

UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO

ANALIZA INVESTICIJ V SONČNE ELEKTRARNE V SLOVENIJI

Ljubljana, oktober 2016

ŠPELA BANDELJ RUIZ

IZJAVA O AVTORSTVU

Podpisana Špela Bandelj Ruiz, študentka Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, avtorica predloženega dela z naslovom Analiza investicij v sončne elektrarne v Sloveniji, pripravljenega v sodelovanju s svetovalko prof. dr. Nevenko Hrovatin

IZJAVLJAM

1. da sem predloženo delo pripravila 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 poskrbela, 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 plagiatstvo – 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 plagiatstvo lahko predstavljalo za moj status na Ekonomski fakulteti Univerze v Ljubljani v skladu z relevantnim pravilnikom;
6. da sem pridobila vsa potrebna dovoljenja za uporabo podatkov in avtorskih del v predloženem delu in jih v njem jasno označila;
7. da sem pri pripravi predloženega dela ravnala v skladu z etičnimi načeli in, kjer je to potrebno, za raziskavo pridobila 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, neizključno, 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, 14.10.2016

Podpis študentke:

KAZALO

UVOD	1
1 GONILA SPREMEMB V SVETOVNI ENERGETIKI.....	2
1.1 Podnebne spremembe	2
1.2 Emisije toplogrednih plinov	3
1.3 Rast povpraševanja po energiji.....	4
1.4 Energetska varnost.....	6
1.5 Energetska učinkovitost.....	6
1.6 Nove tehnologije	7
1.7 Obnovljivi viri energije	8
2 ENERGETSKA POLITIKA EVROPSKE UNIJE.....	9
2.1 Razvoj evropske energetske politike	9
2.2 Zanesljivost oskrbe z energijo v EU in enotni energetski trg.....	9
2.3 Razvoj EU do leta 2050.....	10
2.4 Strategija 2020	11
3 OBNOVLJIVI VIRI ENERGIJE IN POLITIKE SPODBUJANJA OVE ZA PROIZVODNJO ELEKTRIČNE ENERGIJE.....	12
3.1 Investicije v OVE	13
3.2 Prednosti razvoja OVE	15
3.3 Ovire pri uvajanju OVE.....	16
3.4 Instrumenti politik spodbujanja OVE.....	17
3.4.1 Sistem odkupnih cen (FIT-sistem)	20
3.4.1.1 Zniževanje višine odkupnih cen in spremembe njihovih sistemov	21
3.4.1.2 Zagotovljen odkup električne energije in obratovalna podpora	22
3.4.1.3 Neto merjenje	23
3.4.2 Sistem kvot	23
3.4.3 Davčne olajšave.....	24
4 FOTOVOLTAIKA IN SONČNE ELEKTRARNE	25
4.1 Značilnosti in razvoj fotovoltaike.....	25
4.2 Sončne celice	26
4.3 PV-sistemi	26

4.3.1	Otočne elektrarne	27
4.3.2	Elektrarne povezane v električno omrežje	27
4.4	Panoga sončnih elektrarn	28
4.4.1	Stroški sončnih elektrarn	29
4.4.2	Padajoči stroški tehnologije	29
5	ANALIZA INVESTICIJ V SONČNE ELEKTRARNE	30
5.1	Investicije v sončne elektrarne v svetu.....	30
5.2	Investicije v sončne elektrarne v Evropi	31
5.3	Vlagatelji v sončne elektrarne	32
5.4	Podporne politike in investicije v sončne elektrarne v Nemčiji.....	33
5.5	Podporne politike in investicije v sončne elektrarne v Italiji	36
5.6	Podporne politike in investicije v sončne elektrarne v Sloveniji	39
5.7	Primerjava podpornih politik in ukrepov med izbranimi državami	46
5.7.1	Zniževanje odkupnih cen in določitev zgornje meje za PV-sisteme.....	46
5.7.2	Spodbuda lastne porabe električne energije	49
5.8	Prihodnost podpornih politik in PV-sistemov	50
6	EMPIRIČNA ANALIZA INVESTICIJ V SONČNE ELEKTRARNE V SLOVENIJI.....	51
6.1	Predstavitev podatkov	51
6.2	Predstavitev hipotez in rezultatov	52
	SKLEP	59
	LITERATURA IN VIRI.....	62
	PRILOGI	
	KAZALO SLIK	
	Slika 1: Naložbe OVE v svetu leta 2014 po sektorjih v milijardah USD	14
	Slika 2: Naložbe OVE v svetu v obdobju 2004–2014 v milijardah USD	14
	Slika 3: Svetovne nameščene zmogljivosti PV-sistemov v MW v obdobju 2004–2013	31
	Slika 4: Število in delež (v %) posameznih vrst elektrarn na OVE v shemi, dne 4. 5. 2015.....	42
	Slika 5: Izplačana sredstva za podpore sončnim elektrarnam v Sloveniji v obdobju 2004–2014 v mio EUR.....	44

KAZALO TABEL

Tabela 1: Delež energije iz OVE v državah članicah EU (v % bruto končne porabe energije)	12
Tabela 2: Vrste instrumentov za spodbujanje OVE	18
Tabela 3: Namestitve PV-sistemov in vpliv na izdatke potrošnikov v Nemčiji v obdobju 2010–2013	35
Tabela 4: Proizvodnja električne energije in moč naprav v podporni shemi iz sončne energije.....	42
Tabela 5: Povprečna višina podpore sončnim elektrarnam v izbranih državah (EUR/MWh)	43
Tabela 6: Bruto proizvodnja električne energije v GWh iz PV-sistemov v Nemčiji, Italiji in Sloveniji v obdobju 2002–2012	47
Tabela 7: Rezultat t-testa za preverjanje hipoteze 1	53
Tabela 8: Rezultat testa deležev med skupinama za preverjanje hipoteze 2	54
Tabela 9: Rezultat testa deležev med skupinama za preverjanje hipoteze 3	54
Tabela 10: Rezultat testa deležev med skupinama za preverjanje hipoteze 4	55
Tabela 11: Skupinske opisne statistike za nazivno električno moč (kW) proizvajalcev električne energije iz sončnih elektrarn	56
Tabela 12: Rezultat t-testa neodvisnih vzorcev za preverjanje hipoteze 5.....	56
Tabela 13: Rezultati testa mediane za preverjanje hipoteze 6.....	57
Tabela 14: Izračunana vrednost mediane	57
Tabela 15: Opisne statistike za nazivno moč (kW) sončnih elektrarn glede na regijo...	58
Tabela 16: Rezultat analize varianc za preverjanje hipoteze 7.....	59

UVOD

Končanje dobe fosilnih goriv je nujen ukrep za blaženje vplivov s podnebjem povezanimi skrajnostmi, vpeljava obnovljivih virov energije (v nadaljevanju OVE) pa predstavlja enega izmed ključnih orodij, s katerim lahko države vplivajo na zmanjšanje izpustov toplogrednih plinov, kateri so glavni krivci podnebnih sprememb. Podporne politike OVE so prinesle izjemen razvoj tehnologij OVE, še posebno na trgu sončnih elektrarn. Fotovoltaični (v nadaljevanju PV) trg je v zadnjem desetletju – tudi v času finančne in gospodarske krize – rasel z izjemno hitrostjo in je na poti, da postane glavni vir proizvedene električne energije v svetu (European Photovoltaic Industry Association, 2014, str. 17). Izjemne rasti sončnih elektrarn je bila deležna tudi Slovenija. V obdobju 2011–2014 je proizvodnja električne energije iz sonca zabeležila občutno, kar 392% rast (Agencija za energijo, 2015a, str. 5). Izjemna rast sončnih elektrarn pa je s seboj prinesla številne težave in izzive. Posledica izjemne rasti investicij v sončne elektrarne v Sloveniji je v zadnjih letih izrazito povečanje izplačanih podpor, vključenih v shemo. Ker so se v obdobju hitre rasti občutno znižali tudi stroški tehnologij PV-sistemov, ki postajajo stroškovno vse bolj konkurenčni konvencionalnim virom energije, lahko v prihodnosti pričakujemo različne vidike podpor sončnim elektrarnam.

V magistrskem delu nameravam na kratko predstaviti dejavnike, ki vplivajo na svetovno energetiko; evropsko energetsko politiko, ki s svojo zakonodajo vpliva na energetsko politiko držav članic in posledično tudi Slovenije, ter instrumente politik spodbujanja OVE, s poudarkom na FIT-sistemu, ki je najpogostejše uporabljen sistem podpor OVE v svetu in kateri se izvaja tudi v Sloveniji. V sledečem delu nameravam preučiti stanje v svetu na področju investicij v sončne elektrarne in politiko spodbujanja le-teh v Sloveniji, Nemčiji in Italiji ter primerjati politike med izbranimi državami. Nemčijo in Italijo sem si poleg Slovenije izbrala zato, ker lahko sistem podpor v Nemčiji služi kot primer dobre prakse, v Italiji pa velja ravno obratno. Poleg tega nameravam s kratko empirično analizo odgovoriti na raziskovalna vprašanja o stanju na trgu sončnih elektrarn v Sloveniji. S pomočjo vprašanj nameravam ugotoviti, na kakšnih nepremičninah so postavljene sončne elektrarne v Sloveniji in kakšna je povezanost med vrednostjo stanovanjskih nepremičnin, ki imajo sončno elektrarno, in tistimi, ki je nimajo, ter ugotoviti, ali se število sončnih elektrarn med stanovanjskimi in nestanovanjskimi objekti v povprečju razlikuje, in ali se povprečna nazivna moč sončne elektrarne v Sloveniji razlikuje glede na regijo. V empiričnem delu želim raziskati tudi, kdo so proizvajalci električne energije iz sončnih elektrarn v Sloveniji, ugotoviti, ali le-ti predstavljajo heterogeno skupino, in raziskati, ali imajo sončne elektrarne, katerih proizvajalci električne energije so pravne osebe, v povprečju višjo nazivno moč (kW) od sončnih elektrarn, katerih proizvajalci so fizične osebe.

Magistrsko delo je razdeljeno na šest vsebinskih sklopov. Prvo poglavje je namenjeno predstavitvi trendov, ki oblikujejo svetovno energetiko. Poglavje začenjam s področjem

podnebnih sprememb in njihovimi največjimi povzročiteljicami – emisijami toplogrednih plinov. Kot gonila, ki spreminjajo globalno sliko energetike, so predstavljene rast povpraševanja po energiji, energetska varnost in energetska učinkovitost. V nadaljevanju so na kratko predstavljene še nove tehnologije, ki spreminjajo svetovni energetski prostor, kot sta tehnologija zajemanja in shranjevanja ogljika in pridobivanje plina in nafte iz skrilavcev. Poglavje zaključujem s kratkim uvodom v OVE. Drugo poglavje predstavlja razvoj in prihodnost energetske politike Evropske unije, ki z zastavljenimi energetskimi cilji neposredno vpliva na energetska politika držav članic.

Tretje poglavje je namenjeno OVE in politikam njihovega spodbujanja za proizvodnjo električne energije. Na samem začetku poglavja so predstavljene investicije v OVE, prednosti njihovega razvoja ter ovire, s katerimi se srečujejo pri uvajanju. Vlade imajo številne možnosti, ki jih lahko uporabijo za spodbujanje OVE, in te so predstavljene v nadaljevanju poglavja. Poleg ostalih instrumentov politik v podporo OVE sta podrobneje opisani najpogostejše uporabljeni politiki: sistem odkupnih cen (angl. *Feed in Tariff*, v nadaljevanju FIT) in sistem zelenih certifikatov, ki ga uvrščamo pod kvotni sistem politik spodbujanja OVE.

V četrtem poglavju na kratko predstavim razvoj fotovoltaike, značilnosti sončnih celic in PV-sistemov, katere v grobem delimo na otočne in omrežne. V tem poglavju so predstavljene tudi glavne razlike med omenjenimi sistemi, sama panoga sončnih elektrarn in njen vpliv na gospodarstvo. Ker so stroški PV-sistemov z razvojem tehnologije strmo padli, del poglavja namenjam tudi temu fenomenu fotovoltaike.

V nadaljevanju dela analiziram investicije v sončne elektrarne v svetu, Evropi in ne nazadnje Sloveniji. Ker je razvoj z različnimi načini vpeljave podpornih politik PV-sistemov pripeljal do različnega razvoja trga, v poglavju analiziram podporne politike in investicije v sončne elektrarne v Nemčiji, ki služi kot primer dobre prakse, in Italiji, v kateri je slaba zasnova programa podpor pripeljala do propada trga. V omenjenem poglavju več pozornosti namenjam tudi analizi trga in podpornih politik v Sloveniji, zaključim pa ga s primerjavo sistemov med izbranimi državami in kratko predstavitevijo sončnih elektrarn v prihodnosti. Magistrsko delo zaključim s poglavjem, ki je namenjeno predstavitvi rezultatov empirične analize. Končne ugotovitve dela so povzete v sklepu.

1 GONILA SPREMEMB V SVETOVNI ENERGETIKI

1.1 Podnebne spremembe

Podnebne spremembe imajo razširjen vpliv na življenje ljudi in drugih naravnih sistemov. Ozračje se čedalje bolj segreva, ravno tako oceani, zmanjšujejo se količine snega in ledu ter dviguje morska gladina. Antropogene emisije toplogrednih plinov (v nadaljevanju TGP) dosegajo izjemno visoke vrednosti in koncentracije CO₂ so se od predindustrijske

dobe povečala za 40 %, predvsem zaradi emisij, povezanih z uporabo fosilnih goriv, in emisij, povezanih s spremembo rabe zemljišč. Tako obstaja zelo velika verjetnost, da je glavni krivec segrevanja ozračja od sredine 20. stoletja naprej človek (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2013, str. 11, 17). Če želimo preprečiti podnebne spremembe, potrebujemo nove načine pridobivanja energije (MacKay, 2013, str. 5), saj je podnebni problem večinoma tudi energijski problem.

Vplivi s podnebjem povezanimi skrajnostmi, kot so vročinski valovi, suše, poplave, cikloni in požari, razkrivajo ranljivost in izpostavljenost nekaterih ekosistemov in ljudi na podnebne spremenljivosti. Vplivi povzročajo spreminjanje ekosistemov, motnje pri proizvodnji hrane in oskrbi z vodo, poškodovanje infrastrukture in naselij, obolenje in umrljivost ter prinašajo posledice za duševno zdravje in dobro počutje ljudi. Verjetnost hudih in trajnih učinkov se povečuje z razsežnostjo segrevanja. Tveganja podnebnih sprememb so precejšna že pri povprečnem povečanju temperature za 1 ali 2 °C glede na predindustrijsko raven, globalna tveganja podnebnih sprememb pa so zelo visoka s povečanjem povprečne temperature za 4 °C ali več glede na predindustrijsko raven. Ta tveganja vključujejo hude in široke učinke na edinstvene in ogrožene sisteme ter znatno izumrtje rastlinskih in živalskih vrst, predstavljajo pa tudi velika tveganja za svetovno preskrbo s hrano. Kombinacija visokih temperatur in vlažnosti lahko na nekaterih področjih in v določenih obdobjih ogrozi vsakodnevne človeške dejavnosti, kot sta delo na prostem in pridelava hrane (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014, str. 6, 14).

Če človeštvo ne bo sprejelo ustreznih mehanizmov za zmanjšanje emisij TGP, se lahko koncentracija le-teh v ozračju glede na predindustrijsko raven podvoji že do leta 2035. Skupni stroški in tveganja spremembe podnebjaja so v primeru neukrepanja enakovredni vsakoletni izgubi vsaj 5 % svetovnega bruto domačega proizvoda (v nadaljevanju BDP). Ob upoštevanju širšega spektra tveganj in vplivov podnebnih sprememb lahko ocenjena škoda naraste tudi na 20 % ali več svetovnega BDP-ja. V nasprotju s tem pa je mogoče stroške ukrepanja (zmanjšanje emisij TGP) omejiti na približno 1 % svetovnega BDP-ja letno. Podnebne spremembe so globalni problem, zato mora biti tudi odgovor nanje mednaroden. Temeljiti mora na skupni viziji dolgoročnih ciljev in sporazumu o okvirih, ki bodo pospešili ukrepe za boj proti podnebnim spremembam v naslednjem desetletju (Stern, 2006). Kot ugotavlja Inštitut Evropske unije za varnostne vede (angl. *EU Institute for Security Studies*) (2014, str. 5), pa je glede na trenutne trende verjetno, da bo svet do leta 2100 doživel povprečno povečanje temperature za 3,6 °C, kar presega cilj povprečnega povečanja temperature za 2 °C, katerega namen je preprečiti najhujše posledice podnebnih sprememb.

1.2 Emisije toplogrednih plinov

Atmosferske koncentracije ogljikovega dioksida (CO₂), metana (CH₄) in dušikovega oksida (NO) so v ozračju najvišje v zadnjih 800.000 letih. Vse od leta 1750 so se povečevale zaradi človekovih dejavnosti. Leta 2011 so koncentracije CO₂, CH₄ in NO

presegle predindustrijsko raven za približno 40 %, 150 % in 20 % (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2013, str. 11). Za povečanje učinka tople grede je največji krivec CO₂, glavni razlog za povečevanje koncentracije le-tega pa je sežiganje fosilnih goriv (MacKay, 2013, str. 5).

Emisije CO₂ na prebivalca so močno povezane z BDP-jem na prebivalca. Od leta 1850 sta Severna Amerika in Evropa proizvedli okoli 70 % vseh emisij CO₂, predvsem zaradi proizvodnje energije, medtem ko so emisije v državah v razvoju predstavljale manj kot četrtino (Stern, 2006). Te želijo upravičeno nadoknaditi v smislu blaginje in povpraševanja po energiji, zato bi morale, kot meni Quaschnig (2010, str. 42), industrializirane države narediti največji prispevek k zmanjšanju emisij TGP.

Prvi cilji za zmanjšanje emisij TGP so bili določeni leta 1997 v t. i. Kjotskem protokolu. Ta je začel veljati 16. februarja 2005 in je zavezoval razvite države, da leta 2012 zmanjšajo svoje emisije TGP za 5 % v primerjavi z letom 1990. Prvo ciljno obdobje sporazuma se je začelo leta 2008 in končalo leta 2012. Zaradi vzdržanega glasovanja Združenih držav Amerike (v nadaljevanju ZDA) in odsotnosti omejitev v južnih državah protokol določa obveznosti samo za države, ki predstavljajo le 33 % svetovnih emisij CO₂ (Ghezloun, Saidane, Oucher, & Chergui, 2013, str. 2). Omejevanje nevarne rasti povprečne globalne temperature pod 2 °C po navedbah Evropske komisije v primerjavi s predindustrijsko ravno zahteva znatno in trajno znižanje emisij TGP v vseh državah (2015, str. 3). Od leta 1994 so se pogodbenice Okvirne konvencije Združenih narodov o spremembi podnebja (UNFCCC) osredotočale na doseganje omenjenega cilja in leta 2012 so začele pogajanja v smeri novega, pravno zavezujočega sporazuma, veljavnega za vse pogodbenice. Decembra 2015 so pogodbenice na podnebni konferenci v Parizu le sprejele nov sporazum, s katerim bodo nadaljevale prizadevanja za omejitev dviga temperature za 1,5 °C glede na predindustrijsko raven.

Emisije TGP lahko zmanjšamo s povečanjem energetske učinkovitosti, spremembami v povpraševanju po energiji in sprejetjem čistih tehnologij pri proizvodnji električne energije, toplote in prevoza. Do leta 2050 bi morali po vsem svetu v elektroenergetskem sektorju emisije ogljika zmanjšati vsaj za 60 % (Stern, 2006).

1.3 Rast povpraševanja po energiji

V zadnjih 40-ih letih je povpraševanje po energiji hitro naraslo in močno preseгло pričakovanja, predvsem zaradi hitre industrializacije gospodarstev v vzponu. Vzroki povečanja povpraševanja po energiji v zadnjih desetletjih so tudi svetovna rast gospodarstva, rast števila svetovnega prebivalstva, rastoči srednji sloj prebivalstva, širitev urbanih območij in razširjena elektrifikacija družbe. V zadnjih 40-ih letih je svetovno prebivalstvo naraslo iz 4 na 7 milijard, proizvodnja električne energije pa se je v tem obdobju povečala za več kot 250 % (International Renewable Energy Agency, 2014a, str. 21).

Število svetovnega prebivalstva bo leta 2050 naraslo na 9,6 milijarde (Združeni narodi, Odbor za ekonomske in socialne zadeve, 2012). Povečal se bo tudi delež prebivalstva v urbanih območjih. Leta 2014 je ta delež znašal 54 %, leta 2050 naj bi narasel že na 66 %. S širjenjem urbanizacije bodo izzivi trajnostnega razvoja vedno bolj koncentrirani v mestih, še posebej v državah z nižjimi in srednjimi dohodki (Združeni narodi, Odbor za ekonomske in socialne zadeve, 2014, str. 1).

Kljub naraščajočim trendom povpraševanja po energiji je razvojna pot za naraščajoče svetovno prebivalstvo in gospodarstvo manj energetske intenzivna, kot je bila nekoč. Svetovno povpraševanje po energiji naj bi se do leta 2040 povečalo za 37 %, vendar se bo stopnja rasti svetovnega povpraševanja po energiji po letu 2025 upočasnila iz 2% letne rasti, ki smo jo bili deležni v zadnjih dveh desetletjih, na odstotno letno rast. To je posledica tako cenovnih kot političnih vplivov, strukturnih premikov v svetovnem gospodarstvu v smeri storitev in lahke industrije (International Energy Agency, 2014a, str. 1).

Do leta 2040 se bo svetovna energetska mešanica oskrbe z energijo razdelila na štiri skoraj enake dele oskrbe z nafto, plinom, premogom in nizkoogljičnimi viri. Povpraševanje po zemeljskem plinu bo z najhitrejšo stopnjo med fosilnimi gorivi naraslo za več kot polovico. Bolj prilagodljiva svetovna trgovina z utekočinjenim zemeljskim plinom (UZP)¹ ponuja temu viru več zaščite pred tveganjem motenj v oskrbi. Proizvodnja plina se bo povečala skoraj povsod po svetu, z glavno izjemo – Evropo. Skoraj 60 % svetovne ponudbe predstavlja nekonvencionalni plin. Medtem ko je premoga v obilju in je njegova oskrba varna, pa je prihodnost njegove uporabe omejena z ukrepi za boj proti onesnaževanju in zmanjšanju emisij CO₂. Svetovno povpraševanje premoga bo do leta 2040 naraslo za 15 %, vendar se bosta skoraj dve tretjini povečanega povpraševanja zgodili v naslednjih desetih letih. 70 % svetovne proizvodnje premoga bo do leta 2040 skoncentrirane v samo štirih državah, in sicer Kitajski, Indiji, Indoneziji in Avstraliji. Izzivi, ki so povezani z relativno majhnim številom proizvajalcev, bodo prisotni tudi pri oskrbi in ponudbi nafte. Povečana uporaba nafte za prevoz in petrokemično proizvodnjo je glavna gonilna sila povpraševanja po nafti. Ta bo iz 90 milijonov sodčkov v letu 2013 do leta 2040 narasla na 104 milijonov sodčkov nafte na dan. Tehnologije OVE pa so ključni element stebra nizkoogljične svetovne oskrbe z energijo, katere se s pomočjo subvencij hitro uveljavljajo. S hitrim zmanjšanjem stroškov in stalno podporo OVE predstavljajo skoraj polovico povečanja v celotni proizvodnji električne energije do leta 2040. Električna energija je najhitreje rastoča končna oblika energije, ki k zmanjšanju deleža fosilnih goriv v svetovni mešanici energetskih virov prispeva več kot katera koli druga energija (International Energy Agency, 2014a, str. 2–4).

¹ Za utekočinjeni zemeljski plin (UZP) se uporablja tudi angleška kratica LNG (*liquefied natural gas*).

1.4 Energetska varnost

Mednarodna agencija za energijo (angl. *International Energy Agency*, v nadaljevanju IEA) opredeljuje energetska varnost kot nemoteno razpoložljivost energetskih virov po dostopni ceni. Energetska varnost ima več vidikov. Dolgoročna varnost preskrbe z energijo se v glavnem ukvarja s primernimi naložbami preskrbe z energijo v skladu z gospodarskim razvojem in okoljskimi potrebami. Kratkoročna zanesljivost oskrbe z energijo pa se osredotoča na sposobnosti energetskega sistema, da se nemudoma odzove na nenadne spremembe v ravnovesju med ponudbo in povpraševanjem (IEA, 2014b, str. 13).

Energetska geopolitika je že desetletja oblikovana z nasprotujočimi si interesi vodilnih uvoznikov nafte, predvsem razvitih demokratičnih držav in vodilnih izvoznikov pod vodstvom Organizacije držav izvoznic nafte (OPEC), vendar se ta delitev spreminja. Azijske države postajajo vse bolj odvisne od uvoza energije, ZDA pa energetska vse bolj neodvisne, kar ustvarja nove izzive globalnega upravljanja z energijo (Inštitut Evropske unije za varnostne študije, 2014, str. 5).

Zmanjševanje zalog fosilnih virov energije vodi v višanje cen nafte, zemeljskega plina in premoga. Padec cen, kot posledica finančne krize v letu 2008, v najboljšem primeru predstavlja le kratek odmor. Politična tveganja in odvisnost od nekaterih držav, bogatih s surovinami, skrivajo precejšnjo možnost nenadnega povečanja cen. Zaradi ekonomskih razlogov je pomemben razvoj alternativne oskrbe z energijo, onstran fosilnih ali jedrskih virov energije (Quaschnig, 2010, str. 23).

1.5 Energetska učinkovitost

Energetska učinkovitost velja za ekonomsko sprejemljivo metodo zmanjševanja emisij in doseganja podnebnih ciljev. V zadnjih 40-ih letih je velik del razvitega sveta dosegel napredek pri zmanjšanju energetske intenzivnosti svojih gospodarstev. To je deloma posledica prizadevanj, da tržne cene električne energije občutijo končni uporabniki energije, kar so številne države dosegle z odpravo subvencij in vzpostavitev konkurenčnih trgov (Inštitut Evropske unije za varnostne študije, 2014, str. 28).

Energetska učinkovitost je tudi ključno orodje lajšanja pritiska na oskrbo z energijo. Politika energetske učinkovitosti se je uveljavila v mnogih državah, in sicer predvsem v prometnem sektorju. Nova prizadevanja energetske učinkovitosti imajo po ocenah IEA (2014a, str. 3) učinek zaviranja skupne rasti povpraševanja po nafti za 23 milijonov sodčkov nafte na dan do leta 2040, kar je več kot sedanja proizvodnja nafte v Savdski Arabiji in Rusiji skupaj. Ukrepi energetske učinkovitosti v proizvodnji električne energije in industriji zavirajo rast povpraševanja po plinu za 940 milijard kubičnih metrov, kar je več, kot proizvodnja plina v Severni Ameriki. Poleg zmanjševanja uvoza energije in vplivov na okolje lahko ukrepi energetske učinkovitosti pomagajo tudi pri reševanju problemov, katere občutijo predvsem v nekaterih uvozno odvisnih regijah. Razmeroma

visoke cene zemeljskega plina in električne energije namreč nižajo konkurenčno prednost energetske intenzivnih panog.

