Analiza isplativosti proizvodnje električne energije

Šarić, Antonio

Master's thesis / Diplomski rad

2017

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **Josip Juraj Strossmayer University of Osijek, Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek / Sveučilište Josipa Jurja Strossmayera u Osijeku, Fakultet elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek**

Permanent link / Trajna poveznica: https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:200:131671

Rights / Prava: In copyright / Zaštićeno autorskim pravom.

Download date / Datum preuzimanja: **2024-03-29**

Repository / Repozitorij:

Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek

zir.nsk.hr

Image not found or type unknown

SVEUČILIŠTE JOSIPA JURJA STROSSMAYERA U OSIJEKU

ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET

Sveučilišni studij

ANALIZA ISPLATIVOSTI PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Diplomski rad

Antonio Šarić

Osijek, 2016.

SADRŽAJ

1. UVOD 1

1.1. Zadatak diplomskog rada 1

2. TROŠKOVI PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE 2

2.1. Neto sadašnja vrijednost (NPV) 3

2.2. Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije (LCOE) 4

2.2.1. Investicijski troškovi 5

2.2.2. Troškovi pogona i održavanja 5

2.2.3. Troškovi goriva 6

2.2.4. Diskontna stopa 6

2.2.5. Životni vijek postrojenja 7

2.2.6. Cijena emisije CO_2 7

2.2.7. Troškovi dekomisije i odlaganja otpada 9

3. PREGLED TROŠKOVA PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE 11

3.1. Pregled troškova proizvodnje električne energije iz nekonvencionalnih elektrana 12

3.1.1. LCOE vjetroelektrana 13

3.1.2. LCOE fotonaponskih sustava 20

3.1.3. LCOE koncentričnih solarnih elektrana 28

3.1.4. LCOE elektrana na biomasu 32

3.1.5. LCOE Geotermalnih elektrana 35

3.1.6. LCOE hidroelektrana 38

3.2. Pregled troškova proizvodnje električne energije iz konvencionalnih elektrana 42

3.2.1. LCOE termoelektrana na ugljen 43

3.2.2. LCOE plinskih termoelektrana 46

3.2.3. LCOE nuklearnih elektrana 49

4. ISPLATIVOST PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE U REPUBLICI HRVATSKOJ 52

4.1. Proračun isplativosti proizvodnje električne energije za fotonaponski sustav u Republici Hrvatskoj 52

4.1.1. Povrat investicije FN sustava za slučaj različitih jediničnih troškova investicije 53

4.1.2. Povrat investicije FN sustava za slučaj različitih tržišnih premija 54
4.1.3. Povrat investicije FN sustava za slučaj različitog trajanja iskorištenja instalirane snage 55
4.1.4. Prikaz povrata investicije promatranih slučajeva FN sustava 56
4.2. Proračun isplativosti proizvodnje električne energije za TE na ugljen u Republici Hrvatskoj 57
4.2.1. Povrat investicije TE na ugljen za slučaj različitih faktora iskorištenja vršne snage 58
4.2.2. Povrat investicije TE na ugljen za slučaj različitih cijena ugljena 59
4.2.3. Povrat investicije TE na ugljen za slučaj različitih cijena CO_2 59
4.2.4. Prikaz povrata investicije promatranih slučajeva TE na ugljen..... 61
4.3. Proračun isplativosti proizvodnje električne energije za hidroelektrane u Republici Hrvatskoj..... 62
4.3.1. Povrat investicije hidroelektrane za slučaj različitih jediničnih troškova investicije 63
4.3.2. Povrat investicije hidroelektrane za slučaj različitih faktora iskorištenja vršne snage..... 63
4.3.3. Prikaz povrata investicije promatranih slučajeva hidroelektrane 64
4.4. Proračun isplativosti proizvodnje električne energije za vjetroelektrane u Republici Hrvatskoj.... 65
4.4.1. Povrat investicije vjetroelektrane za slučaj različitih jediničnih troškova investicije 66
4.4.2. Povrat investicije vjetroelektrane za slučaj različitih tržišnih premija 66
4.4.3. Povrat investicije vjetroelektrane za slučaj različitih faktora iskorištenja vršne snage..... 67
4.4.4. Prikaz povrata investicije promatranih slučajeva vjetroelektrane 68
4.5. Usporedba rezultata proračuna isplativosti elektrana u Republici Hrvatskoj..... 69
5. ZAKLJUČAK 71
6. LITERATURA..... 73
7. SAŽETAK..... 75
8. ŽIVOTOPIS 76

1. UVOD

Uloga električne energije u današnjem svijetu je ogromna. Ona je osnova životnog standarda današnjeg čovjeka, te je ključni faktor razvoja ljudske civilizacije. Potrošnja električne energije iz godine u godinu raste velikom brzinom, stoga je potrebno osigurati proizvodnju koja može zadovoljiti trenutne potrebe. Termoelektrane na fosilna goriva, velike hidroelektrane i nuklearne elektrane predvode opskrbu Zemlje električnom energijom, te se zbog toga što su „stare“ tehnologije nazivaju konvencionalnim elektranama. U današnje vrijeme sve veći dio elektroenergetskog „kolača“ uzimaju i tzv. nekonvencionalne elektrane koje koriste nove tehnologije pretvaranja energije iz obnovljivih izvora u električnu energiju. Vrlo bitno pitanje je koliko su pojedine tehnologije proizvodnje električne energije isplative. Stoga je zadatak ovog rada analiza isplativosti proizvodnje električne energije za različite tehnologije. Potrebno je napraviti pregled troškova proizvodnje električne energije za konvencionalne i nekonvencionalne elektrane. Zatim je potrebno napraviti proračun za isplativost proizvodnje električne energije u Republici Hrvatskoj za elektrane različitih tehnologija, te potom usporediti rezultate.

1.1. Zadatak diplomskog rada

Rad se sastoji od dva dijela, teorijskog i praktičnog. Zadatak teorijskog dijela rada je upoznavanje s troškovima proizvodnje električne energije i metodama računanja troškova, a zatim pregled troškova proizvodnje električne energije za različite tehnologije. U praktičnom dijelu rada potrebno je napraviti proračun isplativosti električne energije za različite tehnologije u Republici Hrvatskoj. Rezultate je potrebno usporediti i prokomentirati.

2. TROŠKOVI PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Troškovi proizvodnje električne energije uvelike se razlikuju ovisno o vrsti elektrane, pa tako postoje razlike u troškovima proizvodnje između konvencionalnih i nekonvencionalnih elektrana koje utječu na isplativost proizvodnje električne energije. Najopćenitija podjela troškova proizvodnje bila bi na investicijske troškove, troškove rada i održavanja i dekomisijske troškove.

Investicijski troškovi odnose se na planiranje, projektiranje i izgradnju i oni variraju ovisno o vrsti postrojenja. U većini slučajeva potrebno je više godina kako bi se otplatili. Na primjer, kod elektrana na fosilna goriva investicijski troškovi su relativno niski, kod vjetroelektrana i fotonapona nešto viši s konstantnim padom napretkom tehnologije, a jako visoki investicijski troškovi pojavljuju se kod solarnih elektrana, elektrana na plimu i oseku i nuklearnih elektrana.

Troškovi rada i održavanja se odnose na troškove goriva, materijalne troškove, plaće, popravke, itd. Oni postoje tijekom cijelog životnog vijeka elektrane. Visoke troškove goriva imaju elektrane na fosilna goriva i biomasu, nuklearne elektrane imaju niske troškove goriva, a elektrane na obnovljive izvore ih gotovo uopće nemaju.

Dekomisijski troškovi se odnose na uklanjanje objekta i saniranje prostora. Ti troškovi su jako bitni za nuklearne elektrane, zbog problema zbrinjavanja nuklearnog otpada, što je izrazito kompliciranо i skupo.

Za analizu isplativosti proizvodnje električne energije potrebna je dublja analiza troškova koji se pojavljuju, pa tako postoje razne metode koje se koriste prilikom proračuna isplativosti proizvodnje električne energije. Jedna od najzastupljenijih je LCOE (Levelized Cost of Electricity) metoda koja će biti objašnjenja u daljnjem dijelu ovog rada, a koja se temelji na metodi NPV (Net Present Value) koja će također u nastavku biti ukratko objašnjena.

2.1. Neto sadašnja vrijednost (NPV)

NPV ili prevedeno „Neto sadašnja vrijednost“ jedna je od temeljnih metoda financijskog odlučivanja, a definira se kao sadašnja vrijednost čistih novčanih tokova projekta umanjena za investicijske troškove.[2] Dakle, zadatak NPV metode je analizirati isplativost investicija ili projekata. Formula po kojoj se računa NPV metoda izgleda: [3]

$$\mathrm{NPV} = \sum_{t=1}^{T} \frac{V_t}{(1+r)^t} - I_t \qquad (2-1)$$

gdje su:

I_t = investicijski troškovi

V_t = novčani tokovi u vremenu t

t = vrijeme novčanih tokova

r = diskontna stopa

Da bi neka investicija ili projekt bili prihvatljivi, tj. da bi se projekt smatrao isplativim, mora vrijediti:

$$\mathrm{NPV} \geq 0 \qquad (2-2)$$

Dakle, ukoliko predviđeni prihodi projekta ili investicije prikazani u sadašnjoj vrijednosti premašuju očekivane troškove koji su također prikazani u sadašnjoj vrijednosti, tada su investicija ili projekt isplativi.[2]

2.2. Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije (LCOE)

„Levelized Cost of electricity (LCOE)“, ili prevedeno na hrvatski „Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije“, je alat koji se koristi za izračunavanje prosječnih troškova proizvodnje jednog kilovatsata (kWh) električne energije izraženih u neto sadašnjoj vrijednosti (NPV) kroz životni vijek elektrane. Jednostavnije rečeno, LCOE metoda izračunava prosjek troškova elektrane kroz duži vremenski period. Sistem LCOE-a najčešće se koristi za usporedbu troškova proizvodnje energije iz različitih izvora. Širok raspon tehnologija koje se koriste za proizvodnju električne energije te njihove velike razlike otežavaju usporedbu isplativosti između različitih sustava proizvodnje. Na primjer, fotonaponski sustav se drastično razlikuje u fizikalnim osnovama i radu od elektrane na biomasu.[5] Međutim, LCOE metoda sadržava neke zajedničke kriterije za usporedbu različitih tehnologija. Najlakše ju je prikazati omjerom:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{ukupni troškovi tijekom životnog vijeka}}{\text{ukupna proizvedena energija tijekom životng vijeka}} \qquad (2-3)$$

Dakle, kao što je već ranije spomenuto, LCOE metoda temelji se na NPV (neto sadašnja vrijednost) formuli, tj. svaki budući trošak mora biti prilagođen sadašnjoj vrijednosti zbog inflacije i ostalih faktora. Matematički prikazano, osnovna formula LCOE izgleda: [6][7]

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + P_t + G_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{W_t}{(1+r)^t}} \qquad (2-4)$$

gdje su:

I_t = troškovi investiranja u godini t
P_t = troškovi pogona i održavanja u godini t
G_t = troškovi goriva u godini t
W_t = proizvedena električna energija u godini t
r = diskontna stopa
n = životni vijek sustava

LCOE se obično izračunava u odnosu na životni vijek postrojenja što je obično 20 do 40 godina. Manji LCOE znači veću isplativost proizvodnje električne energije iz analizirane tehnologije. Osnovna formula može se nadograditi uključivanjem nekih dodatnih troškova, a u

novije proračune uključuju se i troškovi cijene emisije CO_2 (E_t) i cijene dekomisije (D_t). LCOE formula nadopunjena troškovima cijene emisije CO_2 i cijene dekomisije izgleda:

$$\mathrm{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + P_t + G_t + E_t + D_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{W_t}{(1+r)^t}} \qquad (2-5)$$

LCOE formula još se može nadopuniti raznim troškovima koji su karakteristični za pojedine elektrane. Kako bi se LCOE metoda mogla što bolje shvatiti opisani su faktori o kojima ona ovisi.

2.2.1. Investicijski troškovi

Investicijski troškovi (I_t) su glavni rashodi u procesu izgradnje elektrane u odnosu na instaliranu snagu postrojenja. To su troškovi koji izravno i neizravno utječu na izgradnju i puštanje u pogon postrojenja, ili komponente troškova koje su nastale od strane operatera prije ili tijekom procesa izgradnje. U investicijske troškove uključena je cijena inženjeringa, nabave i izgradnje (EPC = engineering, procurement and construction). Također su uključeni i troškovi spajanja postrojenja sa infrastrukturom struje, vode i goriva. Dekomisijski troškovi nisu uključeni.[8][9]

Troškovi izgradnje elektrana obično su karakterizirani specifičnim investicijama I_{spec} [n.j./kW] po jedinici instalirane snage. Troškovi investicija stoga iznose:

$$I = I_{spec} \cdot P_{inst} \qquad (2-6)$$

gdje je P_{inst} nazivna snaga elektrane. [25]

2.2.2. Troškovi pogona i održavanja

Troškovi pogona i održavanja (P_t) mogu se podijeliti na fiksne i varijabilne, ili se prikazati kao njihov zbroj. Fiksni dio troškova pogona i održavanja uključuje sve troškove koji su neovisni o opsegu proizvodnje elektrane kao npr. troškovi administracije, operativnog osoblja, najam tvorničkog prostora, planirano i neplanirano održavanje, porez na imovinu, anuiteti i kamate na zajmove poduzeća, premije osiguranja, itd. Varijabilni troškovi pogona i održavanja uključuju potrošnju pomoćnih materijala kao što su voda, mazivo i aditivi za gorivo. Također u varijabilne

troškove su uključeni troškovi popravka i održavanja koji nisu pokriveni jamstvima i osiguranjem.[9]

Trošak pogona i održavanja jednak je:

$$P_t = p_t \cdot W_t \qquad (2-7)$$

gdje je p_t jedinični godišnji trošak pogona za proizvodnju jednog kWh ili MWh električne energije, a W_t proizvedena električna energija u godini t.

2.2.3. Troškovi goriva

Troškovi goriva (G_t) uvelike ovise o vrsti elektrane. Oni čine velik udio u ukupnom LCOE-u termoelektrana, pa zbog toga i prognoze cijena goriva mogu imati velik utjecaj na ishod kada se usporedi LCOE različitih tehnologija. Uz to, cijene goriva kao što su prirodni plin znatno se razlikuju od države do države, dok su cijene goriva poput biomase ovisne o dostupnosti i određenim lokalnim uvjetima. Vjetar, sunce i donekle nuklearna energija nisu izloženi ovom faktoru nesigurnosti u izračunu LCOE. [9]

Trošak goriva G_t definiraju jedinični trošak goriva g_t koji ovisi o nabavnoj cijeni goriva (n.j./kg, n.j./l, n.j./Nm^3) i specifični trošak goriva s_g koji ovisi o učinkovitosti postrojenja i ogrijevnoj moći (kg/kWh, l/kWh, Nm^3/kWh). Troškovi goriva prikazani su formulom:

$$G_t = s_g \cdot g_t \cdot W_t \qquad (2-8)$$

2.2.4. Diskontna stopa

Diskontna stopa je stopa diskontiranja, mjera vremenske vrijednosti novca, odnosno svođenja budućih novčanih iznosa ili primitaka na sadašnju vrijednost. Vrlo je bitan kriterij LCOE metode. Veličina LCOE vrijednosti izrazito je osjetljiva na visinu izabrane diskontne stope kojom se izračunava sadašnja vrijednost novčanih tokova investicijskog projekta.[4] Visina diskontne stope najviše ovisi o gospodarskoj situaciji i njeno postavljanje nije jednostavan zadatak.

2.2.5. Životni vijek postrojenja

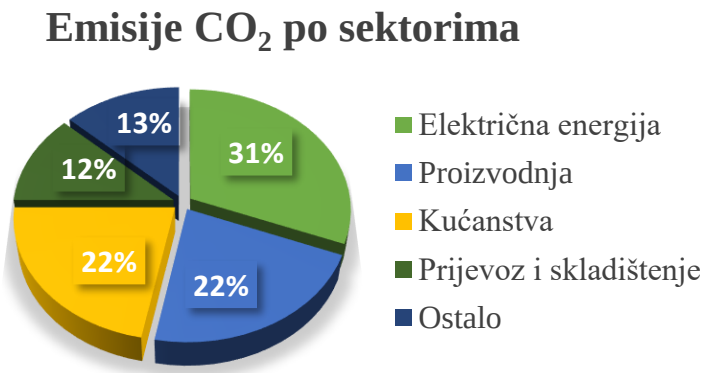
Životni vijek postrojenja (n) ili korisni životni vijek je procjena koliko će godina određena elektrana moći efektivno raditi, tj. donositi prihode. Životni vijek nekih od elektrana prikazan je u tablici 2.1.

Tehnologija	Životni vijek (godine)
Vjetroelektrana	25
Fotonaponski sustav	25
Plin i CCTG (kombinirani ciklus)	30
Geotermalna elektrana	40
TE na ugljen	40
Nuklearna elektrana	60
Hidroelektrana	80

Tablica 2.1. Životni vijek elektrana [11]

2.2.6. Cijena emisije CO_2

Sve veće koncentracije stakleničkih plinova u atmosferi primorale su svjetske lidere da pokušaju taj rastući trend nekako obuzdati. Stoga se uvela naplata emisije stakleničkih plinova, odnosno CO_2. Cijene emisije CO_2 uvelike utječu na proizvodnju električne energije, jer na nju otpada najveći dio proizvodnje ugljičnog dioksida u svijetu. Slika 2.2. prikazuje emisije stakleničkih plinova u Europi 2015. godine. Na slici 2.1. jasno se vidi kako čak 31% emisija dolazi iz sektora proizvodnje električne energije.

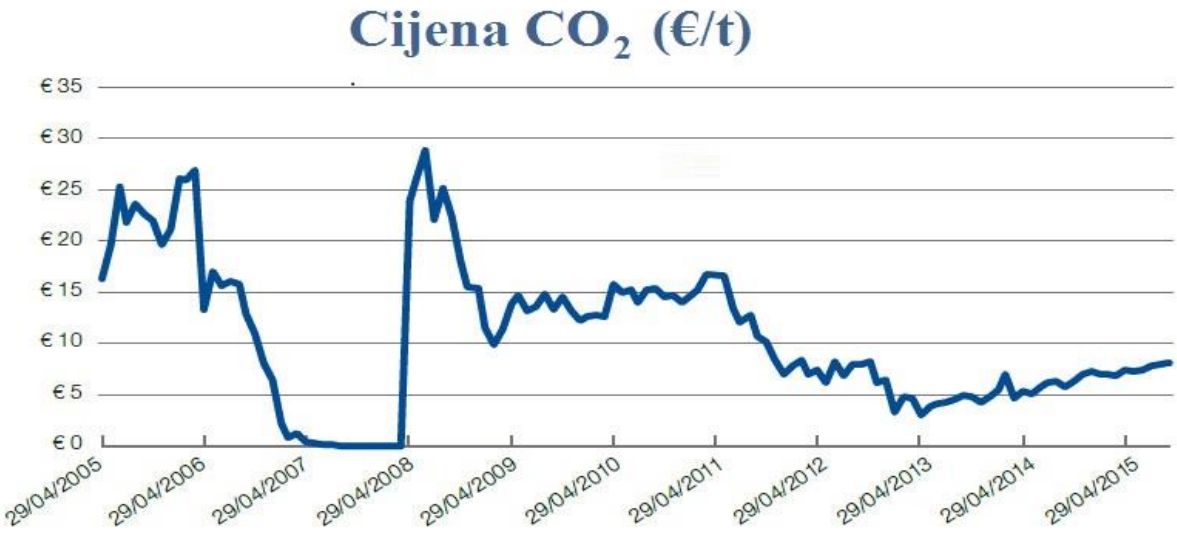


Slika 2.1. Emisije stakleničkih plinova u različitim sektorima u Europi 2015. godine [14]

Glavni ciljevi naplate emisija štetnih plinova su smanjenje zagađenja Zemljine atmosfere i veće korištenje obnovljivih izvora za proizvodnju električne energije. Cijena stakleničkih plinova kroz povijest se mijenjala i ovisila je o dosta faktora. Naplata emisije stakleničkih plinova vrši se po toni CO_2 ispuštenog u atmosferu i najvažnija su dva modela naplate, porez na CO_2 i trgovanje emisijskim jedinicama plinova ili „cap and trade“. Porez na CO_2 je jednostavan oblik naplate emisije stakleničkih plinova. Svaki proizvođač stakleničkih plinova dužan je platiti određeni porez na količinu stakleničkih plinova koju ispusti u atmosferu. Porez određuje zakonodavac, tj. vlada određene države.

Trgovanje emisijskim jedinicama plinova ili „cap and trade“ sustav, nešto je složeniji sustav kojim se pokušava smanjiti zagađenje stakleničkim plinovima na način da se postavi granica količine emisija koja smije biti emitirana u okoliš. Svaka tvrtka ima svoje kvote dopuštenih emisija koje ne smije premašiti. Tvrtke koje nemaju dovoljno kvota za pokrivanje svog emitiranja moraju kupiti kvote od tvrtki koje imaju viška, tj. koje emitiraju manje stakleničkih plinova nego što im je to kvotama dozvoljeno. Na taj način veći zagađivači plaćaju kazne zbog emitiranja većeg od dozvoljenog, dok oni koji ispuštaju manje štetnih plinova bivaju nagrađeni. Jedan od najpoznatijih sustava za trgovanje emisijama stakleničkih plinova je Europska shema trgovanja emisijama stakleničkih plinova (EU ETS) koja je aktivna od 2005. i pokriva 31 europsku zemlju, tj. 45% ukupnih emisija u Europi. [15]

Slika 2.2. prikazuje cijenu ugljika u eurima po toni emisije na tržištu od uspostavljanja EU ETS sustava pa do 2015. godine. Za razliku od poreza na CO_2 gdje cijenu određuje vlada i ona je konstantna i blagorastuća, cijenu CO_2 kod EU ETS sustava određuje tržište na koje utječu mnogi faktori.



Slika 2.2. Cijena CO_2 od 2005. do 2015. [16]

Iz slike 2.2. može se vidjeti da cijena ugljika varira iz godine u godinu. Vidljivo je da je 2008. godine cijena čak oko 30€/t, dok je 2015. ispod 10€/t. U 10. mjesecu 2016. godine kreće se oko 5€/t [17]. Tome najviše doprinosi sve veći broj nekonvencionalnih elektrana, veća ulaganja u sustave za pročišćavanje i manja emisija štetnih plinova.

2.2.7. Troškovi dekomisije i odlaganja otpada

Troškovi dekomisije i odlaganja otpada uglavnom se odnose na nuklearne elektrane. Ukoliko podatak nije poznat računaju se referentne vrijednosti, za nuklearne elektrane 15% od troškova izgradnje (konstrukcijskih troškova), a za sve ostale 5% od troškova izgradnje. Iako je životni vijek nuklearne elektrane u prosjeku 60-ak godina, postavlja se pitanje kako nakon toga sigurno ugasiti elektranu i uskladištiti radioaktivni materijal, i naravno kolika je cijena toga.

Čak 99% radioaktivnog materijala nuklearnih elektrana odnosi se na gorivo, ostalo se odnosi na materijale unutar elektrane koji su postali radioaktivni zbog neposredne blizine radioaktivnog goriva. No nije sav radioaktivni otpad iste razine radioaktivnosti. Za radioaktivni otpad niske razine radioaktivnosti (cijevi, cigle, metal, ...) nije potrebno posebno odlagalište jer sadrže vrlo nisku razinu radioaktivnosti koja nije opasna po ljude. Radioaktivni otpad srednje razine također ne zahtjeva vrlo komplicirana odlagališta, dakle najveći troškovi dolaze iz odlaganja otpada visoke razine radioaktivnosti. Također na otpad visoke razine radioaktivnosti odlazi 95% ukupne radioaktivnosti proizvedene u procesu proizvodnje električne energije. Svake godine nuklearne elektrane u cijelom svijetu proizvedu oko 200 000 m^3 otpada niske i srednje razine radioaktivnosti i 10 000 m^3 ili 12 000 tona otpada visoke razine radioaktivnosti.

