

UNIVERZA V LJUBLJANI  
EKONOMSKA FAKULTETA

**DIPLOMSKO DELO**

**EKONOMSKA UPRAVIČENOST POSTAVITVE MALE SONČNE ELEKTRARNE**

Ljubljana, september 2010

JAKA ŠTIGLIC

## **IZJAVA**

Študent Jaka Štiglic izjavljam, da sem avtor tega diplomskega dela, ki sem ga napisal pod mentorstvom dr. Jelene Zorić, in da dovolim njegovo objavo na fakultetnih spletnih straneh.

V Ljubljani, dne \_\_\_\_\_ Podpis: \_\_\_\_\_

## KAZALO

UVOD.....	1
1 OBNOVLJIVI VIRI ENERGIJE.....	2
1.1 Pomen OVE.....	2
1.2 Stroški električne energije in eksternalije .....	2
1.3 Prizadevanja EU.....	4
2 FOTOVOLTAIKA .....	5
2.1 Značilnosti fotovoltaike .....	5
2.2 Sončne celice .....	6
2.3 Sončna elektrarna .....	6
2.4 Okoljski vidik.....	7
2.5 Stanje na trgih in trendi.....	8
2.6 Stanje in trendi v Sloveniji .....	9
3 POSTAVITEV SONČNE ELEKTRARNE .....	10
3.1 Sistem spodbud OVE v Sloveniji .....	10
3.1.1 Center za podpore.....	11
3.1.2 Eko sklad.....	12
3.1.3 Ekonomska upravičenost državnih podpor fotovoltaike .....	12
3.2 Gostota moči sončnega sevanja in sončni obsev .....	14
3.3 Lega fotonapetostnih modulov .....	15
3.4 Vpliv temperature .....	15
3.5 Postopek postavitve omrežene sončne elektrarne.....	15
4 OVREDNOTENJE INVESTICIJSKEGA PROJEKTA.....	16
4.1 Opis investicije.....	16
4.2 Energetski izplen ter prihodki .....	17
4.3 Začetni investicijski izdatki .....	18
4.4 Dobiček iz poslovanja .....	19
4.5 Denarni tokovi.....	20
4.6 Določitev stroška kapitala .....	20
4.7 Investicijski kriteriji.....	22
4.8 Analiza občutljivosti .....	23
SKLEP .....	24
LITERATURA IN VIRI.....	25
PRILOGE	

## KAZALO SLIK

<i>Slika 1: Prikaz omrežne sončne elektrarne.....</i>	7
<i>Slika 2: Pregled inštaliranih kapacitet v Sloveniji.....</i>	10
<i>Slika 3: Mesečno povprečje dnevnega globalnega sončnega obseva v Ljubljani za obdobje 1994–2003.....</i>	14
<i>Slika 4: Analiza občutljivosti NPV na odstopanje energetskega izplena, tržne cene električne energije ter EURIBOR-a.....</i>	23

## KAZALO TABEL

<i>Tabela 1: Stroški eksternalij pri proizvodnji električne energije .....</i>	3
<i>Tabela 2: Kazalec inflacije HICPs za 15 držav evrskega območja v obdobju 2000–2009 .....</i>	18
<i>Tabela 3: Prikaz 3-mesečnega EURIBOR-a po posameznih letih.....</i>	21

## UVOD

Energija je ključnega pomena in si brez nje ni mogoče zamisliti modernega načina življenja. Zato je za zagotavljanje življenjskega standarda zelo pomembno, da imamo varno energetske dobavo po dostopnih cenah. Hkrati so s proizvodnjo in porabo energije povezani tudi negativni okoljski učinki, še posebno v povezavi s fosilnimi gorivi. Zato si je Evropska unija zadala ambiciozen cilj – povečati delež obnovljivih virov energije (v nadaljevanju OVE) na 20 % končne energetske porabe. Povečanje uporabe OVE namreč zmanjšuje izpuste toplogrednih plinov, diverzificira energetske ponudbo in zmanjšuje energetske odvisnosti od nepredvidljivega trga fosilnih goriv. Povečanje OVE naj bi ravno tako stimuliralo zaposljivost ter izboljšalo evropsko trgovinsko bilanco (Evropska komisija, 2010).

Fotovoltaika se kaže kot eden izmed najobetavnejših obnovljivih virov pridobivanja električne energije v prihodnosti. Tako European Photovoltaic Industry Association (2010a, str. 2) navaja, da je fotovoltaična industrija v lanskem letu kljub težkim ekonomskim in finančnim razmeram doživela največji letni dvig inštaliranih kapacitet. Čeprav smo bili v preteklih letih priča močnemu zmanjšanju stroškov električne energije, pridobljene iz fotonapetostnih sistemov, pa ostaja dejstvo, da je fotovoltaična industrija še zmeraj cenovno nekonkurenčna in se ne more neposredno kosati z drugimi že zreli tehnologijskimi pridobivanja električne energije. Zato nekatere države, med katerimi je tudi Slovenija, nudijo različne podpore za spodbujanje fotovoltaične industrije.

Namen pričujočega diplomskega dela je na osnovi teoretskih ekonomskih argumentov ter investicijskih kazalcev ugotoviti, ali je investicijski projekt postavitve sončne elektrarne na ozemlju Republike Slovenije ob upoštevanju trenutno veljavne zakonodaje in predpisov ekonomsko upravičen. Presojno ekonomsko upravičenosti bom izvedel za investitorja, ki se odloča o postavitvi sončne elektrarne, ter z vidika države, ki s podporami spodbuja postavitev le-teh.

V prvem sklopu bom na kratko opisal pomen OVE, v nadaljevanju pa predstavil stroške električne energije in eksternalije, ki jih je Evropska komisija (2003) ocenila za posamezne proizvodne tehnologije. V drugem sklopu bom podrobneje preučil fotovoltaiko, kjer bom predstavil sončne celice in druge gradnike fotonapetostnega sistema, nato pa se usmeril še na okoljski vidik takšnih sistemov ter stanje na fotovoltaičnih trgih.

Tretje poglavje vsebuje dejavnike, ki vplivajo na energetske izplen ter ekonomičnost postavitve sončne elektrarne. Ker smo pri taki naložbi upravičeni tudi do podpor, bom s teoretskega vidika preveril ekonomsko upravičenost zagotavljanja le-teh. Četrto poglavje vsebuje študijo primera, kjer bom na podlagi lastnih izračunov ocenil ekonomičnost postavitve sončne elektrarne. V zadnjem poglavju povzemam glavne ugotovitve dela ter podajam sklepne misli.

# 1 OBNOVLJIVI VIRI ENERGIJE

## 1.1 Pomen OVE

Pod OVE štejemo vse vire energije, ki jih zajemamo iz stalnih naravnih procesov, kot so sončno sevanje, veter, vodni tok v rekah ali potokih (hidroenergija), fotosinteza, s katero rastline gradijo biomaso, bibavica in zemeljski toplotni tokovi (geotermalna energija). Vodni tokovi in dež nastanejo kot posledica kratkotrajnega shranjevanja sončne toplote v atmosferi, biomasa pa se nabira v obdobju rasti, kot npr. slama v enem letu, ali pa obdobju več let, ko gre za lesno biomaso. Tako je ena od glavnih značilnosti OVE trajnost, kar pomeni, da njeno zajemanje ne izčrpa vira (Obnovljivi viri energije, 2010).

V nasprotju z OVE pa z uporabo fosilnih goriv v zelo kratkem času izčrpamo energijo, ki se je shranjevala tisoče ali milijone let. Posledično fosilnih goriv, kot so nafta, premog, zemeljski plin in šota, ne štejemo pod OVE, čeprav se lahko obnovijo v zelo dolgem obdobju (Obnovljivi viri energije, 2010).

Energetska industrija gledano kot celota je svetovno največja industrija in ima kot taka tudi največje posledice na okolje. Ozaveščenost glede nevarnosti in posledic, ki jih ima proizvodnja in uporaba energije, se je v začetku le počasi razvijala. Posledice, ki so se začele kazati v 70. letih, kisli dež in nesreča v Černobilu v 80. letih, ter prepoznanje nevarnosti globalnega segrevanja v 90. letih prejšnjega stoletja pa so močno dvignili okoljsko ozaveščenost, ki je postala ena od osrednjih tem. Kot posledica je okoljska ozaveščenost postala pomemben sooblikovalec proizvodnje in porabe energije (Breeze, 2005, str. 8).

Podnebne spremembe predstavljajo enega glavnih in najbolj perečih problemov, s katerim se bomo soočali v prihodnjih letih. Nekatere podnebne spremembe so vidne že danes. Kažejo se kot taljenje polarnih ledenih odej, umikanje ledenikov, višanje gladine morja ter v skrajnih vremenskih razmerah. Problematično je predvsem zgorevanje fosilnih goriv, pri katerem se sprosti velika količina ogljikovega dioksida (v nadaljevanju CO<sub>2</sub>). Od industrijske revolucije je uporaba teh goriv začela naraščati, kar pa je posledično povzročilo, da se je začela pospešeno povečevati tudi koncentracija CO<sub>2</sub> v atmosferi. Tako je bila pred industrijsko revolucijo koncentracija CO<sub>2</sub> v ozračju približno 270–280 ppm (angl. *parts per million* – delcev na milijon), do leta 2000 pa se je ta koncentracija dvignila že na 369 ppm. Dokazi, ki povezujejo uporabo fosilnih goriv z naraščanjem koncentracije CO<sub>2</sub>, so dobro utemeljeni, kljub temu pa velja opozorilo, da je kroženje CO<sub>2</sub> med atmosfero, morjem in biosfero zelo kompleksno. Posledično je nemogoče natančno ugotoviti, koliko človek s svojimi aktivnostmi vpliva na te spremembe (Breeze, 2005, str. 10–11; Slovenija. Doma v Evropi, 2010).

## 1.2 Stroški električne energije in eksternalije

Določitev resničnih stroškov električne energije ni preprosta. Tarjanne in Kivisto (2008, str. 10) ocenjujeta, da **stroški** postavitve elektrarne, obratovanja, goriva ipd. znašajo 0,035 €/kWh

za jedrsko energijo, 0,051 €/kWh za zemeljski plin, 0,045 €/kWh za šoto in premog, 0,074 €/kWh za biomaso ter 0,053 €/kWh za vetrno energijo. Pri tem za zemeljski plin, šoto in premog niso upoštevani stroški trgovanja z emisijami. Pri hidroenergiji povprečni stroški večje elektrarne v letu 2010 znašajo 0,059 €/kWh<sup>1</sup> (International Energy Agency, 2010). Za fotovoltaično energijo so ocenjeni stroški v letu 2010 med 0,19 in 0,37 €/kWh, pri čemer so nižji stroški značilni za večje industrijske elektrarne, višji pa za manjše stanovanjske elektrarne (SolarBuzz, 2010). Med obstoječimi najbolj razširjenimi tehnologijami za proizvodnjo električne energije je tako fotovoltaika za zdaj najdražja.

Poleg osnovnih stroškov je treba upoštevati tudi **eksternalije**. Eksternalija se pojavi, ko ima neka socialna ali ekonomska dejavnost skupine ali posameznika vpliv na neko drugo skupino ali posameznika in ko ta vpliv ni celostno obračunan oziroma kompenziran. Pri energetski proizvodnji oziroma potrošnji so to negativni vplivi na okolje in človekovo zdravje, za katere plačuje družba, ne pa neposredno proizvajalec ali porabnik. Tako elektrarna, ki pri proizvodjanju elektrike generira emisije SO<sub>2</sub> (žveplov dioksid), povzroča škodo na gradbenem materialu in človeškem zdravju. Tem vplivom pravimo zunanji strošek ali negativna eksternalija. Tako jim pravimo zato, ker lastnik te elektrarne ne upošteva teh stroškov, ko se odloča o aktivnosti take elektrarne, čeprav predstavljajo resnične stroške za družbo. Lastnik take tovarne onesnažuje zrak, do nadomestila pa ne pride, saj je zrak prosta dobrina in nima lastnika. Torej do nadomestila ne pride predvsem zaradi slabo definiranih lastninskih pravic ter transakcijskih stroškov (Breeze, 2005, str. 14–15; Evropska komisija, 2003, str. 5).

V Tabeli 1 so podane ocene iz raziskave Evropske komisije (2003) o eksternalijah, ki nastajajo pri proizvodnji električne energije z različnimi obstoječimi tehnologijami. Stroški eksternalij so denarno ovrednoteni in variirajo med posameznimi evropskimi državami, za katere so bili ocenjeni. Prikazani so le najnižji in najvišji stroški eksternalij.

*Tabela 1: Stroški eksternalij pri proizvodnji električne energije*

	<b>Stroški (v € centih/kWh)*</b>
<b>Premog in lignit</b>	2–15
<b>Šota</b>	2–5
<b>Nafta</b>	3–11
<b>Zemeljski plin</b>	1–4
<b>Biomasa</b>	0–3
<b>Jedrska</b>	0.25–0.7
<b>Hidroenergija</b>	0–1
<b>Vetrna</b>	0–0.25
<b>Fotovoltaična</b>	0.6

*Legenda: \* Prikazani so le najvišji ter najnižji stroški eksternalij za 15 evropskih držav.*

*Vir: European Commission, External Costs- Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport, 2003, str. 13.*

<sup>1</sup> Preračunano iz dolarjev v evre po veljavnem tečaju z dne 27.8.2010 (1€ = \$ 1,27)

Pri izračunu eksternalij so bile upoštevane kategorije, kot je človekovo zdravje, vplivi na kmetijske pridelke in materiale. Poseben problem pa predstavlja ovrednotenje vpliva na globalno segrevanje, saj je prisotna velika negotovost oziroma je težko oceniti vplive, ki jih imajo toplogredni izpusti. Zato se tukaj upošteva senčna cena (navidezno obdavčenje, angl. *shadow price*), ki naj bi zagotovila, da se dosežejo cilji iz Kjotskega sporazuma.

Zemeljski plin je v primerjavi z drugimi fosilnimi gorivi razmeroma čisto gorivo, vendar je to močno povezano z učinkovitostjo proizvodne tehnologije. Z vidika emisij CO<sub>2</sub> sta še posebno problematična premog in lignit. To velja tudi za bolj učinkovite tehnologije, veliko težav pa povzročajo tudi aerosoli. V primerjavi s fosilnimi gorivi so eksternalije pri OVE razmeroma nizke, prav tako pa so nižji tudi izpusti CO<sub>2</sub>. Tako emisije CO<sub>2</sub> večinoma nastanejo pri proizvodnji tehnologij za pridobivanje energije iz OVE, medtem ko med samim obratovanjem nimajo velikih vplivov na okolje (Evropska komisija, 2003). Ob upoštevanju stroškov eksternalij se torej konkurenčni položaj OVE v primerjavi s fosilnimi gorivi znatno izboljša.