Ukrepi energetske učinkovitosti igrajo pomembno vlogo pri zaviranju rasti povpraševanja po energiji v svetu, vendar samo ti ne bodo dovolj, da bi dosegli občutno znižanje svetovnih emisij TGP v naslednjih 50-ih letih. Skupaj z izvajanjem ukrepov energetske učinkovitosti bo najpomembnejše to, da bomo potrebe po energiji zagotovili z brezogljivi viri energije. Ti po prepričanju Quaschninga (2010, str. 77) predstavljajo celovito rešitev. Nasprotno stališče pa v delovnem dokumentu IEA izpostavlja Philibert (2011, str. 5), ki meni, da ima ravno izboljšanje energetske učinkovitosti največji potencial za zmanjšanje emisij CO₂, povezanih z energijo. Kot okolju prijazno rešitev avtor priznava tudi jedrsko energijo in tehnologije zajemanja in shranjevanja ogljika (angl. *Carbon capture and storage* – CCS).

1.6 Nove tehnologije

Tehnologija zajemanja in shranjevanja ogljika (v nadaljevanju CCS) ima po mnenju Evropske komisije (2012) velik potencial in igra v boju proti podnebnim spremembam veliko vlogo. Kot pomembnega igralca svetovnih prizadevanj za omejitve globalnega segrevanja z zmanjšanjem emisij TGP jo vidi tudi IEA, ki ocenjuje, da lahko CCS do leta 2050 predstavlja do 20 % kumulativnega zmanjšanja CO₂ (IEA, 2012, str. 2). CCS-tehnologija pomeni zajemanje in shranjevanje CO₂ od izvora, torej od elektrarn, do industrije. CCS vključuje tudi transport do skladiščenja CO₂ in vbrizgavanje le-tega v geološke formacije, katere so lahko nekaj kilometrov globoko bodisi pod kopnim bodisi pod morjem. Čeprav tehnologije CCS obstajajo že danes, so skupni stroški uporabe sedanjih postopkov še vedno previsoki za širšo uporabo. Pomanjkanje ekonomskih argumentov za naložbe in odsotnost trdnih ekonomskih spodbud za podporo predstavljata velike ovire pri uvajanju CCS-tehnologije (Leung, Caramanna, & Maroto-Valer, 2014, str. 439). Nasprotniki omenjene tehnologije njeno uvajanje prepoznavajo kot okoljsko sporno. Po besedah Stephensa (2015, str. 74) gre za drago subvencijo fosilnih goriv, ki namesto, da bi zmanjševala, zgolj nadaljuje odvisnost od fosilnih goriv.

CCS predstavlja eno izmed številnih vrst tehnologij geoinženiringa. **Geoinženiring** je namerna in obsežna manipulacija okoljskih procesov, ki vplivajo na podnebje z namenom, da bi preprečili posledice globalnega segrevanja. Tehnologije geoinženiringa lahko razdelimo na dve temeljni skupini. Prva skupina vsebuje tehnologije, ki uporabljajo fizikalne, kemijske ali biološke pristope odstranitve CO₂. Med slednje poleg zgoraj opisane tehnologije CSS spadajo obsežno pogozdovanje in obnova gozdov, proizvodnja biooglja, gnojenje oceanov in druge. Druga skupina tehnologij geoinženiringa pa temelji na pristopu prilagoditve količine sončne svetlobe, ki doseže Zemljo. Med slednje spada vbrizgavanje žvepla v stratosfero, postavljanje senčil in oblakov prahu v ozračje z namenom odbijanja sončne svetlobe, vbrizgavanje morske soli nad oceane, kar poveča odbojnost oblakov, in druge. Trenutne raziskave geoinženiringa so po večini osredotočene na fizično-znanstvene

vidike, medtem ko so raziskave o pravnih, upravljavskih, ekonomskih, etičnih in socialnopolitičnih vidikih geoinženiringa zelo omejene, zato je ideja o njegovi dejanski uporabi še vedno daleč od uresničitve (Zhang, Moore, Huisingh, & Zhao, 2015, str. 899, 905).

Pravo revolucijo na področju energetike pa je zaradi razvoja novih tehnologij prinesel **plin iz skrilavcev**. Gre za nekonvencionalni zemeljski plin, katerega proizvodnja je postala ekonomsko bolj učinkovita zaradi izboljšav v procesu horizontalnega vrtanja in hidravličnega lomljenja. Hidravlično lomljenje (angl. *fracking*) je metoda, pri kateri se pod visokim pritiskom v zemeljske kamene formacije skrilavcev vbrizgavajo velike količine vode, peska in kemikalij, ki omogočajo sproščanje plina iz težko propustnih plasti (Inštitut Evropske unije za varnostne študije, 2014, str. 22)

Največji razcvet je pridobivanje nekonvencionalnega plina dobilo v ZDA, kjer njegova proizvodnja predstavlja kar 60 % domače proizvodnje plina. Visoka pričakovanja glede proizvodnje plina iz skrilavcev imajo tudi druge države, saj kot domači vir energije predstavlja priložnost za manjšo energetske odvisnost, nova delovna mesta in gospodarsko rast, hkrati pa tudi alternativo za intenzivnejša fosilna goriva (Evropska komisija, 2014c, str. 2).

Inštitut Evropske unije za varnostne študije (2014, str. 22) pa ugotavlja, da ostajajo pričakovanja glede hitrega izkoriščanja tega vira precej previdna. Geološke, regulativne in infrastrukture omejitve ter zlasti v Evropi negativno javno mnenje prinašajo majhno verjetnost, da se bo podoben razcvet pridobivanja plina iz formacij skrilavca v tako velikem obsegu v naslednjem desetletju ponovil še drugje.

1.7 Obnovljivi viri energije

Tehnologije OVE predstavljajo ključen element nizkoogljične svetovne oskrbe z energijo. OVE se hitro uveljavljajo predvsem zaradi subvencij, ki so v svetu leta 2013 znašale 120 milijard ameriških dolarjev (v nadaljevanju USD). S hitrim zmanjšanjem stroškov in stalno podporo predstavljajo skoraj polovico povečanja v celotni proizvodnji električne energije do leta 2040 (IEA, 2014a, str. 4). OVE ponujajo skoraj neomejene možnosti podnebju prijazne oskrbe z energijo. Zgolj sončna energija, ki vsako leto doseže površje Zemlje, je 8000-krat večja od skupne potrebe po primarni energiji v svetu (Quaschnig, 2010, str. 78). Prednosti, ki jih prinaša razvoj OVE in z njimi povezane ovire, so podrobneje opisane v tretjem poglavju.

2 ENERGETSKA POLITIKA EVROPSKE UNIJE

2.1 Razvoj evropske energetske politike

Leta 1951 je šest evropskih držav združilo moči v dveh ključnih sektorjih gospodarstva (premogu in jeklu), s čimer je bila ustanovljena Evropska skupnost za premog in jeklo (ESPJ). Vzpostavitev medsebojne kontrole nad energetskimi viri tako predstavlja začetek poti za splošno gospodarsko sodelovanje. Ob spoznanju, da premog ne bo gonilo gospodarske rasti in bo le-tega nadomestila poceni jedrska energija, je bila v letu 1957 ustanovljena Evropska skupnost za atomsko energijo (Euratom) s ciljem zagotavljanja varnosti in nadzora nad radioaktivnimi materiali ter spodbujanja razvoja jedrske energije v miroljubne namene. Tudi nekatere prihodnje evropske pogodbe, kot so Enotni evropski akt (1986), Maastrichtska pogodba (1992) in Amsterdamska pogodba (1997), so povečale poudarek zadev, povezanih z energijo, in kot glavno vprašanje izpostavile predvsem zanesljivost oskrbe. Čeprav so postala vprašanja deregulacije trga z energijo, varstva okolja in podnebnih sprememb bolj vidna, pa niso bila prenesena v evropsko zakonodajo (Kanellakis, Martinopoulos, & Zachariadis, 2013, str. 1020).

Cilji evropske energetske politike so svoje mesto našli šele v Lizbonski pogodbi, v kateri so zapisane njene naslednje naloge (Evropska unija, 2010, str. 134):

- zagotoviti delovanje energetskega trga;
- zagotoviti zanesljivost oskrbe z energijo v Evropski uniji (v nadaljevanju EU);
- spodbujati energetske učinkovitost in varčevanje z energijo ter razvijati nove in obnovljive vire energije;
- spodbujati medsebojno povezovanje energetskih omrežij.

2.2 Zanesljivost oskrbe z energijo v EU in enotni energetski trg

Energetska varnost se je povzpela na seznam energetskih in zunanje-političnih prioritet EU v zadnjem desetletju. Ta proces se je pospešil v času motenj pri dobavi ruskega plina preko Ukrajine med letoma 2006 in 2009. Prizadevanja EU so usmerjena v medsebojno povezovanje nacionalnih trgov s plinom in električno energijo, diverzifikacijo dobaviteljev energije in spodbujanje trgovanja z energijo v širši evropski soseščini. Primarna cilja energetske varnosti EU sta zmanjšanje strateške odvisnosti posameznih držav članic od zgolj enega zunanjega dobavitelja in zagotavljanje likvidnosti in odprtosti energetskega trga, kateri mora delovati v skladu s tržnimi pravili (Inštitut Evropske unije za varnostne študije, 2014, str. 5).

Pri odpravljanju posledic krize in v prizadevanju, da bi zaščitili države članice pred tveganji zaradi motenj v oskrbi z energijo in nepoštenih razlikah v ceni, se je februarja 2011 Svet EU zavzel za vzpostavitev enotnega energetskega trga, ki naj bi trajal do konca leta 2014 (Inštitut Evropske unije za varnostne študije, 2014, str. 54). Kot v Evropski

strategiji za energetska varnost navaja Evropska komisija (2014a, str. 8), je »evropski notranji trg za energijo ključnega pomena za energetska varnost in predstavlja izvedbeni mehanizem za njeno stroškovno učinkovito uresničitev.« Odločilo vlogo pri povezovanju enotnega evropskega energetskega trga z vidika čezmejnih izmenjav in zanesljive oskrbe igra regionalni pristop. Ravno povečanje regionalnega in medsebojnega povezovanja trgov z električno energijo je ključnega pomena za prehod na nizkoogljično družbo (European Climate Foundation, 2010, str. 16).

Da je notranji energetski trg dobra ideja, s potencialom za zelo velike gospodarske koristi, meni tudi Helm (2014, str. 35), vendar opozarja, da tega do danes pravzaprav še niso zares vpeljali. Po njegovem je notranji energetski trg zaznamovan ravno s simptomi njegove odsotnosti, ki se kažejo v velikih razlikah v cenah med državami članicami, v pomanjkanju medsebojnega povezovanja in v toliko različnih nacionalnih energetskih politikah, kot je držav članic. Poleg tega se EU sooča še z izzivom, kako na stroškovno učinkovit način prilagoditi elektroenergetske sisteme hitro naraščajočemu deležu nestanovitnih OVE (Inštitut Evropske unije za varnostne študije, 2014, str. 6).

2.3 Razvoj EU do leta 2050

Julija 2009 so voditelji EU napovedali ambiciozen cilj zmanjšanja izpustov TGP, februarja 2011 pa je omenjen cilj, s katerim naj bi do leta 2050 zmanjšali emisije TGP za 80–95 % v primerjavi z letom 1990, potrdil tudi Evropski svet (Evropska komisija, 2011, str. 3).

Evropa lahko doseže zastavljen cilj do leta 2050. Uresničevanje tega radikalnega preoblikovanja zahteva temeljne spremembe v energetskem sistemu, 80% zmanjšanje TGP pa je mogoče le s skoraj brezogljično električno oskrbo. Ob enaki ravni zanesljivosti z oskrbo, kot jo omogoča obstoječi energetski sistem, lahko le-to doseže z uvajanjem tehnologij, ki so že v komercialni rabi ali pa v pozni fazi razvoja. Prehod na nizkoogljično družbo zahteva ukrepe za znižanje emisij v vseh sektorjih. Ti ukrepi vključujejo pogozdovanje, povečanje energetske učinkovitosti do 2 % na leto, dekarbonizacijo energetskega sektorja z uvajanjem OVE in jedrske energije, zajemanje in shranjevanje ogljika s pomočjo tehnologije ter skupaj z znatnim povečanjem investicij za prenos in distribucijo električne energije. V stavbah in transportu je potrebno nadomestiti fosilna goriva z brezogljično električno energijo in gorivi z nizko vsebnostjo CO₂. Realno bodo cilji do leta 2050 težko uresničljivi, če prehod na nizkoogljično družbo ne bo začel potekati do leta 2015 (European Climate Foundation, 2010, str. 9–10).

Osrednjo vlogo v nizkoogljičnem gospodarstvu bo igrala električna energija, s pomočjo katere lahko po nekaterih analizah EU do leta 2050 skoraj povsem odpravimo emisije CO₂. Delež nizkoogljičnih tehnologij naj bi se tudi z doseganjem ciljev deleža OVE v energetski mešanici do leta 2020 povečal s 45 na okoli 60 %, do leta 2030 na 75–80 % in do leta 2050 na skoraj 100 %. Povečana proizvodnja električne energije iz OVE v nizkoogljičnem gospodarstvu bo zahtevala velike naložbe v omrežje za zagotovitev stalnosti preskrbe. V

širšem obsegu bo treba uvesti številne naprednejše in vse cenejše tehnologije, kot je fotovoltaika (Evropska komisija, 2011, str. 6–7).

Ključni igralec pri uvajanju nizkoogljičnih tehnologij na trg, z namenom prilagoditve energetskega sistema, bo tudi sistem EU za trgovanje z emisijami (angl. *EU Emission Trading Scheme* – EU-ETS). Za uspešno delovanje le-tega sta potrebna dovolj močan signal cen ogljika in dolgoročna predvidljivost sistema (Evropska komisija, 2011, str. 7). Kot ugotavlja Creutzig s sodelavci (2014, str. 1026), lahko strožje zgornje meje celotnih dovoljenih emisij ogljika spodbudi hitrejši prehod na OVE, ki predstavljajo njihov pomemben vir financiranja.

2.4 Strategija 2020

Evropski svet je leta 2007 na področju energije in podnebnih sprememb za leto 2020 sprejel t. i. cilje 20/20/20 (Evropska komisija, 2010, str. 2):

- zmanjšati emisije toplogrednih plinov za 20 %;
- povečati delež obnovljive energije na 20 % in
- izboljšati energetske učinkovitost za 20 %.

Z izvajanjem sedanjih politik se EU približuje cilju 20% zmanjšanja emisij TGP do leta 2020 v primerjavi z ravnmi iz leta 1990, pri doseganju cilja glede energetske učinkovitost pa se približuje le polovični uresničitvi zastavljenega cilja (Evropska komisija, 2011, str. 5). Po besedah Helma (2014, str. 29) je zmanjšanje emisij ogljika v EU zgolj posledica deindustrializacije in počasne gospodarske rasti.

Z namenom povečanja deleža obnovljive energije na 20 % je leta 2009 EU z Direktivo 2009/28/ES vzpostavila nov skupni okvir za spodbujanje energije, in sicer tako električne kot toplotne iz OVE. Direktiva določa zavezujoče cilje posameznih držav članic za doseganje skupnega deleža energije iz OVE v končni bruto porabi za celotno EU. Zadani cilj bo lahko dosežen le z učinkovito politiko podpor OVE in s konkretnimi prizadevanji za izboljšanje energetske učinkovitost teh virov energije (Campoccia, Dusonchet, Telaretti, & Zizzo, 2014, str. 530). Kot je razvidno iz tabele 1, so leta 2013 3 od 28 držav članic EU (Bolgarija, Estonija in Švedska) že dosegle raven nacionalnih ciljev OVE, ki veljajo do leta 2020. Cilji posameznih držav članic upoštevajo različna izhodišča držav, potencial OVE in gospodarsko uspešnost posamezne države. Švedska je bila z 52,1% deležem OVE v bruto končni porabi energije leta 2013 na prvem mestu med državami članicami, pred Latvijo (37,1% delež), Finsko (36,8% delež) in Avstrijo (32,6% delež). Najnižji delež OVE v bruto končni porabi energije pa so imele v istem letu naslednje države: Luksemburg (3,6%), Malta (3,8%), Nizozemska (4,5%) in Združeno kraljestvo (5,1%). Litva, Romunija in Italija so bile leta 2013 manj kot pol odstotne točke oddaljene od zastavljenih ciljev. Nasprotno pa so bile od zastavljenih ciljev najbolj oddaljene naslednje države: Združeno kraljestvo (9,9% točke), Nizozemska (9,5% točke), Francija (8,8% točke) in Irska (8,2% točke).

Tabela 1: Delež energije iz OVE v državah članicah EU (v % bruto končne porabe energije)

	2004	2010	2011	2012	2013	cilj 2020
EU	8,3	12,5	12,9	14,3	15,0	20
Belgija	1,9	5,7	6,1	7,4	7,9	13
Bolgarija	9,5	14,1	14,3	16,0	19,0	16
Češka	5,9	9,5	9,5	11,4	12,4	13
Danska	14,5	22,0	23,4	25,6	27,2	30
Nemčija	5,8	10,4	11,4	12,1	12,4	18
Estonija	18,4	24,6	25,5	25,8	25,6	25
Irska	2,4	5,6	6,6	7,3	7,8	16
Grčija	6,9	9,8	10,9	13,4	15,0	18
Španija	8,3	13,8	13,2	14,3	15,4	20
Francija	9,4	12,8	11,2	13,6	14,2	23
Hrvaška	13,2	14,3	15,4	16,8	18,0	20
Italija	5,6	10,5	12,1	15,4	16,7	17
Ciper	3,1	6,0	6,0	6,8	8,1	13
Latvija	32,8	30,4	33,5	35,8	37,1	40
Litva	17,2	19,8	20,2	21,7	23,0	23
Luksemburg	0,9	2,9	2,9	3,1	3,6	11
Madžarska	4,4	8,6	9,1	9,5	9,8	13
Malta	0,1	1,0	1,4	2,7	3,8	10
Nizozemska	1,9	3,7	4,3	4,5	4,5	14
Avstrija	22,7	30,8	30,9	32,1	32,6	34
Poljska	6,9	9,2	10,3	10,9	11,3	15
Portugalska	19,2	24,2	24,7	25,0	25,7	31
Slovenija	16,1	19,3	19,4	20,2	21,5	25
Slovaška	5,7	9,0	10,3	10,4	9,8	14
Finska	29,2	32,5	32,9	34,5	36,8	38
Švedska	38,7	47,2	48,9	51,1	52,1	49
Združeno kraljestvo	1,2	3,3	3,8	4,2	5,1	15

Vir: Eurostat, Renewable energy in the EU: Share of renewables in energy consumption up to 15 % in the EU in 2013, 2015.

3 OBNOVLJIVI VIRI ENERGIJE IN POLITIKE SPODBUJANJA OVE ZA PROIZVODNJO ELEKTRIČNE ENERGIJE

Izraz obnovljiva energija se nanaša na tisto primarno energijo, ki se šteje kot neizčrpna v smislu človeške (časovne) dimenzije. OVE stalno ustvarjajo viri sončne energije, geotermalne energije in energije plimovanja (Kaltschmitt, Streicher, & Wiese, 2007, str. 4).

Evropska direktiva 2009/28/ES (Ur. l. EU št. L 140/5/6/2009) pa energijo iz OVE opredeljuje kot energijo iz obnovljivih, nefosilnih virov, in sicer kot energijo vetra in sonca, aerotermalno, geotermalno in hidrotermalno energijo, energijo oceanov, vodno energijo, biomaso, plin, pridobljen iz odpadkov, plin, pridobljen z napravami za čiščenje odplak, in biopline.

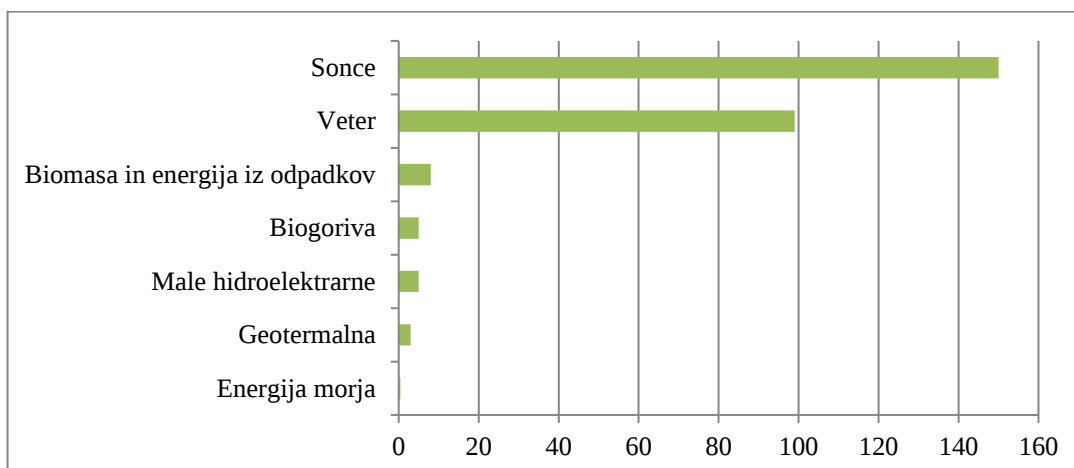
3.1 Investicije v OVE

OVE vztrajno povečujejo svoj delež v globalni energetske mešanici, zlasti v sektorju električne energije in v regijah, ki so uvedle ukrepe za spodbujanje njihove uporabe. Nekatere tehnologije OVE so v zadnjem desetletju doživele dvomestne stopnje rasti, njihova visoka rast pa se pričakuje tudi do leta 2035, vendar pod pogojem, da bodo še naprej izvajani ustrezni podporni ukrepi (IEA, 2013, str. 198). Svetovne zmogljivosti OVE so v zadnjih 10-ih letih zrasle za 85 % in energija iz OVE je v letu 2013 predstavljala približno 19 % svetovne porabe končne energije. Od skupnega deleža so novi OVE² predstavljali približno 10 %, preostanek (ocenjen na nekaj več kot 9 %) pa prihaja iz tradicionalne biomase³ (International Renewable Energy Agency, 2014a, str. 15; Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, v nadaljevanju REN21, 2015, str. 27). Leta 2013 je do največjega porasta OVE prišlo v proizvodnji električne energije z globalno zmogljivostjo več kot 1.560 GW, kar je 8 % več kot leta 2012. Hidroelektrarne so zmogljivosti povečale za 4 %, na približno 1000 GW, drugi OVE skupaj pa so zmogljivosti povečali za skoraj 17 %, in sicer na več kot 560 GW. Leta 2013 je bilo v svetu prvič več instaliranih zmogljivosti sončnih elektrarn kot zmogljivosti energije vetra. Rast zmogljivosti sončnih elektrarn je med letoma 2009 in 2013 znašala kar 55 % letno, vendar je vetrna energija predstavljala največ dodanih instaliranih zmogljivost vseh tehnologij OVE v istem obdobju. Leta 2013 so OVE predstavljali več kot 56 % neto dodanih svetovnih proizvodnih zmogljivosti (REN21, 2014, str. 13). Leta 2014 sta 92 % vseh svetovnih naložb v OVE predstavljala sektorja sončne in vetrne industrije (249 milijard USD), medtem ko sta biomasa in energija iz odpadkov predstavljali 3 % teh naložb (8,4 milijarde USD), biogoriva (5,1 milijarde USD) in male hidroelektrarne pod 2 % in geotermalna energija z naložbami v vrednosti 2,7 milijarde USD 1 % vseh naložb (Frankfurt School-UNEP Centre, 2015, str. 15–16). Naložbe OVE v svetu leta 2014 po sektorjih v milijardah USD so prikazane v sliki 1. Več kot četrtnina novih investicij v letu 2014 je bila namenjena manjšim projektom, zlasti sončnim elektrarnam (REN21, 2015, str. 22).

² Za nove ali moderne OVE se štejejo moderna biomasa, geotermalna energija, majhne hidroelektrarne, energija sončnih toplotnih naprav z nizko temperaturo za toplo vodo, vetrna energija, sončna in termalna energija ter energija oceanov.

³ Tradicionalna biomasa je lesna biomasa, ki se uporablja predvsem za ogrevanje. Moderna biomasa vključuje proizvodnjo električne energije in toplote ter pogonskih goriv za promet iz kmetijskih, gozdnih in trdnih ostankov.

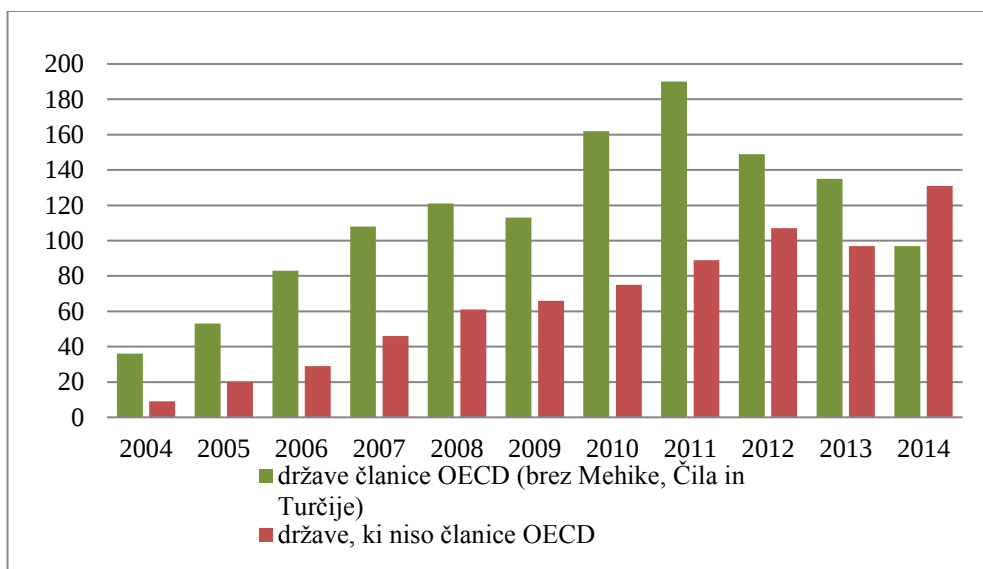
Slika 1: Naložbe OVE v svetu leta 2014 po sektorjih⁴ v milijardah USD



Vir: Frankfurt School-UNEP Centre, *Global Trends in Renewable Energy Investment 2015*, 2015, str. 16.

Širjenje OVE na nove trge je bila ključna značilnost leta 2014. Naložbe v državah v razvoju so leta 2014 narasle na 131,3 milijarde USD, kar je 36 % več kot leta 2013. Investicije v OVE v državah v razvoju so bile tako leta 2014 najbližje investicijam v razvitih gospodarstvih, kjer so le-te leta 2014 znašale 138,9 milijarde USD. Skupno so se naložbe v OVE glede na leto 2013 povečale za 17 %, na 270,2 milijarde USD, kar predstavlja prvo rast naložb v OVE (brez velikih hidroelektrarn) po treh letih. Te so od rekordne vrednosti leta 2011 (278,8 milijarde USD) manjše zgolj za 3 % (Frankfurt School-UNEP Centre, 2015, str. 11–12).

Slika 2. Naložbe OVE v svetu v obdobju 2004–2014 v milijardah USD



Vir: Frankfurt School-UNEP Centre, *Global Trends in Renewable Energy Investment 2015*, 2015, str. 16.

⁴ V podatkih so vključeni naslednji OVE: energija iz biomase in energija iz odpadkov, geotermalna energija, vetrne elektrarne z močjo, višjo od 1 MW, hidroelektrarne z močjo med 1MW in 50MW, energija valovanja in plimovanja, biogoriva z zmogljivostjo enega milijona litrov ali več na leto in sončne elektrarne z močjo, večjo od 1MW.

