrbo skupnosti za oskrbo z energijo iz obnovljivih virov (samooskrbna skupnost) se lahko vključijo odjemalci, ki odjemajo električno energijo prek prevzemno-predajnih mest, priključenih na distribucijsko omrežje v Republiki Sloveniji. V primeru samooskrbne skupnosti je naprava za samooskrbo prek prevzemno-predajnega mesta naprave za samooskrbo priključena na distribucijsko omrežje.

Največja možna priključna moč naprave za samooskrbo je odvisna od vrste samooskrbe in je določena v Uredbi o samooskrbi z električno energijo iz OVE:

- **individualna samooskrba:** priključna moč naprave za samooskrbo (v kW) **ne sme presegati 0,8 kratnika priključne moči** odjema prevzemno-predajnega mesta, na notranjo napeljavo v katerega je naprava priključena. V primeru, da gre za napravo, ki proizvaja električno energijo z rabo sončne energije (tj. SE), se kot priključna moč naprave upošteva:

- nazivna moč razsmernika (v kW) pri $\cos \phi = 1$ (kadar je nazivna moč razsmernika manjša ali enaka vsoti nazivnih moči fotonapetostnih modulov) ali
 - vsota nazivnih moči modulov (kadar je nazivna moč razsmernika večja od vsote nazivnih moči fotonapetostnih modulov);
- **samooskrba večstanovanjske stavbe in samooskrba skupnosti z energijo obnovljivih virov:**
v tem primeru ni omejitve moči naprave za samooskrbo.

Energetski zakon (EZ-1) (Uradni list RS, št. 60/19 – uradno prečiščeno besedilo, 65/20, 158/20 – ZURE, 121/21 – ZSROVE, 172/21 – ZOEE, 204/21 – ZOP, 44/22 – ZOTDS, 38/24 – EZ-2 in 56/25 – PoZ) (315a. člen) (neveljaven predpis) in Uredba o samooskrbi z električno energijo iz obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 17/19, 197/20 in 121/21 – ZSROVE) sta vse od leta 2016 določala obračun po tako imenovanem sistemu **NET-METERING oz. letno netiranje**. Šlo je za sistem, pri katerem so proizvodne naprave prvenstveno namenjene pokrivanju lastnih potreb po električni energiji, medtem ko so se viški ali manjki uravnavali preko električnega omrežja. To je pomenilo, da je SE v času, ko je bila proizvodnja večja od porabe, višek električne energije oddala v omrežje. Kadar pa je bila poraba večja od proizvodnje, pa so odjemalci razliko prejeli iz omrežja. Pri takšnem sistemu obračunavanja je bilo obračunsko obdobje dolgo eno leto. Na koncu tega obdobja se je izvedel obračun, ki je pokazal razliko med vso proizvedeno in porabljeno električno energijo. Če je bila proizvodnja večja od porabe, je bil poračun enak **0 EUR**. Če pa je poraba bila večja od proizvodnje, je bilo treba razliko plačati po enotni tarifi. Prav tako je bilo treba za to razliko plačati omrežnino po enotni tarifi. V obeh primerih se je plačeval prispevek za OVE in SPTE, ki je neposredno odvisen od moči priključka, ter davek na dodano vrednost (DDV).

Odjemalci, ki so želeli še vstopiti v sistem z **letnim netiranjem** do konca leta 2024, so morali zadostiti dvema pogojema:

- Prvi pogoj je bil ta, da je odjemalec elektrooperaterju podal vlogo za soglasje za priključitev naprave za samooskrbo **do vključno 31. decembra 2024**.
- Drugi pogoj je bil ta, da ga je elektrooperater **do vključno 1. 10. 2025** registriral kot končnega odjemalca s samooskrbo po Uredbi o samooskrbi z električno energijo iz obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 17/19, 197/20 in 121/21 – ZSROVE).

S koncem leta 2024 se je zaključila možnost vstopa v samooskrbo z letnim netiranjem električne energije, ki je bila omogočena z Energetskim zakonom (EZ-1, 315.a člen) in Uredbo o samooskrbi z električno energijo iz obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 17/19 in 197/20 in 121/21 – ZSROVE – neveljaven predpis) že vse od začetka leta 2016. Letno netiranje (letni obračun) je bil zelo učinkovit ukrep za spodbujanje investicij v SE za samooskrbo, a ga Direktiva (EU) 2019/944 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 5. junija 2019 o skupnih pravilih notranjega trga električne energije in spremembi Direktive 2012/27/EU **ne dopušča več**. Lastniki priključnih naprav za samooskrbo, ki so vključeni v ta način obračuna, trenutno lahko ohranjajo tovrstni način obračuna, dokler ne naredijo spremembe na priključni napravi za samooskrbo, ki bi zahtevala izdajo novega soglasja za priključitev. Lahko pa prostovoljno preidejo na nov način obračuna po novi zakonodaji, ki je opisan v nadaljevanju. **Prehod v obratni smeri ni mogoč.**

ZSROVE je vzporedno z novim ZSROVE-1 (Uradni list RS, št. 112/25) **ukinil letni obračun**, kot ga je poznal stari EZ-1 in prepustil obračun prevzete oziroma oddane električne energije trgu, torej odnosu med dobaviteljem in končnim odjemalcem za samooskrbo. V skladu z zapisanim v V. poglavju ZSROVE, končni odjemalec z dobaviteljem sklene pogodbo o samooskrbi. Gre torej za pogodbo o dobavi električne energije in mora poleg obveznih sestavin, določenim z zakonom, ki ureja oskrbo z električno energijo, vsebovati tudi določbe o odkupu električne energije, proizvedene v SE za samooskrbo, ki je bila oddana v omrežje. Pogodba o samooskrbi lahko vsebuje tudi določbe o določanju obračunskih količin za potrebe obračuna dobavljene električne energije. Za električno energijo, prevzeto iz javnega omrežja, plačujejo končni odjemalci s samooskrbo omrežnino, ki je neizključujoča in odraža stroške in koristi samooskrbe, ter druge javne dajatve, ki se obračunavajo na količino električne energije, prevzete iz javnega omrežja. Končnemu odjemalcu v skupnostni samooskrbi se pri določitvi višine omrežnine upošteva obseg uporabe omrežja. Prav tako končni odjemalci s samooskrbo ne plačajo sorazmernega dela prispevka glede na priključno moč za zagotavljanje podpor proizvodnje SPTE z visokim izkoristkom iz OVE. Še naprej pa velja, da za električno energijo, oddano v omrežje, končni odjemalec s samooskrbo ne plača omrežnine in drugih javnih dajatev. Prav tako velja za lastno proizvedeno električno energijo iz OVE, ki je lahko shranjena in ostane v stavbi končnega odjemalca.

Končni odjemalec s samooskrbo za električno energijo prevzeto iz omrežja ne plača prispevka na rabo energije za povečanje energetske učinkovitosti.

ZSROVE je razširil tudi **možnost samooskrbe skupnosti OVE na celotno distribucijsko omrežje v RS**. To v praksi pomeni, da se lahko pod pogoji V. poglavja ZSROVE v skupnost OVE lahko povežejo posamezni končni odjemalci iz distribucijskega omrežja ne glede na lokacijo SE za samooskrbo in stavbe, ki so jo želeli vključiti v samooskrbo.

V skladu s 115. členom ZSROVE-1 velja, da za končne odjemalce, ki so vključno do 31. decembra 2024 oddali vlogo za priključitev postavljene naprave za samooskrbo po Uredbi o samooskrbi z električno energijo iz OVE (Uradni list RS, št. 17/19 in 197/20), in za končne odjemalce, ki so bili registrirani kot končni odjemalci s samooskrbo od začetka veljavnosti ZSROVE (Uradni list RS, št. 121/21, 189/21, 121/22 – ZUOKPOE in 102/24), se uporabljajo določbe 315.a člena Energetskega zakona (Uradni list RS, št. 60/19 – uradno prečiščeno besedilo, 65/20 in 158/20 – ZURE) in Uredbe o samooskrbi z električno energijo iz obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 17/19 in 197/20), in sicer **dokler uporabljajo napravo za samooskrbo, za katero je bilo izdano soglasje za priključitev, na podlagi katerega so registrirani**. Navedeni končni odjemalci lahko preidejo v sistem samooskrbo po ZSROVE-1 z izvedbo registracije prehoda pri distribucijskem operaterju. Določbe prvega do tretjega odstavka 101. člena (določbe glede dobave gospodinjstvom odjemalcem, vključenim v sistem samooskrbe z letnim netiranjem prevzete in oddane električne energije) **se glede na 116. člen ZSROVE-1 uporabljajo do 31. decembra 2030**, dobavitelji pa so upravičeni do nadomestila iz četrtega odstavka 101. člena ZSROVE-1 za obdobje **od 1. marca 2025 do 31. decembra 2030**.

3.2 POGOJI ZA PRIKLJUČITEV HRANILNIKA ELEKTRIČNE ENERGIJE

V skladu s Prilogo 5 Sistemskih obratovalnih navodil za distribucijski sistem električne energije (SONDSEE) se ne glede na določila Uredbe komisije (EU) 2016/631 o vzpostavitvi kodeksa omrežja za zahteve za priključitev proizvajalcev električne energije na omrežje (NC RfG), kjer so BHEE in polnilnice za električna vozila (PEV) izvzeti iz obveznosti uporabe določil te uredbe, se za priključevanje BHEE in PEV do izdaje posebnih navodil za priključevanje in obratovanje BHEE ter PEV, uporabljajo vse določbe Uredbe RfG in Navodila za priključevanje in obratovanje BHEE, priključenih v distribucijsko elektroenergetsko omrežje. V času, ko BHEE na svojih sponkah odjema delovno moč iz omrežja, se v tehničnem smislu **obrnava kot porabnik električne energije** in v tem času veljajo zanj enaka tehnična pravila in obveze, kot za vse porabniške naprave v omrežju porabnika omrežja, vključno z dovoljenim odjemom jalove moči. V času, ko pa BHEE na svojih sponkah oddaja delovno moč v omrežje, se v tehničnem smislu **obrnava kot proizvajalec električne energije** in zanj veljajo vse tehnične določbe Navodil za priključevanje (vključno z načinom obratovanja, regulacije moči itd.).

Na omrežje je možno priključiti samo **legalno zgrajene BHEE** oziroma proizvodne naprave (PN). Za PN/BHEE, za katere ne veljajo izjeme (t.j. ne gre za PN/BHEE skladno z Uredbo o samooskrbi z električno energijo iz obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 43/22, 112/25 – ZSROVE-1 in 8/26) ali za PN/BHEE skladne z Uredbo o manjših napravah za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov energije ali s soproizvodnjo z visokim izkoristkom (Uradni list RS, št. 14/20, 121/21 – ZSROVE, 132/23, 102/24 – ZSROVE-B in 112/25 – ZSROVE-1), je potrebno gradbeno dovoljenje, prijava začetka gradnje in pridobitev uporabnega dovoljenja.

Preden investitor sprejme odločitev o gradnji, je smiselno, da od pristojnega operaterja kombiniranega prenosnega in distribucijskega elektroenergetskega omrežja (ELES) oz. krajevno pristojnega elektrodistribucijskega podjetja (Elektro Celje, Elektro Ljubljana, Elektro Maribor, Elektro Gorenjska ali Elektro Primorska), čimprej pridobi informacijo o možnosti priključitve načrtovanega BHEE na javno elektrodistribucijsko omrežje. Pridobitev informacije je smiselna tako za večje BHEE, kot tudi BHEE, ki so načrtovani za samooskrbo. Postopek priključevanja se lahko prične z oddajo enotne vloge za izdajo soglasja za priključitev BHEE. Zagotovilo za vključitev BHEE na distribucijsko omrežje se pridobi s soglasjem za priključitev za BHEE, za katerega se zaprosi z enotno vlogo pri krajevno pristojnem elektrodistribucijskem podjetju (omenjena vloga se lahko odda preko spleta pri posameznem krajevno pristojnem elektrodistribucijskem podjetju ali na spletni strani ELES). Distributer na podlagi enotne vloge opravi analizo o možnosti priključitve in vlagatelja obvesti o pogojih in morebitnih tehničnih rešitvah. Enotna vloga lahko vključuje vlogo za izdajo:

- projektnih pogojev,

- soglasja za priključitev (SZP) za odjemalca električne energije in za objekt, za katerega se pridobiva gradbeno dovoljenje (GD),
- mnenja k projektu ali soglasja h gradnji (za objekt, ki ne bo priključen na distribucijsko omrežje),
- SZP proizvodne naprave električne energije oziroma naprave za individualno oziroma skupnostno samooskrbo,
- SZP oziroma pogojev za priključitev v interno omrežje za BHEE in
- SZP oziroma pogojev za priključitev v interno omrežje za PEV.

Za BHEE, ki se po Uredbi o razvrščanju objektov uvrščajo med zahtevne objekte (tj. ko je električna moč na pragu večja od 10 MW ali izpolnjuje enega od splošnih meril omenjene Uredbe) ali med manj zahtevne objekte, je prav tako potrebno gradbeno dovoljenje, prijava začetka gradnje in pridobitev uporabnega dovoljenja.

BHEE mora biti pred priključitvijo in med obratovanjem skladen z zahtevami:

- NC RfG (Uredba Komisije EU 2016/631),
- SONDSEE (Uradni list RS, št. 77/24 in 110/25),
- Pravilnika o omogočanju dostopnosti električne opreme na trgu, ki je načrtovana znotraj določenih napetostnih mej (Uradni list RS, št. 39/16),
- Pravilnika o elektromagnetni združljivosti (Uradni list RS, št. 39/16 in 9/20),
- Pravilnika o radijski opremi (Uradni list RS, št. 3/16, 9/20, 124/23 in 30/25),
- Direktive 2011/65/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 8. junija 2011 o omejevanju uporabe nekaterih nevarnih snovi v električni in elektronski opremi (Direktiva RoHS),
- Pravilnika o omejevanju uporabe določenih nevarnih snovi v električni in elektronski opremi (Uradni list RS, št. 102/12, 20/14, 57/14, 53/15, 60/16, 41/18, 25/19, 32/19, 75/20, 113/20, 162/21, 58/22, 89/22, 16/23, 76/23, 121/23, 35/24, 103/24 in 645/26),
- Uredbe o odpadni električni in elektronski opremi (Uradni list RS, št. 55/15, 47/16, 72/18, 84/18 – ZIURKOE, 108/20, 44/22 – ZVO-2 in 13/26).

Zahteve so izpolnjene, če je oprema na seznamu odobrene opreme, ki je objavljen na spletni strani ELES.

Električne inštalacije priključne naprave morajo izpolnjevati zahteve iz:

- Pravilnika o zahtevah za nizkonapetostne električne inštalacije v stavbah (Uradni list RS, št. 140/21 in 199/21 – Gradbeni zakon (GZ-1),
- Tehnične smernice TSG-N-002:2021 Nizkonapetostne inštalacije,
- Pravilnika o zaščiti stavb pred delovanjem strele (Uradni list RS, št. 140/21 in 199/21 – GZ-1),
- Pravilnika o požarni varnosti v stavbah (Uradni list RS št. 31/04, 10/05, 83/05, 14/07, 12/13, 61/17-GZ in 199/21-GZ-1),
- Tehnične smernice TSG-1-001:2019 Požarna varnost v stavbah in
- Tehnične smernice TSG-N-003:2021 Zaščita pred delovanjem strele.

Osnovni dokument, ki ga je potrebno pridobiti za priključitev na omrežje, je soglasje za priključitev (SZP), ki ga izdaja ELES v upravnem postopku na podlagi vloge investitorja oziroma njegovega pooblaščenca (npr. izvajalca BHEE na ključ).

Za podrobnejše pravne, finančne in davčne vidike, informacije o nepovratnih sredstvih in možnosti financiranja ter pregled ključnih predpisov, ki jih je treba upoštevati pred, med ali po izvedbi investicije v BHEE se lahko obrnete na spletno strokovno gradivo družbe Borzen: Priročnik za postavitev OVE proizvodnih naprav – shranjevanje električne energije [10].

4 TEHNIČNA ANALIZA

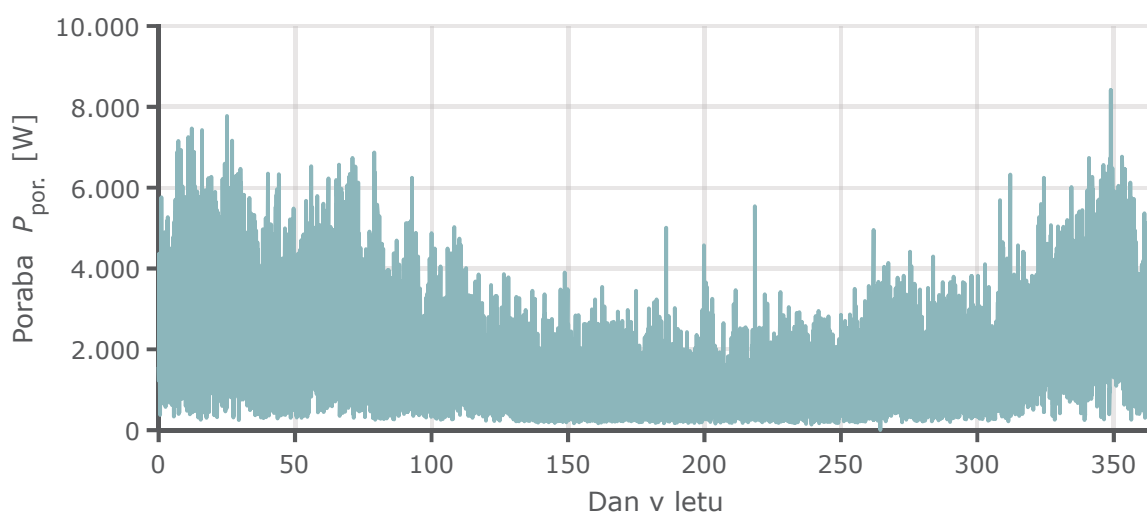
4.1 VLOGA HRANILNIKA ELEKTRIČNE ENERGIJE PRI OPTIMIZACIJI PORABE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Pri analizi smo obravnavali enega karakterističnega gospodinjanskega porabnika, ki predstavlja enostanovanjski objekt, primeren za vgradnjo konvencionalne SE. Izhodišče analize temelji na značilnem profilu porabe električne energije, v katerem so zajete tudi naprave, ki so se začele pogosteje pojavljati po razmahu vgradnje SE. Gre za realen profil porabe pridobljen iz portala mojelekstro.si.

Z uvedbo sistema NET-METERING se je povečal interes za uporabo električne energije tudi na področju ogrevanja, kar je vodilo v pogostejšo vgradnjo tehnologij, kot so toplotne črpalke in drugih električnih ogrevalnih sistemov. Takšna odločitev je bila z ekonomskega vidika smiselna, saj je omogočala učinkovito izrabo proizvedene električne energije v okviru letnega obračuna, kar se odraža tudi v spremenjenih profilih porabe. Obravnavani porabnik zato predstavlja ustrezno osnovo za nadaljnjo analizo.

Opisani porabnik je gospodinjiski odjemalec – enostanovanjska hiša v predmestju Maribora, v kateri prebiva petčlanska družina. Za pripravo tople sanitarne vode in ogrevanje prostorov se uporablja toplotna črpalka zrak–voda. Objekt je na elektroenergetsko omrežje priključen preko trifaznega priključka, varovanega z varovalkami 3x25 A.

Na sliki 4.1 je prikazan profil porabe električne energije obravnavanega porabnika.

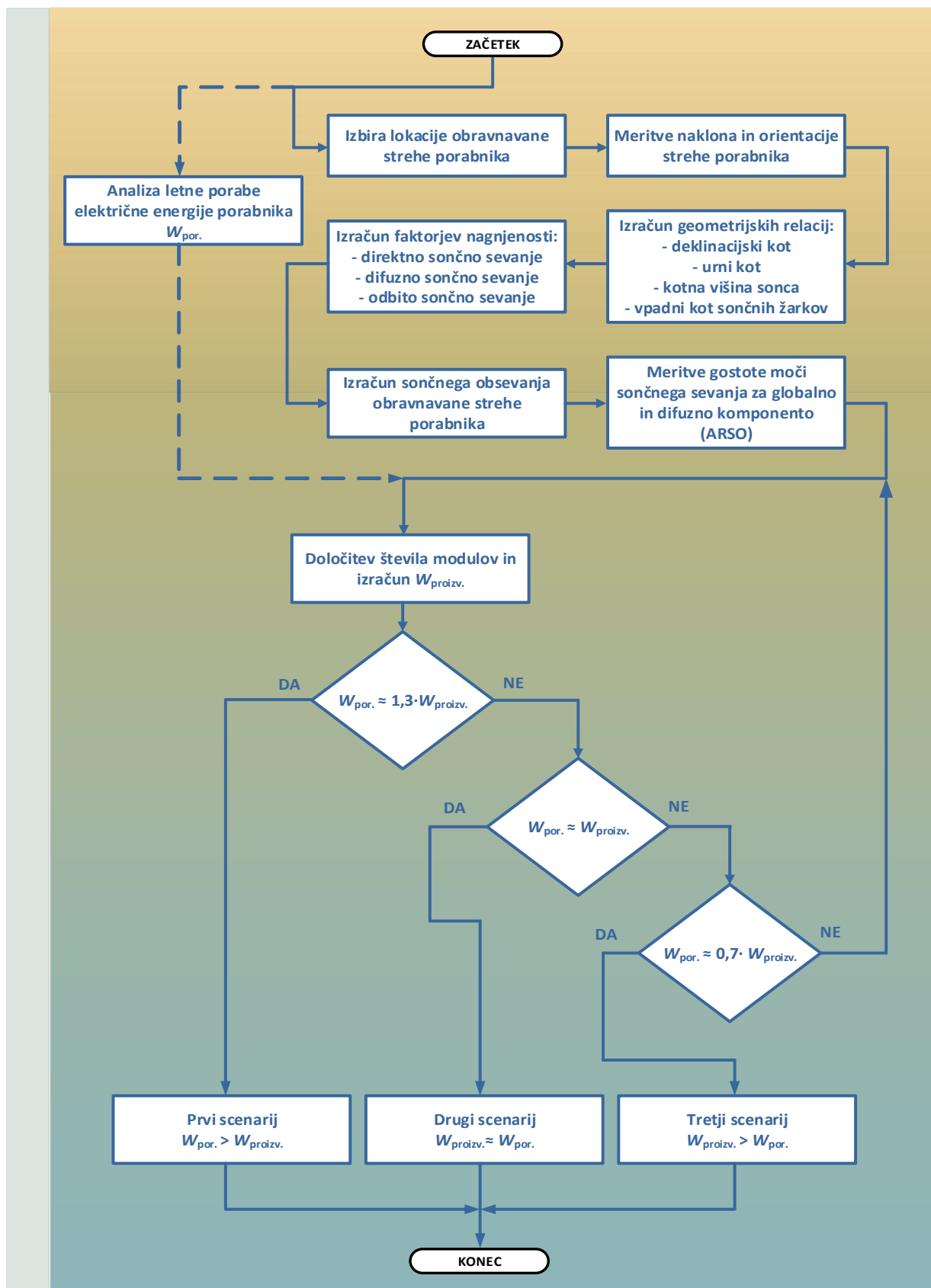


Slika 4.1: Profil porabe električne energije obravnavanega porabnika.

Iz slike 4.1 je razvidna razmeroma neuravnotežena poraba električne energije s povprečno močjo 1,457 kW. Najvišja izmerjena konična moč znaša 8,420 kW, letna poraba električne energije pa 12.759 kWh. Prav tako je opazna izrazito povečana poraba električne energije v zimskih mesecih v primerjavi s poletnim obdobjem, kar je posledica ogrevanja s toplotno črpalko. V času ogrevalne sezone so potrebe po toploti največje, hkrati pa toplotna črpalka zrak–voda zaradi nižjih zunanjih temperatur obratuje z nižjim grelnim številom (COP), kar dodatno povečuje porabo električne energije.

Na podlagi dejanskih geografskih koordinat in arhitekturnih značilnosti objekta (naklonski kot 35 stopinj, azimutni kot 0 stopinj tj. smer jug) smo predpostavili SE, njeno proizvodnjo pa izračunali v skladu z metodologijo, ki temelji na meritvah sončnega obsevanja na vodoravno površino, pridobljenih s strani Agencije Republike Slovenije za okolje (ARSO), ter upošteva geometrijske relacije med Soncem in Zemljo, podrobneje predstavljene v [11]. Poenostavljen prikaz uporabljene metodologije je podan na sliki 4.2.

METODOLOGIJA ZA IZRAČUN PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ SE



Slika 4.2: Poenostavljen prikaz metodologije izračuna proizvodnje električne energije iz SE

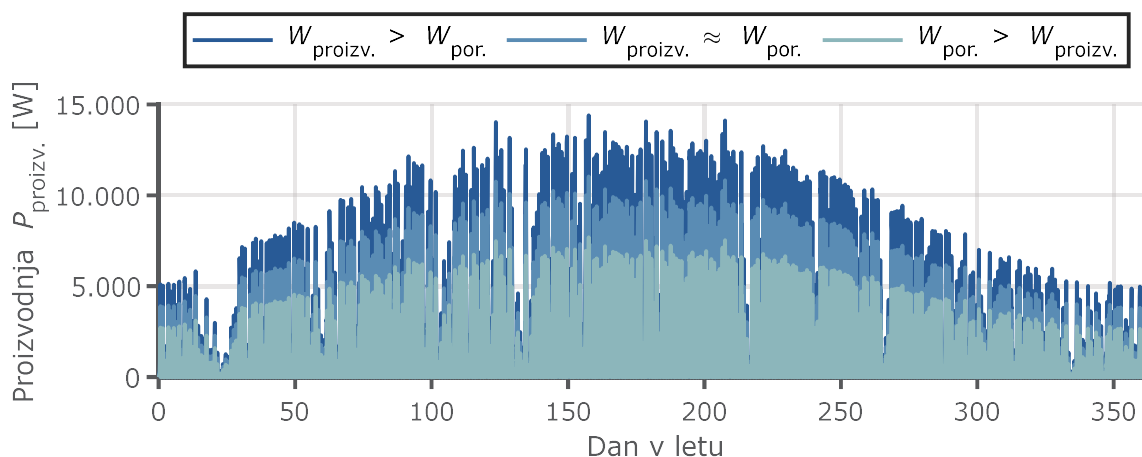
Na podlagi tako izračunane proizvodnje električne energije iz predpostavljene SE smo analizirali vpliv velikosti SE na razmerje med proizvodnjo in porabo električne energije. V ta namen smo oblikovali tri karakteristične scenarije, ki odražajo realne primere iz prakse. Scenariji se razlikujejo po velikosti oz. nazivni moči predpostavljene SE.

Prvi scenarij ($W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$) predstavlja primer, kjer je poraba električne energije na letnem nivoju večja od proizvodnje. Tak primer predstavlja porabnike, ki so v času postavitve SE razpolagali z nižjo porabo, zato jim je takratna velikost SE zadostovala. Sčasoma pa je prišlo do povečanja porabe električne energije, na primer zaradi prehoda na ogrevanje s toplotno črpalko ali drugih novih električnih porabnikov. Dodatno lahko na zmanjšanje razmerja vpliva tudi postopna degradacija fotonapetostnih modulov. V to skupino sodijo tudi primeri, kjer uporabniki zaradi tehničnih omejitev distribucijskega omrežja niso pridobili soglasja za postavitve večje SE, ali pa so bili pri dimenzioniranju omejeni z razpoložljivo strešno površino, orientacijo objekta ali investicijskimi stroški. Posledično takšni porabniki danes ne pokrivajo več celotne porabe z lastno proizvodnjo in so primorani del električne energije dokupovati iz omrežja.

Drugi scenarij ($W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$) predstavlja primer približnega ujemanja proizvodnje in porabe. V tem primeru predpostavimo rahlo večjo proizvodnjo od porabe, pri čemer so razlike minimalne. Takšno stanje je v praksi zelo občutljivo na vplive, kot so vremenske razmere, medletna nihanja sončnega obsevanja ter manjše spremembe v porabi, na primer zaradi dolžine ogrevalne sezone ali sprememb bivalnih navad. Zato lahko že majhna odstopanja povzročijo prehod iz presežka v primanjkljaj ali obratno.

Tretji scenarij ($W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$) pa predstavlja primer, kjer proizvodnja električne energije presega porabo. Takšni primeri se pojavljajo pri porabnikih, ki so pridobili soglasje za postavitve večje SE oziroma so jo ustrezno predimenzionirali. Kljub morebitnemu povečanju porabe in vplivom degradacije takšna SE še vedno zagotavlja presežek proizvedene energije, kar uporabniku omogoča večjo energetske neodvisnosti in večjo robustnost sistema na dolgi rok.

Slika 4.3 prikazuje predvideno moč proizvodnje električne energije iz SE za vse 3 scenarije.

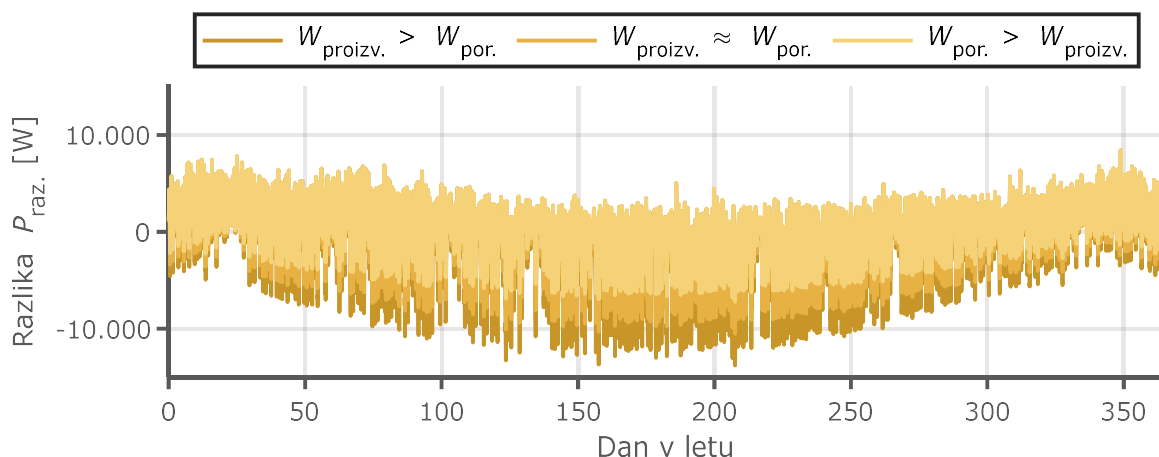


Slika 4.3: Profil proizvodnje električne energije za vse 3 scenarije.

Iz slike 4.3 je razvidno, da SE v vseh obravnavanih scenarijih dosega najvišje proizvodne moči v poletnih mesecih, kar je pričakovano glede na višje vrednosti gostote moči sončnega obsevanja ter izbrani naklonski kot fotonapetostnih modulov. Moč SE smo prilagajali s spreminjanjem razpoložljive površine za pretvorbo energije sončnega sevanja v električno energijo, oziroma s spreminjanjem števila postavljenih fotonapetostnih modulov. Pri izračunih smo uporabili monokristalne fotonapetostne module BISOL BBO 450 z nazivno močjo 450 W.

V scenariju $W_{por.} > W_{proizv.}$ je število fotonapetostnih modulov najmanjše in znaša 16, kar ustreza nazivni moči elektrarne 7,200 kW. V tem primeru letna proizvodnja znaša 9.043 kWh. Maksimalna dosežena proizvodna moč je 7,682 kW, povprečna letna proizvodna moč pa 1,033 kW. V scenariju $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ je število fotonapetostnih modulov povečano na 23, kar pomeni nazivno moč 10,350 kW. Letna proizvodnja električne energije v tem primeru znaša približno 13.000 kWh. Maksimalna proizvodna moč doseže 11,043 kW, povprečna letna moč pa 1,484 kW. V scenariju $W_{proizv.} > W_{por.}$ je število fotonapetostnih modulov največje in znaša 30, kar ustreza nazivni moči 13,500 kW. Takšna elektrarna letno proizvede 16.955 kWh električne energije. Maksimalna proizvodna moč znaša 14,404 kW, povprečna letna moč pa 1,936 kW.

Slika 4.4 prikazuje razliko med odjemno močjo in močjo proizvodnje električne energije iz SE za vse 3 obravnavane scenarije. Prikazana razlika predstavlja moč interakcije z omrežjem po postavitvi SE oziroma dejansko obremenitev, ki jo posamezen scenarij povzroča v elektroenergetskem omrežju.



Slika 4.4: Profil razlike med odjemno močjo in močjo proizvodnje električne energije iz SE za vse 3 scenarije.

V primeru brez SE znaša letni odjem električne energije iz omrežja 12.759 kWh. Z vgradnjo SE se odjem iz omrežja zmanjša. V scenariju $W_{por.} > W_{proizv.}$ letni odjem znaša 9.731,83 kWh, v scenariju $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ 9.397,66 kWh, v scenariju $W_{proizv.} > W_{por.}$ pa 9.168,62 kWh. Iz navedenega je razvidno, da povečanje moči SE le omejeno vpliva na nadaljnje zmanjševanje odjema iz omrežja, saj se ta med posameznimi scenariji zmanjšuje razmeroma počasi. Podobno kaže tudi izračun samozadostnosti določene skladno z (4.1).

$$X_{samozadostnost} = \frac{W_{prejem, brez SE in BHEE} - W_{prejem, i}}{W_{prejem, brez SE in BHEE}} \cdot 100 [\%]; \quad (4.1)$$

kjer je:

- $X_{samozadostnost}$ - delež samozadostnosti [%],
- $W_{prejem, brez SE in BHEE}$ - količina električne energije prejete iz omrežja v scenariju brez SE in BHEE [kWh],
- $W_{prejem, i}$ - količina električne energije prejete iz omrežja v i -tem scenariju [kWh].

Samozadostnost v scenariju $W_{por.} > W_{proizv.}$ tako znaša 23,7 %. V scenariju $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ znaša 26,3 %. V scenariju z največjo proizvodnjo $W_{proizv.} > W_{por.}$ pa znaša samozadostnost 28,1 %.

Podoben trend je opazen tudi pri povprečni moči odjema iz omrežja, ki se med posameznimi scenariji bistveno ne spreminja in ostaja približno v območju med 1,58 kW in 1,63 kW. To pomeni, da povečanje moči SE ne vpliva bistveno na potrebe po električni energiji iz omrežja v obdobjih, ko lastna proizvodnja ni na voljo.

Po drugi strani pa se z večanjem moči SE izrazito povečuje oddaja električne energije v omrežje. V scenariju $W_{por.} > W_{proizv.}$ znaša povprečna moč oddaje 2,31 kW, v scenariju $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ 3,30 kW, v scenariju $W_{proizv.} >$

$W_{\text{por.}}$ pa 4,28 kW. Enak trend je opazen tudi pri letni količini oddane električne energije, ki znaša 6.016,00 kWh za scenarij $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ 9.638,10 kWh za scenarij $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ in 13.365,34 kWh za scenarij $W_{\text{proizv.}} < W_{\text{por.}}$. To jasno kaže, da večja SE predvsem povečuje količino presežne električne energije, ki se odda v omrežje.

Relativno majhne spremembe v odjemu iz omrežja ob hkratnem izrazitem povečanju oddane električne energije kažejo na časovno neusklajenost med proizvodnjo in porabo električne energije. Do tega prihaja tako zaradi sezonskih razlik kot tudi zaradi dnevnih nihanj, saj proizvodnja ni na voljo v času noči ali ob slabših vremenskih pogojih, medtem ko poraba poteka neprekinjeno.

Takšno stanje kaže na nizko stopnjo lokalne samooskrbe ter hkrati predstavlja dodatno obremenitev omrežja zaradi velike količine oddane električne energije. Prav navedeno predstavlja glavni razlog za uvedbo BHEE, ki omogočajo shranjevanje presežkov proizvedene energije ter njihovo časovno prerazporeditev v obdobja povečane porabe oziroma obdobja, ko proizvodnja iz SE ni možna.

4.2 DOLOČITEV OPTIMALNE VELIKOSTI HRANILNIKA ELEKTRIČNE ENERGIJE GLEDE NA PROFIL PORABE IN PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Pri določitvi optimalne velikosti BHEE smo ugotovili, da je kapaciteta močno odvisna od načina uporabe, torej od tega, kakšno vlogo ima BHEE v energetskega sistema. V praksi lahko BHEE služi različnim namenom, kot so povečanje lastne rabe proizvedene električne energije iz SE, zagotavljanje rezervnega napajanja, časovni zamik porabe (angl. »load shifting«) ali optimizacija obratovanja glede na ceno električne energije. Podrobnejša predstavitev obravnavanih scenarijev in načinov uporabe BHEE je podana v poglavju 7.

Izbira BHEE na trgu je izredno široka in vključuje številne proizvajalce ter različne tehnične koncepte. Med najpogostejše uporabljenimi sistemi v segmentu gospodinskih in manjših poslovnih aplikacij so rešitve proizvajalcev, kot so BYD, Huawei, SolarEdge, Tesla, Sonnen in drugi. Poleg teh obstaja še vrsta dodatnih proizvajalcev in konfiguracij, kar potrjujejo tudi uradni sezname odobrene opreme objavljeni s strani systemskega operaterja kombiniranega omrežja tj. podjetja ELES [12], kjer je zajet širok spekter naprav različnih proizvajalcev. To vsekakor potrjuje, da trg z napravami za proizvodnjo in shrambo električne energije ponuja zelo raznoliko izbiro.

Pri pregledu trga je mogoče opaziti, da ponudniki energetskih rešitev pogosto ponujajo celovite pakete (SE skupaj z BHEE), pri čemer konkretni proizvajalec baterijskega sklopa na javno dostopnih straneh ni vedno jasno izpostavljen. Takšen pristop otežuje neposredno primerjavo sistemov. Zaradi velikega števila možnih konfiguracij bi bila analiza na nivoju posameznih produktov metodološko omejena in težko splošljiva.

Iz navedenih razlogov smo se odločili za parametrični pristop, kjer BHEE ne predstavimo kot konkreten produkt, temveč preko ključnih tehničnih parametrov (kapaciteta in moč), ki so skupni vsem sistemom. Takšen pristop je v skladu tudi z znanstveno literaturo, kjer se sistemi shranjevanja električne energije pogosto obravnavajo preko osnovnih karakteristik, neodvisno od proizvajalca [13, 14].

4.2.1 DOLOČITEV KAPACITETE BATERIJSKEGA HRANILNIKA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Pri določitvi optimalne kapacitete BHEE smo za vsak scenarij proizvodnje električne energije iz SE (predstavljeni so v podpoglavju 4.1.) obravnavali tri dodatne scenarije kapacitete BHEE. V ta namen smo uvedli faktor F , preko katerega smo določali kapaciteto BHEE. Faktor F zavzema vrednosti 1, 2 in 3 ter je podan v enoti ure.

Faktor F predstavlja čas, v katerem bi SE pri nazivni moči napolnila BHEE, ob predpostavki, da je ta na začetku popolnoma izprazen. Kapaciteto BHEE smo tako določili po (4.2):

$$W_{\text{BHEE}} = F \cdot P_{\text{SE}} [\text{kWh}]; \quad (4.2)$$

kjer je:

W_{BHEE} - kapaciteta BHEE [kWh],

F - faktor razmerja med kapaciteto BHEE in nazivno močjo SE [h],

P_{SE} - nazivna moč SE [kW].