Poznavanje eksternalij pri posameznih tehnologijah je ključno pri zmanjševanju negativnih vplivov na okolje. Eno izmed možnosti predstavljajo ekološki davki, pri čemer bi bilo po mnenju Evropske komisije (2003) treba v letu 2003 fosilna goriva obdavčiti z davkom 2–7 centov na kWh proizvedne energije. Drugo možnost pa predstavljajo subvencije oziroma podpore za čistejša vira energije.

### **1.3 Prizadevanja EU**

Spodbujanje OVE je dobilo jasno evropsko dimenzijo leta 1997, ko je Evropska komisija objavila Belo knjigo o OVE. To je bilo mogoče zaradi uveljavitve mnenja, da je politika spodbujanja OVE potrebna zaradi reševanja problemov v zvezi z onesnaževanjem zraka in podnebnimi spremembami. Evropska komisija je v Beli knjigi predlagala, da se delež OVE v Evropski uniji do leta 2010 podvoji, tako da bo dosegel delež 12 % v celotni energetski bilanci. Največ naj bi k povečanju deleža OVE prispevali biomasa, veter ter sončni termalni kolektorji, medtem ko je bil od fotovoltaične energije pričakovan le manjši prispevek. Poleg tega je Bela knjiga napovedovala tudi akcijski načrt in strategijo energije iz obnovljivih virov. Pomemben element akcijskega načrta je bila priprava zakonodaje, ki bi zagotovila predvidljivost razvoja energije iz obnovljivih virov. Predvidljivost in varnost pa sta pomembni predvsem za zasebne investitorje ter za državne organe, ko gre za načrtovanje spodbujevalnih politik (Evropska komisija, 1997, str. 7–11).

Zadani 12-odstotni delež OVE v celotni energetski bilanci je bil sprejet leta 2001 z Direktivo 2001/77/ES, v kateri pa je bil še dodatno določen cilj – dosega 22,1 % deleža OVE pri proizvodnji električne energije do leta 2010. Ti cilji pa niso bili zavezujoči, zato je kmalu postalo jasno, da ne bodo doseženi (Uradni list Evropskih skupnosti, 2001, str. 123; Europa, 2010).

Evropska komisija je nato leta 2006 pripravila Zeleno knjigo o prihodnji evropski politiki, s katero je bilo objavljeno javno posvetovanje. Tako je bil leta 2007 na podlagi tega posvetovanja sprejet predlog o celoviti evropski energetski politiki, ki pa so ga voditelji EU



kasneje na marčevski konferenci skoraj v celoti podprli. Na tem srečanju so se voditelji odločili, da bo cilj 20-odstotni delež OVE v energetske bilanci do leta 2020 zavezujoč (Uradni list Evropske unije, 2009).

Uvajanje OVE ima pomembno vlogo predvsem pri doseganju glavnih ciljev evropske energetske politike – izboljšanje varnosti pri oskrbi z energijo, zmanjšanje toplogrednih izpustov in spodbuditi konkurenčnost. Z vidika varnosti in oskrbe je treba poudariti trenutno visoko odvisnost od uvoza, saj EU danes pokrije okoli 50 % energetskih potreb z uvozom. Ker mehanizmi solidarnosti še niso vzpostavljeni, je tako več držav članic precej odvisnih od enega samega dobavitelja. Poleg tega je energetski sektor tudi največji onesnaževalec okolja z emisijami toplogrednih plinov, saj kar 80 % teh emisij v EU nastane pri proizvodnji oziroma porabi energije. Pri konkurenčnosti je cilj spodbuditi rast gospodarstva, razvoj tehnologij in odpiranje novih delovnih mest, hkrati pa je treba potrošnikom zagotoviti varno in cenovno dostopno energijo (Uradni list Evropske unije, 2009; Slovenija. Doma v Evropi, 2010).

Za potrditev pravnega okvira politične zaveze doseganja 20-odstotnega deleža OVE v celotni energetske bilanci do 2020 je bila leta 2009 sprejeta nova Direktiva 2009/28/ES o spodbujanju rabe OVE. Pomembna novost je pravno zavezujoč nacionalni cilj za vsako državo članico posebej, ki je zastavljena na podlagi njihovih potencialov in zmogljivosti. V Sloveniji je cilj doseči 25-odstotni delež OVE v celotni energetske bilanci do leta 2020, kar je zelo ambiciozen cilj (Uradni list Evropske unije, 2009).

## **2 FOTOVOLTAIKA**

### **2.1 Značilnosti fotovoltaike**

Breeze (2005, str. 184) meni, da je Sonce najpomembnejši vir energije, ki ga ima Zemlja na razpolago, in je ključen za pojav življenja na Zemlji. Vsako leto doseže Zemljo okoli 1.500 milijonov TWh solarne energije. Vendar vsa ta energija ne doseže zemeljskega površja, saj se veliko kratkovalovne ultravijolične svetlobe absorbira v atmosferi, nekaj svetlobe pa se od oblakov odbije nazaj v vesolje. Tako le okoli 47 % energije (700 milijonov TWh) dejansko doseže površje, kar pa je še vedno 14.000-krat več od celotne človeške letne energetske porabe (50.000 TWh). Večina solarne energije sicer pade na oceane in je nedostopna, kljub temu pa bi zajemanje energije na 1 % kopenskega površja z razmeroma učinkovitimi pretvornimi sistemi lahko zadostilo celotnemu svetovnemu povpraševanju po električni energiji, ki znaša 15.000 TWh.

Sonce poganja tudi fotosintezo, kar posledično omogoča izkoriščanje biomase ter fosilnih goriv. Fosilna goriva so posledica produktov fotosinteze, ki so ostali zakopani milijone let, danes pa jih uporabljamo kot enega izmed glavnih virov energije. Sončna energija poganja tudi vetrove, oceane in je odgovorna za dež. Tako je Sonce, poleg geotermalne in jedrske energije, vir vse energije, ki jo koristimo (Breeze, 2005, str. 184).

Vse zgoraj iz Sonca izpeljane vire energije lahko uporabimo za proizvodnjo električne energije. Električno pa je mogoče pridobiti tudi neposredno iz sončne energije. Neposrednemu

oziroma direktnemu pretvarjanju svetlobne energije sončnega sevanja v električno energijo pravimo **fotovoltaična pretvorba**. Pri njej se energija fotonov v neki snovi pretvori v električno energijo. Izraz fotovoltaika izvira iz grške besede *phos* (svetloba) in besede *volt*. Naprave, ki to omogočajo, imenujemo fotovoltaične celice. Za slednje se uporablja tudi oznaka PV oziroma se jih velikokrat poimenuje kar sončne celice (Medved & Novak, 2000, str. 136; Tehnološka platforma za fotovoltaiko, 2010).

## 2.2 Sončne celice

Gevorkian (2007) loči tri glavne tehnologije sončnih celic, ki so trenutno v uporabi: monokristalne, polikristalne ter amorfne. Za vsako od teh tehnologij se skrivajo edinstveni postopki izdelave, izkoristki ter druge karakteristike. Tako ima vsaka tehnologija svoje prednosti in slabosti. Sončne celice so najpogosteje izdelane iz silicija, ki ga je v naravi veliko.

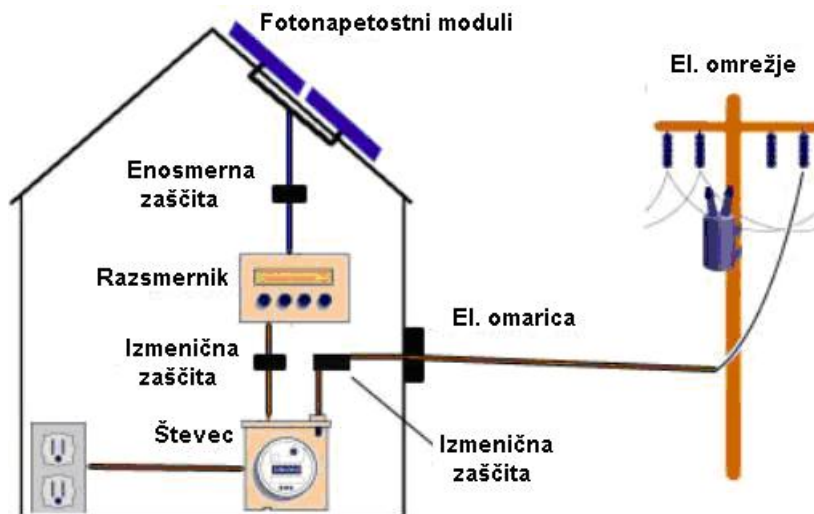
Za silicijeve monokristalne celice je značilno, da imajo visok izkoristek, med 15–18 %, vendar je za njihovo izdelavo značilen dolgotrajen postopek in so tudi med dražjimi. Uporabljajo se tam, kjer je potrebno veliko razmerje med močjo in površino. Polikristalne celice so primerne za večje strešne postavitve in postavitve na prostem. Izkoristek imajo med 13 in 15 % ter so trenutno najpogosteje uporabljene celice. Primerne so tudi za naše podnebje, saj se odlično obnašajo v območju difuzne svetlobe. Amorfne celice imajo izkoristek med 5 in 8 %, zato za enake donose potrebujemo dvakrat tolikšno površino kot pri prej omenjenih celicah. Uporabljajo se tam, kjer nismo omejeni s prostorom. Imajo pa velik potencial, saj bi se ob povečanju izkoristka in življenjske dobe močno povečala tudi uporaba teh celic (Tersus, d. o. o., 2010; Tehnološka platforma za fotovoltaiko, 2010).

Z združevanjem več sončnih celic dobimo tako imenovane sončne ali fotonapetostne module. Treba pa je poudariti, da se izkoristek modulov razlikuje od izkoristka celic. Ta je za 1–3 odstotne točke nižji zaradi refleksije stekla, senčenja okvirja, višje temperature ipd. (Materiali in tehnologije v fotovoltaiki, 2010).

## 2.3 Sončna elektrarna

Fotonapetostne sisteme lahko namestimo v telefone, ure ter vozila na sončni pogon. Lahko jih uporabimo tudi za oskrbo odročnih porabnikov (npr. gorskih koč). Takšne elektrarne imenujemo otočne elektrarne, saj tovrstni sistemi celotno proizvedeno energijo porabijo za svoje delovanje. Druga možnost je omrežna sončna elektrarna, prikazana na Sliki 1, ki proizvedeno elektriko prodaja v omrežje (Dintinjana & Bratkovič, 2009).

Slika 1: Prikaz omrežne sončne elektrarne



Vir: Agencija za prestrukturiranje energetike, d. o. o., 2010.

Omrežna sončna elektrarna je v osnovi sestavljena iz dveh sklopov. Prvi sklop oziroma srce elektrarne predstavljajo fotonapetostni moduli z nalogo pretvarjanja elektromagnetnega valovanja sonca v enosmerni električni tok in napetost. Drugi sklop so elektroenergetski elementi in se uporabljajo za proizvodnjo električne energije za posamezne namene. Sem štejemo razsmernike, nosilno konstrukcijo, priključne kable, spojišča DC<sup>2</sup> in AC<sup>3</sup>, stikalne in zaščitne naprave, števec električne energije ter drugi inštalacijski material. Sončno elektrarno dobimo z združevanjem fotonapetostnih modulov, ki jih serijsko povežemo v verige in nato priključimo preko pretokovne in prenapetostne zaščite na omrežni razsmernik. Slednji spreminja vhodno enosmerno napetost v izhodno izmenično, ki je v fazi z napetostjo električnega omrežja. Razsmernik je tudi povezan na števec električne energije, ki meri proizvedeno energijo take elektrarne (Agencija za prestrukturiranje energetike, d. o. o., 2010; Zelena Slovenija, 2009, str. 63).

## 2.4 Okoljski vidik

Ena od najpomembnejših lastnosti sončne elektrarne je, da med obratovanjem ne proizvaja emisij CO<sub>2</sub>. Čeprav posredno nastane nekaj emisij CO<sub>2</sub> pri izdelavi same elektrarne, pa so te znatno manjše kot izognjene emisije zaradi pridobivanja elektrike iz drugih virov energije. Prav tako ni nobenih onesnaženj z izpušnimi plini in zvokom med samim obratovanjem ter nevarnosti, povezanih s pridobivanjem energije. Razgradnja sončne elektrarne tudi ne povzroča večjih težav, saj je module mogoče reciklirati in nekatere materiale ponovno uporabiti (European Photovoltaic Industry Association, 2010c).

<sup>2</sup> DC (angl. direct current) - enosmerni tok

<sup>3</sup> AC (angl. alternating current) - izmenični tok

Pri izdelavi povprečno nastane 21,65 grama emisij CO<sub>2</sub>/kWh kasneje proizvedene energije iz sončnih elektrarn, vendar je to precej odvisno od tehnologije fotonapetostnega sistema. V primerjavi s povprečnim izpustom termoelektrarn v Evropi, ki znaša 900 gramov CO<sub>2</sub>/kWh, to predstavlja relativno majhen izpust. Pri substituciji termoelektrarn za fotonapetostne sisteme lahko tako dosežemo velike prihranke emisij. Seveda pa se prihranki razlikujejo po posameznih državah, saj je to precej odvisno od tehnologij pridobivanja energije, ki jih zamenjamo s fotonapetostnim sistemom (European Photovoltaic Industry Association, 2010b).

Država, ki privzame širšo uporabo fotonapetostnih tehnologij v svoji energetske bilanci, lahko tako veliko prispeva k zmanjšanju toplogrednih plinov. Hkrati pa ji to tudi pomaga izpolniti mednarodne zaveze iz naslova izpustov toplogrednih plinov. Ocena kumulativnih prihrankov emisij CO<sub>2</sub> med letoma 2005 in 2030 naj bi znašala 9 milijard ton. Tako lahko fotonapetostna energija predstavlja pomemben dejavnik v boju proti podnebnim spremembam, saj je trenutna ocena, da emisije CO<sub>2</sub> prispevajo kar k polovici človeško ustvarjenega toplogrednega vpliva (European Photovoltaic Industry Association, 2010b).

V javnosti se velikokrat pojavlja napačno prepričanje, da se pri izdelavi fotonapetostnih sistemov porabi več energije, kot jo potem le-ta proizvede v svoji pričakovani življenjski dobi. Vendar podatki kažejo, da je energetska povračilna doba oziroma čas, ki ga porabi fotonapetostni sistem, da ustvari količino energije, ki je bila potrebna za njegovo proizvodnjo, od 1 do 3 let. To je tudi veliko pod pričakovano življenjsko dobo takega sistema, saj kakovostni proizvajalci modulov jamčijo 25 let življenjske dobe. Prvi komercialno izdelani fotonapetostni moduli se danes uporabljajo že več kot 40 let. Z izboljšanjem izkoristka, zmanjšanjem debeline sončnih celic ter optimizacijo proizvodnega procesa pa lahko v prihodnosti pričakujemo, da se bo energetska povračilna doba še zniževala (European Photovoltaic Industry Association, 2010b).

