UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO

EKONOMSKI VIDIKI PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ OBNOVLJIVIH VIROV ENERGIJE V SLOVENIJI

Ljubljana, avgust 2020 ROK HRASTNIK

IZJAVA O AVTORSTVU

Podpisani Rok Hrastnik, študent Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, avtor predloženega dela z naslovom Ekonomski vidiki proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov energije v Sloveniji, pripravljenega v sodelovanju s svetovalko red. prof. dr. Nevenko Hrovatin in sosvetovalcem red. prof. dr. Mihaelom Sekavčnikom

I Z J A V L J A M

1. da sem predloženo delo pripravil samostojno;

2. da je tiskana oblika predloženega dela istovetna njegovi elektronski obliki;

3. da je besedilo predloženega dela jezikovno korektno in tehnično pripravljeno v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, kar pomeni, da sem poskrbel, da so dela in mnenja drugih avtorjev oziroma avtoric, ki jih uporabljam oziroma navajam v besedilu, citirana oziroma povzeta v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani;

4. da se zavedam, da je plagiatorstvo – predstavljanje tujih del (v pisni ali grafični obliki) kot mojih lastnih – kaznivo po Kazenskem zakoniku Republike Slovenije;

5. da se zavedam posledic, ki bi jih na osnovi predloženega dela dokazano plagiatorstvo lahko predstavljalo za moj status na Ekonomski fakulteti Univerze v Ljubljani v skladu z relevantnim pravilnikom;

6. da sem pridobil vsa potrebna dovoljenja za uporabo podatkov in avtorskih del v predloženem delu in jih v njem jasno označil;

7. da sem pri pripravi predloženega dela ravnal v skladu z etičnimi načeli in, kjer je to potrebno, za raziskavo pridobil soglasje etične komisije;

8. da soglašam, da se elektronska oblika predloženega dela uporabi za preverjanje podobnosti vsebine z drugimi deli s programsko opremo za preverjanje podobnosti vsebine, ki je povezana s študijskim informacijskim sistemom članice;

9. da na Univerzo v Ljubljani neodplačno, ne izključno, prostorsko in časovno neomejeno prenašam pravico shranitve predloženega dela v elektronski obliki, pravico reproduciranja ter pravico dajanja predloženega dela na voljo javnosti na svetovnem spletu preko Repozitorija Univerze v Ljubljani;

10. da hkrati z objavo predloženega dela dovoljujem objavo svojih osebnih podatkov, ki so navedeni v njem in v tej izjavi.

V Ljubljani, dne _____ Podpis študenta: _____

KAZALO

UVOD **1**

1 ENERGIJA **4**

1.1 Definicija energije **4**

1.2 Klasifikacija primarne energije na obnovljive in neobnovljive vire **5**

1.2.1 Obnovljivi viri energije 5

1.2.2 Neobnovljivi viri energije 6

2 ELEKTRIČNA ENERGIJA **6**

2.1 Definicija električne energije **6**

2.2 Oskrbna veriga trga z električno energijo **7**

2.2.1 Distribucija 7

2.2.2 Prenos 8

2.2.3 Trgovanje – odkup in dobava 8

2.2.4 Proizvodnja električne energije 8

3 TEHNOLOGIJE ZA PROIZVODNJO ELEKTRIČNE ENERGIJE, REŽIMI OBRATOVANJA IN SISTEMI ZA SHRANJEVANJE ENERGIJE **9**

3.1 Tehnologije za proizvodnjo električne energije iz neobnovljivih virov **9**

3.1.1 Termoelektrarne 10

3.1.2 Jedrske elektrarne 10

3.2 Tehnologije za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov **11**

3.2.1 Hidroelektrarne 13

3.2.2 Vetrne elektrarne 15

3.2.3 Fotonapetostni moduli 17

3.3 Režimi obratovanja pri proizvodnji električne energije **18**

3.3.1 Obratovanje v pasu 20

3.3.2 Obratovanje v trapezu 20

3.3.3 Obratovanje v konici 20

3.4 Sistemi za shranjevanje energije **21**

4 KRITERIJI ZA IZBOR USTREZNIH TEHNOLOGIJ PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE **22**

4.1 Podnebna trajnost **22**

4.2 Zanesljivost oskrbe **24**

4.3 Konkurenčnost oskrbe ... **26**

5 OSNOVE POSLOVANJA PRI PROIZVODNJI ELEKTRIČNE ENERGIJE ... **26**

5.1 Prihodki ... **28**

5.1.1 Prihodki iz naslova prodaje električne energije ... 28

5.1.2 Ostali poslovni prihodki ... 28

5.1.3 Finančni prihodki ... 28

5.2 Odhodki ... **29**

5.2.1 Stroški materiala in storitev ... 30

5.2.2 Stroški dela ... 31

5.2.3 Amortizacija in odpisi vrednosti ... 31

5.2.4 Ostali poslovni odhodki ... 31

5.2.5 Finančni odhodki ... 32

5.3 Polna lastna cena električne energije ... **32**

6 IZRAČUN POLNE LASTNE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE PROIZVEDENE V KONVENCIONALNIH TEHNOLOGIJAH V SLOVENIJI ... **34**

6.1 Nuklearna elektrarna Krško ... **34**

6.2 Termoelektrarna Šoštanj ... **37**

6.3 Termoelektrarna Brestanica ... **40**

7 IZRAČUN POLNE LASTNE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE PROIZVEDENE V HIDROELEKTRARNAH V SLOVENIJI ... **43**

7.1 Dravske elektrarne Maribor ... **43**

7.2 Soške elektrarne Nova Gorica ... **46**

7.3 Hidroelektrarne na Spodnji Savi ... **49**

7.4 Savske elektrarne Ljubljana ... **52**

8 OBČUTLJIVOSTNA ANALIZA SPREMINJANJA PROIZVODNJE V HIDROELEKTRARNAH NA PONDERIRANO POLNO LASTNO CENO ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI ... **55**

8.1 Vpliv zmanjšanja proizvodnje hidroelektrarn za 50 % na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj ... **57**

8.2 Vpliv zmanjšanja proizvodnje hidroelektrarn za 40 % na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj ... **58**

8.3 Vpliv zmanjšanja proizvodnje hidroelektrarn za 30 % na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj ... **59**

8.4 Vpliv zmanjšanja proizvodnje hidroelektrarn za 20 % na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj 60

8.5 Vpliv zmanjšanja proizvodnje hidroelektrarn za 10% na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj 61

8.6 Vpliv povečanja proizvodnje hidroelektrarn za 10 % na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj 62

8.7 Vpliv povečanja proizvodnje hidroelektrarn za 20 % na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj 62

8.8 Vpliv povečanja proizvodnje hidroelektrarn za 30 % na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj 63

8.9 Vpliv povečanja proizvodnje hidroelektrarn za 40% na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj 64

8.10 Vpliv povečanja proizvodnje hidroelektrarn za 50 % na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj 65

9 SKLEPNA ANALIZA VPLIVA SPREMINJANJA PROIZVODNJE V HIDROELEKTRARNAH NA PONDERIRANO POLNO LASTNO CENO ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI 66

SKLEP 69

LITERATURA IN VIRI 70

KAZALO TABEL

Tabela 1: Ključni stroški in odhodki pri proizvodnji električne energije 30

Tabela 2: Prihodki in odhodki pri obratovanju NEK v letu 2017 35

Tabela 3: Podatki o proizvodnji električne energije NEK za leto 2017 36

Tabela 4: Struktura polne lastne cene električne energije NEK v letu 2017 36

Tabela 5: Prihodki in odhodki pri obratovanju TEŠ v letu 2017 38

Tabela 6: Podatki o proizvodnji električne energije TEŠ za leto 2017 39

Tabela 7: Struktura polne lastne cene električne energije TEŠ v letu 2017 39

Tabela 8: Prihodki in odhodki pri obratovanju TEB v letu 2017 41

Tabela 9: Podatki o proizvodnji električne energije TEB za leto 2017 42

Tabela 10: Struktura polne lastne cene električne energije TEB v letu 2017 42

Tabela 11: Prihodki in odhodki pri obratovanju DEM v letu 2017 44

Tabela 12: Podatki o proizvodnji električne energije DEM za leto 2017 45

Tabela 13: Struktura polne lastne cene električne energije DEM v letu 2017 45

Tabela 14: Prihodki in odhodki pri obratovanju SENG v letu 2017 47
Tabela 15: Podatki o proizvodnji električne energije SENG za leto 2017..... 48
Tabela 16: Struktura polne lastne cene električne energije SENG v letu 2017 48
Tabela 17: Prihodki in odhodki pri obratovanju HESS v letu 2017..... 50
Tabela 18: Podatki o proizvodnji električne energije HESS za leto 2017 51
Tabela 19: Struktura polne lastne cene električne energije HESS v letu 2017 51
Tabela 20: Prihodki in odhodki pri obratovanju SEL v letu 2017 52
Tabela 21: Podatki o proizvodnji električne energije SEL za leto 2017 53
Tabela 22: Struktura polne lastne cene električne energije SEL v letu 2017..... 54
Tabela 23: Proizvedena električne energije, polna lastna cena in ponderirana polna lastna cena po posameznih skupinah elektrarn leta 2017 55
Tabela 24: Polna lastna cena električne energije kot posledica 50 % nižje proizvodnje hidroelektrarn..... 58
Tabela 25: Polna lastna cena električne energije kot posledica 40 % nižje proizvodnje hidroelektrarn..... 59
Tabela 26: Polna lastna cena električne energije kot posledica 30 % nižje proizvodnje hidroelektrarn..... 60
Tabela 27: Polna lastna cena električne energije kot posledica 20 % nižje proizvodnje hidroelektrarn..... 60
Tabela 28: Polna lastna cena električne energije kot posledica 10 % nižje proizvodnje hidroelektrarn..... 61
Tabela 29: Polna lastna cena električne energije kot posledica 10 % višje proizvodnje hidroelektrarn..... 62
Tabela 30: Polna lastna cena električne energije kot posledica 20 % višje proizvodnje hidroelektrarn..... 63
Tabela 31: Polna lastna cena električne energije kot posledica 30 % višje proizvodnje hidroelektrarn..... 64
Tabela 32: Polna lastna cena električne energije kot posledica 40 % višje proizvodnje hidroelektrarn..... 65
Tabela 33: Polna lastna cena električne energije kot posledica 50 % višje proizvodnje hidroelektrarn..... 65

KAZALO SLIK

Slika 1: Prikaz pretvorbenih ravni pri pridobivanju in porabi električne energije 4
Slika 2: Dejavnosti v oskrbni verigi trga z električno energijo 7
Slika 3: Inštalirana moč hidroelektrarn v svetu v letih 2010–2017 14
Slika 4: Krivulja povprečne lastne cene električne energije iz hidroelektrarn v svetu v obdobju 2010–2017 15
Slika 5: Inštalirana moč vetrnih elektrarn v svetu v letih 2010–2017 16
Slika 6: Krivulja povprečne lastne cene električne energije iz vetrnih elektrarn v svetu v obdobju 2010–2017 16
Slika 7: Inštalirana moč fotonapetostnih modulov v svetu v letih 2010–2017 17
Slika 8: Krivulja povprečne lastne cene električne energije iz fotonapetostnih modulov v svetu v obdobju 2010–2017 17
Slika 9: Prikaz obratovanja elektroenergetskega sistema 18
Slika 10: Dnevni diagram dinamike proizvodne moči 19
Slika 11: Urejen letni diagram dinamike proizvodne moči 19
Slika 12: Količina sproščenega ogljikovega dioksida s strani različnih primarnih virov pri proizvodnji električne energije 23
Slika 13: Prikaz značilnih finančnih tokov v podjetju 27
Slika 14: Skupni stroški proizvodnje električne energije v odvisnosti od obratovalnih ur 29
Slika 15: Skupni specifični stroški ali polna lastna cena proizvodnje električne energije v odvisnosti od obratovalnih ur v letu 33
Slika 16: Delež posameznih vrst odhodkov NEK v letu 2017 35
Slika 17: Krivulja polne lastne cene NEK v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur 37
Slika 18: Delež posameznih vrst odhodkov TEŠ v letu 2017 38
Slika 19: Krivulja polne lastne cene TEŠ v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur 40
Slika 20: Delež posameznih vrst odhodkov TEB v letu 2017 41
Slika 21: Krivulja polne lastne cene TEB v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur 43
Slika 22: Delež posameznih vrst odhodkov DEM v letu 2017 44
Slika 23: Krivulja polne lastne cene DEM v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur 46
Slika 24: Delež posameznih vrst odhodkov SENG v letu 2017 47
Slika 25: Krivulja polne lastne cene SENG v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur 49
Slika 26: Delež posameznih vrst odhodkov HESS v letu 2017 50

Slika 27: Krivulja polne lastne cene HESS v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur... 52
Slika 28: Delež posameznih vrst odhodkov SEL v letu 2017 53
Slika 29: Krivulja polne lastne cene SEL v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur..... 54
Slika 30: Delež proizvodnje električne energije po posameznih elektrarnah v Sloveniji v letu 2017 56
Slika 31: Gibanje ponderirane polne lastne cene električne energije v hidroelektrarnah ob variaciji deleža proizvedene električne energije v hidroelektrarnah glede na leto 2017..... 66
Slika 32: Gibanje polne lastne cene električne energije v TEŠ kot posledica variacije deleža proizvedene električne energije v hidroelektrarnah glede na leto 2017... 67
Slika 33: Gibanje ponderirane polne lastne cene električne energije v Republiki Sloveniji kot posledica variacije deleža proizvedene električne energije v hidroelektrarnah glede na leto 2017 67
Slika 34: Sprememba deleža ponderirane polne lastne cene električne energije v Republiki Sloveniji kot posledica variacije količine proizvedene električne energije v hidroelektrarnah glede na leto 2017..... 68

SEZNAM KRATIC

angl. – angleško

AJPES – Agencija Republike Slovenije za javnopravne evidence in storitve

CO_2 – ogljikov dioksid

DEM – Dravske elektrarne Maribor

ETS – sistem za trgovanje s pravicami do emisij toplogrednih plinov (angl. emissions trading system)

EU – (angl. European Union); Evropska unija

HESS – Hidroelektrarne na Spodnji Savi

HSE – Holding Slovenske elektrarne

kJ – kilojoule (enota za delo in energijo; osnovna [J] joule)

kV – kilovolt (enota za napetost; osnovna [V] volt)

MW – megavat (enota za moč; osnovna [W] vat)

MWh – megavatna ura (enota za energijo; osnovna [Wh] vatna ura)

NEK – Nuklearna elektrarna Krško

OVE – obnovljivi viri energije

SEL – Savske elektrarne Ljubljana

SENG – Soške elektrarne Nova Gorica

SPTE – soproizvodnja toplote in elektrike

TEB – Termoelektrarna Brestanica

TEŠ – Termoelektrarna Šoštanj

UVOD

Živimo v izrazito dinamičnem svetu, kjer gospodarska rast z dejavniki intenzivne urbanizacije in industrializacije povzroča porast v povpraševanju po električni energiji. Trend v svetovnem merilu nakazuje, da ima čedalje več ljudi dostop do električne energije, hkrati pa se poraba povečuje tudi pri že obstoječih uporabnikih, saj je rast življenjskega standarda neposredno povezana s količino proizvedene oz. porabljene električne energije. Tako vedno večja poraba električne energije bistveno vpliva na obremenitev obstoječega elektroenergetskega sektorja (Li & Zhang, 2017). Posledično se soočamo z intenzivno rastjo elektroenergetskega sektorja, ki je glede na trenutne okoljske direktive posameznih držav privedla do nujnih ukrepov glede načina pridobivanja električne energije (European Union, 2015). Ob dejstvu, da je v svetovnem merilu pridobivanje električne energije povezano prav z izrabo neobnovljivih virov energije (približno 80 % vse pridobljene električne energije) (World bank group, brez datuma), ki je v veliki meri povezano z emisijami toplogrednih plinov (na svetovni ravni približno 42 % vseh izpustov CO_2 in ostalih toplogrednih plinov), je bistvenega pomena, da v želji po trajnostnem razvoju in obvladovanju globalnega segrevanja, pridobivanje iz teh virov zajezimo ter posledično zmanjšamo količino električne energije, pridobljene iz konvencionalnih tehnologij proizvodnje oz. pridobivanja (International energy agency – IEA, brez datuma a).

Zaradi želje po zmanjšanju izpustov toplogrednih plinov politika predvsem Evropske unije stremi k temu, da bi se glede na trenutno rast povpraševanja po električni energiji le-to v čim večji meri pridobilo iz tehnologij za pridobivanje električne energije iz obnovljivih virov (nekonvencionalne tehnologije pridobivanja električne energije). (European Union, brez datuma b). Posledično se je 12. decembra 2015 195 držav s podpisom Pariškega sporazuma o podnebnih spremembah zavezalo k sestavi celovitega načrta za zajezitev globalnega segrevanja za več kot 2 °C od leta 2020 dalje. Za referenčno točko je bila vzeta povprečna temperatura pred industrijsko dobo (sredina 18. stoletja, okoli leta 1780) (European Union, 2015). S tem zahteve po nižjih izpustih toplogrednih plinov odpirajo nova poglavja, ki bodo predvsem v segmentu proizvodnje električne energije vpeljala povsem nova pravila. V globalnem merilu se tako pojavlja izziv, kako s proizvodnjo električne energije pokriti naraščajoč trend povpraševanja po električni energiji, ob tem pa upoštevati vse strožje okoljske predpise.

Tako je energetska politika na lokalnem nivoju dolžna zasledovati stališče trajnostnega razvoja, ki se zaradi negativnega vpliva predvsem fosilnih goriv na okolje (podnebne spremembe in ostali negativni vplivi) nagiba k prehodu na obnovljive vire energije. S tem je tudi Slovenija, kot polnopravna članica Evropske unije, 17. novembra 2016 sprejela Zakon o ratifikaciji Pariškega sporazuma, ki določa nove okoljske standarde glede izpustov toplogrednih plinov (Uradni list RS – Mednarodne pogodbe, brez datuma).

S tem je bil na območje Republike Slovenije vpeljan trend, ki določa postopno tranzicijo pridobivanja električne energije z uporabo nekonvencionalnih tehnologij (izkoriščanje obnovljivih virov energije). Posledično smo priča zelo kompleksnemu vprašanju, kako vpeljati dolgotrajno rešitev za učinkovito in časovno zanesljivo proizvodnjo električne energije z nizkim izpustom toplogrednih plinov, ki bo omogočala trajnostni razvoj regije ob hkratnem zagotavljanju globalno konkurenčne cene električne energije. Zato bomo v nadaljevanju magistrskega dela izvedli ekonomsko analizo dveh sistemov, ki ju definirajo povsem različni primarni viri energije in posledično različne tehnologije pridobivanja električne energije.

Glavni namen magistrskega dela je raziskati ekonomske kazalce vpliva prednostnega oddajanja električne energije pridobljene iz nekonvencionalnih tehnologij v omrežje, na lastno ceno električne energije iz konvencionalnih virov. S tem bomo v empirični raziskavi preučili, kako posamezne spremenljivke proizvodnje električne energije vplivajo na končno lastno ceno električne energije pridobljene v Termoelektrarni Šoštanj, ter nato le-to povprečili še na ponderirano lastno ceno električne energije v Republiki Sloveniji. Da bi to dosegli, bomo izvedli poglobljeno računsko analizo lastnih cen električne energije v primeru različnih količin proizvedene električne energije iz nekonvencionalnih tehnologij proizvodnje, določen del konvencionalne proizvodnje pa se bo temu prilagajal oz. s proizvodnjo električne energije dopolnjeval do s trga povpraševane količine električne energije. S tem bomo potrdili ali ovrgli spodaj zastavljeni hipotezi, kjer bo odvisna ali pojasnjevalna spremenljivka lastna cena električne energije, neodvisne spremenljivke pa bodo stroški in časovna izkoriščenost energetskega objekta zaradi prisotnosti nekonvencionalnih tehnologij.

V empiričnem delu bomo preverjali naslednji hipotezi:

H1: Višja kot je količina proizvedene električne energije iz konvencionalnih tehnologij, višja je ponderirana polna lastna cena električne energije, proizvedene v slovenskih elektrarnah.

H2: Časovna izkoriščenost elektrarne, merjena s številom obratovalnih ur, odločilno vpliva na polno lastno ceno električne energije.

Osrednje raziskovalno vprašanje magistrskega dela bo, kolikšna je variacija lastne cene električne energije [€/kWh] iz konvencionalnih virov pridobivanja kot posledica sistema, kjer imajo nekonvencionalni viri proizvodnje (izkoriščanje obnovljivih virov) prednostni odkup električne energije.

Glavni cilj magistrskega dela je potrditev obeh hipotez.

Metodološka struktura magistrskega dela se v prvem delu nanaša predvsem na teoretično-analitični pregled znanstvene in strokovne literature tako tujih kot tudi domačih raziskovalcev s področja konvencionalnih tehnologij proizvodnje električne energije in tehnologij za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov energije (nekonvencionalna proizvodnja).

Teoretični del magistrskega dela bomo v povezavi z raziskovalnim vprašanjem utemeljili s kvalitativno opisno metodo, ki temelji na osnovnih spoznanjih nekaterih že opravljenih raziskav s področja proizvodnje električne energije iz konvencionalnih tehnologij in tehnologij za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov energije.

Drugi del magistrskega dela temelji na kvantitativni analizi, ki je sestavljena iz dveh delov. Prvi del kvantitativne analize, kot že rečeno, predstavlja izračun lastnih cen proizvodnje električne energije iz konvencionalnih in nekonvencionalnih tehnologij, ki so v lasti družb Holding Slovenskih elektrarn (v nadaljevanju HSE) in Skupine GEN – GEN energija na območju Republike Slovenije. Drugi del kvantitativne analize je sestavljen iz empirične analize vpliva proizvodnje električne energije iz nekonvencionalnih tehnologij na lastno ceno proizvodnje iz konvencionalnih tehnologij (Termoelektrarna Šoštanj), v pogojih prednostnega oddajanja električne energije v omrežje. V tem koraku bomo skušali potrditi ali ovreči prej omenjeni hipotezi. Temu pa sledi primerjalna analiza rezultatov.

Vstopne podatke za empirično analizo smo črpali predvsem iz portala AJPES – Javna objava letnih poročil, ki deluje kot baza zbiranja, objavljanja in posredovanja podatkov, ter informacij za zagotavljanje preglednega evropskega in nacionalnega poslovnega okolja (AJPES, brez datuma).

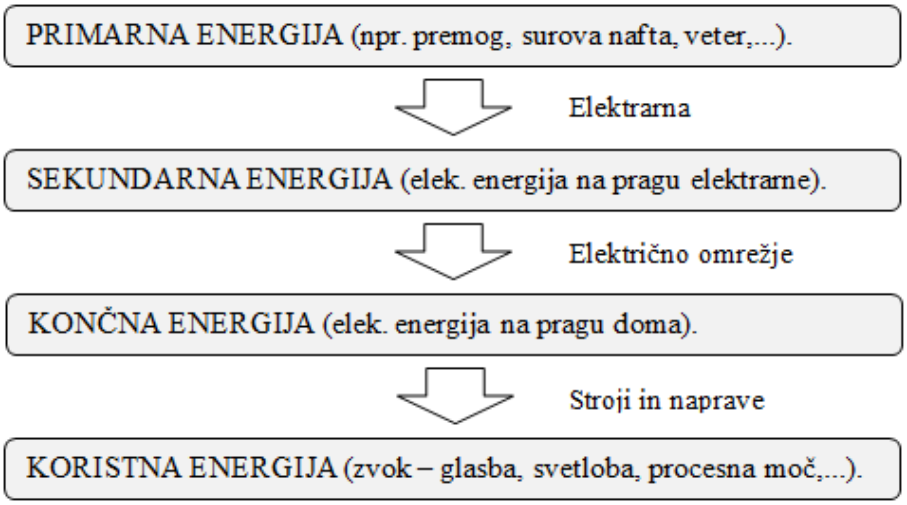
1 ENERGIJA

1.1 Definicija energije

Energija je fizikalni pojav, ki poleg materije sestavlja vesolje[1]. Je pojem, ki ga v splošnem povezujemo z gibanjem avtomobilov, vlakov, letal, osvetljenostjo in ogrevanjem naših domov ipd. Energija omogoča delovanje računalnikov, predvajanje glasbe in filmov in je tako kot hrana, voda, varnost, pravica do dela ter zdravega življenjskega okolja ena od ključnih človekovih potreb. Energije se ne da definirati, saj se izmika racionalnemu opisu, lahko pa opazujemo njene lastnosti (hitrost, temperatura, tlak, napetost, tok, …) v povezavi s posameznimi fizikalnimi pojavi, preko katerih jo lahko merimo v območju merilne negotovosti. V objektivnem smislu je energija vsekakor ena izmed ključnih fizikalnih veličin, saj njena prisotnost predstavlja predpogoj za opravljanje dela in je zaradi tega najpomembnejša prvina ekonomske infrastrukture (Economics discussion, brez datuma).

Energija je prosto prisotna v naravi in je ni mogoče uničiti (1. glavni zakon termodinamike), lahko pa jo pretvarjamo iz ene oblike v drugo. To pomeni, da lahko primarne vire energije iz narave z uporabo različnih tehnoloških procesov pretvarjamo v električno energijo, le-to pa z uporabo strojev in naprav v človeku uporabne/koristne oblike energije. Na sliki 1 je tako prikazana klasifikacija energije glede na pretvorbeno raven (Fakulteta za strojništvo, brez datuma).

Slika 1: Prikaz pretvorbenih ravni pri pridobivanju in porabi električne energije



Vir: lastno delo.

[1] Relativnostna teorija govori o tem, da sta energija in materija prapojava, ki se ju – podobno kot v matematiki aksiomi – ne da definirati in sta v resnici dve pojavni obliki enega in istega substrata (Rant & Tuma, 2001).

Torej sklepamo, da je primarna energija oblika energije, ki ni podvržena nobeni tehnični spremembi in je prosto prisotna v naravi. Sekundarna energija je oblika energije takoj po tehnični pretvorbi (v našem primeru v elektrarni). Končna energija je oblika energije, ki je na voljo uporabniku na mestu uporabe, koristna energija pa kot zadnja predstavlja željeno obliko energije in jo uporabljamo v namen poenostavitve vseh življenjskih procesov.

1.2 Klasifikacija primarne energije na obnovljive in neobnovljive vire

Kot že prej omenjeno je primarna energija osnova za pridobivanje vseh vrst energije, posledično tudi električne energije. Zato jo v namen predvsem lažje opredelitve tehničnih procesov v nadaljevanju klasificiramo na obnovljive in neobnovljive vire energije.

1.2.1 Obnovljivi viri energije

Obnovljivi viri energije so oblika primarne energije, ki se z vidika človekove (subjektivne) percepcije obnavljajo bolj ali manj hitro. Npr. energija sončnega sevanja je obnovljiv vir energijskega toka, ki ga lahko pretvarjamo v koristno energijo neposredno z uporabo fotonapetostnih modulov ali pa posredno (biomasa, veter, …). Obnovljivi viri energije se nahajajo v dnevni svetlobi, zraku, globoko pod zemljo, v oceanih in rekah. Zajemamo jih iz vsakodnevnih naravnih procesov, kar pomeni, da so del fizične strukture našega planeta. Se nenehno obnavljajo, torej se njihova količina ne zmanjšuje, ob njihovem izkoriščanju oz. pridobivanju električne energije pa se izvaja minimalna degradacija okolja (Ellabban, Abu-Rub & Blaabjerg, 2014). Zaradi drugačnega koncepta pridobivanja električne energije, jih pogosto imenujemo tudi alternativni viri energije, saj predstavljajo alternativo tehnologijam za proizvodnjo električne energije iz neobnovljivih virov energije. Glavna značilnost obnovljivih virov energije je, da so v praksi neizčrpni[2], se konstantno obnavljajo, vendar so omejeni s količino energije, ki nam je na voljo v določeni časovni enoti – z gostoto energijskega toka. Med glavne predstavnike obnovljivih virov energije spadajo (U.S. Energy Information Administration, brez datuma a):

- kinetična energija zračnih mas (veter),
- elektromagnetno valovanje sončnega sevanja (sončna svetloba),
- potencialno-kinetična energija vodnih mas (vodni potencial),
- geotermalna energija (toplota jedra planeta),
- biomasa (biogorivo, lesni in ostali odpadki).

[2] Z vidika subjektivne percepcije človeka in časovne skale opazovanja. V splošnem so vsi (!) procesi v naravi nepovračljivi, torej so tudi viri energijskih tokov končni – izčrpni.

1.2.2 Neobnovljivi viri energije

Neobnovljivi viri energije so v nasprotju z obnovljivimi viri povezani z nosilci kemično vezane energije (materijo), ki se nahaja v končnih zalogah v zemeljski skorji. Iz nje pridejo v plinasti, kapljeviti ali trdni obliki (zemeljski plin, surova nafta in premog). Pomembno se je zavedati, da so neobnovljivi viri energije predvsem fosilna goriva, »akumulirana« oblika obnovljivih virov energije izpred več milijonov let.

Glavna značilnost neobnovljivih virov energije je, da so na dolgi rok omejeni glede na svojo razpoložljivost, kar pomeni, da se količina energenta, ki nam je na voljo, zmanjšuje oz. se ne obnavlja (obnavlja se zelo počasi) (Makutenas, Miceikiene, Svetlanská, Turčeková & Šaučiūnas, 2018). Za razliko od obnovljivih virov energije glavno prednost izkazujejo na način, da so na kratek rok neomejeni s količino energije, ki nam je na voljo v določeni časovni enoti. To v praksi pomeni, da jih je mogoče shranjevati/kopičiti, pošiljati po svetu in kadarkoli uporabiti za pridobivanje električne energije.

Glavni predstavniki neobnovljivih virov energije so (Our energy, brez datuma):

- fosilna goriva – zemeljski plin, surova nafta in premog,
- jedrsko gorivo – uran (izotop 235).