Trošak odlaganja nuklearnog otpada predstavlja oko 5% ukupnog troška proizvodnje električne energije iz nuklearne elektrane. Financijske metode pokrivanja troška variraju od države do države, no najpopularnije su:

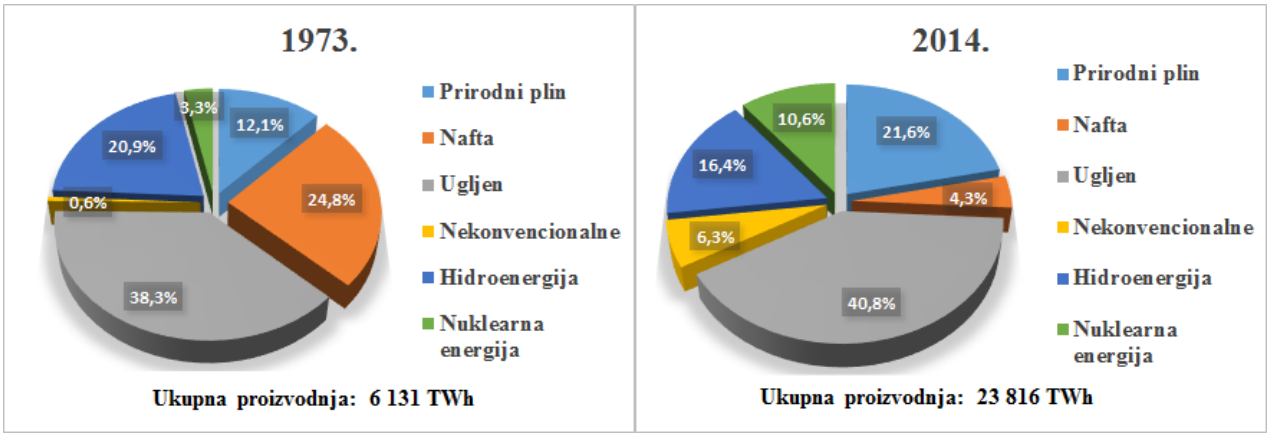
- Prijevremena otplata – novac se pohranjuje na poseban račun za pokriće dekomisijskih troškova i prije nego što elektrana krene s radom.
- Porez na nuklearnu energiju – plaćaju ga potrošači kao dodatak na svoj račun električne energije. Novac ide u fondove i koristi se za pokrivanje troškova dekomisije.

Primjerice, porez na nuklearnu energiju 2014. godine u SAD-u iznosio je 0.1 ¢$/kWh, a u Francuskoj 0.14 ¢€/kWh kako bi se osigurala sredstva za dekomisiju i odlaganje nuklearnog otpada. [13] Međutim, u 2016. godini Europska komisija ocijenila je da za demontažu nuklearnih elektrana i skladištenje radioaktivnog materijala Europskoj Uniji fali 118 milijardi eura. Osigurano je samo 150 milijardi eura namijenjenih sredstava za pokrivanje 268 milijardi eura očekivanih troškova.

3. PREGLED TROŠKOVA PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

U ovom dijelu rada potrebno je napraviti pregled troškova proizvodnje električne energije na temelju LCOE metode iz različitih elektrana. Osnovna podjela elektrana je na konvencionalne i nekonvencionalne, što će i biti početna točka za pregled troškova. Konvencionalne elektrane su od početaka korištenja električne energije pa sve do ne tako davne prošlosti bile apsolutni „vladari“ u proizvodnji električne energije. Međutim, nekonvencionalne elektrane su se iz marginalnih elektrana koje su bile zastupljene u vrlo maloj mjeri prometnule u vrlo važan dio pojedinih elektroenergetskih sustava. Tomu je najviše doprinjela prije svega svijest za zaštitu okoliša, a zatim i vrlo brzi napredak tehnologije.

Slika 3.1. prikazuje raspodjelu ukupne proizvodnje električne energije ovisno o izvoru. Iz slike je vidljivo da se ukupna proizvodnja električne energije u svijetu povećala za gotovo četiri puta u 40-ak godina. Također, godine 1973. na nekonvencionalne izvore otpadalo svega 0,6% ukupne proizvodnje električne energije u svijetu, dok je 2014. taj udio porastao na 6,3%.

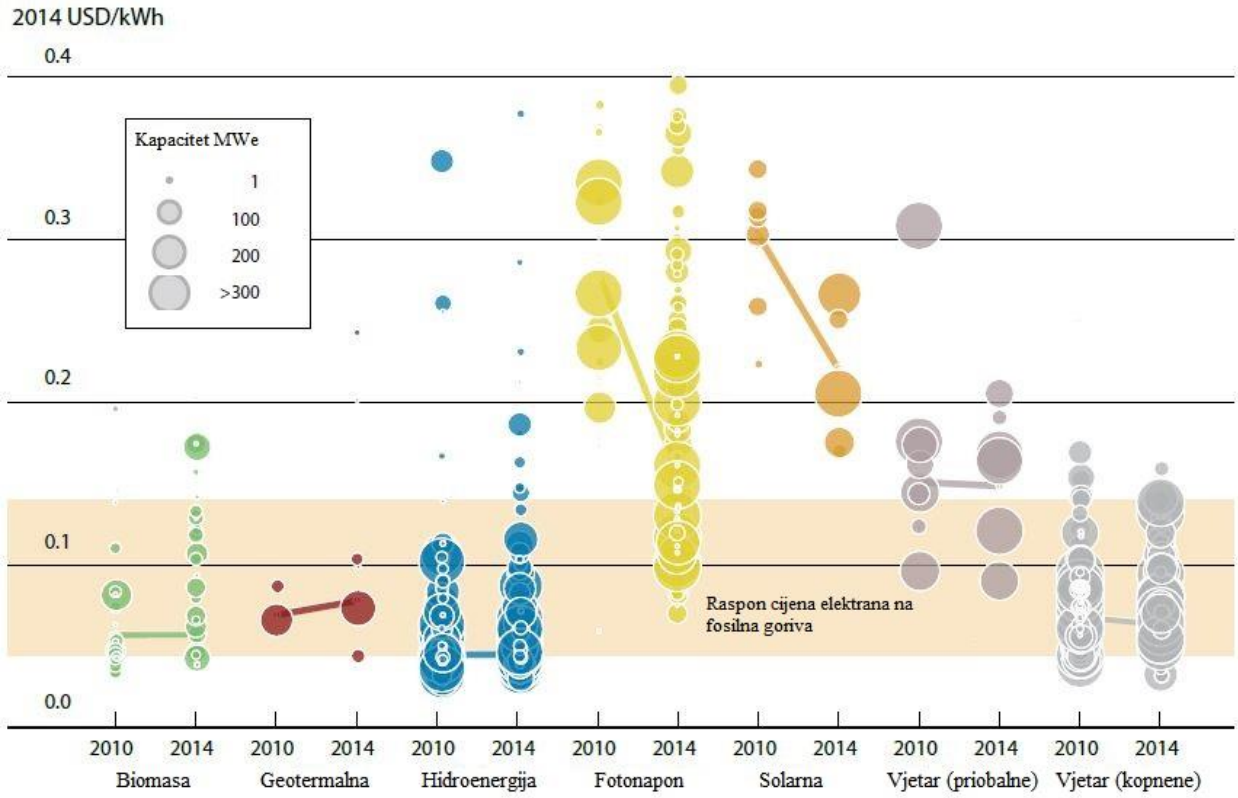


Slika 3.1. Ukupna proizvodnja električne energije u svijetu 1973. i 2014. godine [10]

To je veliki pokazatelj kako su napredak tehnologije i razni poticaji zbog zaštite okoliša i uštede goriva omogućili pad cijena proizvodnje električne energije iz nekonvencionalnih izvora. Također proizvodnja iz konvencionalnih izvora postaje skuplja uvođenjem troškova na CO_2. Izvršavanjem pregleda troškova proizvodnje električne energije iz različitih tehnologija moći će se usporediti isplativost proizvodnje električne energije iz konvencionalnih i nekonvencionalnih elektrana i tako analizirati konkurentnost proizvodnje iz nekonvencionalnih u odnosu na konvencionalne.

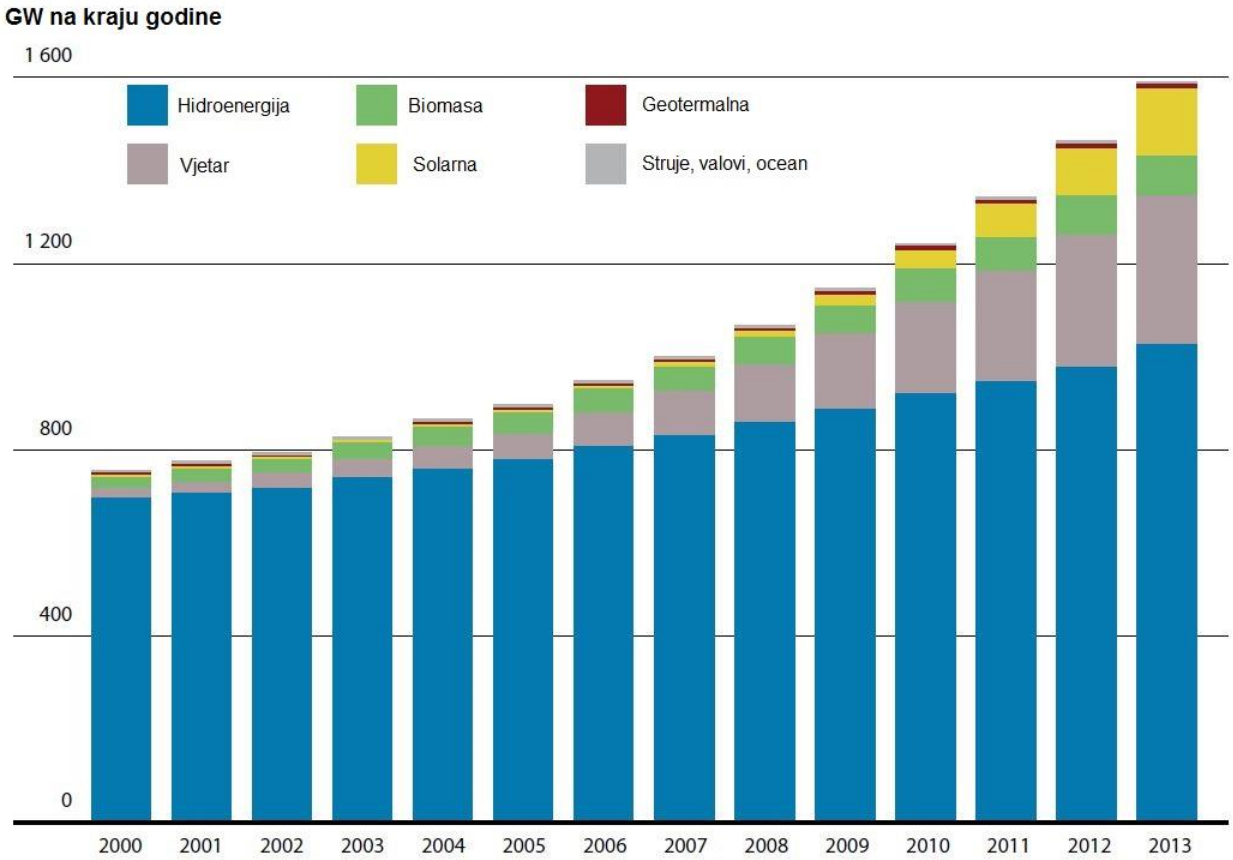
3.1. Pregled troškova proizvodnje električne energije iz nekonvencionalnih elektrana

Proizvodnja električne energije iz nekonvencionalnih elektrana dosegnula je dosad najveću razinu. Nekad vrlo skupe i nekonkurentne tehnologije u odnosu na konvencionalne, danas gotovo stoje uz bok tim istim elektranama. Investicijski troškovi (osobito vjetroelektrana i fotonapona) konstantno su u padu, dok se učinkovitost iz godine u godinu povećava. Također, raste svijest o zagađenju okoliša, stoga se daju i poticaji na proizvodnju električne energije iz ovih elektrana. Slika 3.2. prikazuje LCOE nekonvencionalnih elektrana 2010. i 2014. Promjer kruga predstavlja veličinu projekta. Središte svakog kruga je vrijednost troškova projekta na Y osi. [12]



Slika 3.2. LCOE nekonvencionalnih elektrana 2010. i 2014. [12]

Iz slike 3.2. osim LCOE troškova također se jasno vidi povećanje proizvodnje iz obnovljivih izvora u 2014. godini u odnosu na 2010. Povećanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije detaljnije je prikazano na slici 3.3. koja prikazuje proizvodnju u razdoblju od kraja 2000. do kraja 2013. godine.



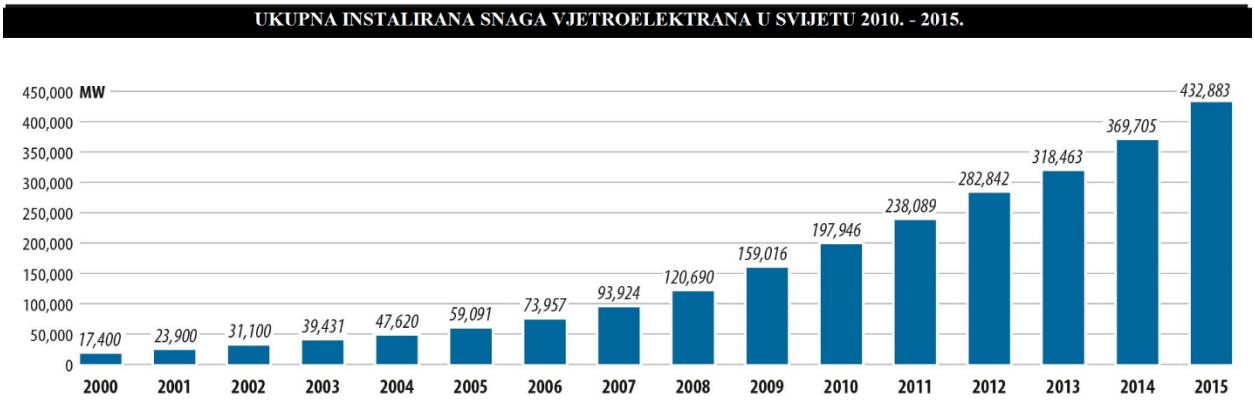
Slika 3.3. Proizovodnja električne energije u GW iz pojedinih obnovljivih izvora od 2000. do 2013. godine [12]

Pregled troškova proizvodnje električne energije iz nekonvencionalnih izvora energije potrebno je izvršiti za svaki nekonvencionalni izvor posebno. Podaci o troškovima proizvodnje izvučeni su iz IRENA-ine (International Renewable Energy Agency) baze podataka iz 2014. godine u kojoj se nalazi oko 9000 većih projekata i preko 750 000 malih fotonaponskih sustava.[12]

3.1.1. LCOE vjetroelektrana

Energija vjetra polako postaje jedan od najjeftinijih izvora za proizvodnju električne energije i može ozbiljno konkurirati konvencionalnim elektranama kao što su elektrane na ugljen i plin. Stoga je i proizvodnja električne energije iz energije vjetra najbrže rastuća od svih nekonvencionalnih elektrana. Slika 3.4. prikazuje instaliranu snagu vjetroelektrana u svijetu od 2000. godine do 2015. godine. Iz slike je vidljivo da je 2000. godine bilo samo 17,4 GW instalirane snage vjetroelektrana, da bi se 2015. godine ta brojka popela blizu 433 GW. U 5 godina, od 2010.

do 2015. ukupna snaga vjetroelektrana u svijetu se poduplala. Od tih 433 GW najveći udio instalirane snage ima Kina (33,6%), zatim SAD (17,2%), Njemačka (10,4%), Indija (5,8%) i Španjolska (5,3%).



Slika 3.4. Ukupna instalirana snaga vjetroelektrana u svijetu od 2000. – 2015. godine [18]

Vjetroelektrane po lokaciji mogu biti smještene na kopnu (Onshore) i u moru (Offshore). Kopnene vjetroelektrane su te koje svojom cijenom proizvodnje mogu parirati konvencionalnim elektranama. Glavni faktori LCOE-a vjetroelektrana su kapitalna ulaganja, troškovi financiranja, troškovi pogona i održavanja i očekivana godišnja proizvodnja električne energije. [12]

U kapitalna ulaganja spadaju cijena vjetroturbine, izgradnja dodatne infrastrukture, priključci na mrežu i ostali kapitalni troškovi (dozvole, nadzor, itd.). Tablica 3.1. prikazuje udio pojedinih stavki u kapitalnom trošku za kopnene i priobalne vjetroelektrane. Iz tablice se jasno vidi kako kod priobalnih elektrana opada udio troška turbine, a znatno se povećavaju udjeli priključka na mrežu i izgradnje dodatne infrastrukture što je sasvim logično zbog samog položaja i pristupačnosti priobalnih vjetroelektrana.

Trošak	Kopnene (%)	Priobalne (%)
Vjetroturbina	64 - 84	30 - 50
Priključak na mrežu	9 - 14	15 - 30
Infrastruktura	4 - 10	15 - 25
Ostalo	4 - 10	8 - 30

Tablica 3.1. Pojedini udjeli u kapitalnom trošku za kopnene i priobalne vjetroelektrane [12]

Najbitniji faktor kapitalnih ulaganja kod vjetroelektrana je cijena turbine na koju može otpasti i do 84% ukupnih kapitalnih ulaganja. Pod cijenu turbine spada njena proizvodnja, transport i ugradnja. Cijena vjetroturbine dosegla je svoj vrhunac 2008. godine i u SAD-u je bila 1728 $/kW, a u Europi 1890 $/kW. Godine 2014. cijene vjetroturbina u SAD-u se kreću negdje

između 931 $/kW i 1174 $/kW, dok su u Kini znatno jeftinije, oko 676 $/kW. Stoga ne čudi da je Kina u uvjerljivom vodstvu po instaliranoj snazi vjetroelektrana. [12]

Sukladno promjenama cijene vjetroturbina mijenjala se i cijena ukupnog instalacijskog troška. Godine 2009. za kopnene vjetroelektrane u SAD-u iznosio je oko 2300 $/kW, a za 2014. se procjenjuje da je oko 1657 $/kW što je pad od oko 28% u 5 godina. Naravno, najjeftinija cijena je u Kini, čak 1310 $/kW 2014. godine. Tablica 3.2. prikazuje ukupni instalacijski trošak u 2014. godine i novoinstaliranu snagu u 2013. godini za neke zemlje i iz nje se vidi da postoji velika razlika u troškovima od države do države.[12]

Države	Novi kapacitet u 2013. (GW)	Cijena u 2014. ($/kW)
Australija	0,68	1427 - 2384
Austrija	0,37	2403
Kanada	1,6	2296
Francuska	0,73	2065
Njemačka	2,95	1999
Italija	0,45	2452
Japan	0,05	2900
Mexico	0,62	2102
Nizozemska	0,24	1928
Norveška	0,07	1978
Portugal	0,31	1891
Švicarska	0,01	2900
Velika Britanija	1,64	1874
SAD	1,13	1657

Tablica 3.2. Novi kapaciteti i ukupni instalacijski trošak kopnenih vjetroelektrana [12]

U 2015. godini tek 2.8% od ukupne instalirane snage vjetroelektrana, odnosno 12,1 GW odnosi se na priobalne vjetroelektrane. Taj odnos je zapravo realan, jer instalacijski trošak za priobalne elektrane mnogo je veći od instalacijskog troška kopnenih vjetroelektrana. Tomu najviše dopridonose postavljanje kablova i gradnja temelja u moru, dopremanje materijala te postavljanje opreme i turbine na moru. Turbine su također nešto skuplje jer su dizajnirane kako bi izdržale oštri morski okoliš. Iz tablice 3.1. može se vidjeti da vjetroturbina i dalje zauzima najveći udio kapitalnog troška (30 – 50%), ali je to znatno manje nego kod kopnenih vjetroelektrana, zbog povećanja ostalih troškova. Prosječni instalacijski troškovi priobalnih vjetroelektrana u OECD (Organizacija za ekonomsku suradnju i razvoj) zemljama iznose nešto više od 4700 $/kW, dok su u Kini oko 2400 $/kW. [12]

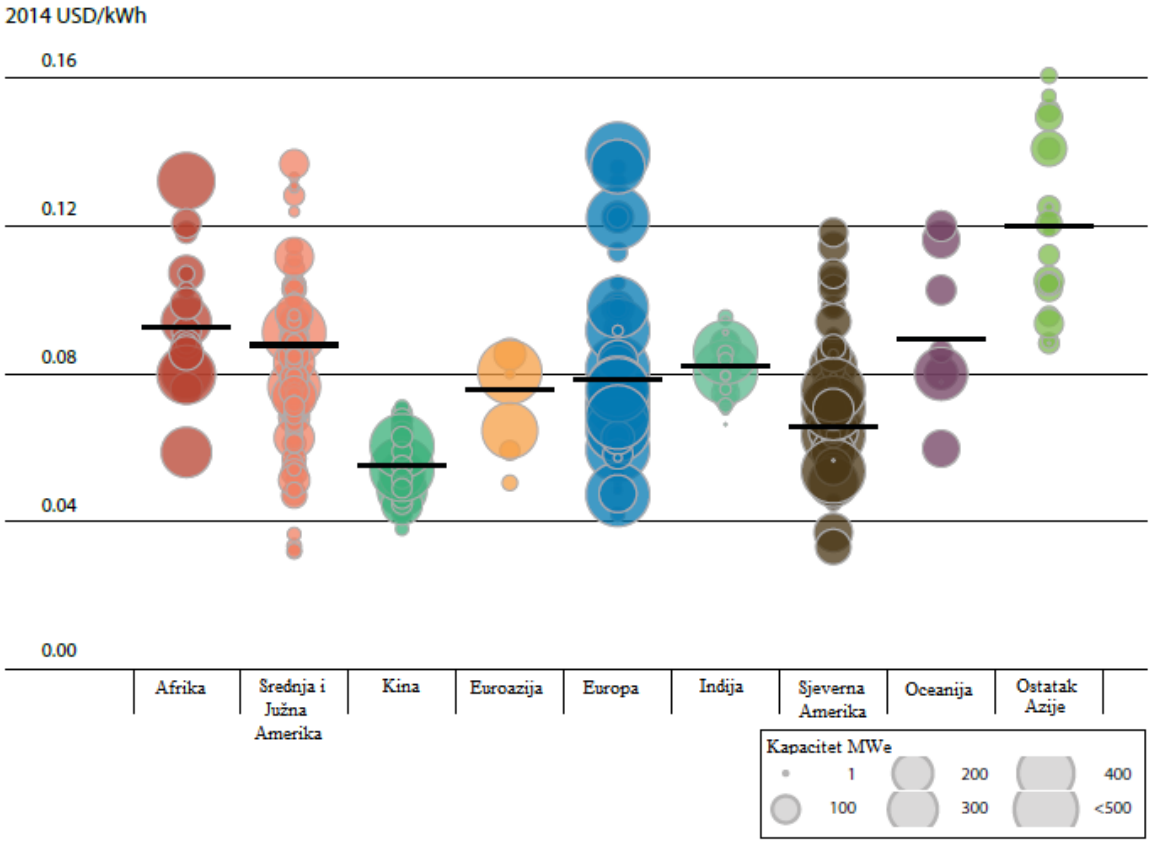
Pri računanju LCOE vjetroelektrana značajan udio imaju i troškovi upravljanja i održavanja, od 20% do 25% od ukupnog LCOE vjetroelektrana. Troškovi upravljanja i održavanja najviše se odnose na kvarove opreme i udare groma. Prosječno vrijeme isključenja vjetroelektrane zbog održavanja iznosi 2,62 dana u godini. Iako su troškovi upravljanja i održavanja vrlo teški za izračunati, oni se kreću oko 0,024 $/kWh u SAD-u u 2013. godini. Tablica 3.3. prikazuje troškove upravljanja i održavanja vjetroelektrana za neke od OECD zemalja u 2011. godini. [12]

Država	Varijabilni troškovi ($/kWh)	Fiksni troškovi $/kW
Austrija	0,04	
Danska	0,0152 - 0,019	
Finska		37 - 40
Njemačka		67
Italija		49
Japan		75
Nizozemska	0,0137 - 0,0179	37
Norveška	0,0211 - 0,039	
Španjolska	0,0284	
Švedska	0,0105 - 0,0348	
Švicarska	0,0453	

Tablica 3.3. Fiksni i varijabilni troškovi upravaljanja i održavanja u nekim OECD zemljama [12]

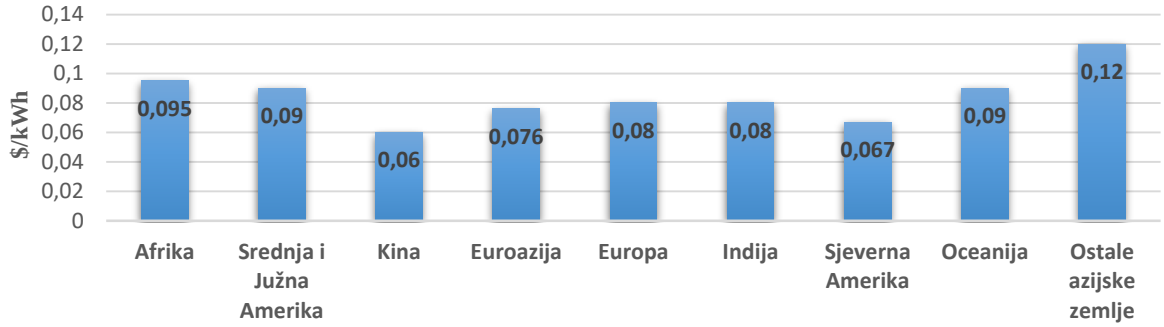
Osim kapitalnih troškova i troškova upravljanja i održavanja, LCOE vjetroelektrana određen je i diskontnom stopom i faktorom iskorištenja instalirane snage. Faktor iskorištenja ovisi ponajviše o karakteristikama vjetra, ali i o dizajnu turbine, visini vjetroelektrane, operativnoj dostupnosti, itd. Napretkom tehnologije povećao se i faktor iskorištenja. Danas postoje turbine koje mogu biti u pogonu i pri manjim i promjenjivim brzinama vjetra, što prije nije bilo moguće. Trenutni faktori iskorištenja variraju od regije do regije i kreću se od 24% u Kini i Indiji pa do 43% u Brazilu. U SAD-u prosječni faktor iskorištenja iznosi oko 33,4%.