## 2.5 Stanje na trgih in trendi

Fotovoltaični trg je v zadnjih letih dosegal visoke rasti. Tako smo bili v obdobju 1998–2003 priča povprečnemu 24-odstotnemu letnemu povečanju globalno inštaliranih kapacitet, med letoma 2003 in 2008 pa se je ta številka dvignila na 39 %. Tudi 2009. so se inštalirane kapacitete povečale za 7.2 GWp<sup>4</sup>, konec tega leta pa je bilo po svetu inštaliranih že za 22 GWp kapacitet (glej Prilogo 2). Tako je fotonapetostni trg kljub težkim ekonomskim in finančnim razmeram doživel največji letni dvig inštaliranih kapacitet. V letu 2010 je pričakovati, da se bodo skupne kapacitete povečale za 40 %, kar bi preseglo lanskoletni dvig za več kot 15 % (European Photovoltaic Industry Association, 2010a).

S 3,8 GWp na novo inštaliranih kapacitet v letu 2009 in z že obstoječimi zmogljivostmi 10 GWp ostaja Nemčija največji fotonapetostni trg. Na drugem mestu je Italija, sledita pa

---

<sup>4</sup> European Photovoltaic Industry Association (2009) nazivno moč meri z Wp (angl. *watt peak*), ki se nanaša na nominalno moč pod standardnimi testnimi pogoji (1000W/m, 25 °C, 1,5 AM).

Japonska in ZDA. Tudi v letu 2010 bo Nemčija najverjetneje ostala največji svetovni trg, čeprav je v kratkem pričakovati znižanje subvencij, kar lahko močno vpliva na razvoj industrije na dolgi rok. Italija ostaja zelo obetajoč trg, medtem ko imamo zanimiv primer češkega trga, kjer je bilo v letu 2009 inštaliranih kar za 411 MWp kapacitet. Tako velika rast za relativno majhni češki trg je nastala kot posledica preveč radodarnih državnih podpor. Zato lahko tudi v tem letu pričakujemo visoko rast, medtem ko je pričakovati, da se bo trg v letu 2011 močno skrčil. To po mnenju Gammala (v European Photovoltaic Industry Association, 2010a) tudi poudarja nujnost podpornih mehanizmov, ki naj bodo zasnovani tako, da omogočajo predvidljiv in trajnostni razvoj na dolgi rok ter preprečijo nestabilnost in diskontinuiteto tržnega razvoja (European Photovoltaic Industry Association, 2010a).

Zunaj Evrope sta zelo visoko rast v prejšnjem letu doživeli Japonska in ZDA. Predvsem ZDA kažejo potencial, da prevzamejo vodilno vlogo v prihajajočih letih. Prav tako je v prihodnjih letih visoke rasti pričakovati še za Kitajsko ter Indijo. Potencial pa kažejo tudi države, kot so Brazilija, Mehika, Maroko ter Južna Afrika (European Photovoltaic Industry Association, 2010a).

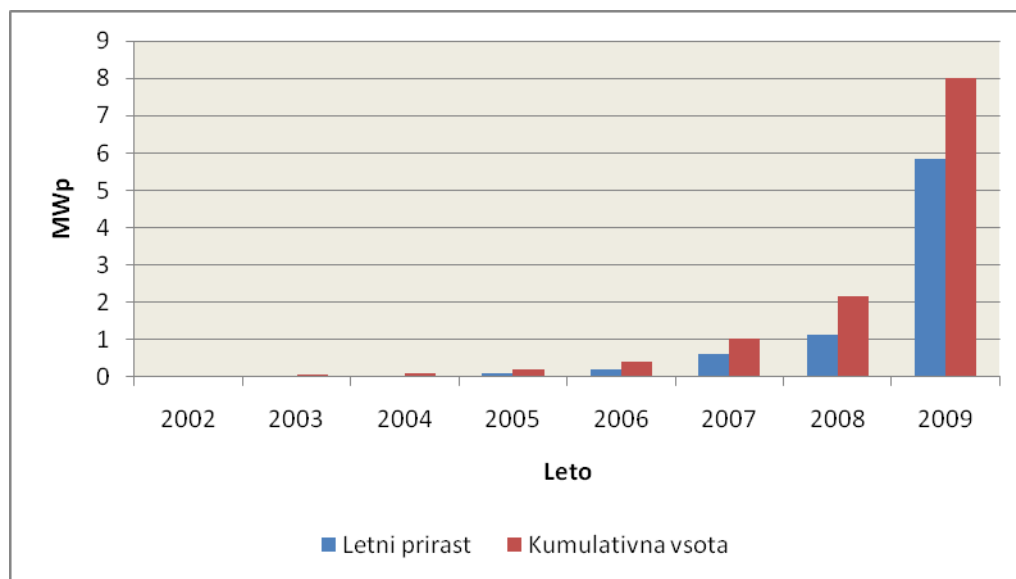
Fotovoltaična industrija je v preteklosti pokazala visoko zmožnost zmanjševanja stroškov in izboljševanja izkoristka. Tako se glede na trenutni trend pričakuje, da se bodo stroški fotovoltaične energije tudi v prihodnje zmanjševali po 8 % letno. To pomeni, da se stroški prepolovijo vsakih 8 let. Tako bi fotovoltaika lahko postala eden glavnih energetskega virov in do leta 2020 po ambicioznem scenariju zadovoljila 12 % celotnega povpraševanja po električni energiji v EU (European Photovoltaic Industry Association, b. l.).

Iz OVE je bilo v EU-27 leta 2008 proizvedenega 16,6 % vse električne energije oziroma 11,9 % celotne končne energetske porabe. Pri tem so leta 2007 sončne elektrarne proizvedle le 0,1 % končne energetske porabe, in čeprav so se inštalirane kapacitete od takrat več kot podvojile, ima fotovoltaika še vedno obrobno vlogo. Zato bi tako zelo veliko povečanje energije iz sončnih elektrarn močno pripomoglo k doseganju cilja 20 % deleža OVE v celotni energetskega bilanci do leta 2020 (Eurostat, 2010).

## **2.6 Stanje in trendi v Sloveniji**

Slovenski fotovoltaični trg je dokončno zaživel v letu 2005 in nato v naslednjih treh letih dosegal 100 % rasti. Lansko leto smo bili priča pravemu razmahu slovenskih sončnih elektrarn, saj je bilo kar 139 novih. Tak porast lahko pripišemo predvsem novi Uredbi o podporah električni energiji, proizvedeni iz obnovljivih virov energije (Ur. l. RS št. 37/2009), ki je podaljšala obdobje zagotovljenih odkupnih cen električne energije z 10 na 15 let. V letu 2009 se je tako kumulativna inštalirana moč povečala kar za 370 %, na skupaj 7,993 MWp, kar pomeni več kot 5-krat višji letni prirast kot v letu 2008. Hkrati pa je pomembno poudariti, da ima fotovoltaika, tako kot v Evropski uniji, tudi v slovenski energetskega bilanci le obrobno vlogo. Slika 2 prikazuje rast ter kumulativno inštalirane fotovoltaične kapacitete za obdobje 2002–2009 (Zelena Slovenija, 2009; Šubic, 2010; Tehnološka platforma; 2010).

Slika 2: Pregled inštaliranih kapacitet v Sloveniji



Vir: Tehnološka platforma, 2010.

V Sloveniji izstopajo predvsem tri sončne elektrarne. Prva je Tasolar v Kidričevem, ki je s 4.545 moduli ter z 1 MWp inštaliranih kapacitet največja prostostoječa sončna elektrarna v Sloveniji. Postavljena je na 2,5 hektarja Talumovega saniranega odlagališča rdečega blata in zagotavlja električno energijo za približno 300 gospodinjstev. Druga je nedavno postavljena elektrarna podjetja Keter Invest, in sicer na strehi Cimosovega objekta. Tudi ta deluje z močjo okoli 1 MWp in je trenutno največja strešna sončna elektrarna. Tretja večja elektrarna je na strehi Celjskega sejma ter deluje z nazivno močjo 551 kWp. Omenim lahko še Podgorje pri Slovenj Gradcu, ki je s šestimi sončnimi elektrarnami ter z nazivno močjo 129 kWp prva slovenska solarna vas (Sevšek & Šeneker, 2010; Šubic, 2010).

### 3 POSTAVITEV SONČNE ELEKTRARNE

#### 3.1 Sistem spodbud OVE v Sloveniji

Fotovoltaična industrija je še dokaj nezrela, saj je šele nedavno izšla z laboratorijske na množično industrijsko raven. Zato potrebuje nekaj časa, da se tehnologija izpopolni, doseže ekonomije obsega ter začne cenovno konkurirati drugim energetsko proizvodnim tehnologijam. Pri tem pa je treba upoštevati, da so številne komercialne tehnologije danes še vedno podprte. Za primer vzemimo nepovratne spodbude za razvoj dejavnosti premoga in jedrske industrije. Prav tako velikokrat v ceni elektrike ni upoštevan resnični strošek vpliva na okolje. Zato nekatere države nudijo različne podpore, ki pomagajo doseči cenovno konkurenčnost fotovoltaične industrije ter doseči premik k bolj čistim virom pridobivanja električne energije (Zelena Slovenija, 2009, str. 66).

### 3.1.1 Center za podpore

V Sloveniji je operativni izvajalec podporne sheme za proizvodnjo električne energije iz OVE Center za podpore (v nadaljevanju CP). Ta je opredeljen kot ena izmed dejavnosti obvezne gospodarske javne službe organiziranja trga z električno energijo, ki jo pri nas izvaja podjetje Borzen, organizator trga z električno energijo, d. o. o.. CP ima naloge sklepanja pogodb o podpori, izplačevanja podpor, odkupovanja električne energije od proizvajalcev ter naloge, povezane s potrdili izvora (Borzen, 2010).

Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni iz obnovljivih virov energije (Ur. l. RS št. 37/2009) glede na nazivne moči proizvodne naprave v Sloveniji razdeli na 5 velikostnih razredov: mikro (nazivna moč > 50 kW), male (nazivna moč >1 MW), srednje (nazivna moč >10 MW), velike (nazivna moč >125 MW) ter na proizvodne naprave nazivne moči 125 MW in več. Nazivna moč poleg proizvodne tehnologije odločilno vpliva na obliko in velikost podpore. Tako lahko proizvajalec električne energije iz OVE izbira med dvema možnostma, to sta obratovalna podpora in zagotovljen odkup. Zagotovljen odkup električne energije pomeni, da CP ne glede na ceno električne energije na trgu odkupi vso privzeto neto proizvedeno električno energijo po vnaprej določeni ceni, višji od tržne cene. V tem primeru proizvajalec nima in ne sme imeti sklenjene ločene tržne pogodbe za prodajo električne energije. Druga možnost je obratovalna podpora, kjer ima proizvajalec sklenjeno pogodbo z dobaviteljem. Upravičenec tako izstavlja račune dobavitelju za proizvedeno elektriko ter CP za podporo, ki predstavlja razliko med proizvodnimi stroški in tržno ceno električne energije. Proizvajalci do nazivne moči 5 MW se lahko odločijo za eno ali drugo vrsto podpore, medtem ko večji proizvajalci lahko prejemajo le obratovalno podporo. Podpora za OVE je omejena na 15 let od začetka obratovanja (Borzen, 2010).

Višina podpore se glede na izbrano opcijo določi po eni izmed naslednjih formul:

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

$$\text{Višina obratovalne podpore (leto } i) = \text{referenčni stroški (leto } i) - (\text{referenčna cena električne energije (leto } i) \times \text{faktor } B), \quad (2)$$

kjer faktor B odraža stalnost proizvodnje, velikost naprave oziroma tržno moč naprave.

Kot je razvidno iz enačbe (1) in (2), je višina podpore v obliki zagotovljenega odkupa ali obratovalne podpore določena na podlagi referenčnih stroškov. Za sončne elektrarne velja posebnost, da se referenčni stroški vsako leto znižajo za 7 % glede na izhodiščno raven 2009. Posledično se vsako leto znižata tudi zagotovljena odkupna cena in obratovalna podpora. Vendar se z vstopom v sistem referenčni stroški fiksirajo, kar pomeni, da morebitne spremembe stroškovnega modela ne vplivajo na naprave v shemi. Sončne elektrarne imajo tako 15 let popolnoma znano fiksno ceno zagotovljenega odkupa, kar z vidika investitorja pomeni, da ni podvržen nobenemu cenovnemu tveganju. Pri tem je pomembno tudi, za kakšno proizvodno napravo gre oziroma ali elektrarna stoji samostojno, na stavbah ali pa gre za integrirano sončno elektrarno, ki je del ovoja zgradbe. Referenčni stroški se namreč poleg velikosti razlikujejo tudi glede na proizvodno tehnologijo (glej Prilogo 3). Podpore se

financirajo skozi prispevek za zagotavljanje podpor proizvodnji električne energije v soproizvodnji z visokim izkoristkom in iz obnovljivih virov ter s prispevkom za zagotavljanje zanesljive oskrbe z električno energijo z uporabo domačih virov primarne energije, ki jo plačujejo končni odjemalci električne energije (Borzen, 2009).

Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni iz obnovljivih virov energije (Ur. l. RS št. 37/2009) v 15. členu še opredeljuje, da se spremenijo referenčni stroški, ki so podlaga za določanje višine podpore, če prejmemo kakršnokoli pomoč, ki se šteje za subvencijo. Tako je sicer mogoče pridobiti do 50 % nepovratnih sredstev v okviru programov razvoja podeželja za obdobje 2007–2013, vendar pridobitev nepovratnih sredstev sorazmerno znižuje višino zagotavljenega odkupa oziroma obratovalno premijo (Zelena Slovenija, 2009, str. 74).

Pogoj pri pridobivanju podpor je potrdilo o izvoru. To dokazuje, da je bila energija resnično pridobljena iz OVE oziroma na okolju prijazen način. Pridobivanje potrdil in prenos potrdil na CP si prejemnik uredi z izdajateljem potrdila o izvoru, ki je Javna Agencija RS za energijo (Javna Agencija RS za energijo, 2010).

### **3.1.2 Eko sklad**

Investiranje z ugodnimi posojili je mogoče s krediti Eko sklada. Pri tem je obrestna mera dovolj visoka, da se krediti ne štejejo kot subvencije in torej ne vplivajo na višino podpore, ki jih izplačuje CP. V letu 2010 Eko sklad ponuja kredite v višini 20 milijonov € za okoljske naložbe pravnih oseb, samostojnih podjetnikov in zasebnikov na območju Republike Slovenije. Med okoljske naložbe spada tudi postavitve oziroma rekonstrukcija objektov in naprav za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov energije. Najvišji delež kredita je 90 % priznanih stroškov naložbe, med katere se štejejo vsi stroški naložbe, razen stroški nakupa zemljišč. Tako se pod naložbene stroške štejejo vsi stroški nabave in namestitve opreme, strojev in naprav ter stroški projektiranja. Med upravičene stroške pa največkrat ne spadajo stroški DDV. Višina kredita je za pravne osebe omejena na 2 milijona €, medtem ko najnižji znesek znaša 40.000 €, odplačilna doba pa ne sme presegati 15 let. Pri določanju višine kredita se poleg priznanih stroškov upoštevata tudi kreditna sposobnost prejemnika ter kakovost zavarovanja kredita. Najnižja letna obrestna mera je določena kot trimesečni EURIBOR + 1,5 %, pri čemer se krediti večinoma plačujejo v četrletnih obrokih (Eko sklad, Slovenski okoljski sklad, 2010).