2 ELEKTRIČNA ENERGIJA

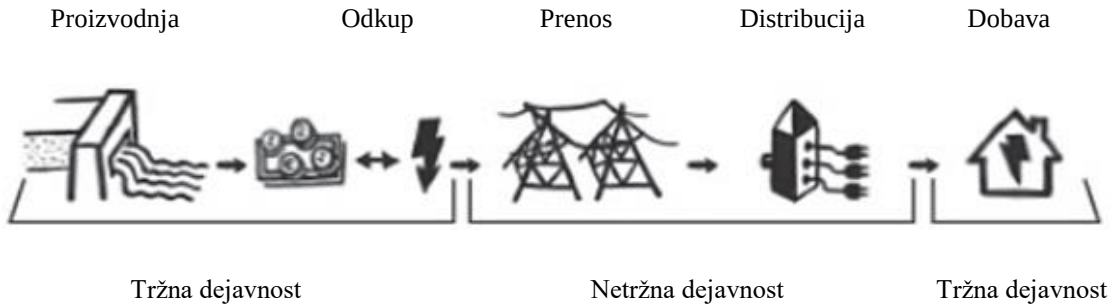
2.1 Definicija električne energije

Električna energija je oblika energije in hkrati (tržna) dobrina, brez katere si v današnjem času ne moremo predstavljati sodobnega načina življenja. Je najpopolnejša oblika energije modernega sveta. Pravzaprav je električna energija tisto, kar naredi svet moderen (Breeze, 2010). Je oblika energije, ki je sicer človeku neposredno nekoristna (z izjemo nekaterih tehnoloških postopkov, kot je npr. elektroliza, galvanski nanosi kovin, …), vendar izkazuje visok energijski potencial (eksergijo), da jo z uporabo strojev in naprav na izbrani lokaciji, ob poljubnem času in z visokim energijskim izkoristkom pretvarjamo v obliko energije, ki je za nas v tistem trenutku koristna oz. relevantna (mehansko delo, svetloba, zvok, toplota, ...). Pravimo tudi, da je električna energija energijski vektor ki ga je mogoče zelo enostavno transportirati in, kakor sledi iz termodinamike, v celoti pretvoriti v poljubno obliko energije. Iz tega sledi, da je električna energija nekakšne vrste »posrednik« med primarnimi viri energije in človeku koristnimi oblikami energij. Hkrati pa predstavlja osnovo za gospodarsko rast in posledični socialno-ekonomski razvoj družbe. Zaradi te lastnosti je dostop do električne energije neposredno povezan z dvigom življenjskega standarda, ter hkrati nujen za trajnostni razvoj posamezne države. Tako lahko količina porabljene električne energije služi tudi kot neposredni indikator gospodarske razvitosti posamezne regije.

2.2 Oskrbna veriga trga z električno energijo

Za prenos električne energije od vira proizvodnje do končnega porabnika je zadolžen elektroenergetski sistem ali t. i. oskrbna veriga trga z električno energijo. V Republiki Sloveniji oskrbno verigo, prikazano na sliki 2, tvorijo proizvajalci (proizvodnja), trgovci (odkup in dobava – trgovanje) in dobavitelji (prenos in distribucija). Vsaka dejavnost ima tako točno določen namen, s katerim omogoča nemoteno delovanje elektroenergetskega sistema. Kvalitetno projektiran elektroenergetski sistem s svojim tehnološkim obstojem zagotavlja vsesplošno družbeno blaginjo in je s tem eden izmed poglavitnih stebrov za nadaljnji razvoj družbe.

Slika 2: Dejavnosti v oskrbni verigi trga z električno energijo



Vir: Agencija za energijo (brez datuma c).

2.2.1 Distribucija

Zaradi same osredotočenosti magistrskega dela na segment proizvodnje električne energije bomo začeli na koncu oskrbne verige in tako najprej predstavili distribucijska omrežja. Distribucijska omrežja so kot zadnji element oskrbne verige namenjena izključno »razdeljevanju« električne energije med končne uporabnike. Segment distribucije električne energije v Sloveniji izvaja družba SODO d.o.o., ki celotno elektrodistribucijsko infrastrukturo in izvajanje storitev za operaterja distribucijskega omrežja daje v upravljanje podjetjem (Agencija za energijo, brez datuma a):

- Elektro Ljubljana, d.d.,
- Elektro Maribor, d.d.,
- Elektro Celje, d.d.,
- Elektro Primorska, d.d.,
- Elektro Gorenjska, d.d.

V Sloveniji distribucijska omrežja predstavljajo električni vodi nižjih napetostnih nivojev (0,4 kV, 1-35 kV in 110 kV), ki so na prenosna omrežja priključeni preko razdelilno-transformatorskih postaj.

2.2.2 Prenos

Prenosno omrežje obsega dejavnost prenosa električne energije od velikih proizvodnih objektov (elektrarn) do največjih odjemalcev (jeklarne, železarne, ...) in pa do območij s koncentriranim odjemom (vasi, naselja, mesta), kjer za nadaljnjo oskrbo do posameznih objektov (poslopij, ...) skrbijo distribucijska omrežja. V Evropski uniji prenosno omrežje sestoji predvsem iz nadzemnih daljnovodov (110 kV, 220 kV in 400 kV), ki hkrati služijo tudi kot povezava med nacionalnimi elektroenergetskimi sistemi, ter s tem omogočajo čezmejno trgovanje. V Sloveniji s prenosnim omrežjem opravlja sistemski operater prenosnega omrežja ELES d.o.o., ki skrbi za razvoj in vzdrževanje omrežja, ob tem pa je zadolžen tudi za zanesljivo delovanje celotnega sistema, s tem ko regulira ravnovesje med ponudbo (proizvodnjo) in povpraševanjem s trga (Agencija za energijo, brez datuma b).

2.2.3 Trgovanje – odkup in dobava

V državah članicah Evropske unije so imela vsa podjetja, ki so do leta 1990 upravljala z električno energijo, značilno strukturo vertikalne povezanosti v oskrbno verigo. To je podjetjem omogočalo, da so upravljala z vsaj dvema od treh ključnih dejavnosti na trgu (proizvodnja, prenos in distribucija). Posledično je prihajalo do situacije, ki je podjetjem, prisotnim na trgu z električno energijo, omogočala tržni položaj naravnega monopola (Orličnik, 2010). Tako se je zaradi težnje po spodbujanju učinkovite cenovne politike z električno energijo in odprtja čezmejnega trgovanja, decembra leta 1996 na ravni Evropske unije, pričela postopna liberalizacija trga z električno energijo. To naj bi za končne uporabnike ob prisotnosti konkurence med deležniki v panogi trgovanja pomenilo nižje cene električne energije (Uradni list EU, 1997).

V Sloveniji se je liberalizacija trga pričela s sprejetjem energetskega zakona leta 1999, trg pa je postal popolnoma liberaliziran julija leta 2007, ko je električna energija za vse odjemalce postala tržno blago (Energetski zakon, 1999). Prisotnost segmenta »trgovanje z električno energijo« (odkup in prodaja) je tako v celoti posledica liberalizacije trga, katerega deležniki (podjetja) se ukvarjajo izključno s trgovanjem električne energije.

2.2.4 Proizvodnja električne energije

Prvi in hkrati najkompleksnejši člen oskrbne verige trga z električno energijo predstavljajo energetski objekti za proizvodnjo električne energije ali elektrarne. S pretvorbo različnih primarnih virov energije v električno energijo sestavljajo t. i. »elektroenergetsko mešanico«. Ta predstavlja portfelj različnih tehnologij proizvodnje električne energije, ki se s svojimi ekonomsko tehničnimi značilnostmi dopolnjujejo ter tako zagotavljajo potrebno električno moč (energijski tok), po kateri v določenem trenutku povprašuje trg.

3 TEHNOLOGIJE ZA PROIZVODNJO ELEKTRIČNE ENERGIJE, REŽIMI OBRATOVANJA IN SISTEMI ZA SHRANJEVANJE ENERGIJE

Energetski objekti za proizvodnjo električne energije ali elektrarne imajo v sistemu oskrbne verige trga z električno energijo vlogo proizvajalca in so prvi nosilec odgovornosti, ki zagotavlja kontinuirano oskrbo trga/odjemalcev z električno energijo (Energy education, brez datuma). Njihov namen je izvrševanje tehnološkega procesa, kjer obnovljive in neobnovljive vire energije s čim višjim izkoristkom in minimalnimi stroški pretvarjajo v električno energijo. Energetski objekti za proizvodnjo električne energije so s tehnološkega vidika najkompleksnejša enota elektroenergetskega sistema in jih glede na način proizvodnje električne energije delimo na več načinov. V namen nadaljnje eksperimentalne analize magistrskega dela bomo definirali razdelitev, ki energetske objekte klasificira glede na vrsto primarnega vira, ki ga izkoriščajo za svoje delovanje. (Ali, Anwar & Nasreen, 2017).

Delimo jih na (U.S. Energy Information Administration, brez datuma b):

- tehnologije za proizvodnjo električne energije iz neobnovljivih virov energije,
- tehnologije za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov energije.

3.1 Tehnologije za proizvodnjo električne energije iz neobnovljivih virov

Neobnovljivi (primarni) viri temeljijo na kemično in jedrsko vezani notranji (nakopičeni) energiji, ki jo je potrebno z uporabo kemične ali jedrske reakcije sprostiti v t. i. procesno toploto. Toploto, ki se sprošča v procesu zgorevanja goriva v termoelektrarnah, in toploto, sproščeno ob procesu jedrske fizije goriva, v jedrskih elektrarnah z uporabo krožnih procesov pretvarjamo v mehansko delo, le-to pa z uporabo električnega generatorja nadalje v električno energijo. Kljub čedalje pogostejšim političnim težnjam po okoljski trajnosti in posledično naraščajočem trendu proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov energije, so konvencionalne tehnologije še vedno zelo pomemben dejavnik, saj v svetovnem merilu letno proizvedejo več kot 80 % vse električne energije (World bank group, brez datuma). Prevladujoč status v količini proizvedene električne energije ohranjajo predvsem na osnovi stabilnega obratovanja, ki je rezultat predvsem neodvisnosti od dinamične razpoložljivosti primarnega vira energije. Tako nam pogled v pridobivanje električne energije z uporabo konvencionalnih tehnologij razkriva, da so zaradi visoko nadzorovane energijske razpoložljivosti primarnega vira in posledično boljše prilagodljivosti glede na časovno dinamiko povpraševanja po električni moči, pri proizvodnji električne energije celostno tehnično manj zapletene in posledično na trgu bolj konkurenčne.

To se na dolgi rok ob hkratnem zagotavljanju stabilnega omrežja in ne potrebi po dodatnih sistemih za shranjevanje energije odraža v nižji lastni ceni proizvedene električne energije. Posledično se predvsem na področjih z izrazitim gospodarskim razvojem, kjer konkurenčnost cene električne energije igra poglavitno vlogo, še zmeraj v veliki meri investira v izgradnjo konvencionalnih elektrarn (Benhmad & Percebois, 2018).

Poznamo dve ključni (najpomembnejši) predstavnici konvencionalnih elektrarn:

- termoelektrarne (energenti: surova nafta, premog, zemeljski plin, biomasa),
- jedrske elektrarne (energent: uran – izotop 235).

3.1.1 Termoelektrarne

Termoelektrarna je izraz za elektroenergetski proizvodni objekt, kjer, kot že prej omenjeno, z uporabo kemične oksidacije (zgorevanja) primarnega vira predvsem fosilnih goriv in biomase, kemično vezano energijo goriva pretvarjamo v procesno toploto. Procesno toploto v različnih krožnih procesih (plinski, parni, plinsko-parni, …) pretvarjamo v mehansko delo in nadalje v električno energijo (Research institute of innovative technology for the earth - RITE, brez datuma).

Termoelektrarne so hrbtenica elektroenergetskih sistemov večine držav (Tuma & Sekavčnik, 2004). V svetovnem merilu tako letno zagotovijo približno 67 % električne energije, od tega okoli 41 % z zgorevanjem premoga, 20 % iz zemeljskega plina in 6 % iz nafte (International energy agency – IEA, brez datuma b). Ob svojem delovanju v atmosfero sprostijo približno 40 % vseh emisij toplogrednih plinov, s čimer elektroenergetski sektor nedvomno prispeva k nadpovprečnemu dvigu globalnih temperatur (International energy agency – IEA, brez datuma a). Tako je v razvitih državah predvsem zaradi želje po okoljski trajnosti navzoč trend opuščanja izgradnje novih energetskih objektov tega tipa in iskanja primernih energetskih substitutov, ki bi nadomestili obstoječe proizvodne objekte ob zagotavljanju časovno zanesljive oskrbe trga po globalno konkurenčnih cenah električne energije.

3.1.2 Jedrske elektrarne

Jedrske elektrarne delujejo na osnovi procesne toplote, ki jo pridobivamo ob nadzorovani cepitvi jedrskega goriva (jedrska fizija npr. urana 235) v reaktorju jedrske elektrarne. Vsi nadaljnji procesi, ki sledijo pretvorbi primarnega vira (npr. uran 235) v toploto, so v osnovnem principu delovanja v jedrski elektrarni enaki termoelektrarni. Pridobljena toplota se na enak način prenaša na vodno paro, ki s povečanjem entalpije izraža energijski potencial za parno turbino, ki kot prej omenjeno, z izvajanjem energijskih pretvorb poganja električni generator (Murray & Holbert, 2014).

Značilnost jedrske fizije je, da se na enoto mase goriva pri jedrski reakciji sprosti približno milijon krat (10^6) več energije (toplote) kot pri oksidaciji goriva v termoelektrarnah. Tako v sredico reaktorja vstavljeno gorivo (npr. uran) zagotavlja večmesečno kontinuirano obratovanje elektrarne.

Jedrske elektrarne z načinom pretvorbe primarnega vira (jedrska energija) v električno energijo zagotavljajo nizkoogljično, stabilno in predvsem zanesljivo oskrbo trga z električno energijo (NS Energy, brez datuma). S tem si med vsemi konvencionalnimi viri zagotavljajo največji potencial za prihodnost. Projektirane so na način, da pri polni moči statično/stabilno obratujejo dlje časa in s tem konstanto zagotavljajo minimalno (pasovno) količino električne energije, po kateri neodvisno od časa povprašuje trg (Ferguson, 2011). Zelo pomembno je, da jedrske elektrarne za zagotavljanje nizke lastne cene električne energije, zaradi visokih investicijskih in nizkih obratovalnih stroškov skozi leto kontinuirano obratujejo čim več časa. Na svetovni ravni letno zagotovijo približno 11 % vse proizvedene električne energije (Alam, Sarkar & Chowdhury, 2019). Ob interpolaciji trenda porabe električne energije se za prihodnost navaja, da se bo poraba električne energije med letoma 2010 in 2030 tudi zaradi preboja elektromobilnosti podvojila. Tako se napoveduje, da bodo jedrske elektrarne med konvencionalnimi viri proizvodnje zaradi političnih pogledov na okoljsko trajnost ob hkratni zanesljivi oskrbi trga z električno energijo v nekaj desetletjih prevzele primat v količini letno proizvedene električne energije (Ferguson, 2011).

3.2 Tehnologije za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov

Tehnologije za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov (v nadaljevanju OVE) so v svetovnem merilu priča izjemno naraščajočemu trendu v inštalirani moči, kar gre pripisati predvsem negativnim vplivom na okolje, ki nastajajo pri izkoriščanju neobnovljivih virov energije (Cazzaniga, Rosa-Clot, Rosa-Clot & Tina, 2019).

Posledica tako intenzivnega trenda vpeljave OVE tehnologij so tudi konstantne tehnične izboljšave, ki omogočajo višjo učinkovitost delovanja in čedalje nižje stroške obratovanja OVE tehnologij (Boyle, 1996), ter tudi čedalje pogostejše geopolitične tenzije v državah bogatih s fosilnimi gorivi, kar izkazuje nadaljnji potencial za energetsko in gospodarsko neodvisnost od teh držav (Meier, Vagliasindi & Imran, 2014). Lahko omenimo, da smo na račun manjše porabe fosilnih goriv na območju EU v letu 2015 privarčevali 16 milijard €, ocenjuje pa se, do bo do leta 2030 količina prihrankov na ta račun znašala okoli 58 milijard € letno. Tako zmanjšan pomen fosilnih goriv pozitivno vpliva tudi na lokalno ekonomijo posamezne regije (European Union, brez datuma b). Hkrati pa politični ukrepi z mehanizmi subvencij znatno pripomorejo k temu, da se tehnologije za proizvodnjo električne energije iz OVE čedalje pogosteje vključujejo v t. i. elektroenergetsko mešanico proizvodnje električne energije (Sener & Fthenakis, 2014).

Zato gre pričakovati, da bo vloga tehnologij za proizvodnjo električne energije iz OVE v energetskem sistemu s časom čedalje večja (Sahu, 2015). Njihova širša implementacija tako omogoča doseganje geopolitične varnosti ob hkratnem varstvu okolja, kar je nedvomno pretežen cilj gospodarstva, usmerjenega v trajnostni razvoj (Cherry & Pidgeon, 2018).

Tako je bil v Sloveniji zaradi spodbujanja konkurenčne proizvodnje električne energije iz nekonvencionalnih tehnologij sprejet Energetski zakon, ki v skladu s 372. členom določa status, kjer ima električna energija proizvedena iz nekonvencionalnih tehnologij in električna energija proizvedena v sistemih s soproizvodnjo električne energije in toplote z visokim izkoristkom zagotovljen prednostni in praviloma subvencioniran odkup s strani države (Energetski zakon, 1999). Poleg Energetskega zakona pa konkurenčnost cene električne energije, proizvedene iz nekonvencionalnih tehnologij, zvišujejo tudi emisijski kuponi (posredna regulacija cene energenta), ki na ravni Evropske unije z dodatnimi stroški dvigujejo lastno ceno električne energije, pridobljene iz konvencionalnega tipa proizvodnje z izpusti CO_2 (Boyle, 1996). Ob tem pa je vredno omeniti tudi, da so na trgu proizvodnje električne energije iz nekonvencionalnih tehnologij v Republiki Sloveniji prisotne mnoge državne subvencije, predvsem za fotonapetostne module in vetrne elektrarne ter tudi za sisteme s soproizvodnjo električne energije in toplote z visokim izkoristkom, ki tovrstnim tipom proizvodnje subvencionirajo del investicije za postavitev infrastrukture ali pa kasneje zagotavljajo vnaprej določeno odkupno ceno električne energije. To pa na lokalnem nivoju vsekakor pripomore k pozitivnemu poslovnemu izidu obratovanja.

Negativna in hkrati najbolj izražena lastnost tehnologij za pridobivanje električne energije iz OVE je, da so na časovni ravni zaradi stohastične in deterministične prisotnosti primarnega vira izjemno nezanesljive pri proizvodnji električne energije (Boyle, 1996). Tako kot samostojna enota proizvodnje (brez prisotnosti konvencionalnih virov) v večini držav zaenkrat še ne morejo delovati. To pomeni, da samostojno niso zmožni zanesljivo zagotavljati električne energije, po kateri povprašuje trg. Podporni sistemi, ki bi ob prisotnosti primarnega vira omogočali shranjevanje električne energije in oddajanje električne energije v omrežje, v času, ko primarnega vira ni na voljo, zaenkrat glede na globalne cene električne energije še niso ekonomsko upravičeni in bi ob širši integraciji v elektroenergetsko omrežje zaradi posledic visoke lastne cene električne energije povzročili globalno nekonkurenčnost dotičnega gospodarstva. Zato ima večina tehnologij proizvodnje električne energije iz OVE zaradi svojih lastnosti proizvodnje (visoka specifičnost obratovanja, kar v tem primeru nakazuje na variabilnost in ne konstantnost proizvodnje električne energije na časovni ravni) v večini držav sveta funkcijo pomožnih oziroma dopolnilnih sistemov proizvodnje.

To v praksi pomeni, da v času, ko je na voljo električna energija proizvedena iz OVE (nekonvencionalne elektrarne), zmanjšamo proizvodnjo električne energije v konvencionalnih elektrarnah.[3] Na ta način pokrivamo razliko med električno energijo, proizvedeno iz konvencionalne proizvodnje in količino energije, po kateri povprašujejo končni uporabniki na trgu. To pa v celoten sistem proizvodnje električne energije vnaša dodatne stroške.

Zato gre pričakovati, da bo za celovito in konkurenčno integracijo OVE tehnologij v elektroenergetski sistem potreben celovit globalen preboj, ki bo s svojo kompleksnostjo med posameznimi deležniki proizvodnje v povezavi s tehnologijami za shranjevanje energije močno preoblikoval uveljavljene vzorce delovanja elektroenergetskih sistemov. Preboj bo tako povezan predvsem z uvajanjem trajnostnih in naprednih tehnologij, kot tudi s preoblikovanjem družbenih in poslovnih modelov (Timmons, Harris & Roach, 2014).

V nadaljevanju so opisane tri na svetovni ravni najbolj razširjene tehnologije za pridobivanje električne energije iz OVE:

- hidroelektrarne (primarni vir: potencialno-kinetična energija vodnih mas),
- vetrne elektrarne (primarni vir: kinetična energija zračnih mas),
- fotonapetostni moduli (primarni vir: elektromagnetno valovanje sončnega sevanja).

3.2.1 Hidroelektrarne

Hidroelektrarne so energetsko proizvodni objekti, ki potencialno in/ali kinetično energijo vodnih mas z uporabo vodnih turbin in nadalje električnega generatorja pretvarjajo v električno energijo. Svoj potencial izkazujejo predvsem v različnih geodetskih višinah, ki je osnova za pretvorbo potencialne in/ali kinetične energije medija (vode).

Glede na vrsto delovanja in posledično vlogo pri proizvodnji električne energije v t. i. energetski mešanici jih strateško delimo v tri skupine (Borzen d.o.o., brez datuma c):

- pretočne hidroelektrarne (za to vrsto elektrarn je pomemben dokaj enakomeren pretok reke in posledično relativno konstantna proizvodnja električne energije skozi celotno leto – ob teh pogojih lahko obratujejo v režimu pasu),
- akumulacijske hidroelektrarne (voda se v vnaprej določenem časovnem intervalu akumulira v akumulacijskem jezeru in se glede na potrebe trga po električni energiji sprosti na vodne turbine – delujejo v režimu trapeza),
- črpalne hidroelektrarne delujejo predvsem v kombinaciji z jedrskimi elektrarnami (konstantna proizvodnja), kjer usklajujejo nočne presežke električne energije na trgu (takrat črpajo vodo v zbiralnike na višjem geodetskem nivoju). V režimu proizvodnje pa delujejo, ko je s strani trga zahtevana povišana količina električne energije (takrat

[3] Opozoriti gre, da je delež tako nadomeščene energije, pridobljene iz OVE, omejen zaradi vplivov na stabilnost obratovanja sistema, kar je povezano s problemom tehnične narave.

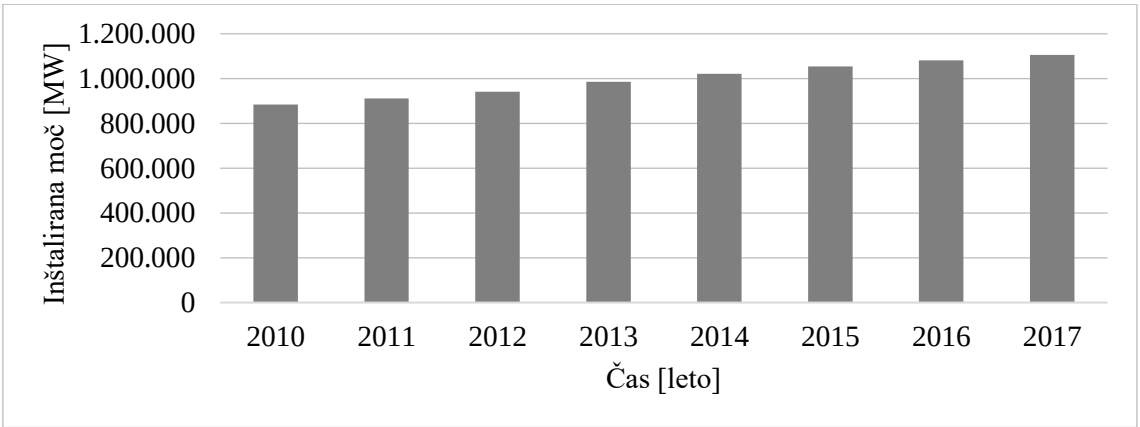
vodo skozi vodne turbine spustijo v nižje postavljeno zajetje). S tem usklajujejo nočne presežke in dnevne konice v povpraševanju po električni energiji – delujejo v režimu trapeza ali konice. Kot zanimivost lahko omenimo, da je s tehničnega vidika obstoj takšnega tipa elektrarn povsem nesmiseln, saj je energijska bilanca iznosa električne energije zaradi tehničnih izkoristkov obratovalnih modulov negativna. Tako pri črpanju vode iz spodnjega v zgornje zajetje porabimo več električne energije, kot jo kasneje pridobimo pri proizvodnji električne energije, torej pri spuščanju vode iz zgornjega v spodnje zajetje.

Hidroelektrarne imajo med tehnologijami za proizvodnjo električne energije iz OVE najvidnejšo vlogo, saj so leta 2017 predstavljale 16,4 % (4185 TWh) vse svetovno proizvedene električne energije, predvsem zaradi povečanja naložb zlasti na Kitajskem in v ekvatorialnih regijah (International energy agency – IEA, brez datuma b). Za primerjavo, fotonapetostni moduli in vetrne elektrarne so v svetu leta 2017 skupaj proizvedle le 1564 TWh, kar znaša 37,6 % vse električne energije, ki je bila proizvedena s hidroelektrarnami (Cazzaniga, Rosa-Clot, Rosa-Clot & Tina, 2019).

Status primarnega proizvajalca električne energije med OVE jim dodeljuje daljša prisotnost tehnologije na trgu pridobivanja električne energije in predvsem boljša predvidljivost dinamike vodnatosti rek in v nekaterih tipih elektrarn tudi omejena zmožnost akumulacije primarnega vira, kar je osnova za časovno bolj zanesljivo proizvodnjo električne energije.

Na sliki 3 lahko vidimo rast inštaliranih kapacitet za proizvodnjo električne energije z uporabo hidroelektrarn na svetovni ravni v letih 2010–2017.

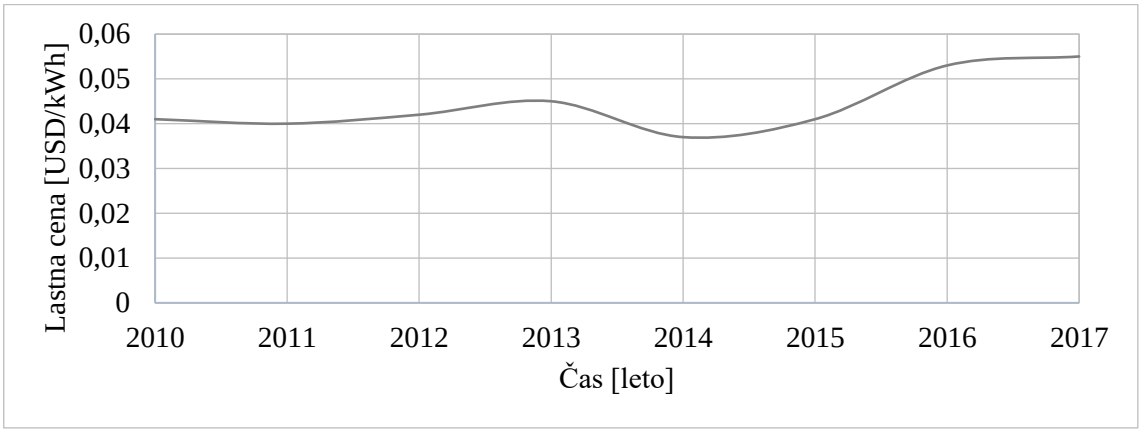
Slika 3: Inštalirana moč hidroelektrarn v svetu v letih 2010–2017



Vir: International Renewable Energy Agency - IRENA (2017).

Na sliki 4 lahko vidimo gibanje lastne cene proizvodnje električne energije z uporabo hidroelektrarn na svetovni ravni v letih 2010–2017.

Slika 4: Krivulja povprečne lastne cene električne energije iz hidroelektrarn v svetu v obdobju 2010–2017



Vir: International Renewable Energy Agency - IRENA (2017).

3.2.2 Vetrne elektrarne

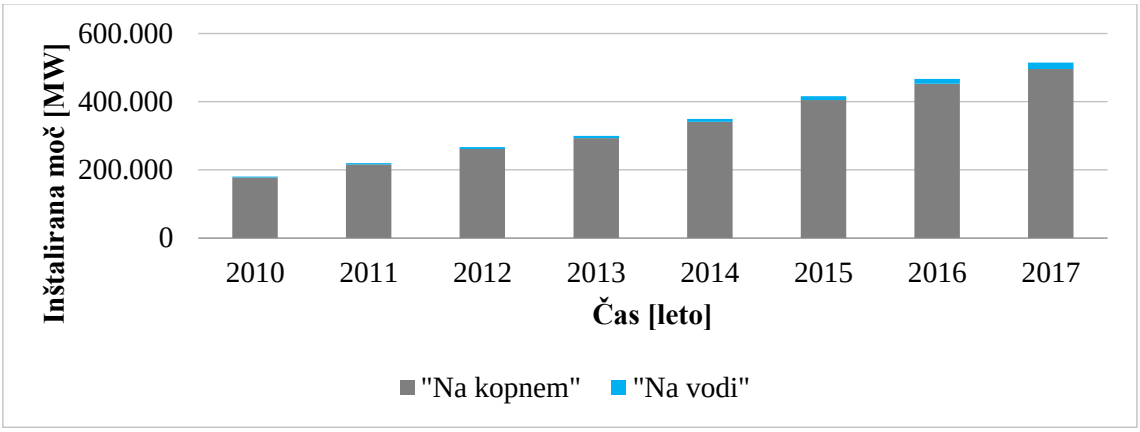
Energija vetra predstavlja temelj t. i. novodobnega zelenega prehoda pridobivanja električne energije na trajnosten način in nam s svojo vključenostjo v elektroenergetski sektor pomaga zmanjševati odvisnost od fosilnih goriv (Danish Energy Agency, brez datuma). Veter kot kinetična energija zračnih mas je posledica sončnega sevanja, kjer se različno segrete zračne plasti zaradi razlik v zračnem tlaku gibljejo. Z izkoriščanjem tega pojava nam vetrne elektrarne z uporabo turbinskih strojev (vetrnic) omogočajo pretvarjanje kinetične energije zračnih mas v mehansko delo na gredi, le-to pa z uporabo električnega generatorja pretvarjamo v električno energijo.