Slika 3.5. prikazuje LCOE vjetroelektrana po regijama i državama u 2013. i 2014. godini uz pretpostavku od 7,5% ili 10% diskontne stope. [12]



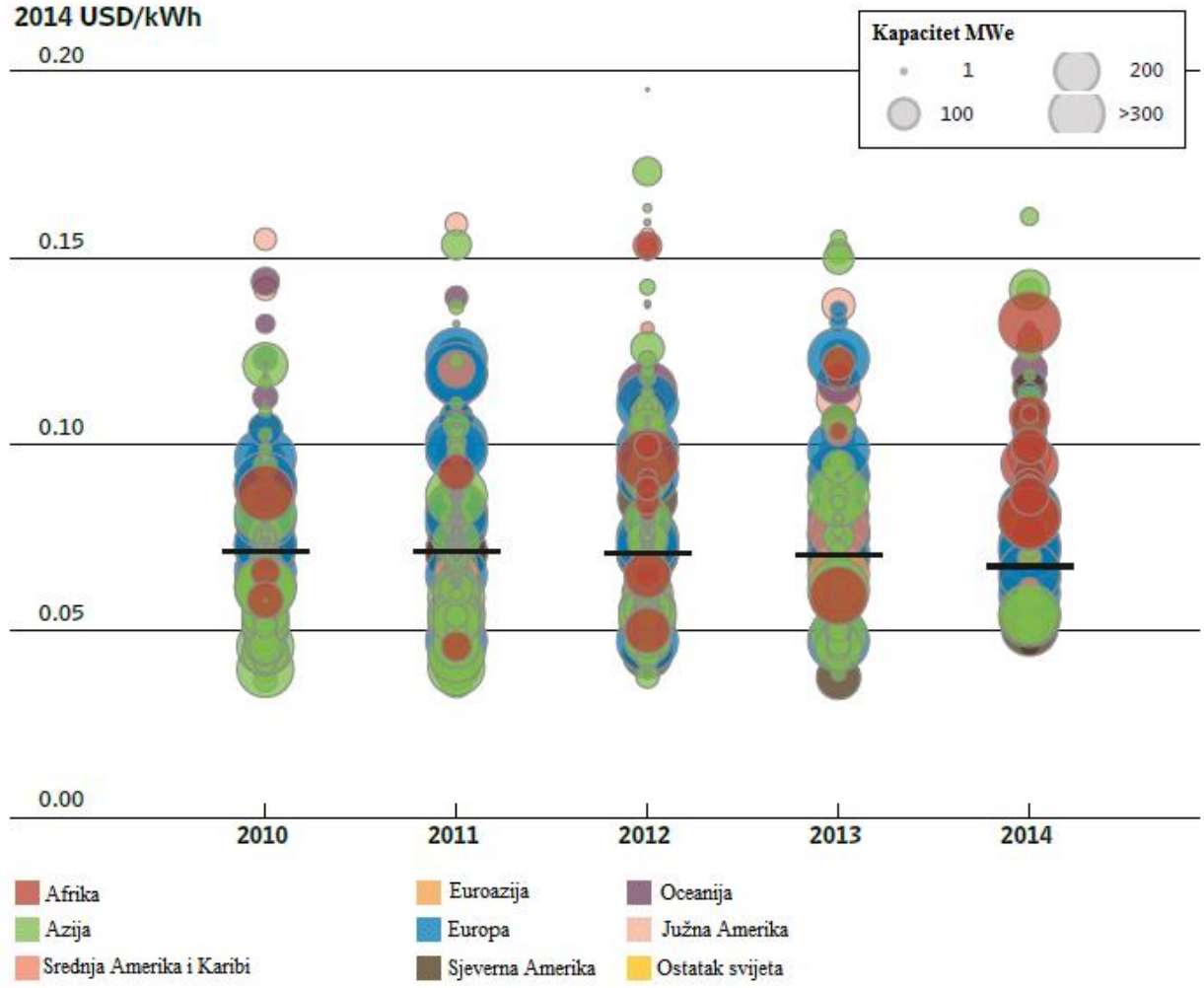
Slika 3.5. LCOE za instalirane i planirane vjetroelektrane po zemljama i regijama za 2013. i 2014. godinu [12]

Iz slike je vidljivo da se prosječni težinski LCOE po zemljama i regijama kreće od 0,06 $/kWh u Kini do 0,12 $/kWh u ostalim azijskim zemljama.Sjeverna Amerika s prosječnim LCOE od 0,067 $/kWh ima najniži prosjek poslije Kine. Također je vidljiv veliki raspon cijena pojedinačnih projekata unutar jedne regije, pa tako se mogu i vidjeti projekti koji isporučuju električnu energiju po 0,05 $/kWh pa čak i po 0,04 $/kWh.[12] Pojednostavljeni prikaz slike 3.5. prikazan je na slici 3.6. na kojoj je prikazan graf prosječnih LCOE za regije i zemlje sa slike 3.5.



Slika 3.6. Prosječni LCOE za instalirane i planirane vjetroelektrane po zemljama i regijama za 2013. i 2014. godinu [12]

Slika 3.7. prikazuje prosječni globalni LCOE od 2010. do 2014. godine za vjetroelektrane preko 5 MW. Vidljivo je da je prosječni globalni LCOE vjetroelektrana između 2010. i 2014. pao za 7% što je nešto manje od prosječnog pada instalacijskih troškova.

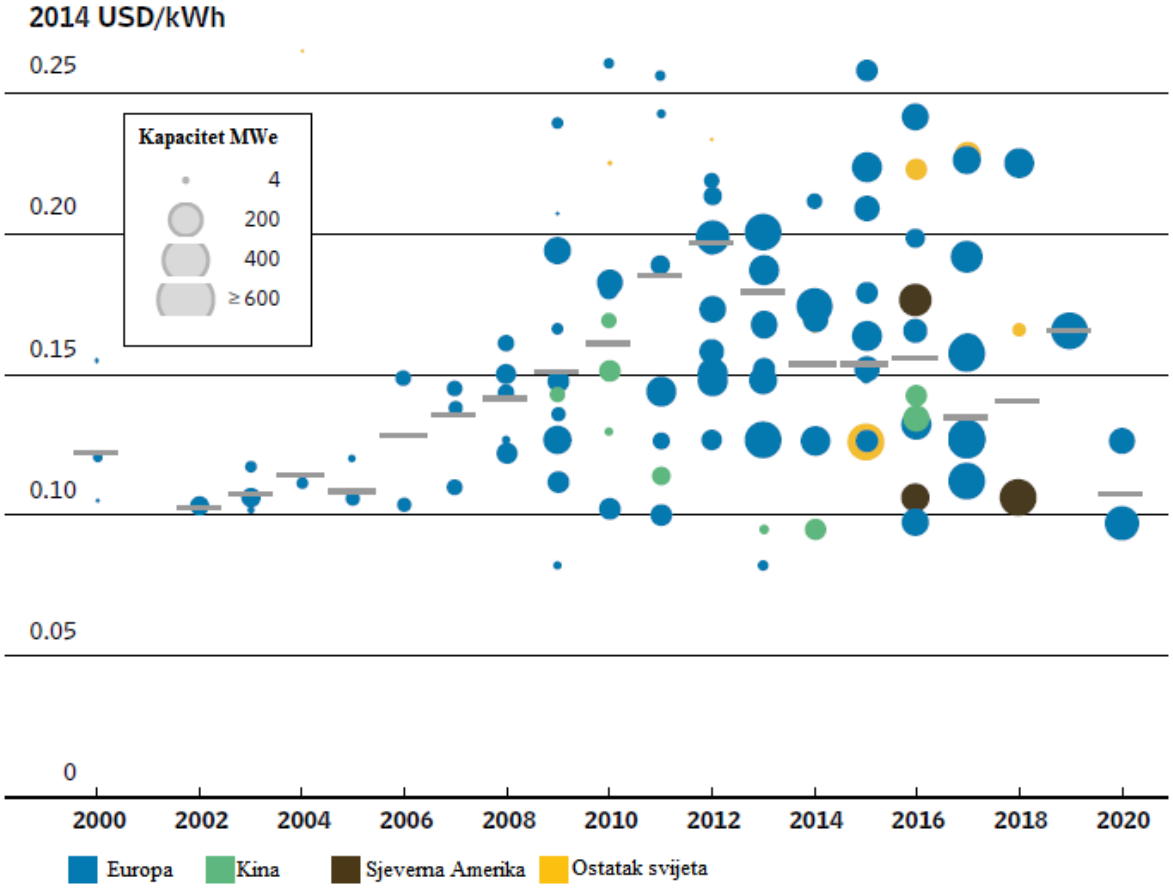


Slika 3.7. Globalni LCOE instaliranih i planiranih velikih vjetroelektrana (>5 MW) za 2013. i 2014. [12]

S obzirom da Kina ima uvjerljivo najveći udio u proizvodnji električne energije iz vjetroelektrana, globalni LCOE upravljan je kretanjem cijena u Kini. Posljedica toga je da unatoč velikim opadanjem LCOE-a u ostalim regijama, globalni prosjek je smanjen samo za 7% od 2010. do 2014. godine zbog vrlo niskih troškova razvoja projekta u Kini i Indiji u odnosu na ostatak svijeta. Kada bi se isključila Azija, LCOE u ostatku svijeta između 2010. i 2014. pao bi za 16%. Kada se pogleda današnji LCOE kopnenih vjetroelektrana i LCOE elektrana na fosilna goriva koji iznosi 0,045 – 0,14 $/kWh može se zaključiti da je vjetar jedan od najkonkurentnijih izvora električne energije.

Za razliku od LCOE-a kopnenih vjetroelektrana, LCOE priobalnih (offshore) vjetroelektrana rastao je tijekom godina jer su povećanjem udaljenosti od obale, dubinom vode i

sve složenijim projektima rasli i instalacijski troškovi. LCOE u 2014. godini nalazi se u rasponu od 0,12 $/kWh do 0,20 $/kWh za većinu projekata. To je vidljivo iz slike 3.8. koja prikazuje LCOE instaliranih i planiranih priobalnih vjetroelektrana od 2000. – 2020. godine.[12]



Slika 3.8. LCOE instaliranih i planiranih priobalnih vjetroelektrana 2000.-2020.[12]

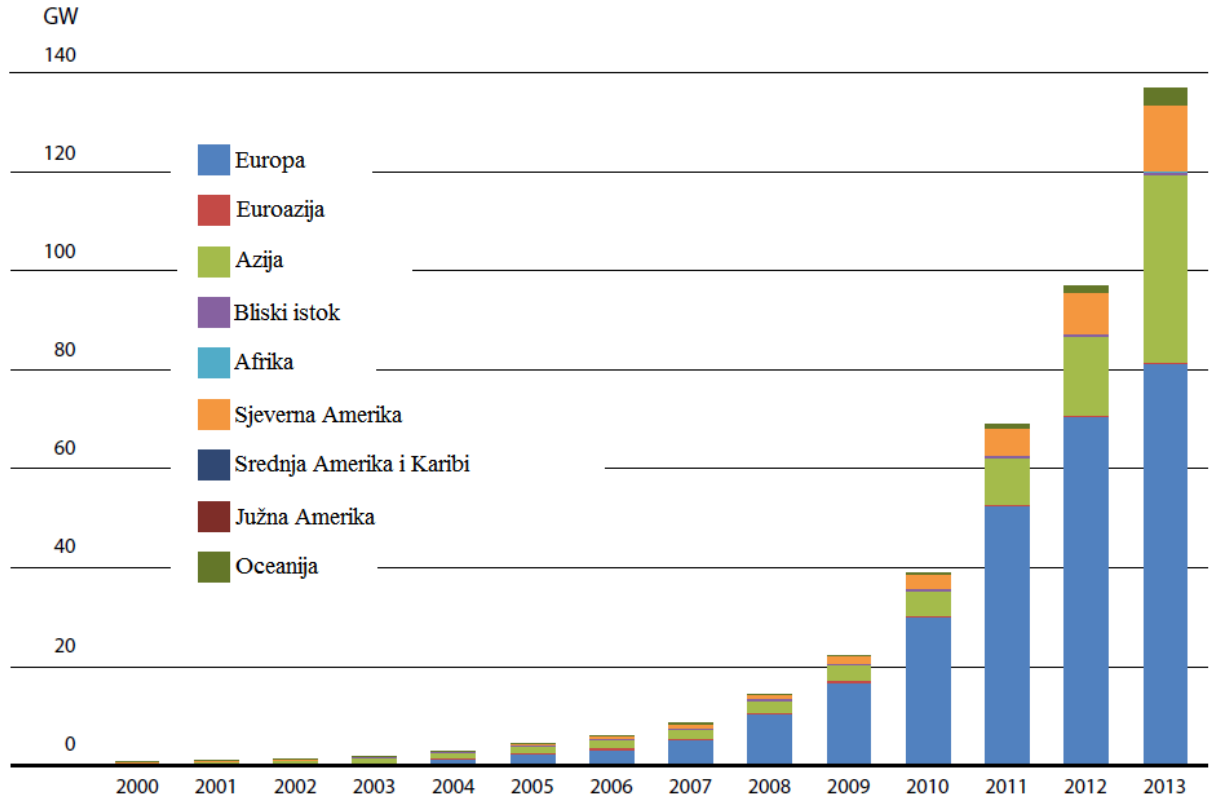
Dakle, razlika između kopnenih i priobalnih vjetroelektrana je velika. Tablica 3.4. sažima najbitnije stavke u pregledu troškova proizvodnje iz vjetroelektrana i prikazuje odnos kopnenih i priobalnih vjetroelektrana kroz određeno vrijeme.[12]

	2010.		**2013.**		**2010.-2014. (% promjena)**	
	Priobalne	**Kopnene**	**Priobalne**	**Kopnene**	**Priobalne**	**Kopnene**
Novi kapaciteti (GW)	1	37	2	33	nedostupno	nedostupno
Ukupni instalirani kapacitet (GW)	3,2	193	7,4	310	169%	81%
Težinski prosjek instalacijskog troška ($/kW)	3700 - 5600	1330 - 3060	2700 - 6530	1340 - 2330	-9% do -27%	-4% do -25%
Težinski prosjek LCOE ($/kWh)	0,10 - 0,32	0,06 - 0,13	0,13 - 0,20	0,06 - 0,12	nedostupno	-7% do -12%

Tablica 3.4. Odnos kopnenih i priobalnih vjetroelektrana kroz određeno vrijeme [12]

3.1.2. LCOE fotonaponskih sustava

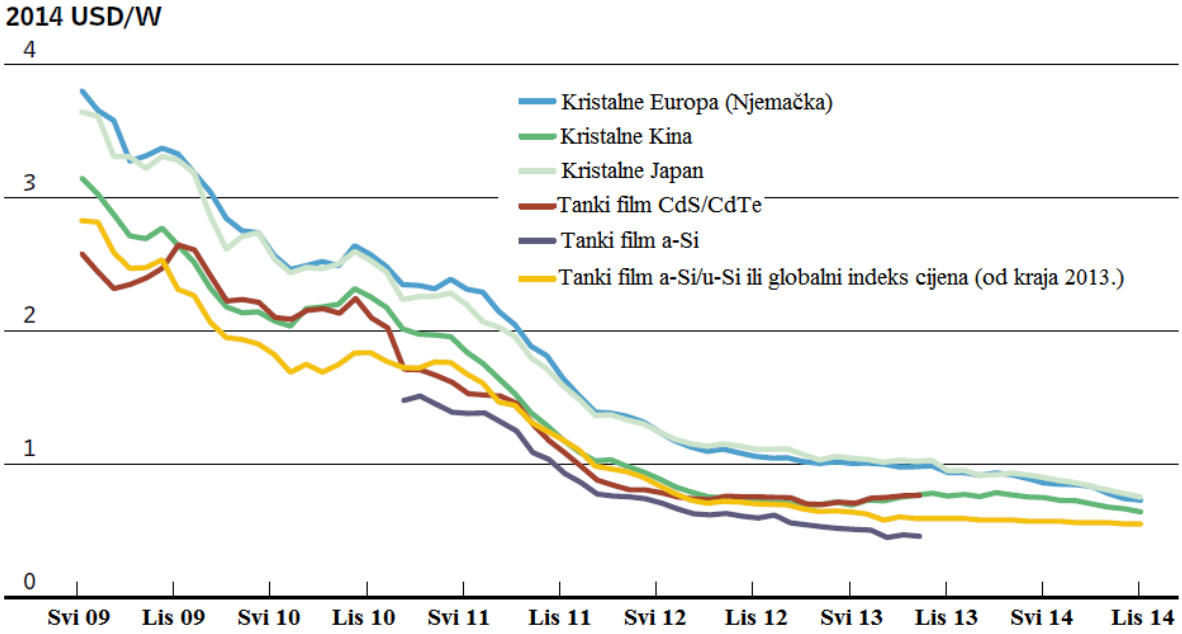
Godine 2002. ukupni instalirani kapacitet fotonaponskih (FN) sustava bio je 2 GW, dok on za 2014. godinu iznosi gotovo 180 GW sa čak 40 GW novoinstaliranog kapaciteta. Proizvodnja električne energije iz fotonaponskih sustava posljednjih godina doživljava veliki uzlet. Tome najviše doprinosi činjenica da su cijene fotonaponskih modula u 2014. oko 75% niže od cijena 2009. godine. Slika 3.9 prikazuje globalni instalirani kapacitet FN elektrana od 2000. – 2013. godine.[12]



Slika 3.9. Ukupni globalni instalirani kapacitet FN sustava od 2000. do 2013. godine [12]

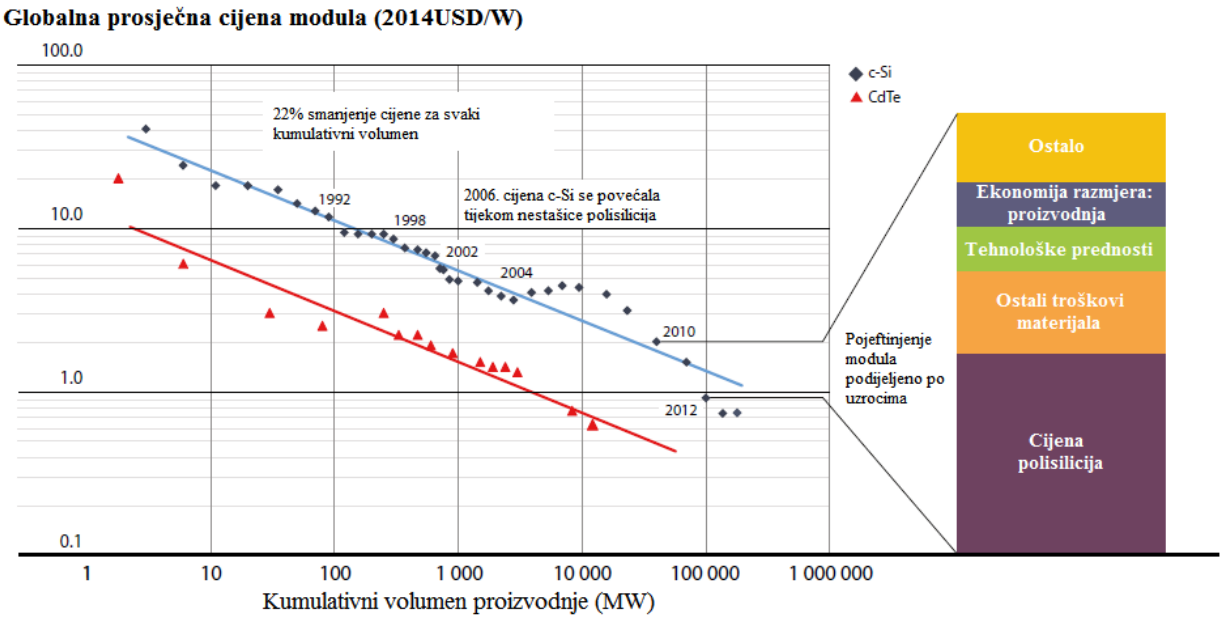
Fotonaponski sustavi dijele se na 3 generacije i mogu biti stambeni FN sustavi ili FN elektrane velike snage. Prva generacija temelji se na tehnologiji monokristalnih i polikristalnih silicijskih ćelija, a druga na temelju tankog filma. Treća generacija je još uvijek u fazi razvoja i njen udio u današnjoj instaliranoj snazi je zanemariv. FN moduli kristalnog silicija dominiraju FN tržištem, čak 90% novoinstaliranih kapaciteta. Tomu najviše pridonosi relativno visoka učinkovitost i niske cijene. Iako Njemačka ima i dalje najveći instalirani kapacitet (38 GW), Kina postaje najveće tržište FN sustava sa novoinstaliranim kapacitetom u 2013. godini od 12,9 GW. Slijede ju Japan sa 7 GW u 2013., zatim SAD sa 4,7 GW, dok Njemačka 2014. godine ima samo 2 GW novoinstaliranog kapaciteta. [12]

Kapitalni trošak FN sustava sastoji se od troška FN modula i troška ravnoteže sustava (BoS=balane of sistem). Trošak FN modula sastoji se od troška materijala (silicija), proizvodnje ćelija i troškova montaže modula. Trošak ravnoteže sustava sastoji se od troška konstrukcijskog sustava (strukture, stalci, priprema mjesta i podloge), troškova električnog sustava (inverter, transformator, kabeli, itd.) i troškova dokumentacije. U slučaju off-grid sustava potrebno je dodati i trošak baterije.[12]



3.10. Mjesečne cijene FN modula po tehnologiji i zemljama proizvodnje od 2009.-2014. [12]

Kao što je već spomenuto, a i vidljivo na slici 3.10. iznad, cijene FN modula pale su za oko 75% između 2009. i 2014. godine. No cijene, kao i učinkovitost, mogu varirati ovisno o proizvođaču. Te varijacije od države do države mogu biti značajne. Glavni faktori smanjenja troškova FN modula su poboljšanje učinkovitosti, ekonomija razmjera i optimiranje proizvodnje. Slika 3.11. prikazuje kretanje prosječne cijene FN modula u svijetu kroz povijest za silicijske ćelije i tanki film. Krajem 2010. pa do 2012. dolazi do većeg pada cijene FN modula, a najveći doprinos tomu daje pad cijene silicija (45%), zatim pad cijena ostalih materijala (19%), veća ekonomija razmjera u proizvodnji modula (11%) i tehnološki napredak (10%), dok svi ostali faktori doprinose sa (16%). [12]



Slika 3.11. Prosječna globalna cijena FN modula kroz povijest za c-Si i CdTe module [12]