Eko sklad omogoča tudi kreditiranje okoljskih naložb občanov, pri čemer veljajo nekatere omejitve pri kreditiranju naprav za pridobivanje električne energije, saj je njihova nazivna moč omejena na 50 kW. Razlikuje se tudi odplačilna doba, ki je v tem primeru omejena na 10 let, obrestna mera pa ni več variabilna, temveč je fiksno določena (Eko sklad, Slovenski okoljski sklad, 2010).

### **3.1.3 Ekonomska upravičenost državnih podpor fotovoltaiiki**

V luči vse večjega znanstvenega konsenza o podnebnih spremembah ter v želji povečanja energetske varnosti si je veliko držav zadalo ambiciozne cilje povečanja deleža OVE. Za



dosego teh ciljev so tako v uporabi različne podpore, v Sloveniji predvsem v obliki zagotovljenih cen ter kreditov Eko sklada. Ena največjih prejemnic podpor je ravno fotovoltaična industrija, zato se poraja vprašanje o ekonomski upravičenosti dajanja podpor.

Najpogostejši ekonomski argument za zagovarjanje podpor velikokrat vključuje trditev, da bo fotovoltaika delno nadomestila pridobljeno energijo iz fosilnih goriv ter tako zmanjšala negativne eksternalije, največkrat povezane z izpustom toplogrednega plina CO<sub>2</sub>. Čeprav je ta trditev pravilna, pa je ocena Evropske komisije (2003) pokazala, da so stroški teh eksternalij v primerjavi z podporami dokaj majhni in zato sami ne morejo upravičiti visokih podpor za fotovoltaiko.

Drugi argument se nanaša na tržno nepopolnost zajemljivosti (angl. *appropriability market failure*), ko lahko pri produkciji nove tehnologije nastanejo koristi v obliki učinka **učenja ob delu** (angl. *learning by doing*). Učenje ob delu pomeni tehnološki napredek, ki nastane zaradi povečanja kumulativne izkušnje s to tehnologijo. Tako lahko povečanje produkcije enega podjetja (npr. fotonapetostnih modulov) povzroči pozitivno eksternalijo. Ta lahko povzroči, da bodo v prihodnosti stroški padli, kar koristi tako proizvodnemu podjetju kakor tudi kupcem in preostalim konkurentom na trgu. Tržna nepopolnost se pojavi, ker to podjetje ne more zajeti vseh pozitivnih eksternalij, ki jih je povzročilo povečanje produkcije. Zato se ob pomanjkanju podpor v tržnem ravnovesju proizvaja manjša količina, kot je to zaželeno z družbenega vidika (Van Benthem, Gillingham, & Sweeney, 2007).

Učinek učenja je v večini empiričnih raziskav ocenjen na podlagi stopnje učenja (angl. *learning rate*). Ta nam pove zmanjšanje cene ob vsaki podvojitvi kumulativne izkušnje, kjer se izkušnja največkrat definirana kar z inštaliranimi kapacitetami. Tako Williams in Terzian (v Van Benthem et al., 2007) ocenjujeta, da je bila stopnja učenja za fotonapetostne module med letoma 1976 in 1992 18 %, medtem ko Zwann in Rabl (v Van Benthem et al., 2007) na podlagi novejših podatkov ocenjujeta, da je stopnja učenja okoli 20 %. Tako ni presenetljivo, da dosega fotovoltaika kot relativno nezrela tehnologija dokaj visoko stopnjo učenja, še posebno če jo primerjamo s fosilnimi tehnologijami, ki so še v zreli fazi.

Tak pogled na ocenjevanje učinka učenja pa je bil deležen tudi nekaj kritik. Clark in Weyant (v Van Benthem et al., 2007) tako menita, da empirično opazovanje nižanja stroškov učinka učenja ob delu zanemarja vse druge učinke, ki tudi vplivajo na zmanjševanje stroškov. Kljub temu pa so Van Benthem et al. (2007) za primer Kalifornije ocenili, da so koristi učinka učenja ob delu nekajkrat večje kot koristi zmanjšanja negativnih eksternalij. Rezultati raziskave so tudi pokazali, da bi optimalna subvencija v Kaliforniji v letu 2007, ko je bila raziskava izvedena, znašala 3 €/Wp, nato pa bi počasi padala do leta 2017, ko bi dosegla 0 €.

Zgornja argumenta kažeta, da obstaja ekonomska upravičenost za podporo. Hkrati pa se poraja vprašanje o upravičenosti dane višine podpor za fotovoltaično industrijo. Ocene zmanjšanja negativnih eksternalij same ne morejo upravičiti višine podpor, hkrati pa je drugi argument dokaj kontroverzen in deležen nekaterih kritik. Čeprav so Van Benthem et al. (2007) naredili nekatere izračune za optimalno podporo fotovoltaični industriji v Kaliforniji, pa je na podlagi teh rezultatov težko podati sklepe o upravičenosti višin podpor v Sloveniji.

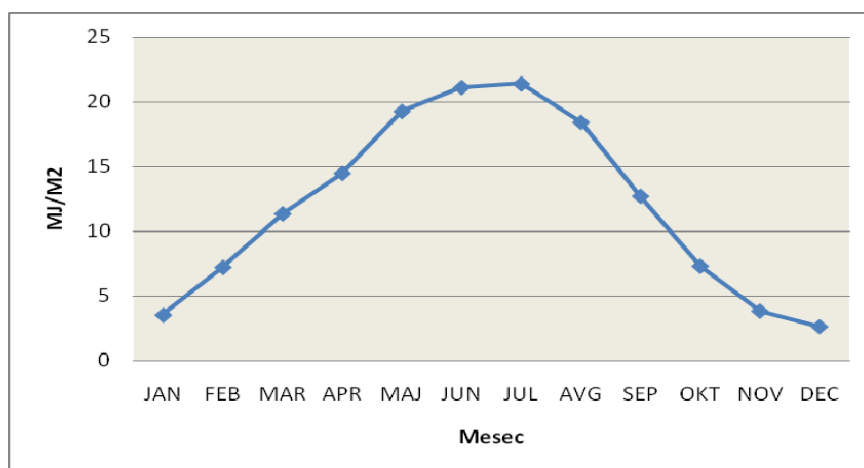
### 3.2 Gostota moči sončnega sevanja in sončni obsev

Poleg cen električne energije in podpor za proizvodnjo iz OVE je treba pri postavitvi sončne elektrarne upoštevati še nekatere druge dejavnike, ki jih obravnavam v nadaljevanju. Na energetski izplen poleg velikosti sončne elektrarne, izbire modulov, razsmernika in preostalih elementov precej vplivajo tudi geografska širina, vreme, nadmorska višina in relief (Dintinjana & Bratkovič, 2009).

Pred izrabo sončne energije v praksi je pomembno poznavanje količine in tipa vpadnega sevanja. **Gostoto moči** sončnega sevanja oziroma obsevanost merimo v vatih na kvadratni meter ( $W/m^2$ ) in se stalno spreminja glede na čas dneva, vremenske razmere ter letni čas. Tako je zelo pomembno, ali je sončna svetloba, ki doseže zemeljsko površje, direktna ali difuzna. Difuzna svetloba nastane s sipanjem direktne svetlobe na molekulah, aerosolih in kristalčkih v zraku, zato se gostota sončnega sevanja močno zmanjša, preden doseže zemeljsko površje (glej Prilogo 4) (Topič, et al., 2010).

Na primernost kraja postavitve bolj kot gostota moči sončnega sevanja vpliva pričakovani sončni **obsev (H)**, ki nam pove gostoto vpadne energije v nekem časovnem obdobju. Globalni sončni obsev je obsev vodoravne sprejemne površine pri tleh. Primerjava povprečnih dnevni globalni sončnih obsevov po posameznih mesecih s Slike 3 nam tako kaže močno variiranje obseva. Tako lahko za Ljubljano v mesecu decembru pričakujemo najmanjši dnevni globalni obsev  $2,65 \text{ MJ/m}^2$  ( $0,74 \text{ kWh/m}^2$ ), v mesecu juliju pa najvišjega  $21,40 \text{ MJ/m}^2$  ( $5,94 \text{ kWh/m}^2$ ) (Kastelec et al., 2005, str. 2).

*Slika 3: Mesečno povprečje dnevnega globalnega sončnega obseva v Ljubljani za obdobje 1994–2003*



*Vir: D. Kastelec, J. Rakovec & K. Zakšek, Sončna energija v Sloveniji, 2005, str. 127.*

V Sloveniji je letni globalni obsev med  $3790 \text{ MJ/m}^2$  in  $5000 \text{ MJ/m}^2$ . Izstopajo predvsem Primorska, širše območje Dolenjske in Posavja ter ravninski del Podravja in Pomurja. Zanimivo je, da se to pokriva z vinogradniškimi območji Slovenije. Za primerjavo je povprečni letni globalni obsev v obdobju 1994–2003 v Portorožu znašal  $4993 \text{ MJ/m}^2$ ,

medtem ko je povprečni globalni obsev v Ljubljani v tem obdobju znašal 4359 MJ/m<sup>2</sup> (glej Prilogo 5) (Kastelec et al., 2005, str. 102, 127, 133).

### **3.3 Lega fotonapetostnih modulov**

Pri vgradnji fotonapetostnega sistema je treba za večji energetski izplen upoštevati tudi gibanje sonca po obzorju. Pomembni so naslednji geometrijski parametri: naklon, višina sonca in njegov azimut (kot med smerjo severa in soncem) (Dintinjana & Bratkovič, 2009).

V splošnem velja, da morajo biti fotonapetostni moduli obrnjeni na jug, saj tako nanje vpade največ energije. Vendar je to odvisno tudi od kraja postavitve, saj se predvsem v nižinah v hladnejšem delu leta zjutraj pojavlja megla. Posledično je bolje, da prejemnik ni obrnjen točno na jug, temveč tudi nekoliko na zahod, da lahko bolje izkorišča popoldansko sonce. Hkrati mora biti mesto postavitve dovolj visoko in odprto, da ga na južni strani ne omejujejo ovire (Kastelec et al., 2005, str. 103).

Za naklonski kot postavitve modulov (odklon od horizontale) velja, da je optimalni kot v Sloveniji okoli 30 stopinj. Odstopanja naklona in orientacije do 20 stopinj vodijo do okoli 5 % izgub, medtem ko navpične fasade obrnjene proti jugu omogočajo izkoristke do 70 % optimalne vrednosti (Topič et al., 2010).

Fotonapetostni moduli so lahko postavljeni na samostojnih konstrukcijah na tleh, stavbah, lahko pa gre tudi za del ovoja zgradbe. Pri postavitvi omrežnih sončnih elektrarn je zato treba imeti v mislih tudi različne višine podpor za posamezne tipe postavitve (Topič et al., 2010).

### **3.4 Vpliv temperature**

Na napetost in tok fotonapetostnih modulov vplivajo tudi drugi dejavniki instalacije. Med zelo pomembne lahko štejemo temperaturo sončnih celic, ki vpliva na napetost fotonapetostnega modula. Načeloma velja, da višja temperatura niža izhodno napetost in manjša izhodno moč. Ob osvetljevanju se moduli segrevajo, zato si ob instalaciji prizadevamo za uporabo naravnih hladilnih sistemov po načelu prezračevanja. To seveda ni vedno mogoče, kot v primeru, ko celice termično izoliramo v fasado z izolacijskim steklom. Tam je temperatura celice lahko tudi do 40 stopinj višja kot v fotonapetostnem modulu s prezračevanjem, kar pomeni izgubo okoli 9 % izhodne moči glede na prezračevani fotonapetostni modul (Topič et al., 2010).

### **3.5 Postopek postavitve omrežene sončne elektrarne**

Upravne ovire, kot je dolgotrajnost postopkov, in postopek izdajanja dovoljenj še zmeraj predstavljajo oviro za investitorje. V prvem koraku se je treba dogovoriti z elektrodistribucijskim podjetjem za ogled parcele oziroma objekta. Po izpolnitvi standardnih obrazcev za priključitev terenski tehnik preveri elektroinstalacijo na objektu in možnost za priključitev elektrarne. Če elektrodistribucijsko podjetje nima pripomb, je mogoče pridobiti

soglasje. Pred tem pa je smiselno pridobiti ponudbo podjetja, ki postavlja sončne elektrarne, saj je treba pred priključitvijo izpolniti obrazec, ki zahteva nekatere podatke, kot so nazivna moč in število fotonapetostnih modulov. Po prejemu soglasja za priključitev je treba v dveh letih izpolniti zahteve, sicer soglasje preneha veljati (Domsolar, 2010).

Ko je zbrana vsa dokumentacija in je sončna elektrarna postavljena, se je treba z elektroenergetskim inšpektorjem dogovoriti za izvedbo tehničnega pregleda. Po uspešnem pregledu prejmemo izjavo inšpektorja, da so izpolnjeni pogoji za priključitev na omrežje. Takrat je treba poklicati na elektrodistribucijsko podjetje in se dogovoriti za priklop na omrežje (Domsolar, 2010).

Po priklopu sončna elektrarna začne obratovati, za pridobitev podpore pa je nadalje treba pridobiti še deklaracijo za proizvodno napravo. To izdaja Javna Agencija RS za energijo. Če proizvodna naprava izpolnjuje vse predpisane pogoje, pridobi proizvajalec električne energije deklaracijo za obdobje pet let. Po preteku slednjega mora proizvajalec ponovno pridobiti deklaracijo, sicer mu takrat podpora preneha. Proizvajalec lahko pridobi deklaracijo za proizvodne naprave, ki niso starejše od 15 let (Javna agencija Republike Slovenije za energijo, 2010).

Po pridobitvi deklaracije za proizvodno napravo je treba s CP podpisati pogodbo za eno od oblik podpor. S sklenitvijo pogodbe o zagotavljanju podpore se zavežemo, da Agencija vsa potrdila o izvoru, ki jih proizvajalec pridobi za proizvedeno energijo, prenese na CP. Če se odločimo za obratovalno podporo, moramo podpisati pogodbo tudi z elektrodistribucijskim podjetjem. Po sklenitvi pogodbe je mogoče prodajati električno energijo po subvencionirani ceni (Javna agencija Republike Slovenije za energijo, 2010).