Takšen pristop je pogosto uporabljen tudi v raziskavah, kjer se kapaciteta BHEE določa glede na časovni horizont proizvodnje ali porabe [15]. Dobljene kapacitete BHEE v odvisnosti od scenarija in faktorja F so tako prikazane v tabeli 4.1.

Tabela 4.1: Določitev kapacitete BHEE preko nazivne moči SE in faktorja F .

Kapaciteta BHEE [kWh]	Faktor F [h]		
Scenarij	1	2	3
$W_{por.} > W_{proizv.}$ $P_{SE} = 7,20 \text{ kW}$	7,2	14,4	21,6
$W_{proizv.} \approx W_{por.}$ $P_{SE} = 10,35 \text{ kW}$	10,35	20,7	31,05
$W_{proizv.} > W_{por.}$ $P_{SE} = 13,50 \text{ kW}$	13,5	27	40,5

Kapaciteta BHEE tako linearno narašča s faktorjem F , kar omogoča sistematično analizo vpliva kapacitete BHEE na delovanje sistema.

4.2.2 DOLOČITEV MOČI BATERIJSKEGA HRANILNIKA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Z (4.2) določimo zgolj energijsko kapaciteto BHEE, ne pa tudi njegove moči polnjenja in praznjenja. V realnih sistemih sta kapaciteta in moč delovanja medsebojno povezani, vendar ne nujno linearno. Njuno razmerje je opisano s t. i. C-rate oziroma razmerjem moč–energija, ki predstavlja enega ključnih parametrov pri dimenzioniranju sistemov shranjevanja energije. Razmerje med močjo delovanja in kapaciteto BHEE neposredno vpliva na sposobnost sistema, da v določenem časovnem intervalu odda ali sprejme električno energijo. Sistemi z višjim razmerjem moč–energija omogočajo hitrejše odzive in učinkovitejše pokrivanje kratkotrajnih koničnih obremenitev, medtem ko sistemi z večjo kapaciteto omogočajo daljše časovno pokrivanje porabe pri manjši moči [16]. Pri tem je pomembno poudariti, da je v številnih primerih dejansko obratovanje BHEE bolj omejeno z razpoložljivo močjo kot pa s samo kapaciteto, saj prenizka moč BHEE onemogoča učinkovito oz. dovolj hitro shranjevanje viška proizvodnje SE ali pokrivanje trenutnih potreb porabe [17]. Na drugi strani višje obremenitve baterije (višje moči delovanja) vodijo do povečanih toplotnih obremenitev in pospešene degradacije baterijskih celic, kar negativno vpliva na življenjsko dobo sistema [18, 19]. Zato je pri dimenzioniranju BHEE potrebno iskati kompromis med močjo delovanja in kapaciteto sistema. Kot je bilo že omenjeno, smo kapaciteto BHEE definirali glede na nazivno moč SE. Maksimalno moč delovanja BHEE (nazivna moč BHEE) smo nato določili kot delež nazivne moči SE v skladu z (4.3).

$$P_{BHEE,naz.} = \alpha \cdot P_{SE} \text{ [kW]} \quad (4.3)$$

kjer je:

$P_{BHEE,naz.}$ - nazivna moč delovanja BHEE [kW],

α - faktor razmerja med močjo BHEE in močjo SE [/].

Pri določanju faktorja α smo izhajali iz dejstva, da SE svojo nazivno moč dosega le v omejenem številu obratovalnih ur skozi leto, zato dimenzioniranje nazivne moči BHEE na enako raven kot je nazivna moč SE praviloma ni potrebno. V raziskavi je bila empirično izbrana vrednost 0,75, ki predstavlja kompromis med zadostno močjo za učinkovito shranjevanje proizvedene električne energije ter preprečevanjem nepotrebnega predimenzioniranja BHEE. Pri tem je treba poudariti, da je moč polnjenja in praznjenja BHEE odvisna tudi od izbranega proizvajalca in konkretne izvedbe BHEE. Čeprav ta predpostavka predstavlja eno izmed omejitev celotne analize, podrobnejša analiza faktorja α ni bila izvedena, saj bi bistveno povečala število potrebnih simulacij, ne da bi glede na cilje celotne analize pomembneje vplivala na ključne ugotovitve. Na tej osnovi smo za posamezne scenarije določili eno reprezentativno moč polnjenja in praznjenja BHEE, ki ostane enaka ne glede na faktor F , medtem ko se kapaciteta spreminja. Dobljene moči BHEE v odvisnosti od scenarija so prikazane v tabeli 4.2.

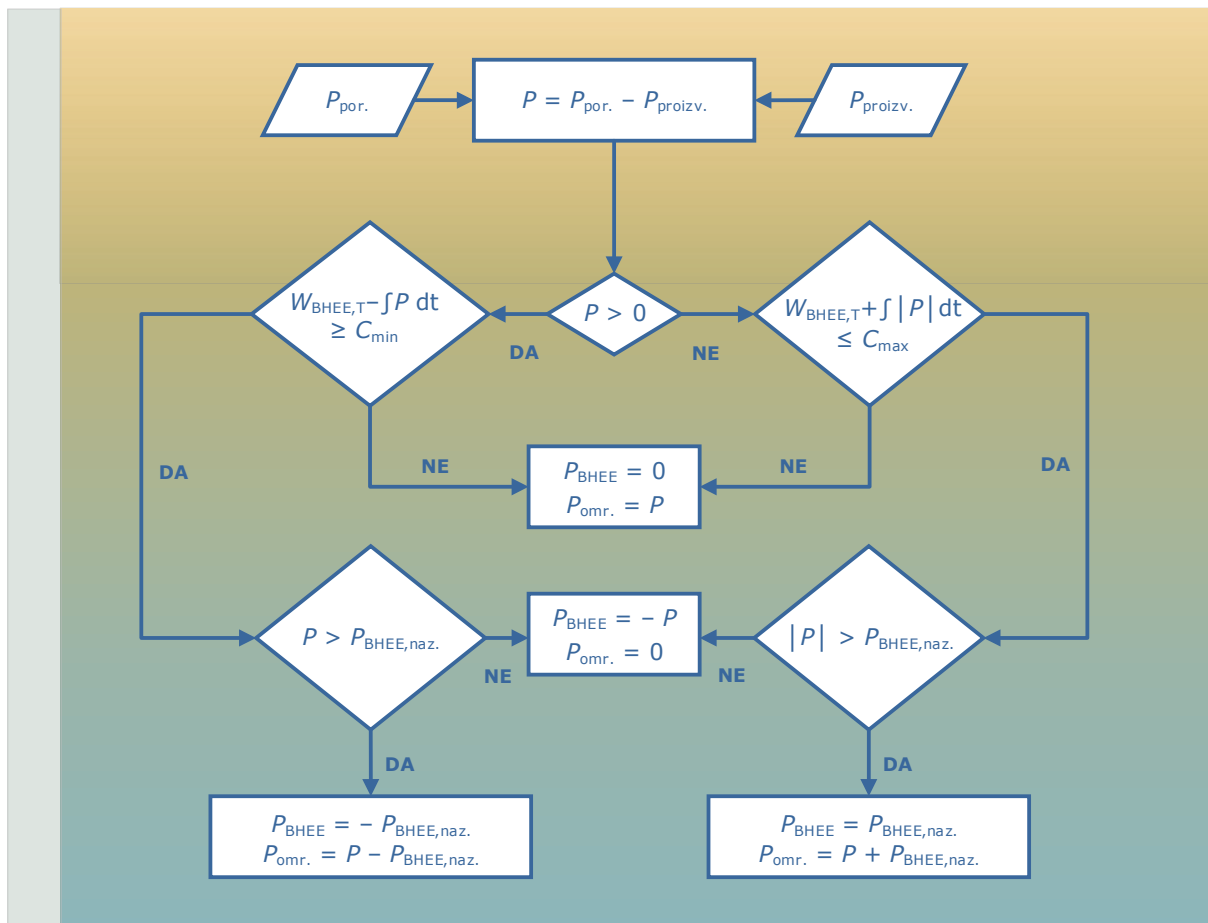
Tabela 4.2: Nazivna moč BHEE v odvisnosti od obravnavanega scenarija.

Scenarij	Nazivna moč BHEE $P_{\text{BHEE,naz.}}$
$W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ $P_{\text{SE}} = 7,20 \text{ kW}$	5,4 kW
$W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ $P_{\text{SE}} = 10,35 \text{ kW}$	7,7 kW
$W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ $P_{\text{SE}} = 13,50 \text{ kW}$	10,1 kW

4.2.3 VGRADNJA BATERIJSKEGA HRANILNIKA ELEKTRIČNE ENERGIJE V KOMBINACIJI S SONČNO ELEKTRARNO IN NJEGOV VPLIV NA OMREŽJE

V tem podpoglavju je obravnavan tehnični vidik vgradnje BHEE v kombinaciji s SE. Analiza zajema vpliv BHEE na omrežje, moči BHEE ter SOC. Poseben poudarek je na interakciji sistema SE + BHEE z omrežjem, ki se odraža v spremembah pretokov moči ter v sposobnosti sistema za prilagajanje razmerju med proizvodnjo in porabo električne energije. Osnovni namen uporabe BHEE v kombinaciji s SE je shranjevanje presežkov proizvedene električne energije, ki bi jih sicer oddali v omrežje, ter uporaba shranjene električne energije za pokrivanje porabe v obdobjih, ko proizvodnja iz SE ni zadostna. Na ta način se povečuje stopnja lastne rabe proizvedene električne energije in zmanjšuje odvisnost od omrežja. V idealnem primeru želimo omrežje uporabljati zgolj takrat, ko ni proizvodnje iz SE in je BHEE izpraznjen. Metodologija za opis delovanja BHEE, uporabljena v tej študiji, je predstavljena na sliki 4.5.

METODOLOGIJA DELOVANJA BHEE



Slika 4.5: Metodologija delovanja BHEE.

Iz slike 4.5 je razvidno, da kot vhodna podatka v metodologiji nastopata poraba $P_{por.}$ in proizvodnja $P_{proizv.}$ električne energije, katerih razlika je opredeljena z veličino P , ki predstavlja trenutno energijsko neravnovesje sistema.

Ko je $P > 0$, to pomeni, da je trenutna poraba večja od proizvodnje SE. V tem primeru je potrebno manjkajočo električno energijo zagotoviti iz BHEE ali iz omrežja. BHEE lahko pokriva del porabe le, če je v njem na voljo dovolj energije, pri čemer mora biti trenutna električna energija v BHEE večja od minimalne dovoljene napolnjenosti C_{min} . Praznjenje je omejeno z maksimalno močjo BHEE, zato preostanek potrebne električne energije zagotavlja omrežje.

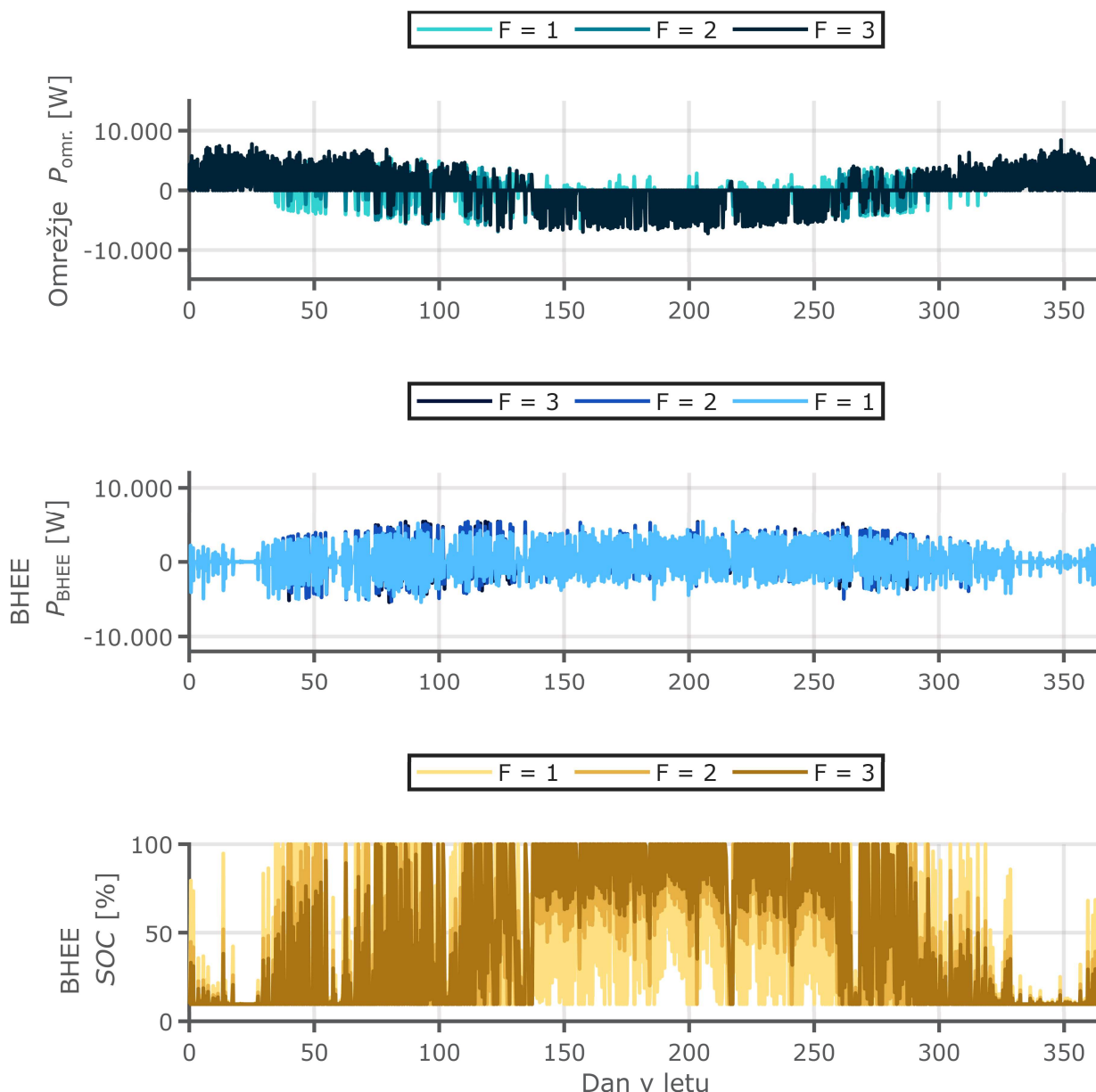
Ko je $P < 0$, proizvodnja SE presega porabo, kar omogoča shranjevanje presežne električne energije v BHEE ali oddajo v omrežje. Polnjenje BHEE je možno le, če BHEE še ni dosegel maksimalne napolnjenosti C_{max} , pri čemer je tudi ta proces omejen z maksimalno močjo BHEE. Preostanek električne energije, ki je ni mogoče shraniti, se odda v omrežje.

Na podlagi opisane metodologije so za vsak scenarij izračunani časovni poteki moči interakcije z omrežjem $P_{omr.}$, moči BHEE P_{BHEE} ter stanja napolnjenosti (SOC) skozi celotno leto. Rezultati so predstavljeni v obliki grafov, kjer je za vsak scenarij prikazan vpliv treh različnih kapacitet BHEE, kar omogoča neposredno primerjavo njihovega vpliva na obratovanje sistema.

Obravnavani so trije osnovni scenariji glede na razmerje med proizvodnjo in porabo električne energije ($W_{por.} > W_{proizv.}$, $W_{por.} \approx W_{proizv.}$, $W_{por.} < W_{proizv.}$). Znotraj vsakega scenarija so dodatno obravnavani trije podscenariji, ki se razlikujejo glede na kapaciteto BHEE, določeno s faktorjem F . Skupno je tako analiziranih devet različnih obratovalnih stanj sistema, kar omogoča celovito primerjavo vpliva velikosti BHEE na delovanje sistema (tako po moči kot po kapaciteti).

Na slikah 4.6, 4.7 in 4.8 je prikazan vpliv vgradnje BHEE na obratovanje sistema v vseh scenarijih. Prikazani so časovni poteki $P_{\text{omr.}}$, moči delovanja BHEE (P_{BHEE}) ter SOC.

$$W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}, \quad P_{\text{SE}} = 7,20 \text{ kW}, \quad P_{\text{BHEE, naz.}} = 5,4 \text{ kW}$$

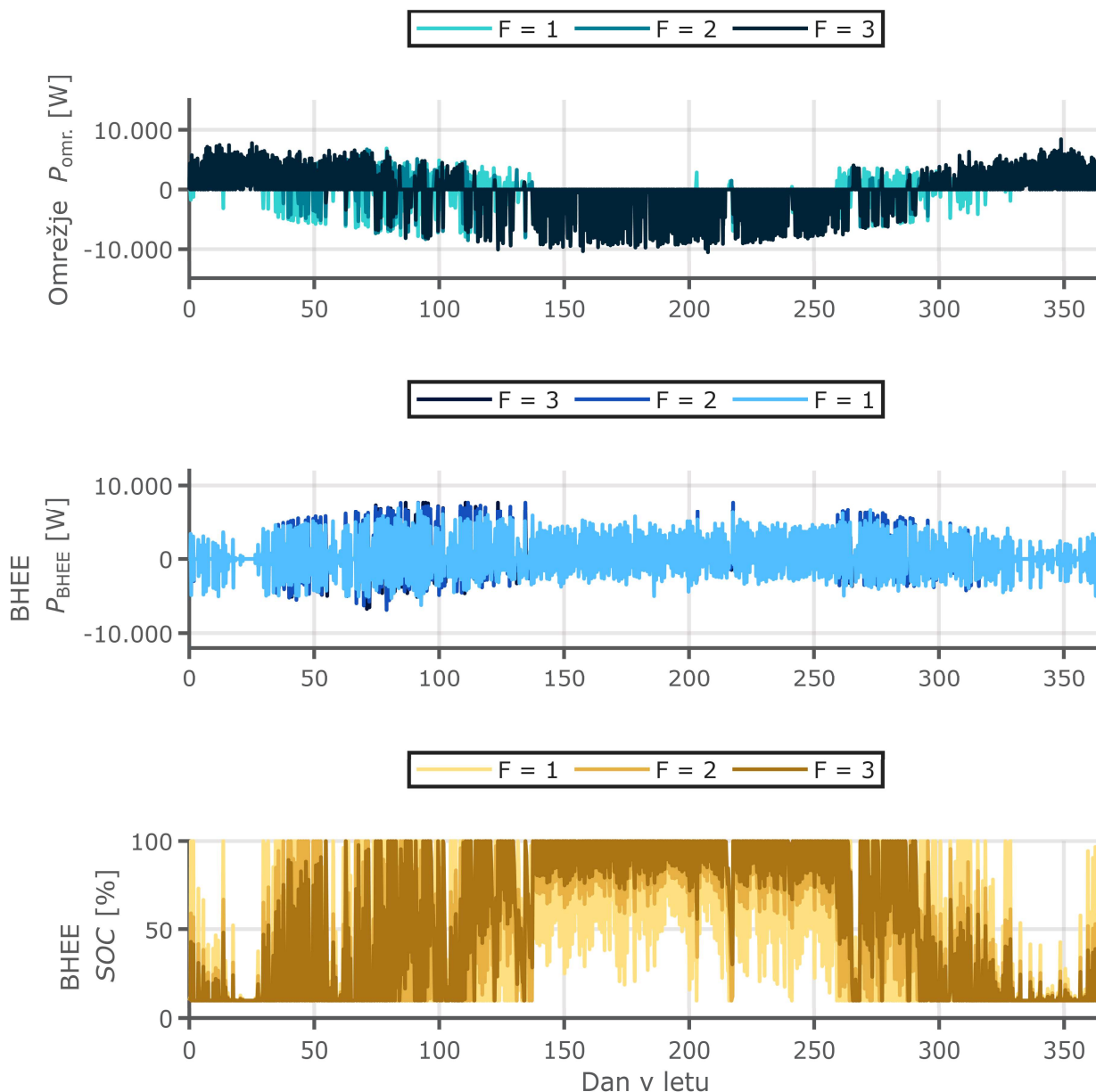


Slika 4.6: Časovni potek moči interakcije z omrežjem, moči BHEE in SOC BHEE za scenarij $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ (nazivna moč SE 7,2 kW) pri treh različnih kapacitetah BHEE in nazivni moči BHEE 5,4 kW.

Na sliki 4.6 so prikazani profili izmenjave električne energije z omrežjem, moči BHEE ter SOC BHEE za scenarij $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$. V referenčnem primeru brez SE in BHEE znaša letni odjem električne energije iz omrežja kot že rečeno 12.758,75 kWh. Z vgradnjo SE nazivne moči 7,20 kW ter BHEE se količina prejete električne energije iz omrežja bistveno zmanjša. Pri faktorju $F = 1$, kjer kapaciteta BHEE znaša 7,20 kWh, letni odjem iz omrežja znaša 8.037,96 kWh, količina oddane električne energije v omrežje pa 4.322,51 kWh. Povprečna moč odjema iz omrežja znaša 1,994 kW, povprečna moč oddaje pa 3,188 kW. Dosežena samozadostnost sistema znaša 37,0 %. S povečevanjem faktorja F in s tem kapacitete BHEE se količina prejete električne energije iz omrežja dodatno zmanjšuje, hkrati pa se zmanjšuje tudi oddaja presežne električne energije v omrežje. Pri faktorju

$F = 2$, kjer kapaciteta BHEE znaša 14,40 kWh, letni odjem iz omrežja znaša 7.413,88 kWh, oddana električna energija v omrežje pa 3.698,44 kWh. Povprečna moč odjema znaša 2,142 kW, povprečna moč oddaje pa 3,317 kW. Samozadostnost se v tem primeru poveča na 41,89 %. Pri faktorju $F = 3$, kjer kapaciteta BHEE znaša 21,60 kWh, letni odjem iz omrežja dodatno pade na 7.123,64 kWh, količina oddane energije v omrežje pa na 3.408,19 kWh. Povprečna moč odjema iz omrežja znaša 2,206 kW, povprečna moč oddaje pa 3,391 kW. Samozadostnost sistema se poveča na 44,17 %. Iz rezultatov je razvidno, da večanje faktorja F pozitivno vpliva na časovno usklajenost med proizvodnjo in porabo električne energije. Večja kapaciteta BHEE omogoča shranjevanje večjega deleža presežne električne energije v obdobjih visoke proizvodnje ter njeno uporabo v času, ko proizvodnja SE ni zadostna. Posledično se zmanjšuje potreba po prevzemu električne energije iz omrežja, hkrati pa se zmanjšuje tudi količina električne energije, oddane v omrežje. Kljub temu pa je iz rezultatov razvidno, da se učinek povečevanja kapacitete BHEE postopoma zmanjšuje. Razlika med faktorjema $F = 1$ in $F = 2$ je malenkost izrazitejša kot razlika med $F = 2$ in $F = 3$, kar kaže na postopno nasičenje vpliva večje kapacitete BHEE. Po določeni kapaciteti BHEE nadaljnje povečevanje ne omogoča več sorazmernega zmanjšanja izmenjave električne energije z omrežjem, saj je količina razpoložljivih viškov proizvodnje omejena. Poleg same kapacitete BHEE pomembno vlogo igra tudi njegova nazivna moč, ki določa hitrost polnjenja in praznjenja. Večja energijska kapaciteta zato ne pomeni nujno tudi sorazmerno boljšega izkoristka, če moč BHEE omejuje količino električne energije, ki jo je mogoče v določenem časovnem intervalu shraniti ali oddati. Iz srednjega grafa je razvidno ciklično delovanje BHEE, kjer se BHEE v obdobjih presežne proizvodnje polni, v obdobjih povečane porabe oziroma zmanjšane proizvodnje pa prazni. V vseh scenarijih maksimalna moč polnjenja oziroma praznjenja doseže 5,4 kW, kar ustreza nazivni moči BHEE. To pomeni, da je delovanje sistema poleg kapacitete omejeno tudi z močjo BHEE, zaradi česar večanje kapacitete pri enaki nazivni moči ne prinaša več linearno večjih pozitivnih učinkov na zmanjšanje izmenjave električne energije z omrežjem. Iz grafa SOC BHEE je razvidno, da se z večanjem faktorja F povečuje tudi sposobnost BHEE za dolgoročneje shranjevanje električne energije. Pri večjih kapacitetah BHEE dalj časa ostaja v območju višje SOC, predvsem v poletnih mesecih, ko je razpoložljive presežne električne energije največ. V zimskem obdobju pa je SOC praviloma nižja zaradi manjše proizvodnje SE in povečane porabe električne energije. Rezultati tako potrjujejo, da uvedba BHEE bistveno izboljša lokalno izrabo proizvedene električne energije ter zmanjšuje potrebe po izmenjavi električne energije z omrežjem. Hkrati se zmanjšujejo tudi obremenitve omrežja zaradi oddaje presežne električne energije, kar predstavlja enega ključnih razlogov za uporabo BHEE v sistemih samooskrbe.

$$W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}, \quad P_{SE}=10,35 \text{ kW}, \quad P_{BHEE, \text{naz.}}=7,7 \text{ kW}$$

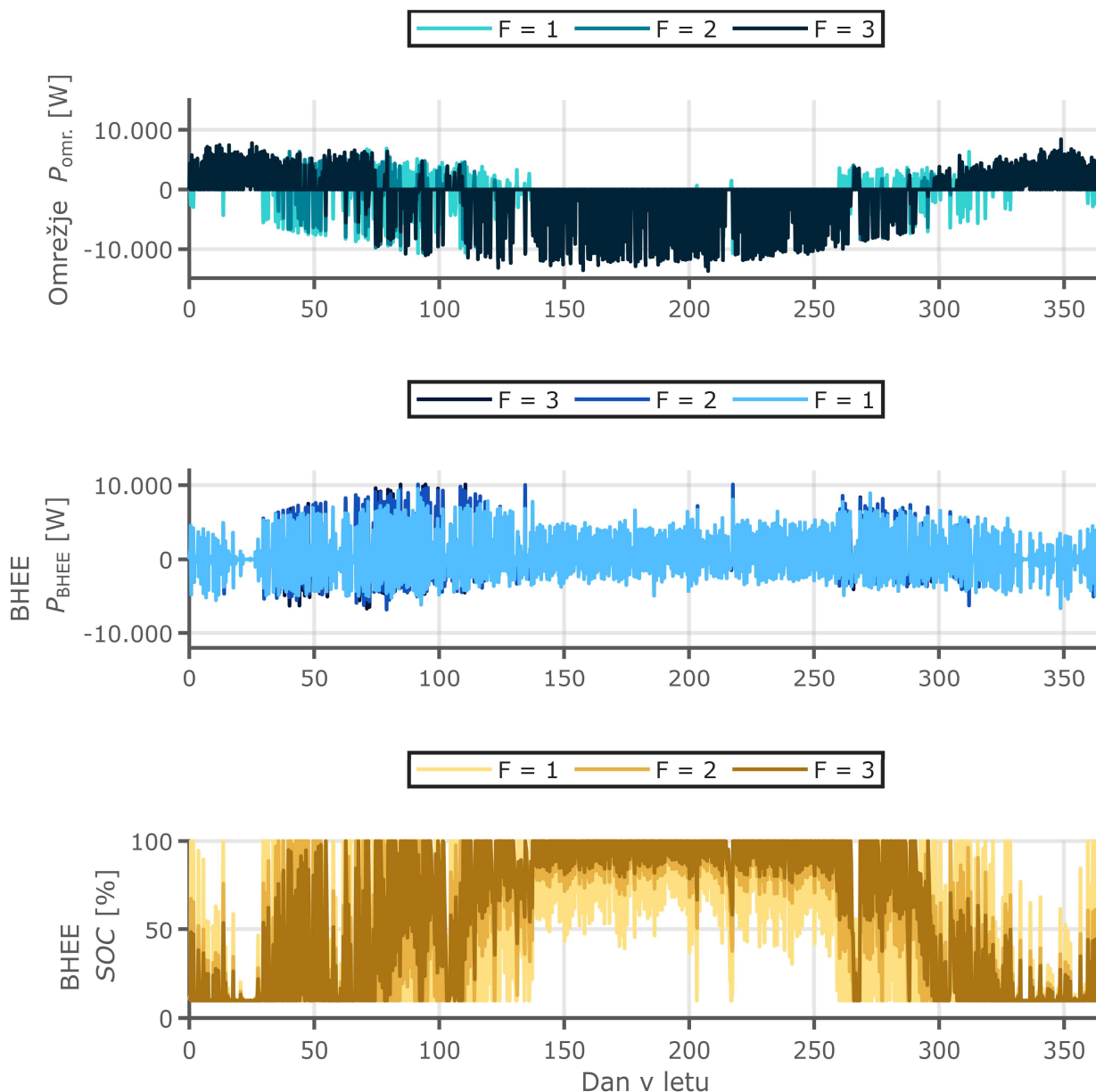


Slika 4.7: Časovni potek moči interakcije z omrežjem, moči BHEE in stanja SOC BHEE za scenarij $W_{\text{por.}} \approx W_{\text{proizv.}}$ (nazivna moč SE 10,35 kW) pri treh različnih kapacitetah BHEE in nazivni moči BHEE 7,7 kW.

Na sliki 4.7 so prikazani profili izmenjave električne energije z omrežjem, moči BHEE ter SOC BHEE za scenarij $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$. V primerjavi s scenarijem $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ je v tem primeru zaradi večje nazivne moči SE ($P_{SE} = 10,35 \text{ kW}$) opazno dodatno zmanjšanje količine električne energije, prejete iz omrežja, hkrati pa se poveča količina presežne električne energije, oddane v omrežje. Pri faktorju $F = 1$, kjer kapaciteta BHEE znaša 10,35 kWh, letni odjem električne energije iz omrežja znaša 7.075,71 kWh, količina oddane električne energije v omrežje pa 7.316,54 kWh. Povprečna moč odjema iz omrežja znaša 2,164 kW, povprečna moč oddaje pa 4,568 kW. Samozadostnost sistema v tem primeru znaša 44,54 %. S povečevanjem faktorja F se tudi v tem scenariju nadaljuje trend zmanjševanja izmenjave električne energije z omrežjem. Pri faktorju $F = 2$, kjer kapaciteta BHEE znaša 20,70 kWh, se letni odjem električne energije iz omrežja zmanjša na 6.223,13 kWh, količina oddane električne energije pa na 6.463,97 kWh. Povprečna moč odjema znaša 2,305 kW, povprečna moč oddaje pa 4,777 kW. Samozadostnost se poveča na 51,22 %. Pri faktorju $F = 3$, kjer kapaciteta BHEE znaša

31,05 kWh, letni odjem električne energije iz omrežja dodatno pade na 5.897,64 kWh, oddana električna energija v omrežje pa na 6.138,47 kWh. Povprečna moč odjema iz omrežja znaša 2,367 kW, povprečna moč oddaje pa 4,821 kW. Samozadostnost sistema v tem primeru doseže 53,78 %. V primerjavi s prejšnjim scenarijem je opazno, da večja nazivna moč SE omogoča učinkovitejše izkoriščanje BHEE, saj je razpoložljivih viškov proizvedene električne energije več. Posledično je vpliv povečevanja kapacitete BHEE nekoliko izrazitejši, kar se odraža predvsem v večjem zmanjšanju odjema električne energije iz omrežja ter višji stopnji samozadostnosti. Iz rezultatov je prav tako razvidno, da se s povečevanjem faktorja F zmanjšuje količina oddane električne energije v omrežje, vendar se trend postopoma umirja. Podobno kot pri prvem scenariju se tudi tukaj pokaže, da večanje kapacitete BHEE ne prinaša več linearnega izboljšanja kar se tiče izmenjane električne energije z omrežjem. Razlog za to je omejena količina razpoložljivih viškov proizvedene električne energije ter omejitev nazivne moči BHEE, ki v tem scenariju znaša 7,7 kW. Iz srednjega grafa je razvidno intenzivnejše delovanje BHEE v primerjavi s prvim scenarijem. Maksimalna moč polnjenja oziroma praznjenja dosega približno 7,7 kW, kar pomeni, da BHEE zaradi večjih viškov proizvedene električne energije pogosteje obratuje v območju višjih moči. To se odraža tudi na spodnjem grafu SOC BHEE, kjer je pri višjih faktorjih F opazno daljše zadrževanje v območju visoke SOC , predvsem v spomladanskih in poletnih mesecih. Rezultati tako potrjujejo, da kombinacija večje SE in BHEE pomembno izboljša lokalno izrabo proizvedene električne energije ter zmanjša odvisnost porabnika od omrežja. Hkrati pa rezultati kažejo, da samo povečevanje kapacitete BHEE brez ustreznega povečanja nazivne moči po določeni točki ne prinaša več sorazmernih izboljšav delovanja sistema.

$$W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}, P_{\text{SE}} = 13,50 \text{ kW}, P_{\text{BHEE, naz.}} = 10,1 \text{ kW}$$



Slika 4.8: Časovni potek moči interakcije z omrežjem, moči BHEE in stanja SOC BHEE za scenarij $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ (nazivna moč SE 13,50 kW) pri treh različnih kapacitetah BHEE in nazivni moči BHEE 10,1 kW.

Na sliki 4.8 so prikazani profili izmenjave električne energije z omrežjem, moči BHEE ter SOC BHEE za scenarij $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$. V primerjavi s prejšnjima scenarijema je v tem primeru nazivna moč SE največja in znaša 13,5 kW, zato je na voljo največ proizvedene električne energije in posledično tudi največ presežkov za polnjenje BHEE. To se odraža v najvišjih doseženih stopnjah samozadostnosti med vsemi obravnavanimi primeri. Pri faktorju $F = 1$ znaša letni odjem električne energije iz omrežja 6.274,13 kWh, pri faktorju $F = 2$ se zmanjša na 5.239,85 kWh, pri faktorju $F = 3$ pa na 4.911,84 kWh. Sočasno se stopnja samozadostnosti povečuje z 50,8 % na 58,9 % oziroma 61,5 %. V primerjavi s scenarijem $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ kjer je bila najvišja dosežena samozadostnost 44,17 %, ter scenarijem $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ kjer je znašala 53,78 %, je razvidno, da večja moč SE omogoča učinkovitejšo lokalno izrabo proizvedene električne energije. Po drugi strani pa je v tem scenariju opazna tudi največja količina oddane električne energije v omrežje. Pri faktorju $F = 1$ znaša oddana električna

energija 10.471,23 kWh, pri faktorju $F = 2$ znaša 9.436,95 kWh in pri faktorju $F = 3$ pa 9.108,94 kWh. Kljub povečevanju kapacitete BHEE ostajajo te vrednosti bistveno višje kot v preostalih dveh scenarijih, kar kaže, da presežkov proizvedene električne energije ni več mogoče v celoti absorbirati zgolj z dodatnim povečevanjem kapacitete BHEE. Podobno kot pri prejšnjih scenarijih se tudi tukaj pokaže zmanjševanje pozitivnih učinkov povečevanja faktorja F . Največje izboljšanje je doseženo pri prehodu iz $F = 1$ na $F = 2$, medtem ko so dodatne koristi pri povečanju na $F = 3$ bistveno manjše. To nakazuje, da je pri določeni kombinaciji moči SE in BHEE dosežena meja, kjer nadaljnje povečevanje kapacitete ne prinaša več sorazmernega zmanjšanja izmenjave električne energije z omrežjem. Iz srednjega in spodnjega grafa je razvidno, da BHEE v tem scenariju obratuje najintenzivneje med vsemi obravnavanimi primeri. Maksimalna moč polnjenja oziroma praznjenja znaša 9,516 kW pri $F = 1$, pri faktorjih $F = 2$ in $F = 3$ pa doseže nazivno omejitev 10,10 kW. Prav tako je opazno, da se BHEE v spomladanskem in poletnem obdobju pogosto nahaja v območju visokih SOC , kar potrjuje, da je razpoložljivih presežkov proizvedene električne energije še vedno ogromno. Hkrati takšno obratovanje nakazuje, da pri večjih močeh SE, omejujoč dejavnik postopoma postaja nazivna moč BHEE in ne več zgolj njegova energijska kapaciteta.

Primerjava vseh treh scenarijev pokaže, da povečanje moči SE in kapacitete BHEE sicer izboljšuje stopnjo samozadostnosti ter zmanjšuje odjem električne energije iz omrežja, vendar učinki niso linearni. Hkrati se z večanjem moči SE povečujejo tudi presežki proizvedene električne energije, ki jih ni mogoče v celoti porabiti lokalno. Rezultati zato potrjujejo, da je za učinkovito delovanje sistema ključna usklajena izbira moči SE, kapacitete BHEE in nazivne moči BHEE, saj zgolj povečevanje posamezne komponente ne zagotavlja optimalne izrabe proizvedene električne energije. Iz rezultatov je razvidno tudi, da že pri največjem obravnavanem sistemu stopnja samozadostnosti doseže približno 61,5 %, kar nakazuje omejitve takšnega pristopa. Dodatno povečevanje kapacitete in nazivne moči BHEE bi sicer omogočilo nadaljnje izboljšanje samozadostnosti, vendar bi bili doseženi prirastki vse manjši. Za bistveno višje stopnje samozadostnosti bi bilo potrebno kapaciteto in moč BHEE povečevati proti občutno višjim vrednostim, kar bi pomenilo znatno povečanje investicijskih stroškov. Zaradi zmanjševanja pozitivnih učinkov povečevanja kapacitete in moči BHEE je zato vprašljivo, ali bi bila takšna rešitev z ekonomskega vidika še upravičena. Rezultati tako nakazujejo, da obstaja območje tehnično in ekonomsko optimalne velikosti BHEE, po katerem nadaljnje povečevanje zmogljivosti ne prinaša več sorazmernih koristi.

5 EKONOMSKA ANALIZA

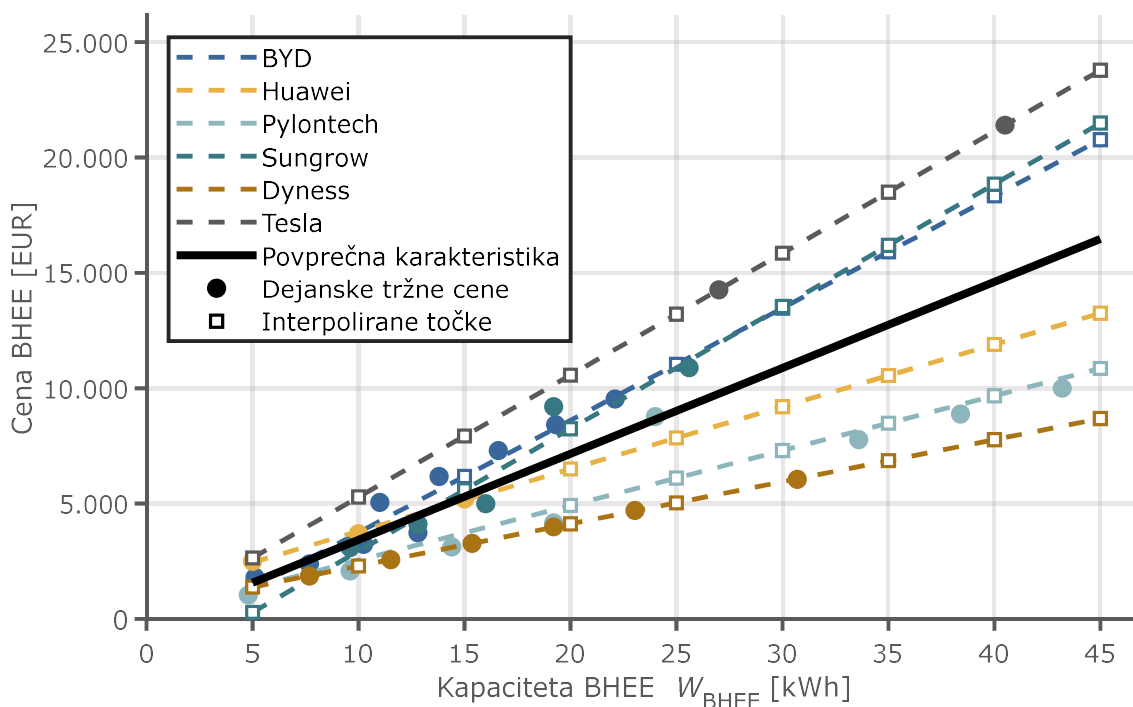
5.1 STROŠKI PREHODA IN INVESTICIJE V BATERIJSKI HRANILNIK ELEKTRIČNE ENERGIJE

Za izvedbo ekonomske analize je bilo potrebno določiti investicijsko ceno BHEE glede na njegovo kapaciteto. Ker se cene posameznih proizvajalcev razlikujejo glede na konfiguracijo sistema, vključeno opremo, tržne razmere ter čas nakupa, smo najprej opravili pregled EU trga in zbrali podatke o cenah komercialno dostopnih BHEE različnih proizvajalcev.