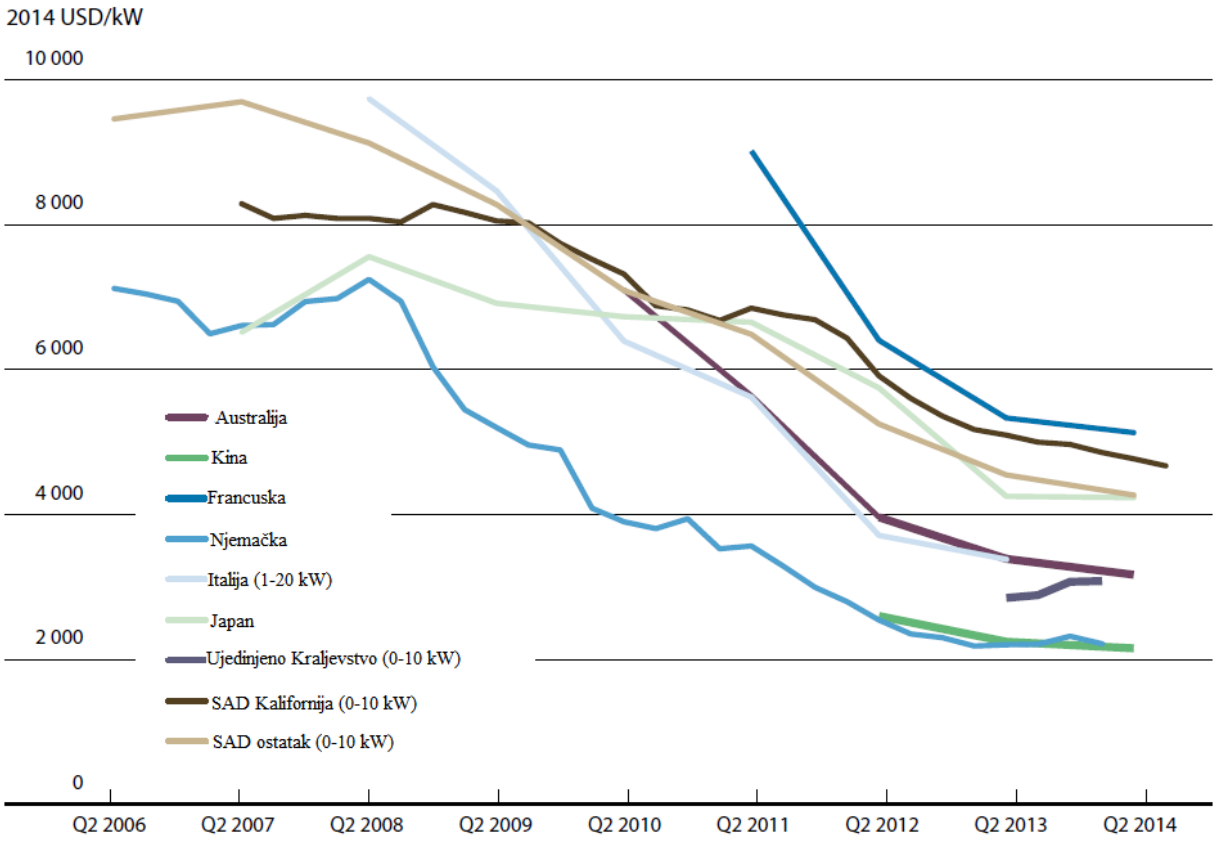
U 2014. godini cijene FN modula su toliko niske da više nije moguće njihovo veće pojeftinjenje. Zbog toga se proizvođači okreću smanjenju troška ravnoteže sustava (BoS) kako bi se smanjio LCOE FN sustava. Trošak BoS značajno ovisi o tržištu i varira od države do države. Veliki projekti kao i kod cijene FN modula imaju manju cijenu BoS-a. Od 2008. do 2013. BoS troškovi pali su za 55% za namjanje sustave i čak 77% za velike sustave. U odnosu na krovne sustave od 1 do 3 kW, BoS troškovi krovnih sustava od 3 do 20 kW jeftiniji su za oko 26%, krovnih sustava od 20 do 200 kW za oko 47%, prizemnih sustava od 200 do 1000 kW za oko 40% i velikih prizemnih elektrana preko 1000 kW za oko 60%. Tablica 3.5. prikazuje BoS troškove velikih prizemnih sustava u nekim zemljama 2014. godine. Iz tablice je vidljivo da BoS troškovi dosta variraju od države do države.[12]

Država/regija	BoS trošak ($/W)
Kina	0,8
Indija	0,8
Italija	0,8
Njemačka	0,84
Španjolska	1,07
Velika Britanija	1,35
Južna Afrika	1,5
Rumunjska	1,56

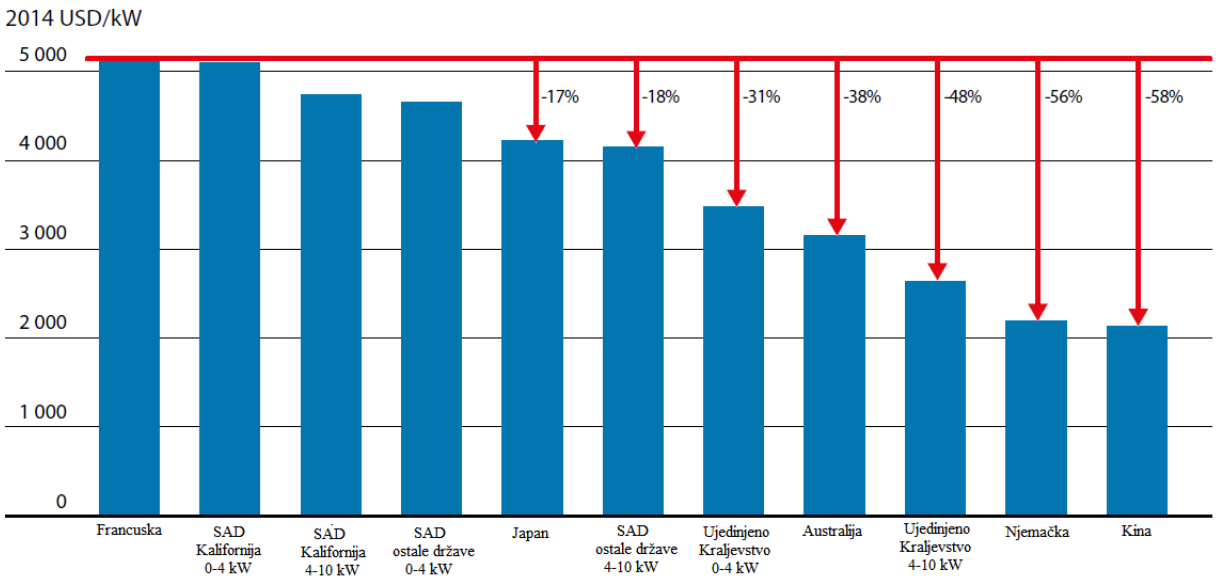
Tablica 3.5. BoS troškovi velikih FN elektrana u 2014. godini [12]

Zbog pada troškova FN modula i troškova BoS-a od 2008. do 2014. dogodio se i znatan pad instalacijskih troškova, kako stambenih sustava tako i velikih elektrana. Slika 3.12. prikazuje prosječne troškove instalacije u stambenom sektoru od 2006. do 2014, a slika 3.13. prosječne

instalacijske troškove u stambenom sektoru u 2014. godini po državama. Vidljivo je da Njemačka i Kina u cijeni predvode tržište malih krovnih sustava. Instalacijski troškovi stambenog sustava u Njemačkoj 2008. iznosili su 7200 $/kW, dok za 2014. iznose 2200 $/kW.[12]



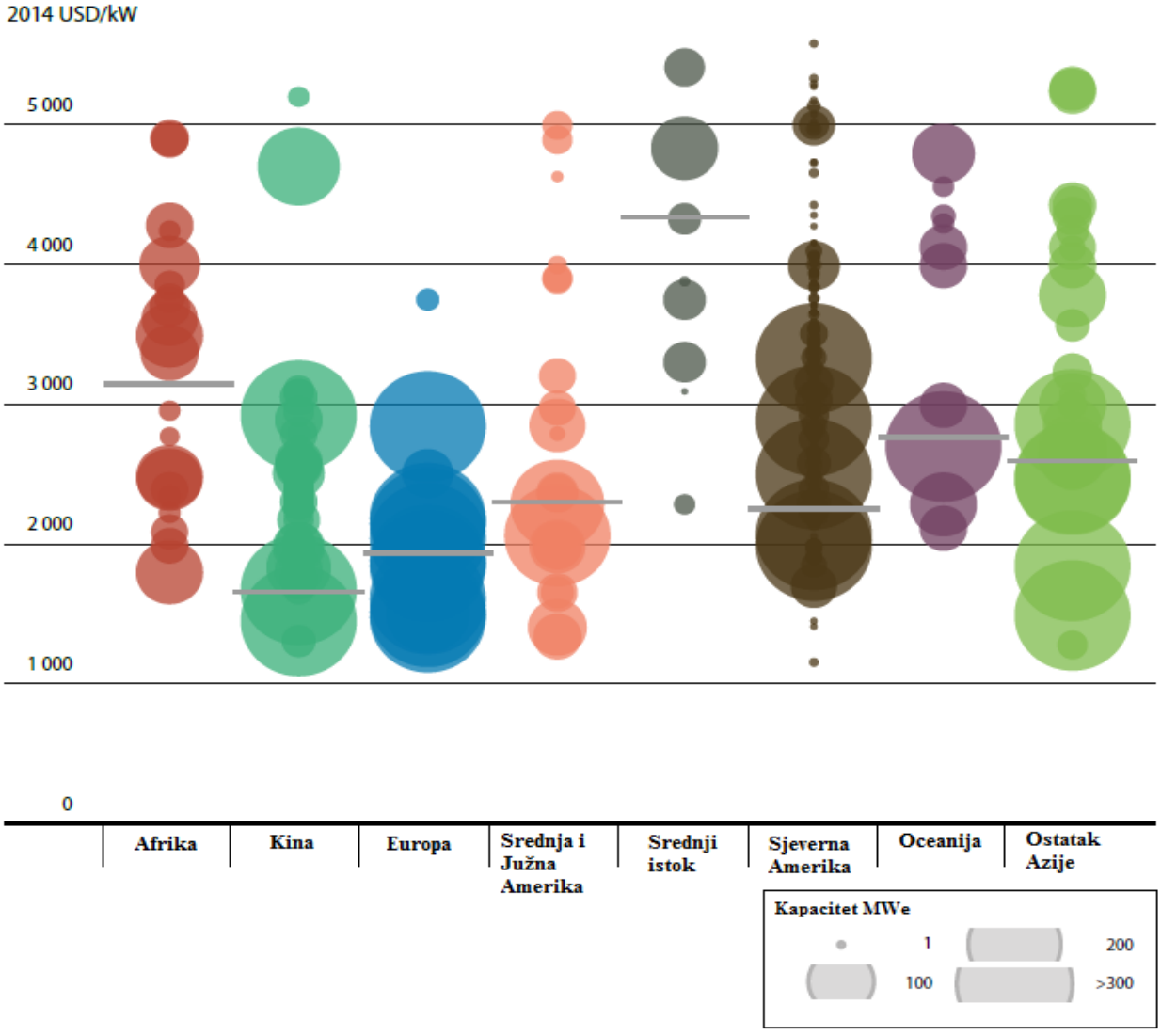
Slika 3.12. Prosječni instalacijski troškovi stambenih sustava od 2006. do 2014. [12]



Slika 3.13. Prosječni instalacijski troškovi stambenih sustava u 2014. godini po državama [12]

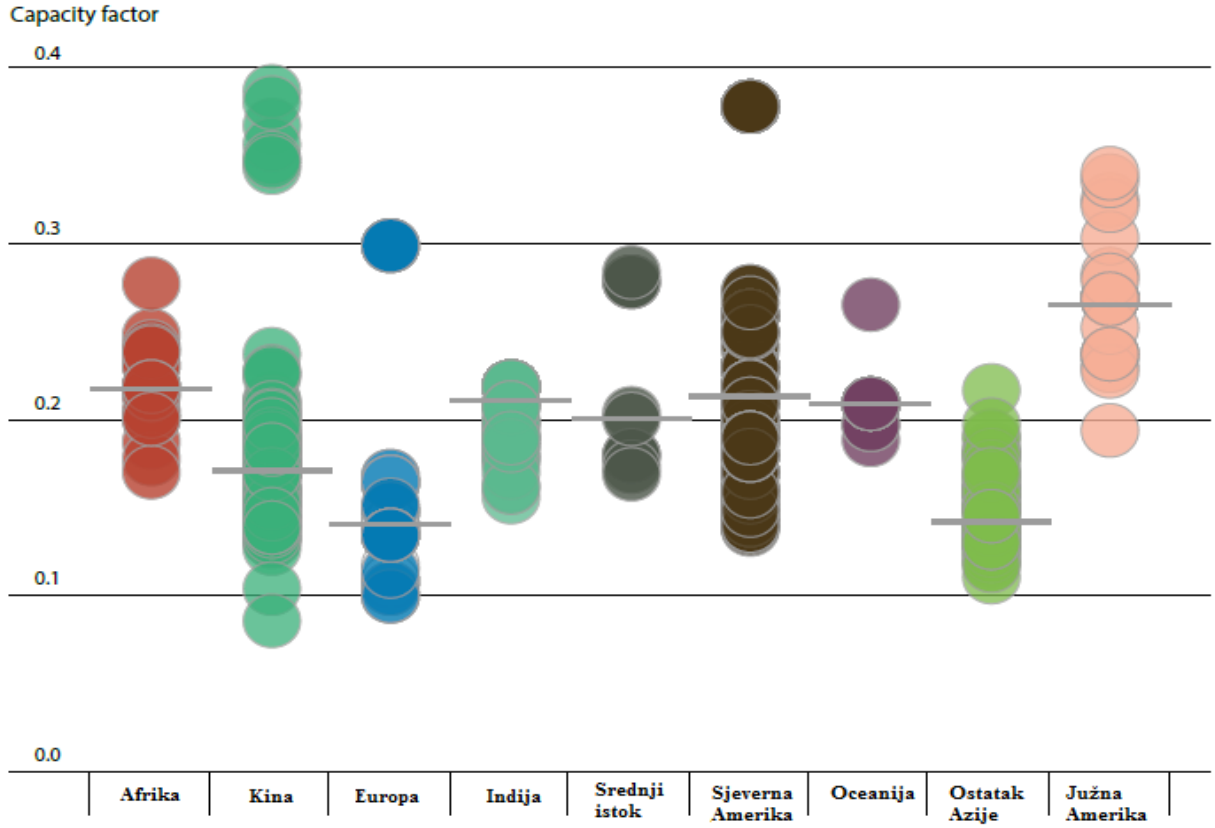
Na slici 3.13. vidljive su velike razlike u instalacijskim troškovima od države do države. Razlika između najjeftinijih i najskupljih troškova je gotovo 2,4 puta između najskuplje i najjeftinije države. Također vidljive su i razlike između troškova za stambene projekte do 4 kW i stambene projekte od 4 do 10 kW u istoj državi.[12]

Instalacijske cijene velikih FN elektrana kroz godine su se mijenjale vrlo slično kao i instalacijske cijene stambenih sustava. Slika 3.14. prikazuje instalacijske cijene i kapacitet velikih FN elektrana po regijama u 2013. i 2014. godini. Iz slike je vidljiv veliki raspon cijena unutar jedne regije, pa se tako globalne cijene kreću od 1300 $/kW do 5400 $/kW. U Europi je taj raspon između 1300 $/kW za jeftinije projekte i 3750 $/kW za skuplje projekte. U Sjevernoj Americi cijene variraju od 1300 $/kW do 5580 $/kW, a u Kini od 1320 $/kW do 3090 $/kW s nekim izuzecima. [12]



Slika 3.14. Instalacijske cijene i kapacitet velikih FN elektrana po regijama u 2013. i 2014. godini [12]

Faktor iskorištenja instalirane snage FN sustava relativno je mali u odnosu na ostale elektrane, jer je i sama učinkovitost FN modula, iako napredovala kroz godine, relativno mala u odnosu na ostale tehnologije. Slika 3.15. prikazuje faktor iskorištenja za velike FN elektrane po regijama. U Kini on iznosi oko 17%, ostatku Azije oko 14%, Africi 22%, Indija 21%, Južna Amerika oko 27%, Sjeverna Amerika 22% i Europa 14%. Dodavanjem sustava za praćenje faktor iskorištenja se povećava[12]

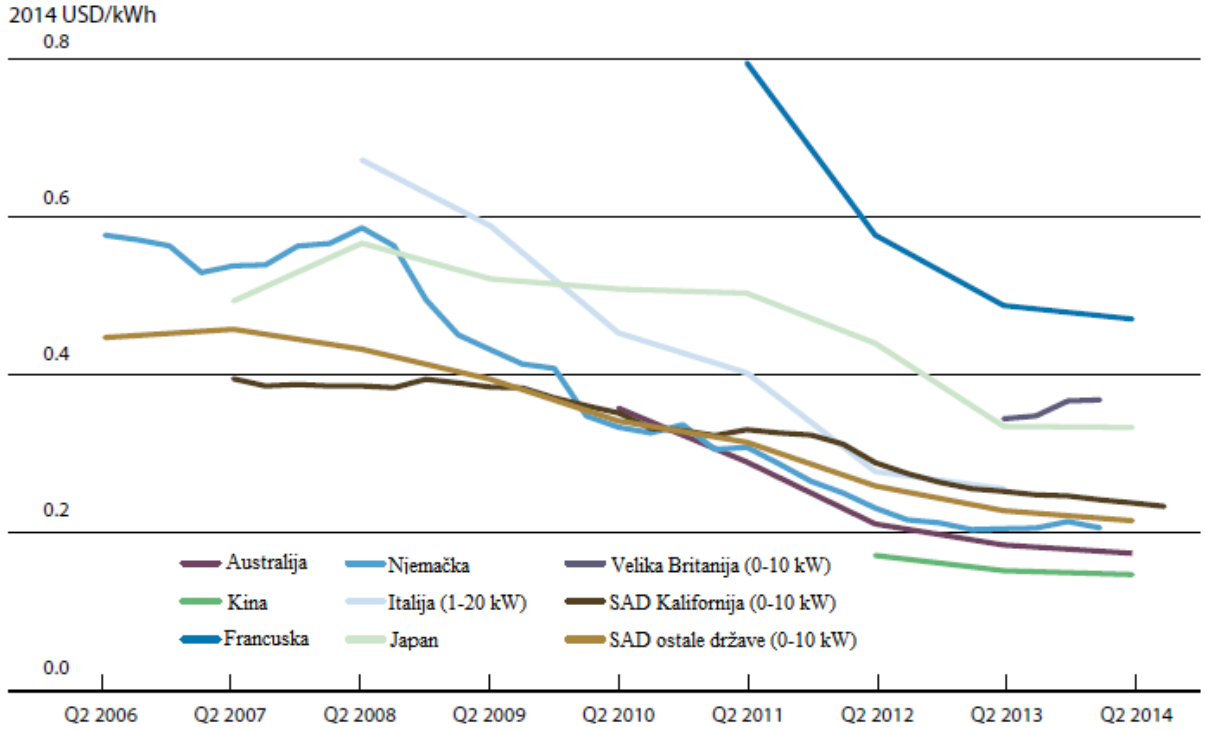


Slika 3.15. Faktor iskorištenja instalirane snage za velike FN elektrane po regijama [12]

Drastični padovi instalacijskih troškova malih i velikih FN sustava odrazili su se i na trendove LCOE-a za FN sustave. Kao posljedica poskupljenja cijena fosilnih goriva došlo je do porasta stambenih tarifa električne energije diljem svijeta. Da bi se zadovoljila rastuća potražnja, u Čileu se razvijaju velika FN postrojenja, bez ikakvih financijskih poticaja, dok se u isto vrijeme sklapaju ugovori o otkupu električne energije u jugozapadnom dijelu SAD-a, po cijenama koje konkuriraju cijenama fosilnih goriva. Iako imaju vrlo dobre solarne potencijale, troškovi prijevoza i loša lokalna infrastruktura u mnogim dijelovima Afrike i drugdje u sunčanom pojasu predstavljaju ozbiljne prepreke za postizanje konkurentnih cijena.

Globalni prosjek LCOE-a velikih FN elektrana prepolovio se između 2010. i 2014. godine, od 0,32 $/kWh do samo 0,16 $/kWh. Njihov globalni prosjek troškova LCOE-a pao je za 14% između 2010. i 2011., 34% između 2011. i 2012. i za dodatnih 8% između 2012. i 2013. godine.

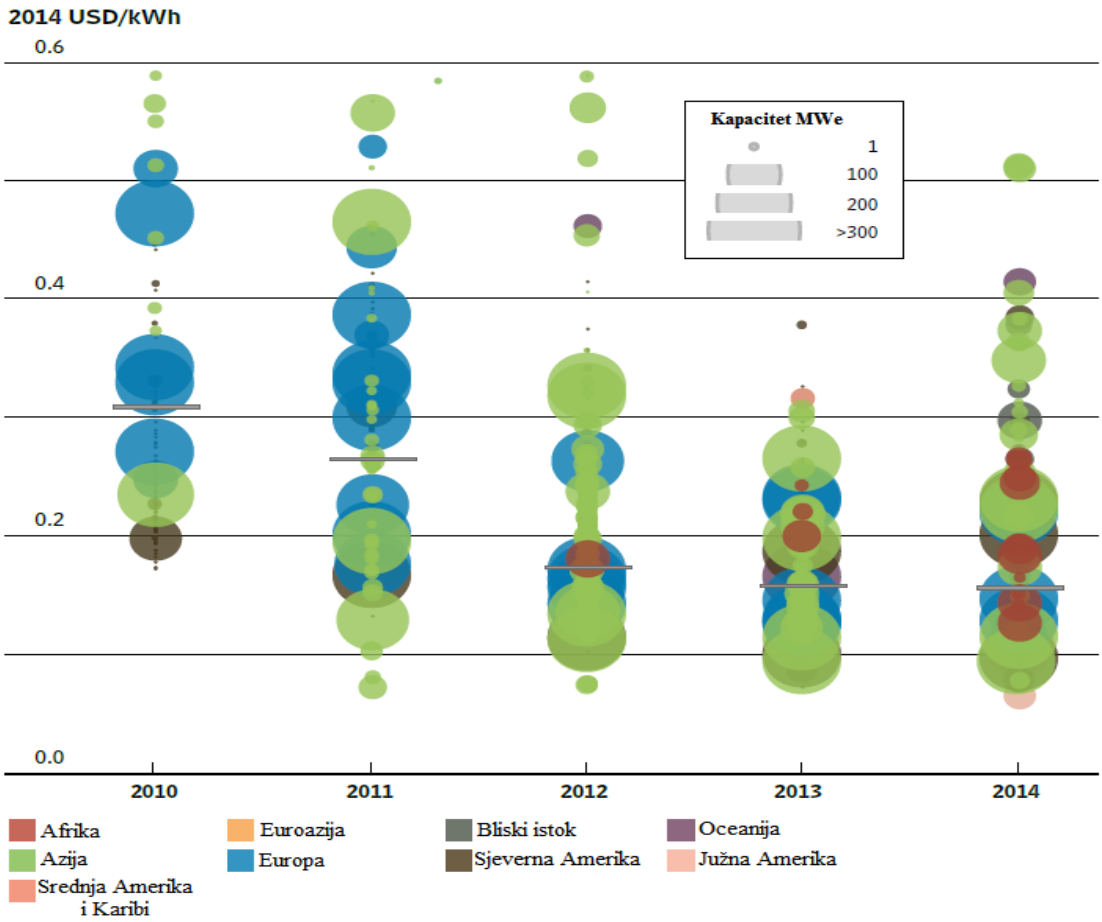
Slika 3.16. prikazuje prosječni LCOE stambenih FN sustava od 2006. do 2014. Prosječni LCOE stambenih FN sustava bez baterijske pohrane 2008. bio je između 0,38 $/kWh i 0,67 $/kWh, a 2014. godine kretao se između 0,14 $/kWh i 0,47 $/kWh. U Kaliforniji taj pad bio je oko 42% između 2008. i 2014. za male sustave (0-4 kW), dok je za malo veće sustave (4-10 kW) iznosio oko 44%. U ostalim dijelovima SAD-a padovi su 52% (0-4 kW) i 54% (4-10 kW), u Francuskoj 61%, u Japanu 42%, u Italiji 63%, a u Australiji 52%.[12]