Velik poskok naložb v OVE v zadnjih letih na strani gospodarstev v razvoju je posledica velikih naložb Kitajske. Ta je leta 2004 OVE namenila 3 milijarde USD, leta 2014 pa kar 83,3 milijarde USD. Vendar pa napredek držav v razvoju glede naložb v OVE ne gre pripisovati le Kitajski, leta 2014 so bile namreč Brazilija (7,6 milijarde USD), Indija (7,4 milijarde USD) in Južna Afrika (5,5 milijarde USD) v vrhu desetih držav vlagateljic, medtem ko so Mehika, Čile, Indonezija, Kenija in Turčija namenile več kot milijardo USD naložbam v OVE (Frankfurt School-UNEP Centre, 2015, str. 15). Po podatkih IEA (2013, str. 197) bo delež OVE v rabi primarne energije po scenariju *New Policies Scenario*⁵ v letu 2035 narasel na 18 %, kar je posledica hitro naraščajočega povpraševanja po novih OVE. Z nadaljnjo rastjo vodne energije in energije iz biomase, ob hkratni hitri širitvi vetrne in sončne energije se bodo OVE do leta 2035 približali premogu kot glavnemu viru energije. Povečanja proizvodnje električne energije iz OVE bo v državah, ki niso članice OECD. Povečanje, ki se bo zgodilo na Kitajskem, bo večje kot v EU, ZDA in na Japonskem skupaj.

V primerjavi s proizvodnjo električne energije iz fosilnih goriv ima večina tehnologij OVE visok delež začetnih stroškov kapitala glede na stroške poslovanja, zaradi česar je njihova finančna sposobnost preživetja posebej občutljiva na stroške kapitala. Ti se za projekte OVE zmanjšujejo in najverjetneje se bo omenjen trend nadaljeval tudi v prihodnje. Večji del finančnih sredstev za OVE prihaja od zasebnih vlagateljev, vključno z razvijalci, poslovnimi bankami in institucionalnimi vlagatelji, in se bo z razvojem trga še povečal. Javno financiranje bo še vedno pomembno v novih in nastajajočih trgih energije iz OVE, pomembno vlogo pa bo igralo tudi mednarodno sodelovanje (International Renewable Energy Agency, 2014a, str. 49–51).

3.2 Prednosti razvoja OVE

Dolgoročna razpoložljivost ni edino merilo, po katerem sodimo energetske vire. Poleg zastavljanja socialnih vprašanj, kot sta energetska revščina in ustvarjanje delovnih mest, morajo viri energije obravnavati tudi okoljska in zdravstvena vprašanja ter energetske varnost. Povečan delež OVE lahko prispeva k (Goldemberg, 2006, str. 4):

- blaženju podnebnih sprememb;
- inovacijam, ustvarjanju lokalnih trgov in delovnih mest;
- diverzifikaciji oskrbe z energijo, energetske varnosti in preprečevanju konfliktov za naravne vire energije;
- zmanjšanju revščine z izboljšanjem dostopa do energije;
- zmanjšanju onesnaženja zraka;
- pozitivnim učinkom in koristim tudi v drugih sektorjih.

⁵ *New Policies Scenario* Mednarodne agencije za energijo je osnovni scenarij v poročilu World Energy Outlook, ki upošteva napovedane širše politične zaveze in načrte držav, vključno z nacionalnimi zavezami za zmanjšanje emisij TGP in načrte za postopno odpravo subvencij za fosilna goriva.

Po podatkih Mednarodne agencije za obnovljivo energijo (angl. *International Renewable Energy Agency*, v nadaljevanju IRENA) (IRENA, 2014a, str. 70) so OVE (brez velikih hidroelektrarn) leta 2013 ustvarili 6,5 milijona neposrednih in posrednih delovnih mest. Tehnologije OVE ustvarijo več delovnih mest na MW kumulativno nameščene zmogljivosti pri nameščanju, vzdrževanju in obratovanju novih zmogljivosti kot konvencionalni energetske viri. Delovna mesta so v segmentih nameščanja, vzdrževanja in obratovanja OVE lokalizirana in zahtevajo razvoj lokalne industrije. Kot kaže primer Nemčije, lahko velik domači trg vodi v uspešen razvoj industrije, vendar je iz izkušenj industrije v ZDA in Španiji razvidno, da so uspehi občutljivi na nenadne spremembe politik v podporo OVE (Lehr, Lutz, & Edler, 2012, str. 363). Uvajanje OVE lahko na kratek rok negativno vpliva na trgovinsko bilanco, saj lahko politika, ki zmanjšuje uvoz fosilnih goriv, poveča uvoz opreme OVE, ki lahko sprva povzroči negativne vplive na trgovinsko bilanco. Vendar pa uvoz tehnologij OVE omogoča zmanjšanje uvoza fosilnih goriv na daljše časovno obdobje, tako da je dolgoročni vpliv na trgovinsko bilanco verjetno pozitiven. Poleg tega lahko razvoj lokalnih obnovljivih energetskih industrij pomaga lokalizirati dejavnosti z dodano vrednostjo, kot je proizvodnja opreme in storitev za razvoj. Številne študije kažejo tudi pozitiven vpliv OVE na BDP, še posebej, če je obnovljiva energija cenejša od alternativ oziroma ustvarja lokalno in konkurenčno industrijo (IRENA, 2014a, str. 63–66).

Večja uporaba OVE je tesno povezana tudi z zmanjšanjem in odpravljanjem revščine. Več kot 2 milijardi ljudi nima dostopa do cenovno dostopnih energetskih storitev. Da bo dostop do električne energije po distribucijskih daljnovodih omogočen v kratkem, je za mnoge dele sveta malo verjetno, zato je dostop do modernih, decentraliziranih energetskih tehnologij – predvsem OVE – pomemben element uspešnega zmanjševanja revščine (Goldemberg, 2006, str. 9–10).

Zmanjševanje onesnaževanja zraka ima pozitivne učinke na zdravje ljudi. Možnost 40% znižanja emisij TGP z zmernimi politikami učinkovite rabe energije (v nadaljevanju URE) in OVE naj bi do leta 2030 zmanjšala število izgubljenih let življenja zaradi nižjih koncentracij delcev PM_{2,5} za približno 4 milijone. Ob upoštevanju možnosti 40% zmanjšanja emisij TPG, ambicioznih politik URE in doseganju 30% cilja OVE pa bi zmanjšali izgubljena leta življenja zaradi nižjih koncentracij PM_{2,5} za kar 11 milijonov (Evropska komisija, 2014b, str. 65).

3.3 Ovire pri uvajanju OVE

OVE se na svetovnih energetskih trgih srečujejo s številnimi ovirami. Med njimi so pomanjkanje dostopa do električnega omrežja po razumnih cenah, visoka začetna cena v primerjavi s konvencionalnimi viri energije in splošno pomanjkanje zavedanja o možnostih razpoložljivih virov in gospodarskega potenciala OVE (Sawin, 2006, str. 72). Med ovirami OVE pa nedvomno prevladujejo subvencije fosilnih goriv in jedrske industrije. Te imajo

različne oblike, od neposrednih proračunskih transferjev, davčnih spodbud, izdatkov za raziskave in razvoj, zavarovanj odgovornosti, pravic do uporabe zemljišč, poti, odstranjevanje odpadkov do jamstev za zmanjšanje tveganj projektnega financiranja ali cenovnih tveganj goriv (Mendonça, 2007, str. 3). Globalne subvencije za fosilna goriva in jedrsko energijo ostajajo visoke, kljub razpravam o njihovem opuščanju. Subvencije spodbujajo neučinkovito rabo energije, hkrati pa ovirajo naložbe v OVE. V poročilu REN21 (2014, str. 22) ocenjujejo, da so globalni stroški subvencij za fosilna goriva v razponu od 544 milijard do 1,9 bilijona USD, kar je nekajkrat več od subvencij za OVE. Zmanjšanje ali odprava subvencij fosilnih goriv za proizvodnjo električne energije bi bistveno znižalo stroške financiranja projektov OVE, tako s pošiljanjem močnega tržnega signala kot z izboljšanjem konkurenčnosti OVE (IRENA, 2014a, str. 56). Vlade morajo ponovno oceniti svojo podporo nekaterim virom energije ali pa vsaj začeti z vključevanjem polne cene družbenih stroškov, ki jih nalagata uporaba in proizvodnja energije. Jasno je, da bi se, če bi cena škodljivih virov energije v celoti upoštevala okoljsko škodo, naši vzorci rabe energije spremenili, in sicer tako v smislu količine kot izvora energije (Pershing & Mackenzie, 2006, str. 131).

Visok delež nestanovitnih OVE v energetske mešanici prinaša tudi pomisleke o primernosti in zmogljivosti elektroenergetskih omrežij, če ta niso primerna variabilni proizvodnji električne energije in prinašajo potrebo po prilagajanju omrežij z njihovim povezovanjem in integracijo trgov. Za uspešno in stroškovno učinkovito integracijo OVE na energetske trg so potrebne sistemske spremembe elektroenergetskega omrežja.

Čeprav nižji obratovalni stroški in nižji stroški za gorivo omogočajo stroškovno konkurenčnost OVE na dolgi rok, lahko višji začetni stroški kapitala pomenijo, da OVE zagotavljajo manj proizvodnih zmogljivosti na začetno vložen dolar od konvencionalnih virov energije (Mendonça, 2007, str. 3–4). Večina tehnologij OVE je do določene mere že konkurenčna na trgu električne energije. Nižanje stroškov in izboljšava učinkovitosti omogočata projektom vetrnih in sončnih elektrarn, da so te brez podpornih subvencij v čedalje večjem številu grajene po vsem svetu. Vetrne in sončne elektrarne lahko z nizkimi stroški kapitala že izpodrivajo fosilna goriva (Frankfurt School-UNEP Centre, 2014, str. 11). Večina tehnologij OVE je zrelih za obsežne investicije, vendar na izkrivljenih energetskih trgih z vodilnimi monopoli ali oligopoli ni enakih konkurenčnih pogojev za OVE, zato so za spodbujanje razvoja in uporabe različnih tehnologij OVE potrebne podporne politike (Hinrichs-Rahlwes, 2013, str. 10).

3.4 Instrumenti politik spodbujanja OVE

Za doseganje polnega potenciala OVE – čim večji prispevek h gospodarskemu razvoju in ustvarjanju novih delovnih mest, izboljšanje oskrbe z energijo in zmanjšanje odvisnosti od nafte, zmanjšanje vplivov na zdravje in okolje pri proizvodnji in porabi energije – je bistvenega pomena ustvarjanje pogojev, ki omogočajo razvoj trgov in panog OVE (Sawin, 2006, str. 71–72).

Vlade imajo številne možnosti, ki jih lahko uporabijo za spodbujanje OVE. Temeljno razliko med instrumenti politik spodbujanja OVE pa je mogoče začrtati med instrumenti neposredne in posredne politike. Cilj instrumentov neposredne politike so ukrepi za takojšnjo spodbudo OVE, medtem ko so posredni instrumenti osredotočeni na izboljšanje dolgoročnih okvirnih pogojev. Poleg zakonodajnih instrumentov obstajajo tudi prostovoljni pristopi k spodbujanju OVE, ki temeljijo predvsem na pripravljenosti potrošnikov za plačilo premijske stopnje zelene elektrike. Nadaljnje pomembno merilo za razvrščanje instrumentov politik za spodbujanje OVE je, ali so ti cenovno ali količinsko orientirani in ali je njihov poudarek na investiciji ali proizvodnji (Haas et al., 2011, str. 1011). Različne vrste politik za spodbujanje OVE so prikazane v tabeli 2.

Tabela 2: Vrste instrumentov za spodbujanje OVE

Neposredni				Posredni
		Cenovno orientirani	Kvantitativno orientirani	
Regulatorni	Naložbeno usmerjeni	-investicijske spodbude -davčne olajšave -nizke obresti kreditov	-sistem razpisov za investicijske podpore	-okoljevarstveni davki -poenostavitev postopkov za izdajo dovoljenj -stroški povezav in izravnave
	Proizvodno usmerjeni	-fiksne zagotovljene odkupne cene -fiksne premije	-sistem razpisov za dolgoročne pogodbe -sistem trgovanja z zelenimi certifikati	
Prostovoljni	Naložbeno usmerjeni	-programi za delničarje -programi prispevanja		-prostovoljni sporazumi
	Proizvodno usmerjeni	-zelenе tarife		

Vir: Haas et al., A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries, 2011, str. 1012.

Pri regulatornih vrstah instrumentov za spodbujanje OVE, ki so cenovno orientirani, proizvajalci električne energije iz OVE prejemajo finančno pomoč na kW nameščene moči ali plačilo na kWh proizvedene in prodane električne energije. Te instrumente delimo na tiste, ki so:

- naložbeno usmerjeni – finančno podporo predstavljajo investicijske spodbude, davčne olajšave ali ugodni krediti (običajno na enoto proizvodne zmogljivosti);
- proizvodno usmerjeni – finančno podporo predstavlja fiksna zagotovljena odkupna cena ali fiksna premija na enoto proizvedene električne energije.

Pri regulatornih, kvantitativno orientiranih instrumentih za spodbujanje OVE želeno raven proizvodnje in tržnega prodora OVE opredeli vlada. Med najpomembnejše instrumente spadajo:

- sistem razpisov oz. sistem zbiranja ponudb; javni razpisi so objavljeni za vnaprej določene zmogljivosti, konkurenca med ponudniki pa pripelje do najnižje cene med ponujenimi, katero bo proizvajalec prejemal za določeno časovno obdobje;
- sistem trgovanja z zelenimi certifikati.

Prostovoljni instrumenti spodbujanja OVE temeljijo predvsem na pripravljenosti potrošnikov za plačilo premijskih stopenj za električno energijo iz OVE. Tudi to vrsto instrumentov spodbujanja OVE lahko razdelimo na:

- naložbeno usmerjene instrumente – najpomembnejši so programi delničarjev in programi prispevanja z donacijami in
- proizvodno usmerjene instrumente – tarife za električno energijo iz OVE.

Poleg instrumentov, ki neposredno spodbujajo tehnologije OVE, obstajajo tudi instrumenti, ki posredno vplivajo na njihovo vpeljavo. Najpomembnejši so:

- »eko davki« na električno energijo, proizvedeno iz neobnovljivih virov;
- davki, dovoljenja za emisije CO₂;
- spodbujanje električne energije prek davkov na energijo ali okoljevarstvenih davkov.

V začetku leta 2015 je imelo politike v podporo OVE v svetu 145 držav, vsaj 164 držav pa si je zadalo cilje za večjo uporabo tehnologij OVE. Sistem odkupnih cen (FIT) in sistem zelenih certifikatov (angl. *Renewable Portfolio Standards* – RPS ali *Tradable Green Certificates* – TGC) sta najpogostejši politiki spodbujanja razvoja OVE. Sistem odkupnih cen je bil sprejet v 108 zakonodajnih odlokih na nacionalni ali zvezni oz. deželni ravni, sistem zelenih certifikatov pa je v veljavi v vsaj 27 državah na nacionalni ravni in v 72 zveznih državah oz. pokrajinah (REN21, 2015, str. 18).

IRENA (2014b, str. 16) opredeljuje štiri ključne izzive, s katerimi se oblikovalci politik za spodbujanje OVE srečujejo danes:

- hitro zmanjševanje proizvodnih stroškov OVE;
- finančna bremena, ki jih nosijo davkoplačevalci oz. plačniki podpornih shem;
- stroškovna konkurenčnost OVE in
- integracija spremenljivih OVE.

V nadaljevanju poglavja bom opisala najpogostejše uporabljene politike v podporo OVE – sistem odkupnih cen ali FIT-sistem in kvotni sistem, pod katerega uvrščamo drugo najpogostejšo izbiro politike v podporo OVE – sistem zelenih certifikatov. V nadaljevanju so predstavljene tudi druge politike, kot so sistemi zbiranja ponudb in davčne olajšave, ki jih sicer evropske države (z izjemno Finske in Malte) še ne uporabljajo kot prevladujoče

politike, se pa pogosto uporabljajo kot dopolnilni instrumenti drugih vpeljanih politik (Haas et al., 2011, str. 1016).

3.4.1 Sistem odkupnih cen (FIT-sistem)

Sistem odkupnih cen, v nadaljevanju FIT-sistem, vključuje obveznost javne službe, da zagotovi odkup električne energije, proizvedene iz OVE, in da predpiše njene odkupne cene, določene in zagotovljene za določeno časovno obdobje. Višina odkupne cene predstavlja polno ceno, vključno z dodano premijo k tržni ceni električne energije, ki jo za vsako kWh proizvedene električne energije prejme neodvisni proizvajalec električne energije iz OVE (Campoccia et al., 2014, str. 531). Višina odkupne cene se lahko razlikuje glede na variabilne stroške različnih tehnologij OVE. Države navadno pri izračunu višine podpore poleg stroškov tehnologij upoštevajo še pričakovano proizvodno zmogljivost in življenjsko dobo elektrarne (Mendonça, 2007, str. 8). Za uspešno delovanje sistema morajo biti odkupne cene dovolj visoke za pokrivanje stroškov in spodbujanje razvoja določenih tehnologij. Prav tako morajo biti zagotovljene za dovolj dolgo obdobje, da je vlagateljem zagotovljena zadostna stopnja donosa. Na uspeh podpornih politik vplivajo tudi dejavniki, kot so pristojbine za dostop do električnega omrežja, omejitve, določene na zmogljivostih elektrarn, ter posebnosti nacionalnih in regionalnih standardov (Sawin, 2006, str. 77).

Proizvodni stroški elektrarn se med seboj precej razlikujejo. Ti so zaradi različnih velikosti elektrarn, lokacij in razpoložljivih virov (npr. sonca in vetra) različni tudi znotraj iste tehnologije, zato večina držav EU uporablja stopenjske odkupne cene. Stopenjske odkupne cene se tako razlikujejo znotraj posamezne vrste tehnologije in so lahko načrtovane glede na lokacijo, velikost elektrarne ali vrsto goriva (Mendonça, 2007, str. 93–94). Poleg tega lahko na višino odkupne cene vpliva tudi status prejemnika podpore in namen stavbe, na kateri je postavljena elektrarna (Jenner, Groba, & Indvik, 2013, str. 386).

Stroški FIT-sistemov so lahko podprti z davkoplačevskim denarjem, kar je najpogostejši primer, vsaj v Evropi, in sicer s posebno dajatvijo na računu za električno energijo. Dajatev plačujejo vsi odjemalci električne energije na enak način, čeprav so nekatere države (npr. Nemčija) zaradi ogrožanja konkurenčnosti od plačila izvzele nekaj velikih odjemalcev električne energije. Znesek denarja, ki je na razpolago, je letno omejen in navadno v takem primeru upoštevajo rek »kdor prej pride, prej melje«. Tako načelo imata Avstrija in Švica. Večina držav pa omejitev na odhodke za podporne sheme ni vpeljala, kar je privedlo do hitrega razvoja trga. Ko proračun za plačilo FIT-sistemov ni omejen, je treba ureditev trga uvesti z drugimi kontrolnimi ukrepi, kot je npr. zniževanje odkupne cene (International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, v nadaljevanju IEA-PVPS, 2014, str. 36). Trajanje izplačil proizvajalcem električne energije v okviru FIT-sistema se razlikuje med posameznimi državami. Nekatere države zagotavljajo relativno visoko odkupno ceno za kratek pogodbeni čas 10 let, druge pa omogočajo nižjo odkupno ceno do 25 let (Jenner et al., 2013, str. 386).

Mendonça v korist FIT-sistemom (2007, str. 13) navaja, da so ti doslej najbolj uspešni pri razvoju trgov in panoge OVE ter doseganja s tem povezanih socialnih, ekonomskih, varnostnih in okoljskih koristi. Načrtovani so tako, da upoštevajo spremembe v tehnologiji in na trgu, ker imajo prožnost spodbujanja stabilne rasti malih in srednje velikih proizvajalcev. Transakcijski stroški so pri FIT-sistemih nizki, njihovo financiranje pa enostavno. Kot glavni argument proti avtor navaja visoke cene za energijo, ki jo morajo plačati končni uporabniki, če odkupne cene niso sčasoma in ustrezno prilagojene.

3.4.1.1 Zniževanje višine odkupnih cen in spremembe njihovih sistemov

Odkupne cene je treba redno revidirati, da se zagotovi njihova ustrezna raven doseganja zastavljenih ciljev energetske politike. Glavni metodi, ki se uporabljata pri spremembah odkupnih cen, sta njihova redna revizija in prilagoditev, odvisno od nameščenih zmogljivosti. Postopek revizije je ključnega pomena, da deležniki še vedno prejemajo dovolj visoko plačilo za dobičkonosno poslovanje naložb v OVE, vendar to ne sme biti previsoko. Oblikovanje politike, ki je dovolj prilagodljiva, da upošteva spremembe v materialnih vložkih in tehnologijah ob hkratnem ohranjanju stabilnosti in nizkega naložbenega tveganja, je za zakonodajalce izziv (Mendonça, 2007, str. 92). Mnogi FIT-sistemi imajo vgrajen mehanizem za postopno zmanjševanje odkupne vrednosti nekaj let po podpisu pogodbe. Cilj omenjenega mehanizma je, da odkupne cene počasi prilagodi povečanju gospodarske uspešnosti tehnologij OVE (Jenner et al., 2013, str. 386).

Nekatere države so politike spodbujanja OVE prilagodile kot odgovor na hitro razvijajoče se domače in mednarodne tržne pogoje, vključno z upadanjem stroškov tehnologij. Da bi se izognili nepričakovanim dobičkom proizvajalcev in zaščitili potrošnike pred stroškovnim bremenom, oblikovalci politik ponovno ocenjujejo programe podpor, ki so bili uvedeni v času, ko so bile cene tehnologij OVE precej višje in so pričakovale počasnejši upad. Tako je mogoče v mnogih državah opaziti trend zniževanja višine odkupnih cen. Številna zmanjšanja višine odkupne cene so bila vnaprej načrtovana že ob oblikovanju politik in so namenjena zagotovitvi, da finančna podpora OVE ostaja v skladu s spreminjajočimi se tržnimi pogoji. Vse več evropskih držav je uzakonilo zmanjšanje višine podpore (ali celo njeno odstranitev), ki ni bila vnaprej načrtovana in je bila v mnogih primerih uveljavljena za nazaj, tj. glede na obstoječe zmogljivosti. Konec leta 2011 in v začetku leta 2012 pa so nekatere države, npr. Nemčija, Francija in Velika Britanija, kot odgovor dejavnikom na trgu uvedle registre o namestitvah OVE v realnem času in koridorje zmogljivosti, ki temeljijo na podatkih iz teh registrov. Koridorji zmogljivosti omogočajo sporočanje regulatorjem spremembe odkupnih cen za vnaprej nastavljeno obdobje, katere se spreminjajo odvisno od zmogljivosti, priključenih na omrežje v prejšnjem obdobju. Za upravljanje sistema in njegovo učinkovitost je potreben poseben register redno nadzorovati, da so zagotovljene vse uveljavitve sprememb, ki temeljijo na podlagi točnih in posodobljenih informacij (REN21, 2014, str. 14; IRENA, 2014b, str. 20–21).

Leepa in Unfried (2013, str. 541) pa na primeru sončnih elektrarn ugotavljata, da je najbolj učinkovit mehanizem FIT-sistem, ki upošteva stroške elektrarn. Nespremenjene odkupne cene prinašajo dolgoročno varnost načrtovanja za bodoče investitorje, linearno zmanjševanje odkupne cene pa manjša breme potrošnikov. Odkupne cene, ki so povezane s stroški, so sposobne zagotoviti oboje: varnost načrtovanja je mogoče doseči z ohranjanjem relativno konstantne stopnje dobička, zmanjšanje bremena potrošnikov pa je mogoče zaradi padajočih cen PV-modulov.

Kot ugotavlja tudi Jenner s sodelavci (2013, str. 398), je zasnova vsake politike v skladu s ceno električne energije in proizvodnimi stroški bolj pomemben dejavnik za razvoj OVE kot uzakonitev same politike. Z drugimi besedami; tržni kontekst in oblikovanje politike sta zelo pomembna dejavnika, saj samo izvajanje slabo zasnovane politike ni nujno boljše od njenega neizvajanja.

3.4.1.2 Zagotovljen odkup električne energije in obratovalna podpora

Razlika med zagotovljenim odkupom električne energije – ZO (angl. *fixed FIT*) in obratovalno podporo – OP (angl. *premium*) je naslednja: pri ZO je fiksni celotni znesek višine podpore, medtem ko je pri OP fiksni samo znesek, ki je dodan k ceni električne energije, ki jo ta doseže na trgu. Pri OP je za lastnika elektrarne iz OVE skupni znesek, ki ga prejme na kWh proizvedene električne energije (cena električne energije plus premija), manj predvidljiv kot pri ZO, saj je odvisen od nestanovitnih cen električne energije na trgu (Haas et al., 2011, str. 1011). OP predstavlja spremembo običajno uporabljenega ZO k bolj tržno usmerjenemu instrumentu podpore in kaže višjo združljivost z liberaliziranim trgom električne energije kot ZO. Da bi izravnali višje tveganje za proizvajalce električne energije iz OVE, ki so vključeni v sistem OP, mora biti znesek OP višji od ZO. Višja raven podpore pa pomeni višje stroške za potrošnike električne energije, še posebej, če se višina prejemkov med ZO in OP precej razlikuje. Da bi preprečili visoke zaslužke prejemnikom OP v času, ko so cene električne energije na trgu visoke, so nekatere države uvedle spodnje in zgornje meje OP (Mendonça, 2007, str. 97–98).

Nekatere države proizvajalcem električne energije iz OVE na voljo ponujajo tako ZO kot OP ter jim prepuščajo, da se sami odločijo, katera politika je najbolj primerna glede na njihov investicijski model in nagnjenost k tveganju. Vendar dodatni transakcijski stroški, povezani s trgovanjem proizvedene električne energije na trgu, OP najverjetneje naredijo bolj primerno za večje udeležence na trgu, ne pa za posameznike, lastnike stanovanj ali lokalne investitorje (Couture & Gagnon, 2010, str. 956).

Couture in Gagnon (2010, str. 964) ugotavljata, da so se politike, neodvisne od trga, izkazale za boljšo in stroškovno učinkovitejšo možnost na kratek rok kot tržno naravnane politike. Glede na nizko stopnjo tveganja in večjo gotovost prihodkov, ki jih ponujajo, so se politike z ZO doslej izkazale za učinkovitejše pri spodbujanju širšega razvoja OVE.

Vendar svetovni trendi nakazujejo, da so FIT-sistemi vse bolj usmerjeni k tržni naravnosti, kar pomeni, da se od ZO vse bolj usmerjajo k OP (REN21, 2014, str. 75).

3.4.1.3 Neto merjenje

Različica FIT-sistema je tudi t. i. neto merjenje (angl. *net metering*), ki potrošnikom omogoča, da ob namestitvi sistemov OVE proizvedeno električno energijo porabijo za lastne potrebe, odvečno električno energijo pa prodajo v omrežje. Merjenje relativne porabe električne energije za potrošnika, ki to hkrati proizvaja iz svojih lastnih zmogljivosti (zlasti iz PV-sistemov), se izvaja z dvosmernim elektronskim števcem ali s parom enosmernih števcov, ki merita električno energijo v nasprotnih si smereh (Sawin, 2006, str. 77).

Presežki proizvedene električne energije se lahko vrednotijo na različne načine (IEA-PVPS, 2014, str. 39):

- presežek proizvedene električne energije ob oddaji v omrežje ni deležen plačila;
- presežek električne energije je ovrednoten po tržni ceni električne energije, z ali brez dodatka;
- presežek električne energije je plačan po vnaprej določeni odkupni ceni, ki je lahko nižja ali višja od maloprodajne cene električne energije;
- cene električne energije, oddane v omrežje v sistemu »net-meteringa«, so včasih deležne tudi dodatnih spodbud ali celo davkov.