V analizi trga smo zajeli sledeče proizvajalce BHEE:

- BYD [20, 21],
- Huawei [22],
- Pylontech [23-25],
- Sungrow [26, 27],
- Dyness [28-30],
- Tesla [31, 32].

Na podlagi pridobljenih podatkov smo oblikovali poenostavljen model investicijske cene, primeren za nadaljnjo parametrično analizo. Na sliki 5.1 so prikazane tržne cene različnih BHEE glede na njihovo kapaciteto. Zaradi omejenega števila razpoložljivih podatkov za posamezne kapacitete smo manjkajoče vrednosti določili z linearno interpolacijo.



Slika 5.1: Ocenjena investicijska cena za BHEE glede na različne proizvajalce BHEE.

Iz rezultatov na sliki 5.1 je razvidno, da se cene BHEE med posameznimi proizvajalci precej razlikujejo, predvsem zaradi razlik v uporabljeni tehnologiji, konfiguraciji sistema, vključeni močnostni elektroniki, garancijskih pogojih in tržni poziciji posameznega proizvajalca. Kljub temu je iz slike 5.1 razvidna približno linearna odvisnost med kapaciteto BHEE in njegovo ceno, zato smo za potrebe ekonomske analize uporabili poenostavljen linearni model. Na podlagi tako pridobljenih karakteristik posameznih proizvajalcev je bila določena povprečna karakteristika trga. Povprečna karakteristika trga je bila aproksimirana z linearno funkcijo, katere koeficienti so bili določeni z metodo linearne regresije. Dobljena povezava med kapaciteto in investicijsko ceno je podana v (5.1).

$$C_{BHEE,invest.} = -290 + 372,5 \cdot W_{BHEE} [EUR] \quad (5.1)$$

kjer je:

$C_{BHEE,invest.}$ - investicijska cena BHEE [EUR].

Naklon karakteristike tako znaša približno 372,5 EUR/kWh. To pomeni, da se investicijska cena BHEE v povprečju poveča za približno 372,5 EUR za vsako dodatno kWh energijske kapacitete. Uporaba linearne modela predstavlja določeno poenostavitev in hkrati omejitev analize, saj dejanske tržne cene niso popolnoma linearne. Na končno investicijsko vrednost vplivajo tudi številni drugi dejavniki, kot so stroški transporta, razpoložljivost opreme, proizvajalec, tip tehnologije ter trenutne razmere na trgu. Kljub temu je za namen parametrične analize takšen pristop ustrezen, saj omogoča enostavno vrednotenje ekonomskih učinkov različnih velikosti BHEE ob hkratnem ohranjanju realističnega reda velikosti investicijskih stroškov. Podatki za določitev karakteristike so bili pridobljeni na podlagi pregleda trga komercialno dostopnih BHEE. Ker celotna investicija ni sestavljena zgolj iz investicijske cene BHEE, smo v nadaljevanju upoštevali še stroške dodatnega materiala in montaže. Predpostavili smo, da so ti sestavljeni iz fiksne delo, ki zajema projektiranje, pripravo dokumentacije, priklop in osnovna montažna dela, ter variabilnega dela, ki je sorazmeren s kapaciteto BHEE. Vrednosti obeh členov so bile določene empirično na podlagi pregleda trga in razpoložljivih ponudb za primerljive BHEE. Pri tem je treba poudariti, da so dejanski stroški montaže močno odvisni od konkretne

izvedbe, saj je vsak odjemalec specifičen glede na obstoječo električno inštalacijo, lokacijo vgradnje, zahtevnost montaže, dodatno opremo ter druge tehnične zahteve. Zaradi tega enotne cenovne odvisnosti v praksi ni mogoče natančno določiti, zato smo za potrebe parametrične analize uporabili poenostavljen linearni model, podan v (5.2).

$$C_{\text{montaža}} = 1500 + 50 \cdot W_{\text{BHEE}} [\text{EUR}] \quad (5.2)$$

kjer je:

$C_{\text{montaža}}$ - cena montaže in materiala [EUR].

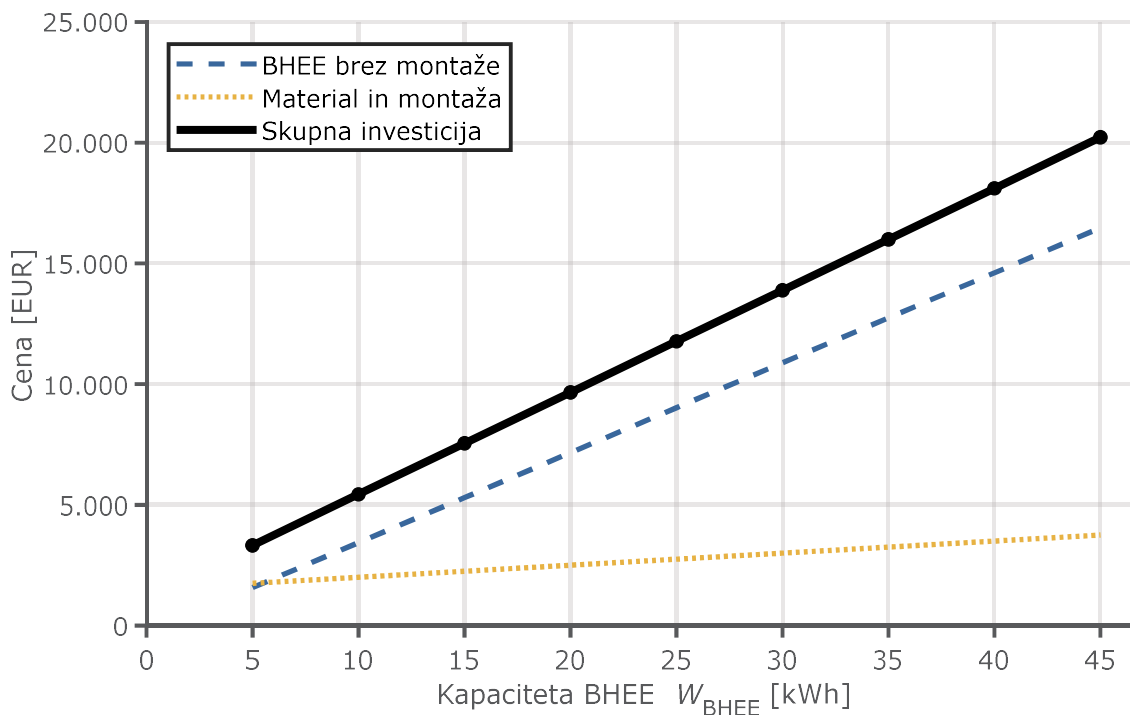
Končna ocena celotnega vložka v BHEE je bila tako določena kot vsota investicijske cene BHEE, prikazane v (5.1) in stroška montaže in materiala, prikazano v (5.2). Rezultat je prikazan v (5.3).

$$C_{\text{BHEE}} = C_{\text{BHEE,invest.}} + C_{\text{montaža}} = 1210 + 422,5 \cdot W_{\text{BHEE}} [\text{EUR}] \quad (5.3)$$

kjer je:

C_{BHEE} - skupna cena celotnega vložka pri nabavi BHEE.

Na sliki 5.2 je prikazana ocena celotnega vložka pri nabavi BHEE v odvisnosti od njegove kapacitete.



Slika 5.2: Ocena celotnega vložka pri nabavi BHEE v odvisnosti od kapacitete BHEE.

Iz slike 5.2 je razvidno, da strošek materiala in montaže pri manjših kapacitetah predstavlja pomemben delež celotne investicije, medtem ko se z večanjem kapacitete BHEE relativni delež tega stroška zmanjšuje. Pri večjih BHEE namreč prevladuje cena samega BHEE.

V končnem koraku določitve celotnega investicijskega vložka za BHEE smo tako uporabili enačbo (5.3) ter podatke o kapacitetah BHEE za vse obravnavane kombinacije (tabela 4.1). Rezultati so tako prikazani v tabeli 5.1.

Tabela 5.1: Celotni investicijski vložek za BHEE za vsak obravnavan scenarij.

Celotni investicijski vložek za BHEE [EUR]	Faktor F [h]		
	1	2	3
$W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ $P_{\text{SE}} = 7,20 \text{ kW}$	$W_{\text{BHEE}} = 7,20 \text{ kWh}$	$W_{\text{BHEE}} = 14,40 \text{ kWh}$	$W_{\text{BHEE}} = 21,60 \text{ kWh}$
	$C_{\text{BHEE}} = 4.252,00 \text{ EUR}$	$C_{\text{BHEE}} = 7.294,00 \text{ EUR}$	$C_{\text{BHEE}} = 10.336,00 \text{ EUR}$
$W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ $P_{\text{SE}} = 10,35 \text{ kW}$	$W_{\text{BHEE}} = 10,35 \text{ kWh}$	$W_{\text{BHEE}} = 20,70 \text{ kWh}$	$W_{\text{BHEE}} = 31,05 \text{ kWh}$
	$C_{\text{BHEE}} = 5.582,88 \text{ EUR}$	$C_{\text{BHEE}} = 9.955,75 \text{ EUR}$	$C_{\text{BHEE}} = 14.328,63 \text{ EUR}$
$W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ $P_{\text{SE}} = 13,50 \text{ kW}$	$W_{\text{BHEE}} = 13,50 \text{ kWh}$	$W_{\text{BHEE}} = 27,00 \text{ kWh}$	$W_{\text{BHEE}} = 40,50 \text{ kWh}$
	$C_{\text{BHEE}} = 6.913,75 \text{ EUR}$	$C_{\text{BHEE}} = 12.617,5 \text{ EUR}$	$C_{\text{BHEE}} = 18.321,25 \text{ EUR}$

Tako določena ocena stroškov predstavlja osnovo za nadaljnjo ekonomsko analizo, v kateri bomo vrednotili vpliv različnih velikosti BHEE na zmanjšanje stroškov oskrbe z električno energijo ter določali ekonomsko upravičenost posameznih kombinacij SE in BHEE.

5.2 IZRAČUN PRIHRANKOV, VRAČILNE DOBE IN VPLIVA NA STROŠKE ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRIMERU PORABNIKA BREZ SONČNE ELEKTRARNE IN BATERIJSKEGA HRANILNIKA ELEKTRIČNE ENERGIJE, PORABNIKA S SONČNO ELEKTRARNO TER PORABNIKA S SONČNO ELEKTRARNO IN Z BATERIJSKIM HRANILNIKOM ELEKTRIČNE ENERGIJE

Pri ekonomski analizi so bile uporabljene cenovne postavke, veljavne v času izdelave študije. Cena prevzete električne energije in cena dobropisa za oddano električno energijo sta bili določeni na podlagi aktualnih tržnih ponudb dobaviteljev električne energije (ECE, GEN-I in Petrol), medtem ko so bile ostale cenovne postavke povzete po uradno objavljenih podatkih in veljavni regulativi pristojnih institucij, in sicer AGEN-RS, Borzena kot operaterja trga z električno energijo ter Ministrstva za finance Republike Slovenije [33-35]. Upoštevane cenovne postavke so prikazane v tabeli 5.2.

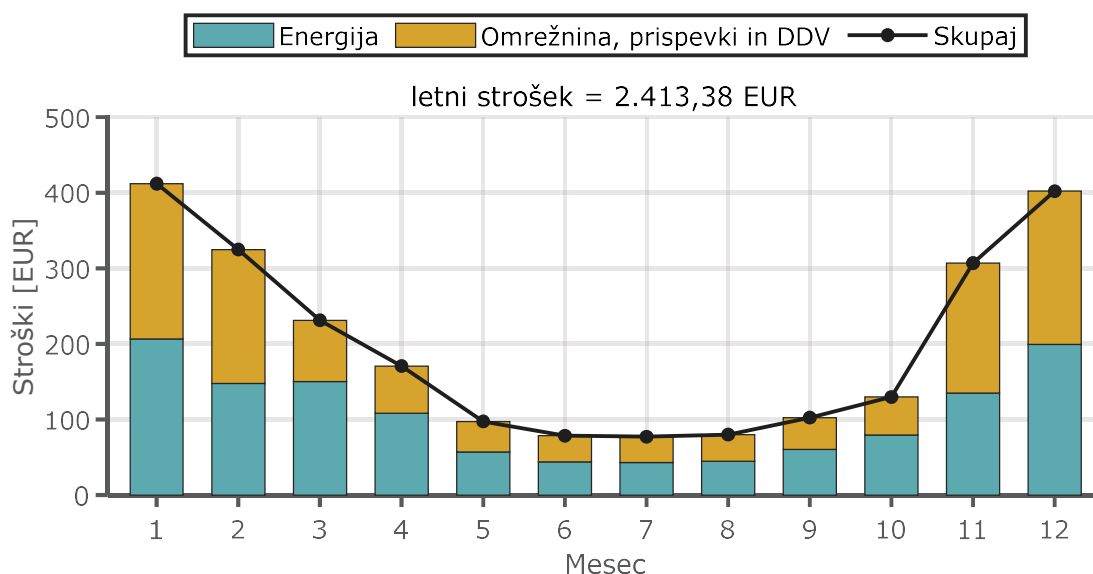
Tabela 5.2: Cenovne postavke upoštevane pri izračunu ekonomskih kazalnikov.

Cena električne energije:	Enotna tarifa 0,1 EUR/kWh
Dobropis za proizvedeno električno energijo:	0,05 EUR/kWh
Prispevek za delovanje operaterja trga:	0,00013 EUR/kWh
Prispevek za OVE in SPTE:	0,77562 EUR/kW
Prispevek za energetska učinkovitost:	0,0008 EUR/kWh
Trošarina:	0,00153 EUR/kWh
Davek na dodano vrednost:	22 %
Omrežnina za energijo prevzeto v ČB1:	0,02217 EUR/kWh
Omrežnina za energijo prevzeto v ČB2:	0,01998 EUR/kWh
Omrežnina za energijo prevzeto v ČB3:	0,01717 EUR/kWh
Omrežnina za energijo prevzeto v ČB4:	0,01805 EUR/kWh
Omrežnina za energijo prevzeto v ČB5:	0,01299 EUR/kWh
Omrežnina za dogovorjeno moč v ČB1:	3,82301 EUR/kW
Omrežnina za dogovorjeno moč v ČB2:	1,09230 EUR/kW

Omrežnina za dogovorjeno moč v ČB3:	0,28902 EUR/kW
Omrežnina za dogovorjeno moč v ČB4:	0,02436 EUR/kW
Omrežnina za dogovorjeno moč v ČB5:	0,00245 EUR/kW
Dogovorjena moč v ČB1:	15,3 kW
Dogovorjena moč v ČB2:	15,3 kW
Dogovorjena moč v ČB3:	15,3 kW
Dogovorjena moč v ČB4:	15,6 kW
Dogovorjena moč v ČB5:	15,6 kW
Faktor obtežitve presežne moči:	1,05

5.2.1 STANJE BREZ SONČNE ELEKTRARNE IN BATERIJSKEGA HRANILNIKA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Na sliki 5.3 je prikazana struktura mesečnih stroškov električne energije za obravnavanega porabnika v referenčnem primeru brez SE in brez BHEE. Skupni strošek je razdeljen na strošek električne energije ter strošek omrežnine, prispevkov in DDV.



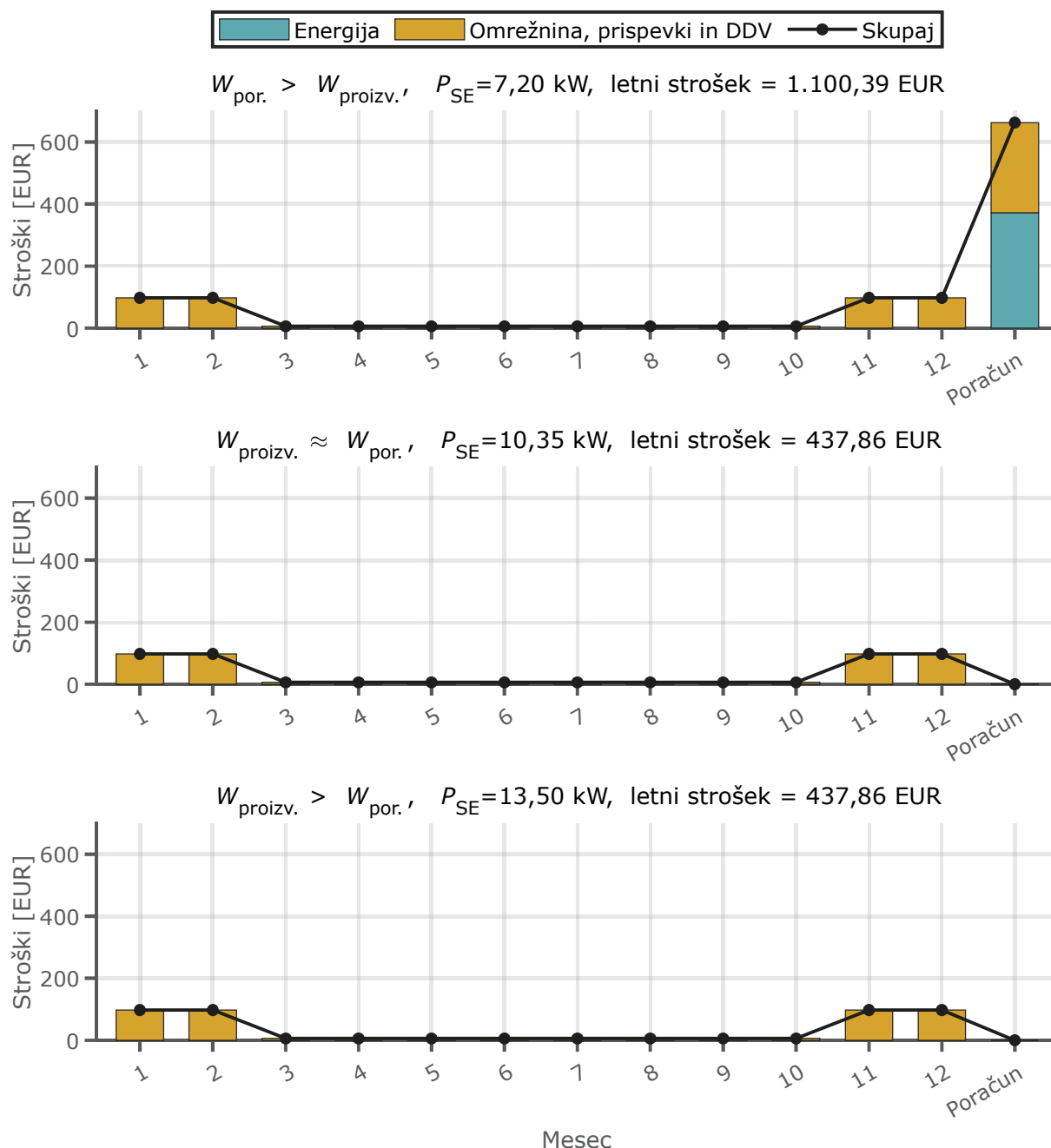
Slika 5.3: Stroški oskrbe z električno energijo za osnovni scenarij brez SE in BHEE po mesecih.

Iz slike 5.3 je razvidno, da skupni stroški električne energije skozi leto sledijo sezonskim spremembam porabe (prikazano na sliki 4.1). Najvišji mesečni stroški so doseženi v zimskih mesecih, pri čemer znašajo januarja 412,03 EUR in decembra 402,03 EUR. Najnižji stroški so doseženi v poletnem obdobju, ko najmanjši skupni mesečni strošek znaša približno 77 EUR. Letni strošek električne energije znaša 1.275,88 EUR, medtem ko strošek omrežnine, prispevkov in DDV znaša 1.137,51 EUR. Skupni letni strošek oskrbe z električno energijo tako znaša 2.413,38 EUR. Pri tem strošek električne energije predstavlja približno 52,9 % vseh stroškov, medtem ko omrežnina, prispevki in DDV predstavljajo preostalih 47,1 %. Pri primerjavi posameznih mesecev je razvidno, da se razmerje med stroškom električne energije ter stroškom omrežnine, prispevkov in DDV skozi večji del leta bistveno ne spreminja. Manjša odstopanja so opazna predvsem v prehodnih obdobjih, zlasti marca, aprila in oktobra. Razlog za to je trenutna sezonska razporeditev ČB pri obračunu omrežnine za dogovorjeno moč, kjer se ČB1 uporablja le v zimski sezoni. Posledično se v navedenih mesecih nekoliko spremeni delež omrežnine znotraj skupnega stroška, čeprav spremembe v porabi električne energije niso tako izrazite. Rezultati kažejo, da skoraj polovico skupnega letnega stroška predstavljajo omrežnina, prispevki in DDV, kar pomeni, da zmanjšanje porabe električne energije ne povzroči sorazmernega zmanjšanja celotnega stroška oskrbe. To dejstvo je posebej pomembno pri vrednotenju ekonomskih učinkov vgradnje SE in BHEE,

saj zmanjšanje količine prevzete električne energije iz omrežja ne vpliva zgolj na strošek električne energije, temveč tudi na posamezne postavke omrežnine.

5.2.2 STANJE S SONČNO ELEKTRARNO

Na sliki 5.4 so prikazani mesečni stroški oskrbe z električno energijo za vse tri obravnavane scenarije v primeru obračuna po sistemu NET-METERING. Prikazana je struktura stroškov, ki jo sestavljajo strošek električne energije ter strošek omrežnine, prispevkov in DDV.



Slika 5.4: Stroški oskrbe z električno energijo za scenarij s SE po sistemu NET-METERING po mesecih.

Iz slike 5.4 je razvidno, da sistem NET-METERING bistveno spremeni strukturo stroškov oskrbe z električno energijo. Ker se v okviru letnega obračuna upošteva neto razlika med prevzeto in oddano električno energijo,

mesečni stroški električne energije med letom praktično ne nastajajo. Skozi leto uporabnik plačuje zgolj omrežnino, prispevke in DDV, medtem ko se morebitni stroški električne energije obračunajo šele ob letnem poročunu.

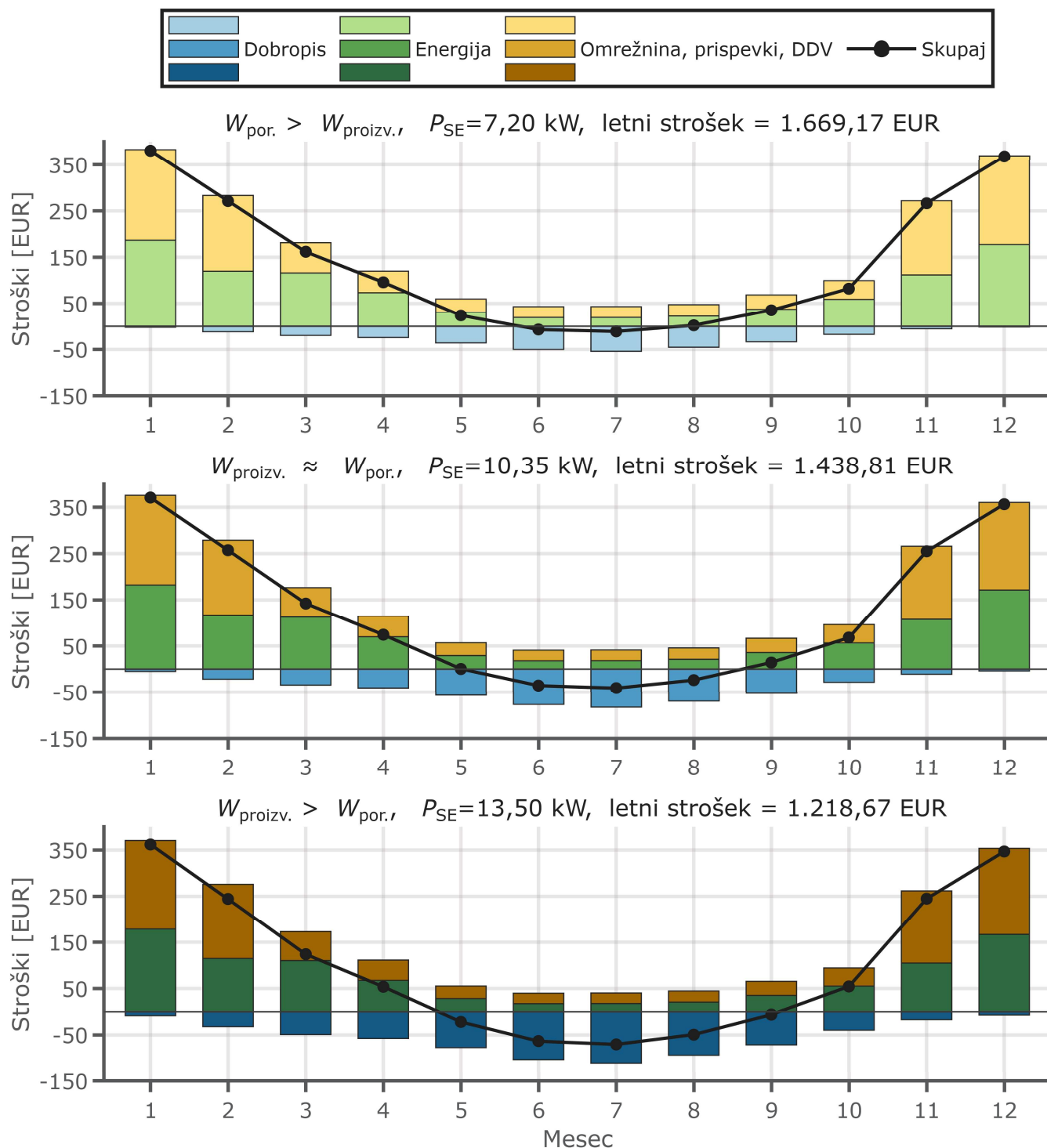
V scenariju $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ znaša letni prevzem električne energije iz omrežja 9.731,83 kWh, oddaja v omrežje pa 6.016,00 kWh. Neto odjem tako znaša 3.715,83 kWh, kar se odraža v letnem poročunu električne energije v višini 371,58 EUR. Skupni letni strošek znaša 1.100,39 EUR, pri čemer strošek električne energije predstavlja 371,58 EUR, omrežnina, prispevki in DDV pa 728,81 EUR.

V scenariju $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ znaša letni prevzem električne energije iz omrežja 9.397,66 kWh, oddaja v omrežje pa 9.638,10 kWh. Ker je oddana količina električne energije nekoliko večja od prevzete, znaša neto oddaja 240,44 kWh. Posledično stroška električne energije ni, uporabnik pa plača le omrežnino, prispevke in DDV v skupni višini 437,86 EUR.

Podobno velja tudi za scenarij $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$, kjer letni prevzem električne energije iz omrežja znaša 9.168,62 kWh, oddaja pa kar 13.365,34 kWh. Neto oddaja tako znaša 4.196,72 kWh, vendar uporabnik kljub bistveno večjemu presežku proizvedene električne energije doseže enak letni strošek kot v prejšnjem scenariju, in sicer 437,86 EUR.

Primerjava drugega in tretjega scenarija jasno pokaže eno izmed ključnih značilnosti sistema NET-METERING. Čeprav se presežek oddane električne energije poveča z 240,44 kWh na 4.196,72 kWh, se skupni letni strošek ne spremeni. Presežna električna energija namreč ni finančno ovrednotena, zato dodatna proizvodnja nad letno porabo uporabniku ne prinaša dodatnih ekonomskih koristi. Zaradi tega je bilo v obdobju NET-METERINGA za uporabnika praviloma najugodnejše dimenzioniranje SE tako, da je bila njena letna proizvodnja čim bližje letni porabi električne energije. Po drugi strani pa je takšen način obračuna pogosto spodbujal uporabnike k povečevanju lastne porabe električne energije. Ker presežki oddane električne energije niso bili finančno ovrednoteni, so se uporabniki pogosto odločali za vgradnjo dodatnih električnih porabnikov, kot so npr. toplotne črpalke, električni grelniki sanitarne vode, klimatske naprave, polnilnice električnih vozil, itd. z namenom čim večje izrabe proizvedene električne energije. Čeprav je takšno ravnanje z vidika posameznega uporabnika razumljivo, je na ravni elektroenergetskega sistema povzročalo povečanje priključnih moči in posledično večje obremenitve distribucijskega omrežja. Rezultati analiziranih scenarijev to jasno potrjujejo. Prehod iz scenarija $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ v scenarij $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ zahteva bistveno večjo SE, pri čemer se letni strošek oskrbe z električno energijo ne zmanjša. Dodatno proizvedena električna energija zato ne ustvarja neposredne ekonomske koristi, hkrati pa povečuje količino električne energije, ki se v določenih obdobjih oddaja v omrežje. Takšen pristop je dolgoročno vodil do vse večjih tokov električne energije med uporabniki in omrežjem ter posledično do večjih zahtev glede zmogljivosti tako distribucijskega kot prenosnega omrežja. Rezultati hkrati pokažejo tudi izrazito zmanjšanje skupnih letnih stroškov v primerjavi s primerom brez SE in brez BHEE, kjer je letni strošek znašal 2.413,38 EUR. V scenariju $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ se strošek zmanjša na 1.100,39 EUR, v scenarijih $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ in $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ pa na 437,86 EUR. Takšna struktura obračuna je bila eden izmed ključnih razlogov za množično vgradnjo SE v obdobju veljavnosti sistema NET-METERING, saj je uporabnikom omogočala zelo učinkovito izravnavo sezonskih razlik med proizvodnjo in porabo električne energije preko omrežja. Hkrati pa je uporabnike spodbujala k povečevanju porabe električne energije in priključevanju novih električnih porabnikov, kar je sčasoma prispevalo k povečanju obremenitev predvsem distribucijskega omrežja in ustvarilo potrebo po drugačnih modelih obračuna ter večjem poudarku na lokalni izrabi proizvedene električne energije.

Na sliki 5.5 so prikazani mesečni stroški oskrbe z električno energijo za vse tri obravnavane scenarije v primeru samooskrbe z obračunom viškov proizvedene električne energije preko sistema DOBRROPIS-a. Analizirani model predstavlja eno izmed prvih komercialno dostopnih rešitev v Sloveniji, ki je bila uvedena po ukinitvi sistema NET-METERING in temelji na odkupu viškov proizvedene električne energije v obliki dobropisa. Prikazana je struktura stroškov, ki jo sestavljajo strošek električne energije, strošek omrežnine, prispevkov in DDV ter vrednost dobropisa, ustvarjenega z oddajo presežne električne energije v omrežje.



Slika 5.5: Stroški oskrbe z električno energijo za scenarij s SE po sistemu DOBROPIS po mesecih.

Iz slike 5.5 je razvidno, da se struktura stroškov v primerjavi s sistemom NET-METERING bistveno spremeni. Medtem ko je pri NET-METERING-u letna bilanca prevzete in oddane električne energije določala končni strošek električne energije, se v sistemu dobropisa vsaka prevzeta in oddana količina električne energije obračunava ločeno. Prejeta električna energija se obračuna po maloprodajni ceni električne energije, medtem ko se za oddane viške proizvedene električne energije uporabniku prizna dobropis po vnaprej določeni odkupni ceni. Posledično strošek električne energije nikoli ne izgine v celoti, temveč se le zmanjšuje zaradi ustvarjenega dobropisa.

V scenariju $W_{por.} > W_{proizv.}$ znaša letni strošek električne energije 973,18 EUR, ustvarjeni dobropis pa 300,80 EUR. Omrežnina, prispevki in DDV znašajo 996,78 EUR, skupni letni strošek pa 1.669,17 EUR. V primerjavi s primerom brez SE in brez BHEE, kjer je skupni letni strošek znašal 2.413,38 EUR, to predstavlja zmanjšanje letnih stroškov za približno 744 EUR oziroma 30,8 %.

Pri scenariju $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ se zaradi večje proizvodnje SE letni dobropis poveča na 481,90 EUR. Strošek električne energije znaša 939,77 EUR, omrežnina, prispevki in DDV pa 980,95 EUR. Skupni letni strošek se tako zmanjša na 1.438,81 EUR, kar predstavlja približno 40,4 % nižji strošek v primerjavi z primerom brez SE in BHEE.

V scenariju $W_{proizv.} > W_{por.}$ doseže ustvarjeni dobropis največjo vrednost in znaša 668,27 EUR. Strošek električne energije znaša 916,86 EUR, omrežnina, prispevki in DDV pa 970,08 EUR. Skupni letni strošek tako znaša 1.218,67 EUR, kar predstavlja približno 49,5 % zmanjšanje glede na primer brez SE in brez BHEE.

V nasprotju s sistemom NET-METERING se pri sistemu dobropisa povečanje proizvodnje SE odraža tudi v nadaljnjem zmanjševanju skupnih letnih stroškov. To je posledica dejstva, da so presežki proizvedene električne energije finančno ovrednoteni in uporabniku ustvarjajo dobropis. Zaradi tega prehod iz scenarija $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ v scenarij $W_{proizv.} > W_{por.}$ še vedno prinaša določene ekonomske koristi. Kljub temu rezultati jasno kažejo, da povečanje moči SE ne prinaša sorazmernega zmanjšanja stroškov. Med drugim in tretjim scenarijem se količina oddane električne energije poveča za več kot 3.700 kWh letno, skupni letni strošek pa se zmanjša le za približno 220 EUR. Razlog za to je razlika med ceno električne energije, po kateri uporabnik električno energijo kupuje, in odkupno ceno viškov, ki je praviloma bistveno nižja. Posledično je ekonomska vrednost dodatno proizvedene električne energije relativno majhna. Posebnost sistema dobropisa je razvidna tudi iz mesečnih stroškov. V poletnih mesecih, ko proizvodnja SE presega porabo električne energije, ustvarjeni dobropis v nekaterih primerih preseže vsoto stroška električne energije ter dela omrežnine, vezanega na prevzeto električno energijo. Zato so v posameznih mesecih skupni stroški celo negativni, kar pomeni, da uporabnik v tem obdobju ustvarja finančni presežek, ki se prenese v naslednje obračunsko obdobje oziroma se lahko izplača ob koncu leta.

V primerjavi s sistemom NET-METERING takšen način obračuna bistveno bolje odraža dejansko časovno neusklajenost med proizvodnjo in porabo električne energije. Medtem ko je pri NET-METERING-u omrežje dejansko opravljalo funkcijo navideznega letnega BHEE, kjer je bilo mogoče poleti oddane viške brez dodatnih stroškov koristiti v zimskem obdobju, sistem dobropisa takšne možnosti ne omogoča. Uporabnik za prevzeto električno energijo iz omrežja še vedno plačuje polno ceno električne energije, medtem ko za oddane presežke prejme zgolj dobropis po nižji odkupni ceni. Posledično so skupni letni stroški pri sistemu dobropisa višji kot pri primerljivem sistemu NET-METERING. V scenariju $W_{por.} > W_{proizv.}$ znaša skupni letni strošek 1.669,17 EUR, medtem ko je pri NET-METERING-u znašal 1.100,39 EUR. Razlika je še izrazitejša pri scenarijih $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ in $W_{proizv.} > W_{por.}$, kjer skupni letni stroški pri sistemu dobropisa znašajo 1.438,81 EUR oziroma 1.218,67 EUR, medtem ko so pri NET-METERING-u znašali zgolj 437,86 EUR. To pomeni, da uporabnik pri sistemu dobropisa sicer še vedno dosega občutno zmanjšanje stroškov v primerjavi s primerom brez SE, vendar so ekonomski učinki bistveno manj izraziti kot pri NET-METERING-u. Po drugi strani pa sistem dobropisa uporabnika spodbuja k večji lokalni porabi proizvedene električne energije. Pri NET-METERING-u je bila optimalna velikost SE določena predvsem z letno porabo električne energije, saj presežna proizvodnja električne energije ni prinašala dodatnih koristi. Pri sistemu dobropisa so presežki sicer finančno ovrednoteni, vendar po bistveno nižji ceni od nakupne cene električne energije. Zato se tudi v tem primeru ekonomska upravičenost večjih SE postopoma zmanjšuje. Rezultati tretjega scenarija kažejo, da povečanje oddane električne energije za več tisoč kWh letno prinese le relativno majhno dodatno zmanjšanje stroškov, kar nakazuje, da zgolj povečevanje moči SE brez sočasnega povečevanja lokalne porabe ali uporabe BHEE ni ekonomsko optimalna rešitev.

Na podlagi rezultatov lahko zaključimo, da sistem dobropisa predstavlja kompromis med klasičnim odjemom električne energije in sistemom NET-METERING. Uporabniku sicer omogoča ustvarjanje dodatne vrednosti iz presežkov proizvedene električne energije, vendar hkrati bolj realno odraža dejanske stroške uporabe omrežja. Zaradi tega postaja bistveno pomembnejša časovna usklajenost proizvodnje in porabe električne energije, kar dodatno povečuje potencialno vlogo BHEE pri izboljšanju ekonomike samooskrbnih sistemov.

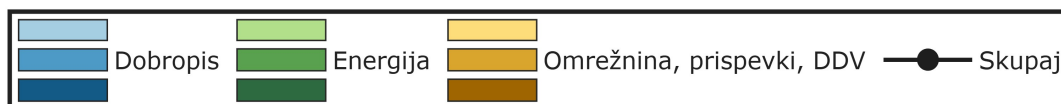
Ker bo sistem NET-METERING za obstoječe uporabnike veljal le do izteka prehodnega obdobja, bodo morali vsi vključeni odjemalci v prihodnje preiti na enega izmed novih načinov obračunavanja električne energije. Zaradi tega sistem NET-METERING ni primeren kot dolgoročna referenčna osnova za vrednotenje investicije v BHEE. Pri interpretaciji rezultatov je treba upoštevati tudi dejstvo, da sistem NET-METERING za obstoječe uporabnike še vedno ostaja najugodnejši način obračunavanja električne energije. Kot je bilo prikazano v predhodni analizi, so letni stroški oskrbe z električno energijo pri sistemu NET-METERING občutno nižji kot pri sistemu DOBROPIS, ne glede na velikost SE. Posledično vgradnja BHEE v kombinaciji s sistemom NET-METERING praviloma ne predstavlja ekonomsko upravičene investicije, saj dodatno zmanjšanje stroškov ne more upravičiti relativno visokih investicijskih stroškov BHEE. Dokler uporabnik ostaja v sistemu NET-METERING, omrežje namreč učinkovito opravlja vlogo navideznega sezonskega HEE, zaradi česar je dodana vrednost BHEE z ekonomskega vidika omejena.