## **4 OVREDNOTENJE INVESTICIJSKEGA PROJEKTA**

### **4.1 Opis investicije**

V Sloveniji smo od leta 2009 priča velikemu porastu tako števila sončnih elektrarn kakor tudi skupnih inštaliranih kapacitet. Sončne elektrarne se med seboj močno razlikujejo po nazivni moči, kraju postavitve, uporabi različnih tehnologij, izbiri podpore in nekaterih drugih dejavnikih. Zato tudi ekonomičnost elektrarn variira s spreminjanjem teh dejavnikov. Za ugotovitev ekonomičnosti postavitve sončne elektrarne z vidika investitorja sem ocenil naložbo v strešno sončno elektrarno z nazivno močjo 200 kWp. Čeprav je v Uredbi o podporah električni energiji, proizvedeni iz obnovljivih virov energije (Ur. l. RS št. 37/2009) takšna elektrarna specificirana kot manjša proizvodnja naprava, pa bi bila dejansko to ena izmed večjih sončnih elektrarn v Sloveniji. Nadalje sem predpostavil, da je investitor pravna oseba, ki je zavezanec za plačilo davka na dodano vrednost in davka od dohodka pravnih oseb.

Ker za postavitev fotonapetostnih modulov z nazivno močjo 1 kWp potrebujemo površino 7–10 m<sup>2</sup>, bi za postavitev takšne sončne elektrarne potrebovali streho večje zgradbe s površino 1400–2000 m<sup>2</sup>, kjer je optimalno, da je naklon strehe okoli 30 stopinj in orientacija proti

jugu. Primerna je tudi ravna streha, kjer je s pomočjo posebnih sistemov za ravne strehe mogoča tako imenovana žagasta postavitvev. Pri izračunu sem upošteval, da investitor ne razpolaga s tako streho, zato bi jo vzel v najem. Primerno streho je mogoče najti preko tako imenovane borze streh, s katero je omogočeno posredovanje med investitorji in lastniki primernih streh.<sup>5</sup>

Investicija je v obliki nakupa sončne elektrarne na ključ. To pomeni, da ponudnik opravi celotno izdelavo projektne dokumentacije, pripravo pogodb in dovoljenj ter samo postavitvev. Prav tako je večina modulov v garanciji 25 let, zato so izračuni narejeni za to obdobje.

## 4.2 Energetski izplen ter prihodki

Energetski izplen in posledično prihodki niso skozi čas enaki, temveč se vseskozi spreminjajo. Tako se obsev močno spreminja v posameznih mesecih, vendar lahko na daljši rok pričakujemo dokaj konstantni sončni obsev. Za primer Ljubljane Kastelec et al. (2005) na podlagi meritev v obdobju 1994–2003 ocenjujejo standardni odklon globalnega obseva na 246,5 MJ/m<sup>2</sup>, glede na pričakovani 4.359 MJ/m<sup>2</sup> letni obsev. Koefficient variacije je torej dokaj majhen (5,66 %), zato lahko v izračunih predpostavim, da bo sončni obsev skozi čas enak. Tako je pričakovati, da bo energetski izplen precej odvisen od kraja postavitve (glej Prilogo 5). Ob tem pa je pri postavitvi treba upoštevati tudi izbiro modulov ter drugih komponent, ki ključno vplivajo na energetski izplen.

Zaradi velikega števila spremenljivk, ki vplivajo na ekonomičnost investicije, sem uporabil povprečni letni energetski izplen za 1 kWp inštalirane nazivne moči v Sloveniji, ki jo Tersus, d. o. o., (2010) ocenjuje na 1.100 kWh. Pri tem sem upošteval, da se energetski izplen zmanjšuje tudi zaradi staranja oziroma degradacije modulov, kar pomeni, da se skozi leta znižuje izkoristek modulov. Za nekatere Bisolove module je stopnja degradacije ocenjena na 0,5 % letno. Z množenjem izkoristka, inštalirane nazivne moči in povprečno letno proizvodnjo sem dobil energetski izplen po posameznih letih (glej Prilogo 6).

Prihodki od naložbe nastajajo s prodajanjem električne energije CP, ki to električno energijo odkupi po zagotovljeni odkupni ceni 0,3534 €/kWh, če se sončna elektrarna vključi v sistem podpor v letu 2010. Pri tem ta cena velja za naslednjih 15 let. Po preteku tega obdobja je prodajana cena električne energije enaka tržni ceni. Ta je v marcu 2010 znašala 0,045 €/kWh, potem ko je zaradi recesije padla na raven, ki se je zadnjič oblikovala na trgu konec leta 2005. Medtem je najvišja cena julija 2008 presegla 0,090 €/kWh. Glede na to, da je trenutna cena posledica recesije in zmanjšanja povpraševanja, lahko v prihodnosti pričakujemo povečanje porabe elektrike ter višje cene. Povečanje porabe električne energije je pričakovati tudi na račun zmanjševanja emisij CO<sub>2</sub> (električni avtomobili, toplotne črpalke). Zato sem v izračunih za osnovno tržno ceno upošteval povprečno vrednost med doseženo ceno julija 2008 ter marca 2010, torej 0,0675 €/kWh (Elektro Ljubljana, 2010).

---

<sup>5</sup> Borzo streh v Sloveniji izvaja kar nekaj ponudnikov (npr. Plan-net d.o.o ter Tersus d.o.o).

Za oceno prihodnje tržne cene električne energije je treba upoštevati tudi inflacijo. Ta je ocenjena z enačbo (3) kot geometrijska sredina harmoniziranega indeksa cen življenjskih potrebščin (angl. *Harmonised Indices of Consumer Prices – HICPs*) v obdobju 2000–2009 (glej Tabela 2).

Tabela 2: Kazalec inflacije HICPs za 15 držav evrskega območja v obdobju 2000–2009

Leto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
HICPs	2,2 %	2,4 %	2,3 %	2,1 %	2,2 %	2,2 %	2,2 %	2,1 %	3,3 %	0,3 %

Vir: Eurostat, 2010.

Povprečna letna inflacija =

$$= \sqrt[10]{(1 + HICPs_{2000}) \times (1 + HICPs_{2001}) \times \dots \times (1 + HICPs_{2009})} - 1 = 2,13 \% \quad (3)$$

Povprečna inflacija 2,13 % se nato aplicira na tržno ceno, kar pomeni, da je pričakovana tržna cena v 16. letu, ko ni več zagotovljenega odkupa 0,095 €/kWh, v 25. letu pa 0,11 €/kWh. Za določitev prihodkov po posameznih letih je nato treba še pomnožiti energetske izpene s ceno električne energije v posameznih letih (glej Prilogo 6).

### 4.3 Začetni investicijski izdatki

Za investicijo v sončno elektrarno potrebujemo relativno visok investicijski izdatek. Po besedah Brecla (v Šubic, 2010, str. 25) je okvirna neto cena naložbe 3000 €/kWp. Sam sem z lastnim izračunom dobil podobno oceno. Narejena je na podlagi lanskoletne višine investicije v sončno elektrarno na Celjskem sejmu z nazivno močjo 551 kWp, ki je ocenjena na 2,1 milijona € z DDV. Če odštejem DDV (20 %) v enačbi (4), delim z nazivno močjo v enačbi (5) ter v enačbi (6) upoštevam trenutni trend, da cene v povprečju padejo za 8 % letno, dobim rezultat 2.941 €/kWp. Zato sem v računih upošteval, da je neto cena postavitve sončne elektrarne z nazivno močjo 200 kWp 588.200 € (enačba (7)).

$$\text{Neto cena investicije} = 2.100.000 \text{ €} / (1 + DDV(0,20)) = 1.750.000 \text{ €} \quad (4)$$

$$\text{Neto cena na kWp} = 1.750.000 \text{ €} / 551 \text{ kWp} = 3.176 \text{ €/kWp} \quad (5)$$

$$\text{Sedanja neto cena} = 3.176 \text{ €/kWp} / (1 + 0,08) = 2.941 \text{ €/kWp} \quad (6)$$

Investicijski izdatki za sončno elektrarno z nazivno močjo 200 kW =

$$= 200 \text{ kWp} \times 2.941 \text{ €/kWh} = 588.200 \text{ €} \quad (7)$$

Drugi izdatek v oceni investicije je zamenjava razsmernikov, ki jih je po mnenju Čokana (v Hozjan, 2010) treba zamenjati vsakih 15 let, predstavljajo pa okoli 15 % začetne naložbe. Tako sem upošteval zamenjavo razsmernikov konec 15. leta (glej Prilogo 7), v enačbi (8) pa sem ceno popravil še s pričakovano inflacijo.

$$\text{Prihodnji izdatki za zamenjavo razsmernikov} = 588.200 \text{ €} \times 0,15 \times (1 + 0,0213)^{15} = 121.036 \text{ €} \quad (8)$$

V izračunih sem uporabil vse cene brez DDV, saj je za podjetje ta davek nevtralen in ne vpliva na njegovo poslovanje. Podjetje torej deluje le kot davčni pobiralec, ki opravlja to funkcijo zastoj. To pomeni, da se DDV prevali na končnega potrošnika (tj. pravna ali fizična oseba, ki ni davčni zavezanec za plačilo DDV).

#### 4.4 Dobiček iz poslovanja

Največji strošek iz poslovanja predstavlja amortizacija. Stroški te so zneski nabavne vrednosti opredmetenih osnovnih sredstev in neopredmetenih sredstev s končnimi dobami koristnosti, ki v posameznih obračunskih obdobjih prehajajo iz teh sredstev v nastajajoče poslovne učinke. Določijo se na podlagi razporejanja zneskov amortizacije po posameznih obračunskih obdobjih, iz katerih izhajajo njihove gospodarske koristi. Doba koristnosti opredmetenih sredstev se določi na podlagi fizičnega izrabljanja, pričakovanega tehničnega staranja, gospodarskega staranja ali zakonskih in drugih omejitev (Slovenski računovodski standardi 13 – stroški amortizacije, 2006).

Sončna elektrarna je sestavljena iz fotonapetostnih modulov, razsmernikov ter drugih elementov, ki ustrezajo pojmu opreme za proizvodnjo električne energije. Ravno tako Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni iz obnovljivih virov energije (Ur. l. RS, št. 37/2009), definira sončno elektrarno kot proizvodno napravo (tj. opremo), za katero je po Zakonu o davku od dohodkov pravnih oseb (Ur. l. RS, št. 117/2006) v 33. členu določena maksimalna amortizacijska stopnja 20 %. Če izhajamo iz dobe fizičnega izrabljanja sončne elektrarne (brez razsmernikov), bi ob pričakovani 25-letni življenjski dobi amortizacijska stopnja znašala 4 %, vendar se kot doba koristnosti upošteva tista, ki je med naštetimi najkrajša.

Za amortiziranje sončne elektrarne sem izbral dobo 15 let, saj je to tudi obdobje vključenosti v podporno shemo. Za zamenjane razsmernike sem izbral 10 letno obdobje, saj je po tem obdobju predvideno prenehanje obratovanja sončne elektrarne. S tem, ko sem izbral nekoliko daljše časovne dobe od zakonsko predpisanih, sem postavil nekoliko strožje pogoje za sprejetje investicije. Obe nabavni vrednosti opredmetenih sredstev bosta amortizirani po linearni metodi, tako da amortizacijske stopnje znašajo:

$$\text{Amortizacijska stopnja začetne investicije} = 100 \% / 15 = 6,67 \% \quad (9)$$

$$\text{Amortizacijska stopnja za zamenjane razsmernike} = 100 \% / 10 = 10 \% \quad (10)$$

Amortizacijski znesek dobim tako, da pomnožim amortizacijsko stopnjo iz enačb (9) in (10) z amortizacijsko osnovo. Amortizacijska osnova za sončno elektrarno znaša 588.200 €, za zamenjane razsmernike pa 121.036 €. Posledično so amortizacijski zneski 39.213 €/leto ter 12.104 €/leto (glej Tabela 7). Pomembno je tudi poudariti, da amortizacija sicer predstavlja strošek (odhodek), ni pa denarni odtok (angl. *noncash charge*) (Brigham & Daves, 2002).

Poleg amortizacije so z investicijo povezani še stalni stroški z zavarovanjem ter vzdrževanjem sončne elektrarne, ki jih Merc (2008) ocenjuje na 0,7 % začetne investicije letno. Pri tem sem zavarovanje upošteval le v obdobju prvih 15 let, nato pa sem upošteval le še stroške

vzdrževanja v višini 0,2 % začetne investicije. Vsi stroški so tudi popravljani s povprečno letno inflacijo 2,13 %.

Stalni stroški izhajajo tudi iz najema strehe za postavitve fotonapetostnih modulov. Stroški se gibljejo po ocenah Plan-net.solar (2010) nekje med 30 in 60 € na uporabljen kvadratni meter površine za obdobje 20 let. Zato sem v enačbi (11) predpostavil sredinsko vrednost 45 € ter uporabljeno streho 1.400 m<sup>2</sup>.

$$\text{Celoten znesek zakupa za 20 let} = 45 \text{ €/m}^2 \times 1400 \text{ m}^2 = 63.000 \text{ €} \quad (11)$$

$$\text{Letni znesek najemnine} = 63.000 \text{ €}/20 \text{ let} = 3.150 \text{ €/leto} \quad (12)$$

Letni znesek najemnine iz enačbe (12) sem nato razporedil skozi obdobje 25 let, pri čemer sem predpostavil, da so zneski najemnin v vseh obdobjih enaki.

Dobiček iz poslovanja pred obrestmi in davki (angl. *earnings before interest and taxes* – EBIT) sem izračunal tako, da sem od prihodkov odštel stroške amortizacije, zavarovanja, vzdrževanja fotonapetostnih modulov ter stroške najemnine (glej Prilogo 7). Od EBIT sem nato odštel še davek od dohodka pravnih oseb v višini 20 %. Tako sem dobil oceno EBIT po davkih. Tu velja še opozorilo, da EBIT po davkih ni enak čistemu dobičku, saj nisem upošteval plačila za dolžniški kapital oziroma obresti. To je upoštevano v diskontni stopnji WACC, s katero bom v nadaljevanju diskontiral ocenjene denarne tokove.

#### **4.5 Denarni tokovi**

Ker investicijske odločitve temeljijo na denarnih tokih in ne na čistem računovodskem dobičku podjetij, je treba izračunati tudi te. Denarne pritoke iz poslovanja (angl. *cash flows* – CF) sem dobil tako, da sem seštel EBIT po davkih ter amortizacijo. Ker je amortizacija strošek, ni pa denarni odliv, jo je treba upoštevati pri izračunu EBIT po davku. Amortizacija torej nastopa kot tako imenovani davčni ščit, saj zmanjša čisti dobiček iz poslovanja oziroma osnovo, na katero se aplicira davek. Posledično se torej zmanjša davek. Za izračun denarnih pritokov iz poslovanja pa je treba amortizacijo ponovno prišteti (Brigham, E. & Daves, 2002).

Neto denarne tokove (angl. *net cash flows* – NCF) sem dobil tako, da sem seštel začetne investicijske izdatke ter denarne pritoke v posameznih obdobjih (glej Prilogo 7).