»Net-metering« koristi tako dobaviteljem električne energije kot tudi lastnikom sistema, še zlasti v primeru PV-sistemov, saj presežek električne energije, ki nastane v času povečanega povpraševanja, lajša obremenitve elektroenergetskega sistema in zmanjša potrebe po elektrarnah, ki uravnavajo obremenitev sistema v času največjega povpraševanja (Sawin, 2006, str. 77).

3.4.2 Sistem kvot

Medtem ko FIT-sistem določa ceno in pušča, da trg določi zmogljivost in proizvodnjo električne energije iz OVE, sistem kvot deluje ravno obratno. Vlada določi najmanjši delež zmogljivosti ali proizvodnje električne energije iz OVE, ki se praviloma povečuje s časom. Obstajata dve glavni vrsti sistemov kvot: **sistem zelenih certifikatov** in **sistem zbiranja ponudb** (Sawin, 2006, str. 78).

S sistemom zelenih certifikatov je določena minimalna količina zmogljivosti ali proizvodnje električne energije iz OVE, pri čemer se količina praviloma povečuje s časom. Vlagatelji in proizvajalci se nato odločijo, katero tehnologijo bodo uporabili (razen, če niso za določeno vrsto tehnologije določeni posebni cilji), s katerimi razvijalci bodo poslovali in kakšne cene ter pogodbene pogoje bodo sprejeli. Ob koncu ciljnega obdobja morajo proizvajalci električne energije (ali dobavitelji, odvisno od oblikovanja politike) preko

lastništva certifikatov dokazati, ali delujejo v skladu s pravili (Sawin, 2006, str. 79). Certifikate lahko pridobijo z lastno proizvodnjo električne energije iz OVE, z nakupom električne energije iz OVE in z njim povezanimi certifikati od drugih proizvajalcev in/ali z nakupom certifikatov brez nakupa dejanske električne energije od proizvajalca ali posrednika, tj. nakup certifikatov, s katerimi trgujejo neodvisno od električne energije. Cena certifikatov je načeloma določena na trgu, nekatere države pa so uvedle zgornje in spodnje meje cene certifikatov. Pod predpostavko popolnih tržnih pogojev bi moral ta sistem voditi do najmanjših stroškov proizvodnje energije OVE. Za proizvajalce električne energije iz OVE finančna podpora, poleg prihodkov od prodaje električne energije na trgu, tako izhaja iz prodaje certifikatov (Haas et al., 2011, str. 1012–1014).

Pri sistemih zbiranja ponudb regulatorji določijo količino zmogljivosti oz. delež celotne električne energije iz OVE in najvišjo ceno na kWh. Razvijalci projektov nato predložijo ponudbe za sklenitev pogodb. Vlade opredelijo želeno raven proizvodnje iz vsakega vira in stopnje rasti za daljše časovno obdobje. Merila za vrednotenje ponudb so opredeljena pred vsakim krogom zbiranja ponudb. V nekaterih primerih vlade zahtevajo ločene ponudbe za različne tehnologije, tako da npr. sončne elektrarne ne tekmujejo z vetrnimi. Predlogi potencialnih razvijalcev so navadno sprejeti z najnižjo ponudbo, nato pa sledijo ostale ponudbe, dokler ni dosežena raven zmogljivosti ali zahtev nove proizvodnje. Izbrani razvijalci imajo zagotovljene cene električne energije iz OVE za določeno časovno obdobje, ponudniki električne energije pa morajo kupiti določeno količino te obnovljive električne energije po višji ceni (Sawin, 2006, str. 79).

Tržni podporni mehanizmi, kot so sistemi zbiranja ponudb, so vse bolj v ospredju kot način zmanjševanja neskladja informacij med vladami in razvijalci proizvodnih stroškov tehnologij OVE. Ob dobri zasnovi so lahko ključnega pomena pri prepoznavanju ustrezne ravni javne podpore in prispevajo k večji predvidljivosti v sektorju OVE (IRENA, 2014b, str. 10). Sistemi zbiranja ponudb se v evropskih državah še ne uporabljajo kot prevladujoč instrument. Čeprav so sistemi kvot privedli do povečanja proizvedene električne energije iz OVE, je dejstvo, da so ti na splošno bistveno manj stroškovno učinkoviti kot FIT-sistem (Mendonça, 2007, str. 11).

3.4.3 Davčne olajšave

Davčne olajšave pri naložbah lahko pokrivajo le stroške sistema ali celotne stroške namestitve in so lahko v pomoč že na začetku širjenja tehnologije, ko so stroški še vedno visoki, ter spodbujajo njihovo namestitev na oddaljenih lokacijah brez dostopa do omrežja. Davčne olajšave pri naložbah neposredno zmanjšujejo stroške vlaganja v obnovljive energetske sisteme in stopnjo tveganja. Primera davčnih olajšav pri naložbah sta nižji DDV za sisteme OVE in oprostitev davka na dohodek dividendam iz naložb v OVE (Sawin, 2006, str. 93; Haas et al., 2011, str. 1025).

Davčne olajšave pri proizvodnji so cenovno orientirani mehanizmi, odvisni od dejansko proizvedene električne energije. Proizvajalci električne energije iz OVE so oproščeni davkov na električno energijo, ki ga sicer plačujejo vsi proizvajalci. Od FIT-sistemov se ta mehanizem razlikuje v smeri denarnega toka – proizvajalci električne energije iz OVE imajo namesto dodatnega prihodka negativni strošek (Haas et al., 2011, str. 1016).

4 FOTOVOLTAIKA IN SONČNE ELEKTRARNE

4.1 Značilnosti in razvoj fotovoltaike

Fotovoltaično izkoriščanje sončne energije pomeni pretvorbo neposredno sevane svetlobe (sončne ali druge) v električno energijo. Beseda fotovoltaika izvira iz grške besede *photos*, ki pomeni svetloba, in besede *volta*, imena italijanskega fizika, ki je leta 1800 odkril električno baterijo. Leta 1839 je francoski znanstvenik Antoine Becquerel prvi dokazal pretvorbo energije s spremembo prevodnosti materiala pod vplivom svetlobe. Prvi PV-električni uporniki so bili uporabljeni v fotoaparatih za merjenje ravni svetlobe. Vse PV-naprave, ki so pretvorniki energije, preoblikujejo svetlobo v električni tok. Takšno pretvarjanje energije je sestavljeno iz treh fizikalnih pojavov, ki so med seboj tesno povezani in potekajo sočasno. Ti fizikalni pojavi so: absorpcija svetlobe v material, prenos energije fotonov v električne naboje in zbiranje električnega toka (Labouret & Villos, 2010, str. 39).

Sončna energija, ki je bila razvita za zagotavljanje električne energije za vesoljske satelite, pa se je kot alternativni vir energije pojavila po naftnih šokih v sedemdesetih letih prejšnjega stoletja (Labouret & Villos, 2010, str. 171).

Predvidena življenjska doba Sonca je 5 milijard let, zaradi česar je v našem časovnem okviru neizčrpen in velja za obnovljiv vir energije. Skupna energija, ki jo Sonce prispeva na površje Zemlje, znaša 720 milijonov TWh na leto, kar pomeni 6000-krat trenutne primarne porabe vseh človeških dejavnosti. Razpoložljivost omenjene energije pa je odvisna od (Robyns, Davigny, François, Henneon, & Sprooten, 2012, str. 9–22):

- obsevanja sonca in temperature kraja – torej od geografske lokacije (zlasti zemljepisne širine);
- letnega časa in ure v dnevu – proizvodnja je največja opoldne ob sončnem vremenu in jasnem nebu;
- orientacije in naklona fotonapetostnih senzorjev – najboljšo rešitev predstavlja sledenje poti sonca iz vzhoda na zahod in temu primerno spreminjanje naklona, tako da žarki ostanejo pravokotno na ravnino zajemanja;
- stopnje onesnaženosti kraja;
- vremenskih razmer – oblačnosti.

Količina končne energije pa je odvisna tudi od učinkovitosti uporabljene pretvorne naprave (npr. sončne celice).

4.2 Sončne celice

Sončna celica predstavlja najmanjšo enoto v PV-sistemu, običajno v velikosti 12,5 cm², 15 cm² ali 20 cm². Najpogosteje uporabljen material v sončnih celicah je silicij, polprevodnik, ki je tetravalenten, kar pomeni, da se lahko en atom silicija veže s štirimi drugimi atomi istega tipa. Silicij, uporabljen v sončnih celicah, je bodisi kristalen bodisi amorfen. V amorfem stanju se uporablja kot tankoplastni, z debelino okoli 1 μm ali več, medtem ko so celice iz kristalnega silicija debele okoli 0,1–0,2 mm. Trenutno tehnologije iz kristalnega silicija predstavljajo približno 80 % celotne proizvodnje sončnih celic (Labouret & Viloz, 2010, str. 53; IEA-PVPS, 2014, str. 5–6).

Poleg kristalnega (monokristalnega ali polikristalnega) in amorfnega silicija so lahko glavni materiali za izdelavo celic tudi bakrov indijev diselenid (CuInSe₂, CIS) in kadmijev telurid (CdTe). V fazi razvoja pa sta tudi tehnologiji večspojnih in organskih celic (Robyns et al., 2012, str. 27–29). Pri sončnih celicah je velik poudarek tudi na raziskavah in razvoju njihove učinkovitosti. Laboratorijski poskusi učinkovitosti so za monokristalne sončne celice dosegli 25% učinkovitost, za celice tankoplastnih tehnologij pa 20% učinkovitost (IEA-PVPS, 2014, str. 6).

4.3 PV-sistemi

PV-sistemov oz. sončnih elektrarn ne smemo zamenjevati z drugimi solarnimi tehnologijami, kot so koncentrirane sončne elektrarne (angl. *Concentrated Solar Plant* – CSP) ali solarni termalni sistemi za ogrevanje in hlajenje. Ključne sestavine sončne elektrarne so različni tipi PV-celic. Te so združene v fotonapetostni modul, ki tvori osnovno enoto sončne elektrarne. Poleg modulov sončno elektrarno sestavlja montažna struktura modulov, razsmernik, ki je bistven za sisteme, povezane v omrežje, ter akumulator in polnilni regulator, ki sta nujna v primeru otočnih PV-sistemov. PV-moduli imajo običajno nazivno moč med 50 in 315 W, s specializiranimi izdelki za gradnjo integriranih PV-sistemov pa lahko dosežejo višje nazivne moči. Moduli iz rezin kristalnega silicija dosegajo 14–21% učinkovitost, pri tankoplastnih moduli pa se učinkovitost giblje med 7 (amorfn silicij) in 14 % (bakrov indijev diselenid). PV-sistemi so bodisi povezani v omrežje bodisi sestavljajo samostojni, otočni električni sistem. Razvita je tudi široka paleta montažnih konstrukcij, zlasti za gradnjo integriranih PV-sistemov (angl. *Building Integrated Photovoltaics* – BIPV). V državah z visokim deležem direktnega sončnega obsevanja postajajo vse bolj privlačni tudi sledilniki, ki omogočajo obračanje PV-modulov v smeri sonca. Z uporabo takšnih sistemov lahko izkoristek energije v primerjavi s fiksnimi PV-sistemi povečamo za 25–35 % z enoosnimi sledilniki in 35–45 % z dvoosnimi (IEA-PVPS, 2014, str. 5–6).

4.3.1 Otočne elektrarne

PV sisteme delimo na otočne in omrežne. Otočni PV-sistemi delujejo samostojno brez povezave z električnim omrežjem. Pogosto se uporabljajo v manjših napravah, kot so ročne ure in žepni kalkulatorji. Velik trg za otočne PV-sisteme pa predstavljajo območja, ki so precej oddaljena od elektroenergetskega omrežja. Baterija zagotavlja stalno nemoteno oskrbo z energijo (Quaschnig, 2010, str. 96). Skoraj vse baterije, ki se uporabljajo za otočne PV-sisteme, so svinčene baterije s kislino. Druge vrste baterij (npr. nikelj-kadmijeve, kovinskohidridne in litijeve baterije) so ravno tako primerne in imajo to prednost, da ne morejo biti preveč napolnjene ali preveč prazne, vendar so precej dražje. Življenjska doba baterije je odvisna od načina uporabe in pogojev, običajno traja med 5 in 10 let (IEA-PVPS, 2014, str. 6). Razvijajo se tudi alternativne baterije, ki kot shranjevalnik energije uporabljajo stisnjen zrak. Namen razvoja tovrstnih baterij je podaljšanje pričakovane dobe baterij in odsotnost kemičnih sestavin, ki jih je treba reciklirati (Labouret & Villos, 2010, str. 172).

Otočni PV-sistemi predstavljajo stroškovno učinkovito alternativo centraliziranim sistemom v regijah v razvoju, kjer je dostop do električne energije nezanesljiv ali ga ni. Otočni PV-sistemi se prilagajajo lokalnim razmeram in delujejo bližje centrov povpraševanja. To lahko zmanjša ali v nekaterih primerih celo odpravi potrebo po centralizirani infrastrukturi elektroenergetskega omrežja (IRENA, 2014a, str. 42).

4.3.2 Elektrarne povezane v električno omrežje

PV-sistem, priključen na električno omrežje, sestavlja niz modulov, ki so zaporedno ali vzporedno povezani, tako da sta dosežena optimalna napetost in tok. Tok se nato dovaja v razsmernik, ki enosmerni tok pretvori v izmeničnega na fazo in napetost, primerno električnemu omrežju. Omrežje zamenja vlogo baterije pri otočnih sistemih in ponuja veliko prednost sprejemanja vse proizvedene električne energije. Če je to potrebno, lahko energijo iz omrežja tudi dovede (Labouret & Villos, 2010, str. 111). Razsmerniki morajo imeti visoko stopnjo učinkovitosti, da zagotovijo majhno izgubo sončne energije med pretvorbo v izmenično napetost. Sodobni PV-razsmerniki dosegajo učinkovitost blizu 95 % ali celo več. Pomembno pa je, da ohranjajo visoko učinkovitost tudi ob delni obremenitvi, npr. v oblačnem vremenu (Quaschnig, 2010, str. 99).

Elektrarne, povezane v električno omrežje, imajo dve možnosti delovanja: v omrežje lahko pošljejo in prodajo vso proizvedeno električno energijo ali pa le tisti del električne energije, ki ga odjemalec elektrarne ne porabi.

4.4 Panoga sončnih elektrarn

Letne stopnje rasti PV-panoge so bile v zadnjem desetletju v povprečju 40–90%, kar jo uvršča med eno najhitreje rastočih. Razlogi za njeno izjemno rast so (Di Dio, Favuzza, La Cascia, Massaro, & Zizzo, 2015, str. 95):

- sončno sevanje je brezplačen in neizčrpen vir energije;
- ni dragega vzdrževanja;
- ne povzroča emisij in hrupa;
- integracija v stavbe ne predstavlja okoljskega vpliva, ki ga imajo nekatere druge tehnologije OVE (npr. vetrne turbine);
- stroški PV-sistemov so nižji;
- PV-sistemi omogočajo zmanjšanje okoljskih stroškov, povezanih z emisijami CO₂.

Ključnega pomena pri razvoju OVE in s tem tudi PV-panoge pa so odigrale vladne politike spodbujanja OVE. Najpogostejše uporabljena politika za spodbujanje PV-sistemov je FIT-sistem.

Večji PV-sistemi, ki napajajo sončne energijo v javno omrežje, so postali prvič priljubljeni po uspešnih marketinških programih na Japonskem in v Nemčiji. Vladne podporne sheme so v obeh državah povečale proizvodnjo PV-modulov in so od zgodnjih devetdesetih let naprej prispevale k izjemnim letnim stopnjam rasti trga. V tem času so tudi druge države, kot so Španija, Italija in ZDA, ustvarile privlačne pogoje za gradnjo PV-sistemov, povezanih v omrežje (Quaschnig, 2010, str. 113). Kljub nižjemu sončnemu obsevanju drugih držav je bila Nemčija dolgo časa vodilna v omenjeni panogi. Po mnogih letih rasti in inovacij pa PV-panoga doživlja obdobje spreminjanja tržnih dinamik in geografskih težišč. V Evropi je spreminjajoča se politična podpora OVE ustvarila ozračje negotovosti, toda zunaj Evrope potencial za rast PV-panoge ostaja nedotaknjen (European Photovoltaic Industry Association, 2014, str. 55). Tako je trenutno največja proizvajalka PV-modulov Kitajska, ki proizvede kar 65 % njihove svetovne proizvodnje. Leta 2012 je povpraševanje po zmogljivosti PV-modulov znašalo 30 GW, medtem ko je bilo teh proizvedenih za 55 GW zmogljivosti. Velik del rasti proizvodnih zmogljivosti je bil ravno na Kitajskem, kar je vzbudilo skrb, da evropski podporni instrumenti omogočajo kitajskim proizvajalcem prodajo PV-modulov na evropskem trgu pod ceno (IEA, 2013, str. 221).

Čeprav se je svetovno povpraševanje po PV-modulih leta 2013 stabiliziralo, proizvodnja še naprej trpi zaradi prevelikih zmogljivosti in nižjih cen modulov. Ker lahko s proizvodnjo nadaljujejo samo še stroškovno konkurenčni proizvajalci, je veliko število proizvajalcev razglasilo insolventnost ali zaprlo tovarne skupaj z drastično poslovno reorganizacijo. To še posebej velja za Evropo, kjer se je trg bistveno zmanjšal. V Nemčiji je bilo ob kocu leta 2013 okoli 40 fotovoltaičnih podjetij z okoli 11.000 zaposlenimi, v letu 2008 pa 62 podjetij z več kot 32.000 zaposlenimi. Tudi na Kitajskem je opaziti trend zmanjšanja števila proizvajalcev PV-modulov in PV-celic, saj se je število podjetij iz 300 zmanjšalo na manj

kot 100. Medtem ko so proizvajalci utrpeli škodo zaradi nižjih marž, je znižanje cen prispevalo k povečanju konkurenčnosti sončne energije v primerjavi s konvencionalnimi viri. Na uveljavljenih PV-trgih, zlasti v Evropi, je začelo zmanjšanje ali ukinitve podpornih instrumentov spreminjati poslovne modele. Podjetja na PV-trgu zdaj iščejo možnosti preko drugačnih poslovnih modelov, kot sta lastna poraba električne energije in lastništvo tretjih strank (IEA-PVPS, 2014, str. 47–49).

4.4.1 Stroški sončnih elektrarn

Stroški vgradnje sončne elektrarne vključujejo stroške modulov in razsmernika, stroške za okvirje, stroške za projektiranje in montažo ter druge izdatke (npr. stroške za gradbena dovoljenja). Specifični stroški se na splošno zmanjšujejo z večanjem velikosti naprave. Največji delež stroškov predstavljajo stroški modulov, in sicer 55–65% delež celotne investicije. Stroški pretvornika predstavljajo približno 7–12% delež, montažni okviri pa 10–15% delež stroškov celotne naložbe, odvisno od zahtevane tehnologije (namestitvev na poševni ali ravni strehi). Ob predpostavki, da ima izvajalec dovolj izkušenj, so stroški načrtovanja ocenjeni na največ 2 % vseh investicijskih stroškov (Kaltschmitt et al., 2007, str. 288–290).

Največji delež stroškov pri PV-sistemih torej predstavlja vgradnja naprave, stroški obratovanja pa so razmeroma nizki. Po ocenah naj bi 2–3 % investicijskih stroškov vsako leto porabili za tekoče stroške, kot so zavarovanje, možni leasing, najemnina za merilnik in rezerve za popravila. Dejavnik, ki ima tudi precej velik vpliv na proizvodne stroške, je donos (Quaschnig, 2010, str. 109). V povprečju so najnižje cene otočnih PV-sistemov bistveno višje kot najnižje cene v omrežje povezanih sistemov, kar gre pripisati predvsem dejstvu, da otočni sistemi zahtevajo akumulatorje in temu pripadajočo opremo (IEA-PVPS, 2014, str. 55).

4.4.2 Padajoči stroški tehnologije

Povečanje proizvodnje je zaradi učinkov racionalizacije proizvodnje in tehničnega napredka ključnega pomena za zmanjšanje stroškov sončnih elektrarn (Quaschnig, 2010, str. 115). Omenjenega je bila deležna tudi tehnologija sončnih elektrarn v zadnjih letih. Od decembra 2009 do decembra 2012 so se cene sončnih modulov znižale za 65–70 %. Samo v letu 2012 so cene modulov padle za več kot 20 %. To je bila sicer tudi posledica povečevanja presežnih proizvodnih zmogljivosti, ki je svoj vrh doživelo v letu 2010, ko je na trgu obstajalo skoraj dvakrat toliko proizvodne zmogljivosti modulov, kot je bilo povpraševanja. Cene modulov so se v letu 2013 ustalile. Kljub pričakovanemu zmanjšanju globalnega presežka proizvodnih zmogljivosti PV-modulov je pričakovano tudi nadaljevanje trenda padanja stroškov tehnologije (IRENA, 2014b, str. 18). S padcem cen PV-sistemom so se posledično znižali stroški proizvodnje električne energije iz sončnih elektrarn (angl. *Levelized Cost of Energy* – LCOE). Ti so v nekaterih državah padli na raven blizu ali celo pod maloprodajno ceno električne energije (t. i. pariteta omrežja).

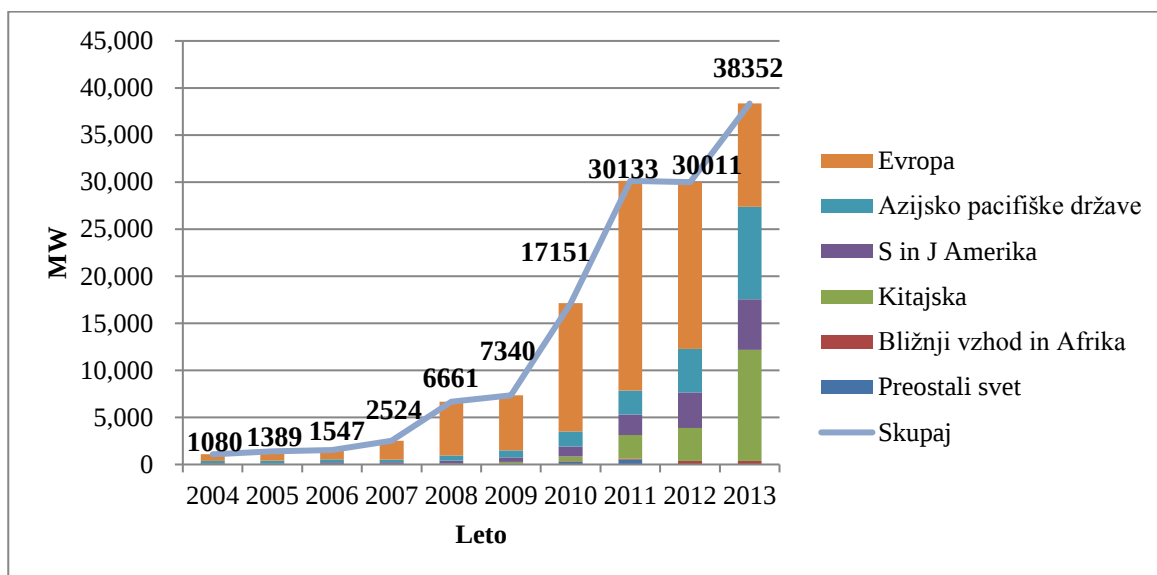
Kljub temu pa PV-sistemi še niso popolnoma konkurenčni na vseh trgih in segmentih, zato razvoj fotovoltaike še vedno potrebuje ustrezne podporne mehanizme (IEA-PVPS, 2014, str. 35). Kot ugotavljata Antonelli in Desideri (2014, str. 592), stroški PV-sistemov niso odvisni od količine nameščenih naprav, ampak od odkupnih cen, zato je izredno pomembno preučiti prave mehanizme podpor OVE in njihove koristi, tako da se lahko izognemo finančnim motnjam na trgu in spodbudimo resnično konkurenčen trg.

5 ANALIZA INVESTICIJ V SONČNE ELEKTRARNE

5.1 Investicije v sončne elektrarne v svetu

PV-trg je v zadnjem desetletju, tudi v času finančne in gospodarske krize, rasel z izjemno hitrostjo in je na poti, da postane glavni vir proizvedene električne energije v svetu. Po rekordni rasti v letu 2011 se je svetovni PV-trg v letu 2012 stabiliziral, vendar se je ponovno občutno povečal že leto kasneje (European Photovoltaic Industry Association, 2014, str. 17). V zadnjem desetletju je trg beležil kar 50% letno rast po vsem svetu. V letu 2013 se je skupna inštalirana zmogljivost PV povečala za 43 %, oziroma za 29,4 GW, kar predstavlja 15 % celotne rasti v globalni proizvodni zmogljivosti električne energije. Zgolj Nemčija je z močno državno podporo prispevala več kot četrtino rasti, s 7,6 GW dodatnih zmogljivosti. Druge države z večjimi dodanimi zmogljivostmi so: Italija (3,6 GW), Kitajska (3,5 GW), ZDA (3,3 GW), Japonska (2,0 GW) in Indija (1,1 GW) (IEA, 2013, str. 211). Leto 2014 je bilo zaznamovano kot še eno rekordno leto z ocenjenimi 40 GW nameščenimi PV-zmogljivostmi. Skupne svetovne zmogljivosti PV-sistemov so leta 2014 znašale okoli 177 GW (REN21, 2015, str. 21). Svetovne nameščene zmogljivosti PV-sistemov v MW v obdobju 2004–2013 so prikazane v sliki 3. PV-sektor je bil v letu 2013 denarno vodilni, saj je bilo vanj investiranih kar 113,7 mio USD oz. 53 % vseh novih naložb v OVE in obnovljiva goriva (brez hidro elektrarn > 50 MW). Približno 90 % vseh investicij v sončno energijo so predstavljale investicije v PV-elektrarne (102,3 mio USD), preostali delež pa investicije v koncentrirane sončne elektrarne (CSP). Kljub temu je bila sončna energija v letu 2013 deležna enega največjih padcev investicij, merjenih v dolarjih, saj so se le-te zmanjšale za 20 % glede na raven v letu 2012, vendar je bilo večino upada mogoče pripisati zmanjšanju stroškov PV-sistemov (REN21, 2014, str. 70).

Slika 3: Svetovne nameščene zmogljivosti PV-sistemov v MW v obdobju 2004–2013



Vir: European Photovoltaic Industry Association, *Global Market Outlook For Photovoltaics 2014–2018*, 2014, str. 18.

Četudi je količina sončne energije v svetovni energetske mešanici še vedno razmeroma majhna, lahko fotovoltaika v srednjeročnem obdobju zagotovi največji delež okolju prijazne oskrbe z električno energijo. Fotovoltaika bi zagotavljala celotne potrebe po energiji na svetu, vendar zanašanje zgolj na eno tehnologijo za prihodnjo oskrbo s tehničnega vidika ni dobra rešitev. PV-sistemi dobro delujejo v kombinaciji z drugimi OVE, premišljena kombinacija sistema pa lahko poveča zanesljivost oskrbe z energijo (Quaschnig, 2010, str. 114).

5.2 Investicije v sončne elektrarne v Evropi

Evropa je bila na področju razvoja PV skoraj desetletje vodilna in je do leta 2012 predstavljala več kot 50 % svetovnega PV-trga. V Evropi so se od leta 2013 namestitve PV-elektrarn znižale, medtem ko so nameščene kapacitete drugje po svetu hitro naraščale. Evropa je leta 2013 z 11,1 GW nameščenimi kapacitetami predstavljala 27 % svetovnega PV-trga. Kumulativno pa je bilo leta 2013 v evropskih državah nameščenih 82 GW PV kapacitet (IEA-PVPS, 2014, str. 23). Močan razvoj PV-trga v Evropi do leta 2012 je bil posledica vodilne vloge nekaterih držav, vključno z Nemčijo, kjer oblikovalci politik kažejo stalno zavezanost k podpori razvoja fotovoltaike.