S tem vetrne elektrarne zagotavljajo okolju prijazno oskrbo z električno energijo in to v času, ko zmanjševanje globalnih zalog fosilnih goriv ogroža dolgoročno vzdržnost svetovnega gospodarstva. Posledično si številne države v okviru trajnostne strategije postavljajo cilj, pri katerem bodo vetrne elektrarne pomembno prispevale k oskrbi trga z električno energijo. Tako proizvodnja električne energije z uporabo vetrnih elektrarn zaradi jasno opredeljenih političnih ciljev in upada stroškov proizvodnje in obratovanja (ekonomija obsega, zakonodaja, številne državne subvencije, ...) čedalje lažje konkurira proizvodnji električne energije, ki bazira na fosilnih gorivih (Danish energy agency, brez datuma). Predvsem zaradi zgoraj naštetih razlogov se je proizvodnja električne energije iz vetrnih elektrarn na svetovni ravni med letoma 2009 in 2013 podvojila. Od tega Evropska unija zaradi zelo »agresivnega« pristopa k vpeljavi vetrnih elektrarn predstavlja skoraj 75 % vseh svetovno inštaliranih kapacitet, ob tem, da je od leta 2014 na trgih EU zabeležena 30 % letna rast inštaliranih kapacitet novo postavljenih vetrnic (Borzen d.o.o., brez datuma b).

Iz trenutno začrtanih političnih smernic in na podlagi analize trendov 139 držav lahko ocenimo, da bodo vetrne elektrarne do leta 2030 na svetovni ravni letno prispevale 30 % proizvedene električne energije, kar daje vetrni energiji čedalje vidnejšo vlogo v elektroenergetskem sektorju (Hayat, Chatterjee, Liu, Peet & Chamorro, 2019). Vetrne elektrarne na svetovni ravni trenutno proizvedejo približno 4,5 % vse električne energije.

Na sliki 5 vidimo rast inštaliranih kapacitet za proizvodnjo električne energije z uporabo vetrnih elektrarn na svetovni ravni v letih 2010–2017. »Na kopnem« je oznaka za vetrne elektrarne, ki so postavljene na kopnem, »Na vodi« pa za vetrnice, ki so postavljene pretežno na morju.

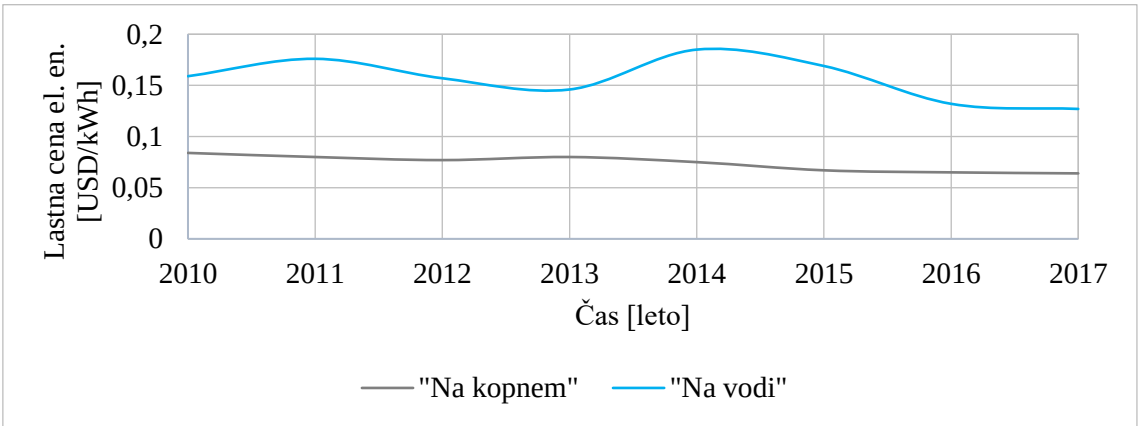
Slika 5: Inštalirana moč vetrnih elektrarn v svetu v letih 2010–2017



Vir: International Renewable Energy Agency - IRENA (2017).

Na sliki 6 lahko vidimo gibanje lastne cene proizvodnje električne energije z obratovanjem vetrnih elektrarn na svetovni ravni v obdobju od 2010 do 2017.

Slika 6: Krivulja povprečne lastne cene električne energije iz vetrnih elektrarn v svetu v obdobju 2010–2017

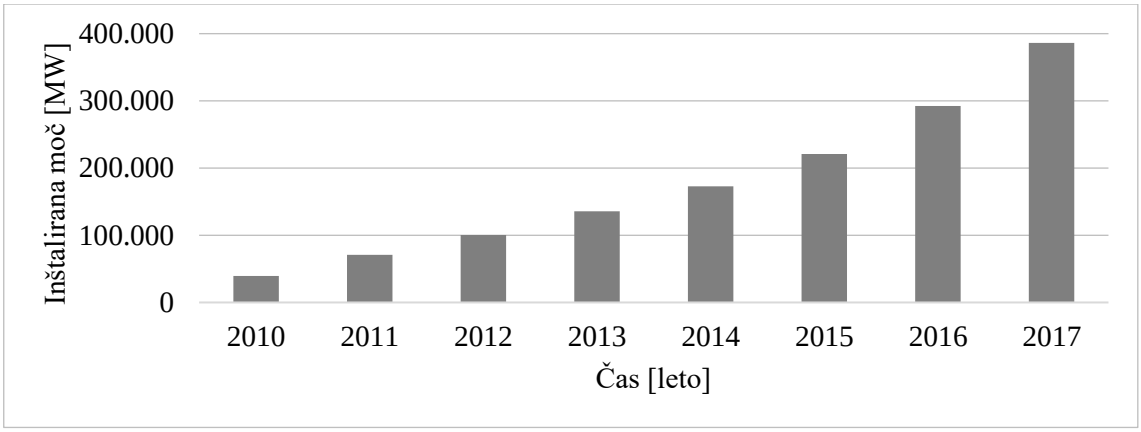


Vir: International Renewable Energy Agency - IRENA (2017).

3.2.3 Fotonapetostni moduli

Tehnologija fotonapetostnih modulov omogoča neposredno pretvorbo energije sončnega sevanja v električno energijo in tako kot vetrne elektrarne dolgoročno predstavlja velik potencial za proizvodnjo električne energije iz OVE. S svojo prisotnostjo na trgih bistveno prispeva k doseganju trajnostne oskrbe trga z električno energijo. Rast instalirane moči fotonapetostnih modulov (slika 7), je tako kot pri vetrnih elektrarnah rezultat predvsem napredka proizvodne tehnologije, kar omogoča nižjo lastno ceno proizvodnje električne energije, to pa jim na trgu definira čedalje večjo ekonomsko upravičenost. Na svetovni ravni letno v povprečju proizvedejo zanemarljivih 1,8 % vse proizvedene električne energije (International energy agency – IEA, brez datuma b).

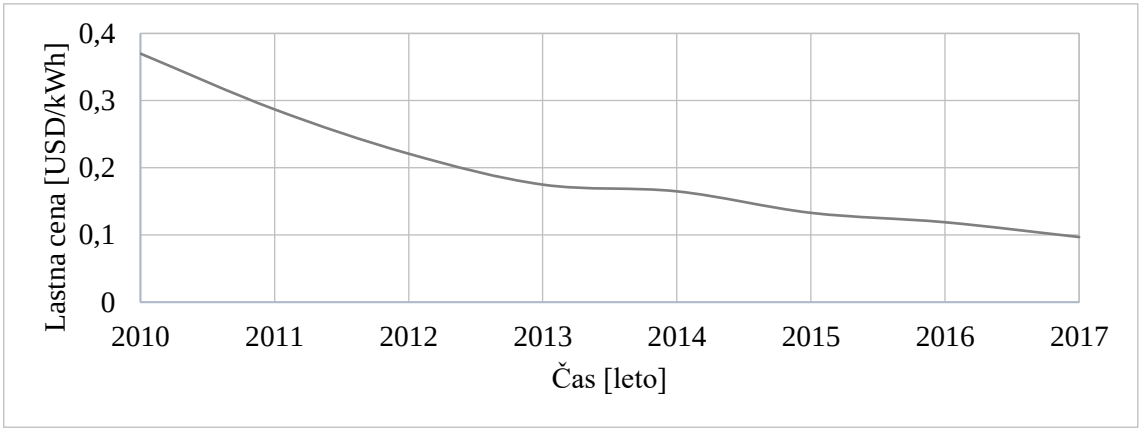
Slika 7: Inštalirana moč fotonapetostnih modulov v svetu v letih 2010–2017



Vir: International Renewable Energy Agency - IRENA (2017).

Na sliki 8 vidimo padec povprečne lastne cene električne energije, pridobljene iz fotonapetostnih modulov v svetu, med letoma 2010 in 2017.

Slika 8: Krivulja povprečne lastne cene električne energije iz fotonapetostnih modulov v svetu v obdobju 2010–2017



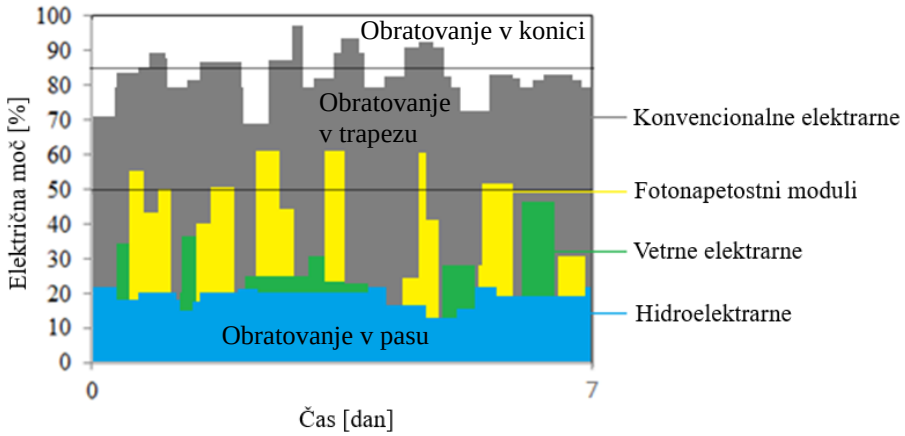
Vir: International Renewable Energy Agency - IRENA (2017).

Kljub velikim spremembam na področju proizvodnje električne energije je integracija vetrnih elektrarn in fotonapetostnih modulov v elektroenergetska omrežja zaradi svojih značilnosti, kot že omenjeno predvsem stohastičnosti in izrazito nepredvidljive dinamike razpoložljivosti primarnega vira kompleksen izziv pri učinkoviti in trajni integraciji le teh v elektroenergetski sistem. To pa za prihodnost elektroenergetskega sektorja ob pogoju doseganja trajnostne oskrbe pomeni pomembne tehnične, zakonske in gospodarske izzive. Le-ti bodo začrtali nove strategije za zagotovitev dokončnega nadzora nad sistemom, ki bo omogočal pravilno vključitev OVE, ne da bi pri tem ogrožal konkurenčnost dotičnega gospodarstva. Zato bo za širšo implementacijo tehnologij za proizvodnjo električne energije iz OVE v elektroenergetska omrežja, potreben preboj pri razvoju tehnologije, ki bo omogočala konkurenčno ceno shranjevanja (ob prisotnosti primarnega vira) in oddajanja (odsotnost primarnega vira) električne energije v omrežja na dnevnem, tedenskem in mesečnem intervalu. (Borzen d.o.o., brez datuma a). Tako sončne in vetrne elektrarne v kombinaciji s sistemi za shranjevanje energije izkazujejo največji potencial za nadomestitev konvencionalnih virov proizvodnje, predvsem termoelektrarn.

3.3 Režimi obratovanja pri proizvodnji električne energije

Za boljše razumevanje prej naštetih tehnologij za proizvodnjo električne energije v elektroenergetskem sistemu je potrebno razumeti pojem »režim« oz. način obratovanja. Vsi prej našteti energetsko proizvodni objekti se razlikujejo oz. so definirani po viru primarne energije, ki jo koristijo za svoje delovanje. Potrebno je omeniti, da je elektroenergetski sistem namenjen zagotavljanju energijskih tokov (moči), ki jih prebivalstvo in gospodarstvo potrebuje – v realnem času. Na sliki 9 je prikazana t. i. energetska mešanica obratovanja več sistemov hkrati, ki se med seboj dopolnjujejo in zagotavljajo količino energije, po kateri povprašuje trg. Le ta mora biti projektirana na način, da sistem stabilno obratuje. V tej točki pa nam OVE (predvsem fotonapetostni moduli in vetrne elektrarne) zaradi narave obratovanja predstavljajo velik izziv.

Slika 9: Prikaz obratovanja elektroenergetskega sistema

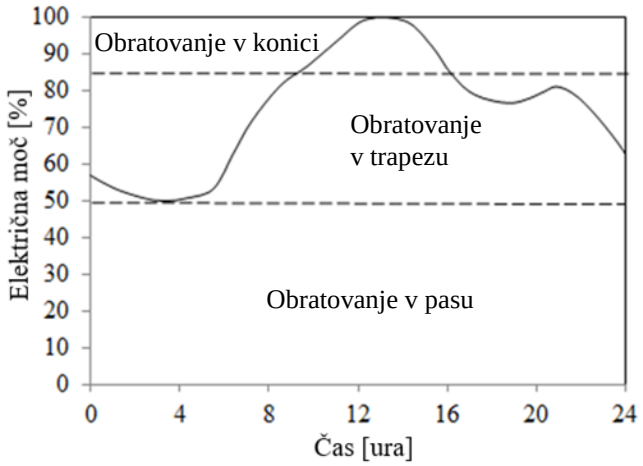


Vir: lastno delo.

Tako način obratovanja oz. vloga proizvodnih objektov v elektroenergetskem sistemu proizvodnje oz. t. i. energetski mešanici definira število obratovalnih ur objekta na leto. S tem tehnične in ekonomske značilnosti posameznih tehnologij določajo, v kateri segment proizvodnje električne energije spada posamezna tehnologija. Zelo pomembno je, da za racionalno in predvsem korektno stroškovno primerjavo različnih tehnologij med seboj primerjamo le tehnologije, ki sodijo v posamezni način obratovanja (Mihael Sekavčnik, brez datuma).

Na sliki 10 vidimo krivuljo moči pri proizvodnji električne energije v obdobju enega dneva.

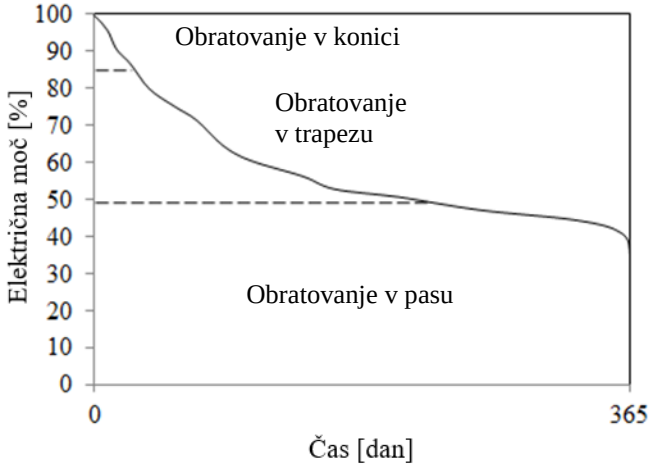
Slika 10: Dnevni diagram dinamike proizvodne moči



Vir: Tuma & Sekavčnik (2004).

Na sliki 11 je prikazan urejen letni diagram dinamike proizvodne moči. Urejen letni diagram proizvodne moči je tako po moči urejena vsota 365. dnevnih diagramov (1 leto).

Slika 11: Urejen letni diagram dinamike proizvodne moči



Vir: Tuma & Sekavčnik (2004).

3.3.1 Obratovanje v pasu

Za objekte, ki so klasificirani za obratovanje v režimu pasu ali osnovnem obratovanju, je značilno, da izkazujejo visoko zanesljivost in razpoložljivost delovanja preko celotnega leta. Vsota proizvodne moči objektov, ki delujejo v režimu pasu na nekem območju, praviloma konstantno zagotavlja minimalno količino električne energije, po kateri povprašuje trg. Značilne predstavnice so elektrarne z visokim energijskim izkoristkom, visokimi investicijskimi in nizkimi obratovalnimi stroški. Zanje je pomembno, da svojo konkurenčno prednost izkazujejo s čim višjim številom obratovalnih ur na leto (nizko lastno ceno proizvedene električne energije). Predvideno je, da naj bi za zagotavljanje relativno nizke cene električne energije v povprečju obratovale več kot 6.000 ur na leto. Značilne predstavnice energetskih objektov v pasovnem režimu obratovanja so večje parne elektrarne (termoelektrarne), jedrske elektrarne in pretočne hidroelektrarne (Tuma & Sekavčnik, 2004).

3.3.2 Obratovanje v trapezu

Za objekte, ki delujejo v območju trapeza, je značilen enostaven zagon in zmožnost nenehnega prilagajanja proizvodne moči glede na potrebe trga, saj se v praksi poraba torej tudi proizvodnja električne energije v določenem časovnem obdobju zelo spreminja. To pomeni, da morajo elektrarne, ki delujejo v območju trapeza, nenehno slediti dinamiki povpraševanja s strani trga (odjemalcev) in temu prilagajati svojo proizvodno moč. Pri konvencionalnih elektrarnah to pomeni srednje investicijske in srednje obratovalne stroške. Predvideno je, da na leto obratujejo med 1.500 in 6.000 ur. Energetski objekti, ki delujejo v režimu trapeza, so predvsem akumulacijske hidroelektrarne, srednje velike parne elektrarne (termoelektrarne) in plinsko-parne elektrarne (termoelektrarne) (Tuma & Sekavčnik, 2004).

3.3.3 Obratovanje v konici

Obratovanje v konici je značilno za objekte, ki letno obratujejo manj kot 1.500 ur. Omogočati morajo enostaven in predvsem hiter zagon. Zaradi slabše časovne izkoriščenosti v večini primerov izkazujejo nizke investicijske in zelo visoke obratovalne (spremenljive) stroške, ki so posledica predvsem visokih cen goriv. Obratujejo v času, ko povpraševanje po električni energiji na trgu presega skupne proizvodne kapacitete ostalih elektrarn, ki delujejo v režimu trapeza in pasu. Tako v času svojega obratovanja zaradi povišanega povpraševanja po električni energiji, s prodajno ceno električne energije na trgu, deloma opravičujejo višjo lastno ceno električne energije. Primeri energetskih objektov v koničnem režimu obratovanja so majhne plinske elektrarne (termoelektrarne), enostavne parne elektrarne (termoelektrarne), črpalno-akumulacijske hidroelektrarne in motorji z notranjim zgorevanjem (Tuma & Sekavčnik, 2004).

3.4 Sistemi za shranjevanje energije

Smo v obdobju, kjer je, kot že rečeno, v t. i. elektroenergetski mešanici predvsem zaradi političnih smernic čedalje bolj prisotna ideja o nizkoogljičnem delovanju. Posledično smo priča osnutku trenda ugašanja trenutnih elektroenergetskih virov prožnosti. Tako se kot največji onesnaževalec v segmentu proizvodnje električne energije planira zapiranje predvsem termoelektrarn, katerih večina deluje v režimu trapeza in s tem usklajuje proizvodnjo električne energije s povpraševanjem iz trga. S tem se bo funkcija prožnosti prenesla na tehnologije za proizvodnjo električne energije iz OVE, ki pa so, kot že rečeno, s svojo zanesljivostjo omejeni, torej v večini primerov izredno dinamični in težko predvidljivi (iENERGIJA, brez datuma). Kompleksnost tako izvira predvsem iz tehnične narave proizvodnje električne energije, ki je v kombinaciji s končnim povpraševanjem deležna nenehnih spreminjajočih se zahtev po električni moči.

Zato bodo za širšo in predvsem učinkovito integracijo OVE tehnologij v elektroenergetska omrežja za zagotavljanje prožnosti in posledične varnosti oskrbe v veliki meri prevzeli sistemi za shranjevanje energije. Skupni sistem bo tako omogočal oskrbo trga z električno energijo tudi v času, ko primarni viri niso oz. ne bodo neposredno na voljo. (iENERGIJA, brez datuma). Za prihodnost se tako ocenjuje, da bo za zadovoljevanje potreb trga po električni energiji seveda odvisno od posamezne lokacije, potreben optimalen portfelj tehnologij za proizvodnjo električne energije iz OVE ob podpori ustreznih tehnologij za shranjevanje energije, ki bodo s svojo vključenostjo v sistem omogočale kontinuirano oskrbo trga z električno energijo. S tem bodo ustrezni sistemi za shranjevanje energije omogočili širšo, oz. masovno integracijo tehnologij za proizvodnjo električne energije iz OVE v elektroenergetski sistem. Tako cenovno ustrezno in tehnološko dovršeno shranjevanje energije velja za enega izmed najbolj obetavnih odgovorov na fleksibilno oskrbo trga pri proizvodnji električne energije iz OVE.

Poznamo 5 značilnih tehnologij za shranjevanje energije (Energy storage association, brez datuma):

- elektrokemične tehnologije (baterije),
- toplotne tehnologije (solne raztopine),
- mehanske tehnologije (vztrajniki),
- vodikove tehnologije (gorivne celice),
- črpalne hidroelektrarne.

4 KRITERIJI ZA IZBOR USTREZNIH TEHNOLOGIJ PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

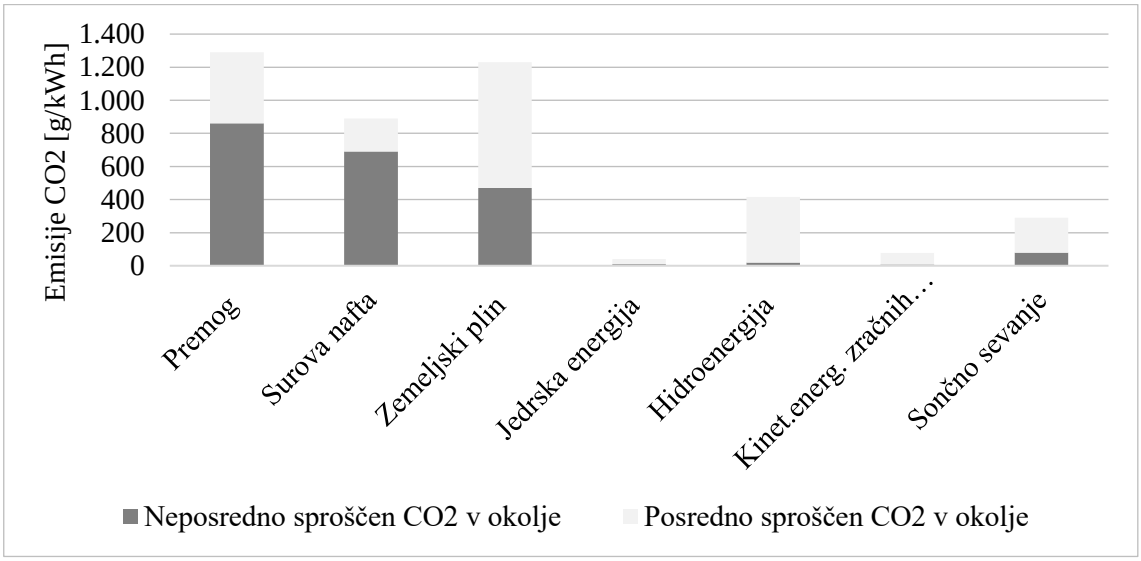
Kombinacija instaliranih tehnologij za proizvodnjo električne energije na posameznem geografskem območju predstavlja t. i. energetska mešanica, ki v vsakem trenutku dneva skrbi za stabilno proizvodnjo energijskih tokov. Hkrati pa je pomembno, da ob trenutnih političnih smernicah nizkoogljičnega delovanja ob predpostavki izrazite globalizacije zagotavlja proizvodnjo električne energije po regionalno-globalno konkurenčnih cenah. Tako pridemo do zaključka, da je strateški izbor elektrarn ključen za nadaljnjo trajnostno, zanesljivo in cenovno konkurenčno oskrbo trga z električno energijo. Zaključimo lahko, da so ključni dejavniki, ki vplivajo na razvoj energetike in posledične investicije v gospodarstvo na določenem geografskem področju, trije t. i stebri, ki v celoti definirajo energetsko politiko in so med seboj v zelo visoki korelaciji, torej odvisni en od drugega (Resolucija o energetskem konceptu Slovenije, 2018).

- Podnebna trajnost.
- Zanesljivost oskrbe.
- Konkurenčnost oskrbe.

4.1 Podnebna trajnost

Koncept podnebne trajnosti ali trajnostnega razvoja je bil oblikovan leta 1975 na zasedanju skupščine ZN in definira energetsko politiko na način, kjer okolje ni deležno negativnih posledic gospodarskega razvoja. To v družbenem pomenu definira koncept, kjer naj zadovoljevanje trenutnih družbenih vrednot ne bi ogrožalo zadovoljevanja okoljskih potreb prihodnjih generacij (Fiut, 2006). Tako trajnostni razvoj stremi k temu, da se vsi naravni viri obnavljajo hitreje kot se porabljajo. Hkrati pa je prisotnost in čedalje večji vpliv koncepta podnebne trajnosti močno povezan z razvojem trgov proizvodnje električne energije iz OVE, saj ob svojem delovanju v atmosfero sproščajo znatno nižjo količino CO_2, kar se lahko razbere iz slike 12 (Geissdoerfer, Vladimirova & Evans, 2018).

Slika 12: Količina sproščenega ogljikovega dioksida s strani različnih primarnih virov pri proizvodnji električne energije



Vir: Devanand, Kraft & Karimi (2019).

Pojem neposredno sproščen CO_2 v okolje definira sproščanje CO_2 ob neposrednem delovanju energetskega objekta. Posredno sproščen CO_2 pa označuje vse storitve režije, ki omogočajo delovanje proizvodnega objekta (izkop rude, izdelava tehnologije, ...). Zelo hitro pridemo do zaključka, da imajo v povprečju tehnologije OVE znatno nižje povprečne izpuste CO_2 kot konvencionalne tehnologije proizvodnje. Podnebna trajnost oz. zagotavljanje le-te je regulirano na podlagi mednarodnih sporazumov, katerih skupni imenovalec je, da države podpisnice prilagodijo zakonodajo na način, s katerim naj bi v bližnji prihodnosti zagotavljale zanesljivo in trajnostno oskrbo trga z električno energijo po globalno konkurenčnih cenah. S tem je Evropska unija predstavila t. i. 20/20/20 cilje.

Cilji 20/20/20, ki obsegajo niz zavezujoče zakonodaje:

- 20 % znižanje emisij CO_2 v primerjavi z letom 1990,
- 20 % električne energije, ki je proizvedena z OVE tehnologij,
- 20 % izboljšanje vsesplošne energetske učinkovitosti.

Cilje so si voditelji EU postavili leta 2007, ustrezna zakonodaja, ki omogoča realizacijo le-teh, pa je bila sprejeta leta 2009 (European Union, brez datuma a). Skupnost se je tako osredotočila predvsem na razvoj alternativne energetske infrastrukture in na racionalno porabo električne energije, ki bi omogočala trajnostni razvoj na daljše časovno obdobje (Hobman, Frederiks, Stenner & Meikle, 2016). Eno izmed ključnih orodij EU za strateško zmanjšanje emisij CO_2 je tako tudi uvedba sistema za trgovanje s pravicami do emisij toplogrednih plinov (ETS), kjer z dodatnimi stroški konvencionalnim tehnologijam (predvsem termoelektrarnam) dvigujemo lastno ceno električne energije, ter s tem omogočamo lažji cenovni preboj OVE na trg proizvodnje električne energije. Tako naj bi

do leta 2020 iz stališča uvedbe emisijskih kuponov izpuste CO_2 zmanjšali za okoli 21 %. To naj bi spodbudilo investicije v OVE, kjer naj bi bilo do leta 2020 na ravni EU iz OVE proizvedeno 20 % vse električne energije (več kot dvakratna proizvodnja glede na leto 2010, ko je bilo iz OVE proizvedeno okoli 10 % električne energije (European Union, brez datuma a).

4.2 Zanesljivost oskrbe

Eden izmed poglavitnih ciljev novodobnih elektroenergetskih sistemov je tudi zmožnost zagotavljanja neprekinjene oskrbe trga z električno energijo. Neprekinjeno oskrbo trga zagotavlja celosten elektroenergetski sistem, ki deluje po vnaprej predpisanih parametrih. Tolerančne meje morajo biti na območju EU v skladu z zahtevami ENTSO-E, torej morajo ustrezati vnaprej določenim standardom zanesljive oskrbe (ENTSO-E, 2014). Zanesljivost oskrbe tako definira verjetnost, da bo opazovani elektroenergetski sistem (z vsemi vključenimi deležniki) pravilno deloval v določenem časovnem okviru pod določenimi pogoji. To za končne uporabnike pomeni preskrbo z električno energijo s konstantno frekvenco omrežja in z določeno stopnjo napetosti, ki mora biti znotraj dovoljenih meja (Čepin, 2011). Za zagotavljanje ustrezne »kvalitete« električne energije pa v večji meri skrbijo predvsem proizvodni objekti – elektrarne. Stopnjo razpoložljivosti proizvodnih objektov ocenjujemo kot stanje delovanja ob časovni zmogljivosti sledenju proizvodni moči v elektrarni glede na povpraševanje s trga (Voršič, Zorič, Horvat, Voršič & Garantini, 2003).