Zaradi navedenega bomo kot referenčni scenarij za nadaljnjo ekonomsko analizo uporabili sistem DOBROPIS v kombinaciji s SE brez BHEE. Takšna izbira predstavlja realno izhodišče za prihodnje obratovanje samooskrbnih sistemov in omogoča neposredno vrednotenje dodatnih učinkov, ki jih prinaša vgradnja BHEE po izteku prehodnega obdobja sistema NET-METERING. Ekonomski prispevek BHEE bo določen kot razlika med letnimi stroški oskrbe z električno energijo v referenčnem scenariju (SE + DOBROPIS) in posameznimi scenariji, kjer je v sistem vključen tudi BHEE. Na podlagi tako določenih letnih prihrankov ter ocenjene investicijske vrednosti BHEE bo v nadaljevanju izračunana vračilna doba investicije za različne kombinacije moči SE in kapacitete BHEE. Takšen pristop omogoča neposredno oceno ekonomske upravičenosti vgradnje BHEE v pogojih, ki bodo po zaključku sistema NET-METERING dejansko relevantni za uporabnike.

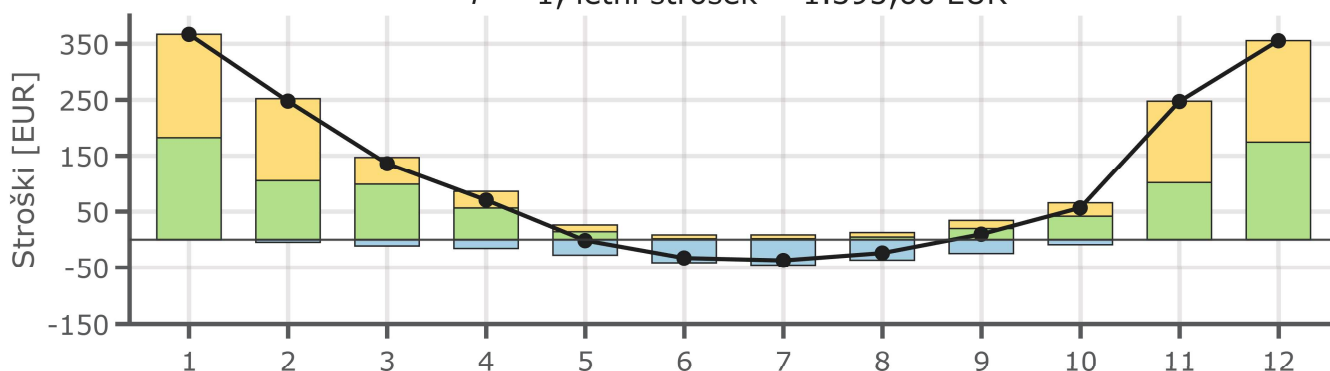
5.2.3 STANJE S SONČNO ELEKTRARNO IN BATERIJSKIM HRANILNIKOM ELEKTRIČNE ENERGIJE

Na slikah 5.6–5.8 so prikazani mesečni stroški oskrbe z električno energijo za vse tri obravnavane scenarije proizvodnje električne energije v primeru uporabe sistema dobropisa in BHEE. Za vsak scenarij so prikazane tri velikosti BHEE, določene s faktorjem F , ki vpliva na energijsko kapaciteto BHEE. Prikazana je struktura stroškov, ki jo sestavljajo strošek električne energije, strošek omrežnine, prispevkov in DDV ter ustvarjeni dobropis iz oddane električne energije.

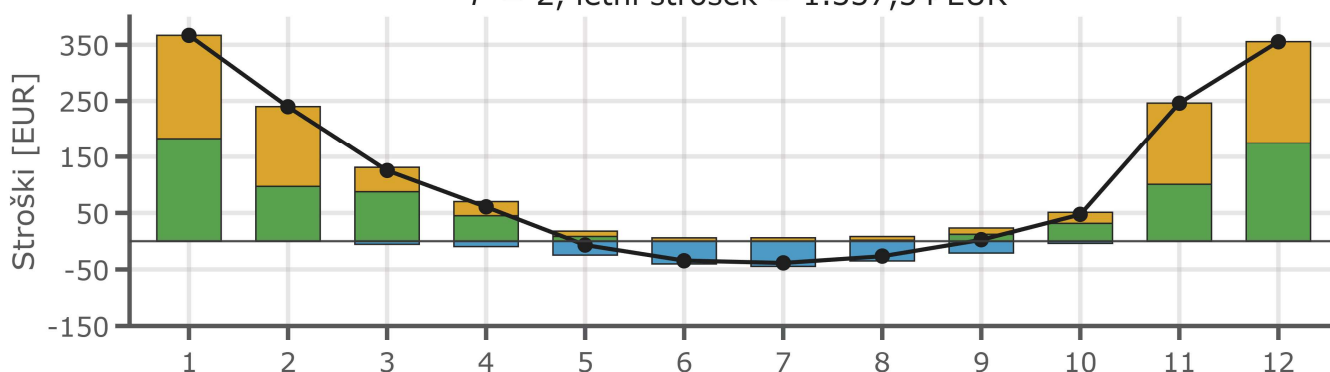
$$W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}, P_{\text{SE}}=7,20 \text{ kW}, P_{\text{BHEE,naz.}}=5,4 \text{ kW}$$



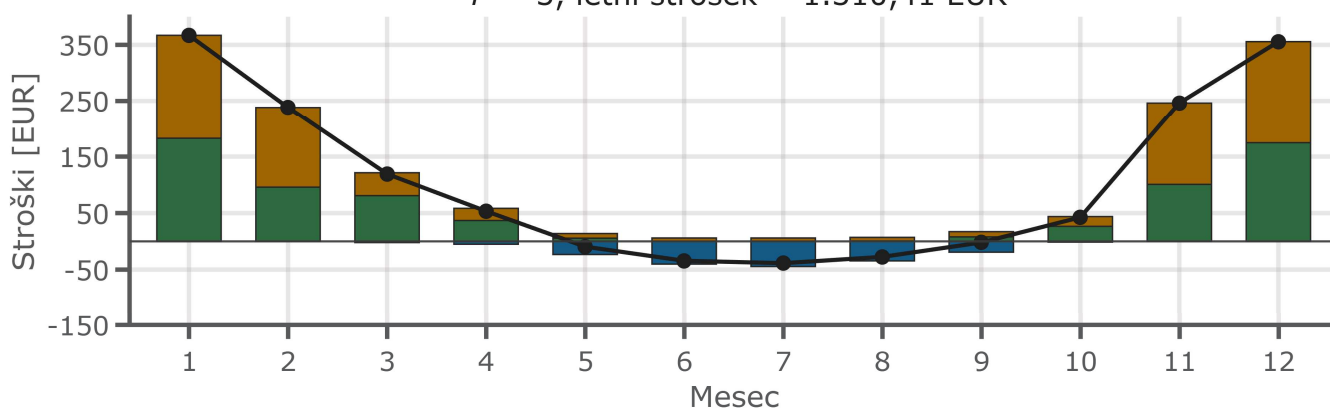
$F = 1$, letni strošek = 1.395,60 EUR



$F = 2$, letni strošek = 1.337,54 EUR

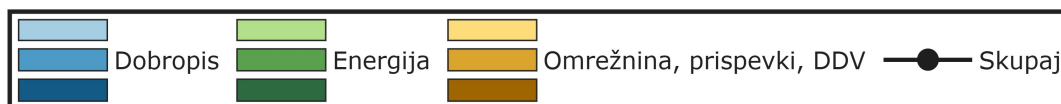


$F = 3$, letni strošek = 1.310,41 EUR

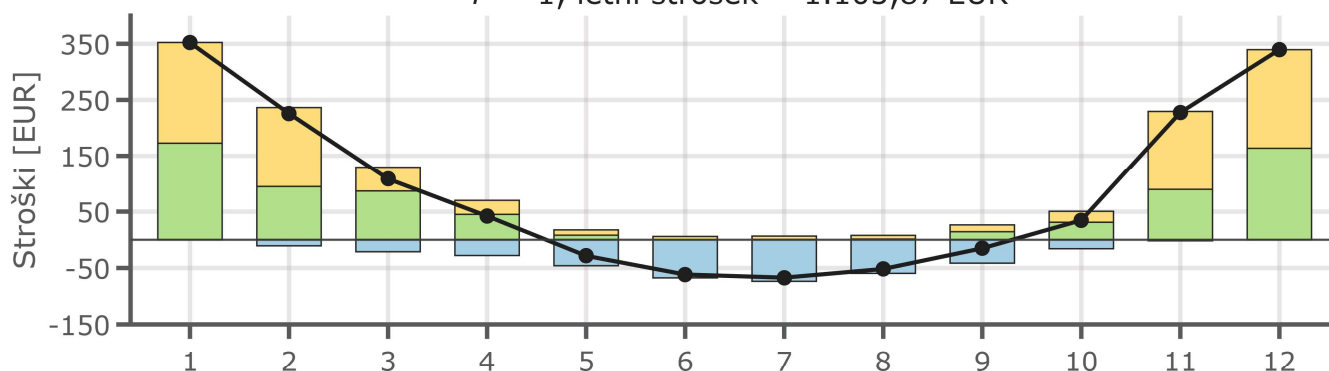


Slika 5.6: Stroški oskrbe z električno energijo za scenarij $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ s SE in BHEE po sistemu DOBROPIS po mesecih.

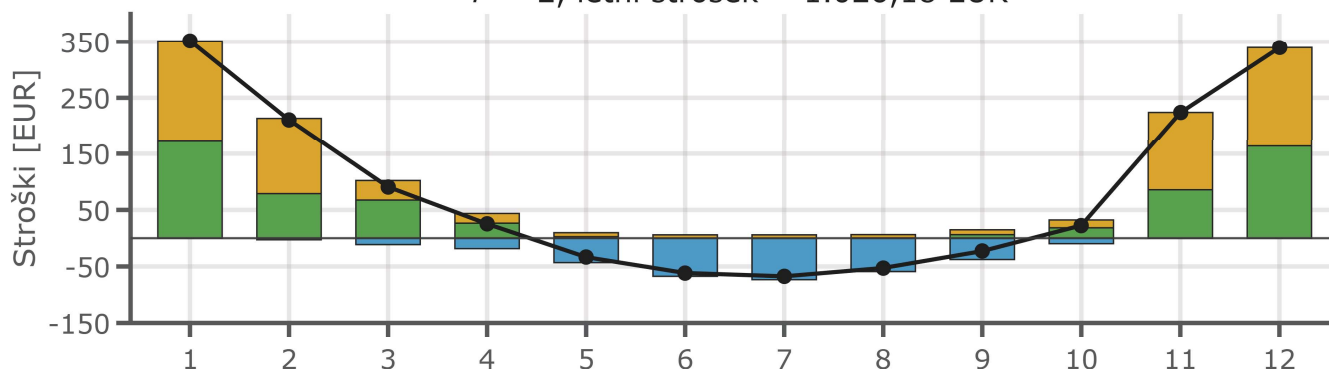
$$W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}, \quad P_{\text{SE}}=10,35 \text{ kW}, \quad P_{\text{BHEE,naz.}}=7,7 \text{ kW}$$



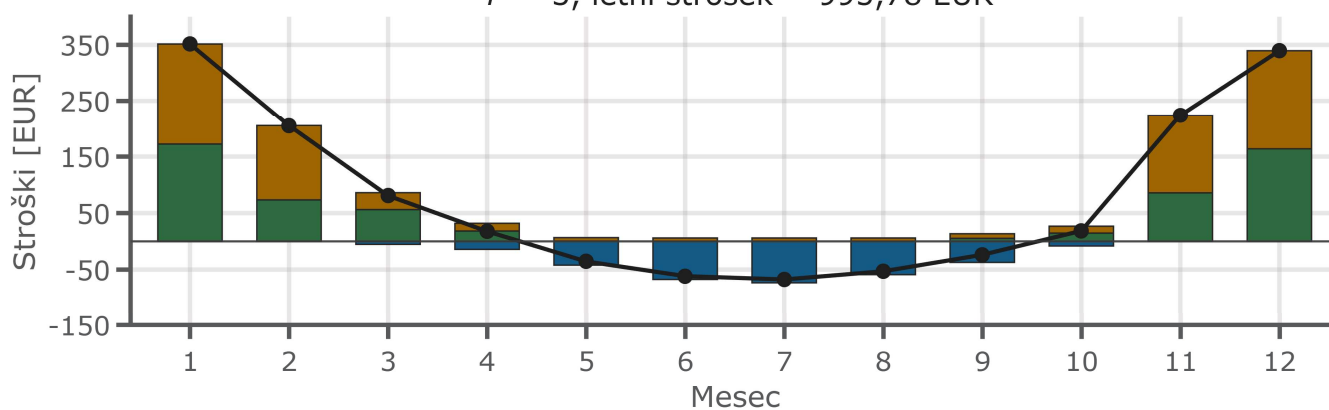
$F = 1$, letni strošek = 1.105,87 EUR



$F = 2$, letni strošek = 1.026,18 EUR

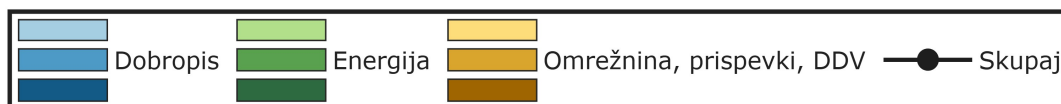


$F = 3$, letni strošek = 995,78 EUR

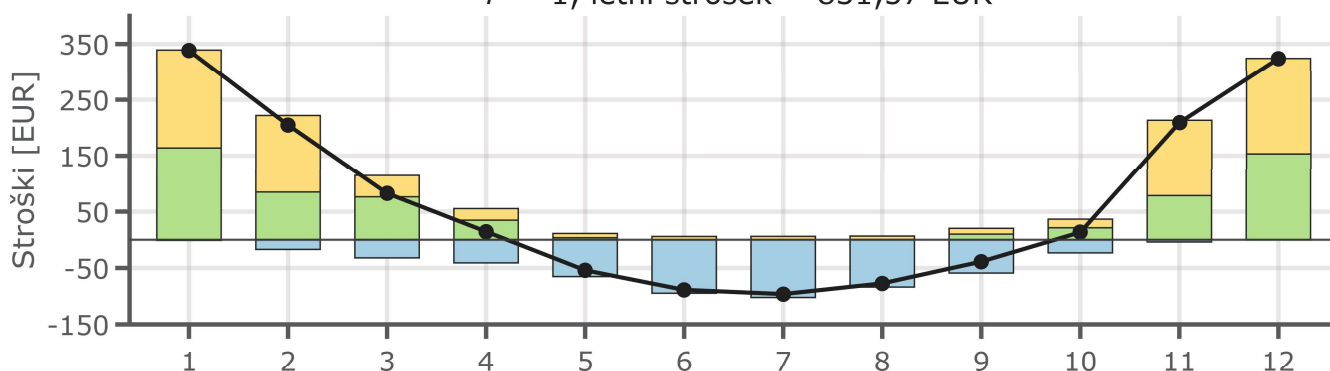


Slika 5.7: Stroški oskrbe z električno energijo za scenarij $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ s SE in BHEE po sistemu DOBROPIS po mesecih.

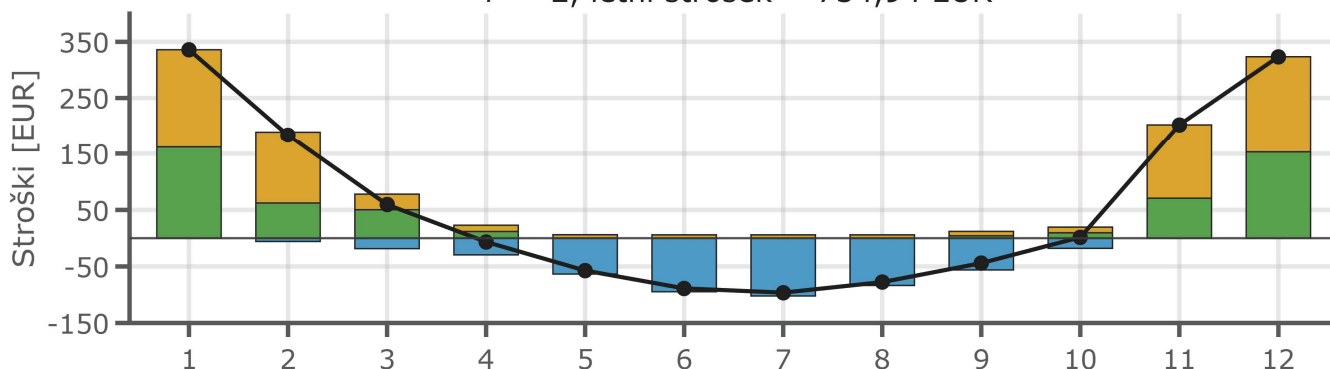
$$W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}, \quad P_{\text{SE}} = 13,50 \text{ kW}, \quad P_{\text{BHEE, naz.}} = 10,1 \text{ kW}$$



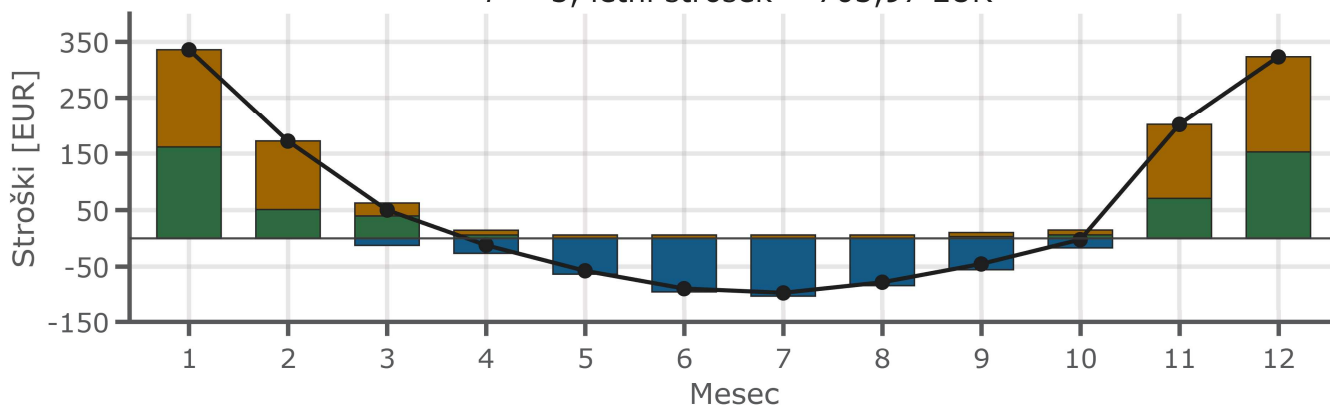
$F = 1$, letni strošek = 831,57 EUR



$F = 2$, letni strošek = 734,94 EUR



$F = 3$, letni strošek = 703,97 EUR



Slika 5.8: Stroški oskrbe z električno energijo za scenarij $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ s SE in BHEE po sistemu DOBROPIS po mesecih.

Iz slik 5.6-5.8 je razvidno, da vgradnja BHEE v vseh obravnavanih scenarijih dodatno izboljša ekonomiko samooskrbnega sistema v primerjavi s primerom, kjer je uporabljena zgolj SE s sistemom DOBROPIS-a. Glavni razlog je povečanje lokalne porabe proizvedene električne energije, zaradi česar se zmanjša količina električne energije, prevzete iz omrežja. Posledično se zmanjšata strošek električne energije in strošek omrežnine, prispevkov in DDV. Hkrati se zmanjša tudi količina električne energije, oddane v omrežje, zato je ustvarjeni dobropis nižji kot v primeru brez BHEE.

V scenariju $W_{por.} > W_{proizv.}$ je skupni letni strošek električne energije v primeru SE brez BHEE znašal 1.669,17 EUR. Z vgradnjo BHEE se ta zmanjša na 1.395,60 EUR pri $F = 1$, 1.337,54 EUR pri $F = 2$ in 1.310,41 EUR pri $F = 3$. BHEE tako omogoča dodatno zmanjšanje letnih stroškov za približno 274 EUR do 359 EUR glede na primer brez BHEE. Pri tem se strošek električne energije zmanjša z 973,18 EUR na 803,80 EUR, 741,39 EUR oziroma 712,36 EUR, strošek omrežnine, prispevkov in DDV pa z 996,78 EUR na 807,93 EUR, 781,08 EUR oziroma 768,45 EUR. Dobropis se hkrati zmanjša s 300,80 EUR na 216,13 EUR, 184,92 EUR oziroma 170,41 EUR, kar kaže, da se večji delež proizvedene električne energije porabi neposredno pri odjemalcu.

Podoben trend je opazen tudi v scenariju $W_{proizv.} \approx W_{por.}$. V primeru brez BHEE je skupni letni strošek znašal 1.438,81 EUR, medtem ko se z uporabo BHEE zmanjša na 1.105,87 EUR pri $F = 1$, 1.026,18 EUR pri $F = 2$ in 995,78 EUR pri $F = 3$. Dodatno zmanjšanje letnih stroškov glede na primer brez BHEE tako znaša od približno 333 EUR do 443 EUR. Strošek električne energije se zmanjša z 939,77 EUR na 707,57 EUR, 622,31 EUR oziroma 589,76 EUR, strošek omrežnine, prispevkov in DDV pa z 980,95 EUR na 764,12 EUR, 727,07 EUR oziroma 712,94 EUR. Dobropis se pri tem zmanjša s 481,90 EUR na 365,83 EUR, 323,20 EUR oziroma 306,92 EUR.

Najizrazitejši vpliv BHEE je opazen v scenariju $W_{proizv.} > W_{por.}$, kjer je na voljo največ presežne proizvedene električne energije. V primeru brez BHEE je skupni letni strošek znašal 1.218,67 EUR, z uporabo BHEE pa se zmanjša na 831,57 EUR pri $F = 1$, 734,94 EUR pri $F = 2$ in 703,97 EUR pri $F = 3$. Dodatni učinek BHEE tako znaša od približno 387 EUR do 515 EUR letno. Strošek električne energije se zmanjša z 916,86 EUR na 627,41 EUR, 523,98 EUR oziroma 491,18 EUR, strošek omrežnine, prispevkov in DDV pa z 970,08 EUR na 727,72 EUR, 682,80 EUR oziroma 668,23 EUR. Hkrati se dobropis zmanjša s 668,27 EUR na 523,56 EUR, 471,85 EUR oziroma 455,45 EUR.

Primerjava vseh treh scenarijev pokaže, da se vpliv BHEE povečuje z večanjem razpoložljivih viškov proizvedene električne energije. V prvem scenariju je dodatni učinek BHEE najmanjši, saj je že sama proizvodnja SE manjša od porabe električne energije in zato ni na voljo veliko presežkov, ki bi jih bilo mogoče shranjevati. V drugem scenariju so učinki izrazitejši, medtem ko največje zmanjšanje stroškov dosežemo v tretjem scenariju, kjer je količina presežne proizvedene električne energije največja. Na to vpliva tudi kapaciteta in moč BHEE, ki narašča z močjo SE po posameznih scenarijih. To potrjuje, da je ekonomska upravičenost BHEE močno odvisna od količine električne energije, ki jo je mogoče prestaviti iz obdobja presežne proizvodnje v obdobja povečane porabe.

Iz rezultatov je razvidno tudi, da se z večanjem faktorja F učinki postopoma zmanjšujejo. Razlika med $F = 1$ in $F = 2$ je v vseh treh scenarijih večja kot razlika med $F = 2$ in $F = 3$. V prvem scenariju se skupni letni strošek med $F = 1$ in $F = 2$ zmanjša za približno 58 EUR, med $F = 2$ in $F = 3$ pa le še za približno 27 EUR. V drugem scenariju znašata zmanjšanja približno 80 EUR in 30 EUR, v tretjem scenariju pa približno 97 EUR in 31 EUR. To kaže, da dodatna kapaciteta BHEE ne prinaša več sorazmernega zmanjšanja stroškov.

Razlog za takšno obnašanje je predvsem v omejeni količini razpoložljivih viškov proizvedene električne energije in omejeni moči BHEE. Ko je večina dnevnih presežkov že uspešno prestavljena v obdobja povečane porabe, dodatno povečevanje kapacitete BHEE prispeva vedno manjši dodatni učinek. Posledično se investicija v večje BHEE ekonomsko vedno težje upraviči, saj dodatna kapaciteta BHEE prinaša vse manjše zmanjšanje letnih stroškov.

Primerjava s primerom brez BHEE pokaže, da BHEE v sistemu dobropisa ne deluje predvsem kot sredstvo za povečanje ustvarjenega dobropisa, temveč kot sredstvo za zmanjšanje nakupa električne energije iz omrežja. To je pomembno, saj je nakupna cena električne energije bistveno višja od vrednosti dobropisa. Z ekonomskega vidika je zato ugodneje proizvedeno električno energijo porabiti lokalno kot pa jo oddati v omrežje in zanjo prejeti dobropis. Prav zaradi tega se z uporabo BHEE zmanjšuje ustvarjeni dobropis, hkrati pa se zmanjšujejo stroški električne energije in omrežnine.

Na podlagi rezultatov lahko zaključimo, da BHEE v sistemu dobropisa izboljša ekonomiko samooskrbnega sistema, saj omogoča večjo lokalno izrabo proizvedene električne energije ter zmanjšuje odvisnost od omrežja. Največje koristi dosežemo v primerih, kjer proizvodnja SE presega porabo električne energije, medtem ko se z večanjem kapacitete BHEE dodatni ekonomski učinki postopoma zmanjšujejo. Zato optimalna velikost BHEE

ni nujno največja možna, temveč je odvisna od razmerja med proizvodnjo in porabo električne energije ter od dodatnih prihrankov, ki jih lahko večja kapaciteta BHEE še zagotovi.

Z upoštevanjem investicijskih vložkov za BHEE, prikazanih v tabeli 5.1, ter letnih stroškov oskrbe z električno energijo, prikazanih na slikah 5.6 - 5.8, smo izračunali ekonomske kazalnike investicije v BHEE. Pri tem smo določili letne prihranke, ki jih BHEE ustvarja glede na referenčni scenarij SE + DOBROPIS brez BHEE, ter na njihovi podlagi izračunali navadni in diskontirani denarni tok, neto sedanjo vrednost (NSV) in vračilno dobo investicije (VDI). Takšen pristop omogoča celovito oceno ekonomske upravičenosti vgradnje BHEE pri različnih razmerjih med proizvodnjo in porabo električne energije.

Za ekonomsko vrednotenje investicije sta bila izračunana navadni in diskontirani denarni tok. Pri navadnem denarnem toku smo predpostavili konstantno vrednost letnih prihrankov skozi celotno obdobje analize, pri čemer časovna vrednost denarja ni bila upoštevana. Takšen pristop omogoča določitev navadne VDI. Poleg tega je bila izvedena tudi analiza diskontiranega denarnega toka, pri kateri so bili prihodnji prihranki preračunani na sedanjo vrednost z uporabo diskontne stopnje. Ob tem je bila upoštevana diskontna stopnja 6 %, kar predstavlja pogosto uporabljeno vrednost pri ekonomskih analizah investicij v energetske sisteme. Na ta način je bila določena NSV investicije ter diskontirana VDI, ki predstavlja realnejši pokazatelj ekonomske upravičenosti investicije.

Diskontirani denarni tok v posameznem letu je določen z (5.4):

$$DDT_t = \frac{S_t}{(1+r)^t} \quad (5.4)$$

kjer je:

- t - obravnavano leto,
- DDT_t - diskontirani denarni tok v letu t ,
- S_t - prihranek v letu t ,
- r - diskontna stopnja.

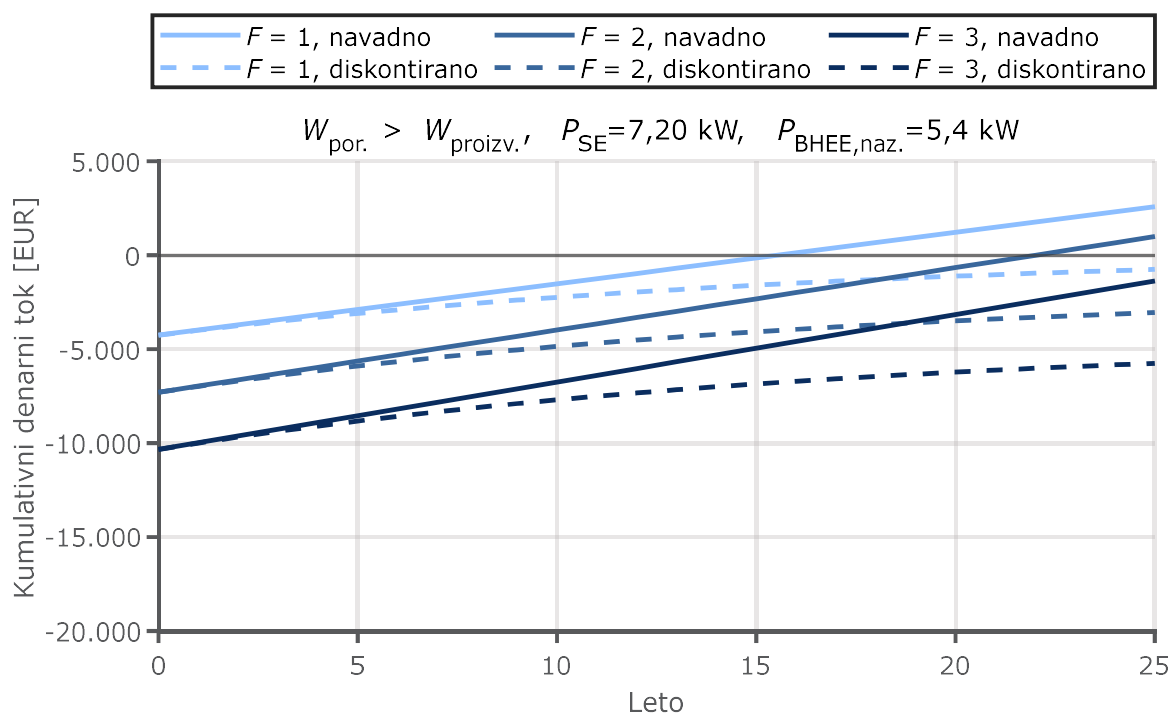
Na podlagi diskontiranih denarnih tokov je bila nato določena NSV investicije po obdobju 25 let skladno z (5.5):

$$NSV = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+r)^t} \quad (5.5)$$

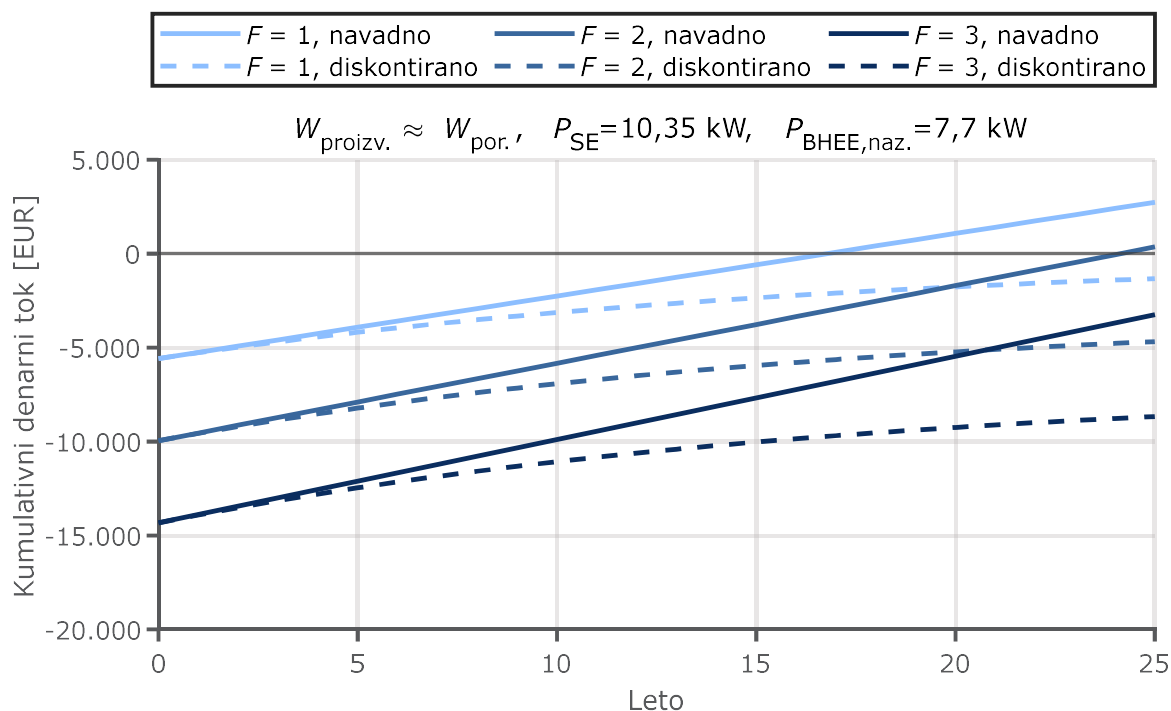
kjer je:

- NSV - neto sedanja vrednost investicije,
- I_0 - investicijski vložek,
- n - obdobje analize.

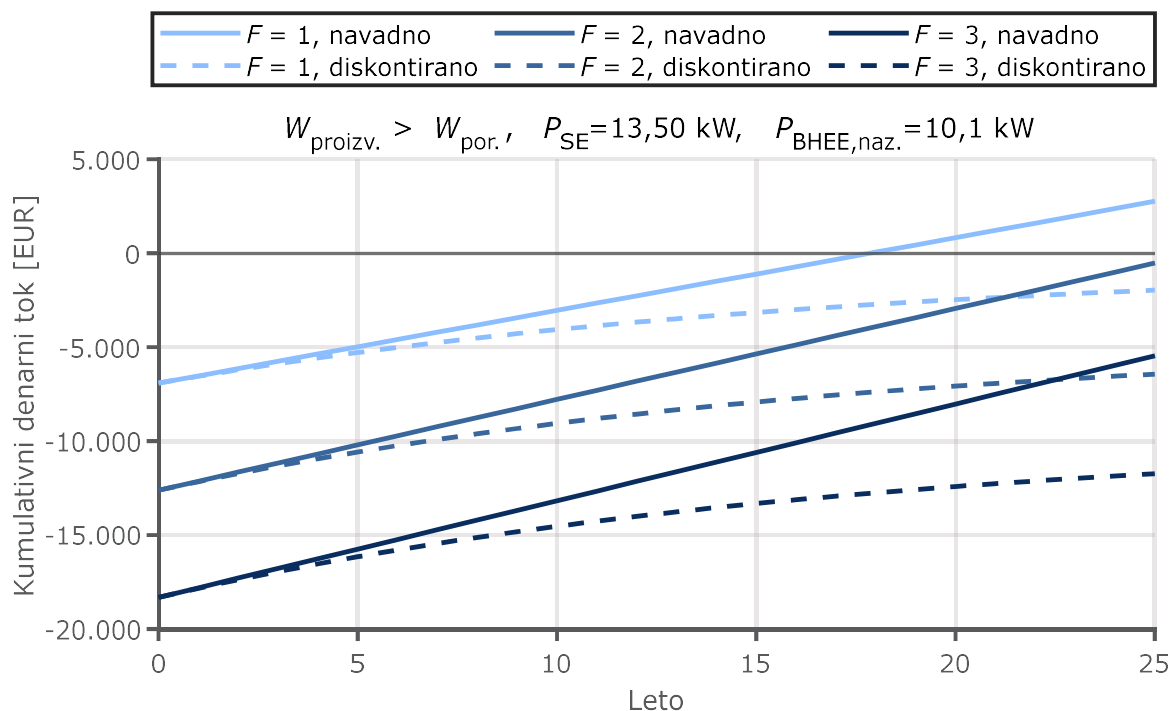
Na slikah 5.9 - 5.11 je prikazan potek kumulativnega denarnega toka za vse obravnavane scenarije vgradnje BHEE. Prikazane so vrednosti navadnega kumulativnega denarnega toka ter diskontiranega kumulativnega denarnega toka za vse tri obravnavane velikosti BHEE, določene s faktorjem F . Kumulativni denarni tok je prikazan za celotno obdobje analize n , ki znaša 25 let.



Slika 5.9: Prikaz kumulativnega diskontiranega in navadnega denarnega toka za scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ in 3 obravnavane velikosti BHEE za obdobje 25 let.



Slika 5.10: Prikaz kumulativnega diskontiranega in navadnega denarnega toka za scenarij $W_{proizv.} \approx W_{por.}$ in 3 obravnavane velikosti BHEE za obdobje 25 let.



Slika 5.11: Prikaz kumulativnega diskontiranega in navadnega denarnega toka za scenarij $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ in 3 obravnavane velikosti BHEE za obdobje 25 let.

Iz slik 5.9-5.11 je razvidno, da imajo vse krivulje na začetku analize negativno vrednost, ki predstavlja začetni investicijski vložek v BHEE. V nadaljevanju se kumulativni denarni tok povečuje zaradi letnih prihrankov, ki jih BHEE ustvarja z zmanjšanjem stroškov oskrbe z električno energijo. Naklon posamezne krivulje je zato neposredno povezan z višino doseženih letnih prihrankov.

V scenariju $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ navadni kumulativni denarni tok pri faktorju $F = 1$ preseže ničelno vrednost po približno 15,5 letih. Pri faktorju $F = 2$ je prehod skozi ničelno vrednost dosežen šele proti koncu analiziranega obdobja, medtem ko pri faktorju $F = 3$ kumulativni denarni tok tudi po 25 letih ostane negativen. Diskontirani kumulativni denarni tok pri nobeni izmed velikosti BHEE ne doseže pozitivnih vrednosti, kar potrjuje negativne vrednosti NSV.

Podoben trend je opazen tudi v scenariju $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$. Čeprav so letni prihranki nekoliko višji kot v prvem scenariju, so hkrati višji tudi investicijski stroški BHEE. Posledično navadni kumulativni denarni tok preseže ničelno vrednost le pri faktorjih $F = 1$ in $F = 2$, medtem ko pri največji kapaciteti BHEE ostane negativen tudi po izteku analiziranega obdobja. Diskontirani denarni tok v vseh treh primerih ostane pod ničelno vrednostjo, kar pomeni, da investicija tudi v tem scenariju ne doseže ekonomske upravičenosti ob upoštevanju časovne vrednosti denarja.

V scenariju $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ so doseženi najvišji letni prihranki, saj je na voljo največ presežne proizvedene električne energije za polnjenje BHEE. Kljub temu povečanje investicijske vrednosti BHEE še vedno presega rast ustvarjenih prihrankov. Posledično navadni kumulativni denarni tok doseže pozitivne vrednosti le pri faktorju $F = 1$, medtem ko pri faktorjih $F = 2$ in $F = 3$ ostane negativen tudi po 25 letih. Diskontirani kumulativni denarni tok ostane v vseh primerih izrazito negativen, kar ponovno potrjuje negativne vrednosti NSV.