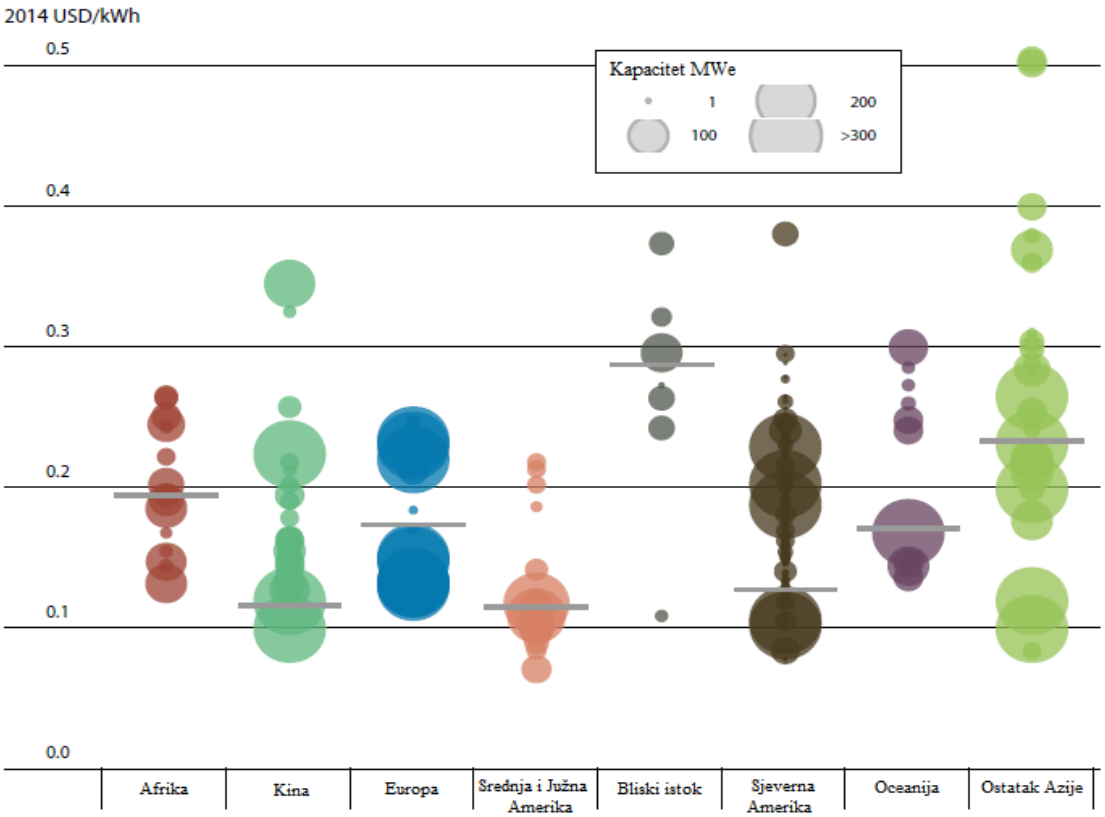
Slika 3.16. Prosječni LCOE stambenih FN sustava od 2006. do 2014. [12]

Slika 3.17. daje prikaz raspona LCOE-a za velike FN elektrane od 2010. do 2014. godine. Vidljivo je kako se LCOE kretao od između 0,18 $/kWh i 0,61 $/kWh u 2010. godini i između 0,08 $/kWh i 0,50 $/kWh u 2014. Iz slike je vidljiv značajni pad LCOE-a za velike FN elektrane do 2012. godine. Usporavanje u smanjenju LCOE-a u 2013. i 2014. godini opravdava usporavanje pada cijena FN modula. [12]

Na slici 3.18. prikazan je LCOE po državama i regijama u 2013. i 2014. godini. Centralna i Južna Amerika imaju najniži prosječni LCOE, oko 0,11 $/kWh, a Sjeverna Amerika (SAD) oko 0,12 $/kWh. Iako su instalacijske cijene u SAD-u više nego u Kini, izvrsni solarni resursi to nadoknađuju. Južna Amerika također postaje konkurentno tržište zbog odličnih resursa i konkurentnske strukture troškova. Kao što je već spomenuto, velike FN elektrane u Čileu konkurentne su sa veleprodajnim cijenama električne energije i nikakva financijska potpora nije potrebna. [12]

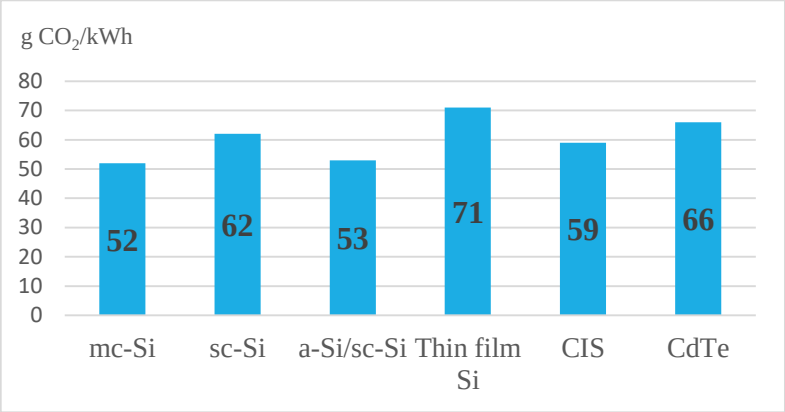


Slika 3.17. Prikaz raspona LCOE-a za velike FN elektrane od 2010. do 2014. godine [12]



Slika 3.18. LCOE za velike FN elektrane po državama i regijama u 2013. i 2014. godini [12]

Iako je fotonaponska elektrana „čista“ energija, jer ne proizvodi nikakve stakleničke plinove, kod njih ipak postoji jedan problem o kojem se vrlo malo priča. Dakle, iako FN sustavi ne zagađuju izravno pri svome radu, njihov utjecaj na okoliš i nije zanemariv jer dolazi do znatnih emisija CO_2 pri proizvodnji FN panela, baterija, inventera i ostalih dijelova. U državama u kojima je uređena politika naplate emisija CO_2 to nije problem jer se emisije naplate proizvođaču, međutim ostaje pitanje Kine koja ima preko 50% udjela u proizvodnji FN panela, a proizvođači ne plaćaju cijenu emisije CO_2. Slika 3.19. prikazuje emisiju CO_2 ovisno o vrsti FN ćelija. Kada tome dodamo još i emisije zbog proizvodnje invertera i baterija, dolazimo do ne tako zanemarive brojke u usporedbi sa najvećim zagađivačima, konvencionalnim termoelektranama na ugljen (oko 900 g/kWh), termoelektranama na naftu (oko 700 g/kWh) i plinskim termoelektranama (oko 400 g/kWh).



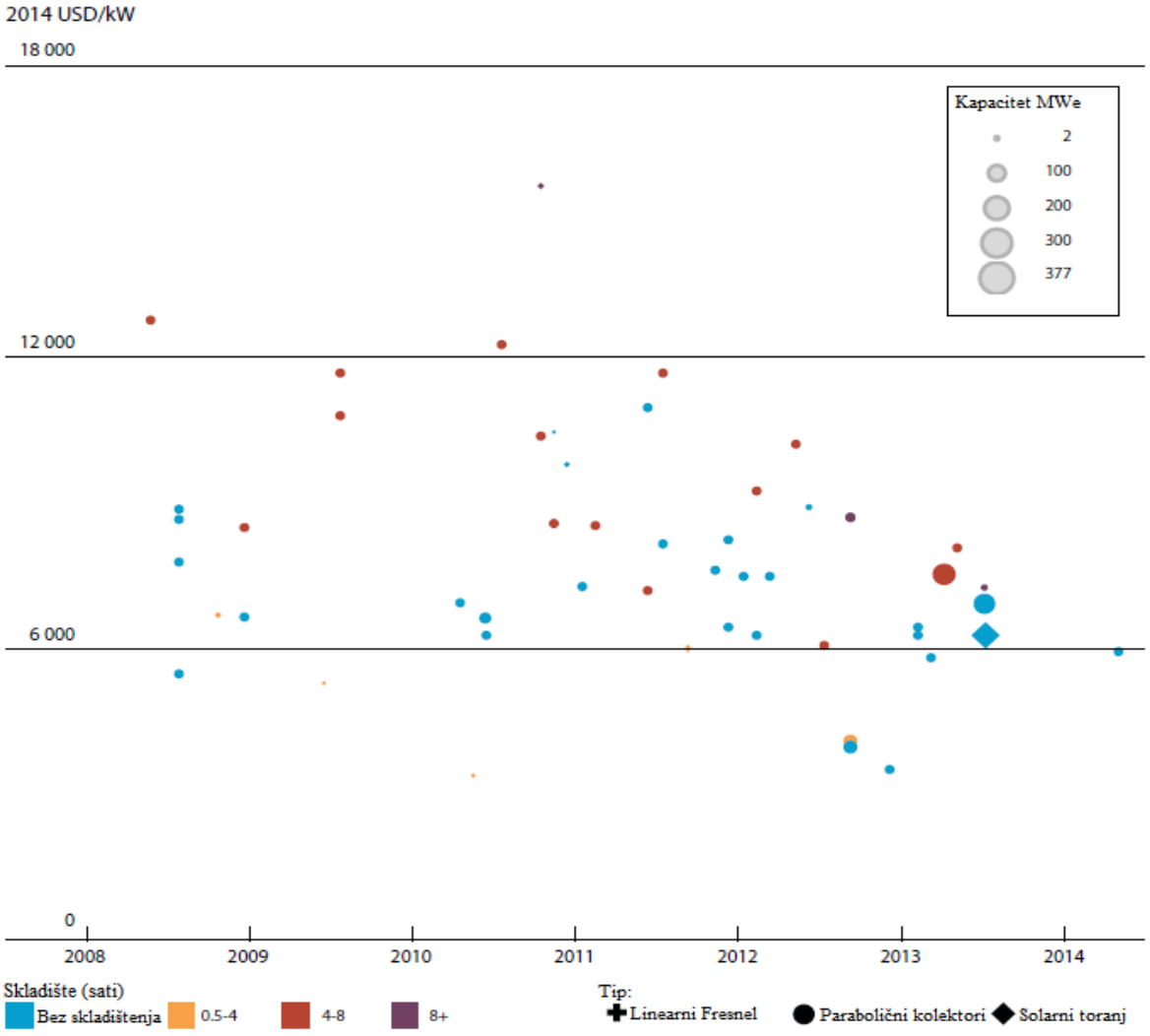
Slika 3.19. Dijagram emisije CO_2 pri proizvodnji FN sustava ovisno ovisno o tehnologiji [20]

3.1.3. LCOE koncentričnih solarnih elektrana

Iako je na kraju 2014. godine ukupna instalirana snaga koncentričnih solarnih elektrana iznosila samo 5 GW, to je značajan napredak u odnosu na 2010. godinu. Usprkos 15-ak elektrana sa solarnim tornjem, tržištem koncentričnih solarnih elektrana dominiraju parabolični kolektori (PTC) i u broju projekata i instaliranom kapacitetu (oko 85% kapaciteta). Parabolični kolektori trenutno bilježe blagi pad u ukupnom instaliranom kapacitetu. Oko jedne trećine novih projekata pod izgradnjom su ili elektrane sa solarnim tornjevima ili linearni Fresnel sistemi.[12]

Trenutne investicijske cijene za elektrane s paraboličnim kolektorima (PTC) bez skladištenja toplinske energije u OECD zemljama kreću se između 4600 $/kW i 8000 $/kW. PTC elektrane bez skladištenja toplinske energije u zemljama koje nisu u OECD postižu nižu strukturu troškova, s kapitalnim troškovima između 3500 $/kW i 7300 $/kW. Smatra se da će sljedeća serija PTC elektrana imati instalacijske troškove snižene i do 3100 $/kW, osobito u Indiji. Eletkrane sa

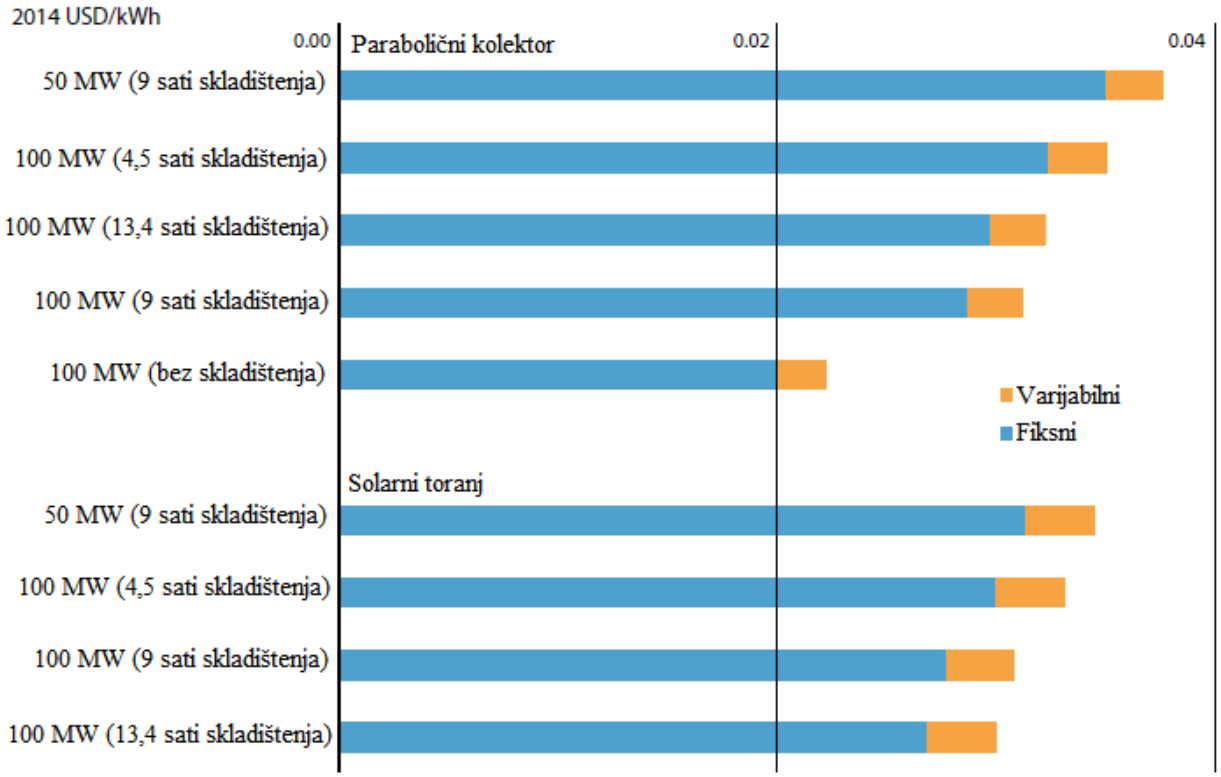
spremnicima toplinske energije većinom imaju veće investicijske troškove, ali imaju i veće faktore učinkovitosti i niži LCOE. Također imaju sposobnost da smanje proizvodnju kada nema sunca, ali i da povećaju u vremenima vršne potrošnje. Instalacijski troškovi PTC elektrana i elektrana s tornjem sa skladištenjem toplinske energije između 4 i 8 sati kreću se između 6800 $/kW i 12800 $/kW za projekte čiji su podaci dostupni, a za projekte sa sa skladištenjem preko 8 sati troškovi se kreću negdje između 7600 $/kW i 10700 $/kW. Međutim, zbog vrlo malo takvih elektrana i zbog toga što je tehnologija još uvijek u razvoju, prikupljeni podaci nisu dovoljni da bi se odredili stvarni troškovi. [12]



Slika 3.20. Instalacijski troškovi po veličini projekta, tipu kolektora i veličini spremnika od 2009. do 2014. godine [12]

Najveći dio troškova upravljanja i održavanja kod koncentričnih solarnih elektrana otpada na zamjenu prijemnika i ogledala zbog razbijenog stakla. Zatim značajni troškovi su i pranje ogledala, osiguranje elektrane, itd. Za elektrane s paraboličnim kolektorima troškovi upravljanja i

održavanja u SAD-u kreću se oko 0,015 $/kW, što uključuje fiksne troškove od 70 $/kW/godišnje i 0,003 $/kWh varijabilnih troškova. Za solarne tornjeve cijene se kreću oko 65 $/kW/godišnje za fiksne troškove upravljanja i održavanja. Međutim, ti troškovi ne uključuju troškove osiguranja (0,5% do 1% ukupnog kapitalnog troška po godini). Uključujući i troškove osiguranja, ukupni troškovi upravljanja i održavanja kreću se ugrubo od 0,02 $/kWh do 0,04$/kWh. Slika 3.21. prikazuje troškove upravljanja i održavanja za PTC elektrane i elektrane sa solarnim tornjem. [12]

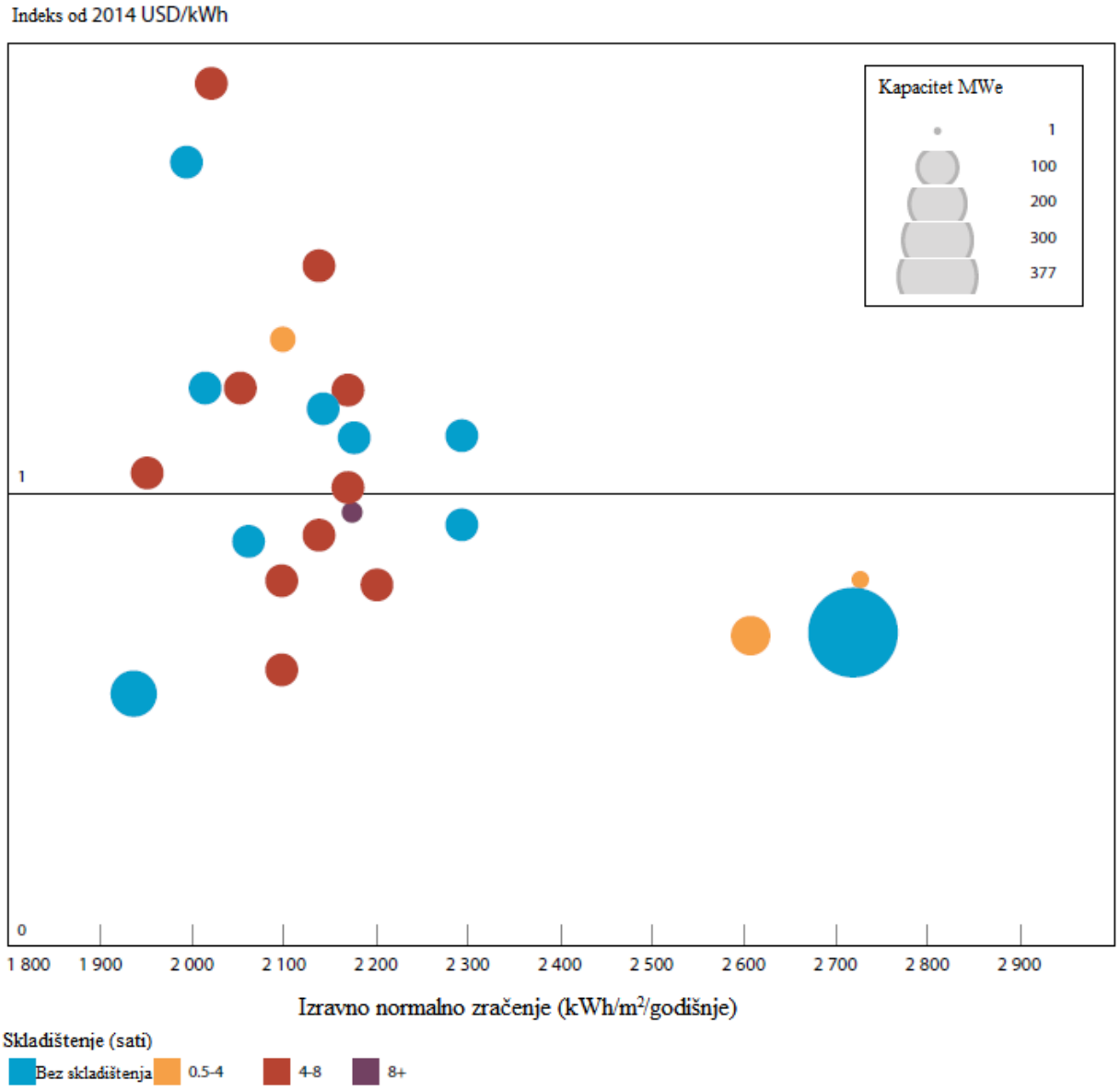


Slika 3.21. Troškovi upravljanja i održavanja za PTC i elektrane sa solarnim tornjem [12]

Kako bi bile u funkciji i ekonomične, koncentrične solarne elektrane zahtijevaju veliku količinu direktnog normalnog zračenja sunca (direct normal irradiance – DNI). DNI je izravno povezan sa troškom LCOE. Na primjer, LCOE identične elektrane biti će manji za jednu četvrtinu na dobrim položajima u SAD-u, Alžiru ili Južnoj Africi, gdje je DNI oko 2700 kWh/m^2/godišnje, naspram položaja u Španjolskoj sa DNI-om od 2100 kWh/m^2/godišnje. DNI će također utjecati i na faktor iskorištenja instalirane snage za koncentrične solarne elektrane.