Tukaj gre poudariti predvsem pojem odvisnosti od razpoložljivosti primarnega vira, ki je osnova za delovanje energetsko-proizvodnega objekta in pride do izraza predvsem pri obravnavi tehnologij za proizvodnjo električne energije iz OVE. Predvsem nepredvidljiva volatilnost, torej nepredvidljiva časovna dinamika razpoložljivosti OVE je, kot že rečeno, največja ovira pri hitrejši in celostni integraciji OVE tehnologij. Metode za ocenjevanje zanesljivosti konvencionalnih sistemov proizvodnje električne energije so čedalje bolj razvite, saj je zanje značilen dokaj dobro definiran specifični faktor zanesljivosti, ki temelji na vnaprej predvidljivih dejavnikih, kot so: morebitne nenačrtovane zaustavitve delovanja, čas za vzdrževanje, ... Tako je faktor izkoriščenosti skoraj enoznačno povezan z zanesljivostjo. Omenimo lahko, da imajo nuklearne elektrarne v povprečju najvišji faktor izkoriščenosti, ki znaša okoli 90 %. Faktor izkoriščenosti termoelektrarn pa se v povprečju glede na vlogo v režimu obratovanja giblje od 30 % pa vse do 87 % (Boyle, 1996). Popolno nasprotje pa je prisotno pri analizi ocene zanesljivosti elektroenergetskih sistemov z vključenimi tehnologijami OVE. Na trgu je bilo tako v zadnjem desetletju predstavljenih mnogo znanstvenih publikacij z različnimi tehnikami ocenjevanja zanesljivosti. Vendar so ti modeli preveč povprečni, ne zajemajo zadostnega števila robnih pogojev glede na mikrolokacijo in jih je potrebno za ustrezno oceno prispevka OVE k splošni oceni zanesljivosti elektroenergetskega sistema še naprej razvijati (Lin, Cheng, Chang, Zhang, Shu & Liu, 2014).

Največje težave pri oceni zanesljivosti tehnologij OVE tako predstavljajo (Hrelja, 2017):

- Distribucijske zmogljivosti tehnologij OVE na posamezni lokaciji;
- Visoka variabilnost primarnega vira, ter prisotnost nihanja napetosti v omrežju;
- Stopnja razpoložljivosti OVE (Negotovost in variabilnost primarnega vira na določeni lokaciji).

Tukaj je potrebno poudariti, da je časovna razpoložljivost/izkoriščenost zaradi stalnih stroškov določene tehnologije poglavitni faktor pri določitvi lastne cene proizvodnje električne energije iz te tehnologije, saj nizka razpoložljivost tudi nasploh povzroča največje gospodarske izgube (Tuma & Sekavčnik, 2004). Zopet lahko omenimo časovno razpoložljivost posameznih tipov proizvodnje iz OVE. Hidroelektrarne v povprečju dosegajo 50 % razpoložljivost, vetrne elektrarne na celini v povprečju 34 %, na morju pa okoli 39 %. Fotonapetostni moduli dosegajo (seveda odvisno od lokacije postavitve) od 22 %, pa vse do 31 % razpoložljivost (Boyle, 1996). Tako zanesljivost elektroenergetskega sistema z visoko korelacijo definira stroške obratovanja sistema, saj so lahko stroški (stroški zakupljene energije doma in v tujini, stroški nedobavljene električne energije, odškodnine, ...) ob primeru razpada in nizke izkoriščenosti elektroenergetskega sistema zelo visoki. Tako je glavni namen določanja zanesljivosti elektroenergetskega sistema struktura kvantitativnih povezav med vloženim kapitalom in ekonomskimi posledicami izpada električne energije (Voršič, Zorič, Horvat, Voršič & Garantini, 2003). S tem razvoj analiz zanesljivosti elektroenergetskega sistema omogoča napredek pri projektiranju sistemov in načrtovanju operativnih strategij za nemoteno oskrbo trga z električno energijo po konkurenčnih cenah (Allan, Billinton & Lee, 1984).

V Republiki Sloveniji je kakovost oskrbe trga z električno energijo opredeljena v Energetskem zakonu (EZ-1) in je razvrščena v tri skupine (Energetski zakon, 1999):

- Komercialna kakovost (povezava med dobaviteljem in končnim uporabnikom);
- Neprekinjenost napajanja (izražena z številom in časom prekinitev oskrbe);
- Kakovost napetosti (se nanaša predvsem na frekvenco, harmonske popačitve in nihanje napetosti – tehnični segment).

Ob tem velja omeniti, da je tranzicija iz konvencionalnih tehnologij proizvodnje na proizvodnjo električne energije iz nekonvencionalnih tehnologij izredno kompleksna na mnogih področjih. Iz tega lahko sklepamo, da glavnino težav pri hitrejši integraciji pridobivanja električne energije iz nekonvencionalnih tehnologij predstavlja časovna neusklajenost proizvodne in odjemne moči, torej nizka zanesljivost proizvodnih virov. Tako bo za zagotavljanje zanesljive oskrbe trga z električno energijo na trajnosten in konkurenčen način v prihodnje bistveno vlogo odigral širok spekter različnih energetsko proizvodnih objektov, pravilno dimenzionirana električna omrežja, sistemi za shranjevanje energije ter ustrezne čezmejne povezave, ki bodo s sodelovanjem širokega spektra proizvodnih energetskih sistemov iz večjega geografskega področja zagotavljale oz.

omogočale lažje usklajevanje ponudbe in povpraševanja po električni energiji na posameznih trgih (Resolucija o energetskem konceptu Slovenije, 2018).

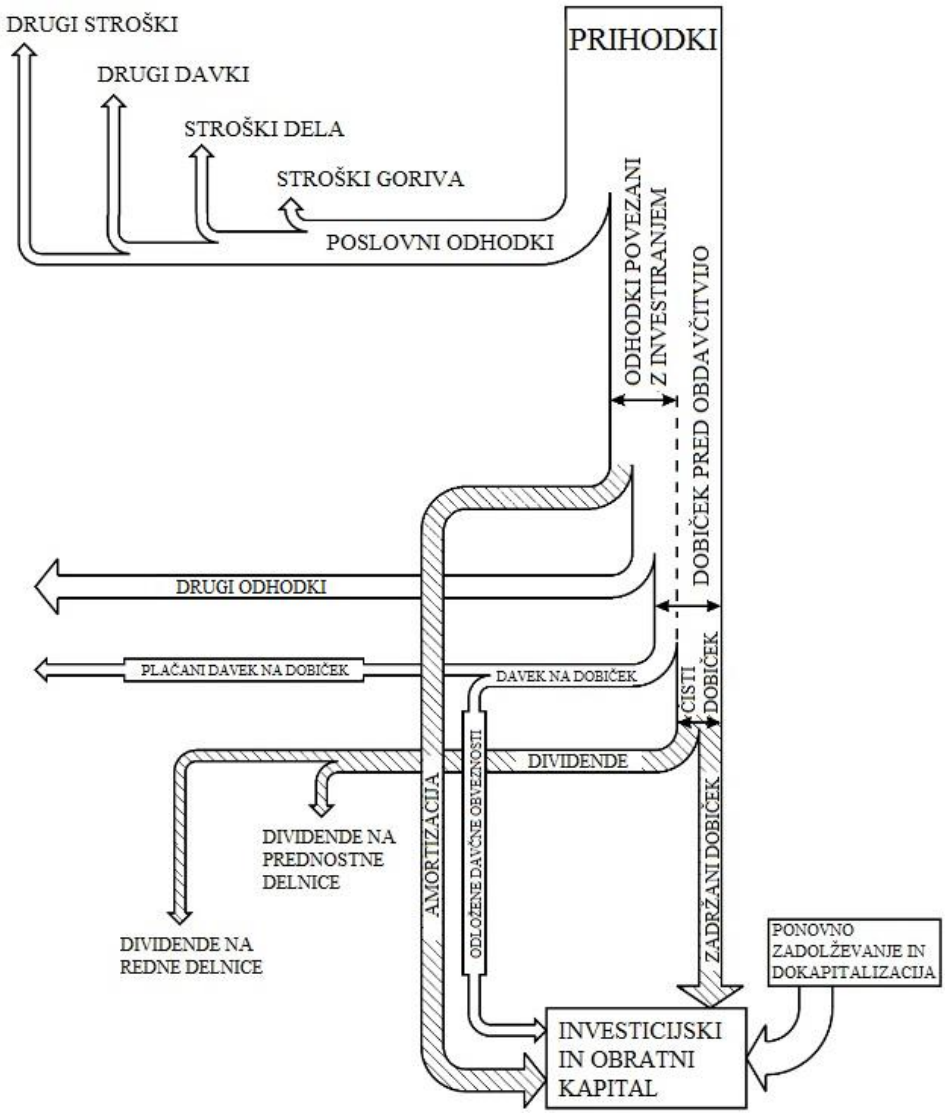
4.3 Konkurenčnost oskrbe

Konkurenčna oskrba trga z električno energijo je pojem, ki ima pri proizvodnji električne energije čedalje večji pomen. Trgovinski sporazumi, odpiranje mej, torej vedno večja prisotnost pojma globalizacija je dejavnik, ki konkurenčni oskrbi trga z električno energijo postavlja popolnoma nov izziv, saj je velik del cene proizvoda na trgu odvisen od cene električne energije, z uporabo katere je bil izdelan. S tem je konkurenčna oskrba trga z električno energijo temeljni element konkurenčnega gospodarstva (Ministrstvo za Infrastrukturo, brez datuma). Tako je ekonomika poslovanja posamezne tehnologije za proizvodnjo električne energije predmet obširnih tehničnih in ekonomskih raziskav, saj je le-ta ključnega pomena za nadaljnjo konkurenčno delovanje vseh gospodarskih sektorjev. Za konkurenčno oskrbo posameznega trga z električno energijo je tako potrebno zagotoviti ustrezno ravnotežje med t. i. kakovostjo oskrbe in stroški proizvodnje električne energije. Zato je potrebno z ustrezno implementacijo zakonodaje in tehničnih rešitev poskrbeti za odprt, pregleden in dobro delujoč energetski trg (Resolucija o energetskem konceptu Slovenije, 2018). Konkurenčnost cene električne energije pa v pretežni meri definira ekonomika poslovanja energetskih objektov proizvodnje, ki bo v našem primeru izražena s stroški obratovanja in polno lastno ceno električne energije.

5 OSNOVE POSLOVANJA PRI PROIZVODNJI ELEKTRIČNE ENERGIJE

Električna energija je, kot že rečeno, nedvomno najpomembnejša oblika energije novodobnega sveta. Je izredno nestabilna oblika energije, zato more biti »porabljena« oz. pretvorjena v drugo obliko energije skoraj istočasno, kot je bila proizvedena. Zaradi te lastnosti je električna energija in razumevanje le-te skozi posamezne deležnike v oskrbni verigi iz ekonomskega stališča izredno kompleksno, saj so stroški na enoto električne energije odvisni od velikega števila različnih dejavnikov tekom celotne oskrbne verige trga z električno energijo (Breeze, 2010). Osrednji strošek, ki je hkrati tudi primarna tema magistrskega dela, je strošek proizvodnje električne energije. Dejavnik ekonomike poslovanja proizvodnih objektov je izredno pomemben, saj projektiranje obratovanja in gradnja trajata več let, kasnejše obratovanje pa tudi več desetletij. Zato je izredno pomemben faktor strateškega izbora proizvodnih objektov, saj le-te s svojimi stroškovnimi značilnostmi predstavljajo ključen faktor za nadaljnji razvoj gospodarstva in posledično dobrobit državljanov (Tuma & Sekavčnik, 2004). Iz slike 13 je mogoče razbrati glavne finančne tokove v podjetju.

Slika 13: Prikaz značilnih finančnih tokov v podjetju



Vir: Tuma & Sekavčnik (2004).

Ob postavitvi podjetja, torej na začetku poslovanja si mora podjetje zagotoviti lastniški in dolžniški kapital, s katerim investira v osnovna sredstva kot so zgradbe, zemljišča, in oprema, z uporabo katerih trži svoj obratni kapital, torej ustvarja prihodke, kar pa podjetju zagotavlja pokrivanje sprotnih obvez iz poslovanja. Tako so vsi prihodki, ki nastanejo ob poslovanju (prodaja blaga in storitev), zmanjšani za obstoječe stroške poslovanja. Podjetje ustvari dobiček, kadar je vsota vseh prihodkov višja od vsote odhodkov, v nasprotnem primeru govorimo o izgubi. Zato je pri optimizaciji oz. snovanju procesov obratovanja energetsko proizvodnih objektov zelo pomembno definirati strukturo prihodkov ter posameznih odhodkov, ki jih obsegajo (Tuma & Sekavčnik, 2004).

V namen poenotenega poimenovanja v nadaljevanju magistrskega dela (stroškovna analiza) bodo prihodki in odhodki prikazani po sledečih definicijah.

5.1 Prihodki

Prihodki so definirani kot povečanja gospodarskih koristi v nekem obračunskem obdobju. Izraženi so v obliki povečanja sredstev (denar) kot terjatev zaradi prodaje blaga in proizvodov, lahko pa tudi kot prevrednotenje nekaterih vrst sredstev na njihovo višjo pošteno vrednost. Prihodke lahko opredelimo tudi kot zmanjšanje dolgov, na primer zaradi opustitve njihove poravnave, katerih posledica je povečanje kapitala (razen tistih, ki so povezani z novimi vplačili lastnikov) (Slovenski računovodski standardi, 2016). V namen eksperimentalne analize prihodke delimo v tri spodaj omenjene skupine.

5.1.1 Prihodki iz naslova prodaje električne energije

Prihodki od prodaje so definirani na podlagi pogodb s kupci o prodaji storitev ali blaga in se odražajo kot dobava pogodbeno dogovorjenega blaga ali storitev kupcem, in to v višini pričakovanih nadomestil, do katerih bo organizacija upravičena v zameno za to blago ali storitev (Slovenski računovodski standardi, 2016). Prihodki iz naslova prodaje električne energije so prepoznani, ko dotična družba (elektrarna) stranki dostavi tržno blago (električno energijo), ciljna stranka pa to blago sprejme. Posledično pa je terjatev oz. poplačilo dolga logično zagotovljeno (Phillips, 2005).

5.1.2 Ostali poslovni prihodki

Ostali poslovni prihodki, povezani s poslovnimi učinki, se navezujejo na dobičke pri prodaji stalnih sredstev, odpravo slabih terjatev, na črpanje odloženih prihodkov, pogodbene kazni, prejete odškodnine, dotacije, subvencije, regrese, premije, kompenzacije in ostale podobne prihodke (Slovenski računovodski standardi, 2016).

5.1.3 Finančni prihodki

Finančni prihodki so prihodki iz naslova investiranja in obsegajo prihodke, ki izhajajo iz naslova deležev v različnih naložbah, prihodke od prodaje finančnih naložb, obresti od posojil in depozitov. Pojavljajo se predvsem v navezi s finančnimi naložbami ter tudi v zvezi s terjatvami. Sestavljajo jih obračunane obresti in deleži v dobičku drugih pa tudi prevrednoteni finančni prihodki. Razčlenjujejo se na finančne prihodke, ki niso odvisni od poslovnega izida drugih (npr. prejete obresti), in finančne prihodke, ki so odvisni od poslovnega izida drugih (npr. prejete dividende) (Slovenski računovodski standardi, 2016).

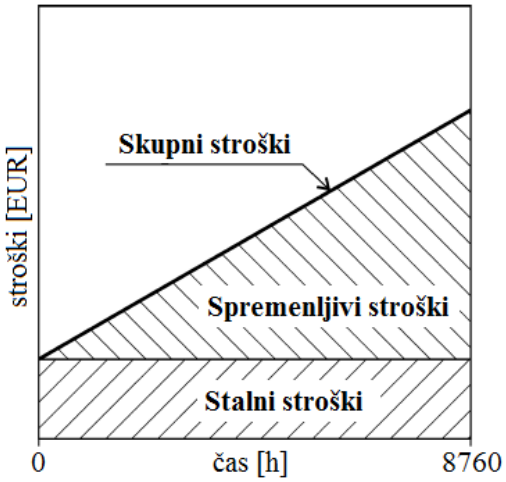
5.2 Odhodki

Odhodki so definirani kot zmanjšanja gospodarskih koristi v obračunskem obdobju, v obliki zmanjšanj sredstev (npr. s prodajo zalog, zaradi prevrednotenja nekaterih vrst sredstev na njihovo nižjo pošteno ali drugo merodajno vrednost) ali povečanj dolgov (npr. zaradi zaračunanih obresti), katerih posledica so zmanjšanja kapitala razen tistih, ki so povezana z izplačili lastnikom (Slovenski računovodski standardi, 2016). Da bi lahko razumeli učinek stroškov na delovanje elektroenergetskega objekta, moramo stroške razvrstiti v dve analitični skupini. Tako stroške delimo na stalne in spremenljive. Stalni stroški so tisti stroški, ki so konstantni in se ne spreminjajo glede na obseg poslovanja, torej so neodvisni od obratovanja energetskega objekta (Čadež & Hočevar, 2008). V segmentu proizvodnje električne energije v Republiki Sloveniji večinski delež stalnih stroškov sestavljajo amortizacija z odpisi vrednosti, stroški dela ter finančni in ostali poslovni odhodki. Spremenljivi stroški pa so stroški, ki nastanejo kot neposredna posledica obratovanja energetskega objekta. V energetiki na območju Republike Slovenije so to stroški, ki so v poslovnih poročilih posameznih družb računovodsko knjiženi kot stroški materiala in storitev. Tako razumevanje in predvsem poznavanje skupnih stroškov predstavlja osnovo za izračun polne lastne cene električne energije posameznih družb, ki jo podjetje trži na trgu. Iz enačbe (1) vidimo, da so skupni stroški vsota stalnih in spremenljivih stroškov.

$$C_{skupni} = C_{stalni} + C_{spremenljivi}; [€] \tag{1}$$

Na sliki 14 je prikazana krivulja skupnih stroškov v odvisnosti od obratovalnih ur. Slika 14 je tako grafični prikaz enačbe (1) v odvisnosti od časa.

Slika 14: Skupni stroški proizvodnje električne energije v odvisnosti od obratovalnih ur



Vir: Tuma & Sekavčnik (2004).

V nadaljevanju bodo tako podrobneje predstavljene vse vrste stroškov, ki jih bomo uporabili pri kvantitativni analizi.

5.2.1 Stroški materiala in storitev

Stroški materiala so neposredni potroški materiala in tistega dela materiala, na katerega se nanašajo posredni proizvajalni stroški ter posredni stroški nabavljanja, prodajanja in splošnih služb (Slovenski računovodski standardi, 2016). Stroški materiala tako definirajo stroške osnovnega in pomožnega materiala ter kupljenih polproizvodov, goriva, obrabnih delov, itd.

Stroški storitev so stroški, ki se ne štejejo kot stroški materiala, amortizacije ali dela (Slovenski računovodski standardi, 2016). Pod pojmom stroški storitev pa razumemo stroške prevoznih sredstev, komunalnih storitev, izobraževalnih storitev, proizvodnih storitev, ki jih opravijo drugi (angl. outsourcing), itd. Oboji predstavljajo izvirne stroške kupljenih storitev ali materiala, le-te pa se neposredno vključuje v ustvarjanje poslovnih učinkov (Čadež & Hočevar, 2008).

V nadaljevanju bodo v skupino stroškov materiala in storitev spadali stroški pomožnih materialov in polproizvodov, stroški surovin in goriva, stroški vzdrževanja, stroški CO_2 emisij, stroški reklamnih storitev in drugi spremenljivi stroški.

Iz tabele 1 lahko razberemo, da odhodke delimo na poslovne in druge odhodke, ki so glede na klasifikacijo v tabeli povezani s stroški. V namen poznavanja funkcije odhodkov je potrebno omeniti, da stroški postanejo odhodki v trenutku, ko je izbrana storitev, ali v našem primeru produkt prodan kupcu, torej so odhodki posledica določenega obračunskega obdobja, kjer je zmanjšanje gospodarskih koristi povezano s povečanjem dolga ali zmanjšanja sredstev, to zmanjšanje pa je možno izmeriti.

Tabela 1: Ključni stroški in odhodki pri proizvodnji električne energije

Vrsta stroškov	Razdelitev stroškov med odhodke	
Stalni stroški	- Amortizacija in odpisi vrednosti - Finančni odhodki	Drugi odhodki
	- Stroški dela - Ostali poslovni odhodki	Poslovni odhodki
Spremenljivi stroški	- Stroški materiala in storitev	

Prirejeno po Tuma & Sekavčnik (2004).

5.2.2 Stroški dela

Stroški dela so vse oblike zaslužkov, ki jih daje podjetje svojim zaposlenim v zameno za njihovo službovanje. Organizacija jih obravnava kot svoje stroške dela ali kot deleže v dobičku pred predstavitvijo dobička v izkazu poslovnega izida. Z zaslužki so lahko povezane tudi določene dajatve, ki povečujejo stroške organizacije ali deleže zaposlenih v dobičku. Kot zaslužki se obravnavajo tudi vsa plačila poslovodstvu, ne glede na pravno obliko pogodbenega razmerja (Slovenski računovodski standardi, 2016). Poslovanja celotnega poslovnega sistema si ni moč predstavljati brez ljudi oz. delovne sile. Čeprav se delovna sila ob sodelovanju v poslovnem procesu troši, pa hkrati s sodelovanjem v procesu pridobiva na novih izkušnjah in znanju. Iz ekonomskega vidika tako za razliko od delovnih sredstev (amortizacija) ni nujno, da vrednost delovne sile v času pada, temveč je predvsem pri mladih zaradi krivulje učenja vrednost delovne sile s časom večja (Čadež & Hočevar, 2008). Stroški dela, se tako nanašajo na bruto zneske obračunanih plač in ostalih izplačil zaposlenim. Zajemajo tudi različne dajatve, ki niso v okviru bruto prejemkov zaposlenim.

5.2.3 Amortizacija in odpisi vrednosti

Amortizacija je znesek, ki v posameznem obračunskem obdobju zapusti amortizljivo sredstvo in je tedanji strošek. Amortizljiva sredstva so sredstva, ki (Slovenski računovodski standardi, 2016):

- se uporabljajo v obdobju, daljšem od enega poslovnega leta,
- imajo omejeno dobo koristnosti,
- so namenjena uporabi pri proizvajanju ali dobavljanju proizvodov in storitev, se posojajo drugim za plačilo ali se posedujejo iz drugih razlogov.

Amortizacijo tako opredelimo kot strošek, ki nastane zaradi prenašanja nabavne vrednosti delovnega sredstva v poslovni izid podjetja (Čadež & Hočevar, 2008). Amortiziranje je tako razporejanje vrednosti amortizljivega sredstva na zneske, v katerih ga v ocenjeni dobi njegove koristnosti postopoma zapušča in ki pomenijo stroške (Slovenski računovodski standardi, 2016). Odpisi vrednosti so definirani na način, kjer upnik iz poslovnih bilanc izloči, ali zniža vrednost terjatev, katerih mu dolžnik zaradi različnih vzrokov ni zmožen poravnati.

5.2.4 Ostali poslovni odhodki

Ostali poslovni odhodki se nanašajo na letne dajatve glede varstva okolja, na koncesije, ter na različne donacije in ostale dajatve.

5.2.5 Finančni odhodki

Finančni odhodki so odhodki iz naslova financiranja in investiranja. Prve sestavljajo predvsem obresti, drugi pa imajo predvsem naravo prevrednotenih finančnih odhodkov (Slovenski računovodski standardi, 2016).

5.3 Polna lastna cena električne energije

Bolj kot skupni stroški delovanja proizvodnega objekta pa so zanimivi skupni specifični stroški ali polna lastna cena obratovanja, ki nam definira skupne stroške na enoto proizvoda v določenem časovnem obdobju. Polna lastna cena je opredeljena kot strošek na enoto izdelka, ki ga računovodstvo pripisuje vrednosti zalog končnih polproizvodov in proizvodov, dokler le te niso prodani in se evidentirajo kot odhodek (Drury, 1996). V našem primeru je proizvod enota električne energije, časovno obdobje pa skoraj vedno kar obračunsko leto, v katerem nam polna lastna cena definira razmerje med proizvedeno električno energijo in vsemi stroški, ki so nastali ob proizvodnji le-te. (Danish Energy Agency, brez datuma). Za doseganje konkurenčne oskrbe trga z električno energijo je tako potrebno zagotavljati ravnotežje med kvaliteto in stroški oskrbe (Ministrstvo za Infrastrukturo, brez datuma). Zato je pri projektiranju obratovanja za vnaprejšnjo oceno rentabilnosti proizvodnega objekta zelo pomembno določiti tudi neto sedanjo vrednost lastne cene električne energije, ki pa v magistrskem delu ne bo relevantna, saj bomo izvedli izračun polne lastne cene na podlagi računovodskih izkazov za leto 2017. Polna lastna cena električne energije je za razliko od neto sedanje vrednosti lastne cene težko predvidljiva in se lahko računa le na podlagi računovodskih izkazov za preteklost. Kajti kot smo že prej omenili, časovna izkoriščenost določenega tipa elektrarne predstavlja bistven faktor pri določitvi lastne cene električne energije.

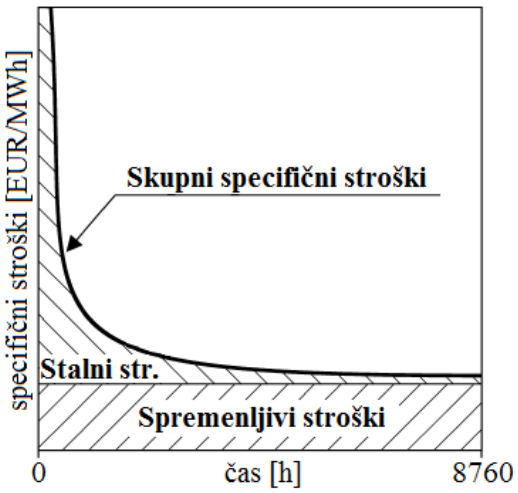
V nadaljevanju bo tako za vse skupine energetskih objektov v Sloveniji na podlagi revidiranih računovodskih izkazov, objavljenih na spletni strani Agencije Republike Slovenije za javnopravne evidence in storitve (AJPES), prikazana struktura stroškov za leto 2017, na podlagi katerih bo izračunana polna lastna cena električne energije (enačba (2)) in izdelana krivulja polne lastne cene v odvisnosti od števila obratovalnih ur (enačba (3)). Polna lastna cena električne energije bo izračunana po enačbi (2), kjer bomo vse odhodke elektrarne [$C_{skupni.}$] delili s količino proizvedene električne energije [E_p]. V našem primeru gre za produkt električne energije, katere glavna enota je megavatna ura [MWh], torej je polna lastna cena izražena v evrih na megavatno uro [€/MWh].

$$C = \frac{C_{skupni.}}{E_p}; \left[\frac{€}{MWh}\right] \tag{2}$$

Polno lastno ceno električne energije bomo izračunali za vse elektroenergetske objekte na območju Republike Slovenije, ki so v lasti energetskih družb HSE in Skupine GEN – GEN energija. Manjše elektrarne in tiste, ki so v privatnem lastništvu, v analizo niso vključene.

Pri vseh skupinah energetskih objektov pa bo poleg polne lastne cene električne energije, ki je posledica stroškov in časovne izkoriščenosti v tistem letu, prikazana tudi krivulja lastne cene v odvisnosti od dejanske časovne izkoriščenosti elektrarne definirane v urah (od 0 ur do maksimalno 8760 ur), kot prikazuje slika 15.

Slika 15: Skupni specifični stroški ali polna lastna cena proizvodnje električne energije v odvisnosti od obratovalnih ur v letu



Vir: Tuma & Sekavčnik (2004).

Tako bo možno razbrati, kako se glede na strukturo stroškov posameznih skupin elektrarn spreminja polna lastna cena glede na časovno izkoriščenost. S tem polna lastna cena omogoča lažjo primerjavo posameznih tehnologij proizvodnje električne energije znotraj posameznega režima obratovanja. Opredeliti je potrebno, da v nadaljnji analizi predpostavljamo, da so vsi prihodki in odhodki nastali v povezavi z dejavnostjo proizvodnje električne energije. Nismo namreč upoštevali, da imajo elektrarne morda še druge dejavnosti (toplota za ogrevanje domov, …).

Kot že rečeno bomo s pomočjo enačbe (3) v nadaljevanju določili potek krivulje polne lastne cene v odvisnosti od obratovalnih ur elektrarne. Prvi člen enačbe (3) predstavlja stalne, drugi člen pa spremenljive stroške obratovanja elektrarne. Amortizacija in odpisi vrednosti so označeni s simbolom [$C_{a.o.v.}$], finančni odhodki s simbolom [$C_{f.o}$], stroški dela [C_d], ostali poslovni odhodki s simbolom [$C_{o.p.o}$], stroški materiala in storitev pa s simbolom [$C_{m.s.}$]. Razpoložljiva moč skupine objektov je označena s simbolom [P_d], električna energija proizvedena v obdobju enega leta z [E_p] in časovna izkoriščenost skupine objektov (20,40,60, ... 8760 ur) z oznako [t_d].

$$C = \frac{(C_{a.o.v}+C_{f.o.}+C_d+C_{o.p.o})}{P_d * t_d} + \frac{C_{m.s.}}{E_p}; \left[\frac{€}{MWh}\right] \quad (3)$$

Za nadaljnjo razumevanje magistrskega dela je pomembno razumevanje pojma energijska izkoriščenost elektrarne (angl. energy utilization). Energijska izkoriščenost elektrarne je kvocient med proizvedeno količino električne energije in nominalno energijo, torej energijo, ki bi jo elektrarna proizvedla, če bi skozi celotno leto obratovala pri razpoložljivi moči (Aydt, Lehougre, Ultich & Prost, 2017).

Naslednji, prav tako pomemben pojem pa predstavlja časovna izkoriščenost elektrarne (angl. full-load utilization hours). Časovna izkoriščenost predstavlja kvocient med obratovalnim časom pri predpostavljeni polni moči obratovanja in nominalnim časom (koledarsko leto) (Aydt, Lehougre, Ultich & Prost, 2017).