Grafični prikaz potrjuje ugotovitve iz preglednice ekonomskih kazalnikov. V scenariju $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ znašajo letni prihranki med 273,57 EUR in 358,76 EUR, v scenariju $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ med 332,95 EUR in 443,03 EUR, v scenariju $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ pa med 387,10 EUR in 514,70 EUR. Kljub naraščanju prihrankov investicijski stroški rastejo bistveno hitreje, in sicer od 4.252 EUR pri najmanjšem BHEE do 18.321 EUR pri največjem obravnavanem BHEE. Posledično so vse izračunane vrednosti NSV negativne in znašajo od -754,89 EUR do -

11.741,60 EUR. Primerjava vseh treh scenarijev pokaže, da povečanje kapacitete BHEE sicer povečuje letne prihranke, vendar bistveno počasneje kot investicijske stroške. To pomeni, da večanje kapacitete BHEE ne prinaša sorazmernega ekonomskega učinka. Najugodnejši rezultati so v vseh scenarijih doseženi pri najmanjših obravnavanih kapacitetah BHEE ($F = 1$), kjer so investicijski stroški najnižji in je dosežena tudi najkrajša VDI. Med vsemi obravnavanimi primeri je najugodnejši scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ pri vrednosti $F = 1$, kjer navadna VDI znaša 15,54 let, NSV pa -754,89 EUR. Rezultati kažejo, da se investicija v BHEE pri obravnavanih predpostavkah v nobenem primeru diskontirano ne povrne v 25-letnem obdobju analize. Tudi navadna VDI je v večini primerov primerljiva z življenjsko dobo sistema ali jo celo presega. Iz tega lahko zaključimo, da vgradnja BHEE pri trenutnih investicijskih stroških in obravnavanem sistemu obračunavanja električne energije ni ekonomsko upravičena zgolj z vidika neposrednih finančnih učinkov. Kljub temu je treba poudariti, da je rezultat močno odvisen od vhodnih predpostavk analize. Ekonomska upravičenost BHEE bi se lahko spremenila ob nadaljnjem znižanju investicijskih stroškov BHEE, spremembi cen odkupa električne energije ali spremembah ostalih mehanizmov, ki bi dodatno spodbujali lokalno porabo proizvedene električne energije. V nadaljevanju so zato analizirani še vplivi sprememb posameznih vhodnih parametrov na VDI in NSV.

5.2.4 STANJE S SONČNO ELEKTRARNO IN BATERIJSKIM HRANILNIKOM ELEKTRIČNE ENERGIJE – SPREMINJANJE VHODNIH PARAMETROV EKONOMSKE ANALIZE

V prejšnjem poglavju je bila izvedena ekonomska analiza investicije v BHEE za izbrane konfiguracije SE in BHEE. Pri izračunu navadne VDI, diskontirane VDI ter NSV je bil kot referenčni scenarij uporabljen sistem SE + DOBROPIS brez BHEE pri konstantni vrednosti dobropisa 0,05 EUR/kWh. Takšen pristop predstavlja osnovni obravnavani primer, saj odraža trenutno ponudbo vrednotenja presežne električne energije pri dobavitelju električne energije.

Rezultati predhodne analize so pokazali, da so VDI BHEE brez investicijskih spodbud relativno dolge, NSV pa v večini primerov ostaja negativna. Iz tega razloga se je pojavilo vprašanje, kako občutljivi so izračunani ekonomski kazalniki na spremembe ključnih vhodnih parametrov, predvsem na višino subvencije in vrednost dobropisa za oddano električno energijo.

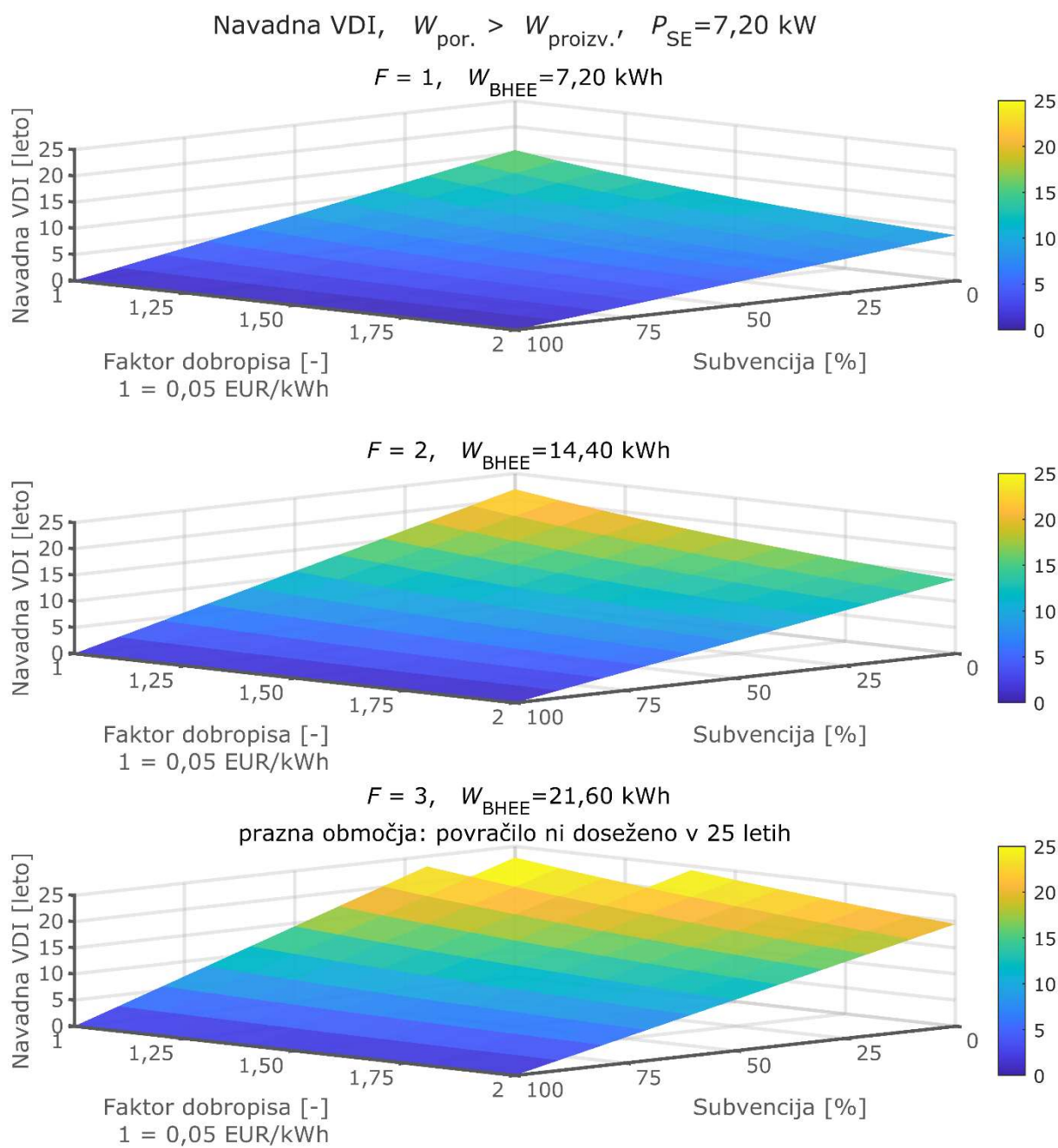
Z namenom podrobnejšega ovrednotenja vpliva teh parametrov je bila izvedena občutljivostna analiza, v kateri smo sistematično spreminjali višino subvencije (delež celotne investicije, ki ga pokrije subvencija) in faktor dobropisa. Pri tem smo analizirali tri različne pristope določanja referenčnega scenarija. V prvem primeru je bil uporabljen konstanten referenčni scenarij SE + DOBROPIS s ceno dobropisa 0,05 EUR/kWh. V drugem primeru je bil uporabljen konstanten referenčni scenarij SE + DOBROPIS z bistveno nižjo vrednostjo dobropisa 0,005 EUR/kWh (faktor dobropisa 0,1). V tretjem primeru pa se je referenčni scenarij SE + DOBROPIS spreminjal skladno s faktorjem dobropisa pri scenariju SE + BHEE + DOBROPIS, pri čemer so bile poleg pozitivnih vključene tudi negativne vrednosti dobropisa.

Takšen pristop omogoča analizo vsaj dela vpliva različnih regulatornih in tržnih pogojev na ekonomsko upravičenost BHEE. Hkrati omogoča oceno, kako izbira referenčnega scenarija vpliva na izračunane VDI in NSV investicije ter v kolikšni meri lahko spremembe sistema vrednotenja presežne električne energije vplivajo na odločitev o vgradnji BHEE.

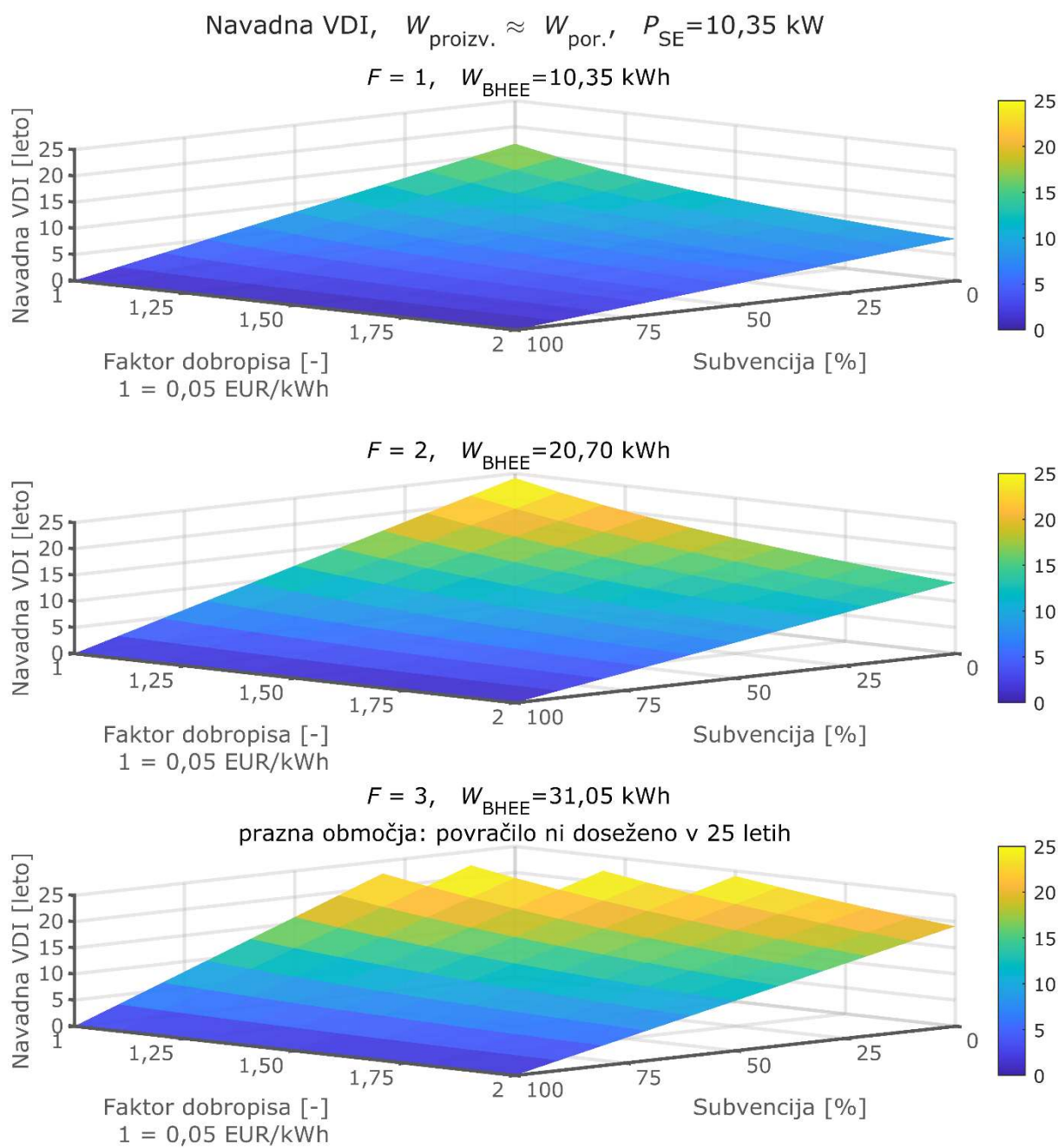
V nadaljevanju so za vse tri primere prikazani vplivi subvencije in faktorja dobropisa na navadno VDI, diskontirano VDI ter NSV investicije.

a) Primer 1: Konstanten referenčni scenarij z osnovno ceno dobropisa

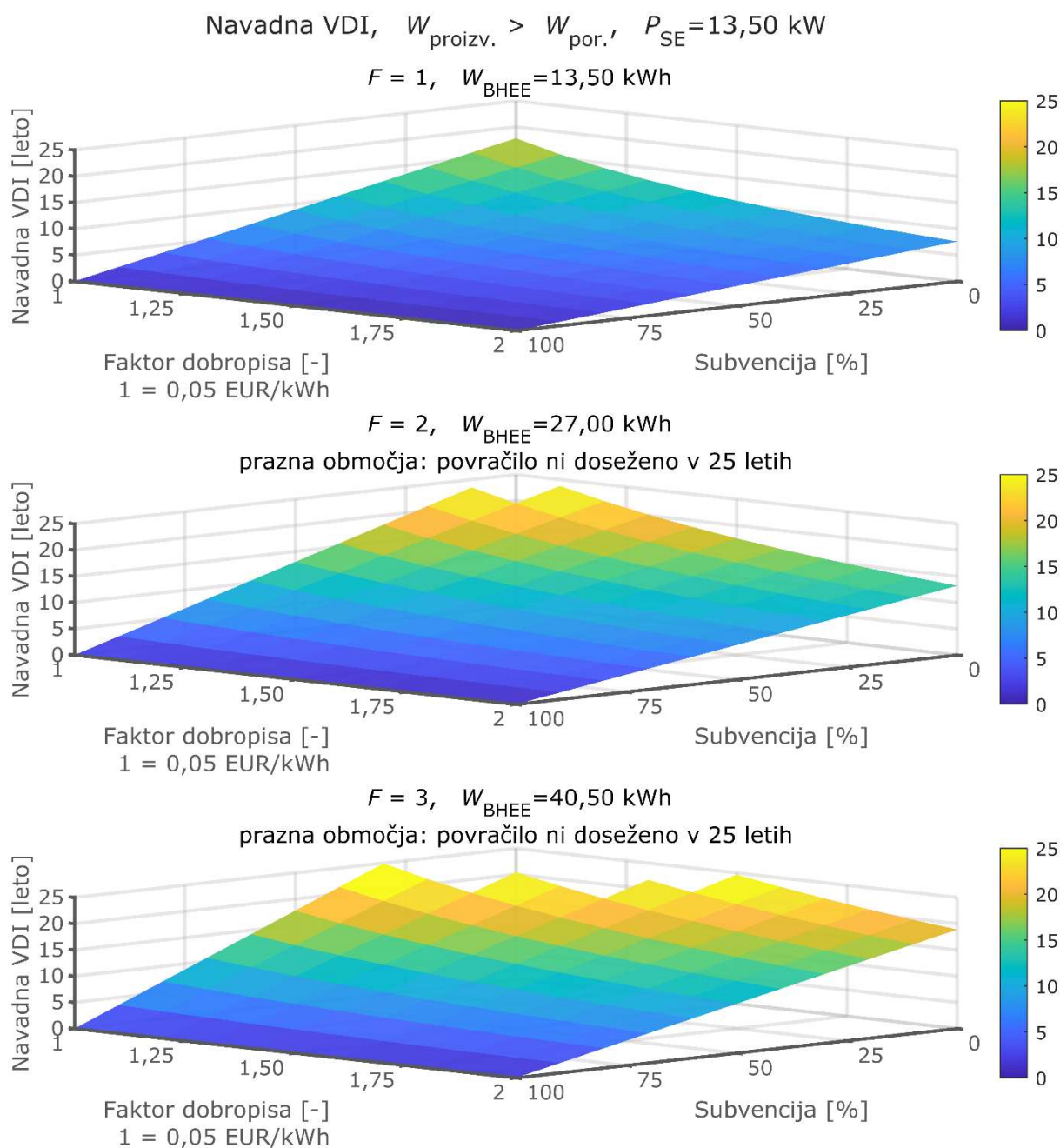
Slike 5.12 - 5.14 prikazujejo vpliv faktorja dobropisa in višine subvencije na navadno VDI za primer konstantnega referenčnega scenarija z vrednostjo dobropisa 0,05 EUR/kWh.



Slika 5.12: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.



Slika 5.13: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.



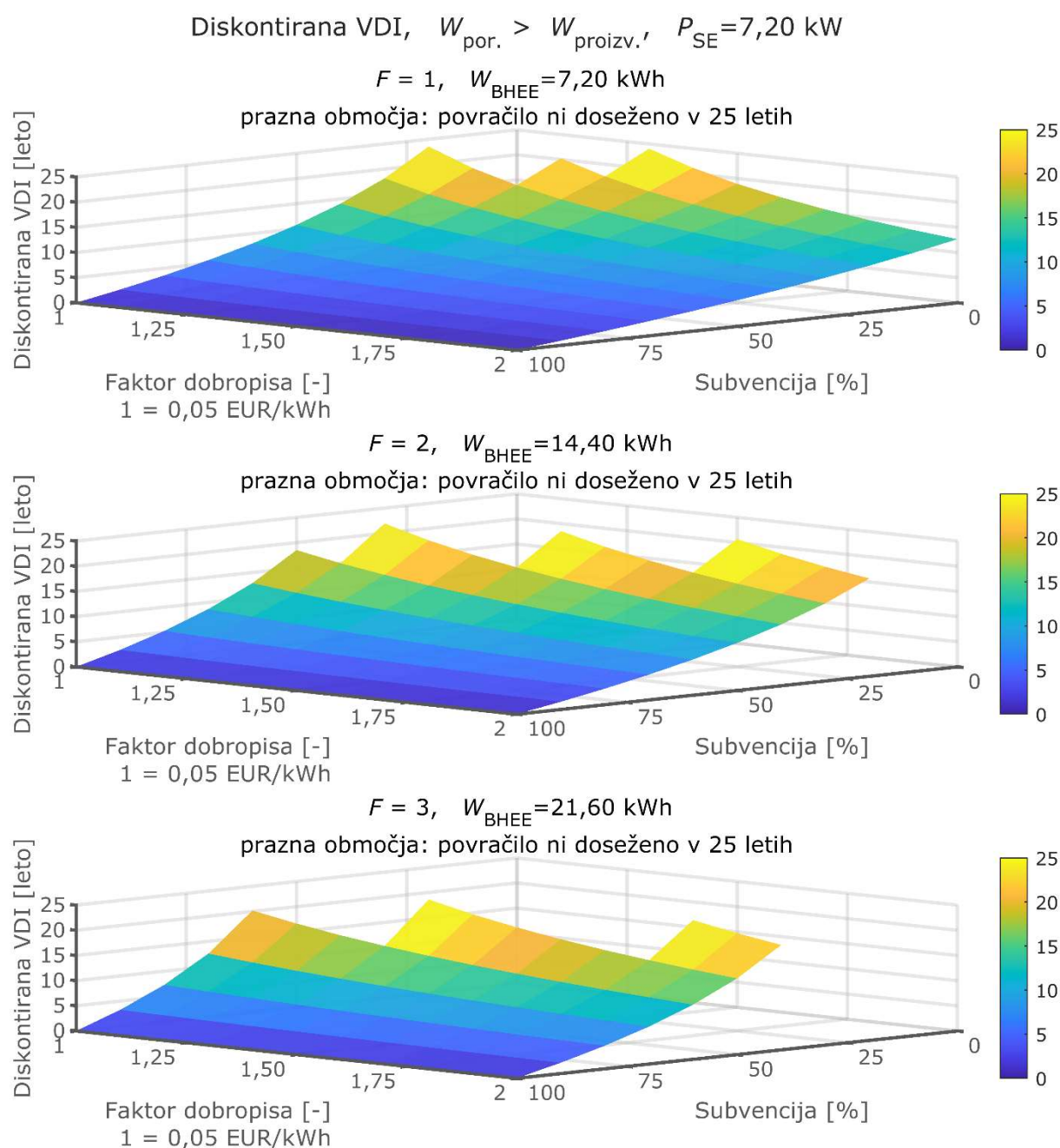
Slika 5.14: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.

Iz slik 5.12 - 5.14 je razvidno, da se navadna VDI v vseh obravnavanih primerih zmanjšuje z večanjem subvencije in faktorja dobropisa. Največji vpliv ima subvencija, saj neposredno zmanjšuje začetno investicijo v BHEE. Vpliv faktorja dobropisa je prav tako pozitiven, vendar nekoliko manj izrazit. Višja vrednost dobropisa povečuje letne prihranke sistema, kar se posledično odraža v krajših navadnih VDI.

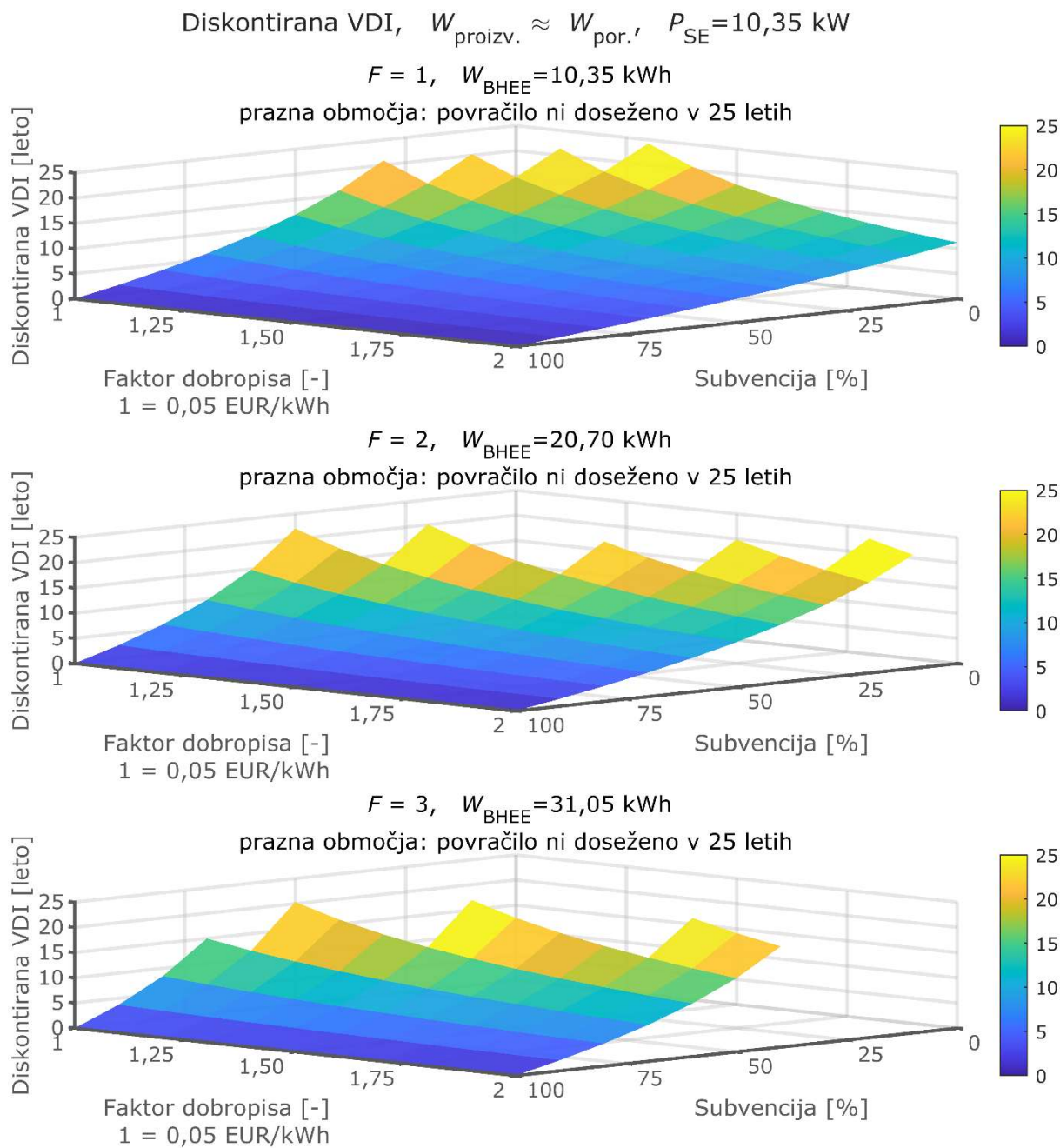
Pri vseh treh analiziranih konfiguracijah je opazno, da se z večanjem faktorja F navadna VDI podaljšuje. Čeprav večja kapaciteta BHEE praviloma omogoča višjo stopnjo samooskrbe in dodatno zmanjšanje stroškov električne energije, dodatni letni prihranki ne sledijo sorazmerno povečanim investicijskim stroškom. Zaradi tega manjši BHEE praviloma dosegajo ugodnejše ekonomske rezultate od večjih.

Na grafih se pojavljajo tudi prazna območja, ki predstavljajo kombinacije faktorja dobropisa in subvencije, pri katerih se investicija v analiziranem obdobju 25 let ne povrne. Takšne kombinacije zato predstavljajo ekonomsko neugodne rešitve. Obseg teh območij se povečuje predvsem pri večjih kapacitetah BHEE, kjer so investicijski stroški najvišji letni prihranki pa jim ne sledijo v enaki meri.

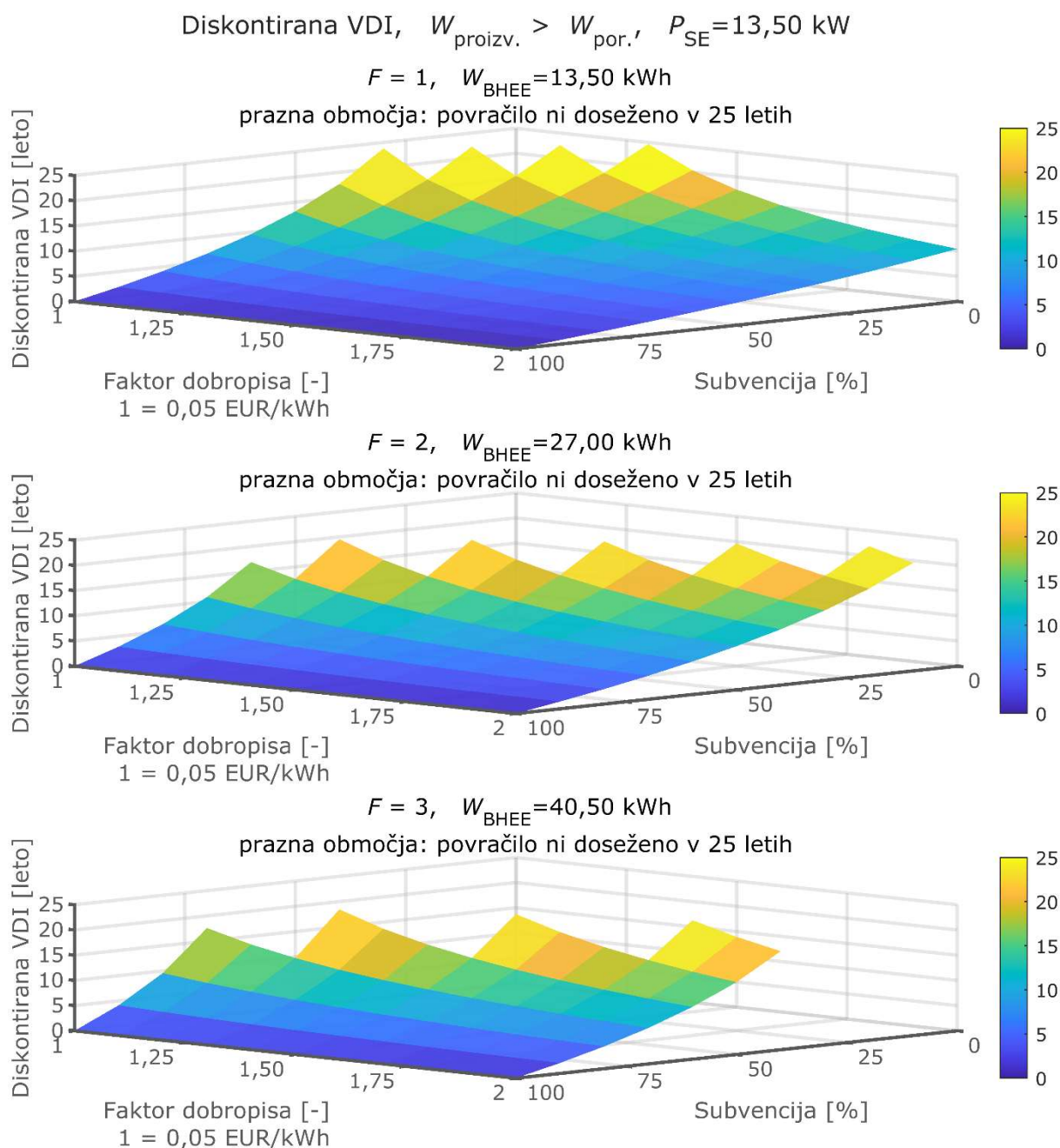
Slike 5.15 - 5.17 prikazujejo vpliv faktorja dobropisa in višine subvencije na diskontirano VDI za enak referenčni scenarij.



Slika 5.15: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.



Slika 5.16: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.

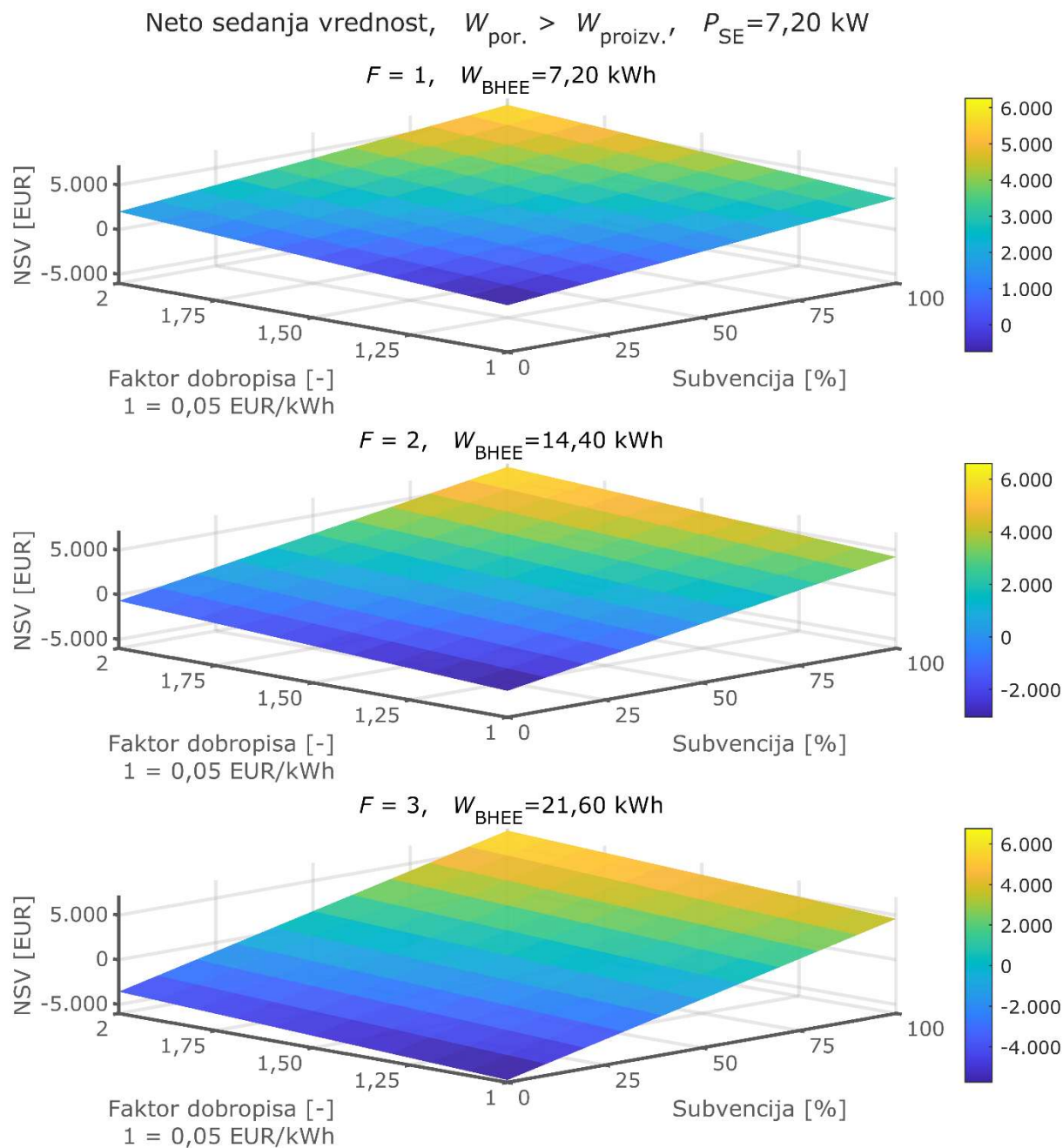


Slika 5.17: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.

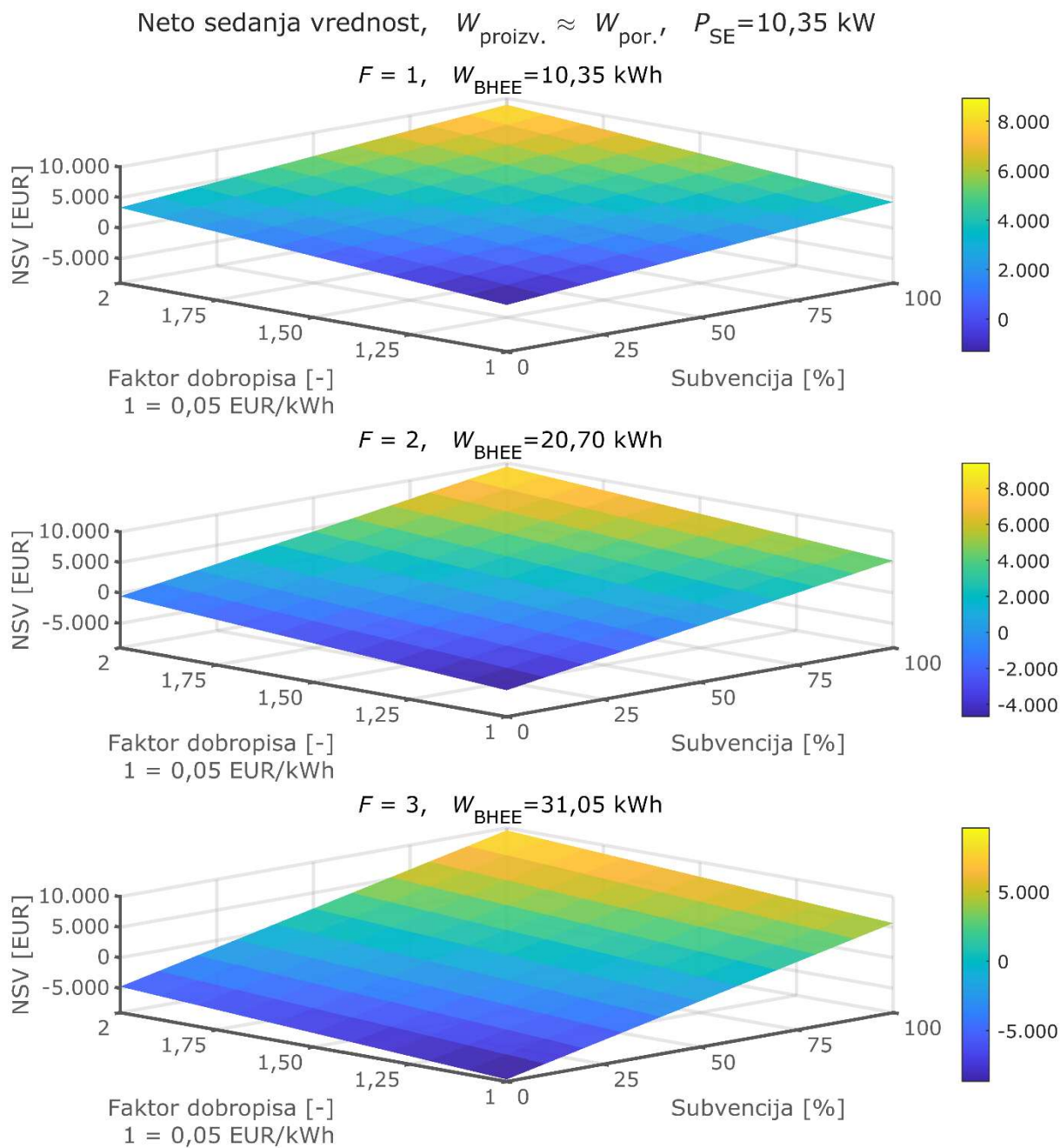
Iz slik 5.15–5.17 je razvidno, da diskontirana VDI sledi enakim trendom kot navadna VDI, vendar so vrednosti pričakovano višje zaradi upoštevanja časovne vrednosti denarja. Posledično se poveča tudi delež kombinacij vhodnih parametrov, pri katerih se investicija v BHEE ne povrne v analiziranem obdobju. To je posebej izrazito pri večjih kapacitetah BHEE in nižjih subvencijah.

Primerjava navadne in diskontirane VDI pokaže, da časovna vrednost denarja pomembno vpliva na ekonomsko upravičenost investicije. Čeprav je v nekaterih primerih mogoče doseči sprejemljive navadne VDI, diskontirana VDI pokaže, da ustvarjeni denarni tokovi pod analiziranimi pogoji pogosto ne zadoščajo za doseganje pozitivnih ekonomskih učinkov tudi po izteku celotnega obravnavanega obdobja.

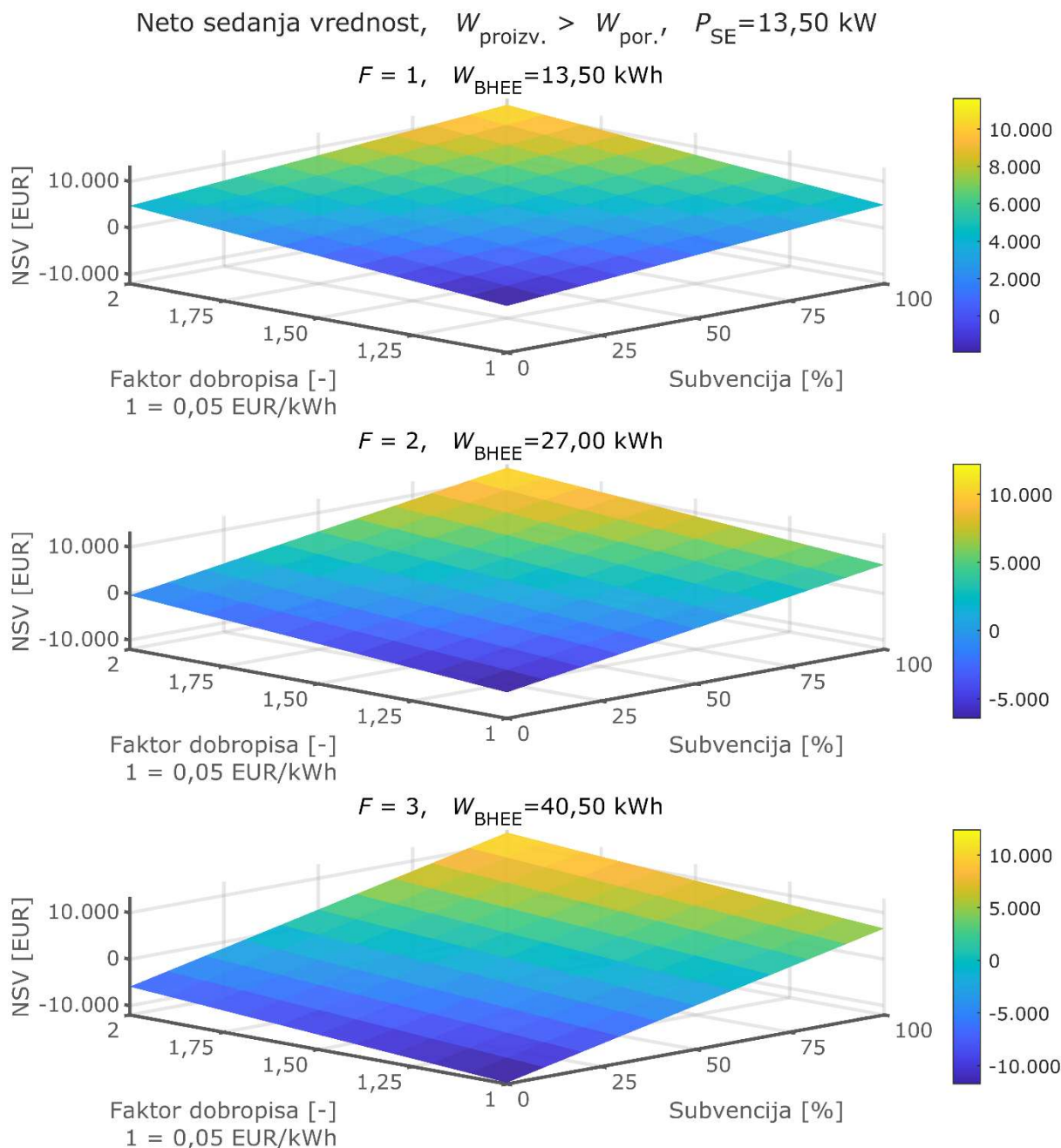
Slike 5.18 – 5.20 prikazujejo vpliv faktorja dobropisa in višine subvencije na NSV investicije za enak referenčni scenarij.