Kako su koncentrične solarne elektrane uz elektrane na valove i plimu i oseku tek na početku svog razvitka, očekuje se da će njihovi troškovi pasti, a učinkovitost se povećati tokom godina. U izračun troškova LCOE za koncentrične solarne elektrane uvrstio se životni vijek postrojenja od 25 godina i diskontna stopa od 7,5% u OECD zemljama i Kini, a 10% u ostatku

svijeta. Slika 3.22. prikazuje povezanost DNI-a i LCOE-a za koncentrične solarne elektrane. [12]



Slika 3.22. LCOE i DNI koncentričnih solarnih elektrana [12]

Slika 3.23. prikazuje kretanje LCOE troškova između 2008. i 2014. godine. Između 2008. i 2012. godine nema nekih većih promjena, zatim 2012. dolazi do porasta LCOE-a i proširenja opsega. Između 2012. i 2014. godine LCOE ima padajući trend. LCOE za današnje elektrane s paraboličnim kolektorima bez spremnika topline kreće se negdje između 0,19 $/kWh i 0,38 $/kWh. Dodavanjem spremnika raspon se sužava i kreće se između 0,20 $/kWh i 0,36 $/kWh. [12]



Slika 3.23. LCOE za koncentrične solarne elektrane od 2008. do 2014. godine [12]

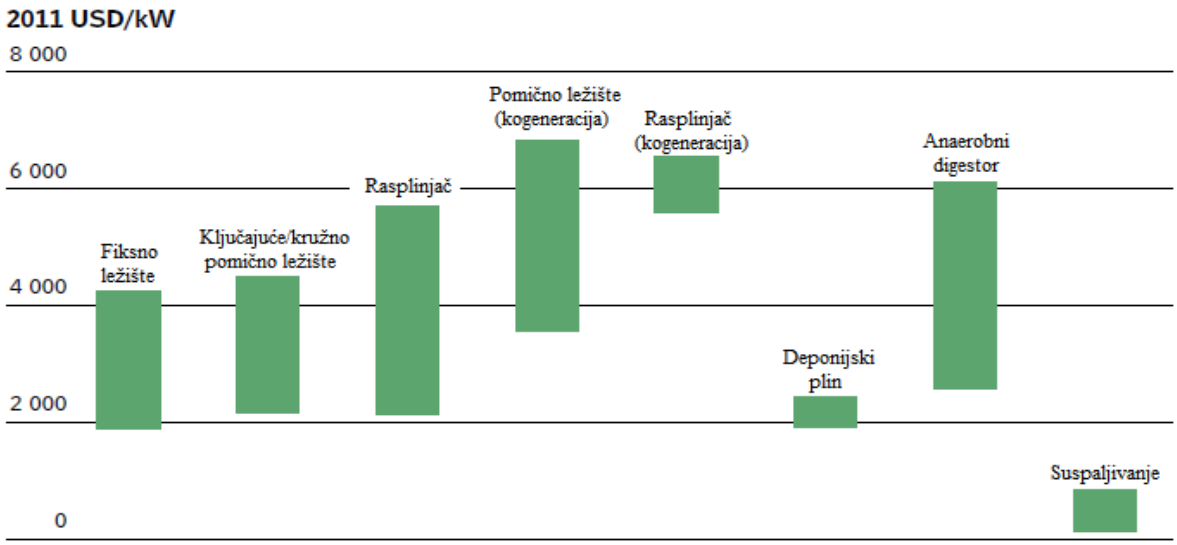
3.1.4. LCOE elektrana na biomasu

Godine 2000. elektrane na biomasu imale su oko 30 GW instaliranog kapaciteta u svijetu. 2014. godine ukupni instalirani kapacitet prelazi 90 GW. Vrlo bitna stavka po kojoj se elektrane na biomasu razlikuju od ostalih nekonvencionalnih elektrana je trošak sirovine. Elektrane na biomasu zahtjevaju konstantne, jeftine, adekvatne i predvidive zalihe sirovina. U troškove sirovina ulazi i trošak transporta (kod udaljenih sirovina) i trošak transformacije (pretvaranje sirovine u biogorivo). Troškovi sirovina ovise o mnogo faktora i mnogo variraju. Kreću se negdje od 20% pa do 50% ukupnog troška, a među najjeftinijima su slama i ostaci šećerne trske, ponajviše zbog toga jer su nusproizvodi. Tablica 3.6. prikazuje karakteristike i troškove sirovina u SAD-u.[12]

		Tipični udio vlage	Toplinska vrijednost (MJ/kg)	Cijena ($_{2014}$/GJ)
Šumski ostaci	**Borovi ostaci**	30% - 40%	17,5 - 20,8	1,2 - 1,5
	Tvrdi ostaci	30% - 40%	17,5 - 20,7	0,9 - 1,4
Drvni otpad		5% - 15%	19,9	1,1 - 3,2
Poljoprivredni ostaci		20% - 35%	15,1 - 18,1	1,4 - 3,5
Energetski usjevi	**Topola**	10% - 30%	17,7	1,5 - 3,6
	Trava (switchgrass) i ostalo	20%	16,8 - 18,6	2,4 - 3,4
	Miskantus	15%	17,8 - 18,1	2,8 - 8,2
	Ostaci šećerne trske	10% - 30%	17,7 - 17,9	2,2
	Kineska trska	20%	14,3 - 18,3	2,3 - 2,9
	Vrba	10% - 30%	16,7 - 18,4	3,1 - 3,4

Tablica 3.6. Karakteristike i troškovi sirovina u SAD-u [12]

Kapitalne troškove elektrana na biomasu čine planiranje, inžinjering i troškove izgradnje, strojeve za rukovanje gorivom i pripremu i ostala oprema. Dodatne troškove čine povezivanje na mrežu i infrastruktura (ceste). Za elektrane s kombiniranim ciklusom kapitalni troškovi su veći, ali zato imaju veću učinkovitost (od 80% do 85%). Slika 3.24. prikazuje ukupne kapitalne troškove za različite izvedbe elektranan a biomasu. [12]



Slika 3.24. Instalacijski troškovi elektrana na biomasu od 2011. do 2014. godine [12]

Troškovi upravljanja i održavanja prikazani su tablicom 3.7. Fiksni troškovi upravljanja i održavanja obično su između 2% i 6% ukupnog kapitalnog troška, dok su varijabilni relativno niski, oko 0,005 $/kWh. [12]

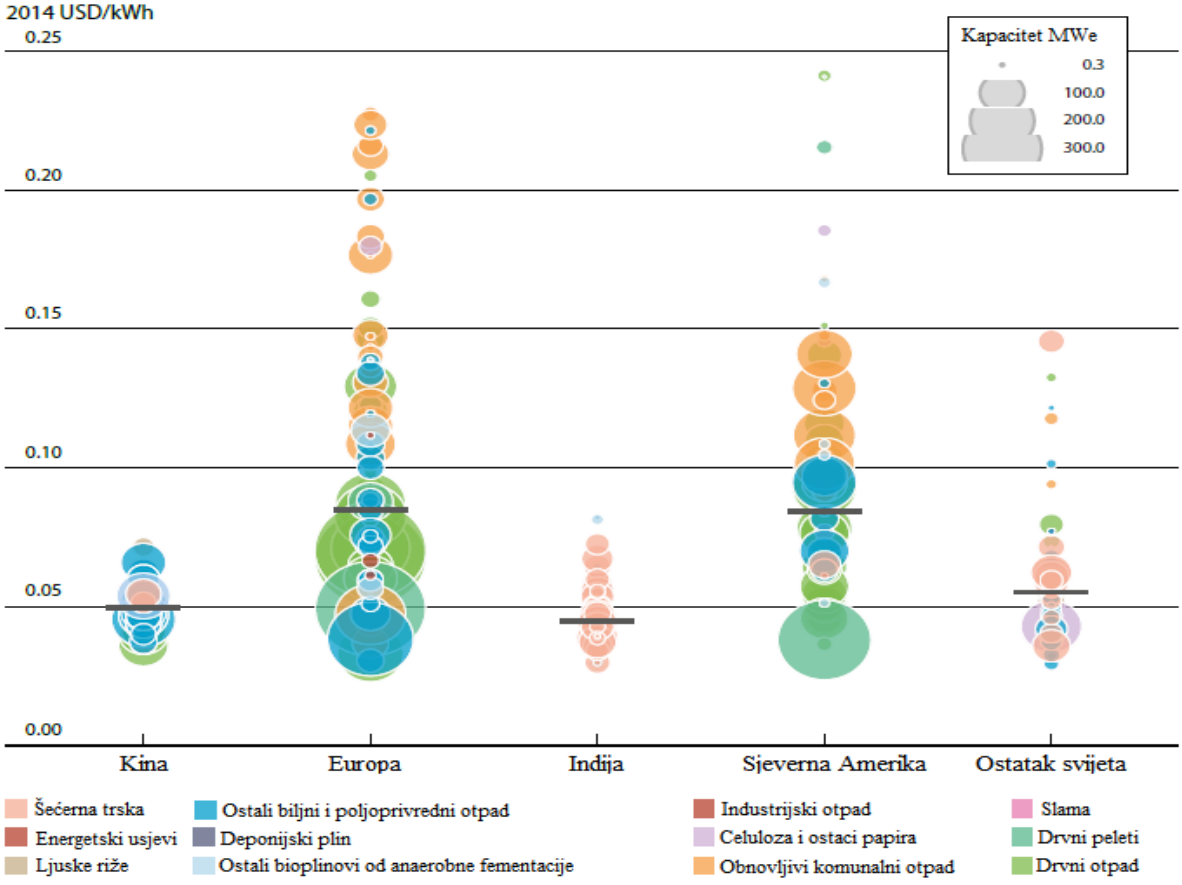
	Fiksni (% kapitalnih troškova/godišnje)	Varijabilni ($_{2014}$/MWh)
Kotlovi	3,2	4 - 4,93
Rasplinjač	3 - 6	4
Anaerobni digestor	2,1 - 3,2 ; 2,3 - 7	4,4
Deponijski plin	11 - 20	nedostupno

Tablica 3.7. troškovi upravljanja i održavanja elektrana na biomasu [12]

Što se tiče faktora iskorištenja tehnički je moguće da elektrane na biomasu postignu faktor od 85% do 95%. U praksi to nije realno. Velik utjecaj na faktor iskorištenja imaju sirovine kojima cijena uvelike varira iz godine u godinu, pa i iz mjeseca u mjesec. Prosječni faktor iskorištenja u Europi i Sjevernoj Americi iznosi nešto više od 80%, dok je u Indiji oko 65%. Razlog tomu su elektrane na biomasu u Indiji koje koriste ostatke šećerne trske i rade samo tijekom i nakon žetve dok ne iskoriste svu dostupnu sirovinu. [12]

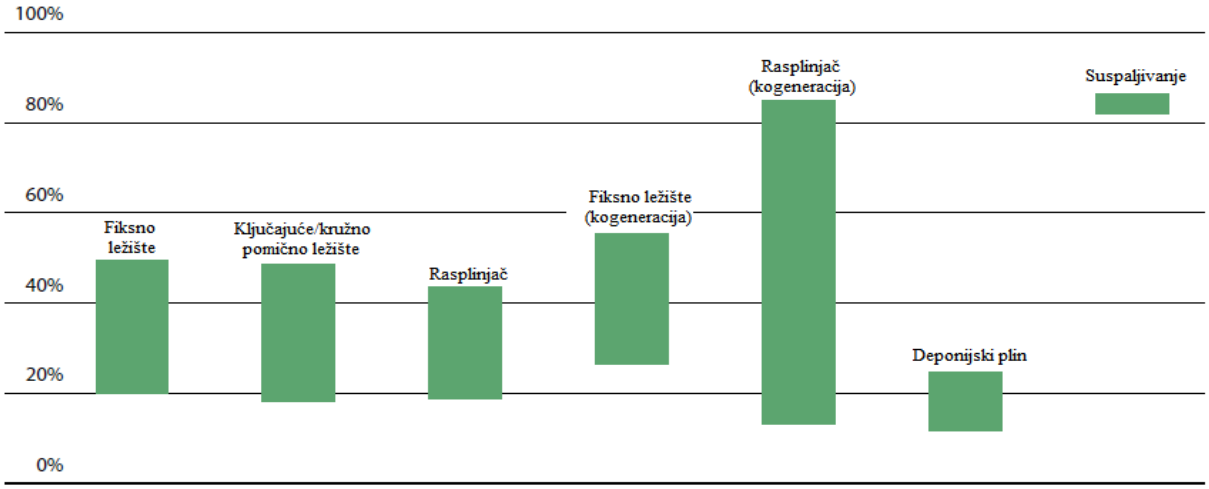
Prosječna električna učinkovitost elektrana na biomasu iznosi oko 30%, ali varira od 25% do 36%. Učinkovitost od 25% najčešće imaju elektrane u zemljama u razvoju i s lošim održavanjem. Većina ostalih postiže elektrinču učinkovitost od 30% do 36%, dok elektrane s kombiniranim ciklusom integriranog rasplinjavanja postižu i veće učinkovitosti, ali imaju i velike kapitalne troškove. [12]

Slika 3.25. prikazuje raspone LCOE-a i težinske prosjeke elektrana na biomasu po sirovinama i zemljama ili regijama. Uz pretpostavku kapitalnih troškova od 7,5% do 10% i troška sirovina između 1 $/GJ i 9 $/GJ, težinski prosjek LCOE-a je između 0,04 $/kWh u Indiji i 0,085 $/kWh u Sjevernoj Americi i Europi. Težinski prosjek LCOE-a u Kini iznosi 0,05 $/kWh. [12]



Slika 3.25. Rasponi LCOE-a i težinski prosjeci za elektrane na biomasu po sirovinama i državama ili regijama [12]

Kogeneracijske elektrane zbog iskorištenja toplinske energije imaju vrlo nizak LCOE, koji može ići čak i do 0,03 $/kWh. U zemljama u razvoju atraktivne su i elektrane s nešto višim LCOE-om jer osiguravaju sigurnost opskrbe električnom energijom u sustavima gdje prekidi predstavljaju problem. Dosta skupljih projekata u Europi i Sjevernoj Americi temelje se na korištenju komunalnog otpada kao sirovine, no treba uzeti u obzir da takvim projektima nije primarna proizvodnja električne energije nego odlaganje otpada. Isključivanjem takvih projekata iz proračuna LCOE-a, težinski prosjek LCOE-a za Europu i Sjevernu Ameriku smanjio bi se za oko 0,01 $/kWh, te bi se smanjla i razlika između te dvije regije i ostatka svijeta. Slika 3.26. prikazuje važnost troškova sirovina u OECD zemljama gdje se cijene kreću između 1 $/GJ ostatke do 10 $/GJ ili više za pelete. [12]



Slika 3.26. Udio troškova sirovina u LCOE-u elektrana na biomasu po tehnologijama [12]

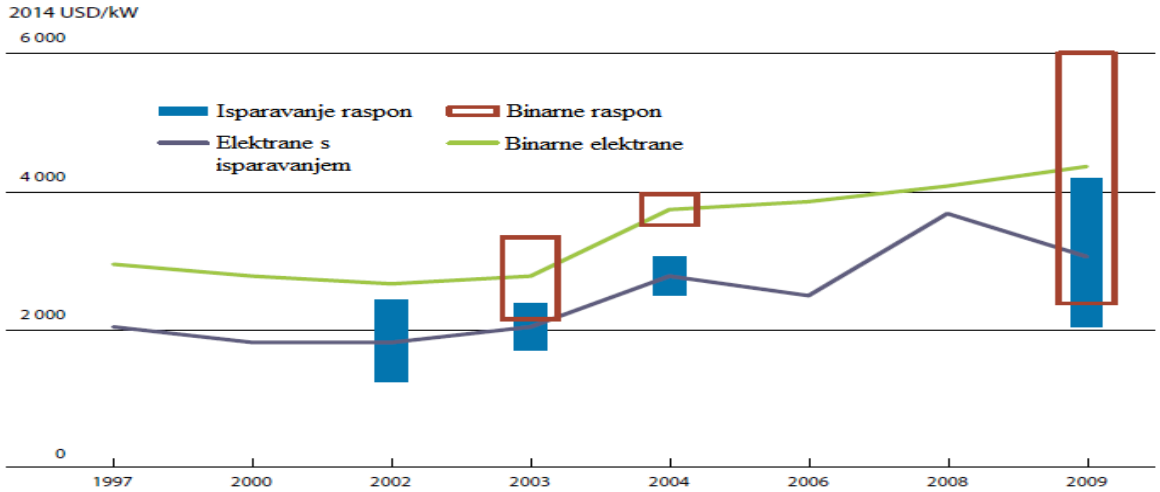
Kod elektrana na biomasu koje služe isključivo za proizvodnje električne energije, udio troškova sirovina u LCOE-u može iznositi od 20% do 50%. Kod kogeneracijskih elektrana temeljenih na rasplinjaču širok je raspon udjela cijene sirovina u LCOE-u, od 14% za jeftine lokalne sirovine pa do 85% za neke uvozne sirovine poput peleta.

3.1.5. LCOE Geotermalnih elektrana

Ukupni kapacitet geotermalnih elektrana iznosi tek oko 12 GW na kraju 2013. godine. Njihova osnovna podjela je na geotermalne elektrane sa suhom parom, elektrane s isparavanjem i elektrane s binarnim ciklusom. [12]

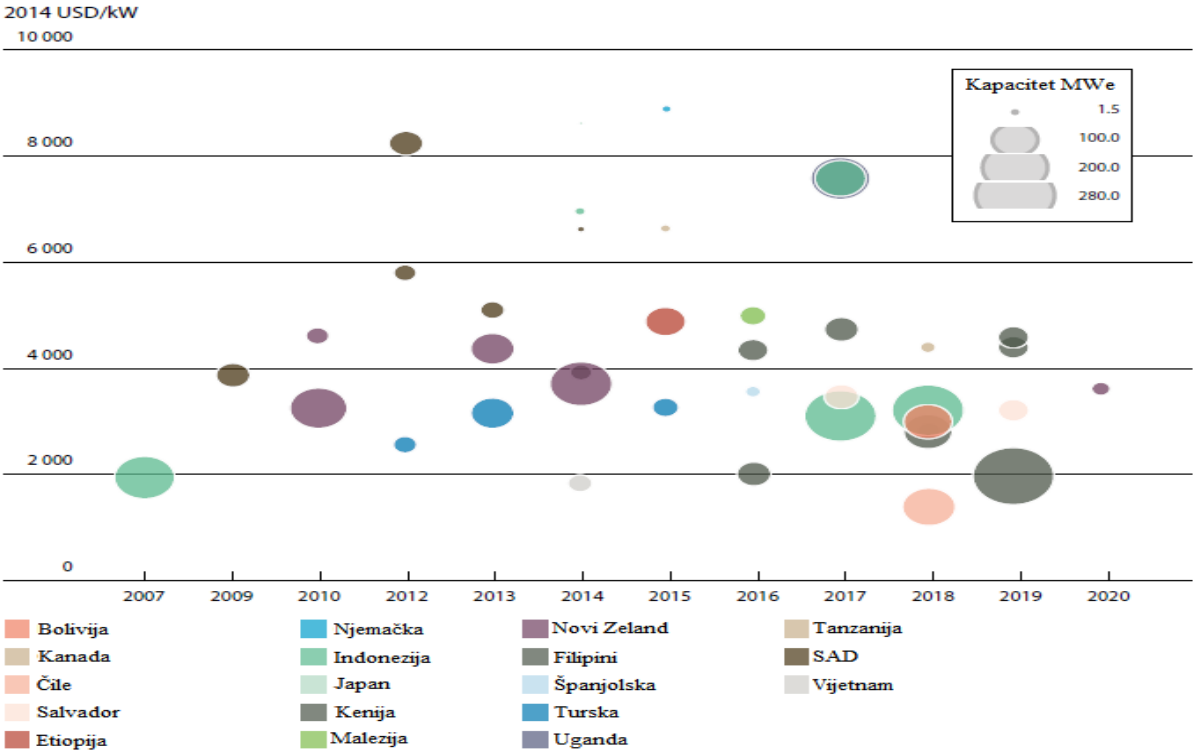
Geotermalne elektrane imaju visoke kapitalne troškove, ali vrlo niske i predvidive troškove rada. Ukupni instalacijski troškovi sastoje se od troškova istraživanja i procjena resursa, troškova bušenja, površinske infrastrukture, sustava za prikupljanje i odlaganje geotermalne tekućine,

elektrane i povezanih troškova te troškova razvoja i povezivanja na mrežu. Troškovi razvoja i inžinjeringa, troškovi izgradnje kao i troškovi bušenja su porasli tokom godina pa su tako i ukupni instalacijski troškovi između 2000. i 2009. porasli za 60% do 70%. Slika 3.27. prikazuje ukupne instalacijske troškove za geotermalne elektrane u razdoblju od 1997. do 2009. Instalacijski troškovi geotermalnih elektrana s isparavanjem kreću između 1900 $/kW i 3800 $/kW u 2009. godini. Instalacijski troškovi skupljih elektrana s binarnim ciklusom kreću se između 2250 $/kW i 5500 $/kW u 2009. godini. [12]



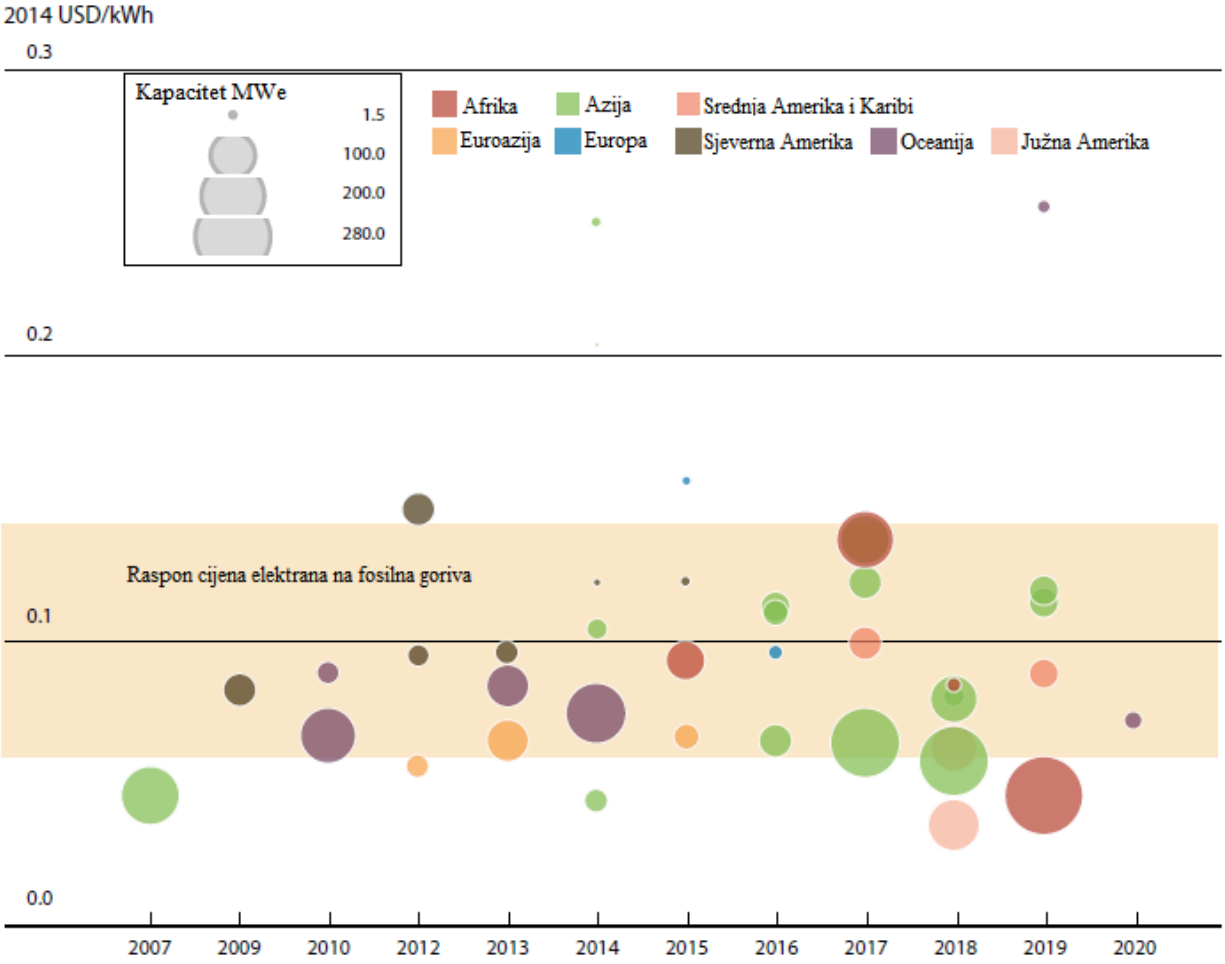
Slika 3.27. Ukupni instalacijski troškovi binarnih i geotermalnih elektrana s isparavanjem od 1997. do 2009. [12]

Slika 3.28. prikazuje instalacijske troškove za geotermalne projekte od 2007. do 2020. godine.[12]



Slika 3.28. Predviđeni instalacijski troškovi za geotermalne projekte od 2007. do 2020. [12]

LCOE geotermalnih elektrana određen je uobičajenim faktorima: instalacijskim troškovima, troškovima upravljanja i održavanja, životnim vijekom postrojenja i težinskim prosjekom kapitala. Međutim, geotermalna energija predstavlja dinamičnije pitanje od ostalih obnovljivih izvora pa se prema njoj pristupa s velikim oprezom. Financijske institucije većinom imaju dosta iskustva sa geotermalnim tržištem i na projektima rade veliki stručnjaci. Kalkulacija LCOE-a za geotermalne elektrane treba biti razmatrana kao *ex ante* LCOE (za buduće vrijeme). Prava cijena projekta znati će se tek na kraju njegovog životnog vijeka i vjerojatno će odstupati od vrijednosti koje su predviđene. Slika 3.29. prikazuje LCOE za geotermalne projekte s pretpostavljenim 25 – godišnjim životnim vijekom. Troškovi upravljanja i održavanja iznose 110 $/kW/godišnje, faktori iskorištenja temeljeni su na planovima projekta (ili nacionalnim prosjecima ako podaci nedostaju), a kapitalni troškovi uzeti su iz isčitani su na slici 3.28. [12]



Slika 3.29. LCOE geotermalnih elektrana po regijama i veličini od 2007. do 2020. [12]