#### **4.6 Določitev stroška kapitala**

Za izračun investicijskih kriterijev je predhodno treba določiti tudi tehtano povprečje stroškov kapitala (angl. *weighted average cost of the capital* – WACC). Za določitev WACC sem najprej sprejel predpostavko o financiranju. Eko sklad ponuja ugodne kredite za pravne osebe do največ 90 % priznanih stroškov naložbe. V izračunu bom upošteval, da se investicija v 80 % financira z dolžniškim kapitalom Eko sklada ter v 20 % z lastniškimi sredstvi. To velja tako za nakup elektrarne kot za zamenjavo transformatorjev (Brigham, & Daves, 2002).



Ne glede na vrsto je kapital produkcijski faktor in zato nekaj stane. Strošek dolžniškega kapitala ( $r_D$ ) pri kreditu Eko sklada je obrestna mera. Ta je določena kot trimesečni EURIBOR + 1,5 %. Povprečni trimesečni EURIBOR je v enačbi (13) ocenjen na 2,97 %. Izračunan pa je na podlagi podatkov iz Tabele 3, ki prikazuje 3-mesečni EURIBOR za obdobje 2001–2010. Pričakovana obrestna mera za kredit Eko sklada je torej 4,47 %.

Tabela 3: Prikaz 3-mesečnega EURIBOR-a po posameznih letih

Leto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
3M EURIBOR*	4,8%	3,3%	2,9%	2,1%	2,2%	2,5%	3,7%	4,7%	2,9%	0,7%

**Legenda:**\*EURIBOR je prikazan glede na stanje prvega delovnega dneva v letu.

Vir: Euribor-rates.eu, 2010.

$$\text{Povprečni 3M EURIBOR} = \frac{\sum_{t=2001}^{2010} \text{EURIBOR}_t}{10} = 2,97 \% \quad (13)$$

Strošek lastniškega kapitala ( $r_I$ ) je težje določljiv, saj investicija ni ocenjena za konkretno podjetje. Poleg tega je lahko investicija le ena izmed mnogih v podjetju, ki med seboj niso popolnoma pozitivno korelirane, zato prihaja do razpršitve tveganj med projekti znotraj podjetja. Za izračun zahtevanega lastniškega donosa sem si pomagal z modelom CAPM (angl. *capital asset pricing model*). Enačba, ki kaže razmerje med zahtevano donosnostjo in tveganjem posamezne naložbe ( $\beta$ ) glede na tveganost povprečne naložbe na trgu, je:

$$r_I = \text{netvegana donosnost} + \text{tržna premija za tveganje} \times \beta_l \quad (14)$$

Za izračun netvegane donosnosti sem izbral nemške obveznice, z zapadlostjo 30 let, kar pomeni, da je časovno obdobje podobno predvidenemu obratovanju sončne elektrarne. Po podatkih Bloomberg (2010) je zahtevani letni donos 30-letnih nemških obveznic 3,21 %. Premija za tržno tveganje je seštevek premije zrelega kapitalskega trga ter deželnega tveganja. Damodaran (2010) ocenjuje premijo zrelega kapitala na 4,5 %, deželno tveganje za Slovenijo pa znaša 0,9 %. Premija za tržno tveganje je torej 5,4 %. Za izračun zahtevane donosnosti lastniškega kapitala potrebujem še kapitalsko popravljeno beto (angl. *levered beta* –  $\beta_l$ ). Ta se od kapitalsko nepopravljene bete ( $\beta_u$ ) razlikuje po tem, da je popravljena za tveganje, ki je povezano z zadolževanjem podjetja, torej z uporabo finančnega vzvoda. Damodaran (2010) kapitalsko nepopravljeno beto za evropsko energetske industrijo ocenjuje na 0,46, tako lahko kapitalsko beto izračunamo kot:

$$\beta_l = \beta_u \times (1 + (1 - T) \times D/E) = 0,46 \times (1 + (1 - 0,2) \times 0,8/0,2) = 1,93, \quad (15)$$

pri čemer je T davek, D/E pa je razmerje med dolžniškim in lastniškim kapitalom (Damodaran, 2010). Zahtevana donosnost na lastniški kapital je torej:

$$r_I = 3,21 \% + 5,4 \% \times 1,93 = 13,64 \% \quad (16)$$

Za izračun WACC v enačbi (17) je treba stroške kapitala ( $r_D$ ,  $r_I$ ) pomnožiti z deleži (utežmi  $w_D$ ,  $w_I$ ) posamezne vrste kapitala. Pri financiranju z dolgom pa je treba upoštevati tudi davčni

ščit. Obresti so namreč odbitna postavka od davčne osnove, kar pomeni, da znižujejo davčno breme podjetja in imajo učinek davčnega ščita.

$$WACC = w_d \times r_d \times (1-T) + w_l \times r_l = 0,8 \times 4,47 \% \times (1-0,2) + 0,2 \times 13,64 \% = 5,59 \% \quad (17)$$

#### 4.7 Investicijski kriteriji

**Doba povračila** (angl. *payback period* – PP) pove, v koliko letih se bo povrnila začetna investicija oziroma začetni investicijski izdatek. Izračunana je tako, da seštevamo kumulativne denarne tokove. Zaradi začetnega investicijskega izdatka so kumulativni denarni tokovi v začetku negativni, nas pa zanima leto, ko postanejo kumulativni denarni tokovi pozitivni (glej Prilogo 8) (Berk et al., 2007).

$$PP = \text{število let pred popolnim povračilom} + \frac{\text{Nepovrnjeni denarni izdatki pred začetkom let}}{\text{denarni tok med letom}} = 9 \text{ let} + \frac{24.660}{40.660} \text{ leta} = 9,41 \text{ leta} \quad (18)$$

Čim krajše je obdobje iz enačbe (18), tem boljše je to z vidika investitorja. Slabost tega kazalca je, da ne upošteva vseh denarnih tokov, ki nastanejo po dobi povračila ter časovne vrednosti denarja. Problem časovne vrednosti denarja odpravlja **diskontirana doba povračila** (angl. *discounted payback period* – DPP). DPP je zelo podobna PP, le da so vsi denarni tokovi preračunani na sedanjo vrednost, s tem ko jih diskontiramo s stroškom kapitala, torej WACC (glej Prilogo 8) (Brigham, E. & Daves, 2002).

$$DPP = 13 \text{ let} + \frac{24.779}{27.581} \text{ leta} = 13,90 \text{ leta} \quad (19)$$

Kriterija PP in DPP sta sicer koristna za začetno presojanje investicije, nimata pa lastnosti, da bi sodila o ekonomski upravičenosti investicije (Berk et al., 2007). Hkrati kažeta, da se investicija povrne v manj kot 15 letih, ko so cene odkupa električne energije zagotovljene, kar govori v prid investiciji.

Najustreznejša metoda za ocenjevanje investicij je metoda **neto sedanje vrednosti** (angl. *net present value* – NPV), ki temelji na diskontiranih denarnih tokovih, pri čemer se upošteva, da je diskontna stopnja enaka tehanemu povprečju stroškov kapitala. Tako lahko na podlagi pričakovanih denarnih tokov (glej Prilogo 8) izračunamo NPV z enačbo (20). Pri tem je investicijski projekt sprejemljiv, če je NPV pozitivna (Berk et al., 2007).

$$NPV = \sum_{t=0}^{n=25} \frac{NCF_t}{(1+WACC)^t} = 24.603 > 0 \quad (20)$$

Naslednji investicijski kriterij je **notranja stopnja donosa** (angl. *Internal rate of return* – IRR). IRR je diskontna stopnja, pri kateri je sedanja vrednost pričakovanih denarnih tokov enaka sedanji vrednosti investicijskih izdatkov projekta oziroma je NPV enak 0. Investicijski kriterij je, da mora biti IRR večji od WACC. Sprejetje takega projekta bo namreč povečalo vrednost delničarjev, hkrati pa je ta kazalec pomemben, ker kaže pričakovano donosnost projekta (Brigham, E. & Daves, 2002; Berk et al., 2007).

$$\sum_{t=0}^{n=25} \frac{NCF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \rightarrow IRR = 6,19 \% > WACC \quad (21)$$

Čeprav se IRR v praksi pogosto uporablja, ni 100-odstotno zanesljiv. Problem nastane predvsem, kadar imamo izmenjujoče se pozitivne ter negativne neto denarne tokove. Pomanjkljivost IRR je tudi, da implicitno predstavlja možnost reinvestiranja v višini notranje stopnje donosa in ne v višini stroškov kapitala (Brigham, E. & Daves, 2002).

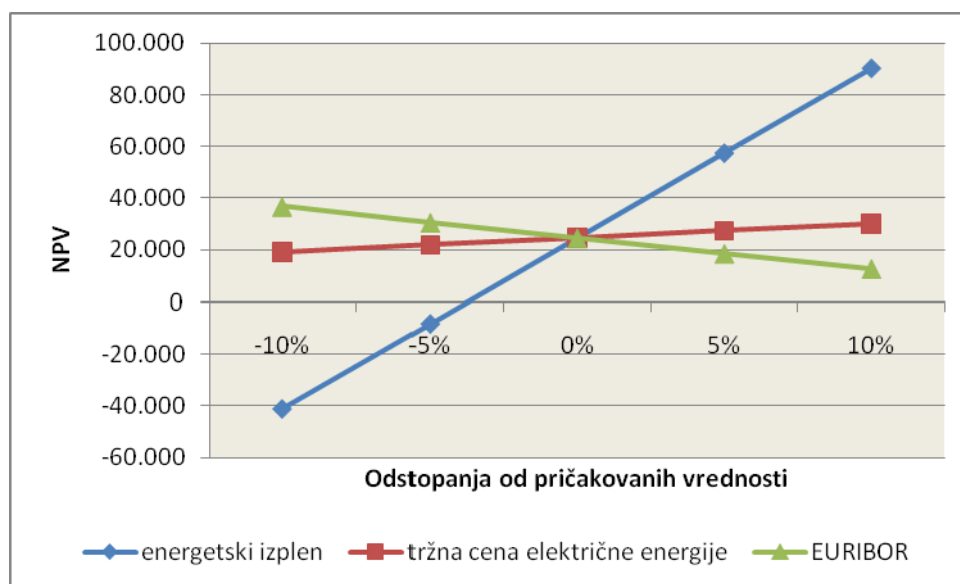
Probleme IRR odpravlja **popravljen notranja stopnja donosa** (angl. *modified internal rate of return* – MIRR). MIRR je opredeljena kot diskontna stopnja, ki izenačuje sedanjo vrednost investicijskih izdatkov s sedanjo vrednostjo končne vrednosti (ob koncu življenjske dobe projekta) denarnih pritokov. Končno vrednost denarnih pritokov dobimo tako, da izračunamo prihodnje vrednosti denarnih pritokov projekta, pri čemer je stopnja reinvestiranja enaka strošku kapitala, torej WACC. Projekt je sprejemljiv, če je MIRR večji od WACC (Brigham, E. & Daves, 2002; Berk et al., 2007).

$$MIRR = \sqrt[n]{\frac{\sum_{t=0}^n CF_t \times (1+WACC)^{n-t}}{\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{1+WACC^t}}} = 5,75 \% > WACC \quad (22)$$

#### 4.8 Analiza občutljivosti

Za ocenitev samostojnega tveganja projekta si bom pomagal z **analizo občutljivosti** (angl. *sensitivity analysis*). Analiza občutljivosti je tehnika, ki pokaže spremembe v NPV projekta ob variriranju ene izmed spremenljivk, medtem ko za preostale spremenljivke velja predpostavka *ceteris paribus*. Slika 4 prikazuje spremembo NPV ob spremembi energetskega izplena, tržne cene električne energije ter EURIBOR-a.

Slika 4: Analiza občutljivosti NPV na odstopanje energetskega izplena, tržne cene električne energije ter EURIBOR-a



Naklon premice kaže občutljivost NPV na variiranje posamezne spremenljivke. Pri tem je iz naklona premice razvidno, da je NPV bolj občutljiva na variiranje energetskega izplena kot na spremembo tržne cene električne energije ter EURIBOR-a. Manjši vpliv tržne cene električne energije je predvsem posledica zagotavljenega odkupa, ki velja za prvih 15 let, tako variiranje tržne cene električne energije postane relevantno šele po 15. letu. Takšno ocenjevanje samostojnega tveganja pa ima žal tudi pomanjkljivosti, saj ni samostojno tveganje povezano le z občutljivostjo NPV, temveč je odvisno tudi od verjetnosti nastopa posamezne spremenljivke, česar pa analiza občutljivosti ne upošteva (Berk et al., 2007). Hkrati pa analiza občutljivosti jasno kaže, kako pomembna je pravilna izbira lokacije ter projektiranja, ki ključno vplivata na energetski izplen sončne elektrarne. Zelo pomembno je prav tako pravilno časovno načrtovanje, saj ob vključitvi v sistem podpor v letu 2011 cena zagotavljenega odkupa v primerjavi z letom 2010 pade za 7 %. To bi imelo ob predpostavki *ceteris paribus* za posledico negativno NSV, in sicer v višini – 20.712 €. Ključen pomen za rentabilnost tovrstnih investicij v prihodnje bo tako imel tehnološki napredek, ki se ocenjuje na 8 % letno.

Investicijo na podlagi zgoraj navedenih kriterijev ocenjujem kot upravičeno, saj je NPV večji od nič, IRR ter MIRR sta večja od WACC, doba povračila in diskontirana doba povračila pa sta dokaj kratki glede na 25-letno pričakovano življenjsko dobo projekta. Ob tem je sončni obsev dokaj konstanten, sončna elektrarna pa je zavarovana in ima zagotovljen odkup v prvih 15 letih. Posledično to pomeni, da taka investicija ni zelo tvegana. Da obstaja ekonomski interes za investicijo, pa nakazujejo tudi velika vlaganja, kot je bila letošnja investicija podjetja Keter Invest v sončno elektrarno z nazivno močjo 1 MWp, ter visoka rast inštaliranih kapacitet v letu 2009.

## **SKLEP**

Po prepoznanju nevarnosti globalnega segrevanja v 90. letih prejšnjega stoletja postaja okoljska ozaveščenost vse pomembnejši sooblikovalec proizvodnje in porabe energije. Problematica so predvsem fosilna goriva, pri katerih se sprosti velika količina CO<sub>2</sub>, stroški teh eksternalij pa velikokrat niso upoštevani v ceni električne energije. Z namenom zmanjševanja toplogrednih izpustov si je EU zadala ambiciozen cilj, da do leta 2020 zagotovi 20 % končne porabe energije iz OVE. Pri doseganju tega cilja bi lahko pomembno vlogo igrala fotovoltaika, s katero bi lahko po ambicioznih ocenah do leta 2020 pokrili 12 % potreb po električni energiji. Kljub ambicioznim napovedim, hitri rasti ter hitremu zmanjševanju stroškov energije iz sončnih elektrarn pa ima fotovoltaika še vedno le obrobno vlogo v celotni energetski bilanci, saj je bilo v letu 2007 le 0,1 % končne energijske porabe v EU-27 zagotovljene s pomočjo fotovoltaike. Prav tako se fotovoltaika še ne more kosati z zrelejšimi tehnologijami pridobivanja električne energije, zato nekatere države, med katerimi je tudi Slovenija, nudijo različne podpore, za spodbujanje fotovoltaične industrije.