Čeprav je bil PV-trg v večini držav članic EU deležen zmanjšanja že tretje leto zapored, je Evropa, predvsem Nemčija, še vedno vodilna v svetu v smislu skupnih PV-zmogljivosti in prispevka oskrbe z električno energijo (REN21, 2015, str. 21). Čeprav je imela Nemčija sedemkrat v zadnjih 14-ih letih vodilni tržni položaj, je bila leta 2013 z 3,3 GW nameščenimi zmogljivostmi šele četrta v svetu, še vedno pa predstavlja največji evropski trg. Združeno kraljestvo je bilo leta 2103 z 1,5 GW nameščenimi zmogljivostmi na drugem

mestu, Italija, ki je veljala za drugo vodilno državo na evropskem trgu, pa je leta 2013 namestila več kot 1,4 GW zmogljivosti, precej manj v primerjavi z letom prej, ko jih je namestila 3,6 GW. Preostali evropski državi, ki sta namestili več kot 1 GW PV zmogljivosti, sta Romunija (približno 1,1 GW) in Grčija (1,04 GW) (European Photovoltaic Industry Association, 2014, str. 19).

5.3 Vlagatelji v sončne elektrarne

V šestem in hkrati zadnjem poglavju magistrskega dela z empirično analizo ugotavljam, kdo so vlagatelji v sončne elektrarne v Sloveniji, v kakšne vrste objektov investirajo in ali se nekatere karakteristike sončnih elektrarn (povprečna nazivna moč, lokacija) razlikujejo glede na vrsto vlagatelja. V tem podpoglavju želim predstaviti nekatere ugotovitve o vlagateljih in njihovih naložbah v sončne elektrarne, ki se nanašajo na tujino. Vendar je, kot izpostavlja tudi Bergek s sodelavci (Bergek, Mignon, & Sundberg, 2013, str. 569), eden izmed problemov takšnih primerjav pomanjkanje sistematične in empirične kategorizacije različnih vrst vlagateljev v vse vrste OVE.

Vlagatelji v OVE sestavljajo heterogeno skupino, katere sestava se razlikuje med različnimi OVE. Vlagatelji v OVE se razlikujejo glede na velikost in finančno moč. Javna podjetja in podjetja, ki razpršujejo svojo dejavnost, imajo dostop do finančnih sredstev njihovih glavnih dejavnosti, medtem ko so lahko gospodarska združenja ali samostojni podjetniki veliko bolj omejeni z dosegom začetnega kapitala. Te razlike lahko vplivajo tako na velikost investicije kot na izbiro naložbenega modela (Bergek et al., 2013, str. 568, 577).

Proizvodnja obnovljive električne energije v letu 2014 je v svetovnem merilu še vedno prevladovala iz vira velikih elektrarn, ki so v lasti javnih služb ali velikih vlagateljev (REN21, 2015, str. 31). Drugačna slika pa je v PV-sektorju, kjer velik delež svetovne zmogljivosti predstavljajo manjši sistemi, ki proizvajajo električno energijo v bližini njene porabe. V letu 2010 (novejših podatkov žal ni na voljo) je večina nameščene zmogljivost PV v Nemčiji pripadala posameznikom in kmetom, medtem ko je bil preostanek porazdeljen med gospodarske družbe, projektne načrtovalce in investicijske sklade. Več kot 98 % nemških PV-elektarn je priključenih na decentralizirano nizkonapetostno omrežje. PV-sistemi z več kot 1 MW nameščene zmogljivosti predstavljajo zgolj 15 % celotne PV-zmogljivosti Nemčije (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2015, str., 32, 35). Bergek s sodelavci ugotavlja podobno razporeditev vlagateljev v PV-sisteme na primeru 61 sončnih elektrarn na Švedskem (2013, str. 576–577), kjer vlagatelje v sončne PV-sisteme v večini predstavljajo predvsem samostojni podjetniki (52 %).

Največ PV-sistemov pa je v svetu nameščenih na nestanovanjskih objektih. V Evropi in ZDA je bilo ob koncu leta 2013 na stanovanjskih objektih nameščenih približno 20 % PV-zmogljivosti. Ta delež je v svetovnem merilu ocenjen na 25–35 % (International Energy Agency Renewable Energy Technology Deployment, 2014, str. 11).

5.4 Podporne politike in investicije v sončne elektrarne v Nemčiji

Dobro zasnovani sistemi za podporo OVE lahko sprožijo rast, zmanjšanje stroškov in progresivno konkurenčnost novih tehnologij OVE, Nemčija pa lahko na tem področju služi kot primer dobre prakse. Široko politično soglasje o potrebnih spremembah OVE in energetske učinkovitosti ter zanesljiv okvir za vlagatelje sta spodbudila rast in padec stroškov tehnologij OVE in hkrati vstop novih, malih in srednje velikih udeležencev na trg OVE. Ta razvoj je bil omogočen z jasnim in zanesljivim podpornim okoljem, predvsem s FIT-sistemom (Hinrichs-Rahlwes, 2013, str. 10).

PV-sistemi, povezani v omrežje, v Nemčiji niso bili priljubljeni do zgodnjih devetdesetih let, ko so začeli izvajati t. i. program 1000 streh. S pomočjo državnih shem so predvsem gospodinjstva postavila več kot 2.250 PV-sistemov. Po opustitvi programa je začela uporaba PV-sistemov stagnirati. Nov zagon je dobila šele leta 2000 z uvedbo Zakona o OVE (nem. *Erneuerbare Energien Gesetz*, v nadaljevanju EEG) (Quaschnig, 2010, str. 113). V juliju 2004 je zakon EEG iz leta 2000 nadomestil povsem prenovljen zakon EEG, ki je povečal prejemke za strešne PV-sisteme in odstranil zgornje meje za največjo velikost elektrarne, kar je privedlo do bistvenega razcveta namestitvev sončnih elektrarn v Nemčiji. Nameščena moč PV se je iz 435 MW ob koncu leta 2003 leta 2008 povečala na skoraj 6 GW. Cilj namestitve PV-sistemov do leta 2010 je bil dosežen že konec leta 2007. Zaradi svojih pozitivnih učinkov na domače ustvarjanje delovnih mest, oskrbe z električno energijo brez emisij CO₂ in inovacije je bila splošna ocena zakona EEG zelo pozitivna. Predvsem večje število delovnih mest v podjetjih, ki proizvajajo in vgrajujejo PV-module in vgradno opremo, je privedlo do izjemnega navdušenja med politiki vseh strank (Hoppmann, Huenteler, & Girod, 2014, str. 1428–1429).

Zakon EEG iz leta 2004 je uvedel uravnotežen pristop za spodbujanje razvoja vseh vrst PV-naprav, vendar je izjemen razcvet na PV-trgu pripeljal do težnje k usmerjanju razvoja PV v manjše naprave, lastno porabo proizvedene električne energije in integrirane PV. V poznejši različici zakona EEG iz leta 2008 je Nemčija bolj spodbudila lastno porabo električne energije in integriranim PV-sistemom je bil dodeljen dodatek k odkupni ceni. Hkrati pa je država odvrčala zanimanje investicij v velike prostostoječe sončne elektrarne in v skladu s tem uvedla precej toge zahteve in relativno nizke odkupne cene za PV-sisteme, nameščene na običajnih zemljiščih, v nasprotju s PV-sistemi, nameščenimi na opuščenih industrijskih območjih (Ming-Zhi Gao, Fan, Kai, & Liao, 2015, str. 159).

Proizvodni stroški PV-modulov so se med letom 2004 in 2008 zmanjševali veliko hitreje kot izplačila preko FIT-sistema. Znižanje stroškov, ki je bilo posledica uspešnih prizadevanj podjetij za inovacije in ekonomij obsega, je privedlo do znatnih nepričakovanih dobičkov proizvajalcev tehnologij in električne energije. V odgovor na te izzive je bil leta 2009 sprejet nov zakon EEG, ki je vseboval konkretne ukrepe za umiritev PV-trga, omejitev dodatnih stroškov za potrošnike in zmanjšanje nepričakovanih dobičkov

proizvajalcev. Kljub zmernemu povečanju stopnje zmanjševanja odkupnih cen je PV-trg rasel z visokimi stopnjami. Zaradi presežnih zmogljivosti med proizvajalci PV-modulov in čedalje večje ponudbe nizkocenovnih modulov iz Azije (predvsem Kitajske) ter znatnega padca cen silicija so cene PV-sistemov ob koncu leta 2009 padle iz 4.225 EUR/kWp⁶ na 3.000 EUR/kWp. Dejstvo, ki je še dodatno povečalo stroške potrošnikov električne energije, je bil občuten padec tržnega deleža nemških proizvajalcev v svetovni proizvodnji PV-celic. Poleg tega je bilo vse več PV-modulov, nameščenih v Nemčiji, dobavljenih od kitajskih proizvajalcev. V odziv na te dogodke je avgusta 2010 vlada ponovno vpeljala spremembo EEG, ki je bistveno zmanjšala plačila za vse velikosti PV-sistemov, vendar je kljub ukrepom letna nameščena moč v letu 2010 dosegla rekord v višini več kot 7,4 GW, zato so se stopnje zniževanja odkupnih cen dodatno povečale s spremembo EEG maja 2011. Tako so ravni odkupnih cen v začetku leta 2012 dosegle 40% raven tistih iz leta 2004 (Hoppmann et al., 2014, str. 1429–1431).

Leta 2011 je Nemčija vpeljala tudi t. i. koncept koridorja, postopek, ki omogoča zmanjševanje višine FIT-podpore glede na razmere na PV-trgu. Bolj kot je v določenem časovnem obdobju PV-trg rasel, bolj so se odkupne cene nižale. V prvi različici je bilo šestmesečno obdobje med dvema posodobitvama podpor predlogov, kar je večkrat sprožilo »tržni bum«. Največji je bil decembra 2011, ko je bilo zgolj v enem mesecu nameščenih 3 GW zmogljivosti. Septembra 2012 se je obdobje posodobitev podpor zmanjšalo na mesečno. Z namenom vzpostavitve boljše kontrole nad razvojem trga je Nemčija napovedala posodobitev postopka vsake tri mesece. Septembra 2012 je Nemčija opustila odkupne cene za naprave nad 10 MW in v letu 2013 še naprej zmanjševala ravni odkupnih cen. Do leta 2012 je Nemčija spodbujala lastno porabo z dodatno spodbudo nad maloprodajno ceno električne energije. S padcem višine odkupnih cen, ki so padle pod maloprodajno ceno električne energije, pa je bonus izginil. Maja 2013 je bil uveden podporni mehanizem za spodbujanje rasti sistemov za skladiščenje električne energije, katerega cilj je bil povečati lastno porabo električne energije in zmanjšanje deleža PV-sistemov s FIT-podporo (IEA-PVPS, 2014, str. 26).

V Nemčiji je bilo na omrežje kar tri leta zapored priključenih več kot 7 GW PV sistemov in do konca leta 2012 je Nemčija namestila več kot 32 GW PV. Izjemen porast PV v državi je bil dosežen zahvaljujoč (IEA-PVPS, 2014, str. 26):

- dolgoročni stabilnosti podpornih shem;
- zaupanju vlagateljev;
- dovzetnosti lastnikov stanovanjskih, poslovnih in industrijskih objektov.

Leta 2013 so se namestitve PV-sistemov znižale na 3,3 GW v skladu s politično odločitvijo, da država omeji razvoj PV-trga na letno raven med 2,5 in 3,5 GW.

⁶ kWp (angl. *kilowatt-peak*) ali vršni kilovat je enota, ki izraža vršno moč sončne elektrarne, izmerjene v laboratorijskih pogojih.

Iz sprememb FIT-sistema, ki so začele veljati leta 2012, je jasno, da se Nemčija preusmerja k tretji fazi razvoja politike v podporo OVE, in sicer na podlagi zakona EEG. V prvi fazi (2000–2009) je bila Nemčija osredotočena na povečanje proizvodnje električne energije iz OVE. S stroški električne energije iz tehnologij daleč od stroškovne konkurenčnosti, kot so PV-sistemi, je Nemčija vzpostavila FIT-sistem, ki ponazarja, kako lahko politika zagotovi vlagateljem transparentnost, dolgoročnost in varnost. V tem obdobju so bila znižanja stopenj odkupnih cen v FIT-sistemu skromna in njihove prilagoditve so bile v rednih časovnih presledkih. V drugi fazi (2009–2011) je hitro padanje stroškov PV-modulov spodbudilo Nemčijo k bolj aktivni prilagoditvi FIT-sistema, kot npr. povezovanje stopnje zmanjševanja odkupne cene z namestitvami PV-sistemov v preteklih obdobjih in pogostejše pregledovanje FIT-sistema. V tretji fazi (2012–) nadaljevanje padanja stroškov PV-sistemov le-te dela vedno bolj konkurenčne s tradicionalnimi viri električne energije. V odgovor na to je Nemčija spremenila svoj FIT-sistem za doseganje ciljev izven obsega letnih namestitev OVE. Novi mehanizmi v tretji fazi spodbujajo aktivnejšo udeležbo proizvajalcev električne energije iz OVE na energetskih trgih. Tretja faza zmanjšuje tudi transparentnost in varnost za vlagatelje v PV-sisteme. Ti so deležni sprememb, kot so pogostejša in potencialno večja zmanjšanja odkupnih cen in vpeljava zgornje meje nameščenih PV-sistemov v višini 52 GW, ki bodo podprti v okviru FIT-sistema (Fulton, Capalino, & Auer, 2012, str. 3).

Nemška izkušnja kaže, da je mehanizem zmanjševanja odkupne cene s pravočasnim spremljanjem zniževanja stroškov tehnologije uspešen. Poleg tega lahko z bolj natančno in hitro uskladitvijo odkupnih cen s spadajočimi stroški tehnologije tak mehanizem omogoči hitrejše zmanjševanje zneska, ki ga potrošniki plačajo na MWh električne energije, proizvedene iz sončnih elektrarn, kar je tudi razvidno iz tabele 3. Ker se znižanja odkupnih cen izvajajo pogostejše, novi projekti prejemajo nižjo podporo, kar zmanjšuje račune za električno energijo potrošnikov (IRENA, 2014b, str. 22).

Tabela 3: Namestitve PV-sistemov in vpliv na izdatke potrošnikov v Nemčiji v obdobju 2010–2013

	2010	2011	2012	2013
Kumulativna namestitev PV-zmogljivosti (MW)	17.103	24.588	32.192	35.292
Izhodna moč PV-sistemov (GWh)	8296	19.399	24.072	34.674
Vpliv na potrošnike – skupna plačila EEG za PV-sisteme (v milijonih EUR)	3883	7937	8685	10.156
Izdatki potrošnikov na MWh električne energije, proizvedene iz PV-sistemov (EUR/MWh)	468	409	361	293

Vir: IRENA, Adapting Renewable Energy Policies To Dynamic Market Conditions, 2014b, str. 23.

Da so podporne sheme za PV-sisteme v Nemčiji znatno proračunsko breme za gospodinjstva in industrijske odjemalce in da odvrčajo sredstva stran od drugih, morda bolj koristnih alternativ, menijo Frondel, Ritter, & Schmidt (2008, str. 4202). Avtorji izpostavljajo, da so neto učinki podpornih shem za PV na zaposlovanje prav tako vprašljivi, saj naj bi bile podporne sheme v Nemčiji predvsem v podporo ustvarjanju številnih delovnih mest v tujini. Sistemi spodbujanja PV-sistemov naj tudi ne bi imeli pozitivnih učinkov na okolje. Od uvedbe sistema EU-ETS leta 2005 vse večja uporaba tehnologij OVE na splošno ne pomeni dodatnih zmanjšanj emisij, ki bi presegle tiste, dosežene znotraj sistema.

Z namenom zniževanja visokega finančnega bremena FIT-sistema in ob zavedanju, da OVE postajajo oz. so že stroškovno primerljivi drugim virom energije, je Nemčija leta 2014 sprejela nov EEG (t. i. EEG 2.0), v katerem uvaja ukrepe, ki počasi črtajo pot ukinitve sistema, ki je povzročil revolucijo na svetovnem trgu OVE. EEG 2.0 zahteva obvezno neposredno trženje električne energije za večino proizvajalcev. Te namreč zavezuje, da proizvedeno električno energijo prodajo na trgu. Proizvajalci prejmejo tržno premijo, kadar neposredno prodajajo proizvedeno električno energijo. Nova pravila so obvezna za vse sisteme, razen za obstoječe in za tiste, manjše od 100 kW, za katere še vedno velja FIT-sistem (BMW, 2014, str. 16–25).

Od leta 2017 naprej bo Nemčija uvajala sistem, s katerim bodo finančne podpore za OVE določene na dražbah. Z namenom pridobivanja izkušenj v zvezi s tem bodo prve tovrstne finančne podpore preizkušene na prostostojećih, bolj konkurenčnih elektrarnah (BMW, 2014, str. 7).

5.5 Podporne politike in investicije v sončne elektrarne v Italiji

V manj kot šestih letih je Italija postala ena izmed vodilnih držav na PV-trgu in ena od svetovnih držav z največjim številom nameščenih sončnih elektrarn. Tako hitro in visoko rast je omogočil niz FIT-sistemov, ki so bili do leta 2012 neomejeni s količino nameščenih zmogljivosti (Antonelli & Desideri, 2014, str. 583).

FIT-sistem je bil v Italiji z zakonodajnim odlokom vpeljan leta 2003. Do takrat so bile na voljo samo kapitalske subvencije za integrirane PV-sisteme z nazivno močjo do 20 kW. Vendar se je začel sistem FIT pravzaprav uporabljati šele dve leti po sprejetju, in sicer s sprejetjem ministrskega odloka, t. i. *Conto Energia*, mehanizma za spodbujanje OVE (Di Dio et al., 2015, str. 97). Namestitve PV-sistemov so bile do leta 2007 praktično zanemarljive, saj so bile podpore prenizke, da bi spodbudile njihovo namestitev. K odvrčanju v investicije so prispevali tudi visoki stroški modulov, negotovost upravnih postopkov za izdajo potrebnih dovoljenj in politične razmere v državi (Antonelli & Desideri, 2014, str. 585).

Glavne novosti, ki jih je v primerjavi s prejšnjim leta 2007 prinesel drugi *Conto Energia*, so naslednje (Di Dio et al., 2015, str. 98):

- FIT-sistem in neto merjenje sta bila lahko izbrana istočasno; to pomeni, da je vsa proizvedena električna energija prejela zagotovljeno odkupno ceno, tudi če je bila porabljena za lastno porabo;
- odkupne cene so bile konstantne skozi 20-letno obdobje;
- odkupne cene so bile v nekaterih posebnih primerih večje, npr. namestitve PV-sistemov kot nadomestek za azbestne kritine ali za oskrbo šol;
- maksimalen letni strošek PV-sistemov ni bil določen;
- določena ni bila niti maksimalna omejitev moči za posamezno sončno elektrarno.

Shema 2008–2010 je sicer predvidela 2% zmanjšanje FIT-podpore v letih 2009 in 2010, vendar brez uvedbe omejitve na skupno količino zmogljivosti in celotno proizvodnjo električne energije iz OVE (Antonelli & Desideri, 2014, str. 585). Odlok je ostal aktiven do konca leta 2010, ko ga je nasledil tretji *Conto Energia*, vendar pa so bile odkupne cene iz drugega *Conto energia* zagotovljene tudi sončnim elektrarnam, povezanim v omrežje do junija 2011. Neustrezno upravljanje drugega *Conto Energia* je posledica visoke kompleksnosti italijanskih tehničnih standardov v zvezi s povezavo distribucijskega omrežja, kakor tudi visoka zahtevnost zakonodajnih predpisov za izdajo dovoljenj za postavitve in delovanje sončnih elektrarn. V letu 2009 je prišlo do tako velikega zmanjšanja stroškov na PV-trgu, da je bilo pričakovano močno znižanje odkupnih cen, določenih v letu 2007. Kljub temu pa se to ni zgodilo do leta 2011. Rezultat skoraj dvoletne zamude je izjemna rast izgradnje sončnih elektrarn in nevzdržna raven stroškov italijanskega FIT-sistema. Da bi omejili nadaljnje povečanje stroškov mehanizma, je tretji *Conto Energia* določil zelo nizko odkupno ceno glede na prejšnje (Di Dio et al., 2015, str. 98). Upad novih naprav na trgu je moč opaziti šele v začetku leta 2013, kar je predvsem posledica bolj zapletenih postopkov za odobritev delovanja velikih elektrarn ter zaradi nekaterih pričakovanj, da bodo proizvajalci morali načrtovati svojo proizvodnjo energije na tedenski ali dnevni osnovi (Antonelli & Desideri, 2014, str. 587).

Med letoma 2005 in 2012 je imel FIT-sistem kar pet različnih verzij. Italijanski trg je v tem obdobju zelo trpel, saj ni bilo vzpostavljenega sistema za nadzor FIT-sistema. Zadnja, peta verzija programa *Conto Energia* je bila sprejeta julija 2012 in je prenehala veljati v začetku julija 2013, saj je bil dosežen kumulativni strošek PV-spodbud v višini 67 milijard EUR (Campoccia et al., 2014, str. 534).

Za propad PV-trga v Italiji je kriva zmedena energetska politika, plačnik stroškov FIT-podpor pa je končen porabnik električne energije. Da bi odpravila pretekle napake, je italijanska vlada 24. junija 2014 izdala zakonodajni dekret, s katerim uvaja nekatere predpise, ki imajo retroaktivne učinke na spodbude za sončne elektrarne. V skladu s tem odlokom so od 1. januarja 2015 dalje PV-naprave z močjo več kot 200 kW utrpel zmanjšanje odkupnih cen. Te so podaljšane z 20-letnega na 24-letno obdobje, kar posledično prinaša 25% zmanjšanje odkupnih cen. To pomeni, da bodo elektrarne prejele

odkupne cene, ki so enake 75 % od prvotno dogovorjenih. Ta odlok odpravlja nekatere pretekle napake. Ker ima retroaktivni učinek, zanemarljivo dogovor, dosežen s proizvajalci, in ne zagotavlja nove motivacije za širjenje na področju PV. Posamezniki ali organizacije, ki želijo namestiti PV-sistem, lahko izkoristijo le davčne olajšave. Ta olajšava je znašala 50 % stroškov gradnje v letu 2014 in 40 % v letu 2015, vendar z omejeno najvišjo vrednostjo, ki je enaka 96.000 EUR. Poleg tega so lahko PV-sistemi namesto do 22 % upravičeni do 10 % DDV (Di Dio et al., 2015, str. 101).

Z letom 2015 je Italija uvedla nekatere pristojbine za pokrivanje stroškov, ki jih ima pri vodenju programa *Conto Energia*. PV-sistemi manjši od 3kW, so oproščeni vseh plačil, morajo pa vsi ostali sistemi plačati pribitek na kW proizvedene električne energije. Največje breme nosijo sistemi med 3 in 6 kW, katerih pristojbina znaša 2,2 EUR/kW. Za sisteme, večje od 1 MW, pa pristojbina znaša 1,2 EUR/kW (Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana (v nadaljevanju GU), Serie generale - n.302 del 31-12-2014).

Z vidika razvoja trga ima Italija svetovni rekord v številu PV-sistemov, priključenih na omrežje. Leta 2011 je kar 9,3 GW prejelo odobren dostop do omrežja, vendar je bil verjetno del dejansko nameščen v letu 2010 in priključen na omrežje leto kasneje (IEA-PVPS, 2014, str. 27). Uvedba politike spodbujanja v PV-sektorju je privedla do nepričakovane rasti števila naprav vseh velikosti z enakomerno razporeditvijo na italijanskem ozemlju in ni bila odvisna od sončnega obsevanja. Naložbe v najbogatejših, severnih italijanskih regijah so precej višje kot na jugu Italije, čeprav je osončenost manjša. Uporaba enotnega FIT-sistema v državi z več kot 50% razliko v sončnem sevanju med najbolj in najmanj sončnimi področji ni privedla do koncentracije sončnih elektrarn v bolj sončnih regijah. Iz italijanskega primera se lahko torej naučimo, da (Antonelli & Desideri, 2014, str. 593):

- lahko neomejen sistem FIT privede do nepričakovane in prekomerne rasti trga in previsokega socialnega bremena;
- so v državi razlike v sončnem sevanju med regijami zelo velike, zato morajo biti tudi FIT-podpore med regijami različne;
- je treba predvideti mehanizme za ustvarjanje domačega industrijskega sektorja in dolgoročnih delovnih mest;
- je treba spodbujati uravnotežen sistem spodbud med OVE, da bi se izognili le eni privilegirani rešitvi izmed vseh možnosti;
- je treba preprečiti ustvarjanje spodbud, ki niso porazdeljene med udeležence (državljanke, podjetja itd.), in preprečiti, da denar prehaja od proizvodnega sektorja in zasebnikov k bankam in investicijskim skladom.

Kot poudarjata tudi Antonelli in Desideri (2014, str. 592), bi morali FIT-sistemi pomagati predvsem lastnikom domov za nameščanje lastnih PV-sistemov, namesto da financirajo naložbe v velike, prostostoječe sončne elektrarne. Kot eno izmed možnosti, kako ponovno zagnati italijanski PV-trg, poleg oblikovanja zakonodaje za obvezne neenergijske ali

nizkoenergijske stavbe, pa avtorja navajata razvoj pretvornikov, ki so integrirani s sistemi za shranjevanje električne energije.

5.6 Podporne politike in investicije v sončne elektrarne v Sloveniji

Osnovni razvojni dokument, ki predstavlja nacionalni energetske program Slovenije, je Energetski koncept Slovenije (EKS), ki ima podlago v Energetskem zakonu (Ur. l. RS, št. 17/14, v nadaljevanju EZ-1). Gre za dokument, v katerem bi morale biti določene tudi obveznosti glede OVE, vendar teh Slovenija v času pisanja dela še ni sprejela.

Z EZ-1 pa je bila v pravni red Republike Slovenije prenesena EU direktiva 2009/28/ES, v kateri si je Slovenija zadala splošni cilj 25% deleža energije iz OVE v končni bruto porabi energije do leta 2020. Po podatkih Eurostata (2015) je bila v letu 2013 Slovenija od zastavljenega cilja oddaljena 3,5 odstotne točke.

Leta 2014 je delež proizvedene električne energije v hidroelektrarnah in v elektrarnah na druge OVE znašal 42 %, v elektrarnah na fosilna goriva je bil ta delež 21%, v jedrski elektrarni pa 37 % vse proizvodnje električne energije v Sloveniji (Agencija za energijo, 2015b, str. 13).

Leta 2002 je Slovenija v skladu z Uredbo o pravilih za določitev cen in za odkup električne energije od kvalificiranih proizvajalcev električne energije vpeljala sistem fiksnih odkupnih cen oz. fiksnih premij za proizvedeno električno energijo. S tem je bil strojen prvi korak za spodbujanje novih tehnologij OVE. Prva sončna elektrarna je bila v Sloveniji na električno omrežje priključena leta 2001, trg sončnih elektrarn pa je začel svoj razvoj leta 2005 (Agencija za prestrukturiranje energetike, 2007, str. 12).