Predvsem zaradi nedostopnosti podatkov o močnostni dinamiki obratovanja elektrarn smo predpostavili, da so vse v nadaljevanju omenjene elektrarne pri proizvodnji navedene količine električne energije v letu 2017 obratovale z razpoložljivo močjo (angl. full-load). V našem primeru je tako zaradi predpostavke obratovanja pri polni moči, časovna izkoriščenost enaka absolutni vrednosti energijske izkoriščenosti. Torej 100% energijska izkoriščenost predstavlja 8760 ur časovne izkoriščenosti (polno koledarsko leto).

6 IZRAČUN POLNE LASTNE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE PROIZVEDENE V KONVENCIONALNIH TEHNOLOGIJAH V SLOVENIJI

V nadaljevanju bo prikazan izračun polne lastne cene treh elektrarn konvencionalne proizvodnje električne energije na območju Republike Slovenije, in sicer za:

- Nuklearno elektrarno Krško – (v lasti skupine GEN – GEN energija),
- Termoelektrarno Šoštanj – (v lasti HSE),
- Termoelektrarno Brestanica – (v lasti skupine GEN – GEN energija).

6.1 Nuklearna elektrarna Krško

Nuklearna elektrarna Krško (v nadaljevanju NEK) je edina jedrska elektrarna v Republiki Sloveniji. V 18-mesečnem gorivnem ciklu lahko v letu brez remonta proizvede približno 6.000.000 MWh električne energije, v letih z remontom pa okoli 5.400.000 MWh električne energije. Zaradi deljenega lastništva med dve državi je NEK tako v slovenskem kot tudi hrvaškem elektroenergetskem prostoru značilen predstavnik, ki deluje v območju pasu, saj lahko kontinuirano obratuje pri razpoložljivi moči 696 MW (Nuklearna elektrarna Krško, 2018). V tabeli 2 so prikazani prihodki in odhodki pri obratovanju NEK v letu 2017. Odhodki, navedeni v drugi polovici tabele 2, so osnova za izračun polne lastne cene električne energije proizvedene v NEK v letu 2017.

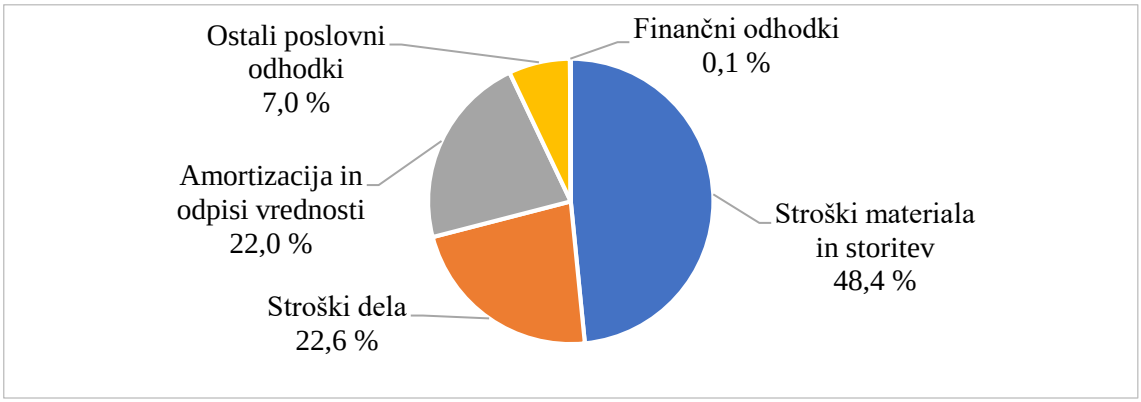
Tabela 2: Prihodki in odhodki pri obratovanju NEK v letu 2017

PRIHODKI IN ODHODKI	VREDNOST [€]
PRIHODKI	
Prihodki iz naslova prodaje električne energije	156.942.940,00
Ostali poslovni prihodki	1.449.666,00
Finančni prihodki	298.397,00
Prihodki skupaj	**158.691.003,00**
ODHODKI	
Stroški materiala in storitev	76.840.741,00
Stroški dela	35.792.076,00
Amortizacija in odpisi vrednosti	34.852.356,00
Ostali poslovni odhodki	11.056.880,00
Finančni odhodki	148.950,00
Odhodki skupaj	**158.691.003,00**

Vir: Nuklearna Elektrarna Krško, 2018.

Na sliki 16 je prikazan delež odhodkov NEK. Absolutna vrednost je zavedena v drugi polovici tabele 2.

Slika 16: Delež posameznih vrst odhodkov NEK v letu 2017



Vir: lastno delo.

Energijsko izkoriščenost elektrarne (angl. energy utilization) smo izračunali iz podatkov o proizvedeni količini električne energije in nominalni energiji, torej energiji, ki bi jo elektrarna proizvedla, če bi skozi celotno leto obratovala pri razpoložljivi moči. Tako smo prišli do rezultata, da je bila elektrarna 97,9 % energijsko izkoriščena. Zaradi nedostopnosti podatkov o močnostni dinamiki obratovanja elektrarn smo predpostavili, da je NEK pri proizvodnji navedene količine električne energije v letu 2017 obratovala z razpoložljivo močjo. Tako je elektrarna ob tej predpostavki za proizvodnjo 5.967.288 MWh električne energije pri razpoložljivi moči 696 MW obratovala 8.574 ur (časovna izkoriščenost) (tabela 3).

Tabela 3: Podatki o proizvodnji električne energije NEK za leto 2017

PARAMETER	VREDNOST
Proizvodnja električne energije	5.967.288 MWh
Razpoložljiva moč	696 MW
Energijska izkoriščenost	97,9 %
Časovna izkoriščenost	8.574 h

Vir: lastno delo.

Polno lastno ceno električne energije in njeno strukturo smo izračunali z uporabo enačbe (2), v katero smo vnesli zgoraj omenjene stroškovne parametre (odhodkovni del tabele 2) in podatke o količini proizvedene električne energije. V letu 2017 je tako polna lastna cena električne energije proizvedene v NEK znašala 26,59 €/MWh. Hkrati pa je v tabeli 4 prikazano tudi, kolikšen delež lastne cene predstavljajo posamezne vrste stroškov.

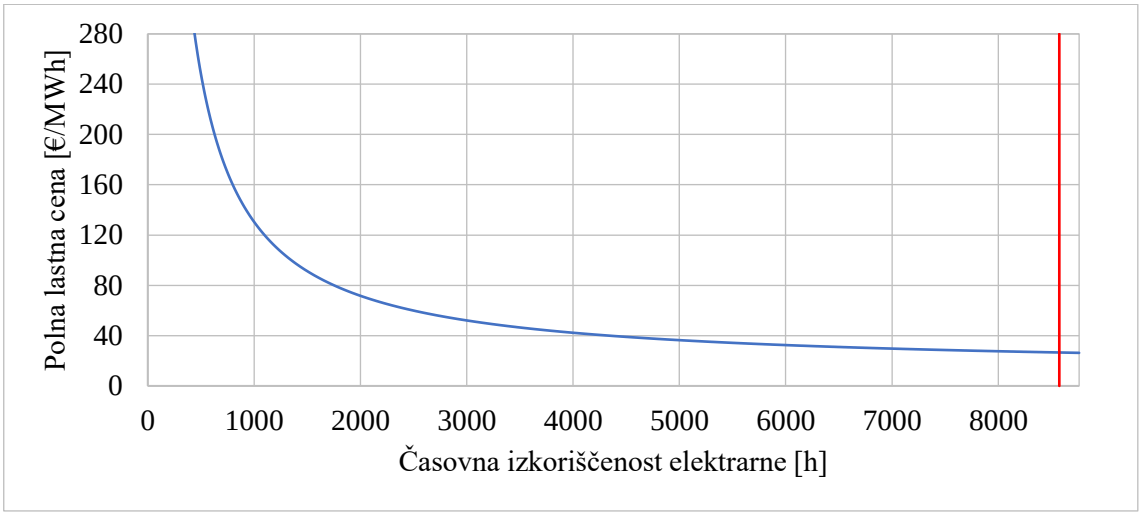
Tabela 4: Struktura polne lastne cene električne energije NEK v letu 2017

VRSTA STROŠKOV	VREDNOST [€/MWh]
Stroški materiala in storitev	12,88
Stroški dela	6,00
Amortizacija in odpisi vrednosti	5,84
Ostali poslovni odhodki	1,85
Finančni odhodki	0,02
Polna lastna cena električne energije	**26,59**

Vir: lastno delo.

Potrebno je omeniti, da je polna lastna cena električne energije proizvedene v NEK glede na svetovno povprečje jedrskih elektrarn relativno nizka, saj polna lastna cena ne upošteva stroška razgradnje NEK po preteku življenjske dobe elektrarne in financiranja odlaganja radioaktivnih odpadkov iz NEK. Za to neodvisno skrbi Sklad za financiranje razgradnje NEK in za odlaganje radioaktivnih odpadkov iz NEK (Sklad NEK), ki je bil ustanovljen decembra leta 1994 na podlagi istoimenskega zakona (Zakon o skladu za financiranje razgradnje Nuklearne elektrarne Krško in odlaganja radioaktivnih odpadkov iz Nuklearne elektrarne Krško, 1994). Prispevek v sklad je določen v programu NEK in znaša 3 €/MWh električne energije proizvedene v NEK in prodane v Sloveniji, torej strošek Sklada NEK prevzame kupec električne energije. Ocenjuje se, da bo strošek odlaganja nizko in srednje radioaktivnih odpadkov, ter izrabljenega jedrskega goriva in strošek razgradnje NEK stal od 1,15 do 1,7 milijarde evrov (polovico priskrbi Republika Slovenija), kar pa v celoti bistveno poveča polno lastno ceno električne energije proizvedene v NEK (Sklad NEK, 1994). Na sliki 17 je z uporabo enačbe (3) za NEK v letu 2017 z modro barvo prikazana krivulja lastne cene električne energije v odvisnosti od obratovalnih ur pri razpoložljivi moči 696 MW.

Slika 17: Krivulja polne lastne cene NEK v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur



Vir: lastno delo.

Rdeča krivulja prikazuje polno lastno ceno obratovanja pri 8.574 urah, ki je v letu 2017, kot kaže izračun znašala 26,59 €/MWh električne energije. Iz slike 17 je jasno razvidno, da je za doseganje nizke lastne cene električne energije zelo pomembna visoka časovna izkoriščenost proizvodnega objekta. Naklon krivulje lastne cene se prične strmo povečevati pri časovni izkoriščenosti nižji od 2.000 ur, pri izkoriščenosti 1.000 ur pa doseže ceno 120 €/MWh, kar je skoraj 4,5-krat več kot polna lastna cena v letu 2017.

6.2 Termoelektrarna Šoštanj

Termoelektrarna Šoštanj (v nadaljevanju TEŠ) je največji termoenergetski objekt v Republiki Sloveniji. V letu 2017 je TEŠ na račun slabše hidrologije in posledičnega izpada proizvodnje iz hidroelektrarn prispevala kar 36 % delež proizvedene električne energije v Republiki Sloveniji. Poleg proizvodnje več kot tretjinskega deleža električne energije omogoča tudi močnostno in frekvenčno regulacijo omrežja, kar je bistveno za proizvodne objekte, ki delujejo v režimu trapeza, saj s tem skrbijo za stabilno delovanje omrežja v vseh razmerah povpraševanja. V letu 2017 sta zaradi revitalizacije bloka 5 delovala samo blok 4 z razpoložljivo močjo 275 MW in blok 6 razpoložljive moči 600 MW, ki sta skupaj proizvedla 3.934 GWh električne energije. Potrebno je omeniti tudi dva plinska bloka, oba z močjo 42 MW, ki sta ob zagotavljanju terciarne rezerve (obratovanje v režimu konice) proizvedla 34 GWh električne energije (Termoelektrarna Šoštanj, 2018).

V tabeli 5 so tako prikazani prihodki in odhodki pri obratovanju TEŠ v letu 2017. Lahko opazimo, da je TEŠ v letu 2017 poslovala z izgubo 32.594.162 €, zato je bil odmerjeni davek na dobiček nič (Termoelektrarna Šoštanj, 2018).

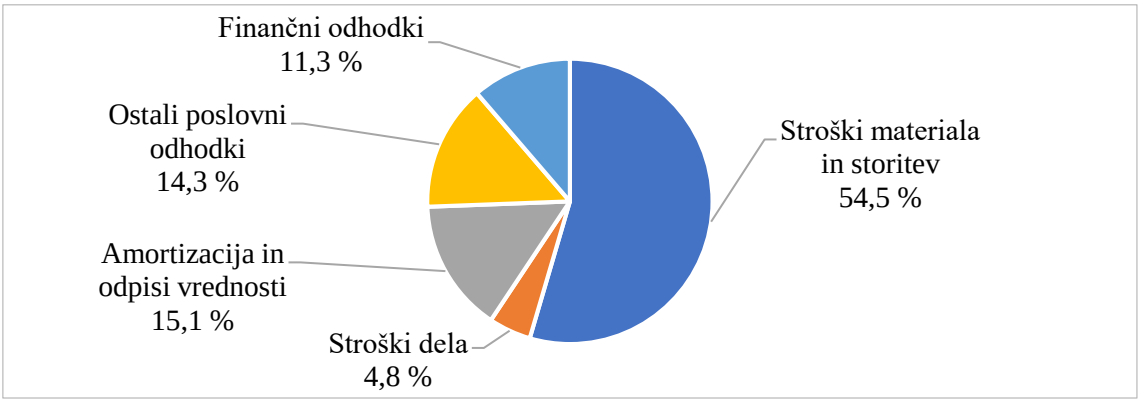
Tabela 5: Prihodki in odhodki pri obratovanju TEŠ v letu 2017

PRIHODKI IN ODHODKI	VREDNOST [€]
PRIHODKI	
Prihodki iz naslova prodaje energije	204.951.675,00
Ostali poslovni prihodki	2.130.885,00
Finančni prihodki	362.178,00
Prihodki skupaj	**207.444.738,00**
ODHODKI	
Stroški materiala in storitev	130.928.436,00
Stroški dela	11.524.314,00
Amortizacija in odpisi vrednosti	36.140.948,00
Ostali poslovni odhodki	34.323.116,00
Finančni odhodki	27.122.086,00
Odhodki skupaj	**240.038.900,00**

Vir: Termoelektrarna Šoštanj, 2018.

Na sliki 18 je prikazan delež odhodkov TEŠ. Absolutna vrednost odhodkov je zavedena v tabeli 5.

Slika 18: Delež posameznih vrst odhodkov TEŠ v letu 2017



Vir: lastno delo.

Energijsko izkoriščenost elektrarne (angl. energy utilization) smo izračunali iz podatkov o proizvedeni količini električne energije in nominalni energiji, torej energiji, ki bi jo elektrarna proizvedla, če bi skozi celotno leto obratovala pri razpoložljivi moči. Tako smo prišli do rezultata, da je bila elektrarna 47,2 % energijsko izkoriščena. Zaradi nedostopnosti podatkov o močnostni dinamiki obratovanja elektrarn smo predpostavili, da je TEŠ pri proizvodnji navedene količine električne energije v letu 2017 obratovala samo z razpoložljivo močjo. Tako je elektrarna ob tej predpostavki za proizvodnjo 3.968.000 MWh električne energije pri razpoložljivi moči 959 MW obratovala 4.138 ur (časovna izkoriščenost) (tabela 6).

Tabela 6: Podatki o proizvodnji električne energije TEŠ za leto 2017

PARAMETER	VREDNOST
Proizvodnja električne energije	3.968.000 MWh
Razpoložljiva moč	959 MW
Energijska izkoriščenost	47,2 %
Časovna izkoriščenost	4.138 h

Vir: lastno delo.

Polno lastno ceno električne energije smo izračunali z uporabo enačbe (2), v katero smo vnesli zgoraj omenjene stroškovne parametre (odhodkovni del tabele 5) in podatke o količini proizvedene električne energije. V letu 2017 je polna lastna cena električne energije proizvedene v TEŠ tako znašala 60,49 €/MWh. Hkrati pa je v tabeli 7 prikazano tudi, kolikšen delež lastne cene predstavljajo posamezne vrste stroškov. Opazimo lahko, da je strošek materiala in storitev znatno višji kot pri NEK, kar je posledica predvsem visokih stroškov izkopa premoga v Premogovniku Velenje oziroma visoke nabavne cene premoga. Potrebno je omeniti, da je TEŠ v letu 2017 ustvarila 5.066.830 € prihodkov na račun prodaje 356 GWh toplote za ogrevanje posameznih mest na območju Šaleške doline. Algoritem razdelitve stroškov, ki se nanaša na delovanje profitnega centra Toplotna postaja 1 in 2 in Toplotna postaja 3, je izredno kompleksen in ga zaradi osredotočenosti magistrskega dela ne bomo opisali. Omenimo le, da je bilo v letu 2017 za proizvodnjo električne energije porabljenih 37.864 TJ premoga, za proizvodnjo toplote pa okoli 1.000 TJ premoga (Termoelektrarna Šoštanj, 2018). Zaključimo lahko, da določen delež posrednih in neposrednih stroškov vsekakor odpade na proizvodnjo toplote, torej bi bila ob upoštevanju tega dejstva polna lastna cena električne energije proizvedena v TEŠ še za določen delež nižja.

Tabela 7: Struktura polne lastne cene električne energije TEŠ v letu 2017

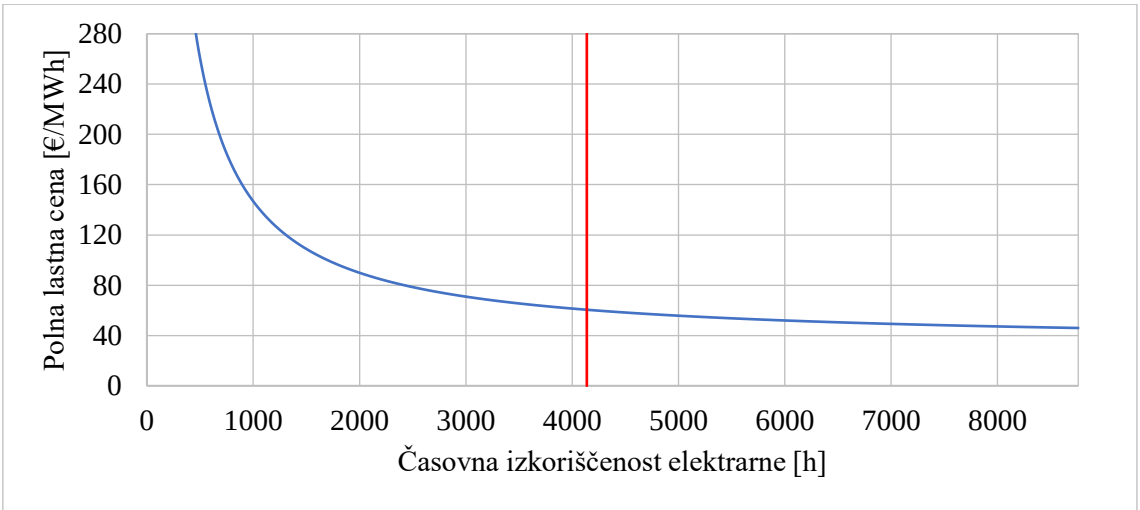
VRSTA STROŠKOV	VREDNOST [€/MWh]
Stroški materiala in storitev	33,00
Stroški dela	2,90
Amortizacija in odpisi vrednosti	9,11
Ostali poslovni odhodki	8,65
Finančni odhodki	6,84
Polna lastna cena električne energije	**60,49**

Vir: lastno delo.

Na sliki 19 je z uporabo enačbe (3) z modro barvo prikazana krivulja lastne cene TEŠ v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur pri razpoložljivi moči 959 MW. Rdeča krivulja pri presečišču z modro krivuljo prikazuje polno lastno ceno obratovanja pri 4.138 urah, ki je v letu 2017 kot kaže izračun znašala 60,49 €/MWh.

Glede na položaj polne lastne cene v letu 2017 opazimo, da ima TEŠ zaradi delovanja v trapeznem območju elektroenergetskega sistema nižjo časovno izkoriščenost in posledično relativno višjo polno lastno ceno električne energije kot NEK. Opazimo, da v primeru, če bi TEŠ skozi leto (100% časovna izkoriščenost) statično obratovala pri moči 959 MW, pod ceno 46 €/MWh ne bi prišli.

Slika 19: Krivulja polne lastne cene TEŠ v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur



Vir: lastno delo.

6.3 Termoelektrarna Brestanica

Termoelektrarna Brestanica (v nadaljevanju TEB) s fleksibilnimi in hitro odzivnimi plinskimi bloki zagotavlja sistemsko storitev terciarne regulacije (obratovanje v režimu konice) in tako predstavlja zanesljiv rezervni vir napajanja z izravnavo odstopanj električne energije na organiziranem trgu z električno energijo (Termoelektrarna Brestanica, 2018). Storitev terciarne regulacije je namenjena nadomestitvi moči za ročni proces povrnitve frekvence omrežja v času, ko ostale elektrarne skupaj niso zmožne zagotavljati potrebne moči, po kateri povprašuje trg. Terciarno regulacijo lahko zagotavljajo elektrarne, priključene na omrežje v okviru rotirajoče rezerve, kot tudi agregati, ki se lahko najkasneje v 15 minutah sinhronizirajo z omrežjem in prevzamejo zahtevano moč (Agencija za energijo, brez datuma d). Hkrati pa je vloga TEB tudi skrb za jedrsko varnost, saj je s svojo prisotnostjo neposredni vir napajanja za lastno rabo NEK v primeru okvar in motenj v elektroenergetskem sistemu (Termoelektrarna Brestanica, 2018).

V tabeli 8 so tako prikazani prihodki in odhodki pri obratovanju TEB v letu 2017. Opazimo lahko, da je v letu 2017 poslovni izid (pred davki) TEB znašal 1.008.608,00 €. Čisti poslovni izid (po davkih) pa je znašal 1.013.711,00 €.

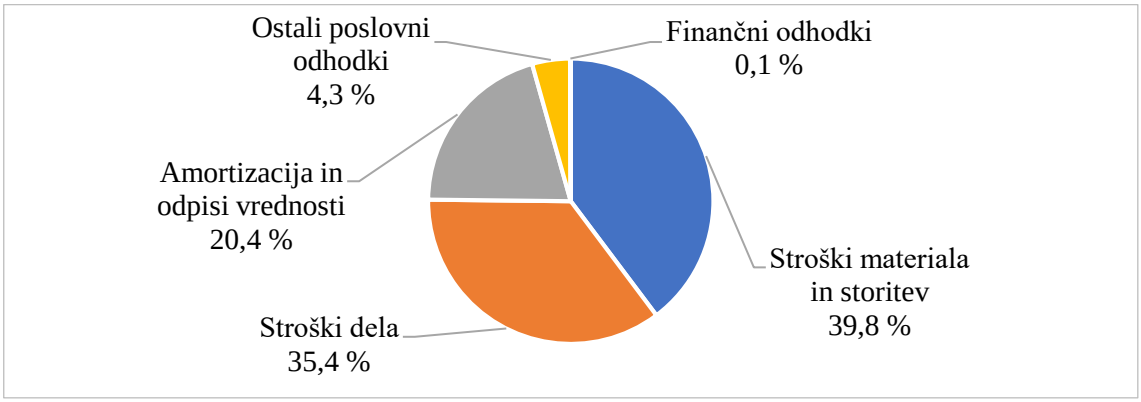
Tabela 8: Prihodki in odhodki pri obratovanju TEB v letu 2017

PRIHODKI IN ODHODKI	VREDNOST [€]
PRIHODKI	
Prihodki iz naslova prodaje električne energije	12.639.091,00
Ostali poslovni prihodki	193.574,00
Finančni prihodki	235.698,00
Prihodki skupaj	**13.068.363,00**
ODHODKI	
Stroški materiala in storitev	4.793.927,00
Stroški dela	4.272.485,00
Amortizacija in odpisi vrednosti	2.465.829,00
Ostali poslovni odhodki	517.498,00
Finančni odhodki	10.016,00
Odhodki skupaj	**12.059.755,00**

Vir: Termoelektrarna Brestanica, 2018.

Na sliki 20 je prikazan delež odhodkov TEB v letu 2017.

Slika 20: Delež posameznih vrst odhodkov TEB v letu 2017



Vir: lastno delo.

TEB je v letu 2017 na račun terciarne regulacije izvedla 21 aktivacij in skupno proizvedla 12.110 MWh električne energije. Ob tem je bila 0,5 % energijsko izkoriščena, ob predpostavki obratovanja pri nazivni moči pa je obratovala le 41 h (tabela 9).

Tabela 9: Podatki o proizvodnji električne energije TEB za leto 2017

PARAMETER	VREDNOST
Proizvodnja električne energije	(21 aktivacij) 12.110 MWh
Razpoložljiva moč na pragu elektrarne	297 MW
Energijska izkoriščenost	0,5 %
Časovna izkoriščenost	41 h

Vir: lastno delo.

Polna lastna cena električne energije je tako pri proizvodnji 12.110 MWh električne energije v letu 2017 znašala 995,86 €/MWh. Hkrati pa je v tabeli 10 prikazano, kolikšen delež lastne cene predstavljajo posamezne vrste stroškov. Opazimo lahko, da je zaradi izjemno nizke časovne izkoriščenosti elektrarne, strošek na enoto proizvodnje pri vseh postavkah razen pri finančnih odhodkih izjemno visok.

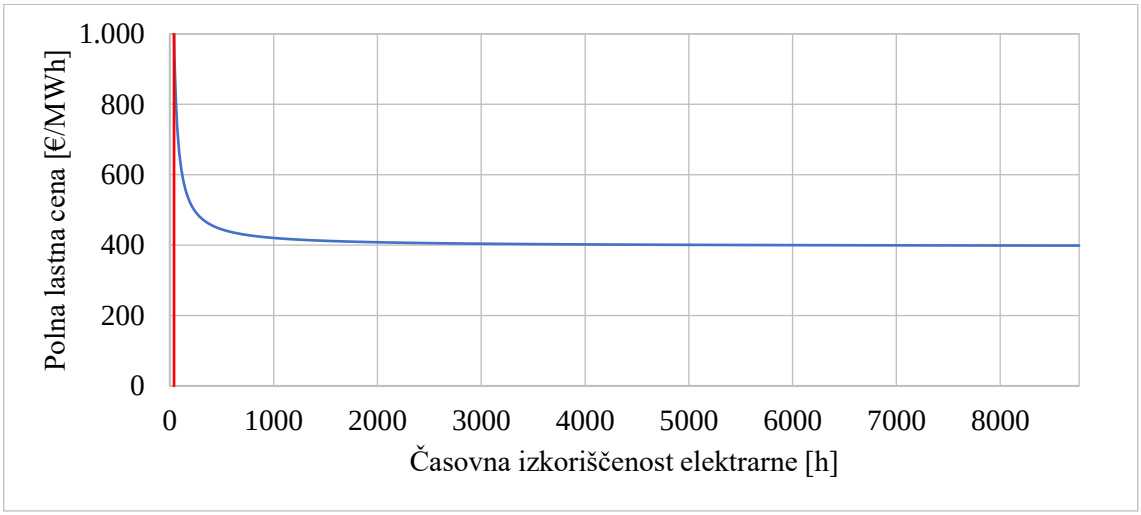
Tabela 10: Struktura polne lastne cene električne energije TEB v letu 2017

VRSTA STROŠKOV	VREDNOST [€/MWh]
Stroški materiala in storitev	395,87
Stroški dela	352,81
Amortizacija in odpisi vrednosti	203,62
Ostali poslovni odhodki	42,73
Finančni odhodki	0,83
Polna lastna cena električne energije	**995,86**

Vir: lastno delo.

Na sliki 21 je z modro barvo prikazana krivulja lastne cene TEB v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur pri razpoložljivi moči 297 MW. Rdeča krivulja pri presečišču z modro prikazuje polno lastno ceno obratovanja 41 ur, ki je v letu 2017, kot kaže izračun, znašala 995,86 €/MWh. Glede na položaj polne lastne cene v letu 2017 opazimo, da ima TEB zaradi delovanja v režimu konice izjemno nizko časovno izkoriščenost in posledično zelo visoko polno lastno ceno električne energije. Zaradi visokih obratovalnih (spremenljivih) stroškov razberemo, da tudi v primeru visoke časovne izkoriščenost objekta, na primer, če bi TEB obratovala 8.760 ur na leto, polna lastna cena električne energije ne bi bila nižja od 399 €/MWh. Hitro opazimo, da je posamezen tip proizvodnje zaradi stroškovnih in tehničnih lastnosti upravičeno v točno določenem režimu proizvodnje.

Slika 21: Krivulja polne lastne cene TEB v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur



Vir: lastno delo.

7 IZRAČUN POLNE LASTNE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE PROIZVEDENE V HIDROELEKTRARNAH V SLOVENIJI

V nadaljevanju bo prikazana stroškovna analiza in izračun lastne cene spodaj izbranim skupinam hidroelektrarn na območju Republike Slovenije:

- Dravske elektrarne Maribor – DEM (v lasti HSE),
- Soške elektrarne Nova Gorica – SENG (v lasti HSE),
- Hidroelektrarne na Spodnji Savi – HESS (v lasti Skupine GEN – GEN energija),
- Savske elektrarne Ljubljana – SEL (v lasti Skupine GEN – GEN energija).

7.1 Dravske elektrarne Maribor

Dravske elektrarne Maribor (v nadaljevanju DEM) so z osmimi hidroelektrarnami, tremi malimi hidroelektrarnami in štirimi sončnimi elektrarnami največji proizvajalec električne energije iz OVE v Sloveniji. So v 100 % lasti HSE, ki je hkrati tudi obvladujoča družba. Tako HSE kot tudi odvisne družbe so pravno povsem samostojni objekti. V letu 2017 so DEM kljub slabši hidrologiji proizvedle 2.332.555 MWh električne energije, od česar so:

- hidroelektrarne proizvedle 99,12 % od zgoraj navedene električne energije,
- male hidroelektrarne proizvedle 0,83 % od zgoraj navedene električne energije,
- sončne elektrarne proizvedle 0,05 % od zgoraj navedene električne energije,

kar glede napovedi ob 50 % verjetnosti srednjih mesečnih pretokov rek znaša 83 % letno načrtovane količine (Dravske elektrarne Maribor, 2018).