Ekonomska argumenta zmanjševanja negativnih eksternalij ter učenja ob delu nakazujeta, da obstaja ekonomska upravičenost za zagotavljanje podpor fotovoltaiki. Kljub ekonomski upravičenosti dajanja podpor pa žal ni mogoče dati sodb o optimalni velikosti takih podpor. Na podlagi zgornjih argumentov namreč ni mogoče ekonomsko upravičiti poljubno velikih

podpor. Čeprav obstajajo nekatere ocene za ZDA, pa zaradi kompleksnosti izračuna ter pomanjkanja podatkov ni mogoče sprejeti enoznačnih sklepov o ekonomski upravičenosti danih višin podpor, ki so na voljo v Sloveniji ali kateri drugi članici EU. O uspešnosti politike spodbujanja OVE bomo tako lahko sodili čez nekaj let, ko bodo že vidni pomembnejši rezultati teh prizadevanj.

Na podlagi lastne analize ekonomske upravičenosti postavitve sončne elektrarne z vidika investitorja ugotavljam, da obstaja ekonomski motiv za investiranje v sončne elektrarne, saj vsi izračunani kazalci kažejo v prid investicije. Pri ovrednotenju investicije sem upošteval kar nekaj predpostavk, zato dopuščam možne popravke navzgor ali navzdol. Dejstvo je namreč, da je ekonomičnost elektrarn močno odvisna od kraja postavitve, izbire fotonapetostnih modulov, velikosti, načina financiranja ter drugih spremenljivk. Zato takšna ocena služi le kot okvirno vodilo, ne morem pa z njo ocenjevati ekonomske upravičenosti posameznih investicij z drugačnimi vhodnimi parametri. Poleg lastnih izračunov ekonomsko upravičenost postavitve sončne elektrarne potrjuje tudi močno povečanje investiranja v letu 2009, potem ko je bila sprejeta nova uredba o podporah električni energiji iz obnovljivih virov. Nazoren primer take investicije v letu 2010 je tudi postavitve strešne sončne elektrarne podjetja Keter invest z nazivno močjo 1 MWp.

## LITERATURA IN VIRI

1. *Agencija za prestrukturiranje energetike, d. o. o.* Najdeno 30. aprila 2010 na spletnem naslovu <http://www.ape.si/>
2. Berk, A., Lončarski, I. & Zajc, P. (2007). *Poslovne finance*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
3. *Bloomberg*. Najdeno 6. avgusta 2010 na spletnem naslovu <http://www.bloomberg.com/markets/rates-bonds/government-bonds/germany/>
4. Borzen. Organizator trga z električno energijo, d. o. o., (2009, 16 december). *Določanje višine podpor električni energiji, proizvedeni iz OVE in SPTE, in višine podpor v letu 2010*. Najdeno 5. maja 2010 na spletnem naslovu <http://www.borzen.si/>
5. *Borzen. Organizator trga z električno energijo, d.o.o.* Najdeno 7. maja 2010 na spletnem naslovu <http://www.borzen.si/slo/centerzapodpore/ocentruzapodpore>
6. Breeze, P. (2005). *Power Generation Technologies*. Oxford: Elsevier.
7. Brigham, E. & Daves, P. (2002). *Intermediate Financial Management*. (7<sup>th</sup> ed.). Victoria: Thomas Learning.
8. *Damodaran*. Najdeno 6. avgusta 2010 na spletnem naslovu <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

9. Dintinjana, T. & Bratkovič, A. (2009). *Sončna elektrarna na moji strehi*. Najdeno 24. aprila 2010 na spletnem naslovu <http://www.energy-in-minds.si/download/PV%20Brosura.pdf>
10. *Domsolar*. Najdeno 7. maja 2010 na spletnem naslovu <http://www.domsolar.com/soncna-elektrarna.php>
11. *Eko sklad. Slovenski okoljski sklad*. Najdeno 20. aprila 2010 na spletnem naslovu <http://www.ekosklad.si/html/Informacije/main.html>
12. Elektro Ljubljana. (marec 2010). *Poročilo o oblikovanju cen električne energije*. Najdeno 20. aprila 2010 na spletnem naslovu <http://www.elektro-ljubljana.si/LinkClick.aspx?fileticket=22bZzJAQZLw%3d&tabid=672&language=en-US>
13. *Euribor-rates.eu*. Najdeno 5. julija 2010 na spletnem naslovu <http://www.euribor-rates.eu/euribor-rate-3-months.asp>
14. *Europa. Summaries of EU legislation*. Najdeno 4. avgusta 2010 na spletnem naslovu [http://europa.eu/legislation\\_summaries/energy/renewable\\_energy/l27035\\_en.htm#amingacts](http://europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/l27035_en.htm#amingacts)
15. Evropska komisija. (1997). *Energy for the Future: Renewable Sources of Energy. White Paper for a Community Strategy and Action Plan*. Najdeno 4. avgusta 2010 na spletnem naslovu [http://europa.eu/documents/comm/white\\_papers/pdf/com97\\_599\\_en.pdf](http://europa.eu/documents/comm/white_papers/pdf/com97_599_en.pdf)
16. Evropska komisija. (2003). *External Costs- Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport*. Najdeno 7. aprila 2010 na spletnem naslovu <http://www.externe.info/externpr.pdf>
17. *Evropska komisija*. Najdeno 4. julija 2010 na spletnem naslovu [http://ec.europa.eu/energy/renewables/index\\_en.htmk](http://ec.europa.eu/energy/renewables/index_en.htmk)
18. European Photovoltaic Industry Association. (7. april 2010a). *Solaris newsletter, March-April 2010*. Najdeno 7. maja 2010 na spletnem naslovu <http://www.epia.org/publications/solaris-newsletter/editorial.html>
19. European Photovoltaic Industry Association. (april 2009). *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2013*. Najdeno 7. maja 2010 na spletnem naslovu <http://www.epia.org/publications/epia-publications.html>
20. European Photovoltaic Industry Association. (b.l.). *Set for 2020- Executive Summary*. Najdeno 7. maja 2010b na spletnem naslovu <http://www.setfor2020.eu/>
21. *European Photovoltaic Industry Association*. Najdeno 1. maja 2010b na spletnem naslovu <http://www.epia.org/solar-pv/environmental-impact.html>

22. Eurostat. Najdeno 5. avgusta 2010 na spletnem naslovu <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home>
23. Gevorkian, P. (2007). *Solar power in building design: the engineer's complete design resource*. McGraw-Hill Professional.
24. Hozjan, V. (2010, 18. junij). *Fotovoltaika: "Naložba, ki ji ni para pod soncem"*. Najdeno 25. junija 2010 na spletnem naslovu <http://www.energijadoma.si/znanje/zanimivosti/fotovoltaika-nalozba-ki-ji-ni-para-pod-soncem>
25. International Energy Agency. (2010). *Energy Technology Systems Analysis Programme*. Najdeno 27. avgusta 2010 na spletnem naslovu <http://www.etsap.org/E-techDS/PDF/E07-hydropower-GS-gct.pdf>
26. Javna Agencija RS za energijo. Najdeno 17. aprila 2010 na spletnem naslovu [http://www.agen-rs.si/sl/informacija.asp?id\\_informacija=1069&id\\_meta\\_type=29&type\\_informacij=1](http://www.agen-rs.si/sl/informacija.asp?id_informacija=1069&id_meta_type=29&type_informacij=1)
27. Kastelec, D., Rakovec, J., & Zakšek, K. (2005). *Sončna energija v Sloveniji*. Ljubljana: Založba RRC.
28. *Materiali in tehnologije v fotovoltaiiki*. Najdeno 14. aprila 2010 na spletnem naslovu <http://www.pvresources.com/si/tehnologije.php>
29. Medved, S., & Novak, P. (2000). *Varstvo okolja in obnovljivi viri energije*. Ljubljana: Univerza v Ljubljani, Fakulteta za strojništvo.
30. Merc, U. (2008, 7 november). *Izračun donosnosti fotonapetostnih sončnih elektrarn glede na spremembo energetskega zakona*. Najdeno 15. aprila 2010 na spletnem naslovu [http://www.zsfi.si/index.php?option=com\\_content&view=article&id=75:donosnost-pv-sistemov&catid=42:splono&Itemid=65](http://www.zsfi.si/index.php?option=com_content&view=article&id=75:donosnost-pv-sistemov&catid=42:splono&Itemid=65)
31. *Obnovljivi viri energije*. Najdeno 7. maja 2010 na spletnem naslovu <http://www.ove.si/#>
32. *Plan-net.solar*. Najdeno 20. aprila 2010 na spletnem naslovu [http://www.plan-net-solar.si/borza\\_streh.php](http://www.plan-net-solar.si/borza_streh.php)
33. Sevšek, T., & Šeneker, T. (2010, 2. julij). *Največja slovenska sončna elektrarna, zgrajena na strehi industrijskega objekta*. Najdeno 5. julija 2010 na spletnem naslovu <http://www.energijadoma.si/znanje/zanimivosti/najvecja-slovenska-soncna-elektrarna-zgrajena-na-strehi-indu>
34. *Slovenija. Doma v Evropi*. Najdeno 18. marca 2010 na spletnem naslovu <http://www.evropa.gov.si/>

35. *Slovenski računovodski standardi 13- stroški amortizacije (2006)*. Najdeno 25. junija 2010 na spletnem naslovu <http://www.racunovodja.com/clanki.asp?clanek=601>
36. *Solarbuzz*. Najdeno 3. avgusta 2010 na spletnem naslovu <http://www.solarbuzz.com/SolarPrices.htm>
37. Šubic, P. (2010, 22. januar). Lani so sončne elektrarne presegle vsa pričakovanja; podobno tudi letos. *Finance*, (15), str. 25.
38. Tarjanne, R. & Kivisto, A. (2008). *Comparison of Electricity Generation Costs*. Najdeno 3. avgusta 2010 na spletnem naslovu <https://oa.doria.fi/bitstream/handle/10024/39685/isbn9789522145888.pdf>
39. *Tehnološka platforma za fotovoltaike*. Najdeno 11. aprila 2010 na spletnem naslovu <http://www.pv-platforma.si/>
40. *Tersus d.o.o.* Najdeno 7. maja 2010 na spletnem naslovu <http://www.soncna-elektrarna.net/fotovoltaika.asp?fotovoltaika=Fotovoltaika&sistemi=Pogosta%20vpra%9Aanja>
41. Topič, M., Brecl, K., Krč, J., Vukadinović, M., Krašovec, U., & Smole, F. (b.l.). *Elektrika iz sonca*. Najdeno 20. aprila 2010 na spletnem naslovu [http://lsd.fe.uni-lj.si/El\\_iz\\_sonca/el\\_iz\\_sonca.htm](http://lsd.fe.uni-lj.si/El_iz_sonca/el_iz_sonca.htm)
42. Uradni list Evropskih skupnosti. (2001, 27. september). *Direktiva 2001/77/ES Evropskega parlamenta in sveta z dne 27. Septembra 2001 o spodbujanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov energije na notranjem trgu z električno energijo*. Najdeno 4. avgusta 2010 na spletnem naslovu <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=DD:12:02:32001L0077:SL:PDF>
43. Uradni list Evropske unije. (2009, 5. junij). *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*. Najdeno 4. Avgusta 2010 na spletnem naslovu <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:SL:PDF>
44. Uredba o podporah električni energiji proizvedeni iz obnovljivih virov energije. *Uradni list RS št. 37/2009, 53/2009, 68/2009, 76/2009, 17/2010*.
45. Van Benthem, A., Gillingham, K. & Sweeney, J.(2007, december). *Learning-by-Doing and the Optimal Solar Policy in California*. Najdeno 5. julija 2010 na spletnem naslovu [http://piee.stanford.edu/cgi-bin/docs/publications/Learning-by-Doing\\_and\\_the\\_Optimal\\_Solar\\_Policy\\_in\\_California.pdf](http://piee.stanford.edu/cgi-bin/docs/publications/Learning-by-Doing_and_the_Optimal_Solar_Policy_in_California.pdf)
46. Zakon o davku od dohodkov pravnih oseb. *Uradni list RS, št 117/2006*
47. Zelena Slovenija. (2009). *Obnovljivi viri energije (OVE) v Sloveniji*. Celje: Fit media, d. o. o.



## **PRILOGE**



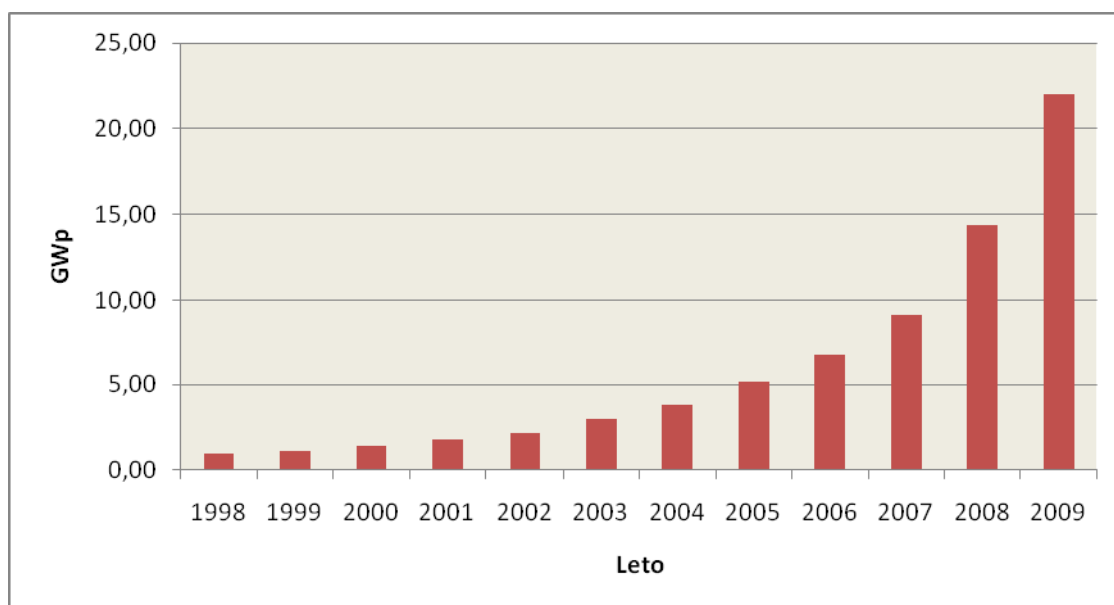
## **SEZNAM PRILOG:**

<i>Priloga 1: Seznam kratic .....</i>	<i>2</i>
<i>Priloga 2: Skupna inštalirana moč.....</i>	<i>3</i>
<i>Priloga 3: Referenčni stroški ter podpore za leto 2010 .....</i>	<i>4</i>
<i>Priloga 4: Gostota moči sončnega sevanja pri različnih vremenskih razmerah .....</i>	<i>5</i>
<i>Priloga 5: Letni globalni obsev horizontalnih površin v Sloveniji.....</i>	<i>5</i>
<i>Priloga 6: Prikaz ocene letnih prihodkov .....</i>	<i>6</i>
<i>Priloga 7: Prikaz ocene EBIT popravljene za davke .....</i>	<i>7</i>
<i>Priloga 8: Prikaz ocene NCF, kumulativnih NCF ter kumulativnih diskontiranih NCF .....</i>	<i>8</i>