Operativni izvajalec podporne sheme za proizvodnjo električne energije iz OVE je v Sloveniji Center za podpore (v nadaljevanju CP), ki deluje pod okriljem družbe Borzen, ki v Sloveniji izvaja nalogo operaterja za trg z elektriko. CP skrbi za sklepanje pogodb o podporah in njihovo izplačevanje, sredstva za podpore električni energiji iz OVE pa zagotavljajo vsi končni odjemalci električne energije, zemeljskega plina in drugih energetskih plinov iz omrežja s prispevkom. Sredstva za izvajanje programov podpor končni odjemalec plača tudi preko prispevka, ki bremeni fosilna goriva ter utekočinjen naftni in zemeljski plin. Kot navaja 377. člen EZ-1, je vir financiranja tudi prodaja električne energije, ki jo CP odkupi po zagotovljeni odkupni ceni, ter proračunski viri in sredstva Sklada za podnebne spremembe.

V Sloveniji je podpora izvedena kot (EZ-1, 372. člen):

- zagotovljen odkup proizvedene električne energije, dobavljene v javno omrežje po ceni, ki jo določi vlada, za proizvodne naprave z nazivno električno močjo, manjšo od 1 MW;
- finančna pomoč za tekoče poslovanje ostalih proizvajalcev.

Če se upravičenec odloči za finančno pomoč za tekoče poslovanje oz. obratovalno podporo, mora skleniti odprto pogodbo z dobaviteljem električne energije in ločeno izstavljati račune za elektriko svojemu dobavitelju, za podporo pa CP. Pri zagotovljenemu odkupu pa proizvajalec vstopi v bilančno skupino CP in prodaja električno energijo ter izstavlja enoten račun po ceni za zagotovljeni odkup. Ločena tržna pogodba za prodajo električne energije v tem primeru ni dovoljena. Proizvajalec se lahko odloči le za eno izmed dveh vrst podpor, vendar le za enote do 1MW. Pred sprejetjem novega EZ-1 leta 2014 je bila ta meja do 5MW, za enote soproizvodnje toplote in električne energije (SPTE) pa do 1 MW. Večje elektrarne so bile upravičene le do obratovalne podpore (Borzen, d. d. o., 2014b, str. 3).

V skladu z EZ-1 iz leta 2014 zgoraj omenjene podpore ostajajo nespremenjene za naprave, ki so že vključene v shemo. Od leta 2015 naprej pa veljajo z novelo EZ-1 spremenjeni postopki in pogoji za vstop novih naprav v shemo. Ti so omejeni s kvotami, ponudnike pa izberejo na podlagi javnega poziva, kar predstavlja osnovo za oblikovanje višine podpore (Agencija za energijo, 2015a, str. 3).

Višina podpore se je pred spremembo določala kot (Borzen, d. d. o., 2014b, str. 3–4):

$$\text{višina zagotovljenega odkupa (ZO) (leto } i) = \text{referenčni stroški (leto } i); \quad (1)$$

$$\text{višina obratovalne podpore (OP) (leto } i) = \text{referenčni stroški (leto } i) - (\text{referenčna cena el.energije (leto } i) * \text{faktor } B); \quad (2)$$

Faktor B odraža stalnost proizvodnje, velikost in tržno moč naprave. Referenčno ceno električne energije vsako leto objavi Agencija za energijo. Referenčne cene električne energije od leta 2009 do leta 2016 so prikazane v prilogi 1.

$$\text{Referenčni stroški} = \text{Nespremenljivi referenčni stroški} + \text{Spremenljivi referenčni stroški} \quad (3)$$

Sončne elektrarne so imele vse referenčne stroške, ki so določeni vsakih 5 let oz. prej, če se poglavitno spremenijo stroški investicij ali ostali dejavniki investiranja, opredeljene kot nespremenljive. Nespremenljivi referenčni stroški so bili določeni glede na investicijske in obratovalne stroške. Ob vstopu v sistem je imel proizvajalec za čas trajanja prejemanja podpore, ki je v Sloveniji 15 let, enake nespremenljive referenčne stroške, kar za sončne elektrarne pomeni, da je ob vstopu v sistem cena ZO nespremenjena, višina OP pa je odvisna le od referenčne tržne cene električne energije, ki jo vsako leto objavi Agencija za energijo. Posebnost sončnih elektrarn je ta, da so bile ob vstopu v sistem podpor omejene z letno kvoto, ki pa je bila določena le za prostostoječe elektrarne (Borzen, d. d. o., 2014b, str. 3; Borzen, d. d. o. & SODO, d. o. o., 2013, str. 7).

Spodbujanje proizvodnje električne energije iz OVE in SPTE je bilo leta 2009 deležno pomembnih sprememb. Uvedena je bila nova podpora shema, s katero se je višina spodbud povišala z namenom doseganja hitrejšega razvoja OVE in SPTE in približevanja

zastavljenih ciljev na tem področju (Javna agencija Republike Slovenije za energijo⁷, 2012, str. 2).

Govorimo lahko o naslednjih pomembnejših razlogih za spremembo podporne sheme (Javna agencija Republike Slovenije za energijo, 2012, str. 14):

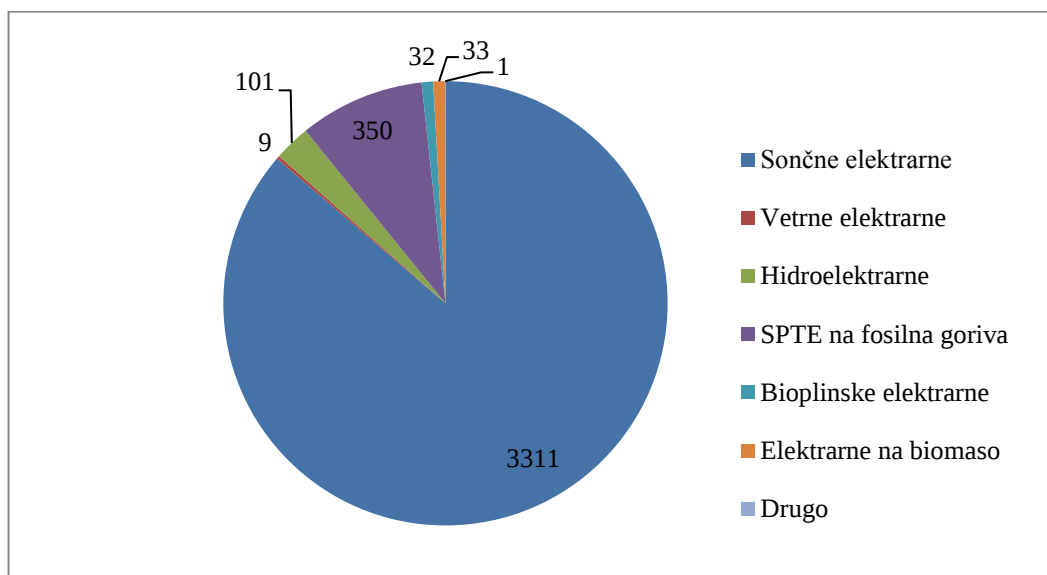
- prenizke spodbude predhodnega sistema niso pripeljale do hitrejšega razvoja OVE in SPTE, posledica česar je bilo zaostajanje proizvodnje električne energije iz OVE v okviru zastavljenih ciljev;
- z novo shemo so izenačene spodbude za naprave SPTE v vseh sektorjih;
- v novi shemi so s podporo podprte le SPTE z visokim izkoristkom in nizkimi emisijami, saj so bila pri višini podpore in pogojih za prejemanje spodbud upoštevana okoljska merila;
- potrebno se je bilo uskladiti s Smernicami skupnosti za državno pomoč za varstvo okolja (2008/C82/01) in onemogočiti zbiranje subvencij ter prilagoditi pomoč posameznim tehnologijam in zbrana finančna sredstva uskladiti s Pogodbo o ustanovitvi evropske skupnosti.

Elektrarne, prejemnice podpore, ki so bile vključene v staro ali novo podporno shemo, so ob koncu leta 2010 predstavljale 237,4 MW skupno nameščene moči, v letu 2011 pa za 18,8 % več (281,9 MW). Elektrarne, vključene v podporo za električno energijo iz OVE, so v letu 2010 predstavljale 73,5 % skupne nameščene električne moči, leta 2011 pa nekoliko več, in sicer 78,6 % (Javna agencija Republike Slovenije za energijo, 2012, str. 24). Leta 2013 se je skupna nameščena električna moč elektrarn na OVE v podporni shemi povečala na 330,5 MW, leta 2014 pa je bil prirastek nameščene električne moči iz OVE zgolj 3,9%. Skupna nameščena moč je tako narasla na 343,5 MW (Agencija za energijo, 2015a, str. 38)

Največ elektrarn, ki so prejemnice podpore, je sončnih elektrarn. Delež teh je bil leta 2010 79%, kar je zneslo 142 mio EUR, in 85% (211 mio EUR) v letu 2011. Investicije v sončne elektrarne so se tudi leta 2011 povečale za 48 %, čeprav lahko v tem obdobju opazimo nižje odkupne cene. Istega leta je bilo zaznati tudi izjemno, kar 380% rast sončne proizvodnje električne energije (Javna agencija Republike Slovenije za energijo, 2012, str. 4–6). Po podatkih CP (Borzen, d. o. o., b. l.) sončne elektrarne ohranjajo najvišji delež v podporni shemi. Kot prikazuje slika 4, je dne 4. 5. 2015 bilo namreč v podporni shemi 3.311 sončnih elektrarn, kar predstavlja 86 % vseh elektrarn v Sloveniji.

⁷ Javna agencija Republike Slovenije za energijo od 31. marca 2014 na podlagi EZ-1 posluje z novim imenom, in sicer Agencija za energijo.

Slika 4: Število in delež (v %) posameznih vrst elektrarn na OVE v shemi, dne 4. 5. 2015



Vir: Borzen, d. o. o., Pregled izplačil in proizvodnje enot v podporni shemi, b. l.

Porast investicij v sončne elektrarne v Sloveniji je bil opaziti leta 2010, ko so te proizvedle 10,3 GWh električne energije. To se je zgodilo leto po nadgradnji v letu 2002 uvedenega sistema spodbujanja OVE. Nadaljevanje rasti proizvedene električne energije iz sončnih elektrarn se je nadaljevalo tudi v naslednjih letih. Leta 2011 je bilo proizvedenih 50,05 GWh, leta 2012 pa že 121,4 GWh električne energije iz sončnih elektrarn (Borzen, d. o. o., b. l.). V letu 2013 so največ električne energije prispevale sončne elektrarne z močjo, večjo od 50 kW, in sicer 140 GWh oz. 24,4 %, v letu 2014 pa 157,7 GWh oz. 24,8 % (Agencija za energijo, 2015a, str. 37). Skupno so sončne elektrarne leta 2013 proizvedle 219,5 GWh, leta 2014 pa 244,7 GWh električne energije. Proizvodnja električne energije in moč naprav v podporni shemi iz sončne energije v obdobju 2010 – 2014, v Sloveniji, so prikazane v tabeli 4.

Tabela 4: Proizvodnja električne energije in moč naprav v podporni shemi iz sončne energije

Leto	Proizvodnja električne energije [GWh]	Moč naprav [MW]
2010	10,3	15,4
2011	50	57,6
2012	121,4	170,6
2013	219,5	246,4
2014	244,6	255,4

Vir: Borzen, d. o. o., b. l., 2015; Agencija za energijo, Poročilo o doseganju nacionalnih ciljev na področju OVE in SPTE za obdobje 2012–2014, 2015a, str. 6.

Posledica izjemne rasti investicij v OVE v Sloveniji v zadnjih letih je izrazito povečanje izplačanih podpor na enoto proizvodnje elektrarn iz OVE, vključenih v shemo. Podpore za proizvodnjo električne energije iz OVE predstavljajo 0,26 % vrednosti BDP-ja, kar je sicer

pod povprečjem držav EU, ki je v letu 2012 znašalo 0,34 % (Agencija za energijo, 2015a, str. 9). Če je bila leta 2005 večina podpor izplačana hidroelektrarnam, so v zadnjih letih prevladovala izplačila podpor sončnim elektrarnam, saj je bila višina podpore na enoto proizvodnje pri teh najvišja. Povprečna višina podpore za sončne elektrarne je leta 2012 znašala 0,31502 EUR/kWh, leta 2013 0,26987 EUR/kWh, povprečno izračunana podpora leta 2014 pa je znašala 0,25578 EUR/kWh. Povprečna višina podpor za sončne elektrarne se znižuje, vendar je še vedno precej višja od podpore drugim elektrarnam (Borzen, d. o. o., 2015, str. 51).

Kot je razvidno iz tabele 5, se ravni podpor med državami zelo razlikujejo. V letih 2012 (462.13 €/MWh) in 2013 (448.04 €/MWh) je najvišjo povprečno višino podpor sončnim elektrarnam beležila Češka, medtem ko so bile najnižje podpore sončnim elektrarnam leta 2012 (14,50 €/MWh) in 2013 (10,56 €/MWh) zabeležene v Estoniji (Council of European Energy Regulators, 2015, str. 26, 27). Če primerjamo podatke Borzena o povprečni višini podpore sončnim elektrarnam v Sloveniji, ugotovimo, da so le-te višje od povprečja izbranih držav. Izmed 17 izbranih držav se je pred Slovenijo leta 2012 in 2013 z višjo povprečno višino podpore sončnim elektrarnam uvrstilo le 8 držav.

Tabela 5: Povprečna višina podpore sončnim elektrarnam v izbranih državah (EUR/MWh)

Država	Leto	
	2012	2013
Francija	451,69	433,94
Češka	462,13	448,04
Španija	349,08	327,75
Belgija	375,89	369,07
Portugalska	300,37	293,69
Hrvaška	379,99	269,88
Nemčija	319,69	291,54
Italija	335,55	306,8
Litva	367,82	191,90
Nizozemska	245,40	220,53
Slovenija	315,02	269,87
Združeno kraljestvo	291,72	256,94
Avstrija	251,87	205,46
Poljska	68,52	70,84

Tabela 5: Povprečna višina podpore sončnim elektrarnam v izbranih državah (€/MWh)(nad.)

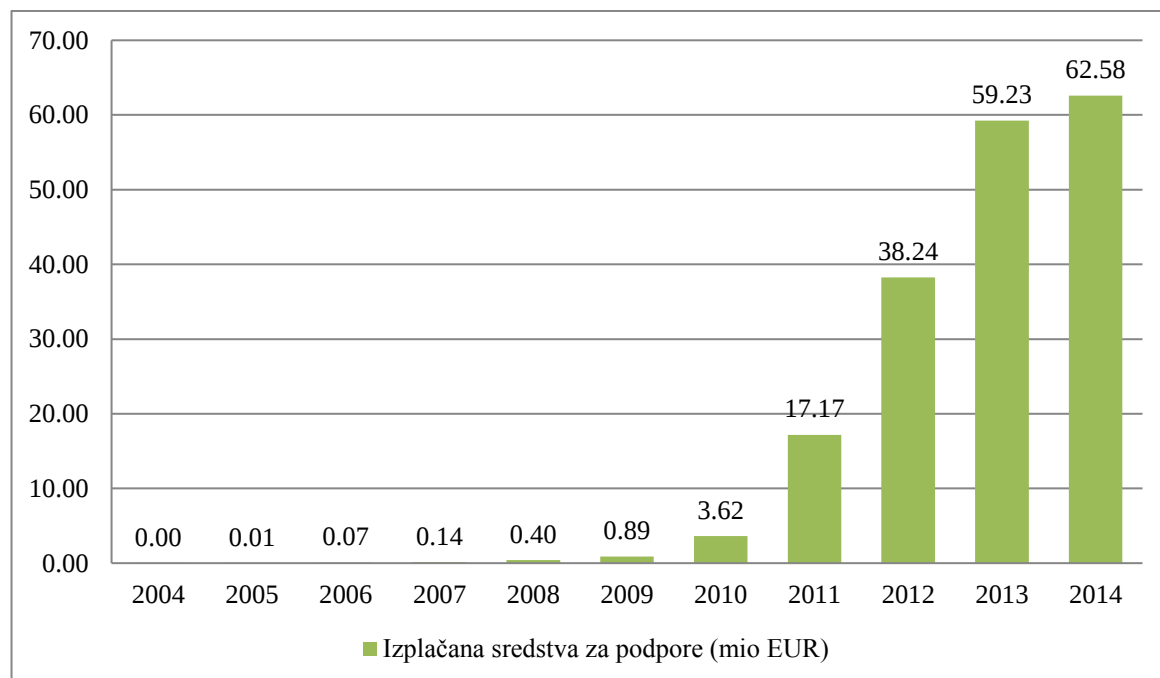
Madžarska	54,28	65,85
Romunija	56,06	57,71
Švedska	23,00	23,51
Estonija	14,50	10,56

Vir: Borzen, d. d. o., *Letno poročilo 2014, 2015*, str. 51; Council of European Energy Regulators, *Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013, 2015*, str. 26, 27.

Zanimivo je tudi dejstvo, da se povečuje delež elektrarn, ki prejemajo podporo v obliki obratovalne podpore. Konec leta 2013 je bilo v Sloveniji takih 65 % elektrarn na OVE, leta 2014 pa nekaj manj kot 68 %, vendar je ob vstopu v shemo v tem letu takih kar 88 % vseh elektrarn, kar je predvsem posledica ugodnih pogojev ob odkupu elektrike na trgu (Borzen, d. o. o., 2015, str. 49).

Kot je razvidno iz podatkov CP (Borzen, d. d. o., b. l.), je ta leta 2009 sončnim elektrarnam v Sloveniji izplačal 0,9 mio EUR podpore, leta 2010 3,6 mio EUR, leta 2014 pa je bilo sončnim elektrarnam namenjenih že 62,6 mio EUR.

Slika 5: Izplačana sredstva za podpore sončnim elektrarnam v Sloveniji v obdobju 2004–2014 v mio EUR



Vir: Subvencionirana proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov energije in v soproizvodnji z visokim izkoristkom, Slovenija, letno, 2015.

Rast investicij v OVE se je leta 2013 umirila. Največja prilagajanja so se zgodila na trgu sončnih elektrarn, saj so se nižji stroški investicij odražali v nižjih podporah. V zadnjem kvartalu leta 2012 je bilo v Sloveniji na omrežje priključenih več kot 20 MW novih sončnih elektrarn, leta 2013 pa so bile povprečne količine priključenih sončnih elektrarn le okoli 2 ali 3 MW na kvartal (Borzen, 2014a, str. 24).

Osrednji rezultat FIT-sistema bi moral biti s pomočjo tehnološkega učenja zmanjšanje stroškov PV-sistemov, ki se mora odražati v sami politiki podpor. To je mogoče doseči z zmanjšanjem in prilagoditvijo FIT-podpor za nove naprave (Mendonça, 2007, str. 90). Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni iz obnovljivih virov energije (Ur. l. RS, št. 37/09, 53/09, 68/09, 76/09, 17/10, 94/10, 43/11, 105/11, 43/12, 90/12 in 17/14 – EZ-1, v nadaljevanju Uredba o podporah), ki jo je Vlada RS sprejela leta 2009, je za sončne elektrarne od leta 2010 do leta 2013 predvidevala vnaprejšnje 7% letno znižanje referenčnih stroškov. Vlada pa je prvič posegla v znižanje podpor leto in pol po uvedbi Uredbe o podporah. V spremenjeni Uredbi o podporah (Ur. l. RS, št. 94/10) so se referenčni stroški PV-sistemov v letu 2011 znižali za 20 %, v letu 2012 za 30 % in v letu 2013 za 40 % glede na leto 2009. S to spremembo pa je država ukinila tudi ugodnejše podpore za integrirane sončne elektrarne, saj je s spremenjeno Uredbo o podporah črtala naslednje: »Če je proizvodna naprava sestavni del ovoja zgradbe oziroma elementov zgradbe, kot to določa drugi odstavek 14. člena te uredbe, se referenčni stroški zvišajo za 15 %.« Vlada je ob koncu leta 2012 sprejela Uredbo o spremembah Uredbe o podporah (Ur. l. RS, št. 90/12), s katero je drastično znižala podpore za PV-sisteme, priključene na omrežje po 1. 12. 2012. V primerjavi z referenčnimi stroški, določenimi v letu 2009, so bile podpore zmanjšane za kar 63,89 %, kateremu je sledilo še vsakomesečno 2% znižanje podpore.

Posledica omenjenega je prinesla zmanjšanje investicij v sončne elektrarne. Če je bil v letu 2012 delež investicij v sončne elektrarne 83,4%, je leta 2013 padel na 40,7 %, leta 2014 pa na zgolj 5,4 % (Agencija za energijo, 2015b, str. 9).

S sprejetjem EZ-1, marca 2014, je Slovenija uvedla razpisni sistem vzpodbujanja OVE. Izbor projektov za vstop v podporno shemo poteka preko javnega razpisa, ki ga vsako leto do 1. oktobra objavi Agencija za energijo. Razpis mora biti odprt najmanj do 1. novembra ali zapolnitve načrtovanega povečanja obsega sredstev za izvajanje podporne sheme za električno energijo naslednjega leta (EZ-1, 373.člen).

Agencija za energijo na svoji spletni strani navaja (Podpore za proizvedeno električno energijo, 2015): »Za proizvodne naprave, ki bodo na omrežje priključene po 22. septembru 2014, bo dodelitev podpore potekala na podlagi javnega poziva, kjer bodo lahko projekti izbrani glede na dovoljeno povečanje obsega sredstev za podpore v naslednjem letu, skladnosti projekta z načrtom delovanja podporne sheme za doseganje ciljev iz akcijskega načrta za izrabo obnovljive energije in ponujene cene za proizvedeno električno energijo,

ki jo opredeli proizvajalec ob prijavi na javni poziv. Podrobnosti o postopku bodo znane po uveljavitvi podzakonskih aktov.«

Zaradi pomanjkanja sredstev do javnega poziva v letu 2014 ni prišlo, kar je praktično pripeljalo do propada fotovoltaičnega trga v Sloveniji. Septembra 2015 je Vlada RS sprejela Energetsko bilanco za leto 2015, v kateri je poleg 163 mio EUR za izvajanje podporne sheme za elektrarne, ki so vanjo že vključene, zagotovila tudi 10 milijonov evrov za nove vstopne proizvajalcev. To naj bi omogočalo tudi izvedbo javnega poziva Agencije za energijo in odobritev novih vstopov elektrarn OVE in SPTE v podporno shemo v letu 2016 (Ministrstvo za infrastrukturo RS, 2015, str. 32).

Kot je razvidno s spletne strani Agencije (Vlada RS je odobrila 10 milijonov evrov za podpore novim projektom OVE in SPTE, 2015), »javnega poziva zaradi potrebne predhodne odobritve spremenjene sheme s strani Evropske komisije zaenkrat še ne bo.« V času pisanja dela do razpisa ni prišlo.

5.7 Primerjava podpornih politik in ukrepov med izbranimi državami

Obvladovanje PV-razmaha zahteva zmanjševanje podpor, skrajšanje obdobja prejemanja le-teh in omejevanje obsega upravičenosti do prejemanja. Ker je glavni cilj reforme podpornih sistemov racionalizirati razvoj PV-trga, pa se lahko ob tem uvedejo tudi nekatere dodatne spodbude, kot je spodbujanje porabe lastne proizvedene električne energije ali ugodnejša shema za integrirane sončne elektrarne (Ming-Zhi Gao et al., 2015, str. 159).

5.7.1 Zniževanje odkupnih cen in določitev zgornje meje za PV-sisteme

Zniževanje odkupnih cen je mogoče opaziti v vseh treh izbranih državah, vendar se to med njimi precej razlikuje. Nemški EEG iz leta 2004 je vpeljal dve osnovni letni stopnji zniževanje odkupnih cen, in sicer 5 % za strešne PV-sisteme in 6,5 % za prostostoječe, medtem ko je Italija v shemi 2008–2010 predvidela 2% letno zniževanje višine odkupne cene. V prvi Uredbi o podporah v Sloveniji iz leta 2009 je bilo za sončne elektrarne med letoma 2010 in 2013 predvideno vnaprejšnje 7% letno znižanje referenčnih stroškov. Za vse tri zgoraj omenjene različice FIT-sisteme lahko rečemo, da so z višjimi odkupnimi cenami privedli do bistvenega razcveta namestitvev sončnih elektrarn v posamezni državi in da prej vpeljani sistemi za promocijo OVE niso imeli večjega učinka na namestitve PV-sistemov.

V vseh treh državah lahko po zvišanju odkupnih cen (v Nemčiji 2004, v Italiji 2007 in v Sloveniji 2009) opazimo izjemno rast PV-sistemov. Leta 2005 se je proizvodnja električne energije iz PV-sistemov v Nemčiji v primerjavi s prejšnjim letom povečala kar 2,30-krat. V Italiji je bila leto po povišanju odkupnih cen proizvodnja električne energije iz PV-sistemov kar 5,08-krat večja v primerjavi z letom poprej. Večje povečanje je bilo v Italiji zaznati le še leta 2011, ko se je proizvodnja glede na prejšnje leto povečala 5,66-krat. To

gre pripisati dejstvu, da so bile v Italiji kljub spremembi odloka o podporah PV-sistemov iz leta 2010 odkupne cene iz leta 2007 zagotovljene tudi sončnim elektrarnam, povezanim v omrežje do junija 2011. V Sloveniji je mogoče zaznati velik poskok proizvodnje električne energije iz PV-sistemov že pred povečanjem odkupnih cen. Leta 2009 se je proizvodnja električne energije iz PV-sistemov v primerjavi s prejšnjim letom povečala 4-krat. Vendar je to predvsem posledica tega, da pred obdobjem praktično ni zaznati proizvodnje električne energije iz sonca. Največje povečanje proizvodnje električne energije iz PV-sistemov glede na predhodno leto pa je bilo v Sloveniji leta 2011, ko se je bruto proizvodnja električne energije iz PV-sistemov glede na leto 2010 povečala kar 5-krat.

Tabela 6: Bruto proizvodnja električne energije v GWh iz PV-sistemov v Nemčiji, Italiji in Sloveniji v obdobju 2002–2012

Leto	Nemčija	Koeficient dinamike za Nemčijo	Italija	Koeficient dinamike za Italijo	Slovenija	Koeficient dinamike za Slovenijo
2002	188	/	21	/	0	/
2003	313	1,66	24	1,14	0	/
2004	557	1,78	29	1,21	0	/
2005	1282	2,30	31	1,07	0	/
2006	2260	1,76	35	1,13	0	/
2007	3075	1,36	38	1,08	0	/
2008	4420	1,44	193	5,08	1	/
2009	6583	1,49	676	3,50	4	4
2010	11729	1,78	1906	2,82	13	3,25
2011	19599	1,67	10796	5,66	65	5
2012	26380	1,35	18862	1,75	163	2,5

VIR: IEA, Policies and Measures, Renewable Energy, 2015; lastni izračun.

Ob čezmerni rasti PV-sistemov in posledično stroškov sistema, ki so jih zaznale izbrane države, je mogoče opaziti spremembe podpornih shem. Običajno države nemudoma zmanjšajo odkupne cene. V Sloveniji lahko to znižanje opazimo v Uredbi o podporah (Ur. l. RS, št. 94/10) leto in pol po zvišanju odkupnih cen. Slovenija je tako leta 2011 odkupne cene znižala za 20 %, v letu 2012 za 30 % in v letu 2013 za 40 % glede na leto 2009. Leta 2012 je še bolj posegla v znižanje odkupnih cen in je hkrati z novo Uredbo o podporah (Ur. l. RS, št. 90/2012) vpeljala še 2% mesečno zniževanje odkupne cene.