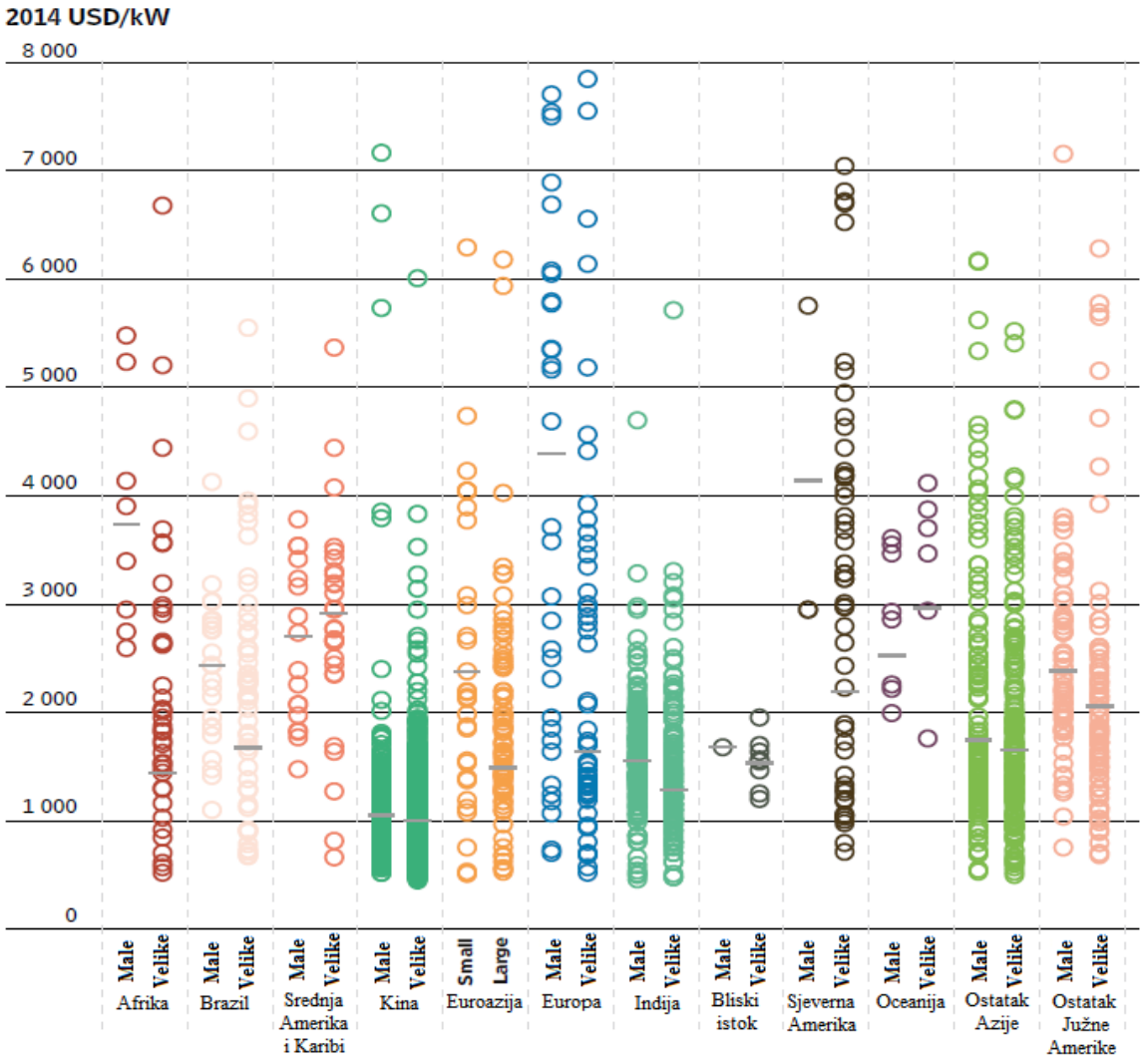
Iz slike 3.29. vidljivo je da je trend LCOE-a između 2007. i 2014. rastući zajedno sa trendom rasta kapitalnih troškova i varira od 0,04 $/kWh za drugu fazu razvoja polja do 0,14 $/kWh za tzv. greenfield razvoje. Ostaje za vidjeti da li će projekti između 2015. i 2020. imati kapitalne troškove kao na slici 3.28. i hoće li imati LCOE kao što je predviđen na slici 3.29. [12]

3.1.6. LCOE hidroelektrana

Hidroenergija je vrlo razvijena tehnologija proizvodnje električne energije koja proizvodi električnu energiju po jednoj od najnižih cijena u odnosu na sve izvore i najveći je obnovljivi izvor energije sa oko 1025 GW instaliranog kapaciteta na kraju 2013. godine. Ne spadaju sve hidroelektrane u nekonvenionalne elektrane. Velike hidroelektrane spadaju u konvencionalne, ali zbog lakšeg pregleda troškova proizvodnje električne energije sve su svrstane u nekonvencionalne. Osim proizvodnje električne energije služi i kao spremište vode, navodnjavanje i kotntrolu od poplava. Također hidroelektrane doprinose stabilnosti elektroenergetskog sustava, davajući po potrebi više ili manje snage u sustav. [12]

Kapitalni trošak hidroelektrana varira ovisno o dizajnu hidroelektrana, ovisno jesu li dizajnirane kao temeljne elektrane, ili služe za pokrivanje vršnih snaga. Glavne stavke kapitalnog troška su građevinski radovi i troškovi elektromehaničke opreme. Na građevinske radove otpada najveći dio instalacijskih troškova,negdje i do 50% ovisno o pristupačnosti, dok elektromehanička oprema ovisno o veličini elektrane (skuplje za manje elektrane) može zauzimati od 18% pa sve do 50% ukupnih troškova. Zajedno, građevinski radovi i elektromehanička oprema čine od 75% pa do 90% ukupnih kapitalnih troškova hidroelektrane. [12]

Ukupni instalacijski troškovi za velike hidroelektrane iznose od 1000 $/kW do 3500 $/kW. Međutim, uvijek postoje iznimke. Pa tako instalacija elektrane na već postojeću branu koja je bila izgrađena za druge svrhe imati će troškove oko 450 $/kW, dok projekti na udaljenim mjestima mogu koštati i do 3500 $/kW. Ukupni instalacijski troškovi najmanji su u Kini i Indiji, a najveći u Srednjoj Americi i na Karibima. Bitan zaključak je da iako instalacijski troškovi hidroelektrana variraju u širokom rasponu, težinski prosječni instalacijski troškovi obično su niski u regijama sa značajnim preostalim potencijalom i mogu osigurati električnu energiju po veoma povoljnim cijenama. Slika 3.30. prikazuje raspone instalacijskih troškova i njihove težinske prosjeke za male i velike hidroelektrane po državama ili regijama.[12]



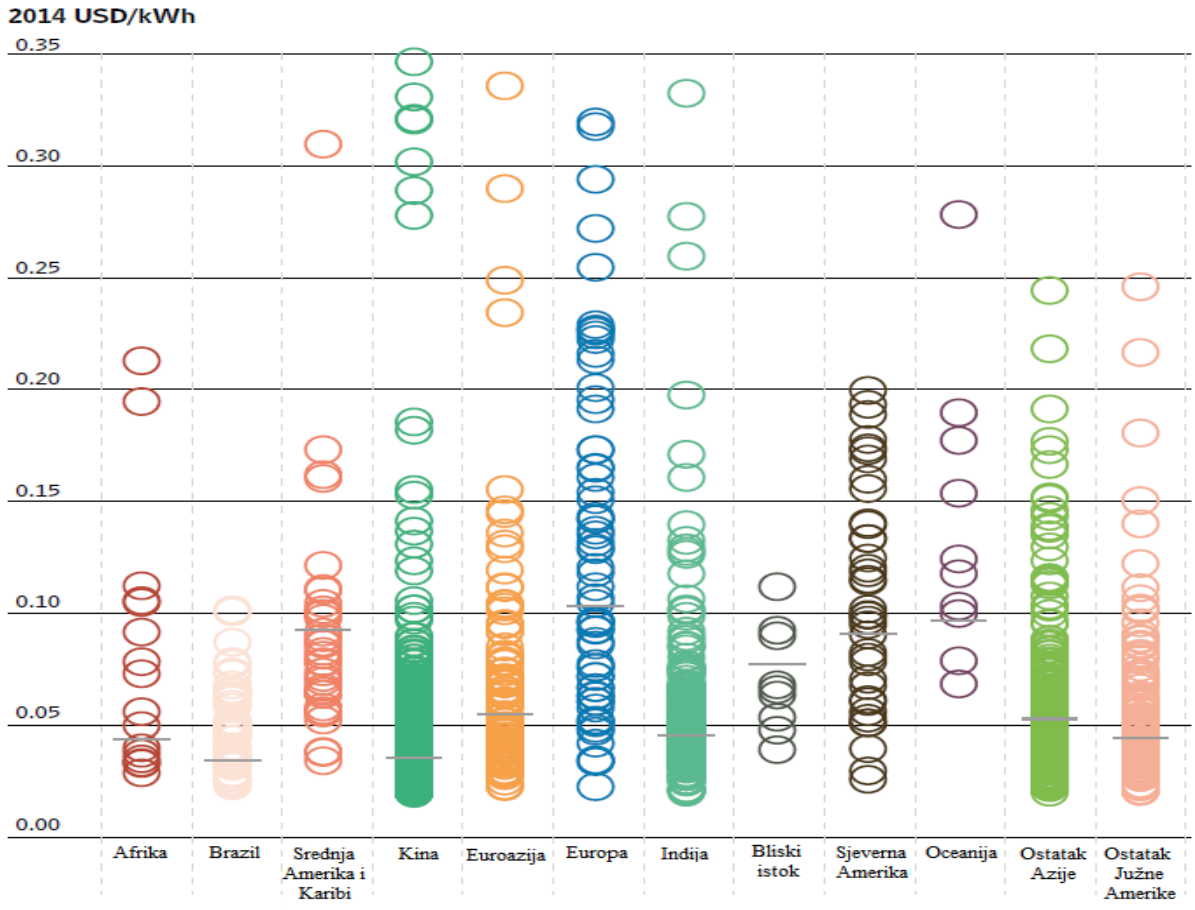
Slika 3.30. Rasponi instalacijskih troškova i težinski prosjeci za male i velike hidroelektrane po državama i regijama [12]

Prosječni faktor iskorištenja za hidroelektrane iznosi oko 50%, no on može varirati od 25% do čak 80%. Tipično za hidroelektrane je to što se nizak faktor iskorištenja postiže jer se neke hidroelektrane dizajniraju kako bi pokrile vršne snage u elektroenergetskom sustavu, dakle dok rade (pri vršnim snagama) imaju veliki faktor iskorištenja, ali zbog toga što su jedan dio godine izvan pogona godišnji faktor iskorištenja im je manji. Težinski prosječni faktor iskorištenja za male hidroelektrane u Europi kreće se oko 50%, dok je za velike hidroelektrane oko 30%. U Sjevernoj Americi prosječni faktor iskorištenja za male hidroelektrane je oko 68% , a za velike iznosi oko 50%. U Kini i Indiji ta razlika u faktoru iskorištenja kod velikih i malih elektrana znatno je manja. [12]

Godišnji troškovi upravljanja i održavanja za hidroelektrane iznose od 1% do 4% od investicijskih troškova po godini. Internacionalna energetska agencija (IEA) pretpostavlja da se

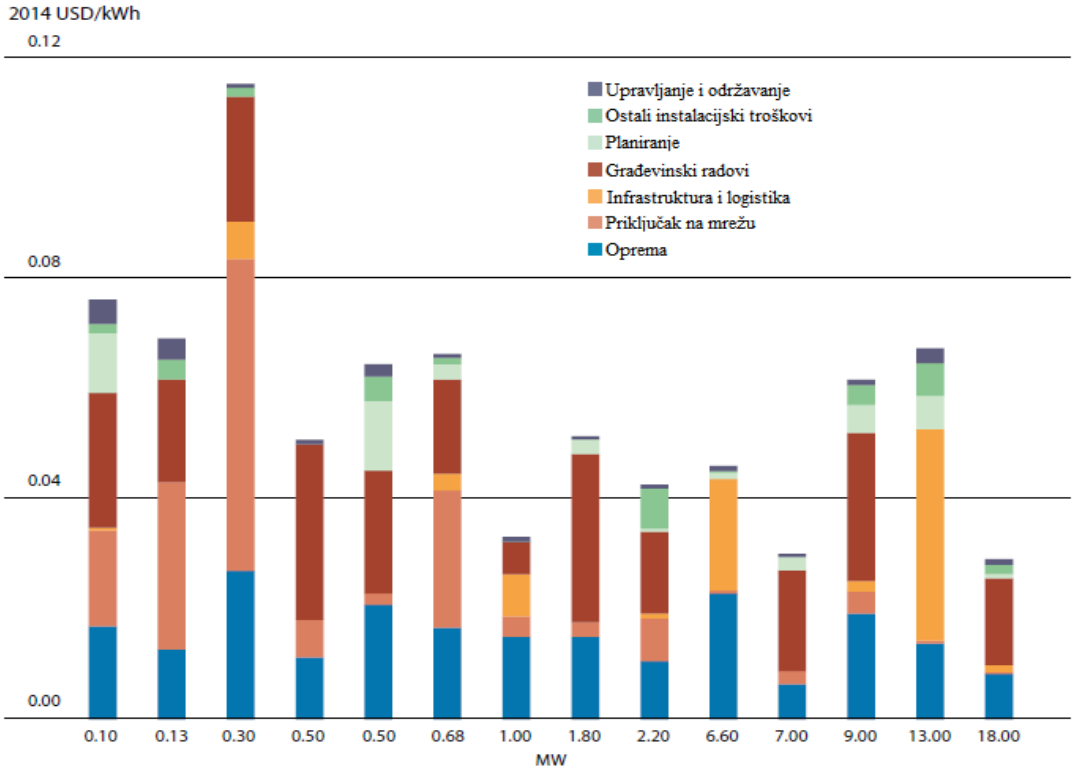
godišnji troškovi upravljanja i održavanja kreću oko 2,2% investicijskih troškova za velike i od 2,2% do 3% za male hidroelektrane. [12]

Mali investicijski troškovi (iako variraju i uvelike ovise o uvjetima na terenu), dobar faktor iskorištenja, dug ekonomski život i mali troškovi upravljanja i održavanja znače da je hidroenergija obično vrlo konkurentna. Kao rezultat toga, LCOE hidroenergije izrazito je nizak i dobri položaji hidroelektrana nude najjeftiniju cijenu električne energije od svih izvora. Slika 3.31. prikazuje raspone LCOE-a i težinske prosjeke za male i velike hidroelektrane po državama i regijama. Vidljiv je širok raspon LCOE-a, ali unatoč tomu prosječni LCOE je veoma nizak. Treba imati u vidu da su male hidroelektrane s velikim LCOE-om obično izgrađene jer su najjeftinije rješenje opskrbe energijom u udaljenim područjima ili pružaju bitne mrežne usluge. Iz slike 3.31. vidljivo je da je težinski prosjek LCOE negdje između 0,04 $/kWh i 0,06 $/kWh u regijama s preostalim neiskorištenim ekonomskim resursima. U Europi i Sjevernoj Americi, gdje je veliki dio potencijala hidroenergije već iskorišten situacija je nešto drugačija. U te dvije regije novih projekata ima relativno malo i njihov težinski prosjek LCOE-a iznosi 0,09 $/kWh za velike i 0,11 $/kWh za male hidroelektrane u Sjevernoj Americi, a 0,10 $/kWh i 0,14 $/kWh za velike i male hidroelektrane u Europi. [12]



Slika 3.31. Raspon i težinski prosjek LCOE-a malih i velikih hidroelektrana po regijama [12]

Slika 3.32. predstavlja LCOE malih hidroelektrana u zemljama u razvoju podjeljenih po snazi. Slika prikazuje koliko male hidroelektrane mogu biti konkurentne u opskrbi mreže, ruralnoj elektrifikaciji i ekonomskom razvitku. LCOE varira od 0,03 $/kWh do 0,115 $/kWh. Troškovi upravljanja i održavanja imaju udio od 1% do 6% LCOE-a, a troškovi elektromehaničke opreme od 17% do 50%. Troškovi građevinskih radova zauzimaju najveći udio LCOE-a u većini projekata i kreću se od 0% (gdje brane već postoje) do 63%. U projektima na udaljenim mjestima veliki udio u LCOE-u imaju troškovi električne infrastrukture. Slično tomu, troškovi infrastrukture i logistike mogu značajno doprinjeti ukupnom trošku gdje je pristup lokacije težak i gdje je lokacija daleko od postojeće infrastrukture. [12]



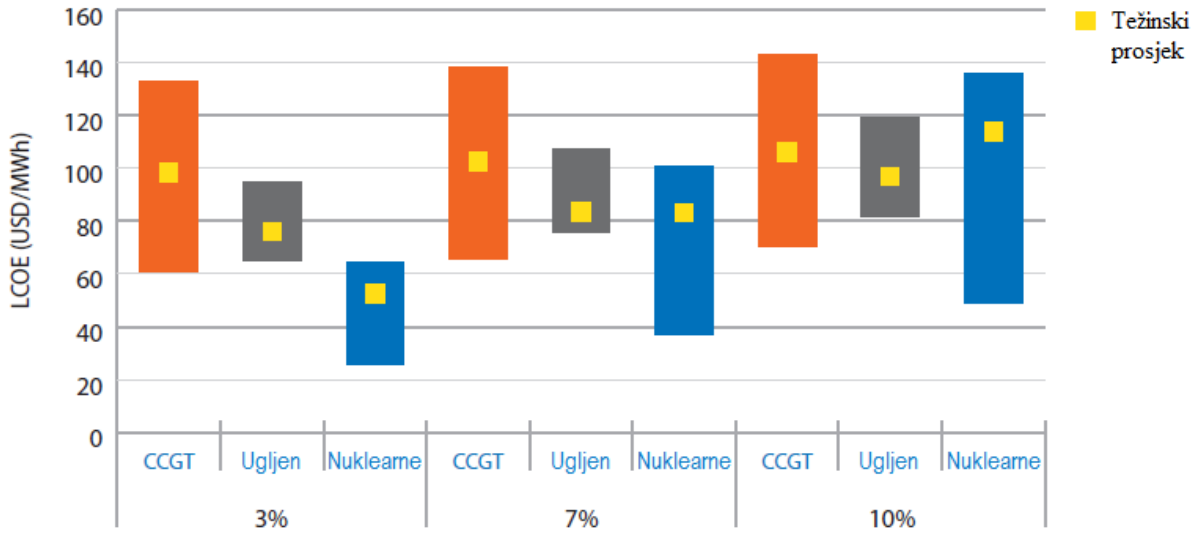
Slika 3.32. LCOE malih hidroelektrana u zemljama u razvoju po troškovima komponenti [12]

3.2. Pregled troškova proizvodnje električne energije iz konvencionalnih elektrana

Unatoč velikom porastu proizvodnje iz nekonvencionalnih elektrana, konvencionalne elektrane i dalje vladaju tržištem električne energije s ukupnim instaliranim kapacitetom s gotovo 80% u 2014. godini i to ne uključujući hidroenergiju, koja jednim dijelom spada u konvencionalne (velike), a drugim dijelom u nekonvencionalne (male) elektrane. Konvencijalne elektrane također pokrivaju glavninu opterećenja i imaju visoke faktore opterećenja jer većinom rade cijele godine.

Konvencionalne elektrane imaju svoje prednosti, zbog kojih i zauzimaju najveći udio u svjetskoj proizvodnji električne energije. Niski LCOE, veliki kapacitet i konstantna proizvodnja tijekom godine čine ih u velikom broju slučajeva temeljnim elektranama.

Međutim, jedan od najvećih nedostataka konvencionalnih elektrana je utjecaj na okoliš. Izgaranje fosilnih goriva dovodi do emisija ugljikovog dioksida (CO_2), kao i do emisije ostalih štetnih plinova (CO, NO_x, SO_x HC) i krutih čestica. Također veliki nedostatak konvencionalnih elektrana je konstantna opskrba gorivom što doprinosi troškovima pogona. Cijene goriva ovise o raznolikim lokalnim i globalnim parametrima, kao što je dostupnost goriva i vrsta, čistoća goriva, globalna ekonomska situacija, lokalne cijene, itd. S druge strane, nuklearne elektrane imaju visoke kapitalne troškove kao i problem dekomisije radioaktivnog otpada. Slika 3.33. prikazuje raspon LCOE-a i njegov težinski prosjek za konvencionalne elektrane: plinske s kombiniranim ciklusom (CCGT = Combined Cycle Gas Turbine), elektrane na ugljen i nuklearne elektrane za tri različita slučaja diskontne stope u 2015. godini. Rezultati uključuju i troškove CO_2 od 30 $/t.



Slika 3.33. Raspon LCOE-a i težinski prosjek za konvencionalne elektrane u 2015. godini (CCGT = plinska termoelektrana s kombiniranim ciklusom) [21]

3.2.1. LCOE termoelektrana na ugljen

Termoelektrane (TE) na ugljen unatoč svemu još uvijek imaju najveći kapacitet proizvodnje električne energije sa udjelom od oko 40% u ukupnom kapacitetu proizvodnje. Troškovi proizvodnje električne energije iz termoelektrana na ugljen variraju iz godine u godinu i razlikuju se od postrojenja do postrojenja. Također, novije termoelektrane na ugljen mogu imati i ugrađeni sustav za prikupljanje i skladištenje ugljika (CCS = Carbon Capture and Storage) što doprinosi manjim emisijama CO_2.

Najvažniji element u proračunu LCOE-a za termoelektrane na ugljen je cijena ugljena koja, kao što je već napisano, varira ovisno o dosta čimbenika. Slika 3.34. prikazuje kretanje cijene ugljena u dolarima po toni na tržištu od kraja 2009. do 2016. godine s označenom srednjom cijenom kroz to razdoblje. Iz slike su vidljive velike oscilacije u cijeni ugljena, početkom 2016. cijena je vrlo niska, oko 50 $/t, a prosječna cijena od 2010. do 2016. godine iznosi nešto više od 80 $/t.



Slika 3.34. Kretanje cijene ugljena od kraja 2009. do 2016. [22]

Također, osim cijene gorivna, tj. cijene ugljena, za proračun LCOE-a TE na ugljen bitna je i cijena CO_2, o kojoj se pisalo u 2. poglavlju ovog rada (2.2.6.), osobito za TE bez CCS (sustav za prikupljanje i skladištenje ugljika) sustava. Električna učinkovitost TE na ugljen 2010. godine kretala se od 37% pa do 46%, dok je za TE na ugljen sa ugrađenim CCS električna učinkotvitost manja za oko 7%. [11]

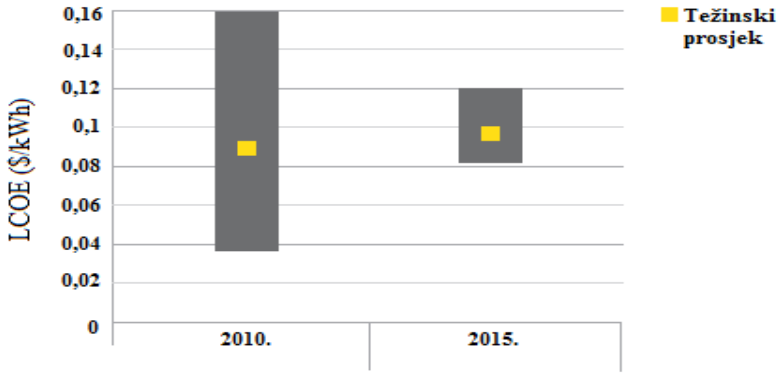
Konstrukcijski („overnight“) troškovi u proračunu LCOE-a uključuju pripreme za gradnju, gradnju i neplanirane troškove, ali ne uključuju kamatnu stopu tijekom izgradnje. Konstrukcijski troškovi zapravo su vrlo slični investicijskim troškovima, jedina razlika je što investicijski troškovi uključuju i kamatnu stopu prilikom izgradnje. U 2015. godini konstrukcijski troškovi za TE na ugljen variraju od 813 $/kW u Kini do 3067 $/kW u Portugalu. Težinski prosjek konstrukcijskih troškova u 2015. godini iznosi 2264 $/kW.