Slika 5.18: Prikaz NSV za scenarij $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.



Slika 5.19: Prikaz NSV za scenarij $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.



Slika 5.20: Prikaz NSV za scenarij $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 1.

Iz slik 5.18 – 5.20 je razvidno, da NSV narašča tako z večanjem subvencije kot tudi z večanjem faktorja dobropisa. Največje vrednosti so dosežene pri visokih subvencijah in visokih faktorjih dobropisa, medtem ko pri nizkih subvencijah ostaja NSV predvsem v primerih, ko gre za BHEE z večjo kapaciteto negativna ne glede na vrednost dobropisa.

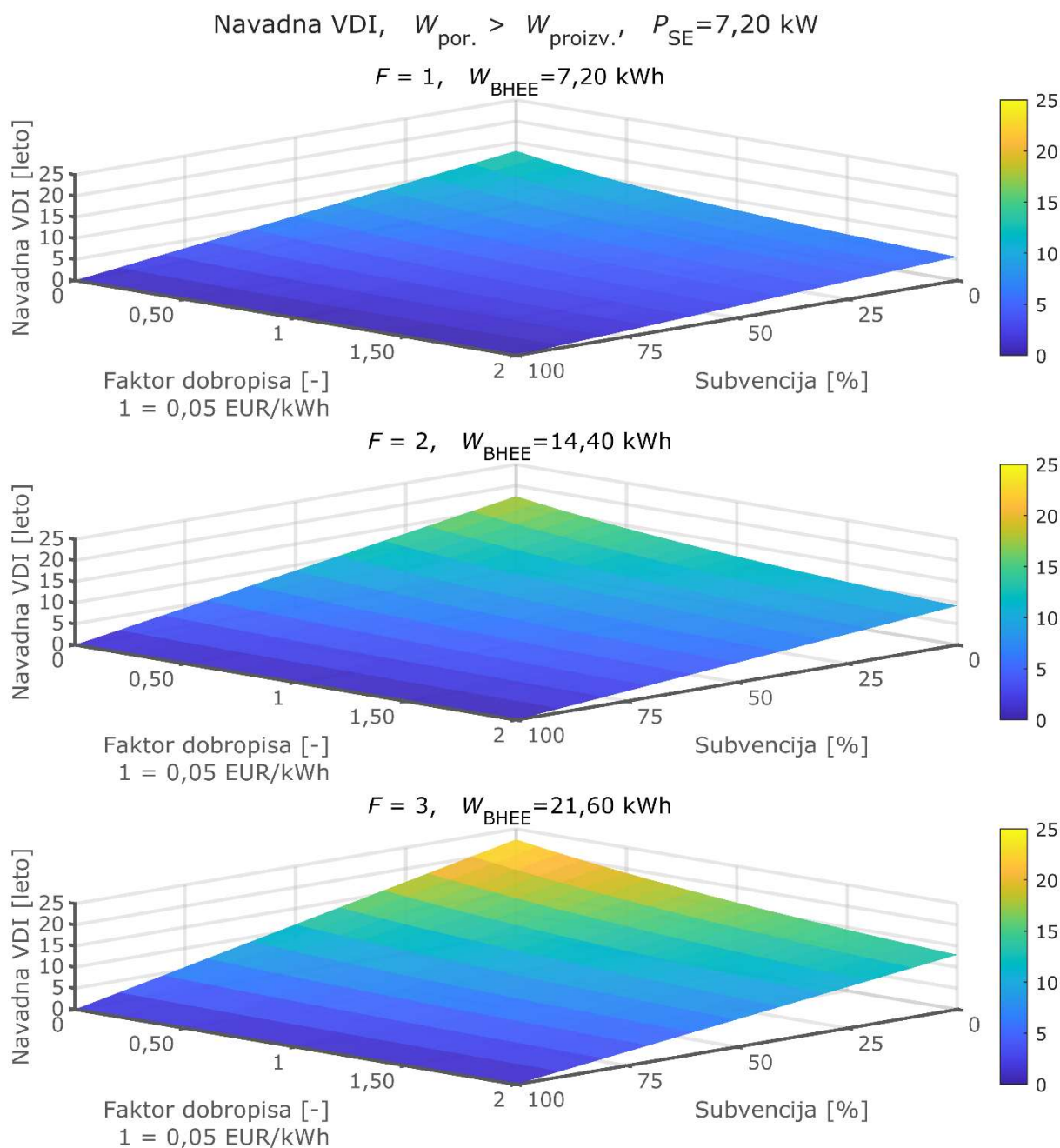
Podobno kot pri VDI tudi rezultati NSV kažejo, da manjše kapacitete BHEE praviloma dosegajo ugodnejše ekonomske rezultate od večjih. Investicijski stroški večjih BHEE namreč naraščajo hitreje kot ustvarjeni dodatni letni prihranki. Posledično se pri večjih vrednostih faktorja F povečuje območje negativnih NSV.

Rezultati prvega primera kažejo, da lahko subvencije pomembno izboljšajo ekonomsko upravičenost BHEE, medtem ko ima sprememba faktorja dobropisa nekoliko manjši vpliv. Hkrati analiza potrjuje, da večanje kapacitete BHEE ne prinaša nujno sorazmernih ekonomskih koristi. Tudi pri ugodnih vrednostih faktorja

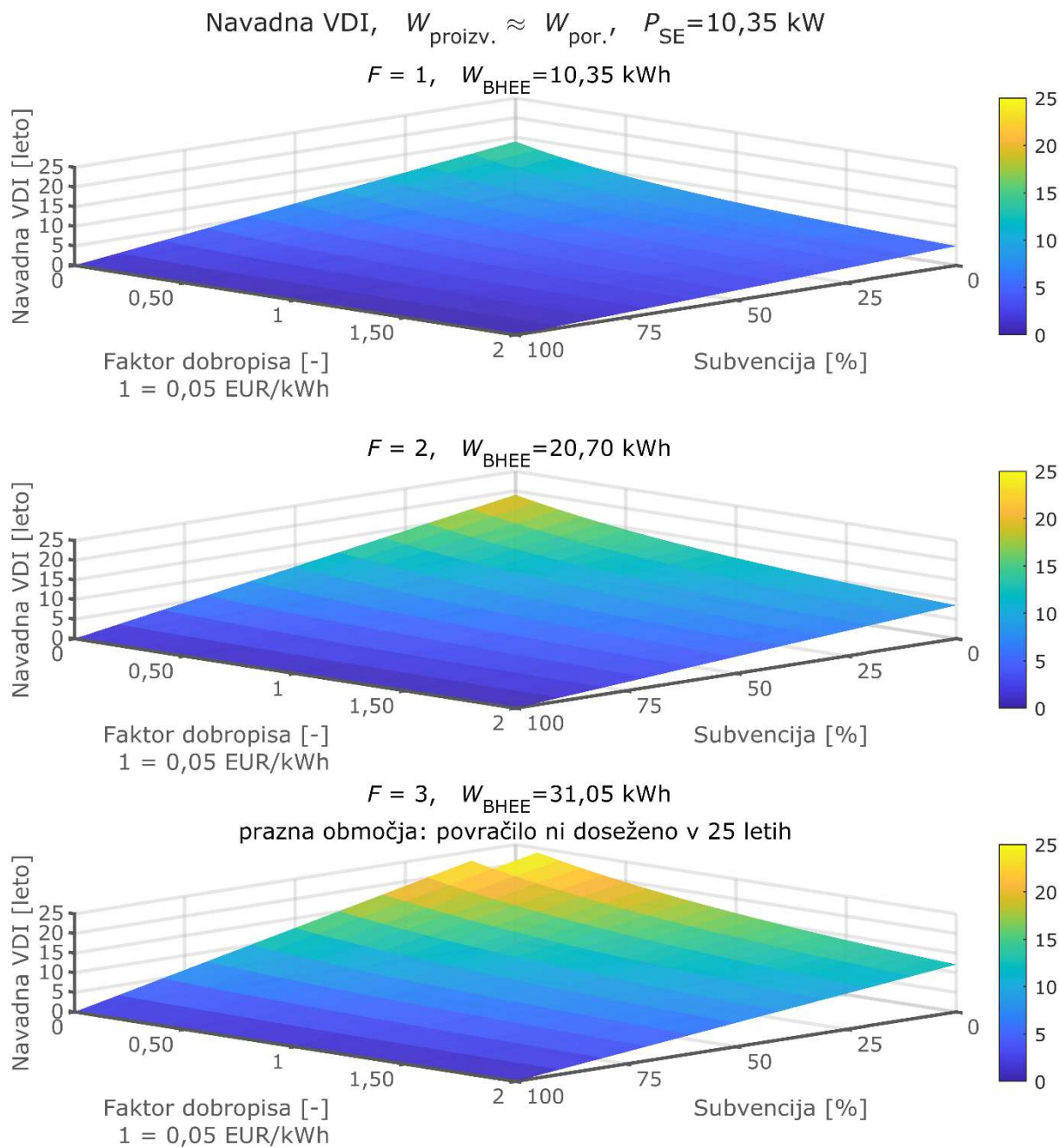
dobropisa ostajajo investicijski stroški eden ključnih omejitvenih dejavnikov za doseganje sprejemljivih VDI in pozitivnih vrednosti NSV.

b) Primer 2: Konstanten referenčni scenarij z manjšo ceno dobropisa

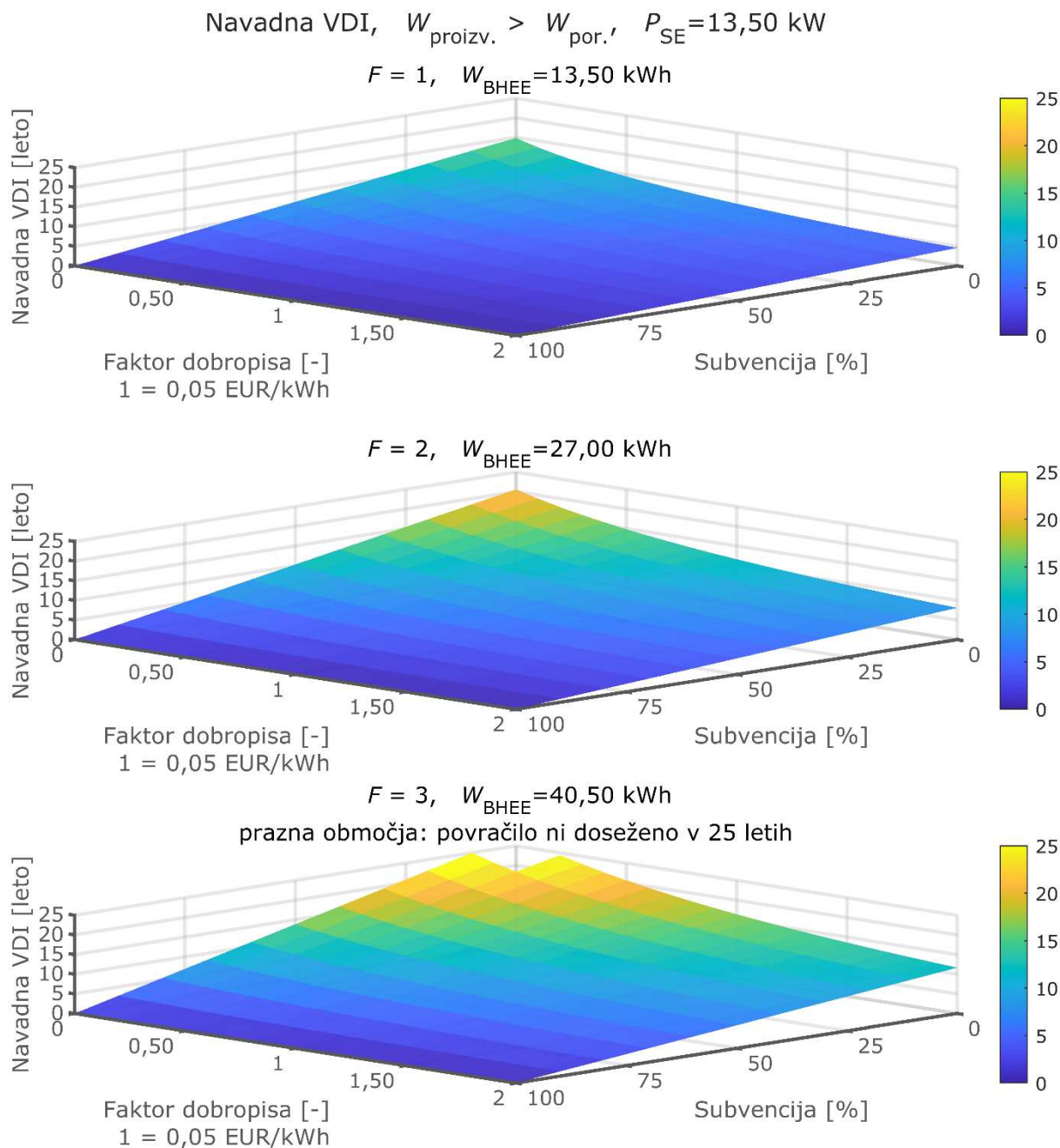
Slike 5.21–5.23 prikazujejo vpliv faktorja dobropisa in višine subvencije na navadno VDI za primer konstantnega referenčnega scenarija z nižano vrednostjo dobropisa (0,005 EUR/kWh).



Slika 5.21: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.



Slika 5.22: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.

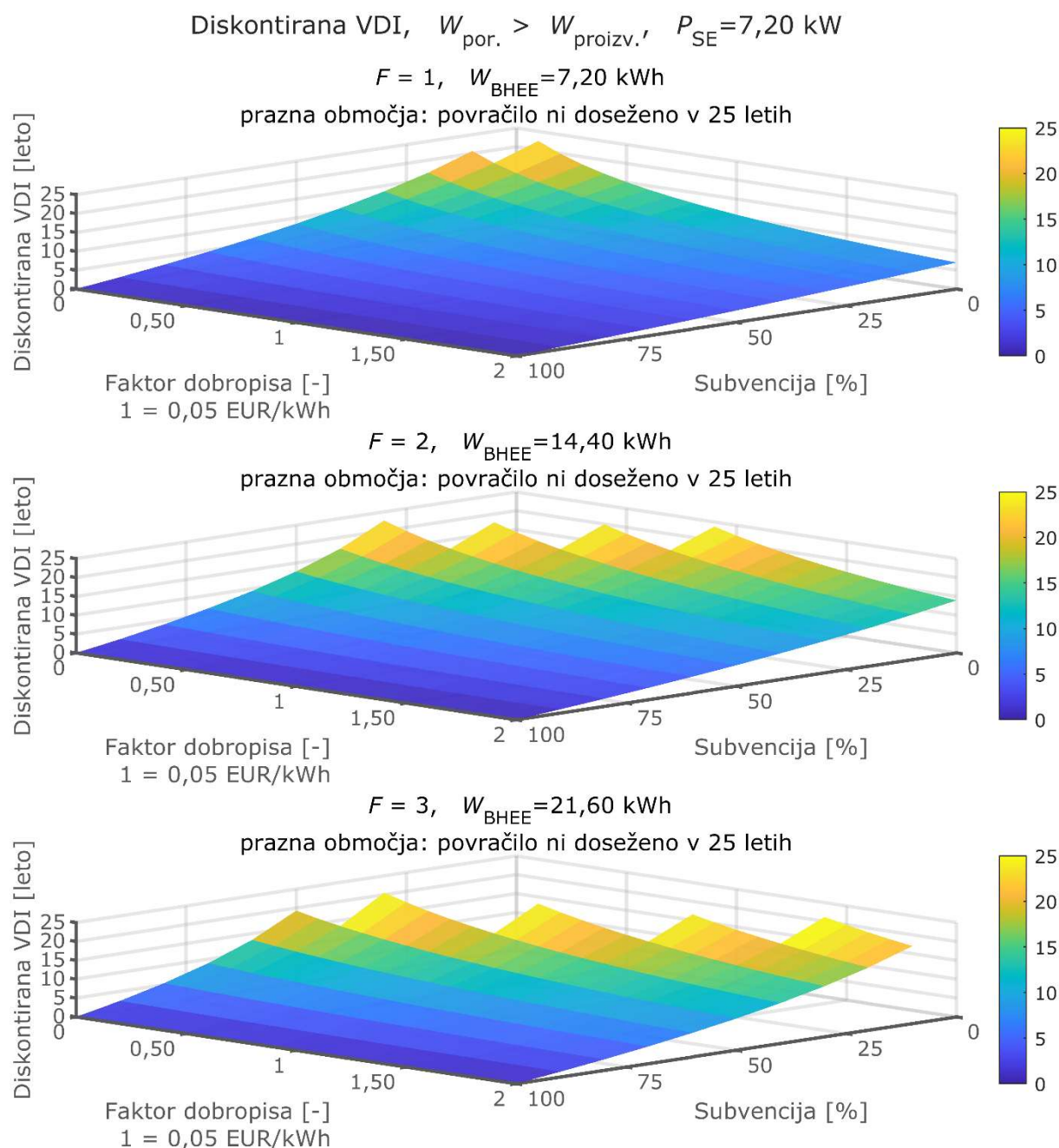


Slika 5.23: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.

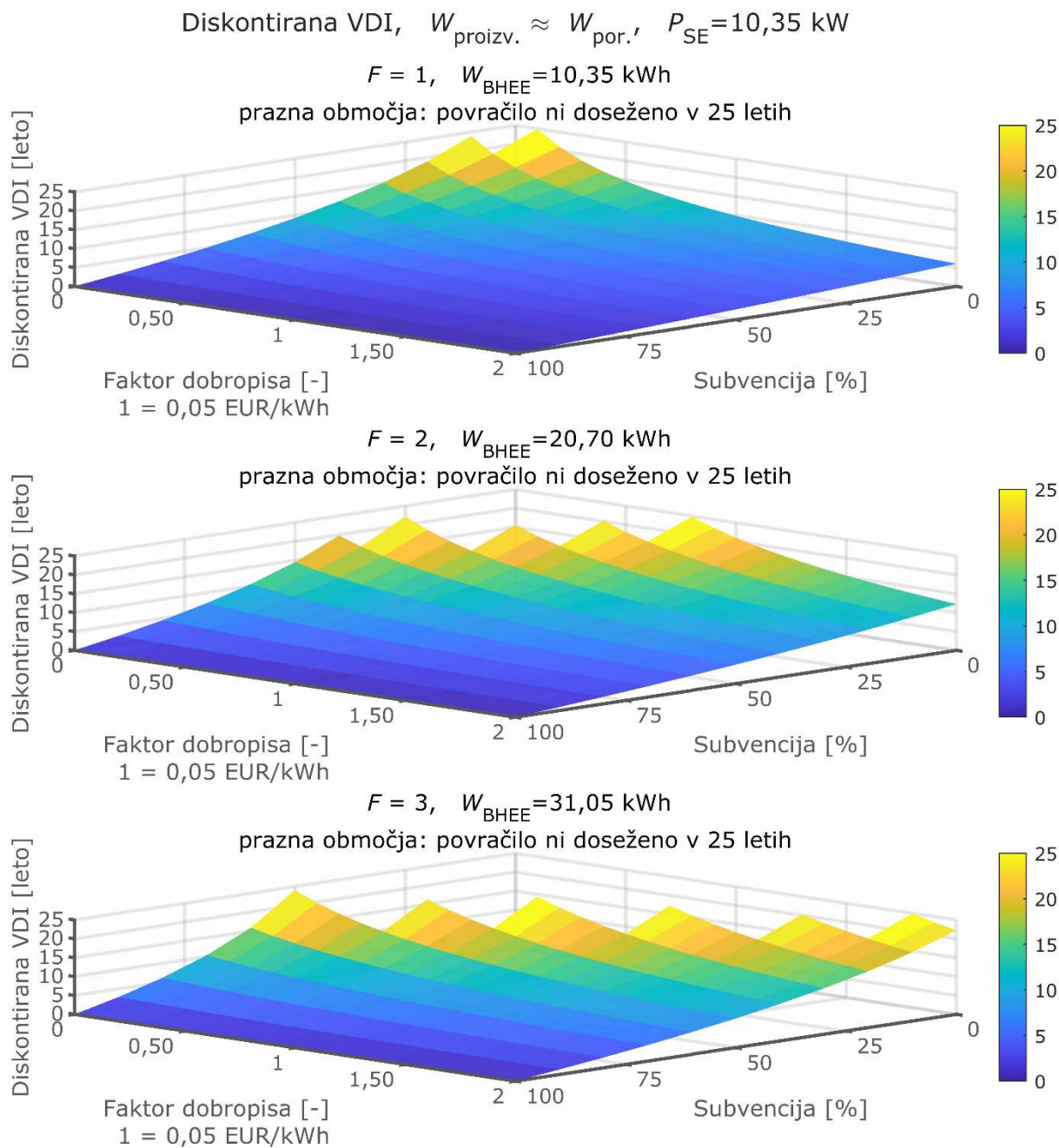
Iz slik 5.21–5.23 je razvidno, da so splošni trendi podobni kot pri prvem primeru. Z večanjem subvencije in faktorja dobropisa se navadna VDI zmanjšuje, pri čemer najkrajše VDI ponovno dosegajo kombinacije z najmanjšimi kapacitetami BHEE. Kljub temu pa je mogoče opaziti, da so dosežene VDI v povprečju krajše kot v prvem primeru, prazna območja oz. območja z neugodno kombinacijo vhodnih parametrov, kjer se investicija v analiziranem časovnem obdobju ne povrne pa so manjša.

Takšen rezultat je posledica izbire referenčnega scenarija. Ker je referenčni scenarij SE + DOBROPIS brez BHEE v tem primeru ovrednoten z bistveno nižjo vrednostjo dobropisa, ustvarja manj finančnih koristi zaradi oddaje presežne električne energije v omrežje. Posledično se dodatni prihranki, ki jih omogoča BHEE, izraziteje odražajo v primerjavi z referenčnim scenarijem, kar vodi do VDI.

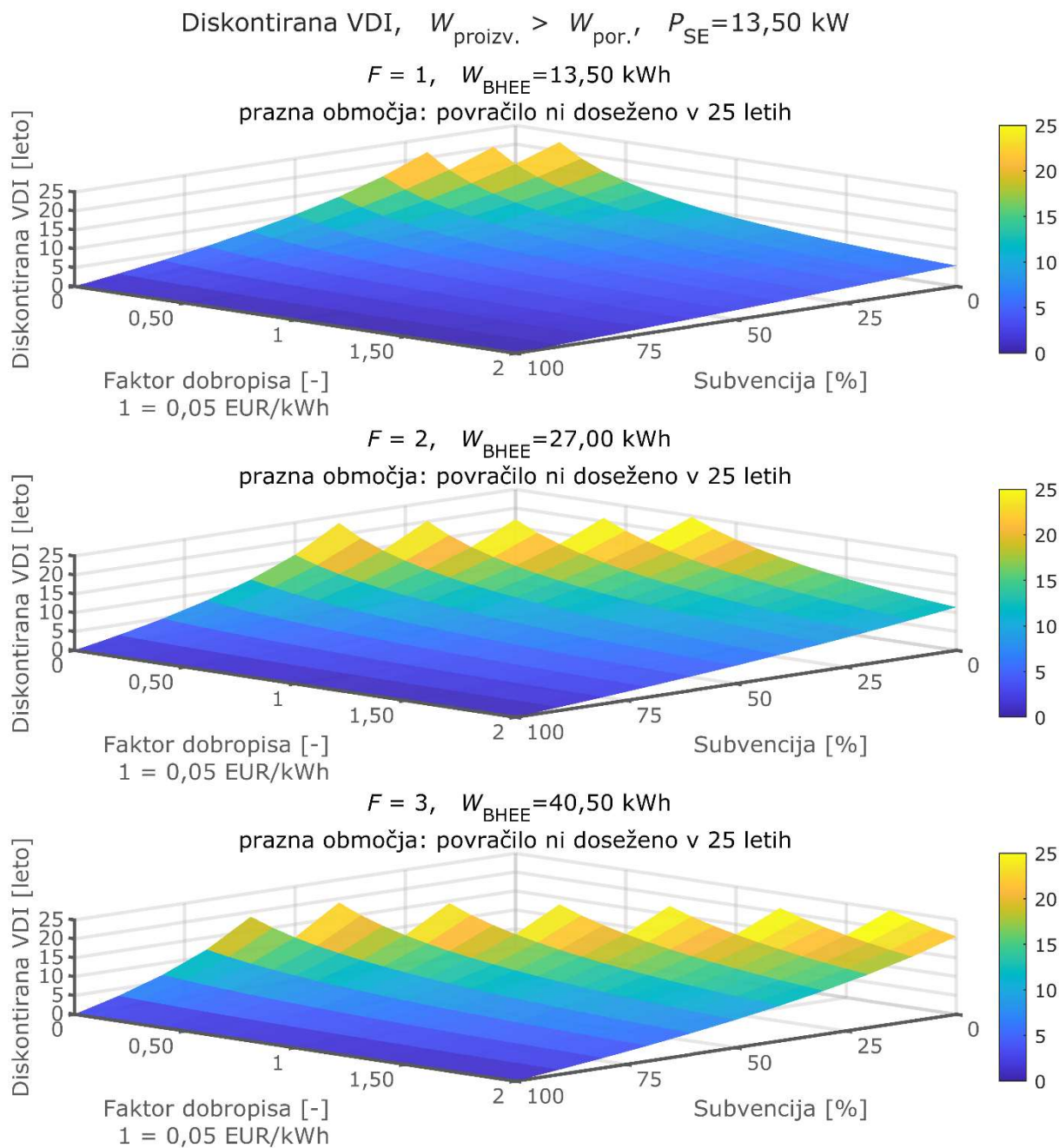
Slike 5.24 – 5.26 prikazujejo vpliv faktorja dobropisa in višine subvencije na diskontirano VDI.



Slika 5.24: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.



Slika 5.25: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.

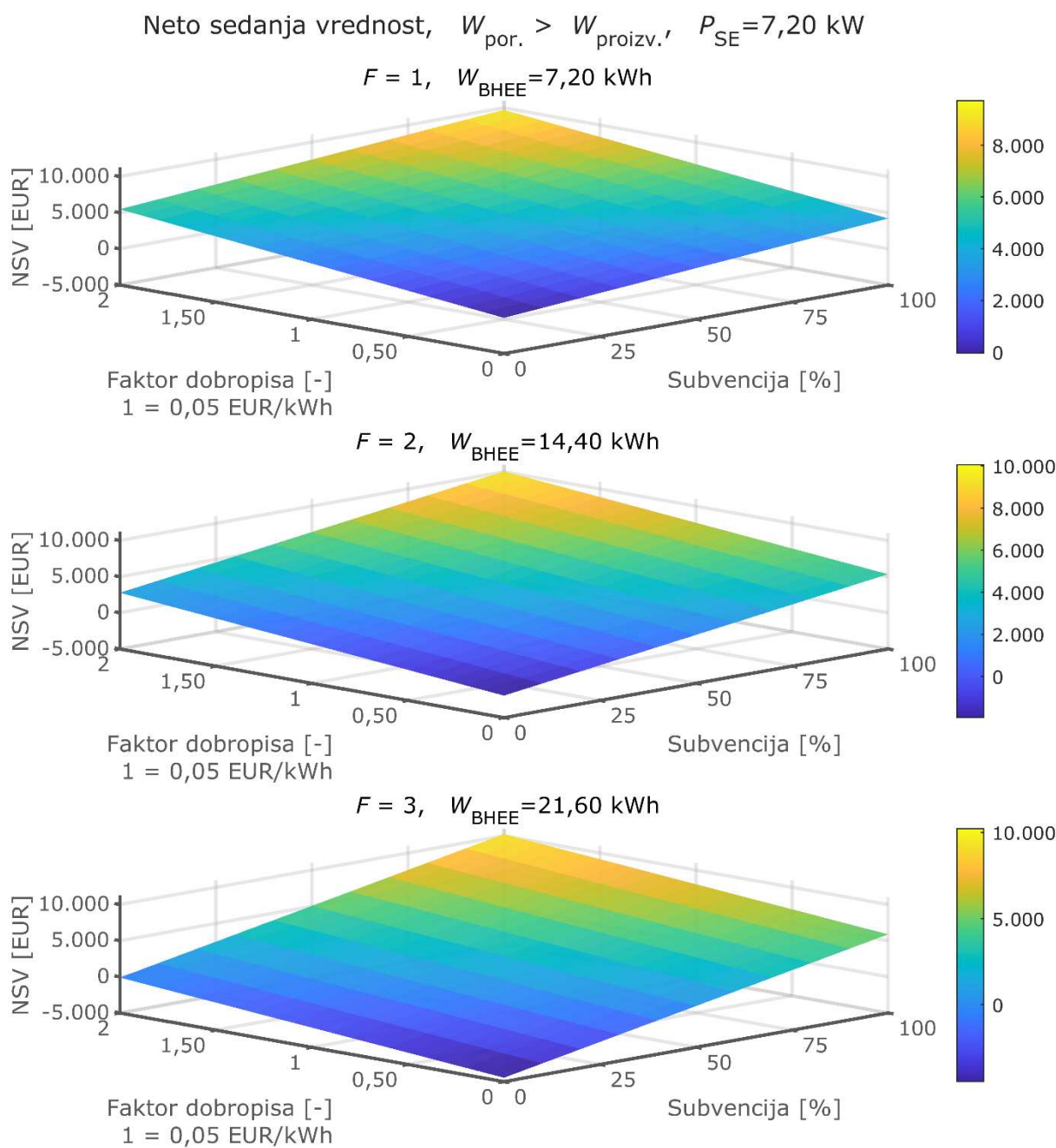


Slika 5.26: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.

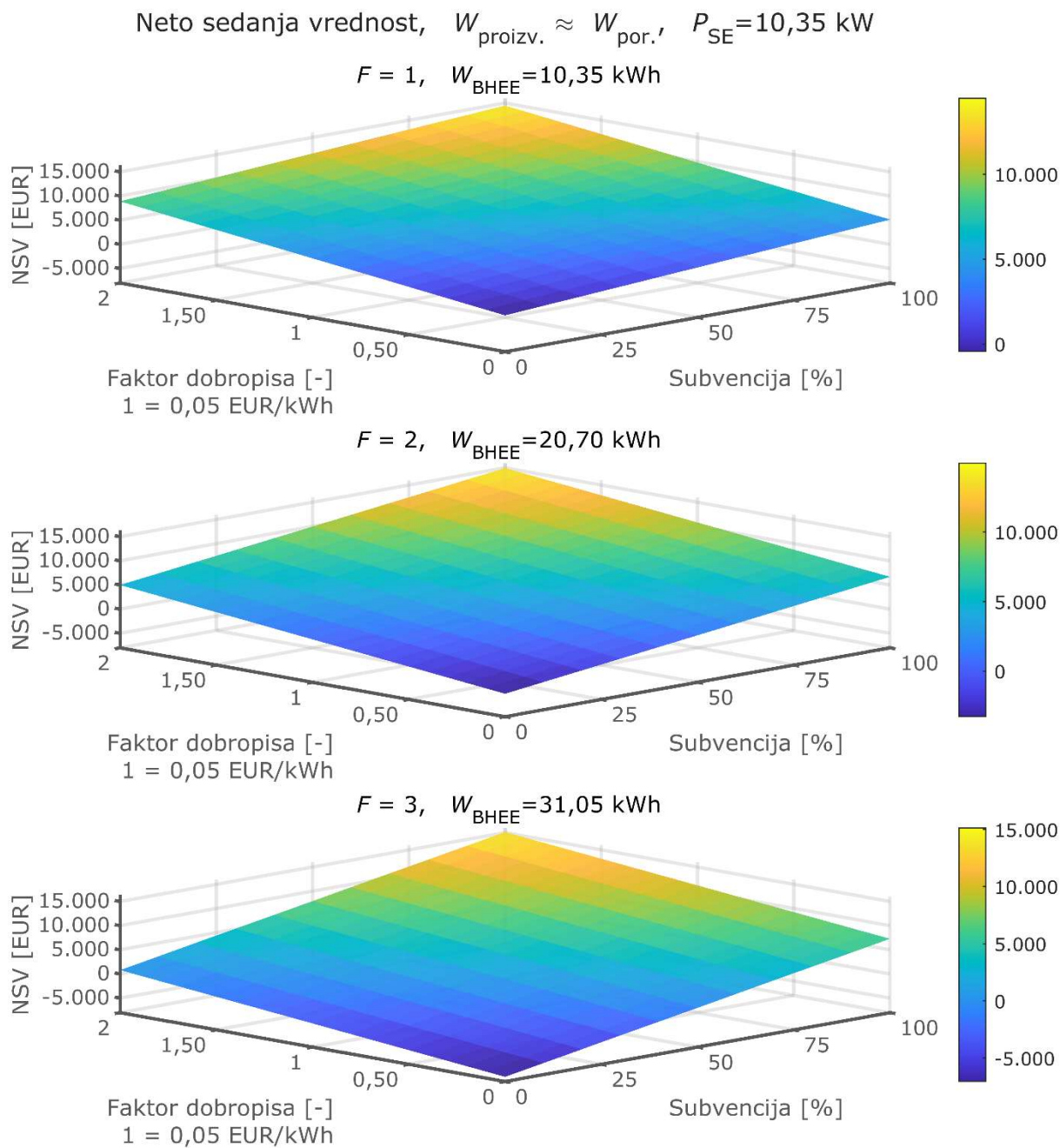
Tudi pri diskontirani VDI je mogoče opaziti enake zakonitosti kot pri navadni VDI. Območja brez doseženega povračila investicije so sicer še vedno prisotna, vendar so v primerjavi s prvim primerom manj izrazita. To pomeni, da je investicija v BHEE pri enakih vhodnih pogojih relativno ugodnejša kot v primeru referenčnega scenarija z dobropisom 0,05 EUR/kWh.

Primerjava s prvim primerom jasno pokaže, da lahko izbira referenčnega scenarija pomembno vpliva na izračunane ekonomske kazalnike. Tehnične lastnosti sistema ostanejo popolnoma enake, vendar se zaradi drugačne referenčne osnove spremeni ocenjena korist vgradnje BHEE.

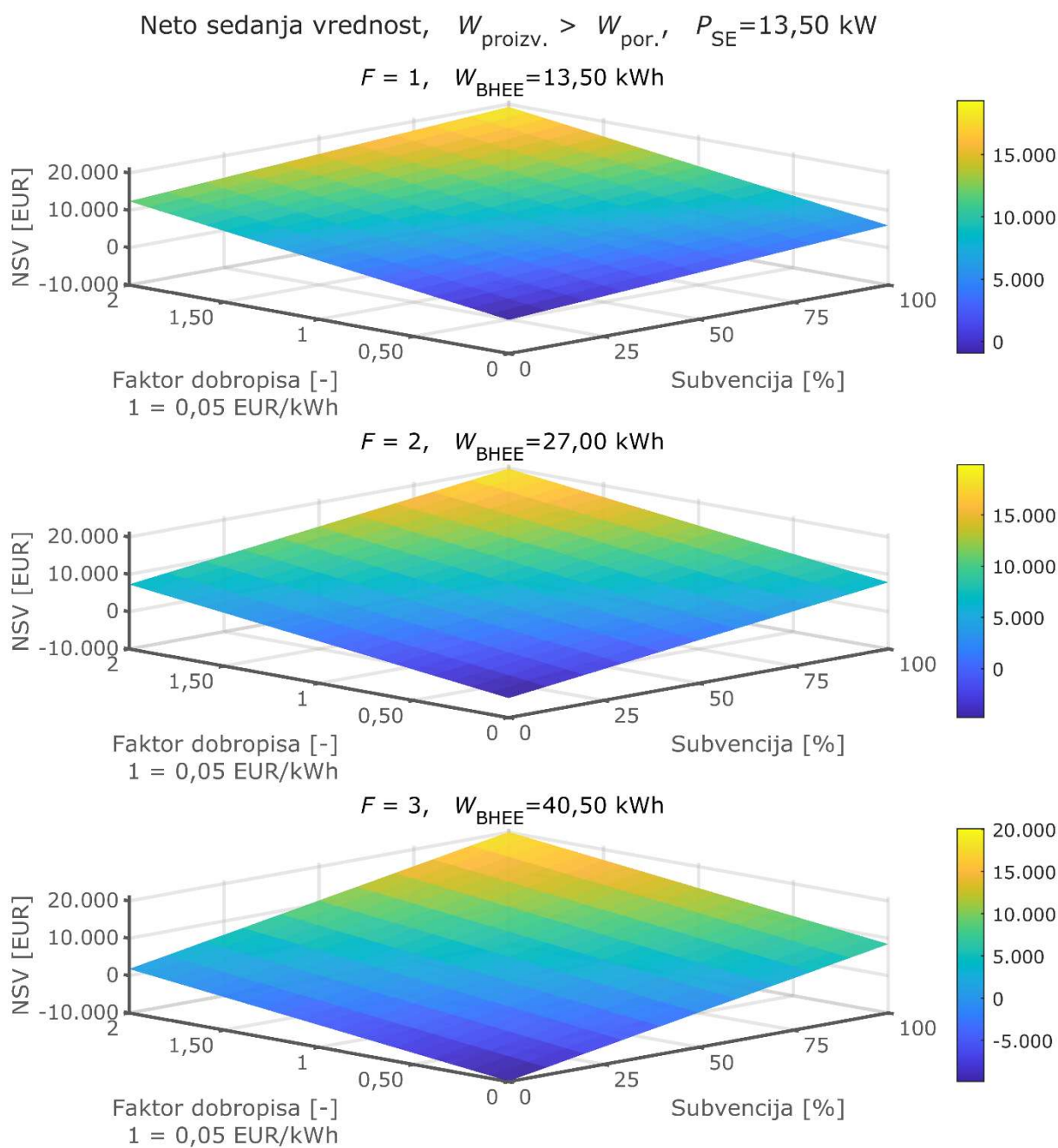
Slike 5.27 – 5.29 prikazujejo vpliv faktorja dobropisa in višine subvencije na NSV investicije.