Iz tabele 11 lahko razberemo prihodke in odhodke pri obratovanju DEM v letu 2017. Odhodki, navedeni v drugi polovici tabele 11, so osnova za izračun polne lastne cene električne energije proizvedene v DEM v letu 2017.

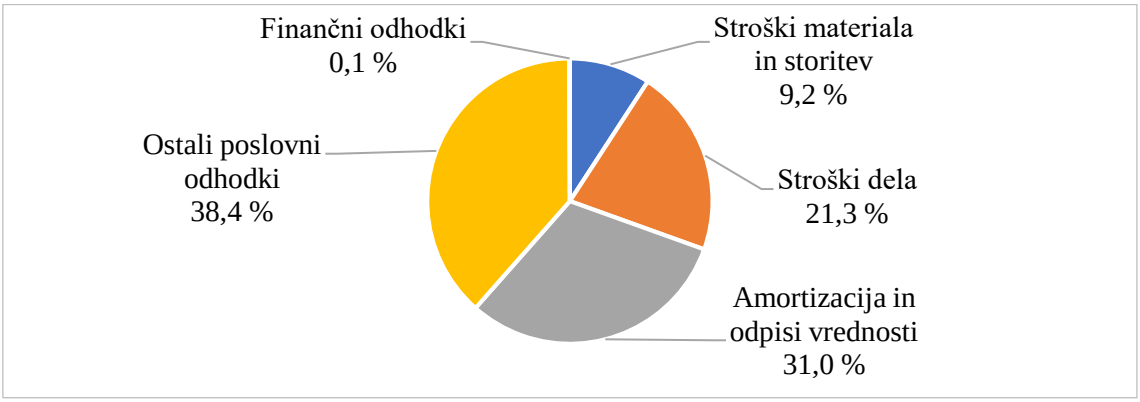
Tabela 11: Prihodki in odhodki pri obratovanju DEM v letu 2017

PRIHODKI IN ODHODKI	**VREDNOST [€]**
PRIHODKI	
Prihodki iz naslova prodaje električne energije	55.165.166,00
Ostali poslovni prihodki	1.318.227,00
Finančni prihodki	3.482.084,00
Prihodki skupaj	**59.965.477,00**
ODHODKI	
Stroški materiala in storitev	4.660.854,00
Stroški dela	10.799.942,00
Amortizacija in odpisi vrednosti	15.729.338,00
Ostali poslovni odhodki	19.484.639,00
Finančni odhodki	31.214,00
Odhodki skupaj	**50.705.987,00**

Vir: Dravske Elektrarne Maribor, 2018.

V letu 2017 so DEM poslovale z dobičkom 9.259.490,00 €. Davek na dobiček je znašal 1.542.758,00 €, kar definira čisti poslovni izid leta, ki je znašal 7.716.732,00 €. Na sliki 22 je prikazan delež odhodkov DEM v letu 2017.

Slika 22: Delež posameznih vrst odhodkov DEM v letu 2017



Vir: lastno delo.

DEM so za proizvodnjo 2.332.555 MWh električne energije pri razpoložljivi moči 592,065 MW obratovale 3.940 ur, kar letno predstavlja 45 % energijsko izkoriščenost (tabela 12).

Tabela 12: Podatki o proizvodnji električne energije DEM za leto 2017

PARAMETER	VREDNOST
Proizvodnja električne energije	2.332.555 MWh
Razpoložljiva moč	592,065 MW
Energijska izkoriščenost	45,0 %
Časovna izkoriščenost	3.940 h

Vir: lastno delo.

Torej polno lastno ceno električne energije izračunamo z uporabo enačbe (2), v katero vnesemo zgoraj omenjene stroškovne parametre (odhodkovni del tabele 2) in podatke o količini proizvedene električne energije. V letu 2017 je polna lastna cena električne energije proizvedene v DEM tako znašala 21,74 €/MWh. Hkrati pa je v tabeli 13 prikazano, kolikšen delež lastne cene predstavljajo posamezne vrste stroškov.

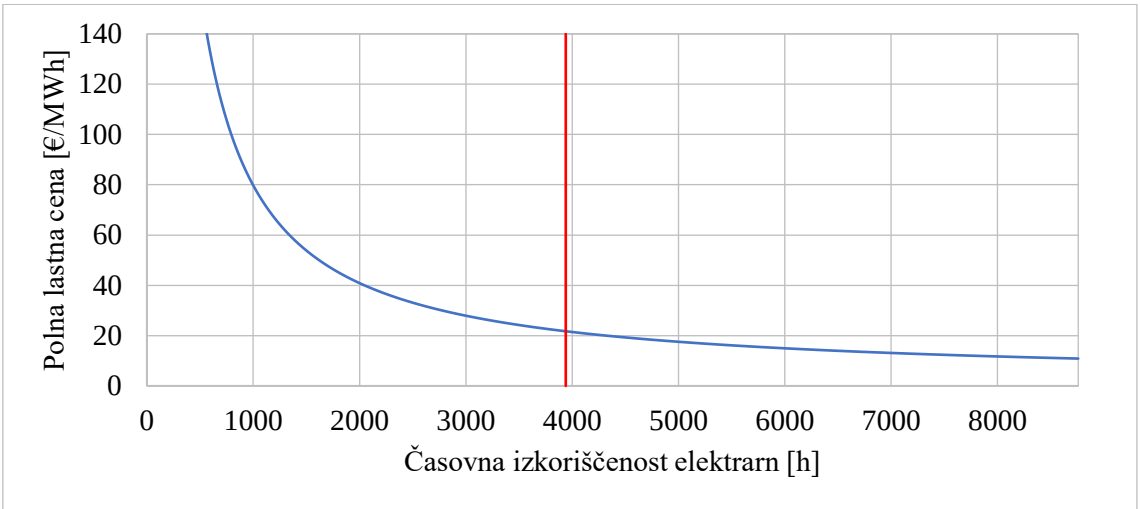
Tabela 13: Struktura polne lastne cene električne energije DEM v letu 2017

VRSTA STROŠKOV	VREDNOST [€/MWh]
Stroški materiala in storitev	2,00
Stroški dela	4,63
Amortizacija in odpisi vrednosti	6,74
Ostali poslovni odhodki	8,35
Finančni odhodki	0,01
Polna lastna cena električne energije	**21,74**

Vir: lastno delo.

Iz slike 23 kjer je prikazana krivulja polne lastne cene lahko opazimo, da je časovna izkoriščenost DEM zelo podobna časovni izkoriščenosti TEŠ, razlika v ceni pa je skoraj trikratna. Vzrok za razliko gre pripisati predvsem stroškom goriva (stroški materiala in storitev) in raznim finančnim odhodkom, ki so posledica predvsem kreditov, ki jih preko skupnega lastnika HSE odplačuje TEŠ. Razberemo lahko tudi, da v primeru, da bi imela reka Drava skozi celotno leto konstantno visoko vodnatost in bi lahko vse elektrarne na tej reki skozi celotno leto delovale z razpoložljivo močjo, bi bila polna lastna cena električne energije okoli 11 €/MWh.

Slika 23: Krivulja polne lastne cene DEM v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur



Vir: lastno delo.

7.2 Soške elektrarne Nova Gorica

Soške elektrarne Nova Gorica (v nadaljevanju SENG) so s petimi hidroelektrarnami z močjo nad 10MW, 22 hidroelektrarnami z močjo pod 10MW in s črpalno hidroelektrarno Avče drugi največji proizvajalec električne energije iz OVE v Sloveniji. So tako kot DEM v 100 % lasti HSE. V letu 2017 so SENG kljub slabši hidrologiji proizvedle 733.476 MWh električne energije. V hidroelektrarnah (razen ČHE Avče) je bilo tako proizvedeno 462 GWh električne energije, kar predstavlja 7 % nižjo proizvodnjo od letnih napovedi in 14 % nižjo proizvodnjo od dejanske v letu 2016.

Črpalna hidroelektrarna Avče je proizvedla 271 GWh električne energije, kar je 1 % pod planom za leto 2017 in 2 % pod dejansko proizvodnjo v letu 2016. Od tega je 2330 ur (894 zagonov) delovala v črpalnem režimu in 2012 ur (503 zagoni) v generatorskem režimu obratovanja (Soške elektrarne Nova Gorica, 2018). Iz tabele 14 lahko razberemo prihodke in odhodke pri obratovanju SENG v letu 2017. Odhodki, navedeni v drugi polovici tabele 14, so osnova za izračun polne lastne cene električne energije proizvedene v SENG v letu 2017.

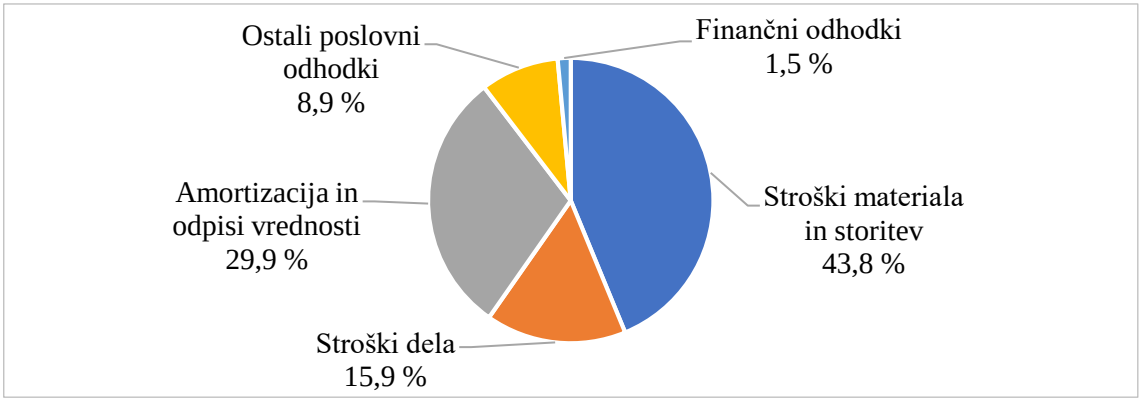
Tabela 14: Prihodki in odhodki pri obratovanju SENG v letu 2017

PRIHODKI IN ODHODKI	VREDNOST [€]
PRIHODKI	
Prihodki iz naslova prodaje električne energije	37.726.184,00
Ostali poslovni prihodki	377.851,00
Finančni prihodki	90.936,00
Prihodki skupaj	**38.194.971,00**
ODHODKI	
Stroški materiala in storitev	14.974.065,00
Stroški dela	5.453.955,00
Amortizacija in odpisi vrednosti	10.225.680,00
Ostali poslovni odhodki	3.050.312,00
Finančni odhodki	504.026,00
Odhodki skupaj	**34.208.038,00**

Vir: Soške elektrarne Nova Gorica, 2018.

V letu 2017 so SENG poslovale z dobičkom 3.986.933,00 €. Davek na dobiček je znašal 6.941,00 €, kar definira čisti poslovni izid leta, ki je znašal 3.993.874,00 €. Na sliki 24 je prikazan delež odhodkov pri obratovanju SENG v letu 2017.

Slika 24: Delež posameznih vrst odhodkov SENG v letu 2017



Vir: lastno delo.

Ob dejstvu navedenega podatka o količini proizvedene električne energije in skupni razpoložljivi moči vseh elektrarn predpostavljamo, da so v povprečju pri razpoložljivi moči 338 MW, za proizvodnjo 733.476 MWh električne energije obratovale 24,8 % leta, kar predstavlja časovno izkoriščenost 2.172 ur (tabela 15).

Tabela 15: Podatki o proizvodnji električne energije SENG za leto 2017

PARAMETER	VREDNOST
Proizvodnja električne energije	733.476 MWh
Razpoložljiva moč	338 MW
Energijska izkoriščenost	24,8 %
Časovna izkoriščenost	2.172 h

Vir: lastno delo.

Polna lastna cena SENG je v letu 2017 znašala 46,64 €/MWh. Od tega lahko v tabeli 16 vidimo, da so stroški materiala in storitev znašali 20,42 €/MWh, stroški dela 7,44 €/MWh, amortizacija in odpisi vrednosti 13,94 €/MWh, ostali poslovni odhodki 4,16 €/MWh, ter finančni odhodki 0,69 €/MWh.

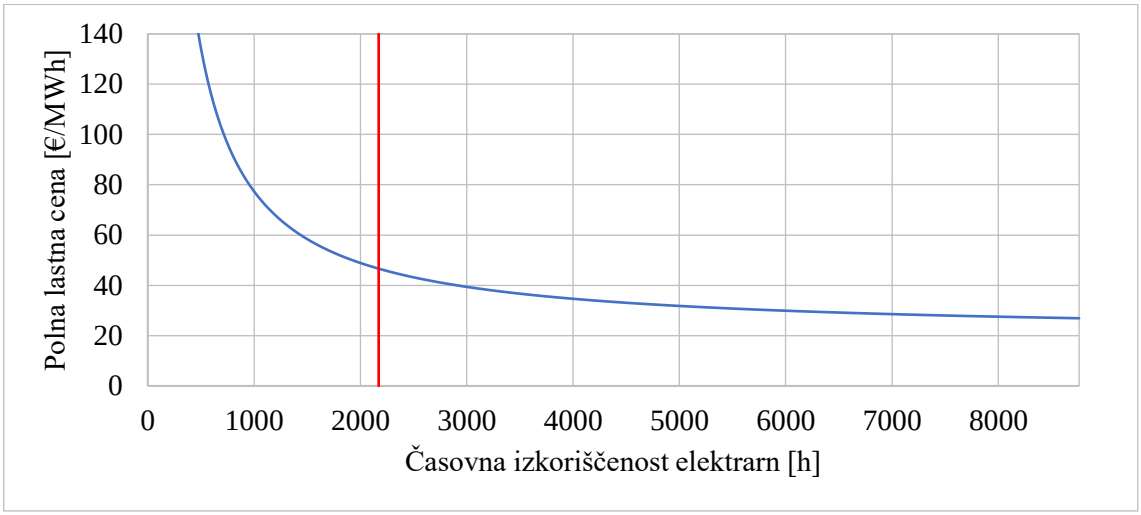
Tabela 16: Struktura polne lastne cene električne energije SENG v letu 2017

VRSTA STROŠKOV	VREDNOST [€/MWh]
Stroški materiala in storitev	20,42
Stroški dela	7,44
Amortizacija in odpisi vrednosti	13,94
Ostali poslovni odhodki	4,16
Finančni odhodki	0,69
Polna lastna cena električne energije	**46,64**

Vir: lastno delo.

Pri stroških in odhodkih ter posledično polni lastni ceni SENG je potrebno omeniti specifičnost črpalne hidroelektrarne Avče. Kot že omenjeno v teoretičnem delu magistrskega dela je s tehničnega vidika obstoj tega tipa elektrarne popolnoma nesmiseln, saj ničesar ne prispeva k skupni proizvedeni električni energiji. Z ekonomskega vidika je potrebno omeniti, da Avče delujejo v navezi predvsem z NEK, ki kot že omenjeno skozi določeno časovno obdobje deluje s konstantno proizvodno močjo. To Avčam omogoča, da v času nizkega povpraševanja po električni energiji presežke električne energije na trgu izkorišča za črpanje vode v višje postavljeno zajetje (predvsem ponoči, ko je povpraševanje po električni energiji manjše). Vodo pa skozi turbine odvaja v nižje postavljeno zajetje v obdobjih s povišanim povpraševanjem po električni energiji. Tak režim obratovanja pa seveda zahteva dodatne stroške obratovanja (električna energija, ki jo izkorišča za črpanje vode v višje ležeče zajetje). Predvsem zaradi tega je polna lastna cena električne energije SENG nekoliko nad povprečjem od ostalih skupin hidroelektrarn (slika 25).

Slika 25: Krivulja polne lastne cene SENG v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur



Vir: lastno delo.

7.3 Hidroelektrarne na Spodnji Savi

Hidroelektrarne na Spodnji Savi (v nadaljevanju HESS) so v letu 2017 predstavljale hidroelektrarne Boštanj, Arto – Blanca in Krško, hidroelektrarna Brežice pa je s svojim delovanjem pričela 10. oktobra 2017.

Skupno so HESS v letu 2017 proizvedle 456.100 MWh električne energije, kar je zaradi slabših hidroloških razmer nekoliko pod proizvodnim planom. Skladno s svojo strategijo pridobivanja električne energije iz OVE pa je družba HESS leta 2017 z uporabo fotonapetostnih modulov proizvedla tudi 198,14 MWh električne energije (Hidroelektrarne na Spodnji Savi, 2018).

Lastniška struktura HESS je porazdeljena med naslednje deležnike (Hidroelektrarne na Spodnji Savi, 2018):

- Skupina GEN – GEN energija 33,5 %,
- DEM 30,8 %,
- HSE 15,4 %,
- SEL 14,7 %,
- SENG 2,8 %,
- TEB 2,8 %.

Iz tega sledi, da je imela na dan 31. 12. 2017 skupina GEN 51 %, skupina HSE pa 49 % lastniški delež v HESS. Iz tabele 17 lahko razberemo prihodke in odhodke pri obratovanju HESS v letu 2017.

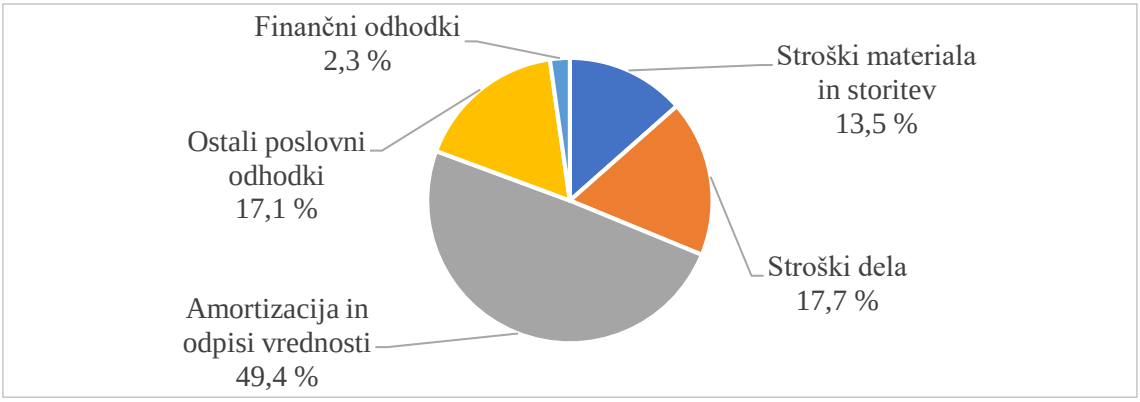
Tabela 17: Prihodki in odhodki pri obratovanju HESS v letu 2017

PRIHODKI IN ODHODKI	VREDNOST [€]
PRIHODKI	
Prihodki iz naslova prodaje električne energije	14.960.462,00
Ostali poslovni prihodki	294.587,00
Finančni prihodki	966,00
Prihodki skupaj	**15.256.015,00**
ODHODKI	
Stroški materiala in storitev	1.785.465,00
Stroški dela	2.348.024,00
Amortizacija in odpisi vrednosti	6.548.994,00
Ostali poslovni odhodki	2.265.743,00
Finančni odhodki	298.435,00
Odhodki skupaj	**13.246.661,00**

Vir: Hidroelektrarne na Spodnji Savi, 2018.

V letu 2017 so HESS poslovale z dobičkom 2.009.354,00 €. Davek na dobiček je znašal 201.406,00 €, kar definira čisti poslovni izid leta, ki je znašal 1.807.948,00 €. Na sliki 26 so prikazani deleži odhodkov pri obratovanju HESS v letu 2017.

Slika 26: Delež posameznih vrst odhodkov HESS v letu 2017



Vir: lastno delo.

Ob dejstvu navedenega podatka o količini proizvedene električne energije in skupni razpoložljivi moči vseh elektrarn, predpostavljamo, da so za proizvodnjo električne energije delovale pri skupni razpoložljivi moči 158 MW, torej so za proizvodnjo 456.100 MWh električne energije v letu 2017 obratovale 32,9 % leta, kar znese 2.884 ur (tabela 18).

Tabela 18: Podatki o proizvodnji električne energije HESS za leto 2017

PARAMETER	VREDNOST
Proizvodnja električne energije	456.100 MWh
Razpoložljiva moč	158 MW
Energijska izkoriščenost	32,9 %
Časovna izkoriščenost	2.884 h

Vir: lastno delo.

Polna lastna cena HESS je v letu 2017 pri predvideni dejanski razpoložljivi moči 158 MW znašala 29,04 €/MWh. Hkrati pa je v tabeli 19 prikazano tudi, kolikšen delež lastne cene predstavljajo posamezne vrste stroškov. Od tega so stroški materiala in storitev predstavljali 3,91 €/MWh, stroški dela 5,15 €/MWh, amortizacija in odpisi vrednosti 14,36 €/MWh, ostali poslovni odhodki 4,97 €/MWh, ter finančni odhodki 0,65 €/MWh.

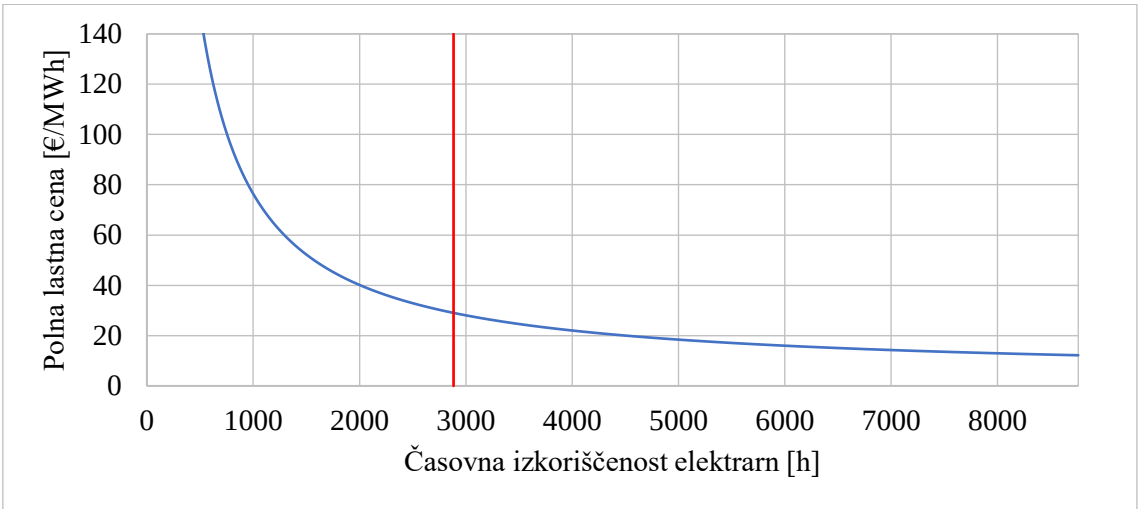
Tabela 19: Struktura polne lastne cene električne energije HESS v letu 2017

VRSTA STROŠKOV	VREDNOST [€/MWh]
Stroški materiala in storitev	3,91
Stroški dela	5,15
Amortizacija in odpisi vrednosti	14,36
Ostali poslovni odhodki	4,97
Finančni odhodki	0,65
Polna lastna cena električne energije	**29,04**

Vir: lastno delo.

Na sliki 27 je za HESS v letu 2017 z modro barvo prikazana krivulja lastne cene električne energije v odvisnosti od obratovalnih ur pri razpoložljivi moči 158 MW. Rdeča krivulja prikazuje polno lastno ceno obratovanja pri 2.884 urah, ki je v letu 2017, kot kaže izračun, znašala 29,04 €/MWh električne energije. Zopet lahko opazimo trend, da višja kot je časovna izkoriščenost elektrarn, nižjo lastno ceno dosega proizvodnja električne energije.

Slika 27: Krivulja polne lastne cene HESS v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur



Vir: lastno delo.

7.4 Savske elektrarne Ljubljana

Savske elektrarne Ljubljana (v nadaljevanju SEL) obratujejo kot odvisna družba v Skupini GEN – GEN energija, ki je bila leta 2017 njen edini družabnik in hkrati obvladujoča družba. Družba kot taka je organizirana centralizirano, kar pomeni, da ima proizvodne objekte na več lokacijah, ki niso samostojne pravne osebe. SEL so v letu 2017 proizvedle 290,78 GWh električne energije. Od tega hidroelektrarne 288,55 GWh ter male hidroelektrarne 1,512 GWh, kar pa zaradi slabše hidrologije predstavlja 90 % realizacije za leto 2017. Sončne elektrarne so proizvedle 0,69 GWh in SPTE 0,03 GWh (Savske elektrarne Ljubljana, 2018). V tabeli 20 vidimo prihodke in odhodke v letu 2017.

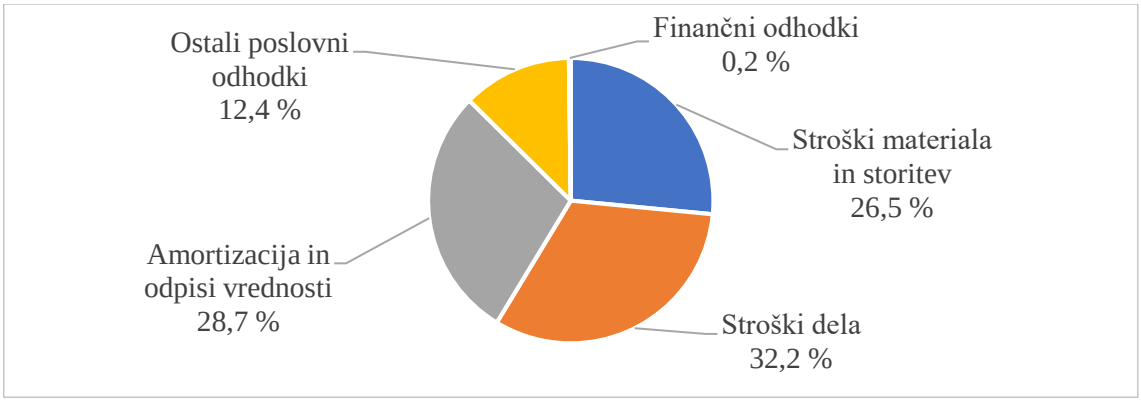
Tabela 20: Prihodki in odhodki pri obratovanju SEL v letu 2017

PRIHODKI IN ODHODKI	**VREDNOST [€]**
PRIHODKI	
Prihodki iz naslova prodaje električne energije	13.516.231,00
Ostali poslovni prihodki	580.438,00
Finančni prihodki	223.160,00
Prihodki skupaj	**14.319.829,00**
ODHODKI	
Stroški materiala in storitev	3.655.921,00
Stroški dela	4.432.483,00
Amortizacija in odpisi vrednosti	3.957.800,00
Ostali poslovni odhodki	1.708.368,00
Finančni odhodki	28.944,00
Odhodki skupaj	**13.783.516,00**

Vir: Savske elektrarne Ljubljana, 2018.

V letu 2017 so SEL poslovale z dobičkom 536.313,00 €. Davek na dobiček je znašal 5.107,00 €, s čimer je definiran čisti poslovni izid leta, ki je znašal 531.206,00 €. Odhodki, navedeni v drugi polovici tabele 20, katerih delež je prikazan na sliki 28, so osnova za izračun polne lastne cene električne energije proizvedene v SEL leta 2017.

Slika 28: Delež posameznih vrst odhodkov SEL v letu 2017



Vir: lastno delo.

Iz tabele 21 lahko razberemo, da so SEL v letu 2017 v omrežje skupno oddale 290.780 MWh električne energije. Ob dejstvu navedenega podatka o količini proizvedene električne energije in skupni razpoložljivi moči vseh elektrarn, predpostavljamo, da so v povprečju pri razpoložljivi moči 118 MW, za proizvodnjo 290.783 MWh električne obratovale 28,1 % leta, kar znese 2.458 ur.

Tabela 21: Podatki o proizvodnji električne energije SEL za leto 2017

PARAMETER	VREDNOST
Proizvodnja električne energije	290.780 MWh
Razpoložljiva moč	118 MW
Energijska izkoriščenost	28,1 %
Časovna izkoriščenost	2.458 h

Vir: lastno delo.

Polna lastna cena SEL je v letu 2017 znašala 47,40 €/MWh. V tabeli 22 lahko vidimo, da so od tega stroški materiala in storitev predstavljali 12,57 €/MWh, stroški dela 15,24 €/MWh, amortizacija in odpisi vrednosti 13,61 €/MWh, ostali poslovni odhodki 5,88 €/MWh ter finančni odhodki 0,10 €/MWh.

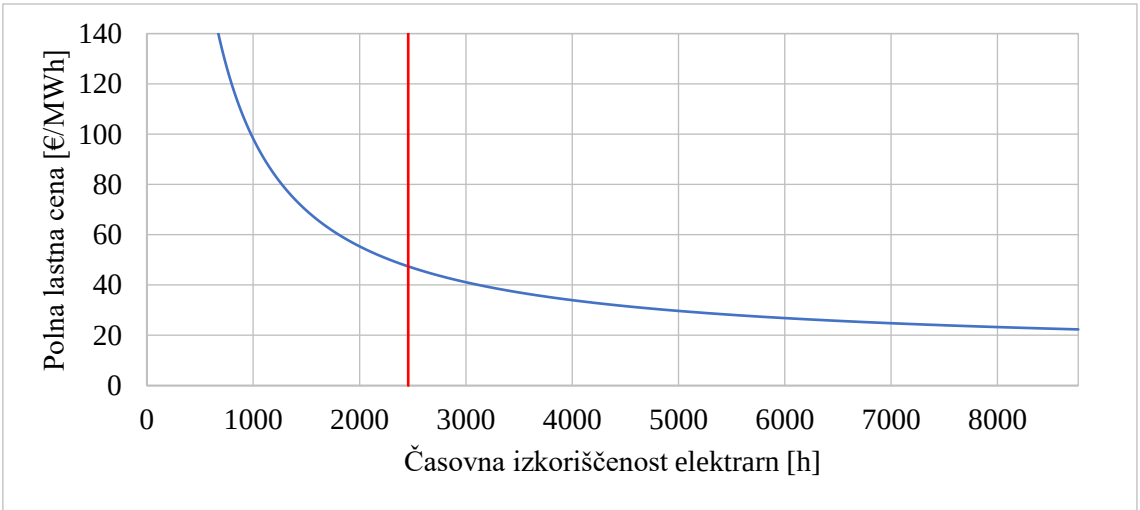
Tabela 22: Struktura polne lastne cene električne energije SEL v letu 2017

VRSTA STROŠKOV	VREDNOST [€/MWh]
Stroški materiala in storitev	12,57
Stroški dela	15,24
Amortizacija in odpisi vrednosti	13,61
Ostali poslovni odhodki	5,88
Finančni odhodki	0,10
Polna lastna cena električne energije	**47,40**

Vir: lastno delo.