Italija je shemo iz leta 2007 uporabljala za letno zmanjševanje odkupnih cen, s shemo iz leta 2010 pa je uvedla mešanico različnih stopenj zmanjševanja po obdobjih: letne in štirimesečne stopnje zmanjševanja odkupnih cen. Leta 2011 je z reformo sheme zmanjševanja odkupnih cen vpeljala kompleksen sistem mesečne, štirimesečne, polletne in letne stopnje zmanjševanja (Ming-Zhi Gao et al., 2015, str. 160). V Italiji po sprejetju zmanjšanja odkupnih cen ni bilo zaznati zmanjšanja stopnje investicij v sončne elektrarne. Kot ugotavljata Antonelli in Desideri (2014, str. 587), je to posledica stabilne in

nepričakovane rasti instaliranih PV-sistemov, saj je bil trg za proizvajalce le-teh tako privlačen, da so se njihovi stroški zmanjšali precej bolj od odkupnih cen.

Nemčija pa se je spremembe odkupnih cen lotila na drugačen način kot Slovenija in Italija. Leta 2009 je sprejela nov zakon EEG, s katerim je vpeljala pomembno spremembo. Fiksno stopnjo zmanjševanja odkupne cene je nadomestila z dinamično stopnjo zmanjševanja, kar pomeni, da je bila raven prejemkov, plačanih za nove obrate, odvisna od nameščene moči PV v preteklem obdobju (Hoppmann et al., 2014, str. 1430). Izvajanje mehanizma zmanjševanja odkupnih cen na podlagi nameščenih sistemov v realnem času temelji na projektu registrov. Tak sistem vladam zagotavlja jasno sliko o tem, kako privlačne so odkupne cene in koliko je dejansko dodanih novih zmogljivosti v določenem časovnem obdobju, vlagateljem pa zagotavlja podatke o trajanju in obsegu tarifnih sprememb. Taka zasnova sistema znižuje tudi dolgoročno politično tveganje z zmanjšanjem verjetnosti neobvladljivega razcveta, ki bi lahko pripeljal do nenadne ustavitve sistema, česar smo bili deležni tako v Sloveniji kot v Italiji, ali celo retroaktivnih učinkov, ki jih je mogoče opaziti v Italiji. Nemška izkušnja kaže, da je bil nemški mehanizem zniževanja odkupnih cen uspešen v natančnem in pravočasnem spremljanju zmanjševanja stroškov tehnologij (IRENA, 2014b, str. 21–22).

Nemški FIT-sistem iz leta 2004, ki je pripeljal do bistvenega razcveta PV-sistemov v državi, ni imel določene zgornje meje za sončne elektrarne, ki so upravičene do prejemanja podpor. Na hiter razvoj PV-trga in visoke cene električne energije se je Nemčija odzvala z vpeljavo mehke zgornje meje (angl. *soft cap*) na nameščene zmogljivosti PV-sistemov s t. i. koridor sistemom, katerega cilj je letna namestitvev PV-sistemov znotraj ciljnih vrednost med 2.500 in 3.500 MW. Leta 2012 je Nemčija sprejela odločitev, da bo samo 52 GW kumulativne sončne zmogljivosti upravičene do finančne spodbude v okviru zakona EEG. Ko bo ta prag dosežen, bo sprožila uvedbo drugačnega političnega okvira v podporo novim PV-sistemom. Sprememba zakona EEG leta 2012 pa uvaja tudi zgornjo mejo 10 MW za prostostoječe sisteme, ki so upravičeni do podpore (Ming-Zhi Gao et al., 2015, str. 160; Fulton et al., 2012, str. 16–21). Italija obsega nameščenih zmogljivosti ni omejila od vpeljave FIT-sistema leta 2003 do leta 2012, kar je bistveno prispevalo k nepričakovani in prekomerni rasti trga in previsokega socialnega bremena. Slovenija je z Uredbo o podporah uvedla omejitev za proizvodne naprave OVE z največjo nazivno električno močjo 125 MW, vendar lahko PV-naprave, ki niso postavljene na stavbe, pridobijo podpore največ do skupnega obsega nazivne električne moči elektrarn 5 MW letno. Omejevanje skupne količine nameščenih zmogljivosti PV-sistemov po vnaprej opredeljenih časovnih intervalih je lahko dober način za obvladovanje socialnih stroškov. Spremljanje dogajanja na trgu pred koncem vsakega obdobja zagotavlja nemoten prehod pred in po tem, ko je dosežena zgornja meja, in lahko tako nadzoruje stroške PV-sistemov in uravnotežene naložbe v prihodnjih letih (Antonelli & Desideri, 2014, str. 593).

5.7.2 Spodbuda lastne porabe električne energije

Izjemen razcvet na PV-trgu je pripeljal do težnje k usmerjanju razvoja PV v manjše naprave, lastno porabo proizvedene električne energije in integrirane PV. Nemčija je npr. vpeljala premijo za samooskrbo, ki je bila plačana nad ceno električne energije in je bila glavna spodbuda za lastno porabo električne energije. Premija za samooskrbo je bila kar 30 % višja. V letu 2012 pa je Nemčija premijo preklicala, ko so višine odkupnih cen padle pod maloprodajno ceno električne energije. V isti ideji spodbujanja porabe proizvedene električne energije je Nemčija za sisteme med 10 kW in 1 MW določila zgornjo mejo na 90 % in tako prisilila lastno porabo za tovrstne sisteme. Od avgusta 2014 pa morajo proizvajalci električne energije s sistemi nad 10 kW deloma plačati 30% pribitek na lastno porabo električne energije. Maja 2013 je bil uveden podporni mehanizem za spodbujanje rasti sistemov za skladiščenje električne energije, katerega cilj je povečati lastno porabo in zmanjševanje deleža PV-sistemov s FIT-podporo, s čimer se zmanjša vpliv tehnologij OVE na elektroenergetsko omrežje. Do konca leta 2014 je program v Nemčiji financiral 8.300 sistemov za shranjevanje električne energije (IEA-PVPS, 2015, str. 23).

Italijanski *Scambio Sul Posto* je program podpore, ki spodbuja lastno porabo z nadomestilom za proizvodnjo in porabo električne energije za PV-sisteme do 200 kW (povečana na 500 kW, za sisteme, nameščene v letu 2015) (IEA-PVPS, 2015, str. 24). Zaradi previsokega socialnega bremena izplačevanja FIT-podporam je Italija poleg drugih ukrepov sprejela tudi ukrepe, s katerimi morajo PV-sistemi, večji od 3 kW v okviru programa *Scambio Sul Posto* plačati letno pavšalno pristojbino v višini 30 EUR. Sistemi 20–500 kW velikosti so dolžni poleg pristojbine plačati tudi doplačilo 1 EUR/kW (GU, Serie generale - n.302 del 31-12-2014). Z obilico sončnega obsevanja, zlasti na jugu, in sorazmerno visokimi cenami električne energije na drobno bi lahko Italija postala zatočišče PV-sistemov za samooskrbo. Treba je omeniti, da je Italija država, ki je v največji meri spodbujala integrirane PV-sisteme (IEA-PVPS, 2015, str. 24). Kot ugotavlja Campoccia s sodelavci (2014, str. 540), se najvišji dobičkonosni indeksi pojavljajo v tistih državah, kjer so vpeljane vzpodbude za neto merjenje ali samooskrbo, iz česar je mogoče sklepati, da bo tudi v prihodnosti razvoj PV-sektorja povezan z uvedbo regulatornih sistemov za lastno porabo proizvedene električne energije.

Decembra 2015 pa je tudi Slovenija z Uredbo o samooskrbi z električno energijo iz obnovljivih virov energije (Ur. l. RS, št. 97/2015) uredila to področje. Nova uredba bo gospodinjstvom in malim poslovnim odjemalcem omogočala samooskrbo z električno energijo iz OVE preko neto merjenja. Največja nazivna moč naprave za samooskrbo je 11 kVA⁸ in je letno omejena. Letna skupna nazivna moč naprav za samooskrbo znaša 7 MVA⁹ za gospodinske odjemalce in 3 MVA za male poslovne odjemalce. Če katera

⁸ kilovolt amper

⁹ megavolt amper

izmed skupin odjemalcev do 1. oktobra ne doseže najvišje določene skupne nazivne moči naprav, lahko neporabljen delež moči koristi tudi druga skupina odjemalcev.

5.8 Prihodnost podpornih politik in PV-sistemov

FIT-sistemi nadaljujejo s trendi spreminjanja obstoječih politik. Za razliko od preteklih let pa se te spremembe od obstoječih sistemov oddaljujejo k uporabi javnih razpisov za dodelitev podpor. Kot je razvidno iz sporočila Evropske komisije Smernice o državni pomoči za varstvo okolja in energijo za obdobje 2014–2020, bodo FIT-sistemi na evropskih tleh, kot smo jih poznali do sedaj, kmalu izginili. Od 1. januarja 2017 bodo namreč pomoč dodeljevali na podlagi javnih razpisov (Evropska komisija, 2014d, str. 26).

Kot je razvidno tudi iz usmeritve zadnjega nemškega EEG in dogajanja na trgu sončnih elektrarn v Sloveniji v zadnjem obdobju, se proizvajalci električne energije iz PV-sistemov vse bolj usmerjajo v aktivnejšo udeležbo na energetskih trgih. To določa tudi Evropska komisija v zgoraj omenjenem sporočilu, v katerem od 1. januarja 2016 uvaja tržne mehanizme podpor. Za nove sheme mora namreč veljati, da proizvajalci električne energije iz OVE le-to neposredno prodajajo na trgu, pomoč pa se jim dodeli kot premijo k tržni ceni. Iz tega so izvzeti obrati z nameščeno zmogljivostjo, manjšo od 500 kW (Evropska komisija, 2014d, str. 25). Glede na nizko stopnjo tveganja in večjo gotovost prihodkov, ki jih ponujajo, so se FIT-sistemi, kot smo jih poznali v Sloveniji, Nemčiji in Italiji, doslej izkazali za učinkovite pri spodbujanju širšega razvoja OVE. Kot nakazujejo svetovni trendi, pa so FIT-sistemi vse bolj tržno naravnani (REN21, 2014, str. 75).

Javni razpisi so utrli pot tudi nižjim cenam električne energije iz PV-sistemov na nekaterih ključnih trgih in te odpirajo številne nove poslovne modele za razvoj trga. PV-sistemi predstavljajo način za proizvodnjo električne energije na lokalni ravni, lastna poraba pa odpira vrata razvoju PV na strehah in preoblikovanju elektroenergetskega sistema v decentraliziran sistem. Fotovoltaiko čaka še mnogo izzivov, preden bo lahko postala glavni vir električne energije v svetu, in eden izmed teh je zagotovo soočanje distribucijskih omrežij z visokimi deleži električne energije iz decentraliziranih sistemov. Stroški preoblikovanja obstoječih omrežij bodo temelj PV-razvoja v prihodnjih letih. Pot do PV-konkurenčnosti je odprta in še vedno ostaja povezana s političnimi odločitvami, vendar bo cena električne energije iz PV-sistemov še naprej padala, posledično pa tudi njena konkurenčnost (IEA-PVSP, 2015, str. 59). V Smernicah o državni pomoči za varstvo okolja in energijo za obdobje 2014–2020 Evropska komisija sporoča (2014d, str. 23): »Pričakuje se predvsem, da bodo uveljavljeni OVE v obdobju med letoma 2020 in 2030 postali omrežno konkurenčni, kar pomeni, da bi bilo treba subvencije in oprostitve bilančne odgovornosti postopno odpraviti.«

6 EMPIRIČNA ANALIZA INVESTICIJ V SONČNE ELEKTRARNE V SLOVENIJI

6.1 Predstavitev podatkov

V empiričnem delu sem s pomočjo programskega paketa SPSS analizirala postavljene hipoteze. Podatke za statistično analizo sem črpala iz Registra deklaracij za proizvodne naprave električne energije iz obnovljivih virov in soproizvodnje z visokim izkoristkom (v nadaljevanju Register deklaracij), ki je objavljen na spletnih straneh slovenske Agencije za energijo, in aplikacije Javni vpogled v podatke o nepremičninah, objavljene na prostorskem portalu Geodetske uprave Republike Slovenije. Za izbor vzorčnih podatkov iz Registra deklaracij sem upoštevala postopek sistematičnega vzorčenja. Velikost populacije, torej število vseh sončnih elektrarn, vpisanih v Register deklaracij v času vzorčenja, je bila 3.294 sončnih elektrarn. V vzorec sem jih izbrala 110.

Iz Registra deklaracij sem pridobila podatke o vrsti proizvajalca, povprečni nazivni moči (kW) in naslovu elektrarne. Iz aplikacije Geodetske uprave pa sem črpala podatke o vrednosti nepremičnine in dejanski rabi stavbe. V vzorec izbrane sončne elektrarne so razporejene po vseh dvanajstih statističnih regijah. Največ sončnih elektrarn v vzorcu je iz savinjske (26) in podravske statistične regije (24). Po številu v vzorec naključno vključenih enot, jim sledijo sončne elektrarne iz osrednjeslovenske statistične regije (17), pomurske (9), gorenjske (8) in posavske statistične regije (7). V vzorcu je 6 elektrarn iz jugovzhodne Slovenije, 5 iz goriške regije in 2 elektrarni iz primorsko-notranjske statistične regije. Zgolj ena elektrarna pa je v vzorcu vključena iz zasavske in obalno-kraške statistične regije.

V vzorcu je 97 sončnih elektrarn, ki so postavljene na objektih in 11 elektrarn, ki so postavljene na zemljiščih. Za dve sončni elektrarni teh podatkov iz aplikacije Geodetske uprave ni bilo mogoče pridobiti. Izmed vseh elektrarn, ki so postavljene na objektih, je največ takih, ki so nameščene na stanovanjskih objektih (64). V vzorcu pa je vključenih 33 elektrarn, ki so postavljene na nestanovanjskih objektih. Najvišja nazivna moč (kW) elektrarne v vzorcu je 883,4 kW, najmanjša pa 3,3 kW.

6.2 Predstavitev hipotez in rezultatov

Hipoteza 1: Vrednost stanovanjskih nepremičnin v Sloveniji, ki imajo sončno elektrarno, ne odstopa od povprečja vrednosti stanovanjskih nepremičnin v Sloveniji.

$$H_0: \mu_0 = \mu_1$$

$$H_1: \mu_0 \neq \mu_1$$

V magistrskem delu sem želela empirično analizirati povezanost investicij v sončne elektrarne glede na vrednost nepremičnine, na kateri je postavljena sončna elektrarna, vendar sem zaradi pomanjkanja podatkov omejila hipotezo zgolj na nepremičnine s sončnimi elektrarnami, katerih dejanska raba je stanovanjska. Podatke o ceni nepremičnin, na katerih so postavljene sončne elektrarne, sem črpala iz Registra deklaracij in aplikacije Javni vpogled Geodetske uprave. Iz Registra deklaracij sem pridobila naslov proizvodne elektrarne, ki je bil osnova za črpanje podatkov o vrednosti nepremičnine iz aplikacije Javni vpogled v podatke o nepremičninah. Podatke o povprečni ceni stanovanjske nepremičnine v Sloveniji sem pridobila iz periodičnega poročila Geodetske uprave Republike Slovenije Poročilo o slovenskem trgu nepremičnin za leto 2014.

Dejstvo, ki vpliva na popačenost primerjave cen stanovanjskih nepremičnin, na katerih so postavljene sončne elektrarne, s povprečjem stanovanj in eno- ter dvostanovanjskih hiš z zemljiščem, je, da so podatki o vrednosti nepremičnin, na katerih se nahajajo sončne elektrarne, zgolj ocenjene vrednosti nepremičnin, povprečje, s katerim primerjam omenjene vrednosti, pa temelji na podatkih o evidentiranih tržnih prodajah teh nepremičnin. Za povprečno vrednost stanovanjskih nepremičnin po posameznih regijah sem uporabila povprečje cen za stanovanja in eno- ter dvostanovanjske hiše z zemljiščem, ki so v Poročilu o nepremičninskem trgu izračunana kot razmerje med vsoto vseh pogodbenih cen v evrih in vsoto vseh prodanih kvadratnih metrov ($\sum \epsilon / \sum m^2$). Ti izračuni v poročilu za stanovanja upoštevajo zgolj površine vseh bivalnih prostorov (brez balkonov, teras, kleti, garaž ipd.), pri eno- in dvostanovanjskih hišah (samostojne hiše, dvojčki in vrstne hiše) pa tudi pripadajoče zemljišče, česar pa ne moremo trditi za podatke iz Javnega vpogleda v podatke o nepremičninah, ki dodatno omejujejo neposredno primerjavo podatkov. Razlike v vrednosti nepremičnin sicer ne morejo biti samo izraz različnega vrednotenja nepremičnin, temveč tudi razlik v njihovi velikosti, vendar žal omejenost podatkov o kvadraturi nepremičnin tako primerjavo onemogoča.

Tabela 7: Rezultat t-testa za preverjanje hipoteze 1

	N	Povprečje	Standardni odklon	Standardna napaka povprečja
Vrednost nepremičnine	97	489.923,34	1.096.664,042	111.349,363

	Testna vrednost = 105.000					
	t	sp	P vrednost (2-stranski preizkus)	Razlika v povprečju	95% Interval zaupanja za razliko	
					Spodnja meja	Zgornja meja
Vrednost nepremičnine	3,457	96	0,001	384923,34	163896,60	605950,08

Na podlagi vzorčnih podatkov lahko trdimo, da se vrednost stanovanjskih nepremičnin, ki imajo sončno elektrarno, v Sloveniji razlikuje od povprečja vrednosti stanovanjskih nepremičnin.

Povprečna vrednost stanovanjskih nepremičnin v Sloveniji, ki imajo sončno elektrarno, znaša 489.923,34 EUR, medtem ko povprečna cena eno- ter dvostanovanjskih hiš z zemljiščem, na podlagi podatkov iz poročila o slovenskem trgu nepremičnin za leto 2014, znaša 105.000 EUR.

Hipoteza 2: Število sončnih elektrarn v Sloveniji je v povprečju večje na objektih kot na zemljiščih.

$$H_0: \pi \leq 0,5$$

$$H_1: \pi > 0,5$$

Odkupne cene električne energije iz OVE se lahko razlikujejo znotraj posamezne vrste tehnologije in so lahko načrtovane glede na lokacijo in velikost elektrarne (Mendonça, 2007, str. 93–94). Različnim odkupnim cenam smo bili priča tudi v Sloveniji, saj so elektrarnam, postavljenim na objektih, zagotovljene višje odkupne cene. Zato predpostavljam, da so se investitorji v večji meri odločali za sončne elektrarne na stavbah in si tako z manjšo investicijo ustvarili isti donos. Podatke o tem, ali je elektrarna postavljena na stavbi ali zemljišču, sem pridobila iz Registra deklaracij, kjer sončne elektrarne, ki niso na objektih, nimajo hišnih števil in so poleg naslova označene s kratico BŠ, ki pomeni *brez številke*.

Tabela 8: Rezultat testa deležev med skupinama za preverjanje hipoteze 2

		Kategorija	N	Izmerjeni delež	Testni delež	Točna stopnja značilnosti P (2-dvostranski preizkus)
Elektrarna na stavbi/zemljišču	Skupina 1	1	97	0,90	0,50	0,00
	Skupina 2	2	11	0,10		
	Skupno		108	1,00		

Na podlagi vzorčnih podatkov lahko potrdimo hipotezo 2, in sicer, da je v Sloveniji število sončnih elektrarn v povprečju večje na objektih kot na zemljiščih.

Hipoteza 3: Število sončnih elektrarn v Sloveniji je v povprečju večje na stanovanjskih objektih kot na nestanovanjskih.

$$H_0: \pi \leq 0,5$$

$$H_1: \pi > 0,5$$

Z drugo hipotezo sem želela ugotoviti, ali so sončne elektrarne v Sloveniji po večini postavljene na stanovanjskih ali nestanovanjskih objektih. Podatke o dejanski rabi stavbe, na kateri je postavljena sončna elektrarna, sem pridobila iz aplikacije Javni vpogled v podatke o nepremičninah, objavljene na prostorskem portalu Geodetske uprave Republike Slovenije.

Tabela 9: Rezultat testa deležev med skupinama za preverjanje hipoteze 3

		Kategorija	N	Izmerjeni delež	Testni delež	Točna stopnja značilnosti P (2-dvostranski preizkus)
Dejanska raba stavbe	Skupina 1	1	64	0,66	0,50	0,002
	Skupina 2	2	33	0,34		
	Skupno		97	1,00		

Na podlagi vzorčnih podatkov lahko potrdimo tudi tretjo hipotezo, in sicer, da je število sončnih elektrarn v Sloveniji v povprečju večje na stanovanjskih objektih kot na nestanovanjskih. V razpoložljivem vzorcu je 66 % sončnih elektrarn postavljenih na stanovanjskih, 34 % pa na nestanovanjskih objektih. Skupino 1 v tabeli predstavljajo elektrarne na stanovanjskih objektih, medtem ko so v skupini 2 vključene elektrarne, ki so postavljene na nestanovanjskih objektih.

Hipoteza 4: Število pravnih in fizičnih oseb, ki proizvajajo električno energijo iz sončnih elektrarn v Sloveniji, se v povprečju ne razlikuje.

$$H_0: \pi = 0,5$$

$$H_1: \pi \neq 0,5$$

S tretjo hipotezo sem preučila heterogenost skupine proizvajalcev električne energije iz sončnih elektrarn. Kot navaja Jenner s sodelavci (2013, str. 386), lahko na višino odkupne cene, ki jo prejme proizvajalec električne energije iz sončnih elektrarn, vpliva tudi status prejemnika podpore, zato lahko iz slovenskega FIT-sistema, ki višine odkupnih cen ne razlikuje glede na status prejemnika, sklepamo, da v Sloveniji ne prihaja do večjih razhajanj pri statusu proizvajalca električne energije iz sončnih elektrarn. Da skupina vlagateljev v OVE ni homogena, ugotavlja tudi Bergek s sodelavci (2013, str. 577).

Tabela 10: Rezultat testa deležev med skupinama za preverjanje hipoteze 4

		Kategorija	N	Izmerjeni delež	Testni delež	Točna stopnja značilnosti P (2-dvostranski preizkus)
Vrsta proizvajalca/fizična ali pravna oseba	Skupina 1	1	68	0,62	0,50	0,017
	Skupina 2	2	42	0,38		
	Skupno		110	1,00		

Na podlagi vzorčnih podatkov lahko zavrnamo četrto hipotezo, ki trdi, da število pravnih in fizičnih oseb, ki so proizvajalci električne energije iz sončnih elektrarn v Sloveniji, v povprečju ne razlikujemo.

V razpoložljivem vzorcu je 62 % proizvajalcev električne energije iz sončnih elektrarn pravnih oseb, 38 % pa fizičnih.

Hipoteza 5: Sončne elektrarne v Sloveniji, katerih proizvajalci električne energije so pravne osebe, imajo v povprečju višjo nazivno moč (kW) od sončnih elektrarn, katerih proizvajalci so fizične osebe.

$$H_0: \mu_0 \leq \mu_1$$

$$H_1: \mu_0 > \mu_1$$

Hipotezo 5 preverjam na predpostavki, da osebe s sončno elektrarno z višjo nazivno močjo (kW), ki vodi do večje investicije, z ustanovitvijo pravne osebe zavarujejo osebno premoženje pred morebitnimi tveganji.

Tabela 11: Skupinske opisne statistike za nazivno električno moč (kW) proizvajalcev električne energije iz sončnih elektrarn

t-test neodvisnih vzorcev										
		Leveneov test enakosti varianc								
		F	Sig	t	sp	P	Povprečna razlika	Standardna napaka razlike	95% interval zaupanja za razliko	
									Spodnja meja	Zgornja meja
Nazivna električna moč (kW)	Predpostavljene enake variance	18,262	0,0	-2,455	108	0,016	61,16	24,916	110,551	11,772
	Predpostavljene različne variance			-3,098	71,2	0,003	61,16	19,740	100,520	21,803

P v tabeli 11 predstavlja statistično P vrednost (2-stranski preizkus).

Tabela 12: Rezultat t-testa neodvisnih vzorcev za preverjanje hipoteze 5

	Vrsta proizvajalca/fizična ali pravna oseba	N	Aritmetična sredina	Standardni odklon	Standardna napaka razlike
Nazivna električna moč (kW)	1	42	34,904	22,613	3,490
	2	68	96,066	160,220	19,430

Na podlagi vzorčnih podatkov lahko potrdimo peto hipotezo, ki trdi, da imajo sončne elektrarne v Sloveniji, katerih proizvajalci električne energije so pravne osebe, v povprečju višjo nazivno moč (kW) od sončnih elektrarn, katerih proizvajalci so fizične osebe.

Povprečna nazivna moč sončnih elektrarn, katerih proizvajalci so fizične osebe, znaša 35 kW, medtem ko je povprečna nazivna moč elektrarn proizvajalcev, ki so pravne osebe, 96 kW.

Hipoteza 6: Večina sončnih elektrarn v Sloveniji je mikro ali malih elektrarn, z nazivno močjo manjšo od 1000 kW.

H_0 : Mediana ≥ 1000 kW

H_1 : Mediana < 1000 kW

V Sloveniji so, podobno kot v ostalih državah, višje odkupne cene zagotovljene manjšim sončnim elektrarnam. Sončne elektrarne so razdeljene na 4 razrede glede na nazivno moč, na podlagi katerih se razlikujejo odkupne cene, ki jih prejemajo. Sončne elektrarne se delijo na naslednje razrede:

- mikro sončne elektrarne, manjše od 50 kW;
- male sončne elektrarne, manjše od 1 MW;
- srednje sončne elektrarne, od 1 MW do vključno 10 MW;
- velike sončne elektrarne, nad 10 MW do vključno 125 MW.

Mikro elektrarnam so zagotovljene najvišje odkupne cene, sledijo jim male in srednje. Največje sončne elektrarne prejmejo najnižje odkupne cene, zato sklepam, da so se investitorji v Sloveniji v večji meri odločali za investicije v mikro in male sončne elektrarne.

Tabela 13: Rezultati testa mediane za preverjanje hipoteze 6

Wilcoxonov test rangov	
Ničelna hipoteza	P vrednost
Mediana nazivne električne moči je enaka 1000 kW.	0,000

Tabela 14: Izračunana vrednost mediane

Nazivna električna moč (kW)		
N	Veljavno	110
	Manjkajoče	0
Mediana		36,065

Elektrarne niso enakomerno razporejene po vseh štirih kategorijah, kar dokazujem z izračunom vrednosti χ^2 testa. Izračunana vrednost $\chi^2 = 42,036$ (stopnja prostoti je ena, stopnja značilnosti je 0,000).

Na podlagi vzorčnih podatkov lahko zavržemo ničelno hipotezo. Mediana je statistično značilno manjša od 1000, na podlagi česar lahko potrdimo, da je delež mikro ali malih elektrarn z nazivno močjo, manjšo od 1000 kW, večji od 50 %.

Vrednost 1000 sem izbrala zato, ker sem želela preveriti, ali je v Sloveniji več mikro in malih elektrarn od večjih. Po definiciji med male elektrarne spadajo tiste elektrarne do vrednosti 1000 kW.

Hipoteza 7: Povprečna nazivna moč sončne elektrarne v Sloveniji se glede na regijo v povprečju ne razlikuje.

$$H_0: \mu_0 = \mu_1 = \mu_2 \dots = \mu_{12}$$

$$H_1: \mu_0 \neq \mu_1 \neq \mu_2 \dots \neq \mu_{12}$$

Kot ugotavljata Antonelli in Desideri (2014, str. 593), je v Italiji uporaba enotnega FIT-sistema, v državi z več kot 50 % razlike v sončnem sevanju med najbolj in najmanj osončenimi območji, pripeljala do tega, da so velike elektrarne nameščene tam, kjer je sončnega sevanja največ. Ker v Sloveniji ne opažamo tako znatne razlike v sončnem sevanju med posameznimi regijami, sklepam, da se tudi elektrarne po velikosti med seboj ne razlikujejo. Sončno obsevanje se namreč med posameznimi področji v Sloveniji razlikuje za manj kot 15 % (Borzen, d. d. o. & SODO, d. o. o., 2013, str. 8).