Slika 5.27: Prikaz NSV za scenarij $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.



Slika 5.28: Prikaz NSV za scenarij $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.



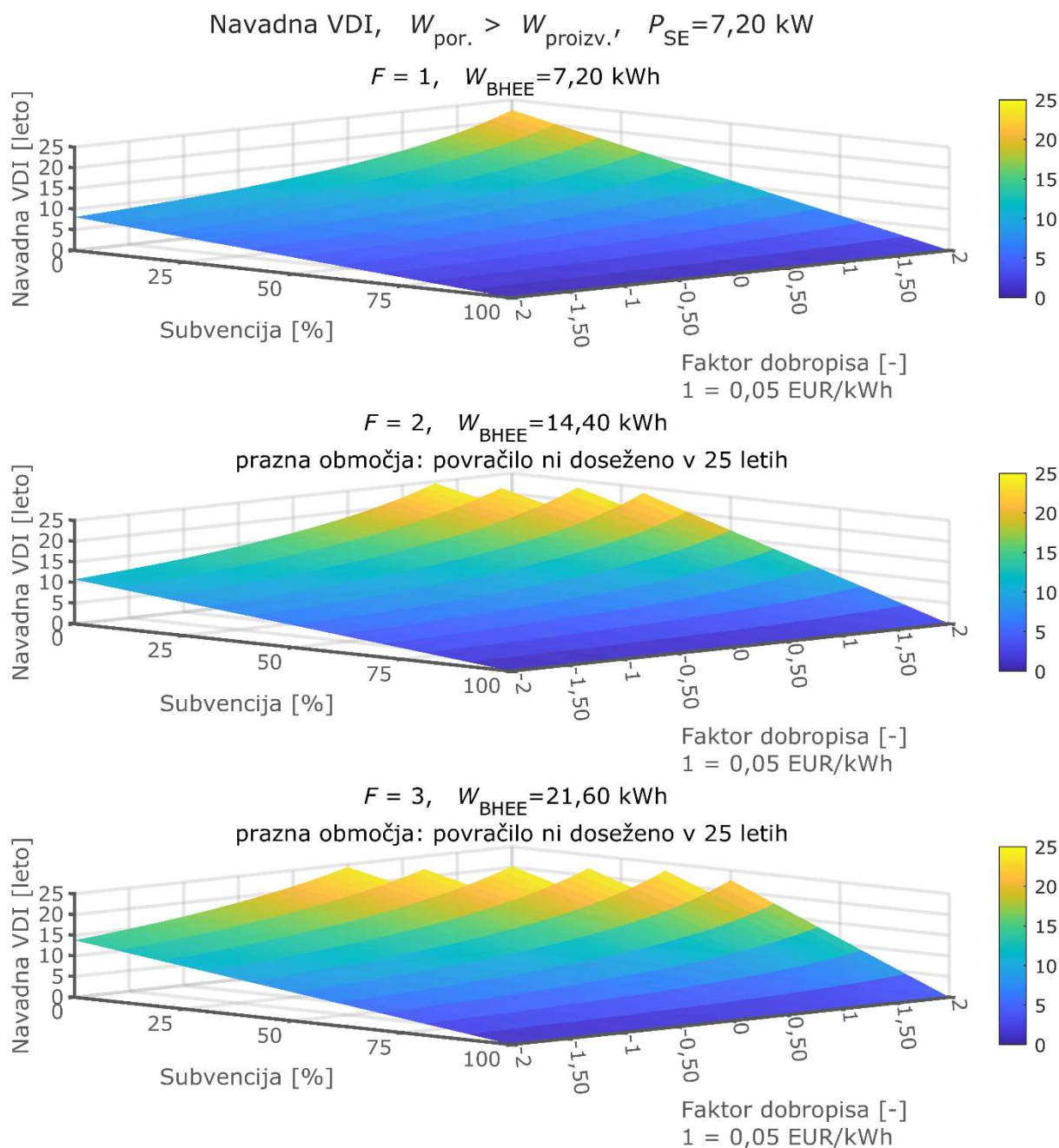
Slika 5.29: Prikaz NSV za scenarij $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 2.

Iz slik 5.27 – 5.29 je razvidno, da NSV dosega višje vrednosti kot v prvem primeru. Območja pozitivnih NSV so večja, kar dodatno potrjuje ugodnejše ekonomske kazalnike.

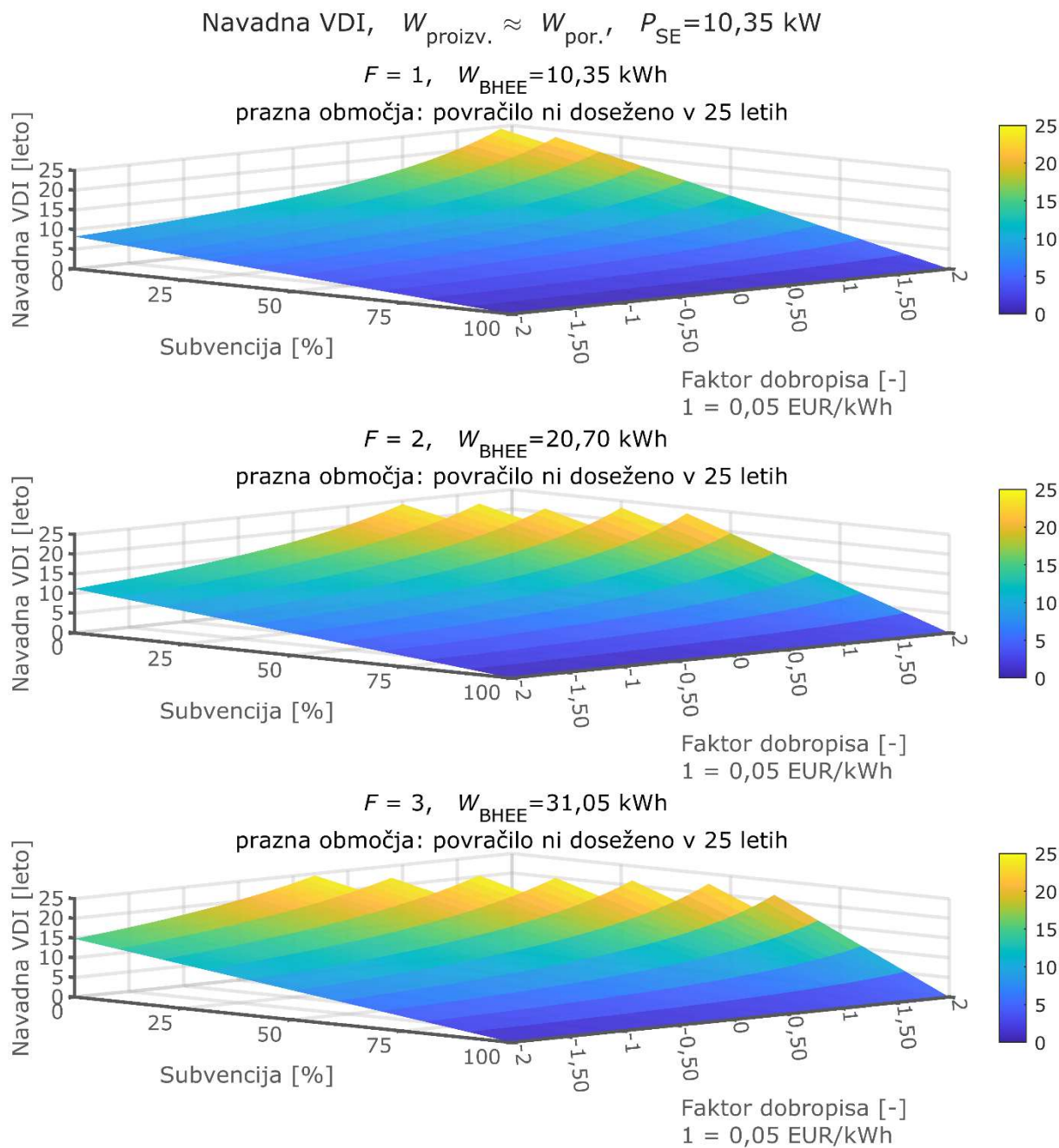
Rezultati drugega primera kažejo, da lahko manj ugodno vrednotenje presežne električne energije pri uporabnikih brez BHEE poveča relativno ekonomsko upravičenost vgradnje BHEE. Takšen pristop bi lahko predstavljal tudi enega izmed regulatornih mehanizmov za spodbujanje vgradnje BHEE, saj bi uporabnike spodbujal k večji lokalni porabi proizvedene električne energije in zmanjševanju oddaje presežkov v omrežje.

c) Primer 3: Spreminjajoč referenčni scenarij z vključenimi negativnimi cenami dobropisa

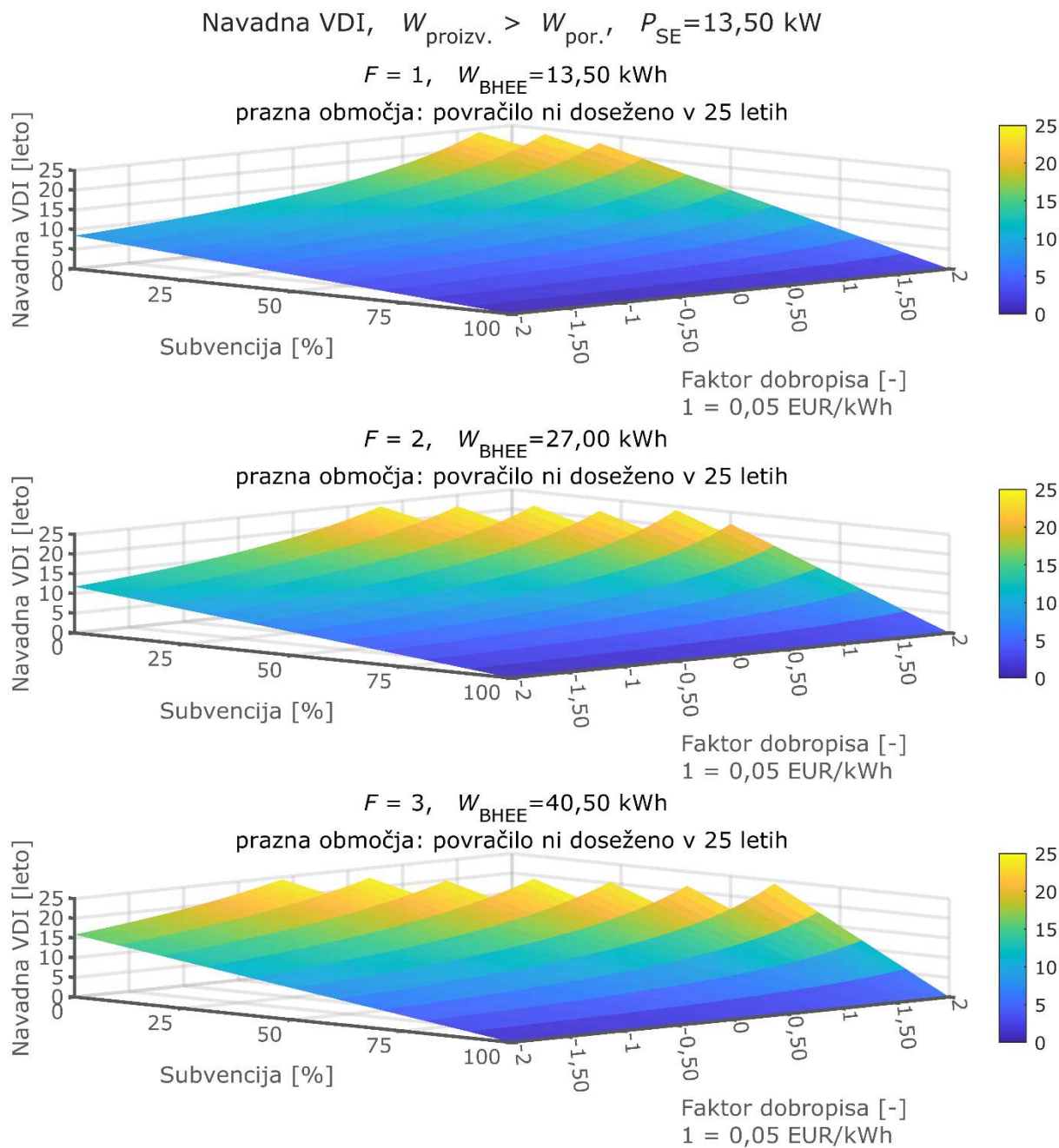
Slike 5.30 – 5.32 prikazujejo vpliv faktorja dobropisa in višine subvencije na navadno VDI za primer spreminjajočega referenčnega scenarija. Za razliko od prvih dveh primerov se faktor dobropisa v tem primeru spreminja tako pri sistemu SE + BHEE + DOBROPIS kot tudi pri referenčnem scenariju SE + DOBROPIS brez BHEE. Analiza dodatno vključuje tudi negativne vrednosti faktorja dobropisa.



Slika 5.30: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.



Slika 5.31: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.

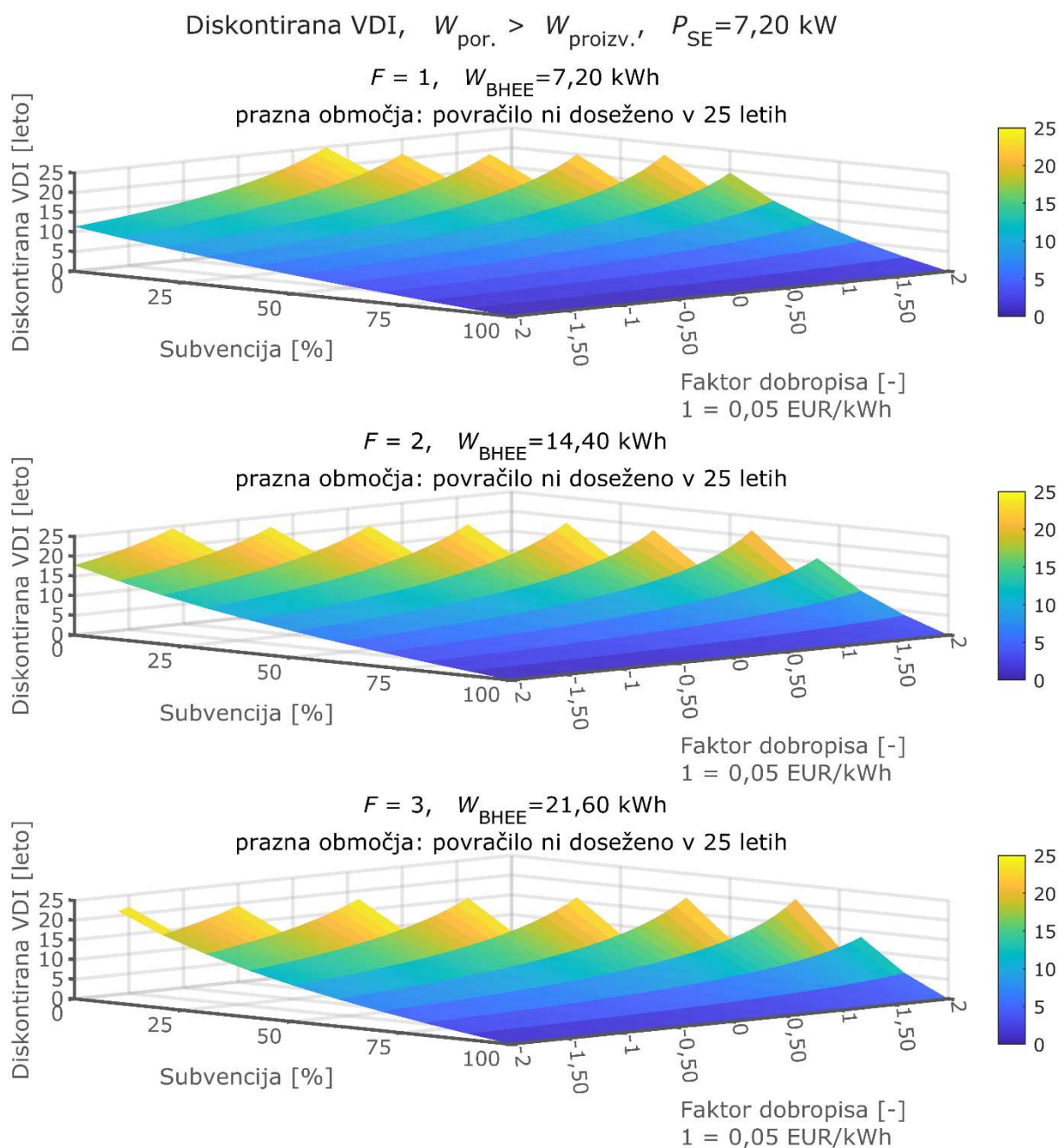


Slika 5.32: Prikaz navadne VDI za scenarij $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.

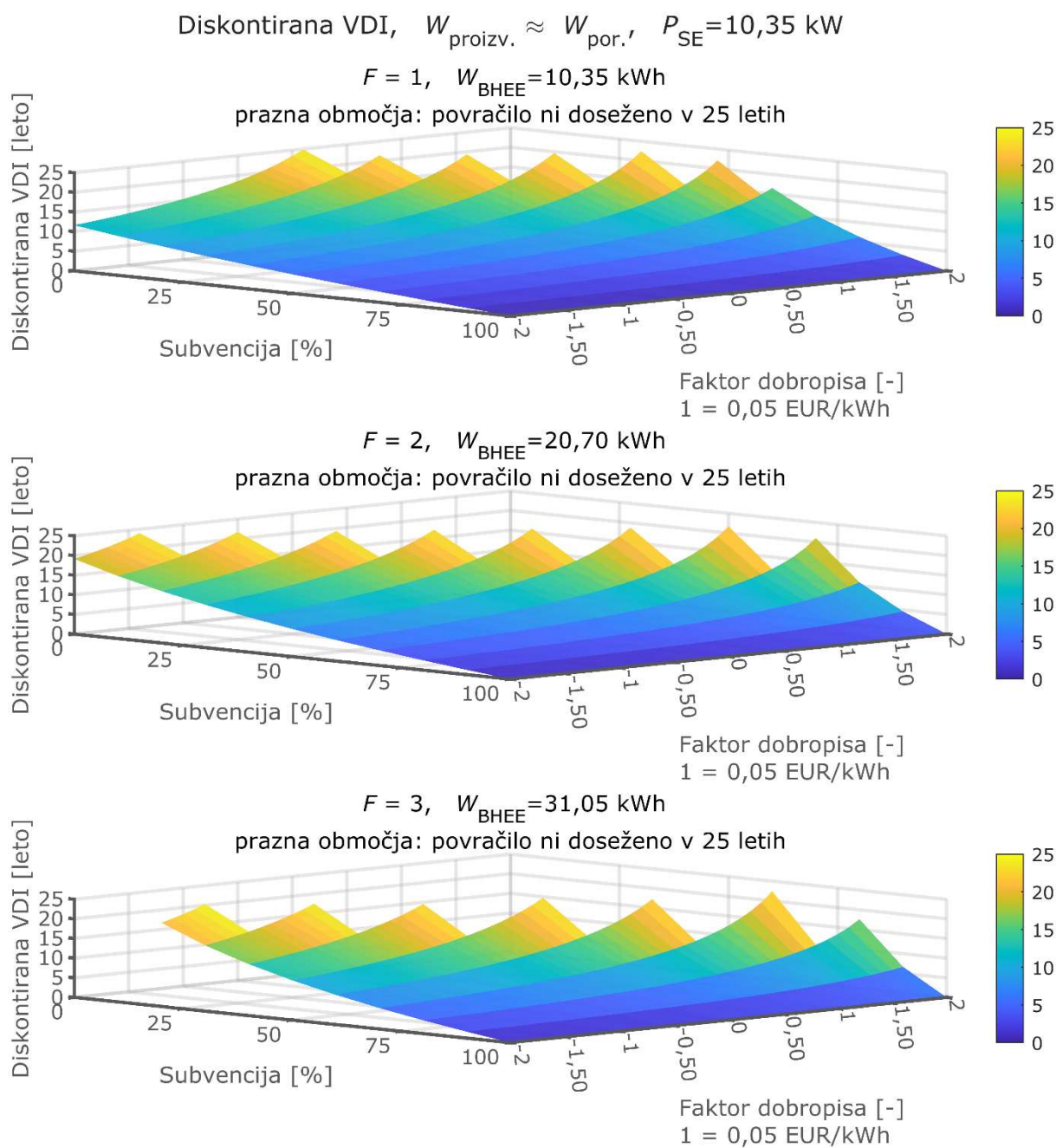
Iz slik 5.30 – 5.32 je razvidno, da se potek navadnih VDI bistveno razlikuje od prvih dveh primerov. Ker se faktor dobropisa spreminja pri obeh primerjanih sistemih, se njegov vpliv na razliko med scenarijema zmanjša. Posledično je vpliv subvencije še izrazitejši, medtem ko se vpliv faktorja dobropisa odraža nekoliko drugače kot v prvih dveh primerih.

Posebej zanimiv pojav je opazen pri negativnih vrednostih faktorja dobropisa, kjer se navadne VDI začnejo skrajševati. Takšen rezultat je posledica dejstva, da negativno vrednotenje oddane električne energije bistveno poslabša ekonomiko referenčnega scenarija brez BHEE. Ker BHEE zmanjšuje količino oddane električne energije in povečuje lokalno porabo proizvedene električne energije, njegova relativna korist narašča.

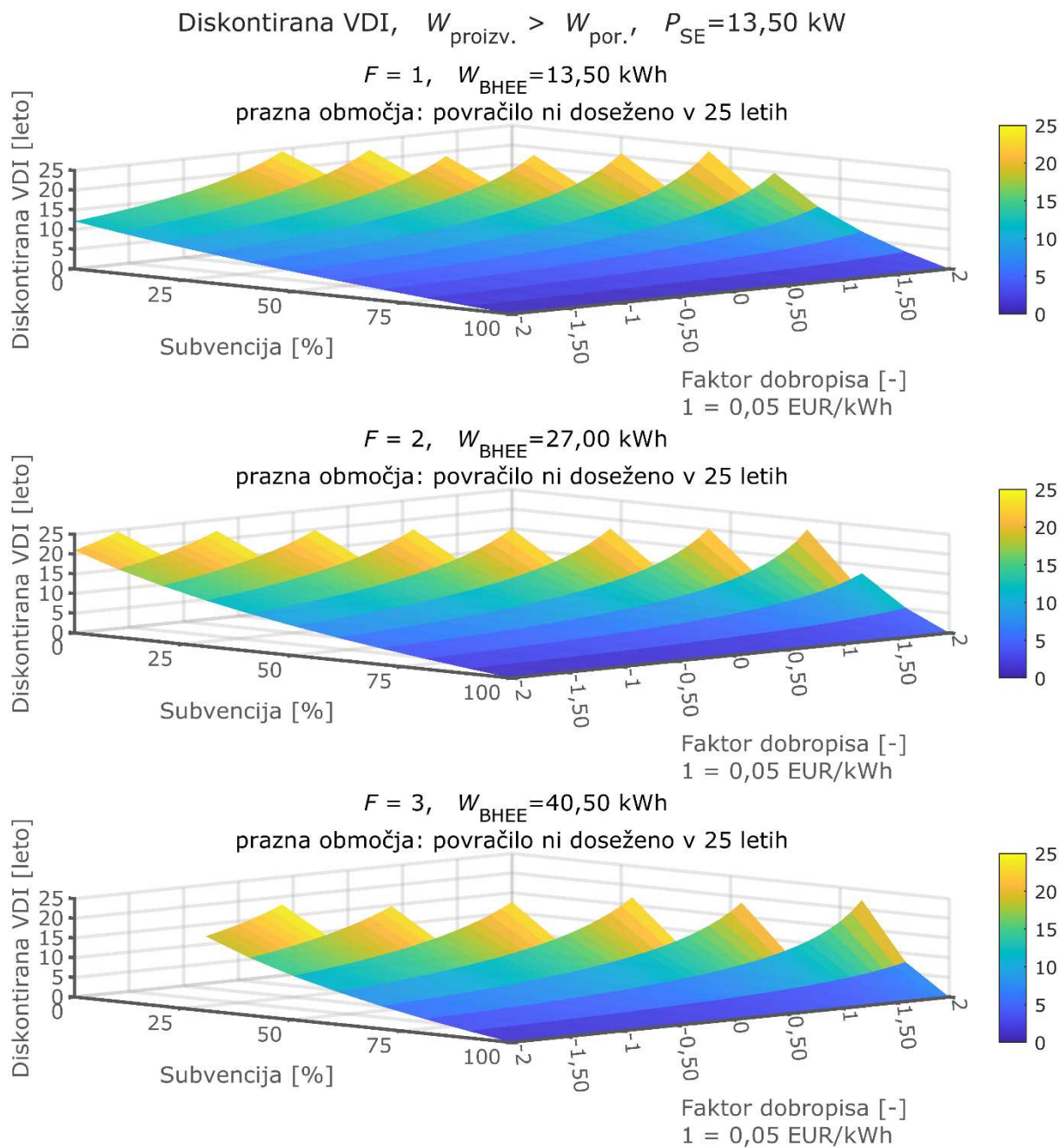
Slike 5.33 – 5.35 prikazujejo vpliv faktorja dobropisa in višine subvencije na diskontirano VDI.



Slika 5.33: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{por.} > W_{proizv.}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.



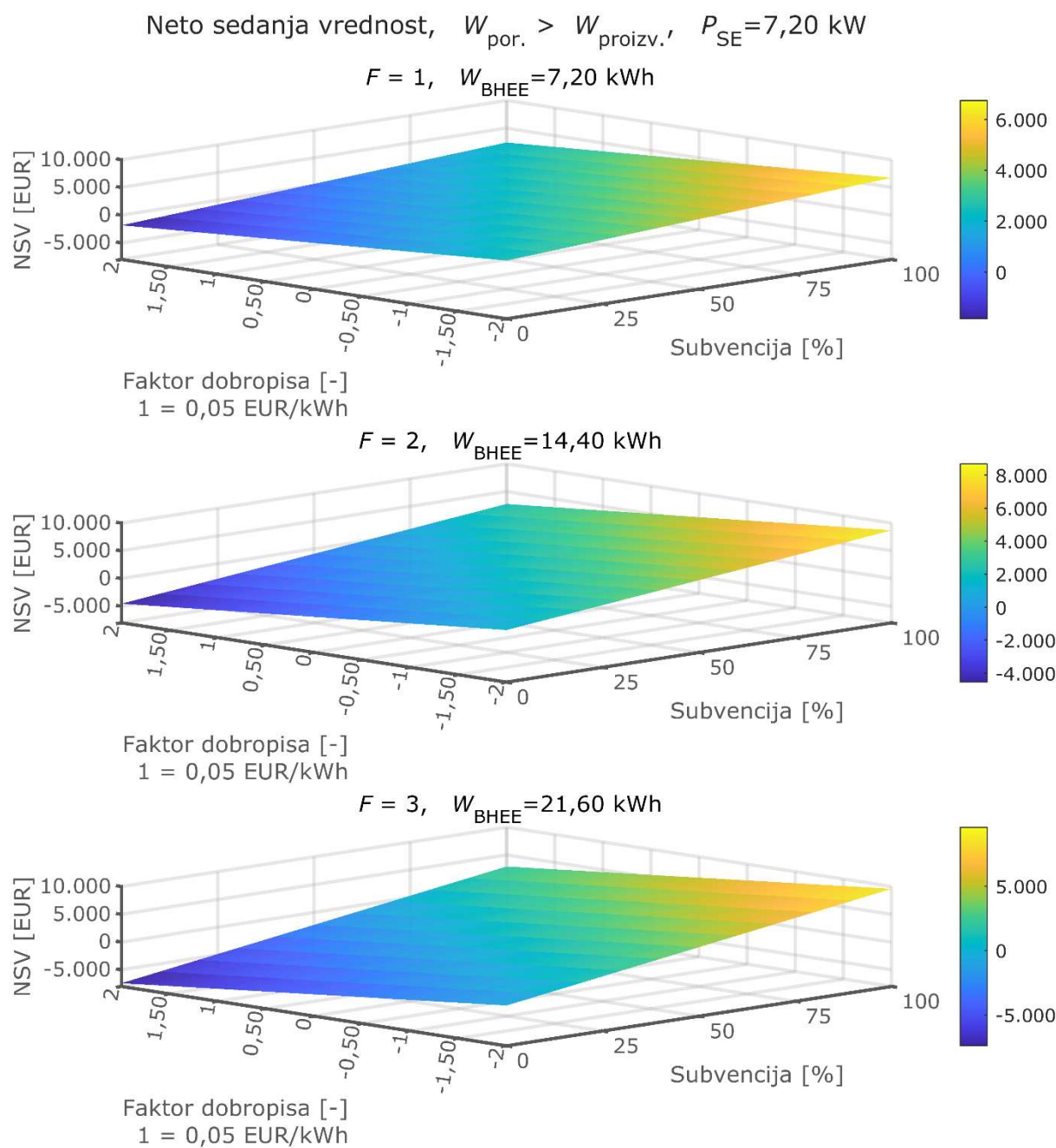
Slika 5.34: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.



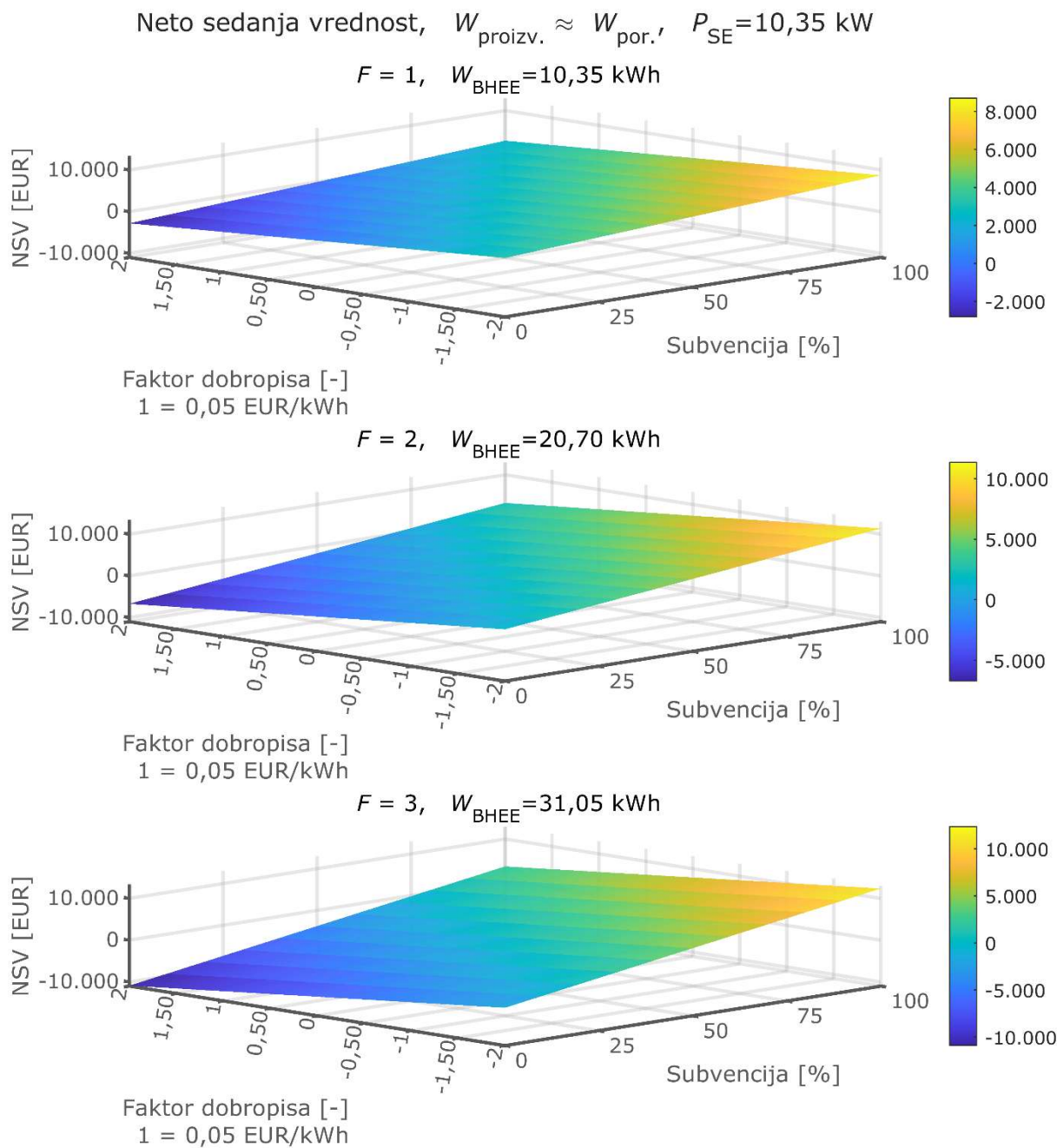
Slika 5.35: Prikaz diskontirane VDI za scenarij $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.

Tudi pri diskontirani VDI so opazni enaki trendi. Negativne vrednosti faktorja dobropisa povzročijo izboljšanje relativne ekonomike BHEE, kar se odraža v krajših diskontiranih VDI in zmanjšanju območij brez doseženega povračila investicije. Takšen rezultat nakazuje, da postaja BHEE pomembnejši predvsem v razmerah, kjer oddajanje električne energije v omrežje ni finančno ugodno.

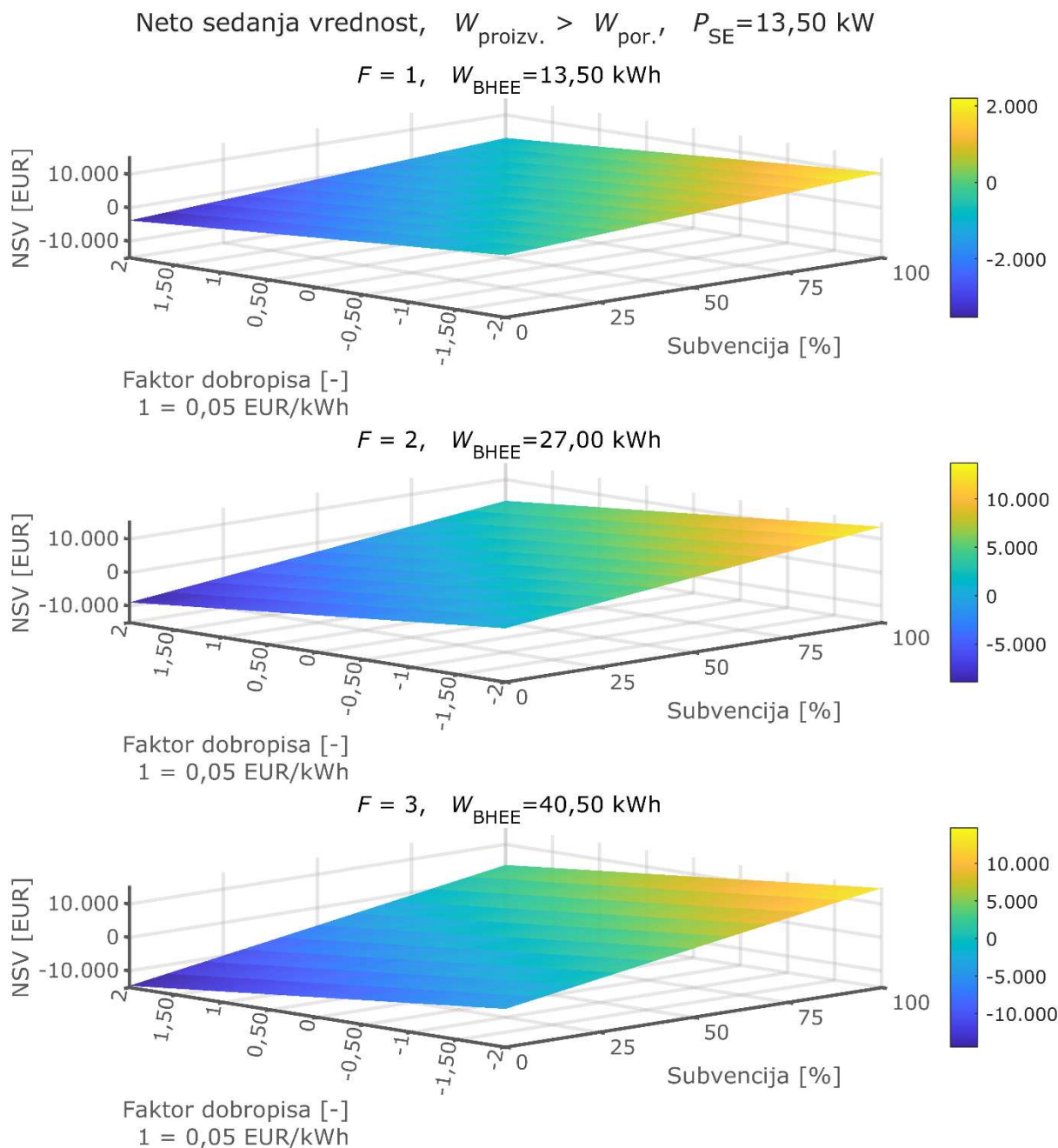
Slike 5.36 – 5.38 prikazujejo vpliv faktorja dobropisa in višine subvencije na NSV investicije.



Slika 5.36: Prikaz NSV za scenarij $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.



Slika 5.37: Prikaz NSV za scenarij $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.