Na sliki 29 je za SEL v letu 2017 z modro barvo prikazana krivulja lastne cene električne energije v odvisnosti od obratovalnih ur. Rdeča krivulja pri presečišču z modro krivuljo pa nakazuje na lastno ceno obratovanja v letu 2017. Opazimo lahko, da so imele SEL v primerjavi s HESS leta 2017 zelo podobno vsoto stroškov ob dokaj podobni razpoložljivi moči, zaradi znatno nižje proizvodnje električne energije pa je polna lastna cena električne energije SEL za 61 % višja kot pri HESS.

Slika 29: Krivulja polne lastne cene SEL v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur



Vir: lastno delo.

8 OBČUTLJIVOSTNA ANALIZA SPREMINJANJA PROIZVODNJE V HIDROELEKTRARNAH NA PONDERIRANO POLNO LASTNO CENO ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI

Proizvedena električna energija v posameznih skupinah elektrarn je, kot že navedeno, dosegla različno polno lastno ceno električne energije. V tabeli 23 lahko vidimo, da so vse obravnavane slovenske elektrarne, za katere smo v poglavjih 6 in 7 izračunali polno lastno ceno, v letu 2017 skupaj proizvedle 13.760.312 MWh električne energije (od skupno 15.398.000 MWh električne energije proizvedene v Sloveniji v letu 2017). Od tega je NEK proizvedla 5.967.288 MWh s polno lastno ceno 26,59 €/MWh. Termoelektrarni TEŠ in TEB sta skupaj proizvedli 3.980.110 MWh električne energije, katerih ponderirana polna lastna cena je znašala 63,34 €/MWh, vse skupine hidroelektrarn[4] pa so skupaj proizvedle 3.812.914 MWh električne energije. Ponderirana polna lastna cena električne energije proizvedene v hidroelektrarnah je tako znašala 29,36 €/MWh. Iz zgoraj navedenih podatkov izračunamo, da je bila leta 2017 ponderirana polna lastna cena električne energije vseh prej naštetih proizvodnih objektov 37,99 €/MWh.

Tabela 23: Proizvedena električne energije, polna lastna cena in ponderirana polna lastna cena po posameznih skupinah elektrarn leta 2017

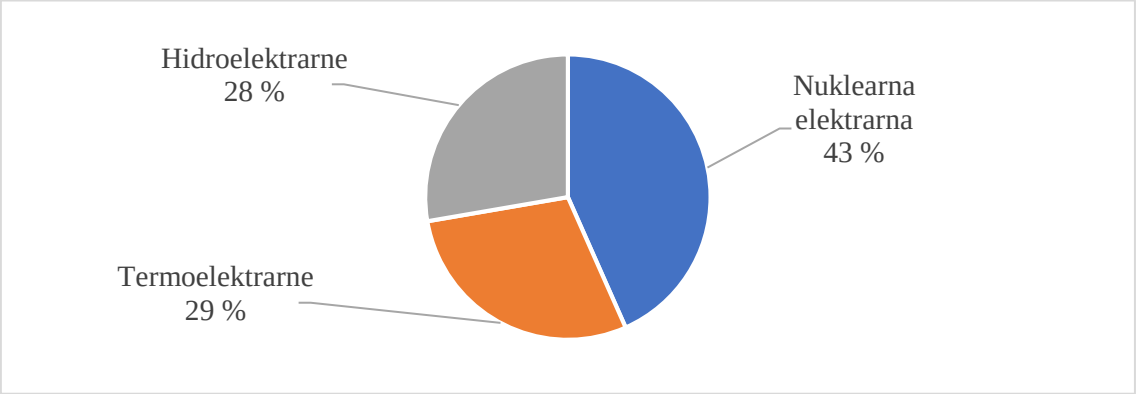
Proizvodni objekt	Proizvodnja v letu 2017 [MWh]	Lastna cena v letu 2017 [€/MWh]
Nuklearna elektrarna Krško	**5.967.288**	**26,59**
Termoelektrarna Šoštanj	3.968.000	60,49
Termoelektrarna Brestanica	12.110	995,86
Termoelektrarne skupaj	**3.980.110**	**63,34**
Dravske elektrarne Maribor	2.332.555	21,74
Soške elektrarne Nova Gorica	733.476	46,64
Hidroelektrarne na Spodnji Savi	456.100	29,04
Savske elektrarne Ljubljana	290.783	47,40
Hidroelektrarne skupaj	**3.812.914**	**29,36**
Elektrarne skupaj	**13.760.312**	**37,99**

Vir: lastno delo.

Proizvodne deleže posameznih skupin elektrarn si lahko ogledamo na sliki 30.

[4] Zaradi resnično zanemarljivega deleža proizvedene električne energije z uporabo fotonapetostnih modulov in SPTE bomo v nadaljevanju vse tehnologije oz. skupine za proizvodnjo električne energije iz OVE (DEM, SENG, HESS in SEL) imenovali kar hidroelektrarne.

Slika 30: Delež proizvodnje električne energije po posameznih elektrarnah v Sloveniji v letu 2017



Vir: lastno delo.

V namen nadaljnjega boljšega razumevanja občutljivostne analize bomo zopet na kratko omenili režim obratovanja energetsko proizvodnih objektov. Zaradi tehnične in posledično ekonomske narave jih uvrščamo v tri režime obratovanja. Pasovni režim, v katerega spada NEK, je od vseh elektrarn zaradi tehničnih lastnosti in varnostnih določil najbolj konstantna pri proizvodnji električne energije (deluje s konstantno proizvodno močjo). V trapeznem režimu obratovanja je na slovenskem trgu večino hidroelektrarn in TEŠ. Te se na urni, dnevni, tedenski in sezonski ravni prilagajajo potrebam trga (povpraševanju), kajti obratovanje v režimu trapeza zahteva konstantno spreminjanje proizvodne moči. Vendar ker hidroelektrarne spadajo med tehnologije za proizvodnjo električne energije iz OVE, jim trenutna zakonodaja v skladu s 372. členom Energetskega zakona omogoča prednostno delovanje pred termoelektrarno (Energetski zakon, 1999). V praksi torej OVE tehnologije proizvedejo toliko električne energije, kolikor jim v danem trenutku omogoča prisotnost primarnega vira (hidrologija). Tako poglavitni del variacije proizvodnje zaradi variabilnega povpraševanja s trga in stohastične in spremenljive proizvodnje s strani hidroelektrarn prevzema TEŠ, ki neprestano prilagaja svojo proizvodno moč ter se s tem z ene strani prilagaja proizvodnji iz OVE, z druge strani pa povpraševanju po električni energiji na trgu.

V nadaljevanju bomo z uporabo občutljivostne analize ugotovili, kakšen vpliv ima variacija proizvedene električne energije iz hidroelektrarn na lastno ceno električne energije v hidroelektrarnah. Izhajajoč iz tega bomo analizirali, kakšen vpliv na končno lastno ceno električne energije iz TEŠ (ki pokriva primanjkljaj na trgu do povpraševane količine električne energije) ima različna količina pridobljene električne energije iz hidroelektrarn. V naslednjem koraku bomo ugotovili, kako takšna sprememba polne lastne cene v hidroelektrarnah in TEŠ vpliva na ponderirano polno lastno ceno električne energije v Republiki Sloveniji.

Glede na obstoječo naravo proizvodnje električne energije bomo iz nadaljnje analize izključili variacijo (bosta imeli skozi celotno analizo konstantno vrednost) proizvodnje (obratovalnih ur) NEK in TEB, saj glede na vlogo v slovenskem elektroenergetskem prostoru nista deležni variacije proizvodnje električne energije zaradi prilagajanja hidroelektrarnam. NEK namreč predstavlja pasovno energijo in obratuje večino leta[5], TEB pa, kot že rečeno, zagotavlja terciarno regulacijo povrnitve frekvence omrežja v času, ko ostale elektrarne niso zmožne zagotavljati potrebne moči, po kateri povprašujemo uporabniki.

Tako bomo v nadaljevanju simulirali razmere razpoložljivosti hidroelektrarn, s tem ko bomo variirali razmere primarnega vira (vode) od izjemno suhega leta do nadpovprečno vodnatega, kar neposredno vpliva na količino proizvedene električne energije iz hidroelektrarn. Temu pa se je TEŠ dolžna prilagoditi s svojo proizvodnjo in s tem pokriti razliko do povpraševane količine električne energije. Tako bomo v nadaljevanju preučili, kako že zgrajena infrastruktura v odvisnosti predvsem od OVE vpliva na celoten elektroenergetski sistem v Republiki Sloveniji. V občutljivostni analizi bomo za referenčno vrednost vzeli obratovalne podatke elektrarn za leto 2017.

8.1 Vpliv zmanjšanja proizvodnje hidroelektrarn za 50 % na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj

Predpostavimo, da simuliramo izredno suho leto, kjer je vodnatost rek izjemno nizka, ter s tem izpostavimo 50 % znižanje proizvedene električne energije v hidroelektrarnah glede na leto 2017. V tem primeru hidroelektrarne skupaj proizvedejo 1.906.458 MWh namesto 3.812.914 MWh električne energije. TEŠ pa se na to odzove s proizvodnjo 5.874.457 MWh (48 % povišanje proizvodnje glede na leto 2017) namesto 3.968.000 MWh, da zadovolji s količino povpraševane električne energije na trgu, ki je leta 2017 znašala 13.760.312 MWh.

V tabeli 24 je za oznako »**Proizvodnja HE (-50 %)**«, predvidena proizvodnja elektrarn zaradi prilagoditve 50 % nižji proizvodnji v hidroelektrarnah. Posledično je pri navedenem obsegu obratovanja navedena tudi polna lastna cena »**LC (-50%)«** posameznih skupin elektrarn.

[5] Po naših izračunih 98 % ur v letu 2017.

Tabela 24: Polna lastna cena električne energije kot posledica 50 % nižje proizvodnje hidroelektrarn

Proizvodni objekt	Proizvodnja 2017 [MWh]	LC 2017 [€/MWh]	Proizvodnja HE (-50 %) [MWh]	LC (-50 %) [€/MWh]
NEK	5.967.288	26,59	5.967.288	26,59
TEŠ	3.968.000	60,49	5.874.457	51,57
TEB	12.110	995,86	12.110	995,86
TE skupaj	3.980.110	63,34	5.886.567	53,51
DEM	2.332.555	21,74	1.166.278	41,48
SENG	733.476	46,64	366.738	72,86
HESS	456.100	29,04	228.050	54,17
SEL	290.783	47,40	145.392	82,23
HE skupaj	3.812.914	29,36	1.906.457	52,14
Elektrarne skupaj	13.760.312	37,99	13.760.312	41,65

Vir: lastno delo.

Zaradi 48 % višje proizvodnje električne energije v TEŠ se znatno poviša časovna izkoriščenost elektrarne, zato se polna lastna cena zniža iz realnih 60,49 €/MWh v letu 2017 na 51,57 €/MWh. Posledično se tudi ponderirana polna lastna cena električne energije v termoelektrarnah (TEŠ in TEB) ob proizvodnji 5.886.567 MWh zniža iz 63,34 €/MWh za leto 2017 na 53,51 €/MWh. V hidroelektrarnah pa se zgodi ravno obratno, zaradi nižje časovne izkoriščenosti se ponderirana polna lastna cena ob proizvodnji 1.906.457 MWh zviša iz realnih 29,36 €/MWh za leto 2017 na 52,14 €/MWh. V NEK in TEB ostane količina električne energije in posledično polna lastna cena nespremenjena.

Tako ponderirana polna lastna cena električne energije v primeru, da bi hidroelektrarne v letu 2017 proizvedle 50 % manj električne energije znaša 41,65 €/MWh, kar predstavlja 8,8 % podražitev glede na ponderirano polno lastno ceno, ki je leta 2017 iz zgoraj navedenih elektroenergetskih objektov v Sloveniji znašala 37,99 €/MWh.

8.2 Vpliv zmanjšanja proizvodnje hidroelektrarn za 40 % na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj

Ob 40 % znižanju proizvedene električne energije s strani hidroelektrarn glede na leto 2017, se mora TEŠ odzvati z 38 % višjo proizvodnjo električne energije glede na leto 2017, da zadosti povpraševanju po električni energiji s trga (tabela 25). V tem primeru hidroelektrarne skupaj proizvedejo 2.287.749 MWh namesto 3.812.914 MWh električne energije, TEŠ pa se na to odzove s proizvodnjo 5.493.166 MWh električne energije.

Ponderirana polna lastna cena električne energije se s tem v termoelektrarnah ob proizvodnji 5.505.276 MWh zniža iz realnih 63,34 €/MWh za leto 2017 na 54,93 €/MWh. V hidroelektrarnah pa se ponderirana polna lastna cena ob proizvodnji 2.287.749 MWh zviša iz realnih 29,36 €/MWh za leto 2017 na 44,55 €/MWh. V NEK in TEB polna lastna cena tudi v tem primeru ostane nespremenjena. Tako bi ponderirana polna lastna cena električne energije v primeru, da bi hidroelektrarne v letu 2017 proizvedle 40 % manj električne energije znašala 40,92 €/MWh, kar predstavlja 7,2 % podražitev glede na ponderirano polno lastno ceno v letu 2017.

Tabela 25: Polna lastna cena električne energije kot posledica 40 % nižje proizvodnje hidroelektrarn

Proizvodni objekt	Proizvodnja 2017 [MWh]	LC 2017 [€/MWh]	Proizvodnja HE (-40 %) [MWh]	LC (-40 %) [€/MWh]
NEK	5.967.288	26,59	5.967.288	26,59
TEŠ	3.968.000	60,49	5.493.166	52,86
TEB	12.110	995,86	12.110	995,86
TE skupaj	3.980.110	63,34	5.505.276	54,93
DEM	2.332.555	21,74	1.399.533	34,90
SENG	733.476	46,64	440.086	64,12
HESS	456.100	29,04	273.660	45,80
SEL	290.783	47,40	174.470	70,62
HE skupaj	3.812.914	29,36	2.287.749	44,55
Elektrarne skupaj	13.760.312	37,99	13.760.312	40,92

Vir: lastno delo.

8.3 Vpliv zmanjšanja proizvodnje hidroelektrarn za 30 % na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj

Ob 30 % znižanju proizvedene električne energije s strani hidroelektrarn se mora TEŠ odzvati z 29 % višjo proizvodnjo električne energije, da zadosti povpraševanju s trga.

Tako hidroelektrarne skupaj proizvedejo 2.669.040 MWh namesto 3.812.914 MWh električne energije, TEŠ pa se na to odzove s proizvodnjo 5.111.874 MWh električne energije. S tem se ponderirana polna lastna cena električne energije v termoelektrarnah ob proizvodnji 5.123.984 MWh zniža iz realnih 63,34 €/MWh za leto 2017 na 56,57 €/MWh. V hidroelektrarnah pa se ponderirana polna lastna cena ob proizvodnji 2.669.040 MWh zviša iz realnih 29,36 €/MWh za leto 2017 na 39,12 €/MWh. Tako bi ponderirana polna lastna cena električne energije v primeru, da bi hidroelektrarne v letu 2017 proizvedle 30 % manj električne energije znašala 40,18 €/MWh, kar predstavlja 5,5 % podražitev glede na ponderirano polno lastno ceno v letu 2017 (tabela 26).

Tabela 26: Polna lastna cena električne energije kot posledica 30 % nižje proizvodnje hidroelektrarn

Proizvodni objekt	Proizvodnja 2017 [MWh]	LC 2017 [€/MWh]	Proizvodnja HE (-30 %) [MWh]	LC (-30 %) [€/MWh]
NEK	5.967.288	26,59	5.967.288	26,59
TEŠ	3.968.000	60,49	5.111.874	54,34
TEB	12.110	995,86	12.110	995,86
TE skupaj	3.980.110	63,34	5.123.984	56,57
DEM	2.332.555	21,74	1.632.789	30,20
SENG	733.476	46,64	513.433	57,88
HESS	456.100	29,04	319.270	39,81
SEL	290.783	47,40	203.548	62,33
HE skupaj	3.812.914	29,36	2.669.040	39,12
Elektrarne skupaj	13.760.312	37,99	13.760.312	40,18

Vir: lastno delo.

8.4 Vpliv zmanjšanja proizvodnje hidroelektrarn za 20 % na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj

Ob 20 % znižanju proizvedene električne energije s strani hidroelektrarn se mora TEŠ odzvati z 19 % višjo proizvodnjo električne energije, da zadosti povpraševanju s trga (tabela 27).

Tabela 27: Polna lastna cena električne energije kot posledica 20 % nižje proizvodnje hidroelektrarn

Proizvodni objekt	Proizvodnja 2017 [MWh]	LC 2017 [€/MWh]	Proizvodnja HE (-20 %) [MWh]	LC (-20 %) [€/MWh]
NEK	5.967.288	26,59	5.967.288	26,59
TEŠ	3.968.000	60,49	4.730.583	56,06
TEB	12.110	995,86	12.110	995,86
TE skupaj	3.980.110	63,34	4.742.693	58,46
DEM	2.332.555	21,74	1.866.044	26,67
SENG	733.476	46,64	586.781	53,19
HESS	456.100	29,04	364.880	35,33
SEL	290.783	47,40	232.626	56,11
HE skupaj	3.812.914	29,36	3.050.332	35,05
Elektrarne skupaj	13.760.312	37,99	13.760.312	39,45

Vir: lastno delo.

S tem hidroelektrarne skupaj proizvedejo 3.050.332 MWh električne energije, TEŠ pa se na to odzove s proizvodnjo 4.730.583 MWh električne energije. Tako se ponderirana polna lastna cena električne energije v termoelektrarnah ob proizvodnji 4.742.693 MWh zniža iz realnih 63,34 €/MWh na 58,46 €/MWh, v hidroelektrarnah pa se ponderirana polna lastna cena ob proizvodnji 3.050.332 MWh zviša iz realnih 29,36 €/MWh na 35,05 €/MWh. Tako ponderirana polna lastna cena električne energije v primeru, da bi hidroelektrarne v letu 2017 proizvedle 20 % manj električne energije znaša 39,45 €/MWh, kar predstavlja 3,7 % podražitev glede na ponderirano polno lastno ceno v letu 2017.

8.5 Vpliv zmanjšanja proizvodnje hidroelektrarn za 10% na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj

Ob 10 % znižanju proizvedene električne energije s strani hidroelektrarn se mora TEŠ odzvati z 10% višjo proizvodnjo električne energije, da zadosti povpraševanju s trga. S tem hidroelektrarne skupaj proizvedejo 3.431.623 MWh električne energije, TEŠ pa se na to odzove s proizvodnjo 4.349.291 MWh električne energije. Tako ponderirana polna lastna cena električne energije v termoelektrarnah ob proizvodnji 4.361.401 MWh znaša 60,69 €/MWh. V hidroelektrarnah pa ponderirana polna lastna cena ob proizvodnji 3.431.623 MWh znaša 31,89 €/MWh. S tem ponderirana polna lastna cena električne energije v primeru, da bi hidroelektrarne v letu 2017 proizvedle 10 % manj električne energije znaša 38,72 €/MWh, kar predstavlja 1,9 % podražitev glede na ponderirano polno lastno ceno v letu 2017 (tabela 28).

Tabela 28: Polna lastna cena električne energije kot posledica 10 % nižje proizvodnje hidroelektrarn

Proizvodni objekt	Proizvodnja 2017 [MWh]	LC 2017 [€/MWh]	Proizvodnja HE (-10 %) [MWh]	LC (-10 %) [€/MWh]
NEK	5.967.288	26,59	5.967.288	26,59
TEŠ	3.968.000	60,49	4.349.291	58,08
TEB	12.110	995,86	12.110	995,86
TE skupaj	3.980.110	63,34	4.361.401	60,69
DEM	2.332.555	21,74	2.099.300	23,93
SENG	733.476	46,64	660.128	49,55
HESS	456.100	29,04	410.490	31,84
SEL	290.783	47,40	261.705	51,27
HE skupaj	3.812.914	29,36	3.431.623	31,89
Elektrarne skupaj	13.760.312	37,99	13.760.312	38,72

Vir: lastno delo.

8.6 Vpliv povečanja proizvodnje hidroelektrarn za 10 % na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj

V primeru, da predpostavimo 10 % zvišanje (predpostavljena višja vodnatost rek) proizvedene električne energije s strani hidroelektrarn glede na leto 2017, se TEŠ odzove z 10 % nižjo proizvodnjo električne energije glede na leto 2017, da zadosti povpraševanju s trga.

V tem primeru hidroelektrarne skupaj proizvedejo 4.194.206 MWh namesto 3.812.914 MWh električne energije, TEŠ pa se na to odzove s proizvodnjo 3.586.709 MWh namesto 3.968.000 MWh električne energije. Ponderirana polna lastna cena električne energije se s tem v termoelektrarnah ob proizvodnji 3.598.818 MWh zviša iz realnih 63,34 €/MWh za leto 2017 na 66,55 €/MWh. V hidroelektrarnah pa se ponderirana polna lastna cena ob proizvodnji 4.194.206 MWh zniža iz realnih 29,36 €/MWh za leto 2017 na 27,29 €/MWh. Tako ponderirana polna lastna cena električne energije v primeru, da bi hidroelektrarne v letu 2017 proizvedle 10 % več električne energije znaša 37,26 €/MWh, kar predstavlja 1,9 % pocenitev glede na ponderirano polno lastno ceno, ki je leta 2017 iz zgoraj navedenih elektroenergetskih objektov v Sloveniji znašala 37,99 €/MWh (tabela 29).

Tabela 29: Polna lastna cena električne energije kot posledica 10 % višje proizvodnje hidroelektrarn

Proizvodni objekt	Proizvodnja 2017 [MWh]	LC 2017 [€/MWh]	Proizvodnja HE (10 %) [MWh]	LC (10 %) [€/MWh]
NEK	5.967.288	26,59	5.967.288	26,59
TEŠ	3.968.000	60,49	3.586.709	63,42
TEB	12.110	995,86	12.110	995,86
TE skupaj	3.980.110	63,34	3.598.818	66,55
DEM	2.332.555	21,74	2.565.811	19,94
SENG	733.476	46,64	806.824	44,25
HESS	456.100	29,04	501.710	26,76
SEL	290.783	47,40	319.861	44,24
HE skupaj	3.812.914	29,36	4.194.206	27,29
Elektrarne skupaj	13.760.312	37,99	13.760.312	37,26

Vir: lastno delo.

8.7 Vpliv povečanja proizvodnje hidroelektrarn za 20 % na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj

V primeru, da predpostavimo 20 % zvišanje proizvedene električne energije s strani hidroelektrarn glede na leto 2017, se mora TEŠ odzvati z 19 % nižjo proizvodnjo električne energije glede na leto 2017, da zadosti povpraševanju s trga (tabela 30).

Tabela 30: Polna lastna cena električne energije kot posledica 20 % višje proizvodnje hidroelektrarn

Proizvodni objekt	Proizvodnja 2017 [MWh]	LC 2017 [€/MWh]	Proizvodnja HE (20 %) [MWh]	LC (20 %) [€/MWh]
NEK	5.967.288	26,59	5.967.288	26,59
TEŠ	3.968.000	60,49	3.205.417	67,04
TEB	12.110	995,86	12.110	995,86
TE skupaj	3.980.110	63,34	3.217.527	70,53
DEM	2.332.555	21,74	2.799.066	18,45
SENG	733.476	46,64	880.171	42,27
HESS	456.100	29,04	547.320	24,86
SEL	290.783	47,40	348.940	41,60
HE skupaj	3.812.914	29,36	4.575.497	25,56
Elektrarne skupaj	13.760.312	37,99	13.760.312	36,52

Vir: lastno delo.

V tem primeru hidroelektrarne skupaj proizvedejo 4.575.497 MWh namesto 3.812.914 MWh električne energije, TEŠ pa se na to odzove s proizvodnjo 3.205.417 MWh namesto 3.968.000 MWh električne energije. Ponderirana polna lastna cena električne energije se s tem v termoelektrarnah ob proizvodnji 3.217.527 MWh zviša iz realnih 63,34 €/MWh za leto 2017 na 70,53 €/MWh. V hidroelektrarnah pa se ponderirana polna lastna cena ob proizvodnji 4.575.497 MWh zniža iz realnih 29,36 €/MWh za leto 2017 na 25,56 €/MWh.

Tako ponderirana polna lastna cena električne energije v primeru, da bi hidroelektrarne v letu 2017 proizvedle 20 % več električne energije znaša 36,52 €/MWh, kar predstavlja 3,9 % pocenitev glede na ponderirano polno lastno ceno v letu 2017.

8.8 Vpliv povečanja proizvodnje hidroelektrarn za 30 % na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj

V primeru, da predpostavimo 30 % zvišanje proizvedene električne energije s strani hidroelektrarn, mora TEŠ proizvesti 29 % manj električne energije glede na leto 2017, da zadosti povpraševanju s trga (tabela 31).

Tabela 31: Polna lastna cena električne energije kot posledica 30 % višje proizvodnje hidroelektrarn

Proizvodni objekt	Proizvodnja 2017 [MWh]	LC 2017 [€/MWh]	Proizvodnja HE (30 %) [MWh]	LC (30 %) [€/MWh]
NEK	5.967.288	26,59	5.967.288	26,59
TEŠ	3.968.000	60,49	2.824.126	71,63
TEB	12.110	995,86	12.110	995,86
TE skupaj	3.980.110	63,34	2.836.236	75,58
DEM	2.332.555	21,74	3.032.322	17,18
SENG	733.476	46,64	953.519	40,59
HESS	456.100	29,04	592.930	23,24
SEL	290.783	47,40	378.018	39,36
HE skupaj	3.812.914	29,36	4.956.789	24,10
Elektrarne skupaj	13.760.312	37,99	13.760.312	35,79

Vir: lastno delo.

V tem primeru hidroelektrarne skupaj proizvedejo 4.956.789 MWh namesto 3.812.914 MWh električne energije, TEŠ pa se na to odzove s proizvodnjo 2.824.126 MWh električne energije. Ponderirana polna lastna cena električne energije se s tem v termoelektrarnah ob proizvodnji 2.836.236 MWh zviša na 75,58 €/MWh. V hidroelektrarnah se ponderirana polna lastna cena ob proizvodnji 4.956.789 MWh zniža na 24,10 €/MWh. Tako ponderirana polna lastna cena električne energije v primeru, da bi hidroelektrarne v letu 2017 proizvedle 30 % več električne energije znaša 35,79 €/MWh, kar predstavlja 5,8 % pocenitev glede na ponderirano polno lastno ceno v letu 2017.

8.9 Vpliv povečanja proizvodnje hidroelektrarn za 40% na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj

V primeru, da predpostavimo 40 % zvišanje proizvedene električne energije s strani hidroelektrarn, mora TEŠ proizvesti 38 % manj električne energije glede na leto 2017.

Tako hidroelektrarne skupaj proizvedejo 5.338.080 MWh, TEŠ pa se na to odzove s proizvodnjo 2.442.834 MWh električne energije. Ponderirana polna lastna cena električne energije se s tem v termoelektrarnah ob proizvodnji 2.454.944 MWh zviša na 82,19 €/MWh. V hidroelektrarnah pa se ponderirana polna lastna cena ob proizvodnji 5.338.080 MWh zniža na 22,85 €/MWh. Ponderirana polna lastna cena električne energije tako v primeru 40 % povečanja proizvedene električne energije s strani hidroelektrarn znaša 35,06 €/MWh, kar predstavlja 7,7 % pocenitev glede na ponderirano polno lastno ceno v letu 2017 (tabela 32).

Tabela 32: Polna lastna cena električne energije kot posledica 40 % višje proizvodnje hidroelektrarn

Proizvodni objekt	Proizvodnja 2017 [MWh]	LC 2017 [€/MWh]	Proizvodnja HE (40 %) [MWh]	LC (40 %) [€/MWh]
NEK	5.967.288	26,59	5.967.288	26,59
TEŠ	3.968.000	60,49	2.442.834	77,66
TEB	12.110	995,86	12.110	995,86
TE skupaj	3.980.110	63,34	2.454.944	82,19
DEM	2.332.555	21,74	3.265.578	16,10
SENG	733.476	46,64	1.026.866	39,15
HESS	456.100	29,04	638.540	21,86
SEL	290.783	47,40	407.096	37,45
HE skupaj	3.812.914	29,36	5.338.080	22,85
Elektrarne skupaj	13.760.312	37,99	13.760.312	35,06

Vir: lastno delo.

8.10 Vpliv povečanja proizvodnje hidroelektrarn za 50 % na polno lastno ceno električne energije v Termoelektrarni Šoštanj

Za konec predpostavimo 50 % zvišanje proizvedene električne energije s strani hidroelektrarn. V tem primeru TEŠ proizvede 48 % manj električne energije glede na leto 2017 (tabela 33).