*Priloga 1: Seznam kratic*

$\beta$	Beta sredstev
$\beta_l$	Kapitalska beta (angl. <i>levered beta</i> )
$\beta_u$	Kapitalsko nepopravljena beta (angl. <i>unlevered beta</i> )
CAPM	angl. <i>capital asset pricing model</i>
CF	Denarni pritoki (angl. <i>cash flows</i> )
CO <sub>2</sub>	Ogljikov dioksid
CP	Center za podpore
D/E	Razmerje med dolžniškim in lastniškim kapitalom (angl. <i>debt/equity</i> )
DPP	Diskontirana doba povračila (angl. <i>discounted payback period</i> )
EBIT	Dobiček iz poslovanja pred obrestmi in davki (angl. <i>earnings before interest and taxes</i> )
HICPs	Harmoniziran indeksa cen življenjskih potrebščin (angl. <i>Harmonised Indices of Consumer Prices</i> )
I	Investicijski izdatki
IRR	Notranja stopnja donosa (angl. <i>Internal rate of return</i> )
MIRR	Popravljen notranja stopnja donosa (angl. <i>modified internal rate of return</i> )
NCF	Neto denarni tokovi (angl. <i>net cash flows</i> )
NPV	Metoda neto sedanje vrednosti (angl. <i>net present value</i> )
OVE	Obnovljivi viri energije
PP	Doba povračila (angl. <i>payback period</i> )
$r_d$	Strošek dolžniškega kapitala
$r_l$	Strošek lastniškega kapitala
T	davek (angl. <i>tax</i> )
WACC	Tehtano povprečje stroškov kapitala (angl. <i>weighted average cost of the capital</i> )
$w_d$	delež dolžniškega kapitala
$w_l$	delež lastniškega kapitala

*Priloga 2: Skupna inštalirana moč*



*Vir: Europea Photovoltaic Industry Association. Set for 2020- Executive Summary, 2010, str. 4; European Photovoltaic Industry Association. Solaris newsletter, March-April 2010., 2010, str. 2.*

*Priloga 3: Referenčni stroški ter podpore za leto 2010*

<b>Sončne elektrarne- na stavbah</b>	<b>Referenčni stroški</b>	<b>Cena zagotovljenega odkupa (€/MWh)</b>	<b>Faktor B</b>	<b>Višina obratovalne podpore (€/MWh)</b>
Mikro - manjše od 50 kWp	386,38	386,38	0,88	339,38
Mala – manjše od 1 MWp	353,42	353,42	0,88	306,42
Srednja – od 1 MWp do vključno 10 MWp	293,28	293,28	0,91	244,68
Velika- nad 10 MWp do vključno 125 MWp	261,06	/	1	207,65
<b>Sončne elektrarne- integrirane</b>	<b>Referenčni stroški</b>	<b>Cena zagotovljenega odkupa (€/MWh)</b>	<b>Faktor B</b>	<b>Višina obratovalne podpore (€/MWh)</b>
Mikro - manjše od 50 kWp	444,34	444,34	0,88	397,34
Mala – manjše od 1 MWp	406,43	406,43	0,88	359,43
Srednja – od 1 MWp do vključno 10 MWp	337,27	337,27	0,91	288,67
Velika- nad 10 MWp do vključno 125 MWp	300,22	/	1	246,81
<b>Sončne elektrarne- samostojni objekti</b>	<b>Referenčni stroški</b>	<b>Cena zagotovljenega odkupa (€/MWh)</b>	<b>Faktor B</b>	<b>Višina obratovalne podpore (€/MWh)</b>
Mikro - manjše od 50 kWp	363,09	363,09	0,88	316,09
Mala – manjše od 1 MWp	334,53	334,53	0,88	287,53
Srednja – od 1 MWp do vključno 10 MWp	269,68	269,68	0,91	221,08
Velika- nad 10 MWp do vključno 125 MWp	250,37	/	1	196,96

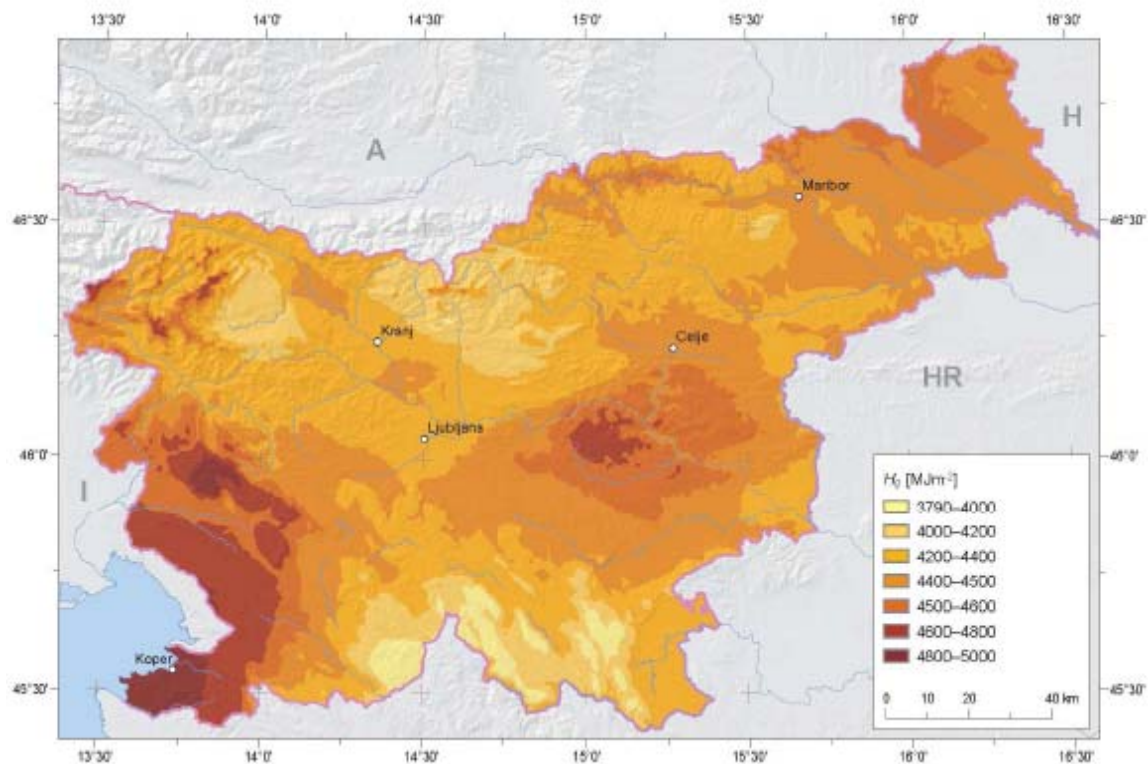
*Vir: Borzen. Organizator trga z električno energijo, d.o.o.. Določanje višine podpor električni energiji proizvedeni iz OVE in SPTE in višine podpor v letu 2010, 2009, str. 5.*

Priloga 4: Gostota moči sončnega sevanja pri različnih vremenskih razmerah

Vreme	Jasno	Megleno/oblačno, ko je sonce le slabo vidno	Oblačno, sonce ni vidno
Celotno sevanje (W/m <sup>2</sup> )	600-1000	200-400	50-150
Difuzni delež (v %)	10-20	20-80	80-100

Vir: M. Topič, et al., Električna energija iz sonca, 2010.

Priloga 5: Letni globalni obsev horizontalnih površin v Sloveniji



Vir: D. Kastelec, J. Rakovec & K. Zakšek, Sončna energija v Sloveniji, 2005, str. 127

*Priloga 6: Prikaz ocene letnih prihodkov*

Leto	Izkoristek (%)	Ocenjeni letni energijski izplen (Kwh/kwp/leto):	Inštalirana moč (kWp):	Letni energetski izplen (kWh)	Cena električne energije (€/kWh)	Ocena letnih prihodkov (€)
0	/	/	/	/	/	/
1	100,0	1.100	200	220.000	0,353	77.752
2	99,5	1.100	200	218.900	0,353	77.364
3	99,0	1.100	200	217.800	0,353	76.975
4	98,5	1.100	200	216.700	0,353	76.586
5	98,0	1.100	200	215.600	0,353	76.197
6	97,5	1.100	200	214.500	0,353	75.809
7	97,0	1.100	200	213.400	0,353	75.420
8	96,5	1.100	200	212.300	0,353	75.031
9	96,0	1.100	200	211.200	0,353	74.642
10	95,5	1.100	200	210.100	0,353	74.254
11	95,0	1.100	200	209.000	0,353	73.865
12	94,5	1.100	200	207.900	0,353	73.476
13	94,0	1.100	200	206.800	0,353	73.087
14	93,5	1.100	200	205.700	0,353	72.698
15	93,0	1.100	200	204.600	0,353	72.310
16	92,5	1.100	200	203.500	0,095	19.245
17	92,0	1.100	200	202.400	0,097	19.549
18	91,5	1.100	200	201.300	0,099	19.857
19	91,0	1.100	200	200.200	0,101	20.169
20	90,5	1.100	200	199.100	0,103	20.485
21	90,0	1.100	200	198.000	0,105	20.806
22	89,5	1.100	200	196.900	0,107	21.131
23	89,0	1.100	200	195.800	0,110	21.461
24	88,5	1.100	200	194.700	0,112	21.795
25	88,0	1.100	200	193.600	0,114	22.133



Priloga 7: Prikaz ocene EBIT popravljene za davke

Leto	Ocena letnih prihodkov (€)	Stroški zavarovanja in čiščenja modulov (€)	Stroški najemnine (€)	Amor. Stopnja (%)	Amortizacija (€)	EBIT (€)	Davek na dobiček (20%)	EBIT po davkih (€)*
0	/	/	/	/	/	/	/	/
1	77.752	4.205	3.150	6,67	39.213	31.184	6.237	24.947
2	77.364	4.294	3.150	6,67	39.213	30.706	6.141	24.565
3	76.975	4.386	3.150	6,67	39.213	30.226	6.045	24.181
4	76.586	4.479	3.150	6,67	39.213	29.744	5.949	23.795
5	76.197	4.574	3.150	6,67	39.213	29.260	5.852	23.408
6	75.809	4.672	3.150	6,67	39.213	28.773	5.755	23.019
7	75.420	4.771	3.150	6,67	39.213	28.285	5.657	22.628
8	75.031	4.873	3.150	6,67	39.213	27.795	5.559	22.236
9	74.642	4.976	3.150	6,67	39.213	27.303	5.461	21.842
10	74.254	5.082	3.150	6,67	39.213	26.808	5.362	21.446
11	73.865	5.190	3.150	6,67	39.213	26.311	5.262	21.049
12	73.476	5.301	3.150	6,67	39.213	25.812	5.162	20.650
13	73.087	5.414	3.150	6,67	39.213	25.310	5.062	20.248
14	72.698	5.529	3.150	6,67	39.213	24.806	4.961	19.845
15	72.310	5.646	3.150	6,67	39.213	24.300	4.860	19.440
16	19.245	1.648	3.150	10,00	12.104	2.344	469	1.875
17	19.549	1.683	3.150	10,00	12.104	2.613	523	2.090
18	19.857	1.718	3.150	10,00	12.104	2.885	577	2.308
19	20.169	1.755	3.150	10,00	12.104	3.160	632	2.528
20	20.485	1.792	3.150	10,00	12.104	3.439	688	2.751
21	20.806	1.830	3.150	10,00	12.104	3.722	744	2.978
22	21.131	1.869	3.150	10,00	12.104	4.008	802	3.206
23	21.461	1.909	3.150	10,00	12.104	4.298	860	3.438
24	21.795	1.950	3.150	10,00	12.104	4.591	918	3.673
25	22.133	1.991	3.150	10,00	12.104	4.888	978	3.911

Priloga 8: Prikaz ocene NCF, kumulativnih NCF ter kumulativnih diskontiranih NCF

Leto	EBIT po davkih (€)	Amort. (€)	CF (€)	Začetni investicijski izdatek (€)	NCF (€)	Diskontirani NCF (€)	Kumulativni NCF (€)	Kumulativni diskontiranih NCF (€)
0	/	/	/	588.200	-588.200	-588.200	-588.200	-588.200
1	24.947	39.213	64.161	0	64.161	60.764	-524.039	-527.436
2	24.565	39.213	63.778	0	63.778	57.205	-460.261	-470.231
3	24.181	39.213	63.394	0	63.394	53.851	-396.868	-416.380
4	23.795	39.213	63.008	0	63.008	50.690	-333.859	-365.690
5	23.408	39.213	62.621	0	62.621	47.712	-271.238	-317.978
6	23.019	39.213	62.232	0	62.232	44.906	-209.006	-273.073
7	22.628	39.213	61.842	0	61.842	42.262	-147.165	-230.811
8	22.236	39.213	61.449	0	61.449	39.771	-85.715	-191.040
9	21.842	39.213	61.055	0	61.055	37.424	-24.660	-153.616
10	21.446	39.213	60.660	0	60.660	35.214	36.000	-118.402
11	21.049	39.213	60.262	0	60.262	33.131	96.262	-85.271
12	20.650	39.213	59.863	0	59.863	31.170	156.125	-54.101
13	20.248	39.213	59.462	0	59.462	29.322	215.587	-24.779
14	19.845	39.213	59.058	0	59.058	27.581	274.645	2.802
15	19.440	39.213	58.653	121.036	-62.383	-27.592	212.262	-24.790
16	1.875	12.104	13.979	0	13.979	5.856	226.241	-18.934
17	2.090	12.104	14.194	0	14.194	5.631	240.434	-13.304
18	2.308	12.104	14.411	0	14.411	5.415	254.846	-7.889
19	2.528	12.104	14.632	0	14.632	5.206	269.478	-2.683
20	2.751	12.104	14.855	0	14.855	5.006	284.333	2.324
21	2.978	12.104	15.081	0	15.081	4.813	299.414	7.137
22	3.206	12.104	15.310	0	15.310	4.628	314.724	11.764
23	3.438	12.104	15.542	0	15.542	4.449	330.266	16.214
24	3.673	12.104	15.777	0	15.777	4.277	346.042	20.491
25	3.911	12.104	16.014	0	16.014	4.112	362.057	24.603