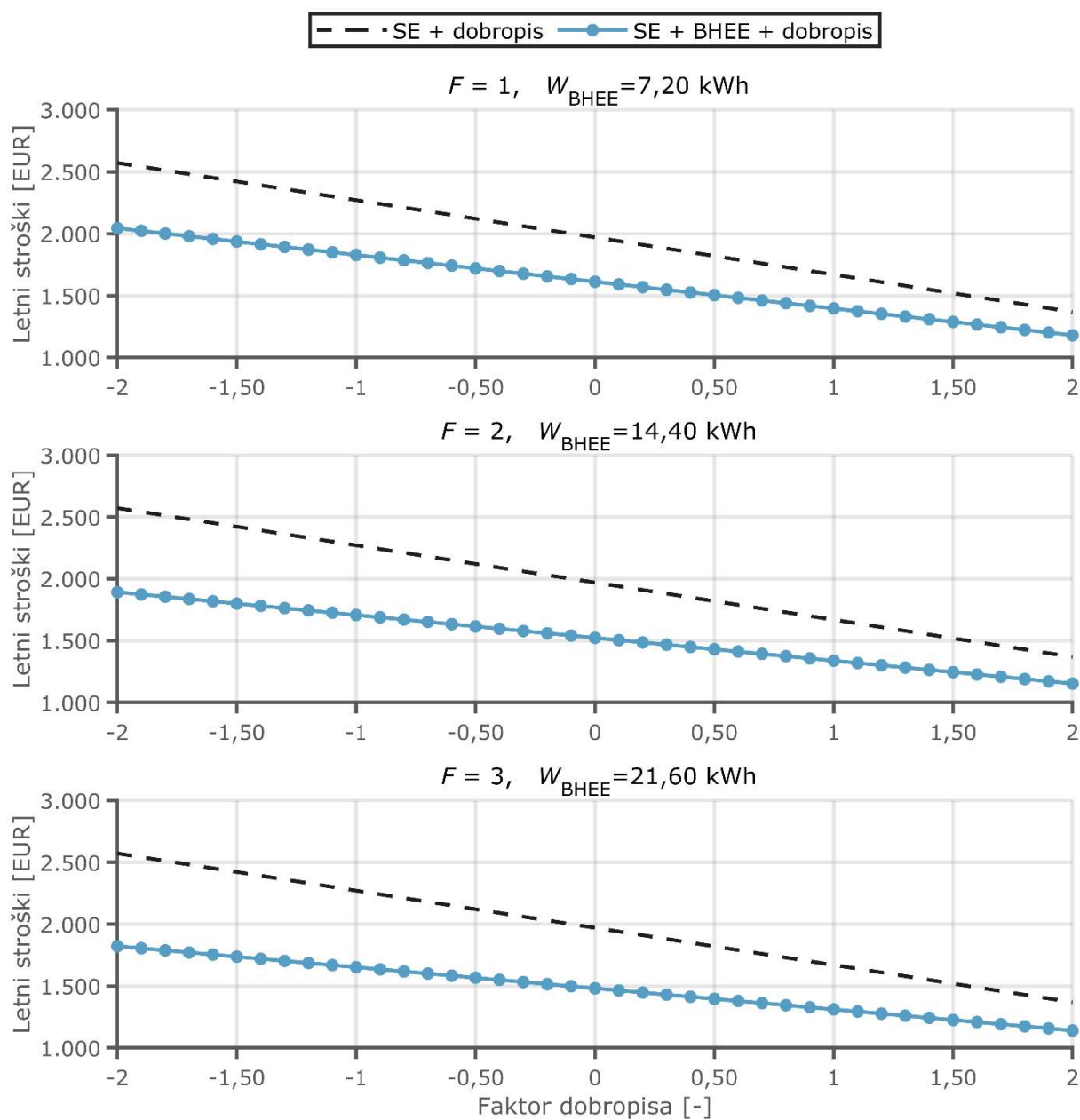


Slika 5.38: Prikaz NSV za scenarij $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju deleža subvencije in faktorja dobropisa za primer 3.

Iz slik 5.36–5.38 je razvidno, da se pri negativnih vrednostih faktorja dobropisa NSV investicije povečuje. To potrjuje ugotovitve iz analiz VDI in kaže, da BHEE v takšnih razmerah prevzema vlogo neke vrste zaščitnega mehanizma pred neugodnimi pogoji vrednotenja presežne električne energije.

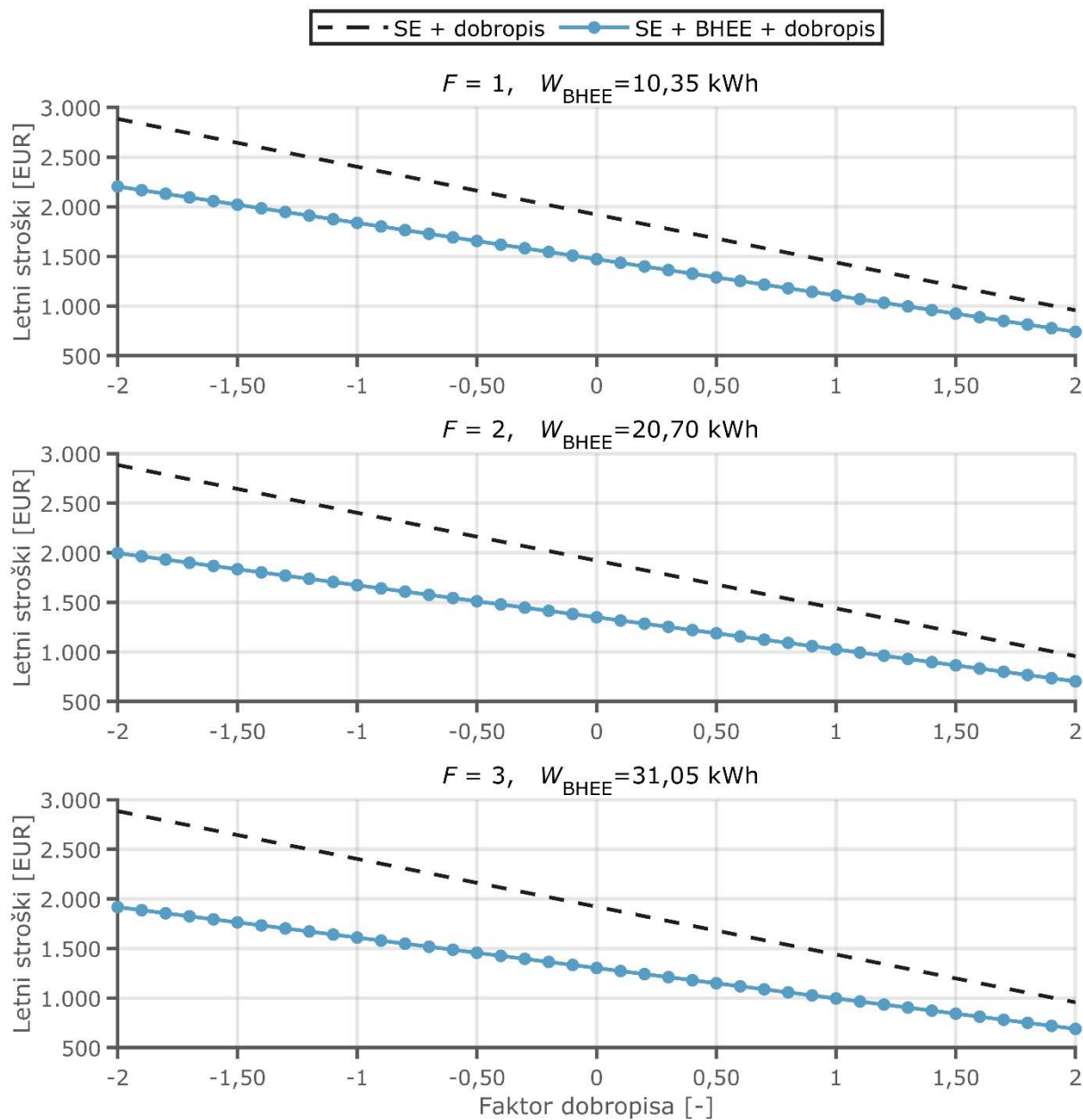
Dodatni vpogled v razloge za takšno obnašanje podajajo slike 5.39–5.41, ki prikazujejo občutljivost letnih stroškov na spremembo faktorja dobropisa za vse tri analizirane scenarije ($W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$, $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$, $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$).

Letni stroški, $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$, $P_{\text{SE}} = 7,20 \text{ kW}$



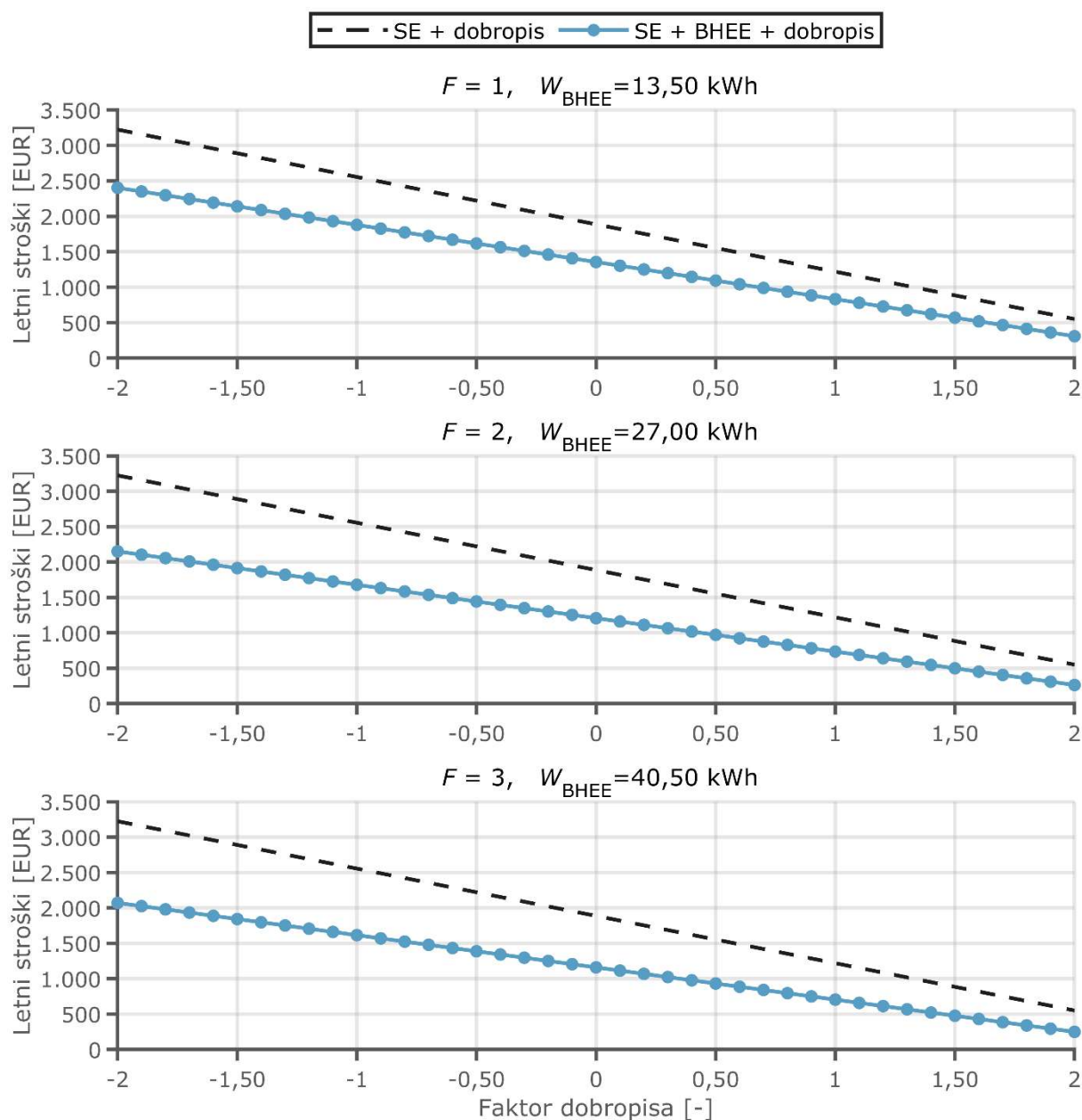
Slika 5.39: Prikaz spreminjanja letnih stroškov za scenarij $W_{\text{por.}} > W_{\text{proizv.}}$ ob spreminjanju faktorja dobropisa.

Letni stroški, $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}, P_{\text{SE}} = 10,35 \text{ kW}$



Slika 5.40: Prikaz spreminjanja letnih stroškov za scenarij $W_{\text{proizv.}} \approx W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju faktorja dobropisa.

Letni stroški, $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$, $P_{\text{SE}} = 13,50 \text{ kW}$



Slika 5.41: Prikaz spreminjanja letnih stroškov za scenarij $W_{\text{proizv.}} > W_{\text{por.}}$ ob spreminjanju faktorja dobropisa.

Iz slik 5.39–5.41 je razvidno, da se pri negativnih vrednostih faktorja dobropisa stroški referenčnega scenarija brez BHEE začnejo hitro povečevati zaradi stroškov oddaje presežne električne energije v omrežje. Sistem z BHEE je temu vplivu bistveno manj izpostavljen, saj večji del proizvedene električne energije porabi lokalno. Razlika med obema sistemoma se zato povečuje, kar neposredno vodi do večjih letnih prihrankov in ugodnejših ekonomskih kazalnikov BHEE.

Rezultati tretjega primera kažejo, da lahko prihodnji načini obračunavanja presežne električne energije pomembno vplivajo na ekonomsko upravičenost BHEE. V primeru nizko ali celo negativno ovrednotene oddane električne energije, BHEE ne predstavlja več zgolj sredstva za povečanje stopnje samooskrbe, temveč tudi način zmanjševanja izpostavljenosti uporabnika prihodnjim regulatornim in tržnim spremembam.

d) Primerjava vseh 3 primerov

Izvedena občutljivostna analiza je pokazala, da imajo na ekonomsko upravičenost BHEE pomemben vpliv tako višina subvencije kot tudi način vrednotenja presežne električne energije. Hkrati rezultati jasno kažejo, da lahko že sama izbira referenčnega scenarija bistveno vpliva na izračunane vrednosti navadne VDI, diskontirane VDI in NSV investicije.

Pri vseh treh analiziranih primerih se je kot najpomembnejši dejavnik izkazala višina subvencije. Povečevanje subvencije neposredno zmanjšuje začetni investicijski vložek in zato povzroča krajšanje VDI ter povečevanje NSV investicije. V primerjavi s faktorjem dobropisa je vpliv subvencije praviloma izrazitejši, kar kaže, da so investicijski stroški trenutno eden ključnih omejitvenih dejavnikov širše uporabe BHEE pri gospodinjskih odjemalcih. Rezultati so hkrati pokazali, da povečevanje kapacitete BHEE ne vodi nujno do sorazmerno boljših ekonomskih kazalnikov. Čeprav večji BHEE praviloma omogoča višjo stopnjo samooskrbe in dodatno zmanjšanje izmenjave električne energije z omrežjem, dodatni letni prihranki praviloma ne sledijo sorazmerno povečanim investicijskim stroškom. Posledično so bili v večini analiziranih primerov ekonomsko najugodnejši BHEE manjše kapacitete, medtem ko so se pri večjih kapacitetah pojavljale daljše VDI in nižje vrednosti NSV.

Primerjava prvega in drugega primera jasno pokaže vpliv izbire referenčnega scenarija. Čeprav so tehnične lastnosti sistema v obeh primerih popolnoma enake, so zaradi drugačne referenčne cene dobropisa doseženi različni ekonomski kazalniki. V drugem primeru, kjer je referenčni scenarij ovrednoten z bistveno nižjim dobropisom, je relativna korist BHEE večja, kar vodi do krajših VDI in višjih vrednosti NSV. Takšen rezultat potrjuje, da lahko ekonomski kazalniki močno dependirajo od izbranih predpostavk analize in jih je zato potrebno vedno interpretirati skupaj z uporabljenim referenčnim scenarijem. Največ razlik je mogoče opaziti pri tretjem primeru, kjer se faktor dobropisa spreminja tudi v referenčnem scenariju. Takšen pristop predstavlja najbolj neposredno primerjavo med sistemom z BHEE in sistemom brez BHEE pri enakih pogojih. Rezultati kažejo, da se pri nizkih oziroma negativnih vrednostih dobropisa relativna korist BHEE povečuje. Razlog je v tem, da BHEE zmanjšuje količino presežne električne energije oddane v omrežje, zaradi česar je manj izpostavljen neugodnemu vrednotenju oddane električne energije. V takšnih razmerah BHEE ne predstavlja več zgolj sredstva za povečanje stopnje samooskrbe, temveč tudi mehanizem za zmanjševanje tveganja, povezanega s prihodnjimi spremembami tržnih in regulatornih pogojev.

Prav rezultati drugega in tretjega primera nakazujejo, da lahko način vrednotenja presežne električne energije pomembno vpliva na ekonomsko upravičenost vgradnje BHEE. Nižje vrednotenje oddane električne energije v omrežje zmanjšuje ekonomsko privlačnost oddajanja viškov v omrežje in posledično povečuje korist lokalne porabe proizvedene električne energije. Takšni mehanizmi lahko predstavljajo enega izmed možnih pristopov za spodbujanje vgradnje BHEE, saj uporabnike usmerjajo k shranjevanju presežkov električne energije in njihovi kasnejši uporabi na mestu proizvodnje. Posledično se zmanjšujejo količine električne energije oddane v omrežje, povečuje se stopnja lokalne samooskrbe, hkrati pa se zmanjšujejo obremenitve omrežja. Pri tem je treba poudariti, da rezultati tretjega primera ne predstavljajo predloga za uvedbo negativnih cen dobropisa oziroma zaračunavanja oddane električne energije v omrežje. Takšen sistem bi lahko med uporabniki povzročil precejšen odpor, saj gre za električno energijo, ki jo proizvedejo z lastno investicijo v SE. Poleg tega bi bilo z vidika uporabnikov smiselno pričakovati, da je oddana električna energija ovrednotena vsaj skladno s ceno električne energije na trgu. Negativne vrednosti dobropisa so bile zato v analizo vključene predvsem kot teoretični primer, s katerim je mogoče oceniti občutljivost ekonomskih kazalnikov na prihodnje spremembe regulatornega in tržnega okolja. Rezultati takšne analize jasno kažejo, da se pomen BHEE povečuje z zmanjševanjem vrednosti oddane električne energije, saj omogoča zmanjšanje odvisnosti uporabnika od zunanjih načinov obračunavanja presežne proizvodnje električne energije.

Na podlagi izvedene analize je mogoče zaključiti, da trenutne ekonomske koristi BHEE pri obravnavanem odjemalcu brez dodatnih spodbud ostajajo razmeroma omejene. Kljub temu rezultati kažejo, da lahko spremembe sistema vrednotenja presežne električne energije in ustrezno oblikovani podporni mehanizmi, pomembno izboljšajo ekonomsko upravičenost BHEE. Prihodnji razvoj zakonodajnega okvira bo zato verjetno eden ključnih dejavnikov, ki bo vplival na hitrost širše uporabe BHEE v segmentu gospodinjskih odjemalcev. Analiza hkrati potrjuje, da bo v prihodnje ekonomska vrednost BHEE vse manj povezana zgolj s povečevanjem

stopnje samooskrbe in vse bolj z njegovo sposobnostjo prilagajanja spremembam na področju obračunavanja in vrednotenja presežkov (viškov) proizvedene električne energije.

6 SCENARIJI IN PRIPOROČILA

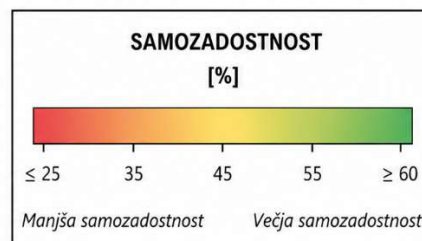
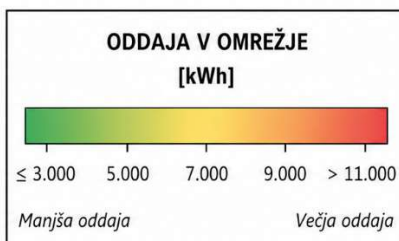
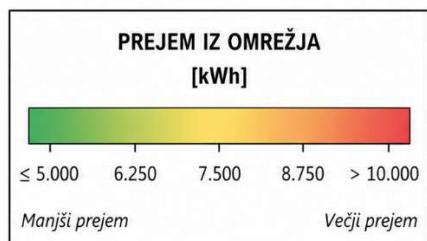
6.1 PRIMERJAVA RAZLIČNIH SCENARIJEV UPORABE HRANILNIKA ELEKTRIČNE ENERGIJE

V predhodnih poglavjih so bili analizirani različni scenariji uporabe BHEE, ki se med seboj razlikujejo glede na razmerje med proizvodnjo in porabo električne energije ter glede na velikost SE in kapaciteto ter moč BHEE. Pri vseh analizah je bila uporabljena enaka metodologija upravljanja BHEE, zato je mogoče rezultate neposredno primerjati in ovrednotiti vpliv posameznih tehničnih parametrov na delovanje celotnega sistema.

Tabela 6.1 prikazuje povzetek ključnih tehničnih kazalnikov za vse obravnavane scenarije. Kot primerjalni kazalniki so izbrani letni prejem električne energije iz omrežja, letna oddaja električne energije v omrežje ter stopnja samozadostnosti odjemalca.

Tabela 6.1: Povzetek rezultatov tehnične analize.

				Prejem iz omrežja [kWh]	Oddaja v omrežje [kWh]	Samozadostnost [%]
Brez SE in BHEE				12.758,75	/	/
SE	$P_{SE} = 7,20 \text{ kW}$			9.731,83	6.016,00	23,72
	$P_{SE} = 10,35 \text{ kW}$			9.397,66	9.638,10	26,34
	$P_{SE} = 13,50 \text{ kW}$			9.168,62	13.365,34	28,14
SE + BHEE	$P_{SE} = 7,20 \text{ kW}$	$W_{BHEE} = 7,20 \text{ kWh}$	$P_{BHEE} = 5,40 \text{ kW}$	8.037,96	4.322,51	37,00
		$W_{BHEE} = 14,40 \text{ kWh}$		7.413,88	3.698,44	41,89
		$W_{BHEE} = 21,60 \text{ kWh}$		7.123,64	3.408,19	44,17
	$P_{SE} = 10,35 \text{ kW}$	$W_{BHEE} = 10,35 \text{ kWh}$	$P_{BHEE} = 7,70 \text{ kW}$	7.075,71	7.316,54	44,54
		$W_{BHEE} = 20,70 \text{ kWh}$		6.223,13	6.463,97	51,22
		$W_{BHEE} = 31,05 \text{ kWh}$		5.897,64	6.138,47	53,78
	$P_{SE} = 13,50 \text{ kW}$	$W_{BHEE} = 13,50 \text{ kWh}$	$P_{BHEE} = 10,10 \text{ kW}$	6.274,13	10.471,23	50,82
		$W_{BHEE} = 27,00 \text{ kWh}$		5.239,85	9.436,95	58,93
		$W_{BHEE} = 40,50 \text{ kWh}$		4.911,84	9.108,94	61,50



Rezultati kažejo, da sama vgradnja SE sicer pomembno zmanjša količino električne energije prejete iz omrežja, vendar ostaja stopnja samozadostnosti relativno nizka in znaša med 23,72 % in 28,14 %. Hkrati se pojavljajo velike količine presežne proizvedene električne energije, ki se oddajajo v omrežje. Takšno stanje kaže na omejeno časovno usklajenost med proizvodnjo in porabo električne energije ter predstavlja glavni razlog za uporabo BHEE.

Z vgradnjo BHEE se pri vseh analiziranih konfiguracijah zmanjšata tako prejem kot tudi oddaja električne energije v omrežje, hkrati pa se poveča stopnja samozadostnosti. Največje izboljšanje je opazno pri konfiguracijah z večjo proizvodnjo električne energije, kjer so na voljo večje količine presežkov za

shranjevanje. V najboljšem analiziranem primeru se stopnja samozadostnosti poveča na 61,50 %, kar pomeni, da je mogoče z ustrezno kombinacijo SE in BHEE več kot polovico potreb po električni energiji pokriti z lokalno proizvedeno električno energijo.

Primerjava različnih velikosti BHEE pokaže, da se tehnične koristi z večanjem kapacitete postopoma zmanjšujejo. Razlike med najmanjšimi in srednjimi kapacitetami BHEE so praviloma večje kot razlike med srednjimi in največjimi kapacitetami. Takšen rezultat kaže na pojav postopnega nasičenja, saj je količina razpoložljive električne energije za shranjevanje omejena s profilom proizvodnje in porabe električne energije. Po določeni točki dodatno povečevanje kapacitete BHEE ne omogoča več sorazmernega izboljšanja tehničnih kazalnikov.

Na podlagi izvedene primerjave je mogoče zaključiti, da BHEE predstavlja učinkovito rešitev za povečanje stopnje samooskrbe in zmanjšanje izmenjave električne energije z omrežjem. Njegov največji prispevek ni zgolj v zmanjševanju količine električne energije prejete iz omrežja, temveč predvsem v izboljšanju časovne usklajenosti med proizvodnjo in porabo električne energije. S tem se zmanjšuje količina presežkov oddanih v omrežje, povečuje izkoriščenost lokalno proizvedene električne energije ter zmanjšuje obremenjevanje elektroenergetskega sistema.

6.2 PRIPOROČILA ZA INVESTICIJSKO ODLOČITEV IN STRATEGIJO UPRAVLJANJA ENERGIJE

Prehod iz sistema NET-METERING na novo shemo obračuna električne energije predstavlja pomembno spremembo v načinu vključevanja sistemov individualne samooskrbe v elektroenergetsko omrežje. V okviru sistema NET-METERING je bila proizvedena električna energija obravnavana na letni ravni, zaradi česar časovna neusklajenost med proizvodnjo in porabo električne energije za uporabnika ni predstavljala bistvenega ekonomskega dejavnika. Posledično uporabniki niso bili neposredno motivirani za prilagajanje porabe električne energije časovnemu poteku proizvodnje SE ali za vključevanje dodatnih tehnologij za shranjevanje električne energije.

Nove sheme obračuna vključno z načinom obračuna analiziranem v tej študiji (DOBROPIS) bodo najverjetneje povečevale pomen sprotne porabe proizvedene električne energije in učinkovitejše upravljanje energijskih tokov znotraj posameznega odjemnega mesta. Takšen pristop lahko dolgoročno prispeva k večji časovni usklajenosti med proizvodnjo in porabo električne energije ter posledično k zmanjševanju količine presežne električne energije, ki se oddaja v omrežje. Na ravni omrežja to pomeni prehod od koncepta letnega energijskega uravnoteženja k aktivnejšemu sodelovanju uporabnikov pri zagotavljanju energetske fleksibilnosti in učinkovitejši izrabi lokalno proizvedene električne energije.

Rezultati izvedene ekonomske analize potrjujejo, da imajo podporni mehanizmi še vedno ključno vlogo pri oblikovanju ekonomskih pogojev za širšo uporabo BHEE. V obdobju prehoda na nov sistem obračuna električne energije lahko različne oblike spodbud pomembno vplivajo na hitrost uvajanja BHEE in posledično na način delovanja sistemov individualne samooskrbe. Pri tem ne gre zgolj za izboljšanje ekonomskih kazalnikov posamezne investicije, temveč tudi za ustvarjanje pogojev za širšo uporabo tehnologij, ki omogočajo učinkovitejše upravljanje s presežno proizvedeno električno energijo iz OVE. Z vidika omrežja lahko večja razširjenost BHEE prispeva k zmanjševanju konic porabe električne energije, zmanjševanju oddaje presežne električne energije v omrežje ter večji lokalni izrabi proizvedene električne energije. Pri oblikovanju prihodnjih podpornih mehanizmov je zato smiselno upoštevati ne le neposredne koristi za posameznega uporabnika (čeprav so morda le te največkrat podlaga za odločitev glede investicije), temveč tudi širše sistemske učinke, ki jih lahko prinese povečana uporaba BHEE. Novi pristopi morajo tako omogočati usklajevanje interesov uporabnikov, investorjev ter hkrati tudi operaterjev omrežja. Prihodnji razvoj sistemov individualne samooskrbe bo v veliki meri povezan z nadaljnjim povečevanjem deleža razpršenih OVE ter z vključevanjem tehnologij, ki omogočajo večjo prilagodljivost odjema in proizvodnje električne energije. SE bodo tudi v prihodnje predstavljale temeljni element sistemov samooskrbe, njihovo učinkovito vključevanje v omrežje pa bo vse bolj odvisno od sposobnosti lokalnega prilagajanja proizvodnje in porabe električne energije. V tem kontekstu postajajo BHEE pomemben gradnik prihodnjih energetskega rešitev. Hkrati razvoj digitalnih tehnologij na čelu z umetno inteligenco ter sistemov za upravljanje energije odpira možnosti za naprednejše oblike

optimizacije delovanja sistemov samooskrbe. Pri nadaljnjem razvoju področja samooskrbe je zato smiselno spodbujati rešitve, ki poleg ekonomskih koristi za uporabnike prispevajo tudi k učinkovitejšemu delovanju omrežja, večji izrabi lokalno proizvedene električne energije ter večji fleksibilnosti celotnega omrežja. Samo takšen pristop bo namreč ob predvidenem dvigu porabe, splošni elektrifikaciji in želji po energetski samozadostnosti tako na lokalnem, državnem in evropskem nivoju uspel zagotavljati nadaljno integracijo OVE.

7 ZAKLJUČEK

V zaključku študije »Izdelava študije oziroma analize prehoda iz sistema NET-METERING na obstoječ obračun električne energije« so povzete ključne ugotovitve izvedene tehnične in ekonomske analize vpliva vključitve BHEE v sistem samooskrbe s SE po ukinitvi sistema NET-METERING.

Izvedena analiza je pokazala, da je sistem NET-METERING pomembno prispeval k hitremu razvoju individualne samooskrbe z električno energijo v Sloveniji. Z uvedbo letnega netiranja prevzete in oddane električne energije je omogočil enostaven in ekonomsko ugoden model obračunavanja, ki je pomembno spodbudil investicije v SE. Kljub temu pa se je z večanjem števila samooskrbnih SE pokazalo, da takšen sistem dolgoročno ni več ustrezen. Ker temelji na letni kompenzaciji električne energije, ne upošteva dejanske časovne vrednosti električne energije, ki se spreminja glede na razmere na trgu električne energije, letni čas in del dneva. Poleg tega sistem NET-METERING ne odraža dejanske uporabe omrežja, saj uporabnikom omogoča uporabo omrežja kot navideznega HEE, zaradi česar prihaja tudi do zmanjšanja prihodkov iz naslova omrežnine. Navedeni vpliv se delno zmanjšuje z uvedbo novega sistema obračunavanja omrežnine, ki poleg komponente porabljene električne energije vključuje tudi komponento dogovorjene obračunske moči.

Rezultati tehnične analize so pokazali, da vključitev BHEE pozitivno vpliva na delovanje sistema samooskrbe. Z vključitvijo BHEE se poveča delež samozadostnosti, saj se zmanjšata količina električne energije oddane v omrežje in količina električne energije prejete iz omrežja. S tem se izboljša časovna usklajenost med proizvodnjo električne energije iz SE in porabo električne energije, poveča lokalna izraba proizvedene električne energije ter zmanjša obremenjevanje omrežja.

Rezultati ekonomske analize so pokazali, da na upravičenost investicije v BHEE pomembno vplivajo: podpore za spodbujanje proizvodnje energije iz obnovljivih virov energije, višina subvencije, način vrednotenja oddane električne energije v elektrodistribucijsko omrežje ter izbran referenčni scenarij. Ekonomski kazalniki, kot sta VDI in NSV, se lahko med posameznimi scenariji bistveno razlikujejo, zato ekonomske upravičenosti investicije ni mogoče posploševati. Pri interpretaciji rezultatov je posebej pomembna izbira referenčnega scenarija, saj ta neposredno vpliva na ocenjeno donosnost investicije. Na podlagi izvedenih analiz je mogoče ugotoviti, da morajo biti prihodnje podpore za spodbujanje proizvodnje energije iz obnovljivih virov energije usmerjene predvsem v spodbujanje tehnologij, ki prispevajo k večji lokalni porabi proizvedene električne energije, zmanjšanju obremenitev omrežja in učinkovitejši integraciji OVE.

Pri interpretaciji rezultatov je treba upoštevati tudi omejitve izvedene študije. Analiza je bila izvedena na primeru enega porabnika z različnimi scenariji velikosti SE in BHEE. Uporabljena je bila osnovna strategija delovanja BHEE, medtem ko naprednejši načini upravljanja, kot so load shifting, peak shaving in optimizacija glede na dinamične cene električne energije, niso bili vključeni. Prav tako v analizi niso bile upoštevane degradacija SE in BHEE ter morebitne spremembe cen električne energije, omrežnine, časovnih blokov in drugih regulatornih oziroma tržnih pogojev v celotnem obdobju obratovanja. Pri vrednotenju oddane električne energije je bil uporabljen model dobropisa, pri čemer lahko dobavitelji električne energije uporabnikom ponudijo tudi drugačne modele obračunavanja.

Kljub navedenim omejitvam rezultati študije potrjujejo, da vključitev BHEE predstavlja učinkovito rešitev za prilagajanje sistemov samooskrbe novim obračunskim razmeram po ukinitvi sistema NET-METERING. Dejanska ekonomska upravičenost investicije pa je odvisna predvsem od značilnosti posameznega uporabnika, velikosti SE, profila porabe električne energije, načina vrednotenja oddane električne energije v elektrodistribucijsko omrežje, višine podpore za spodbujanje proizvodnje energije iz obnovljivih virov energije ter prihodnjega razvoja trga električne energije in regulativnega okolja.

Na podlagi izvedene študije je mogoče ugotoviti, da so bili zastavljeni namen in cilji študije v celoti doseženi, saj je študija:

- pripravila celovito analizo prehoda iz sistema NET-METERING na obstoječi obračunski model električne energije,
- analizirala tehnične in ekonomske vplive vključitve BHEE v sistem samooskrbe s SE,

- predstavila metodologijo določanja optimalne velikosti in načina uporabe BHEE glede na profil porabe in proizvodnje električne energije,
- ovrednotila vpliv vključitve BHEE na delež samozadostnosti, uporabo omrežja ter količino oddane in prejete električne energije,
- določila pričakovane finančne učinke investicije v različnih scenarijih, vključno z letnimi prihranki, VDI in NSV,
- analizirala vpliv podpor za spodbujanje proizvodnje energije iz obnovljivih virov energije oziroma subvencij, referenčnega scenarija in načina vrednotenja oddane električne energije na ekonomsko upravičenost investicije,
- podala priporočila za odločanje o investicijah v BHEE ter predstavila strokovne podlage za nadaljnji razvoj strategij upravljanja energije v spremenjenih regulativnih pogojih.

Rezultati študije predstavljajo strokovno podlago tako za končne uporabnike pri načrtovanju investicij v sisteme samooskrbe kot tudi za oblikovalce podpornih in regulativnih mehanizmov, katerih cilj je dolgoročno vzdržen razvoj razpršene proizvodnje električne energije ter učinkovito in zanesljivo delovanje elektroenergetskega sistema.

8 VIRI IN LITERATURA

- [1] A. Poullikkas, G. Kourtis, and I. Hadjipaschalis, "A review of net metering mechanism for electricity renewable energy sources," *Journal homepage: www. IJEE. IEEFoundation. org*, vol. 4, pp. 975–1002, 2013.
- [2] "Renewables in energy supply," 30. Maj, 2026; https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/energy_supply/01_energy_supply/02_policy/.
- [3] C. o. E. E. R. (CEER), *Regulatory and Consumer Considerations for Decentralised Energy Opportunities*, 2025.
- [4] "PV portal," 20.05, 2026; <https://pv.fe.uni-lj.si/sl/podatki/stanje-se/>.
- [5] "gov.si," 20.05, 2026; <https://www.gov.si/novice/2026-01-30-slovenija-vec-kot-potrojila-soncne-kapacitete-v-stirih-letih/>.
- [6] "ELES," 20.05, 2026; <https://www.eles.si/>.
- [7] "gen-isonce.si," 20.05, 2026; <https://gen-isonce.si/novice/soncne-elektrarne-in-net-metering/>.
- [8] "Energetika-portal," 20.05, 2026; <https://www.energetika-portal.si/nc/novica/n/javna-obravnavna-uredbe-o-nadomestilih-dobaviteljem-za-gospodinjsko-samooskrbo-z-letnim-netiranjem/>.
- [9] "AGEN-RS," 20.05, 2026; <https://www.agen-rs.si/gospodinjski/elektrika/obrazlozitev-racuna>.
- [10] "Borzen, Priročnik za postavitev OVE in SPTE proizvodnih naprav," 20.05, 2026; <https://borzen.si/sl/si/tocka-ove/strokovna-gradiva/prirocnik-za-postavitev-ove-in-spte-proizvodnih-naprav>.
- [11] S. Seme, K. Sredensek, B. Stumberger, and M. Hadziselimovic, "Analysis of the performance of photovoltaic systems in Slovenia," *Solar Energy*, vol. 180, pp. 550–558, Mar 1, 2019.
- [12] "Informativna objava odobrene opreme," 3. Maj, 2026; <https://www.sodo.si/objave/informativna-objava-odobrene-opreme>.
- [13] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, and J. Salpakari, "Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 785–807, May, 2015.
- [14] H. Ibrahim, A. Ilinca, and J. Perron, "Energy storage systems - Characteristics and comparisons," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 5, pp. 1221–1250, Jun, 2008.
- [15] B. Diouf, and R. Pode, "Potential of lithium-ion batteries in renewable energy," *Renewable Energy*, vol. 76, pp. 375–380, Apr, 2015.
- [16] B. Zakeri, and S. Syri, "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 569–596, Feb, 2015.
- [17] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm, "Photovoltaic self-consumption in buildings: A review," *Applied Energy*, vol. 142, pp. 80–94, Mar 15, 2015.
- [18] J. Wang, P. Liu, J. Hicks-Garner, E. Sherman, S. Soukiazian, M. Verbrugge, H. Tataria, J. Musser, and P. Finamore, "Cycle-life model for graphite-LiFePO cells," *Journal of Power Sources*, vol. 196, no. 8, pp. 3942–3948, Apr 15, 2011.
- [19] M. Dubarry, A. Pearson, K. Pringle, Y. Shekibi, and S. Pas, "Impact of Temperature and Depth of Discharge on Commercial Nickel Manganese Oxide and Lithium Iron Phosphate Batteries After Three Years of Aging," *Batteries-Basel*, vol. 11, no. 7, Jun 22, 2025.
- [20] "Europe-Solar Store - BYD," 15. Maj, 2026; <https://www.europe-solarstore.com/storage-and-system-solutions/solar-storage-batteries/byd.html>.
- [21] "EtronixCenter - BYD," 15. Maj, 2026; <https://etronixcenter.com/en/8177239-byd-hvm-cb-byd-byd-battery-box-hvm-premium-83-221kwh-ess-storage-v2.html>.
- [22] "ZeroPower - Huawei," 15. Maj, 2026; <https://www.zeropower.be/thuisbatterij/huawei/>.
- [23] "Pylontech," 15. Maj, 2026; <https://en.pylontech.com.cn/>.

- [24] "WattUNeed - Pylontech," 15. Maj, 2026; <https://www.wattuneed.com/en/lithium-battery/25955-batterie-lithium-lifepo4-48-kwh-pylontech-us5000-48-v-100-ah-communication-can-rs485-0768563815683.html>.
- [25] "PuntoEnergia - Pylontech," 15. Maj, 2026; <https://www.puntoenergiashop.it/gb/batteries/lithium-batteries/pylontech/>.
- [26] "Europe-Solar Store - Sungrow," 15. Maj, 2026; <https://www.europe-solarstore.com/sungrow-sbr192-lithium-ion-battery.html>.
- [27] "Power and Storage - Sungrow," 15. Maj, 2026; <https://www.power-and-storage.de/en-gb/shop/Sungrow-SBR256-25-6kWh-p464288375>.
- [28] "Dyness," 15. Maj, 2026; <https://dyness.com/>.
- [29] "Photovoltaik Shop - Dyness," 15. Maj, 2026; <https://www.photovoltaik-shop.com/en/storage-systems/dyness-storage-battery.html>.
- [30] "mgsolar - Dyness," 15. Maj, 2026; <https://www.mg-solar-shop.com/pv-battery-systems/storages-solar-batteries/dyness-battery-storage/>.
- [31] "Tesla Powerwall," 15. Maj, 2026; <https://www.tesla.com/powerwall?>
- [32] "Tesla Powerwall 3, Price UK (2026): Costs, Installation & Payback," 15. Maj, 2026; <https://heatable.co.uk/battery-storage/advice/tesla-powerwall-3-costs?>
- [33] "Agencija za energijo Republike Slovenije (AGEN-RS)," 15. Maj, 2026; <https://www.agen-rs.si/>.
- [34] "Borzen, operater trga z električno energijo, d. o. o.," 10. Maj, 2026; <https://borzen.si/en-us/>.
- [35] "Ministrstvo za finance Republike Slovenije," 10. Maj, 2026; <https://www.gov.si/en/state-authorities/ministries/ministry-of-finance/>.