Tabela 33: Polna lastna cena električne energije kot posledica 50 % višje proizvodnje hidroelektrarn

Proizvodni objekt	Proizvodnja 2017 [MWh]	LC 2017 [€/MWh]	Proizvodnja HE (50 %) [MWh]	LC (50 %) [€/MWh]
NEK	5.967.288	26,59	5.967.288	26,59
TEŠ	3.968.000	60,49	2.061.543	85,92
TEB	12.110	995,86	12.110	995,86
TE skupaj	3.980.110	63,34	2.073.653	91,24
DEM	2.332.555	21,74	3.498.833	15,16
SENG	733.476	46,64	1.100.214	37,90
HESS	456.100	29,04	684.150	20,67
SEL	290.783	47,40	436.175	35,79
HE skupaj	3.812.914	29,36	5.719.372	21,77
Elektrarne skupaj	13.760.312	37,99	13.760.312	34,33

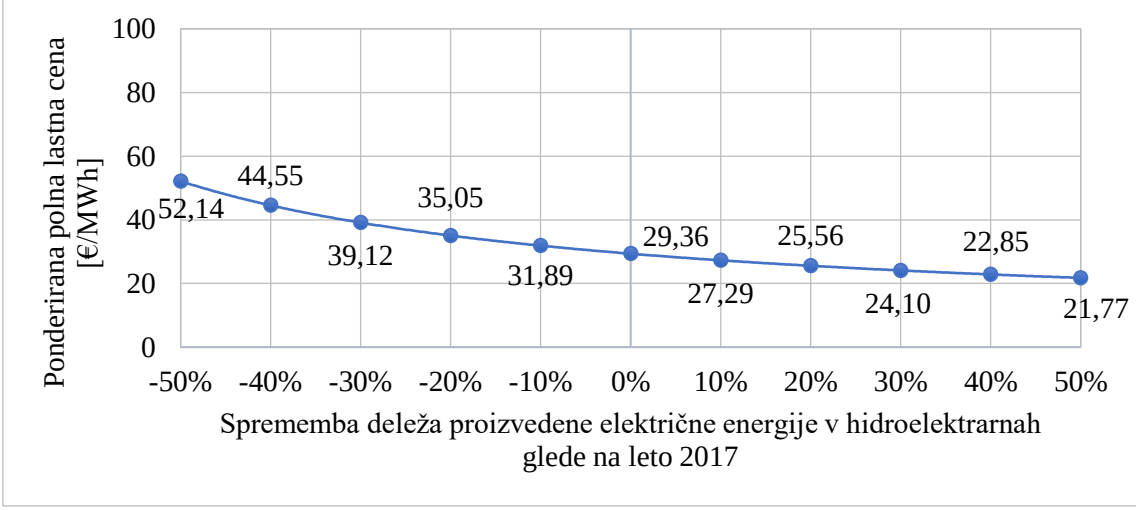
Vir: lastno delo.

Tako hidroelektrarne skupaj proizvedejo 5.719.372 MWh, TEŠ pa se na to odzove s proizvodnjo 2.061.543 MWh električne energije. Ponderirana polna lastna cena električne energije se s tem v termoelektrarnah ob proizvodnji 2.073.653 MWh zviša na 91,24 €/MWh. V hidroelektrarnah pa se ponderirana polna lastna cena ob proizvodnji 5.719.372 MWh zniža na 21,77 €/MWh. Ponderirana polna lastna cena električne energije v primeru 50 % povečanja proizvedene električne energije s strani hidroelektrarn znaša 34,33 €/MWh, kar predstavlja 9,6 % pocenitev glede na ponderirano polno lastno ceno v letu 2017.

9 SKLEPNA ANALIZA VPLIVA SPREMINJANJA PROIZVODNJE V HIDROELEKTRARNAH NA PONDERIRANO POLNO LASTNO CENO ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI

V tem poglavju bomo opredelili skupne rezultate analiz iz prejšnjih poglavij in ovrednotili zastavljene hipoteze. Na sliki 31 tako prikazujemo gibanje ponderirane polne lastne cene električne energije v odvisnosti od variacije količine proizvedene električne energije v vseh hidroelektrarnah v Sloveniji za +/- 50 %. Vidimo lahko potek krivulje, kjer ob 50 % znižanju proizvedene električne energije iz hidroelektrarn ponderirana polna lastna cena naraste na 52,14 €/MWh. V primeru 50 % višje proizvodnje v hidroelektrarnah, cena na enoto proizvedene električne energije iz hidroelektrarn pade na 21,77 €/MWh.

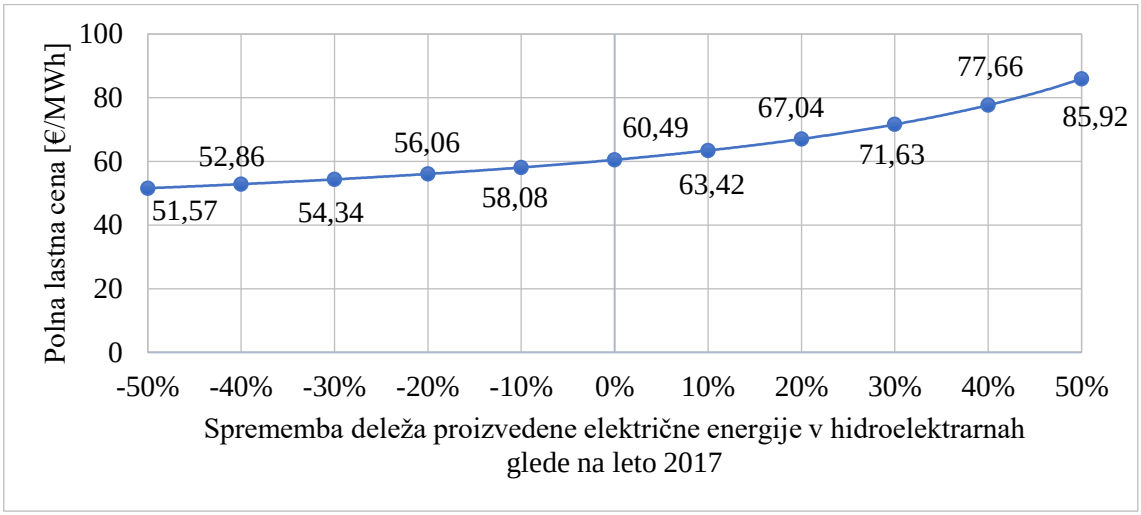
Slika 31: Gibanje ponderirane polne lastne cene električne energije v hidroelektrarnah ob variaciji deleža proizvedene električne energije v hidroelektrarnah glede na leto 2017



Vir: lastno delo.

Na sliki 32 je prikazana krivulja polne lastne cene električne energije proizvedene v TEŠ, ki s svojim prilagajanjem zagotavlja zanesljivo delovanje elektroenergetskega sistema. Le ta je odgovor na variacijo proizvedene električne energije v hidroelektrarnah (slika 31).

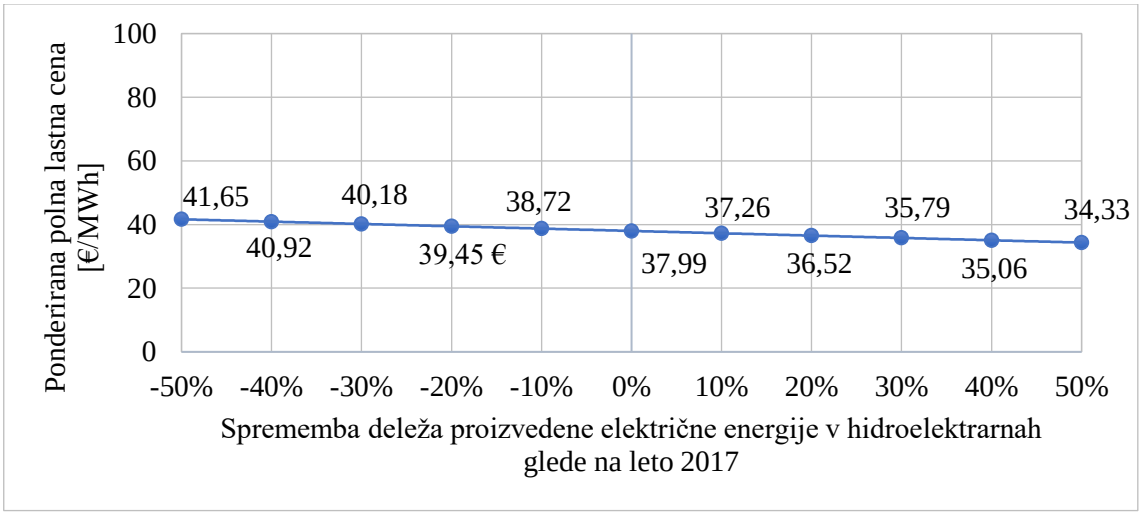
Slika 32: Gibanje polne lastne cene električne energije v TEŠ kot posledica variacije deleža proizvedene električne energije v hidroelektrarnah glede na leto 2017



Vir: lastno delo.

Na sliki 33 je prikazano spreminjanje ponderirane polne lastne cene električne energije v Republiki Sloveniji v odvisnosti od variacije količine proizvedene električne energije v hidroelektrarnah. Vidimo, da se razpon ponderiranih polnih lastnih cen giblje od 41,65 €/MWh pri 50 % nižji proizvodnji električne energije s strani hidroelektrarn pa do 34,33 €/MWh pri 50 % višji proizvodnji električne energije s strani hidroelektrarn.

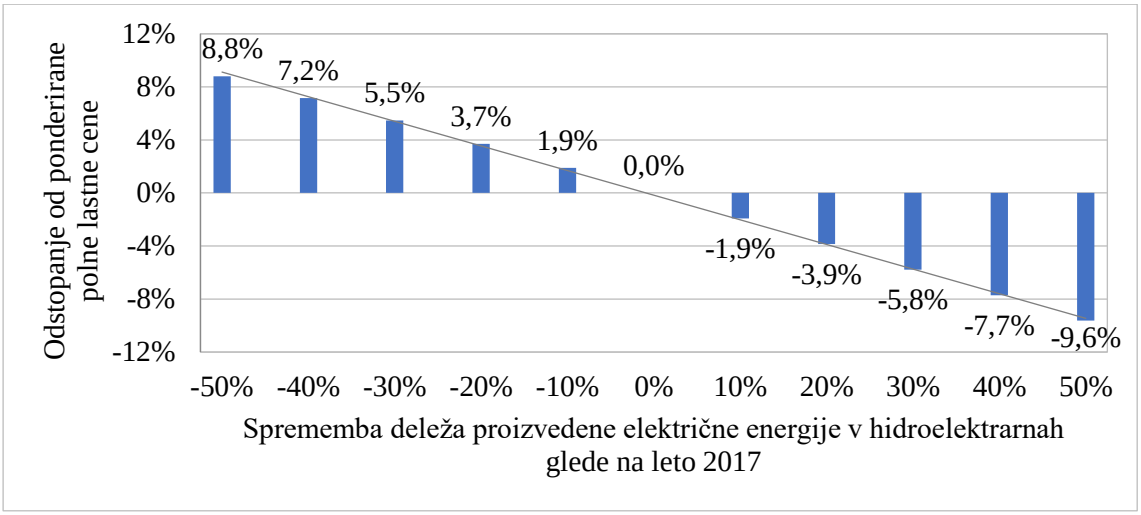
Slika 33: Gibanje ponderirane polne lastne cene električne energije v Republiki Sloveniji kot posledica variacije deleža proizvedene električne energije v hidroelektrarnah glede na leto 2017



Vir: lastno delo.

Iz slike 34 lahko vidimo spreminjanje deleža ponderirane polne lastne cene električne energije v Republiki Sloveniji za vsakih 10 % variacije proizvedene električne energije v hidroelektrarnah.

Slika 34: Sprememba deleža ponderirane polne lastne cene električne energije v Republiki Sloveniji kot posledica variacije količine proizvedene električne energije v hidroelektrarnah glede na leto 2017



Vir: lastno delo.

Glede na rezultate celotne analize magistrskega dela lahko trdimo, da se je leta 2017 ponderirana polna lastna cena električne energije v Republiki Sloveniji glede na variiranje proizvodnje iz tehnologij za pridobivanje električne energije iz hidroelektrarn, spreminjala z zelo nizko amplitudo (pri variaciji proizvedene električne energije v koraku 10 %, se ponderirana polna lastna cena v povprečju spremeni le za 1,9 %). Ponderirana polna lastna cena električne energije in variacija proizvedene električne energije iz hidroelektrarn sta v obratnem sorazmerju, kar pomeni, da se ob 10 % zvišanju količine proizvedene električne energije iz hidroelektrarn polna lastna cena električne energije v povprečju zniža za 1,9 % ali v absolutnem smislu za 0,73 €/MWh in obratno.

SKLEP

Iz rezultatov analize polnih lastnih cen električne energije v posameznih skupinah energetskih objektov lahko ugotovimo, da se referenčne polne lastne cene iz leta 2017 zelo razlikujejo. Polne lastne cene se gibljejo v razponu od 21,74 €/MWh (DEM) pa vse do 995,86 €/MWh (TEB), kar je glede na vlogo elektrarn v elektroenergetskem sistemu tudi pričakovano, saj ima vsak elektroenergetski objekt določeno funkcijo v celotni shemi proizvodnje električne energije.

Ob variaciji negativnega trenda proizvodnje električne energije iz hidroelektrarn se v primeru 50 % nižje proizvodnje, ponderirana polna lastna cena v Sloveniji zniža za 8,8 % (predvsem kot posledica nižje časovne izkoriščenosti hidroelektrarn in dodatnih spremenljivih stroškov predvsem goriva pri obratovanju TEŠ). V primeru variacije 50 % višje proizvodnje električne energije s strani hidroelektrarn, pa se ponderirana polna lastna cena v Sloveniji zniža »le« za 9,6 %. Glede na to, da bi pričakovali znatno večji padec ponderirane polne lastne cene električne energije v Sloveniji pri 50 % višji proizvodnji električne energije s strani hidroelektrarn je tako »nizka« vrednost (9,6 %), posledica predvsem visokih stroškov, ki so posledica nižje časovne izkoriščenosti TEŠ (strošek na enoto proizvoda je pri nižjem obsegu obratovanja zaradi prisotnosti stalnih stroškov večji).

S tem lahko potrdimo obe v začetku magistrskega dela zastavljeni hipotezi.

H1: Višja kot je količina proizvedene električne energije iz konvencionalnih tehnologij, višja je ponderirana polna lastna cena električne energije, proizvedene v slovenskih elektrarnah.

H2: Časovna izkoriščenost elektrarne, merjena s številom obratovalnih ur, odločilno vpliva na polno lastno ceno električne energije.

Poleg tega pa je glede na rezultate potrebno omeniti tudi, da so v praksi pri delovanju termoenergetskih objektov prisotni stroški, ki v zgornjo analizo niso bili zajeti. Dinamično obremenjevanje sestavnih delov predvsem termoelektrarn kot posledica prilagajana OVE tehnologijam pomeni dodatne stroške vzdrževanja (stroški vzdrževanja zaradi velikega deleža tranzientnega režima obratovanja, ki znižuje trajnostno dobo komponent elektrarne).

Poleg tega pa v analizi pri obratovanju TEŠ zaradi pojma ekonomija obsega ni upoštevan predvsem višji strošek goriva (premog) na enoto pri nižjem obsegu delovanja. Tako je v praksi razlika med ponderirano polno lastno ceno leta 2017 in variirano v primeru višjega odstotka proizvedene električne energije v hidroelektrarnah še nižja. Posledično se je potrebno vprašati, ali je glede na trenutni tehnični in posledično ekonomski vidik smiselno izvajati tako intenzivno tranzicijo na način pridobivanja električne energije z uporabo OVE.

Z gotovostjo lahko trdimo, da se ob vzpostavitvi novih objektov proizvodnje električne energije iz OVE, na račun zagotavljanja zanesljivosti oskrbe na kratek rok ne bo zaprl niti en konvencionalni objekt proizvodnje. To pa zaradi prisotnosti predvsem stalnih stroškov novo postavljenih objektov (ne glede na časovno izkoriščenost) in celotne garniture skupnih stroškov že postavljenih objektov pripomore k dvigu ponderirane polne lastne cene električne energije, kar pa seveda negativno vpliva na dolgoročno konkurenčnost lokalnega gospodarstva. Zato bo za maksimalno učinkovitost tranzicije glede na način pridobivanja električne energije potrebno na globalni ravni usklajeno zasledovati okoljske politike, tako da lokalna ekonomija zaradi trenutne politične naravnanosti ne utrpi globalne nekonkurenčnosti in posledično nepopravljivih ekonomskih učinkov kot so veliki stroški energije, energijska revščina, …

Glede na pridobljene rezultate celotne analize si skozi trend oz. vsebino hipotez, le-te upam z gotovostjo posplošiti na celoten svetovni segment pridobivanja električne energije.

Za nadaljevanje magistrskega dela in prihodnje raziskave s tega področja priporočam zajem večjega vzorca, torej ekonomske kazalce obratovanja proizvodnih objektov skozi večletno obdobje in popis večjega števila robnih pogojev (npr. dinamika močnostne regulacije elektrarn skozi čas, ki omogoča bolj natančno opredelitev dodatnih stroškov zaradi povečane obrabe sestavnih delov elektrarne, ...). S tem se bo povečala kredibilnost analize. Tudi nadaljnja analiza z vključenimi OVE proizvodnje električne energije, kot so fotonapetostni moduli in vetrne elektrarne, bi dodatno prispevala k temu cilju.

LITERATURA IN VIRI

1. Agencija za energijo. (brez datuma a). *Distribucijsko omrežje.* Pridobljeno 18. decembra 2019 iz https://www.agen-rs.si/izvajalci/elektrika/distribucijsko-omrezje
2. Agencija za energijo. (brez datuma b). *Prenosno omrežje.* Pridobljeno 18. decembra 2019 iz https://www.agen-rs.si/izvajalci/elektrika/prenosno-omrezje
3. Agencija za energijo. (brez datuma c). *Udeleženci na trgu z električno energijo.* Pridobljeno 16. avgusta 2018 iz https://www.agen-rs.si/gospodinjski/elektrika/udelezenci-na-trgu-z-elektricno-energijo
4. Agencija za energijo. (brez datuma d). *Zagotavljanje sistemskih storitev.* Pridobljeno 23. aprila 2020 iz https://www.agen-rs.si/-/zagotavljanje-sistemskih-storitev
5. AJPES. (brez datuma). *O AJPES – Predstavitev.* Pridobljeno 3. avgusta 2020 iz https://www.ajpes.si/O_AJPES/Predstavitev/Vizija,_poslanstvo_in_strateski_cilji
6. Alam, F., Sarkar, R. & Chowdhury, H. (2019). *Nuclear power plants in emerging economies and human resource development: A review. Energy Procedia, 160,* 3–10.
7. Ali, S., Anwar, S. & Nasreen, S. (2017). Renewable and Non-Renewable Energy and its Impact on Environmental Quality in South Asian Countries. *Forman Journal of Economic Studies, 13,* 177–194.

8. Allan, R. N., Billinton, R. & Lee, S. H. (1984). Bibliography of the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1977-1982. *IEEE Power Engineering Review*, (2), 24-25.
9. Aydt, J., Lehougre, J. F., Ultich, R. & Prost, S. (2017). VGB-database supports performance analysis. *VGB PowerTech*, (9).
10. Benhmad, F. & Percebois, J. (2018). Photovoltaic and wind power feed-in impact on electricity prices: The case of Germany. *Energy Policy*, *119*, 317–326.
11. Borzen d.o.o. (brez datuma a). *Novice.* Pridobljeno 16. avgusta 2019 iz http://www.trajnostnaenergija.si/Portal/O-portalu/Novice/ArtMID/737/ArticleID/603108/Zmogljivosti-za-shranjevanje-elektri%C4%8Dne-energije-je-treba-pove%C4%8Dati-na-170%E2%80%93270-TWh
12. Borzen d.o.o. (brez datuma b). *Vetrna energija.* Pridobljeno 16. avgusta 2019 iz http://www.trajnostnaenergija.si/Trajnostna-energija/Proizvajajte/Obnovljivi-viri-energije/Vse-o-obnovljivih-virih-energije/vetrna-energija
13. Borzen d.o.o. (brez datuma c). *Vodna energija.* Pridobljeno 16. avgusta 2019 iz http://www.trajnostnaenergija.si/Trajnostna-energija/Proizvajajte/Obnovljivi-viri-energije/Vrste-obnovljivih-virov-energije/ArtMID/597/ArticleID/17/Vodna-energija
14. Boyle, G. (1996). *Renewable energy: power for a sustainable future.* Oxford: Oxford University Press.
15. Breeze, P. (2010). *The Cost of Power Generation: The Current and Future Competitiveness of Renewable and Traditional Technologies.* New York: Business Insights.
16. Cazzaniga, R., Rosa-Clot, M., Rosa-Clot, P. & Tina, G. M. (2019). Integration of PV floating with hydroelectric power plants. *Heliyon*, *5*(6).
17. Cherry, C. E. & Pidgeon, N. F. (2018). Is sharing the solution? Exploring public acceptability of the sharing economy. *Journal of Cleaner Production*, *195*, 939–948.
18. Čadež, S. & Hočevar, M. (2008). *Stroškovno računovodstvo*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
19. Čepin, M. (2011). *Assessment of power system reliability: methods and applications.* London: Springer Science & Business Media.
20. Danish Energy Agency. (brez datuma). *Quality od wind power.* Pridobljeno 16. avgusta 2019 iz https://ens.dk/sites/ens.dk/files/contents/material/file/qualityofwindpower.pdf
21. Devanand, A., Kraft, M. & Karimi, I. A. (2019). Optimal site selection for modular nuclear power plants. *Computers & Chemical Engineering*, *125*, 339–350.
22. Dravske elektrarne Maribor. (2018). *Letno poročilo 2017.* Maribor: Dravske elektrarne Maribor.
23. Drury, C. (1996). *Management and cost accounting.* Boston: International Thomson Business Press.
24. Economics discussion. (brez datuma). *Conventional and Non-Conventional Sources of Energy.* Pridobljeno 6. januarja 2020 iz http://www.economicsdiscussion.net/notes/conventional-and-non-conventional-sources-of-energy/2177

25. Ellabban, O., Abu-Rub, H. & Blaabjerg, F. (2014). Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 39*, 748–764.
26. Energy education. (brez datuma). *Electrical generation.* Pridobljeno 18. decembra 2019 iz https://energyeducation.ca/encyclopedia/Electrical_generation
27. Energy storage association. (brez datuma). *Why energy storage techologies.* Pridobljeno 16. avgusta 2019 iz https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/
28. ENTSO-E. (2014). *ENTSO-E Target methodology for adequacy assessment.* Pridobljeno 16. avgusta 2019 iz https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/141014_Target_Methodology_for_Adequacy_Assessment_after_Consultation.pdf
29. European Union. (2015). *Paris Agreement.* Pridobljeno 11. septembra 2018 iz https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en
30. European Union. (brez datuma a). *2020 climate & energy package.* Pridobljeno 16. avgusta 2019 iz https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en
31. European Union. (brez datuma b). *Renewables: Europe on track to reach its 20% target by 2020.* Pridobljeno 18. avgusta 2019 iz https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_17_163
32. Fakulteta za strojništvo. (brez datuma). *Energetska proizvodnja.* Pridobljeno 6. januarja 2020 iz http://lab.fs.uni-lj.si/kes/energetska_proizvodnja/ep-predavanje-h01.pdf
33. Ferguson, C. D. (2011). *Nuclear energy: What everyone needs to know*. Oxford: Oxford Universty Press.
34. Fiut, I. S. (2006). Zrównoważony rozwój: aspekt filozoficzny i medialny. *Problemy ekorozwoju, 1*(1), 33–45.
35. Geissdoerfer, M., Vladimirova, D. & Evans, S. (2018). Sustainable business model innovation: A review. *Journal of cleaner production, 198*, 401–416.
36. Hayat, I., Chatterjee, T., Liu, H., Peet, Y. T. & Chamorro, L. P. (2019). Exploring wind farms with alternating two-and three-bladed wind turbines. *Renewable energy, 138*, 764–774.
37. Hidroelektrarne na Spodnji Savi, (2018). *Letno poročilo družbe HESS, d.o.o. in skupine HESS za leto 2017.* Brežice: Hidroelektrarne na Spodnji Savi.
38. Hobman, E. V., Frederiks, E. R., Stenner, K. & Meikle, S. (2016). Uptake and usage of cost-reflective electricity pricing: Insights from psychology and behavioural economics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 57*, 455–467.
39. Hrelja, N. (2017). A*naliza zanesljivosti oskrbe z električno energijo z vključenimi obnovljivimi viri energije* (doktorska disertacija). Ljubljana: Fakulteta za elektrotehniko.
40. iENERGIJA. (brez datuma). *Napredni sistemski hranilniki energije.* Pridobljeno 16. avgusta 2019 iz https://www.i-energija.si/hranilniki/napredni-sistemski-hranilniki-energije/intervju/tehnologije-so-dozorele-zacela-se-je-mnozicna-uporaba/

41. International energy agency – IEA. (brez datuma a). *CO_2 emissions by energy source.* Pridobljeno 23. septembra 2019 iz https://www.iea.org/data-and-statistics/?country=WORLD&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2%20emissions%20by%20sector
42. International energy agency – IEA. (brez datuma b). *Energy supply.* Pridobljeno 17. avgusta 2019 iz https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=Electricity%20generation%20by%20source
43. International Renewable Energy Agency - IRENA. (2017). *Global trends.* Pridobljeno 12. avgusta 2019 iz https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Global-Trends
44. International Renewable Energy Agency - IRENA. (2017). *Hydropowers.* Pridobljeno 16. avgusta 2019 iz https://www.irena.org/hydropower
45. Li, W. & Zhang, H. (2017). Decomposition Analysis of Energy Efficiency in China's Beijing-Tianjin-Hebei Region. *Polish Journal of Environmental Studies, 26*(1).
46. Lin, J., Cheng, L., Chang, Y., Zhang, K., Shu, B. & Liu, G. (2014). Reliability based power systems planning and operation with wind power integration: A review to models, algorithms and applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 31*, 921–934.
47. Makutenas, V., Miceikiene, A., Svetlanská, T., Turčeková, N. & Šaučiūnas, T. (2018). The impact of biofuels production development in the European Union. *Agricultural Economics, 64*(4), 170–185.
48. Meier, P., Vagliasindi, M. & Imran, M. (2015). *The design and sustainability of renewable energy incentives: an economic analysis.* Washington: International Bank for Reconstruction and Development.
49. Mihael Sekavčnik. (brez datuma). *Resnica o lastni ceni električne energije.* Pridobljeno 28. avgusta 2019 iz https://www.finance.si/272107
50. Ministrstvo za Infrastrukturo. (brez datuma). *Oskrba z energijo.* Pridobljeno 19. avgusta 2019 iz https://www.gov.si/TEME/OSKRBA-Z-ENERGIJO/
51. Murray, R. & Holbert, K. E. (2014). *Nuclear energy: an introduction to the concepts, systems, and applications of nuclear processes.* Oxford: Elsevier.
52. NS Energy. (brez datuma). *What are the different types of power plants used to generate energy?* Pridobljeno 27. decembra 2019 iz https://www.nsenergybusiness.com/features/newsmajor-types-of-power-plants-to-generate-energy-151217-6004336y/
53. Nuklearna Elektrarna Krško. (2018). *Letno poročilo 2017.* Krško: Nuklearna Elektrarna Krško.
54. Orličnik, M. (2010). *Izravnava odstopanj bilančne skupine* (doktorska disertacija). Maribor: Fakulteta za energetiko.
55. Our energy. (brez datuma). *Non-renewable energy sources.* Pridobljeno 16. avgusta 2018 iz http://www.our-energy.com/non_renewable_energy_sources.html

56. Phillips, R. L. (2005). *Pricing and revenue optimization.* Stanford: Stanford University Press.
57. Rant, Z. & Tuma, M. (2001). *Termodinamika.* Ljubljana: Fakulteta za strojništvo.
58. Research institute of innovative technology for the earth - RITE. (brez datuma). *Various methods of electricity generation.* Pridobljeno 16. decembra 2019 iz https://www.rite.or.jp/system/en/learn-energy/energy-use/hatsuden/
59. Sahu, B. K. (2015). A study on global solar PV energy developments and policies with special focus on the top ten solar PV power producing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 43*, 621–634.
60. Savske elektrarne Ljubljana. (2018). *Letno poročilo 2017.* Medvode: Savske elektrarne Ljubljana.
61. Sener, C. & Fthenakis, V. (2014). Energy policy and financing options to achieve solar energy grid penetration targets: Accounting for external costs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 32*, 854–868.
62. Sklad NEK. (1994). *Načrtujemo energetsko prihodnost.* Pridobljeno 13. maja 2020 iz https://www.sklad-nek.si/cilji-in-poslanstvo
63. Soške elektrarne Nova Gorica. (2018). *Letno poročilo 2017.* Nova Gorica: Soške elektrarne Nova Gorica.
64. Termoelektrarna Brestanica. (2018). *Letno poročilo 2017.* Brestanica: Termoelektrarna Brestanica.
65. Termoelektrarna Šoštanj. (2018). *Letno poročilo za leto 2017.* Šoštanj: Termoelektrarna Šoštanj.
66. Timmons, D., Harris, J. M. & Roach, B. (2014). The economics of renewable energy. *Global Development And Environment Institute, Tufts University, 52*, 1-52.
67. Tuma, M. & Sekavčnik, M. (2004). *Energetski sistemi: preskrba z električno energijo in toploto.* Ljubljana: Fakulteta za strojništvo.
68. U.S. Energy Information Administration. (brez datuma a). *Renewable energy explained.* Pridobljeno 16. avgusta 2018 iz https://www.eia.gov/energyexplained/renewable-sources/
69. U.S. Energy Information Administration. (brez datuma b). *What is energy?* Pridobljeno 27. decembra 2019 iz https://www.eia.gov/energyexplained/what-is-energy/sources-of-energy.php
70. Voršič, J., Zorič, T., Horvat, M., Voršič, Ž. & Garantini, M. (2003). *Izračun obratovalnih stanj v elektroenergetskih omrežjih.* Ljubljana: Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko.
71. World bank group. (brez datuma). *Electricitiy production from oil, gas and coal sources.* Pridobljeno 6. avgusta 2018 iz https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.FOSL.ZS?end=2015&start=1960