Tabela 15: Opisne statistike za nazivno moč (kW) sončnih elektrarn glede na regijo

Nazivna električna moč (kW)								
	N	Povprečje	Standardni odklon	Standardna napaka	95% interval zaupanja		Minimum	Maksimum
					Spodnja meja	Zgornja meja		
1	9	87,304	120,940	40,313	-5,657	180,267	10,050	380,000
2	24	128,509	228,339	46,609	32,090	224,928	7,500	883,400
3	4	24,532	17,454	8,727	-3,241	52,306	12,880	49,920
4	26	64,172	99,3175	19,478	24,0567	104,287	6,750	471,000
5	1	9,840					9,840	9,840
6	7	30,754	18,088	6,837	14,025	47,483	10,000	49,980
7	6	33,788	18,568	7,580	14,302	53,274	3,450	49,920
8	17	64,825	84,841	20,576	21,204	108,446	5,850	315,140
9	8	30,876	17,747	6,275	16,038	45,714	3,300	49,750
10	2	86,665	80,136	56,665	-633,332	806,662	30,000	143,330
11	5	78,332	61,761	27,620	1,645	155,019	23,200	169,910
12	1	20,000					20,000	20,000
Skupno	110	72,713	129,856	12,381	48,174	97,252	3,300	883,400

Tabela 16: Rezultat analize varianc za preverjanje hipoteze 7

Nazivna električna moč (kW)					
	Vsota kvadratov	Sp	Povprečje kvadrata	F	P vrednost
Med skupinami	131568,978	11	11960,816	0,687	0,748
Znotraj skupin	1706452,728	98	17412,783		
Skupaj	1838021,706	109			

Ničelne domneve ne moremo zavrniti. Na podlagi vzorčnih podatkov ne moremo sklepati, da se povprečne nazivne moči elektrarn med slovenskimi regijami razlikujejo med seboj.

Po povprečni nazivni moči (kW) med regijami izstopa Podravska regija, s povprečno nazivno močjo 128 kW. Najverjetnejši razlog za višje povprečje leži v šestih postavljenih elektrarnah, katerih nazivna moč je 1 MW, na deponiji odložene glinice pri tovarni aluminija v Kidričevem. Za boljši pregled razlik med posameznimi regijami bi bila potrebna nadaljnja statistična analiza na večjem vzorcu, dopolnjena s kvalitativno analizo in intervjuji s strokovnjaki.

SKLEP

Tehnologije OVE so ključni element stebra nizkoogljične svetovne oskrbe z energijo. S hitrim zmanjšanjem stroškov in stalno podporo OVE predstavljajo skoraj polovico povečanja v celotni proizvodnji električne energije do leta 2040. Za doseganje čim večjega potenciala OVE je bistvenega pomena ustvarjanje pogojev, ki omogočajo njihov razvoj. Za to imajo posamezne države številne načine, vendar največ držav v svetu za spodbujanje OVE uporablja FIT-sistem, ki vključuje obveznost javne službe, da zagotovi odkup električne energije, proizvedene iz OVE, in predpiše njene odkupne cene, določene in zagotovljene za določeno časovno obdobje. FIT-sistem so vpeljale tudi Nemčija, Italija in Slovenija, vendar samo njegova vpeljava ni zadosten pogoj za uspešno delovanje. Do bistvenega razcveta namestitve sončnih elektrarn v omenjenih državah je prišlo, ko so države zvišale odkupne cene proizvedene električne energije iz OVE (v Nemčiji 2004, v Italiji 2007 in v Sloveniji 2009), saj prej vpeljani sistemi za promocijo OVE niso imeli večjega učinka na namestitve PV-sistemov. Leta 2005 se je tako proizvodnja električne energije iz PV-sistemov v Nemčiji v primerjavi s prejšnjim letom povečala 2,30-krat. V Italiji je bila leto po povišanju odkupnih cen (leta 2008) proizvodnja električne energije iz PV-sistemov kar 5,08-krat večja v primerjavi z letom poprej, v Sloveniji pa leta 2010 3,25-krat večja.

Do razvoja PV-trga je tako v Sloveniji prišlo šele po uvedbi nove podporne sheme. Leta 2011 je bilo proizvedenih 50,05 GWh, 2012 pa že 121,4 GWh električne energije iz sončnih elektrarn (Borzen, d. o. o., b. l.). Odkupne cene za proizvodnjo električne energije iz sončnih elektrarn so se v Sloveniji razlikovale glede na samo velikost in lokacijo

elektrarne – večjim elektrarnam in tistim, postavljenim na zemljiščih, so bile namreč dodeljene nižje odkupne cene. Tako v delu potrjujem hipotezi, da je v Sloveniji število sončnih elektrarn v povprečju večje na objektih kot na zemljiščih in da je največ elektrarn malih – delež mikro ali malih elektrarn z nazivno močjo, manjšo od 1000 kW, je namreč večji od 50 %. V delu ugotavljam tudi, da je število sončnih elektrarn v Sloveniji v povprečju večje na stanovanjskih objektih kot na nestanovanjskih in da se vrednost stanovanjskih nepremičnin, ki imajo sončno elektrarno, razlikuje od povprečja vrednosti stanovanjskih nepremičnin v Sloveniji. Za investiranje v sončne elektrarne v Sloveniji so odločale tako fizične kot pravne osebe. Na podlagi vzorčnih podatkov v delu ugotavljam, da imajo sončne elektrarne v Sloveniji, katerih proizvajalci električne energije so pravne osebe, v povprečju višjo nazivno moč (kW) od sončnih elektrarn, katerih proizvajalci so fizične osebe.

Ob čezmerni rasti PV-sistemov in posledično stroškov sistema, ki jih zaznamo tako v Nemčiji in Italiji kot v Sloveniji, je mogoče opaziti spremembe podpornih shem, saj je za obvladovanje trga nujno njegovo spremljanje in odzivanje. Eden izmed načinov je zagotovo zniževanje odkupnih cen, katerega je mogoče opaziti v vseh treh izbranih državah, vendar se med njimi precej razlikuje. V Sloveniji znižanje odkupnih cen opazimo leto in pol po njihovem zvišanju, ko je vpeljala 20% znižanje odkupnih cen za leto 2011, 30% za leto 2012 in 40% za leto 2013 glede na leto 2009. Leta 2012 pa je Slovenija še bolj posegla v znižanje odkupnih cen z vpeljavo mesečne 2% stopnje zniževanja odkupne cene. Znatno znižanje odkupnih cen v Sloveniji je imelo posledično znatno zmanjšanje investicij v sončne elektrarne. Če je v letu 2012 delež investicij v sončne elektrarne predstavljal 83,4 % vseh investicij na področju OVE in SPTE, je ta delež leta 2013 padel na 40,7 %, leta 2014 pa na zgolj 5,4 % (Agencija za energijo, 2015b, str. 9). Italija je s shemo iz leta 2007 uporabljala letno zmanjševanje odkupnih cen, v shemi 2010 pa je uvedla mešanico različnih stopenj zmanjševanja po obdobjih: letne in štirimesečne stopnje zmanjševanja odkupnih cen. Vendar v Italiji takoj po sprejetju zmanjšanja odkupnih cen ni bilo zaznati zmanjševanja stopnje investicij v sončne elektrarne. Kot ugotavljata Antonelli in Desideri (2014, str. 587), je to posledica stabilne in nepričakovane rasti instaliranih PV-sistemov, saj je bil trg za proizvajalce le-teh tako privlačen, da so se njihovi stroški zmanjšali precej bolj od odkupnih cen. Italijanski trg je med letoma 2005 in 2012 zelo trpel, saj ni imel vzpostavljenega sistema za nadzor FIT-sistema, kar je pripeljalo do visokih stroškov sistema. Zadnja verzija sistema je bila sprejeta julija 2012, veljati pa je prenehala v začetku julija 2013, ko je bil dosežen kumulativni strošek PV-spodbud v višini 67 milijard EUR. Nemčija se je spremembe odkupnih cen lotila na drugačen način kot Slovenija in Italija. Leta 2009 je fiksno stopnjo zmanjševanja odkupne cene nadomestila z dinamično stopnjo zmanjševanja, kar pomeni, da je bila raven prejemkov, plačanih za nove obrate, odvisna od nameščene moči PV v preteklem obdobju. Tak sistem vladam zagotavlja jasno sliko o tem, kako privlačne so odkupne cene in koliko je dejansko dodanih novih zmogljivosti v določenem časovnem obdobju, vlagatelj pa zagotavlja podatke o trajanju in obsegu tarifnih sprememb. Taka zasnova sistema znižuje tudi dolgoročno politično tveganje z

zmanjšanjem verjetnost neobvladljivega razcveta, ki bi lahko pripeljal do nenadne ustavitve sistema, česar smo bili deležni tako v Sloveniji kot v Italiji. Nemška izkušnja pa kaže, da je bil nemški mehanizem zniževanja odkupnih cen uspešen v natančnem in pravočasnem spremljanju zmanjševanja stroškov tehnologij.

Spremembe, ki se dogajajo na trgih sončnih elektrarn, vplivajo na spremembe FIT-sistemov. Ti se od obstoječih sistemov oddaljujejo k uporabi javnih razpisov za dodelitev podpor. Od 1. januarja 2017 bodo namreč pomoč tehnologijam OVE v Evropski uniji dodeljevala na podlagi javnih razpisov (Evropska komisija, 2014d, str. 26). Kot je tudi razvidno iz dogajanja na trgu sončnih elektrarn v Sloveniji v zadnjem obdobju, se proizvajalci električne energije iz PV-sistemov vse bolj usmerjajo v aktivnejšo udeležbo na energetskih trgih, kar določa tudi Evropska komisija, ki uvaja tržne mehanizme podpor. Glede na nizko stopnjo tveganja in večjo varnost prihodkov, ki jih ponujajo, so se FIT-sistemi, kot smo jih poznali v Sloveniji, Nemčiji in Italiji, doslej izkazali za bolj učinkovite pri spodbujanju širšega razvoja OVE. Kot nakazujejo tudi svetovni trendi, pa so FIT-sistemi ob vse konkurenčnejših OVE bolj tržno naravnani.

LITERATURA IN VIRI

1. Agencija za energijo. (2015a). *Poročilo o doseganju nacionalnih ciljev na področju OVE in SPTE za obdobje 2012–2014*. Maribor: Agencija za energijo.
2. Agencija za energijo. (2015b). *Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2014*. Maribor: Agencija za energijo.
3. Agencija za prestrukturiranje energetike. (2007). *Pregled tehnologij in stroškov proizvodnje električne energije iz OVE ter ocena potrebnih stroškov spodbujanja. Končno poročilo*. Ljubljana: Agencija za prestrukturiranje energetike.
4. Antonelli, M., & Desideri, U. (2014). The doping effect of Italian feed-in tariffs on the PV market. *Energy Policy*, 67, 583–594.
5. Bergek, A., Mignon, I., & Sundberg, G. (2013). Who invests in renewable electricity production? Empirical evidence and suggestions for further research. *Energy Policy*, 56, 568–581.
6. BMWi.(2014). *Renewable Energy Sources Act - RES Act 2014*. Najdeno 5. septembra 2015 na spletnem naslovu <http://www.bmwi.de/English/Redaktion/Pdf/renewable-energy-sources-act-eeg-2014,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=en,rwb=true.pdf>
7. Borzen, d. d. o. & SODO, d. o. o. (2013). *Koristni nasveti za izgradnjo manjših elektrarn*. Ljubljana: Borzen, d. o. o. in SODO, d. o. o.
8. Borzen, d. d. o. (2014a). *Letno in trajnostno poročilo 2013*. Ljubljana: Borzen, d. o. o.
9. Borzen, d. d. o. (2014b). *Določanje višine podpor električni energiji proizvedeni iz OVE in SPTE in višine podpor v letu 2015*. Najdeno 23. marca 2015 na spletnem naslovu https://www.borzen.si/Portals/0/SL/CP/Podpore_slo.pdf
10. Borzen, d. d. o. (2015). *Letno poročilo 2014*. Ljubljana: Borzen, d. o. o.
11. Borzen, d. d. o. (b. l.). *Pregled izplačil in proizvodnje enot v podporni shemi*. Najdeno 23. marca 2015 na spletnem naslovu <https://www.borzen.si/sl/Domov/menu2/Center-za-podporo-proizvodnji-zelene-energije/Porocila-podatki-Centra/Porocila>
12. Campoccia, A., Dusonchet, L., Telaretti, E., & Zizzo, G. (2014). An analysis of feed-in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union. *Solar Energy*, 107, 530–542.
13. Council of European Energy Regulators. (2015). *Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013*. Bruselj: Council of European Energy Regulators.
14. Couture, T., & Gagnon, Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy*, 38(2), 955–965.
15. Creutzig, F., Goldschmidt, J. C., Lehmann, P., Schmid, E., Von Blücher, F., Breyer, C., & Wiegandt, K. (2014). Catching two European birds with one renewable stone: Mitigating climate change and Eurozone crisis by an energy transition. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 1015–1028.
16. Di Dio, V., Favuzza, S., La Cascia, D., Massaro, F., & Zizzo, G. (2015). Critical assessment of support for the evolution of photovoltaics and feed-in tariff(s) in Italy. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 9, 95–104.
17. Direktiva 2009/28/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 23. aprila 2009 o spodbujanju uporabe energije iz obnovljivih virov, spremembi in poznejši razveljavitvi

- direktiv 2001/77/ES in 2003/30/ES. (2009). *Uradni list Evropske unije* št. L 140 5/6/2009.
18. Energetski zakon. *Uradni list RS* št. 17/2014.
 19. European Climate Foundation. (2010). *Roadmap 2050: Technical & Economic Analysis – Executive Summary*. Najdeno 26. februarja 2015 na spletnem naslovu http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_ExecutiveSummary.pdf
 20. European Photovoltaic Industry Association. (2014). *Global Market Outlook For Photovoltaics 2014–2018*. Bruselj: European Photovoltaic Industry Association.
 21. Eurostat. (2015). *Renewable energy in the EU: Share of renewables in energy consumption up to 15 % in the EU in 2013*. Najdeno 22. marca 2015 na spletnem naslovu <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/6734513/8-10032015-AP-EN.pdf/3a8c018d-3d9f-4f1d-95ad-832ed3a20a6b>
 22. Evropska komisija. (2010). *Energija 2020 - Strategija za konkurenčno, trajnostno in zanesljivo oskrbo z energijo*. Sporočilo komisije Evropskemu parlamentu, Svetu, Evropskemu ekonomsko-socialnemu odboru in Odboru regij. Bruselj: Evropska komisija.
 23. Evropska komisija. (2011). *Načrt za prehod na konkurenčno gospodarstvo z nizkimi emisijami ogljika do leta 2050*. Sporočilo komisije Evropskemu parlamentu, Svetu, Evropskemu ekonomsko-socialnemu odboru in Odboru regij. Bruselj: Evropska komisija.
 24. Evropska komisija. (2012). *Zagotavljanje varne uporabe tehnologije zajemanja shranjevanja ogljika v Evropi*. Bruselj: Urad za publikacije Evropske unije.
 25. Evropska komisija. (2014a). *Evropska strategija za energetska varnost*. Sporočilo komisije Evropskemu parlamentu in Svetu. Bruselj: Evropska komisija.
 26. Evropska komisija. (2014b). *A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Bruselj: Evropska komisija.
 27. Evropska komisija. (2014c). *Sporočilo komisije Evropskemu parlamentu, Svetu, Evropskemu ekonomsko-socialnemu odboru in Odboru regij o raziskovanju in pridobivanju ogljikovodikov (kot je plin iz skrilavca) v EU z obsežnim hidravličnim lomljenjem*. Bruselj: Evropska komisija.
 28. Evropska komisija. (2014d). Sporočilo komisije. Smernice o državni pomoči za varstvo okolja in energijo za obdobje 2014–2020 (2014/C 200/01). *Uradni list Evropske unije* št. C 200 28.6.2014.
 29. Evropska komisija. (2015). *The Paris Protocol – A blueprint for tackling global climate change beyond 2020*. Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. Bruselj: Evropska komisija.
 30. Evropska unija. (2010). *Prečiščeni različici Pogodbe o Evropski uniji in Pogodbe o delovanju Evropske unije*. Luxembourg: Urad za publikacije Evropske unije.
 31. Frankfurt School-UNEP Centre. (2014). *Global Trends in Renewable Energy Investment 2014*. Frankfurt am Main: Bloomberg New Energy Finance.
 32. Frankfurt School-UNEP Centre. (2015). *Global Trends in Renewable Energy Investment 2015*. Frankfurt am Main: Bloomberg New Energy Finance.

33. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2015). *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*. Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE.
34. Frondel, M., Ritter, N., & Schmidt, C. M. (2008). Germany's solar cell promotion: Dark clouds on the horizon. *Energy Policy*, 36, 4198–4204.
35. Fulton, M., Capalino, R., & Auer, J. (2012). *The German feed-in tariff: recent policy changes*. Frankfurt am Main: Deutsche Bank Group.
36. Approvazione delle tariffe per la copertura dei costi sostenuti dal Gestore servizi energetici GSE S.p.A. per le attività di gestione, verifica e controllo, inerenti i meccanismi di incentivazione e di sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, ai sensi dell'articolo 25 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana Serie generale - n.302 del 31-12-2014.
37. Ghezloun, A., Saidane, A., Oucher, N., & Chergui, S. (2013). The post-Kyoto. *Energy Procedia*, 36, 1–8.
38. Goldemberg, J. (2006). The Case for Renewable Energies. V. D. Aßmann, U. Laumanns, & D. Uh (ur.), *Renewable Energy A Global Review of Technologies, Policies and Markets* (str. 3–14). London: Earthscan.
39. Haas, R., Panzer, C., Resch, G., Ragwitz, M., Reece, G., & Held, A. (2011). A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2), 1003–1034.
40. Helm, D. (2014). The European framework for energy and climate policies. *Energy Policy*, 64, 29–35.
41. Hinrichs-Rahlwes, R. (2013). Renewable energy: Paving the way towards sustainable energy security. Lessons learnt from Germany. *Renewable Energy*, 49, 10–14.
42. Hoppmann, J., Huenteler, J., & Girod, B. (2014). Compulsive policy-making - The evolution of the German feed-in tariff system for solar photovoltaic power. *Research Policy*, 43(8), 1422–1441.
43. Inštitut Evropske unije za varnostne študije. (2014). *Energy moves and power shifts EU foreign policy and global energy security*. Pariz: Inštitut Evropske unije za varnostne študije.
44. Intergovernmental Panel on Climate Change. (2013). Summary for Policymakers. *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report*, 3–29.
45. Intergovernmental Panel on Climate Change. (2014). Summary for Policymakers. *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation and Vulnerability-Contributions of the Working Group II to the Fifth Assessment Report*, 1–32.
46. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. (2014). *Trends 2014 in Photovoltaic Application: Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2013*. Najdeno 12. marca 2015 na spletnem naslovu http://www.iea-pvps.org/index.php?id=3&eID=dam_frontend_push&docID=2150
47. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. (2015). *Trends 2015 in Photovoltaic Applications: Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2014*. Najdeno 5. decembra 2015 na spletnem naslovu <http://www.iea->

pvps.org/fileadmin/dam/public/report/national/IEA-PVPS_-_Trends_2015_-_MedRes.pdf

48. International Energy Agency Renewable Energy Technology Deployment (2014). *Residential prosumers - drivers and policy options (re-prosumers)*. Najdeno 30. maja 2016 na spletnem naslovu http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2014/09/RE-PROSUMERS_IEA-RETD_2014.pdf
49. International Energy Agency. (2012). *Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System. Executive Summary*. Paris: International Energy Agency.
50. International Energy Agency. (2013). *Renewable Energy Outlook. World Energy Outlook 2013*. Paris: International Energy Agency.
51. International Energy Agency. (2014a). *World Energy Outlook 2014. Executive Summary*. Paris: International Energy Agency.
52. International Energy Agency. (2014b). *Energy Supply Security. Emergency Response of IEA Countries 2014*. Paris: International Energy Agency.
53. International Energy Agency. (2015). *Policies and Measures: Renewable Energy*. Najdeno 15. septembra 2015 na spletnem naslovu <https://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/>
54. International Renewable Energy Agency. (2014a). *REthinking Energy: Towards a new power system*. Abu Dhabi: IRENA.
55. International Renewable Energy Agency. (2014b). *Adapting Renewable Energy Policies To Dynamic Market Conditions*. Abu Dhabi: IRENA.
56. Javna agencija Republike Slovenije za energijo. (2012). *Poročilo o doseganju nacionalnih ciljev na področju OVE in SPTE za obdobje 2010–2011*. Maribor: Javna agencija Republike Slovenije za energijo.
57. Jenner, S., Groba, F., & Indvik, J. (2013). Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European Union countries. *Energy Policy*, 52, 385–401.
58. Kaltschmitt, M., Streicher, W., & Wiese, A. (2007). *Renewable energy: Technology, economics, and environment*. Berlin: Springer.
59. Kanellakis, M., Martinopoulos, G., & Zachariadis, T. (2013). European energy policy- A review. *Energy Policy*, 62, 1020–1030.
60. Labouret, A., & Villos, M. (2010). *Solar Photovoltaic Energy*. London: The Institution of Engineering and Technology.
61. Leepa, C., & Unfried, M. (2013). Effects of a cut-off in feed-in tariffs on photovoltaic capacity: Evidence from Germany. *Energy Policy*, 56, 536–542.
62. Lehr, U., Lutz, C., & Edler, D. (2012). Green jobs? Economic impacts of renewable energy in Germany. *Energy Policy*, 47, 358–364.
63. Leung, D. Y. C., Caramanna, G., & Maroto-Valer, M. M. (2014). An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 426–443.
64. MacKay, D. J. C. (2013). *Trajnostna energija – brez razgretega ozračja*. Ljubljana: Energetika.NET.
65. Mendonça, M. (2007). *Feed-in tariffs: Accelerating the Deployment of Renewable Energy*. London: Earthscan.
66. Ming-Zhi Gao, A., Fan, C.-T., Kai, J.-J., & Liao, C.-N. (2015). Sustainable photovoltaic technology development: step-by-step guidance for countries facing PV

- proliferation turmoil under the feed-in tariff scheme. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 156–163.
67. Ministrstvo za infrastrukturo RS. (2015). *Energetska bilanca Republike Slovenije za leto 2015*. Ljubljana: Ministrstvo za infrastrukturo.
 68. Pershing, P., & Mackenzie. (2006). Removing Subsidies: Levelling the Playing Field for Renewable Energy Technologies. V D. Aßmann, U. Laumanns, & D. Uh (ur.), *Renewable Energy A Global Review of Technologies, Policies and Markets* (str. 71–114). London: Earthscan.
 69. Philibert, C. (2011). *Interactions of Policies for Renewable Energy and Climate*. Paris: International Energy Agency.
 70. *Podpore za proizvedeno električno energijo*. Najdeno 13. julija 2015 na spletnem naslovu <http://www.agen-rs.si/podpore-za-proizvedeno-elektricno-energijo>
 71. *Policies and Measures, Renewable Energy*. Najdeno 20. junija 2015 na spletnem naslovu <http://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/>
 72. Quaschnig, V. (2010). *Renewable Energy and Climate Change*. Chichester: Wiley.
 73. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. (2014). *Renewables 2014 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat.
 74. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. (2015). *Renewables 2015 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat.
 75. Robyns, B., Davigny, A., François, B., Henneon, A., & Sprooten, J. (2012). *Electricity Production from Renewable Energies*. London: ISTE.
 76. Sawin, J. (2006). National Policy Instruments: Policy Lessons for the Advancement and Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World. V. D. Aßmann, U. Laumanns, & D. Uh (ur.), *Renewable Energy A Global Review of Technologies, Policies and Markets* (str. 71–114). London: Earthscan.
 77. Schaffer, L. & Bernauer, T. (2014). Explaining government choices for promoting renewable energy. *Energy Policy*, 68, 15–27.
 78. Stephens, J. C. (2015). Carbon Capture and Storage: A Controversial Climate Mitigation Approach. *The International Spectator*, 50, 74–84.
 79. Stern, N. (2006). The Economics of Climate Change. *Stern Review*, 1–662.
 80. *Subvencionirana proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov energije in v soproizvodnji z visokim izkoristkom, Slovenija, letno*. Najdeno 2. julija 2015 na spletnem naslovu <http://www.energetika-portal.si/pxweb/Dialog/Saveshow.asp>
 81. Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni iz obnovljivih virov energije. *Uradni list RS* št. 37/09, 53/09, 68/09, 76/09, 17/10, 94/10, 43/11, 105/11, 43/12, 90/12 in 17/14 – EZ-1.
 82. Uredba o samooskrbi z električno energijo iz obnovljivih virov energije. *Uradni list RS* št. 97/2015.
 83. *Vlada RS odobrila 10 milijonov evrov za podpore novim projektom OVE in SPTE*. Najdeno 15. novembra 2015 na spletnem naslovu <http://www.agen-rs.si/web/portal/-/vlada-rs-odobrila-10-milijonov-evrov-za-podpore-novim-projektom-ove-in-spte>
 84. Združeni narodi. Odbor za ekonomske in socialne zadeve. (2012). *World Population Prospects: The 2012 Revision*. New York: Združeni narodi.
 85. Združeni narodi. Odbor za ekonomske in socialne zadeve. (2014). *World Urbanization Prospects: The 2014 Revision, Highlights*. New York: Združeni narodi.

86. Zhang, Z., Moore, J. C., Huisingh, D., & Zhao, Y. (2015). Review of geoengineering approaches to mitigating climate change. *Journal of Cleaner Production*, 103, 898–907.

PRILOGI

Priloga 1: Referenčne cene električne energije v Sloveniji od leta 2009 do leta 2016

Referenčna tržna cena električne energije 2016 = 36,89 EUR/MWh

Referenčna tržna cena električne energije 2015 = 39,65 EUR/MWh

Referenčna tržna cena električne energije 2014 = 43,31 EUR/MWh

Referenčna tržna cena električne energije 2013 = 50,66 EUR/MWh

Referenčna tržna cena električne energije 2012 = 55,79 EUR/MWh

Referenčna tržna cena električne energije 2011 = 53,13 EUR/MWh

Referenčna tržna cena električne energije 2010 = 53,41 EUR/MWh

Referenčna tržna cena električne energije 2009 = 65 EUR/MWh

Priloga 2: Seznam pogosteje uporabljenih kratic in enot

BDP – bruto domači proizvod

CH₄ – metan

CO₂ – ogljikov dioksid

CP – Center za podpore

EEG – *Erneuerbare Energien Gesetz*

EPIA – *European Photovoltaic Industry Association*

EU – Evropska unija

EUR – evro

EZ-1 – energetska zakon

FIT – *Feed-in tariff*

GW – gigavat

GWh – gigavatna ura

IEA – *International Energy Agency*

IEA PVPS – *Photovoltaic Power Systems Programme of the International Energy Agency*

IRENA – *International Renewable Energy Agency*

kVA – kilovolt amper

kW – kilovat

kWh – kilovatna ura

kWp – vršni kilovat

MW – megavat

MWh – megavatna ura

NO – dušikov oksid

OP – obratovalna podpora

REN21 – *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*

SPTE – soprodukcija toplote in električne energije

TGP – toplogredni plini

URE – učinkovita raba energije

USD – ameriški dolar

UZP – utekočinjeni zemeljski plin

ZO – zagotovljeni odkup električne energije