Tablica 3.8. prikazuje vrijednosti LCOE-a za TE na ugljen po diskontnim stopama 3%, 7% i 10% za OECD zemlje (Njemačka i Japan) i ostatak svijeta (Kina i J. Afrika) u 2015. godini. [21]

LCOE za TE na ugljen u 2015. godini za OECD zemlje			
	3% ($/kWh)	**7% ($/kWh)**	**10% ($/kWh)**
Njemačka	0,066	0,076	0,083
Japan	0,095	0,107	0,119
LCOE za TE na ugljen u 2015. godini za ostatak svijeta			
	3% ($/kWh)	**7% ($/kWh)**	**10% ($/kWh)**
Kina	0,074	0,078	0,82
Južna Afrika	0,65	0,82	0,1

Tablica 3.8. LCOE za TE na ugljen za diskontne stope 3%, 7% i 10% [21]

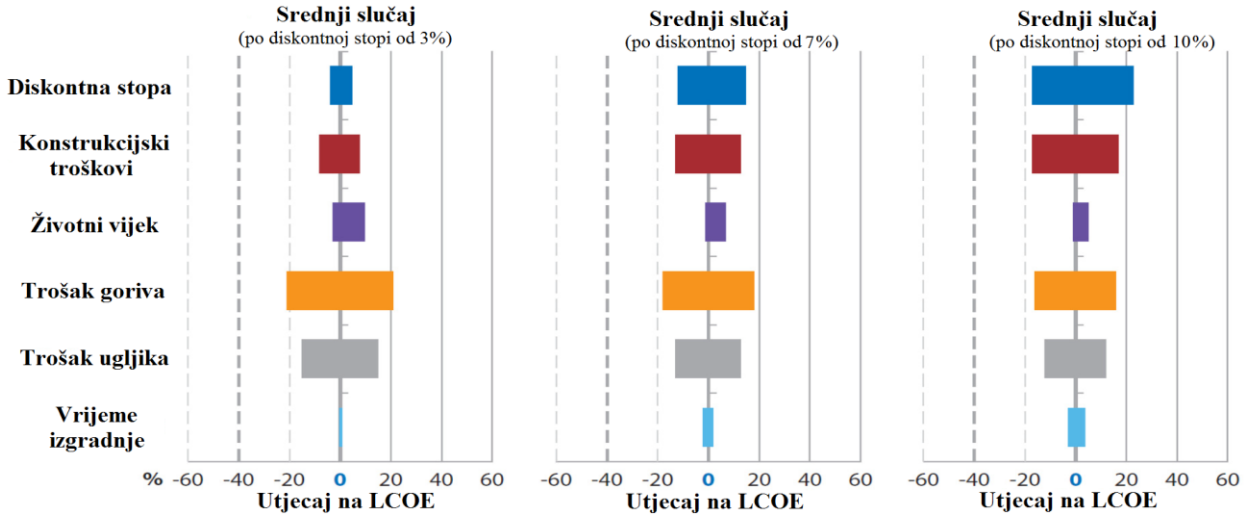
Slika 3.35. prikazuje usporedbu LCOE troškova 2010. godine i 2015. godine iz IEA-ine (International Energy Agency) baze podataka za slučaj diskontne stope od 10%.



Slika 3.35. Rasponi LCOE-a za TE na ugljen u 2010. i 2015. te težinski prosjek LCOE-a [21]

Iz slike je vidljivo da je raspon LCOE-a u 2010. godini puno veći od raspona u 2015. i kreće se od 0,038 $/kWh sve do 0,16 $/kWh, dok se u 2015. godini kreće od 0,083 $/kWh do 0,12 $/kWh. Također na slici se vidi da je težinski prosjek LCOE-a u 2015. nešto veći od prosjeka 2010. godine.

Slika 3.36. prikazuje utjecaj pojedinih faktora na LCOE ovisno o diskontnoj stopi u 2015.



Slika 3.36. Utjecaj pojedinih faktora na LCOE za različite diskontne stope u 2015 godini [23]

Iz slike 3.36. vidljivo je da najveći utjecaj na LCOE za diskontnu stopu od 3% i 7% ima trošak goriva, dok je za diskontnu stopu od 10% najveći utjecaj na LCOE ima zapravo diskontna stopa. Zatim ju slijede konstrukcijski troškovi i troškovi goriva. Godine 2010. trošak ugljika, odnosno emisija štetnih plinova imao je veći utjecaj na LCOE, međutim cijena emisije CO_2 u 2015. godini je gotovo trostruko jeftinija nego u 2010.

Tablica 3.9. prikazuje pojedinačne troškove kao i ukupan LCOE u 2010. godini za primjere nekih TE na ugljen. Vidljivo je da tablica sadrži elektrane različitih kapaciteta, učinkovitosti, tehnologija i tipova goriva. Iz tablice se također može vidjeti da elektrane s ugrađenim CSS-om imaju nešto nižu električnu učinkovitost, a veće konstrukcijske, investicijske i troškove goriva. S druge strane, troškovi emisija su im višestruko manji od konvencionalnih TE na ugljen.[11]

OECD ZEMLJE														
Država	Tehnologija	Kapacitet	Električna učinkovitost	Konstrukc. troškovi	Investicijski troškovi		Troškovi dekomisije		Troškovi goriva	Troškovi emisija	O&M troškovi	LCOE	
					5%	10%	5%	10%				5%	10%
		MWe	%	USD/kWe	USD/kWe		USD/MWh		USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	
Belgija	Black SC	750	45%	2 539	2 761	3 000	0.10	0.02	28.80	23.59	8.73	**82.32**	**100.43**
	Black SC	1 100	45%	2 534	2 756	2 994	0.10	0.02	28.80	23.59	8.39	**81.94**	**100.01**
Češka	Brown PCC	600	43%	3 485	3 989	4 561	0.14	0.03	18.39	25.11	8.53	**84.54**	**114.12**
	Brown FBC	300	42%	3 485	3 995	4 572	0.14	0.03	18.83	25.71	8.86	**85.94**	**115.64**
	Brown IGCC	400	45%	4 671	5 360	6 146	0.18	0.04	17.57	23.40	10.35	**93.53**	**133.24**
	Brown FBC w/Biomass	300	42%	3 690	4 225	4 830	0.15	0.03	27.11	23.13	9.15	**93.71**	**125.01**
	Brown PCC w/CC(S)	510	38%	5 812	6 565	7 417	0.22	0.05	20.81	1.41	13.43	**88.69**	**136.12**
	Brown FBC w/CC(S)	255	37%	6 076	6 872	7 768	0.23	0.05	21.37	1.44	14.69	**92.89**	**142.57**
	Brown IGCC w/CC(S)	360	43%	6 268	7 148	8 148	0.23	0.05	18.52	1.17	12.26	**88.29**	**140.64**
	Br FBC w/BioM and CC(S)	255	37%	6 076	6 872	7 768	0.23	0.05	30.78	1.44	14.98	**102.59**	**152.27**
Njemačka	Black PCC	800	46%	1 904	2 131	2 381	0.08	0.02	28.17	22.07	12.67	**79.26**	**94.10**
	Black PCC w/CC(S)	740	38%	3 223	3 566	3 946	0.12	0.03	34.56	3.25	20.11	**85.28**	**109.61**
	Brown PCC	1 050	45%	2 197	2 459	2 747	0.09	0.02	11.27	26.12	14.04	**70.29**	**87.41**
	Brown PCC w/CC(S)	970	37%	3 516	3 890	4 304	0.13	0.03	13.70	3.81	20.70	**68.06**	**94.60**
Japan	Black	800	41%	2 719	2 935	3 166	0.11	0.02	31.61	23.88	10.06	**88.08**	**107.03**
Koreja	Black PCC	767	41%	895	978	1 065	0.04	0.01	31.53	24.04	4.25	**68.41**	**74.25**
	Black PCC	961	42%	807	881	960	0.03	0.01	30.78	23.50	3.84	**65.86**	**71.12**
Meksiko	Black PCC	1 312	40%	1 961	2 316	2 722	0.08	0.02	26.71	23.40	6.51	**74.39**	**92.27**
Nizozemska	Black USC PCC	780	46%	2 171	2 389	2 756	0.09	0.02	28.75	22.23	3.97	**73.29**	**91.06**
Slovačka	Brown SC FBC	300	40%	2 762	3 092	3 462	0.11	0.02	60.16	27.27	8.86	**120.01**	**141.64**
SAD	Black PCC	600	39%	2 108	2 310	2 526	0.08	0.02	19.60	26.40	8.76	**72.49**	**87.85**
	Black IGCC	550	39%	2 433	2 666	2 916	0.10	0.02	19.63	26.40	8.37	**74.87**	**92.61**
	Black IGCC w/CC(S)	380	32%	3 569	3 905	4 263	0.14	0.03	24.15	2.61	11.31	**68.04**	**93.92**
OSTATAK SVIJETA													
Brazil	Brown PCC	446	30%	1 300	1 400	1 504	0.00	0.00	15.39	0.00	37.89/43.93	**63.98**	**79.02**
Kina	Black USC PCC	932	46%	656	689	723	0.03	0.01	23.06	0.00	1.64	**29.99**	**34.17**
	Black SC	1 119	46%	602	632	663	0.03	0.01	23.06	0.00	1.51	**29.42**	**33.26**
	Black SC	559	46%	672	705	740	0.03	0.01	23.06	0.00	1.68	**30.16**	**34.43**
Rusija	Black USC PCC	627	47%	2 362	2 496	2 637	0.00	0.00	20.41	0.00	10.96	**50.44**	**65.91**
	Black USC PCC w/CC(S)	541	37%	4 864	5 123	5 396	0.00	0.00	26.10	0.00	21.58	**86.82**	**118.34**
	Black SC PCC	314	42%	2 198	2 323	2 454	0.00	0.00	22.83	0.00	10.20	**50.77**	**65.15**
J. Afrika	Black SC PCC	794	39%	2 104	2 584	3 172	0.00	0.00	7.59	0.00	4.87	**32.19**	**53.99**

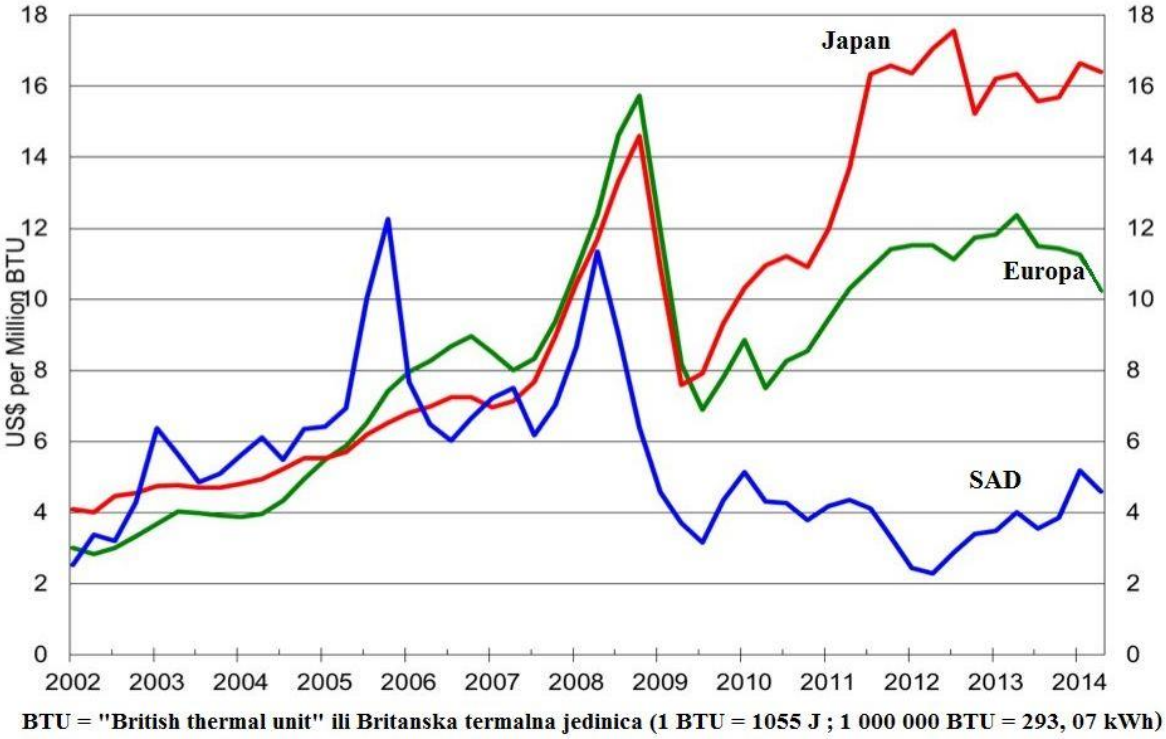
Tablica 3.9.Ukupan LCOE i njegove komponente u 2010. godini za primjere TE na ugljen u OECD zemljama i ostatku svijeta uz diskontne stope od 5% i 10%

Iz tablice 3.9. vidljivo je da Kina ima dosta manji LCOE spram ostalih zemalja, osobito OECD zemalja. Razlog leži u nekoliko faktora: jeftinija radna snaga i materijal što rezultira jeftinijim konstrukcijskim troškovima, jeftiniji troškovi upravljanja i održavanja i nenaplaćivanje emisija štetnih plinova, dok se za OECD zemlje u 2010. godini cijena CO_2 kretala preko 15 $/t.

3.2.2. LCOE plinskih termoelektrana

Plinske termoelektrane zauzimaju preko 21% ukupne svjetske proizvodnje električne energije u 2014. godini.[10] Za razliku od TE na ugljen, imaju puno manje konstrukcijske i investicijske troškove kao i troškove emisije CO_2. LCOE plinskih termoelektrana zapravo u velikom postotku podrazumijeva LCOE kombiniranih termoelektrana (CCGT = Combined Cycle Gas Turbine). Kombinirane termoelektrane (CCGT) sastoje od plinsko-turbinskog i parno-turbinskog dijela i imaju nešto veću električnu učinkovitost.

Kao i kod TE na ugljen i kod plinskih TE najvažniji faktor pri proračunu LCOE-a je cijena goriva, odnosno plina koja varira iz godine u godinu i od države do države. Slika 3.37. prikazuje cijene plina od 2002. pa do 2014. godine u Japanu, Europi i SAD-u. Iz slike je vidljivo da se cijene u 2014. jako razlikuju, što dosta utječe na ukupne troškove, odnosno LCOE.



Slika 3.37. Cijene plina od 2002. do 2014. za Japan, Europu i SAD [24]

Konstrukcijski („overnight“) troškovi i električna učinkovitost TE na plin za 2015. godinu prikazani su u tablici 3.10. Vidljivo je da kombinirane plinske TE imaju nešto veće konstrukcijske troškove od standardnih, ali zato i dosta veću električnu učinkovitost.

Vrsta TE na plin	El. učinkovitost (%)	Konstrukcijski troškovi ($/kW)		
		Min	Težinski prosjek	Max
Kombinirana (CCGT)	48 - 58	627	1014	1289
Tradicionalna (OCGT)	38 - 42	500	699	933

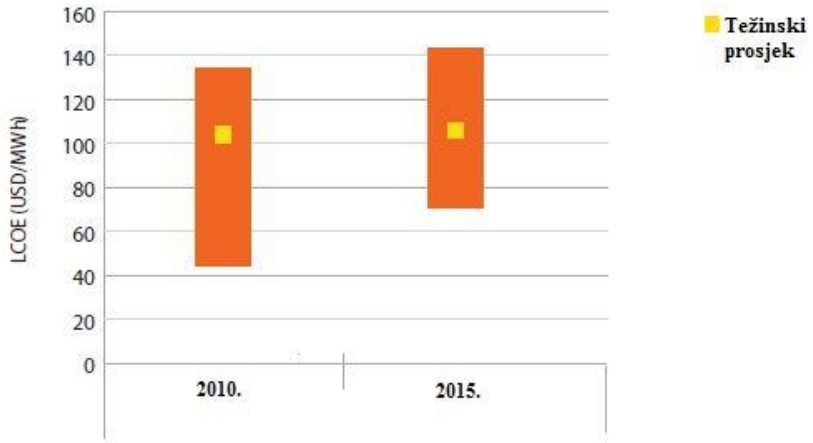
Tablica 3.10. Konstrukcijski troškovi i električna učinkovitostTE na plin u 2015. godini [11][21]

Kao što se moglo i pretpostaviti, ovisno o plinu, SAD ima najniži LCOE u 2015. godini, dok Japan ima najveći. Zbog toga se u SAD-u povećava udio plinskih TE u ukupnoj proizvodnji električne energije, dok se npr. u Europi takve elektrane izbjegavaju zbog visokih i nestabilnih cijena plina. Tablica 3.11. prikazuje vrijednosti LCOE-a za SAD, Japan i Kinu po diskontnim stopama od 3%, 7% i 10% u 2015. godini.[21]

LCOE za plinske TE u 2015. godini			
	3% ($/kWh)	**7% ($/kWh)**	**10% ($/kWh)**
SAD	0,061	0,066	0,071
Japan	0,133	0,138	0,143
Kina	0,09	0,093	0,095

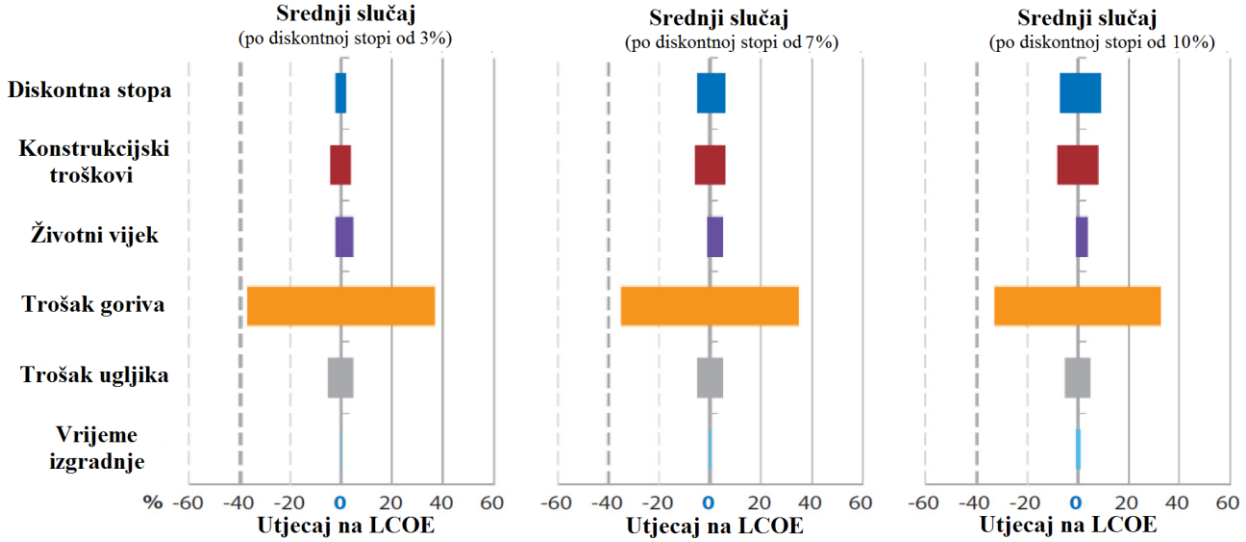
Tablica 3.11. LCOE za plinske TE u 2015. godini [21]

Slika 3.38. prikazuje usporedbu LCOE-a 2010. i 2015. godine za diskontnu stopu od 10%. Težinski prosjeci su gotovo jednaki, s tim da je u 2015. nešto viši.. Raspon vrijednosti u 2010. godini je nešto veći uglavnom zbog toga što je analiza iz 2010. obuhvaćala više projekata.



Slika 3.38. Rasponi LCOE-a za plinske TE u 2010. i 2015. te težinski prosjek LCOE-a [21]

Slika 3.39. prikazuje utjecaj pojedinih faktora na LCOE ovisno o diskontnoj stopi u 2015.



Slika 3.39. Utjecaj pojedinih faktora na LCOE ovisno o diskontnoj stopi u 2015. godini [23]

Iz slike 3.39. vidljiv je velik utjecaj goriva na ukupan LCOE plinskih TE u 2015. godini. Tek pri diskontnoj stopi od 10% malo veći utjecaj imaju i diskontna stopa i konstrukcijski troškovi, no trošak goriva i dalje ostaje s daleko najvećim utjecajem na LCOE. Trošak ugljika u 2015. godini ima manji utjecaj nego prethodnih godina zbog dosta niže cijene emisija u odnosu na prethodne godine.

Tablica 3.12. sadrži komponente i ukupni LCOE u 2010. godini za primjere nekih plinskih TE u OECD zemljama i u ostatku svijeta.

Država	Tehnologija	Kapacitet	Električna učinkovitost	Konstrukc. troškovi	Investicijski troškovi		Troškovi dekomisije		Troškovi goriva	Troškovi emisija	O&M troškovi	LCOE	
					5%	10%	5%	10%				5%	10%
		MWe	%	USD/kWe	USD/kWe		USD/MWh		USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	
OECD ZEMLJE													
Belgija	Single Shaft CCGT	850	58%	1 249	1 366	1 493	0.09	0.03	61.12	10.54	6.33	**89.71**	**98.29**
	CCGT	400	55%	1 099	1 209	1 328	0.08	0.03	63.89	11.02	6.56	**91.86**	**99.54**
	CCGT	420	57%	1 069	1 130	1 193	0.08	0.03	61.65	10.63	4.06	**86.05**	**92.57**
	CCGT	420	57%	1 245	1 316	1 390	0.09	0.03	61.65	10.63	5.71	**89.31**	**96.90**
Češka	CCGT	430	57%	1 573	1 793	2 043	0.12	0.04	61.65	10.23	3.73	**91.92**	**104.48**
	CCGT w/CC(S)	387	54%	2 611	2 925	3 276	0.18	0.06	65.08	0.54	6.22	**98.21**	**117.90**
Njemačka	CCGT	800	60%	1 025	1 147	1 282	0.08	0.02	58.57	10.08	6.73	**85.23**	**92.81**
	Gas Turbine	150	38%	520	582	650	0.04	0.01	92.48	15.92	5.38	**118.77**	**122.61**
Italija	CCGT	800	55%	769	818	872	0.06	0.02	63.89	11.25	4.67	**86.85**	**91.44**
Japan	CCGT	1 600	55%	1 549	1 863	2 234	0.12	0.04	72.58	11.02	5.55	**105.14**	**119.53**
Koreja	LNG CCGT	495	57%	643	678	713	0.05	0.02	69.79	10.42	4.79	**90.82**	**94.70**
	LNG CCGT	692	57%	635	669	704	0.05	0.02	69.54	10.38	4.12	**89.80**	**93.63**
Meksiko	CCGT	446	49%	982	1 105	1 240	0.07	0.02	58.03	12.21	4.53/4.74	**84.26**	**91.85**
Nizozemska	CCGT	870	59%	1 025	1 076	1 127	0.08	0.02	59.56	10.27	1.32	**80.40**	**86.48**
Švicarska	CCGT	395	58%	1 622	1 776	1 942	0.13	0.04	60.59	10.35	7.83	**94.04**	**105.19**
SAD	CCGT	400	54%	969	1 039	1 113	0.07	0.02	49.27	14.74	3.61	**76.56**	**82.76**
	AGT	230	40%	649	668	687	0.05	0.02	66.52	14.74	4.48	**91.48**	**95.08**
	CCGT w/CC(S)	400	40%	1 928	2 065	2 207	0.13	0.04	67.01	1.47	5.69	**91.90**	**104.19**
OSTATAK SVIJETA													
Brazil	CCGT	210	48%	1 419	1 636	1 880	0.00	0.00	57.79	0.00	5.40	**83.85**	**94.84**
Kina	CCGT	1 358	58%	538	565	593	0.04	0.01	28.14	0.00	2.81	**35.81**	**39.01**
	CCGT	1 358	58%	583	612	642	0.05	0.01	28.14	0.00	3.04	**36.44**	**39.91**
Rusija	CCGT	392	55%	1 237	1 296	1 357	0.00	0.00	39.14	0.00	7.55	**57.75**	**65.13**

Tablica 3.12. Ukupan LCOE i njegove komponente u 2010. godini za primjere plinskih TE u OECD zemljama i ostatku svijeta uz diskontne stope od 5% i 10% [11]

Iz tablice 3.12 vidljivo je da je 2010. najmanji LCOE bio u Kini koji je iznosio od 0,035 $/kWh pa do gotovo 0,04 $/kWh, ovisno o diskontnoj stopi. To je velika razlika u odnosu na 2015. i LCOE od 0.09 $/kWh do 0,095 $/kWh. Razlog tom velikom poskupljenju leži u mnogo većoj potrošnji, a zbog toga i većem uvozu plina u 2015. u odnosu na 2010. S druge strane, LCOE u SAD-u u 2010. mnogo je veći od LCOE-a za 2015. godinu.

3.2.3. LCOE nuklearnih elektrana

Nuklearne elektrane (NE) zauzimaju preko 10% ukupne proizvodnje električne energije u svijetu i najkontroverznija su tehnologija zbog svog goriva (uran) i njegove radioaktivnosti. Njihovi troškovi izgradnje vrlo su visoki, no zato imaju niske troškove pogona. Iako imaju gotovo zanemarivu emisiju štetnih plinova, veliki problem predstavlja im odlaganje radioaktivnog otpada i dekomisija. Također, nuklearne elektrane imaju i dug životni vijek od 60 godina i više.

Dakle, zbog visokih troškova izgradnje, troškovi konstrukcije i investicije imaju najveći utjecaj na LCOE nuklearnih elektrana. Također, utjecaj troškova dekomisije i odlaganja otpada (opširnije opisani u poglavlju 2.2.7.) mogu varirati od države do države. Cijena goriva, za razliku od TE na ugljen i plin ne utječe u toliko velikoj mjeri na ukupan LCOE.

Najvažniji faktor LCOE-a nuklearnih elektrana, troškovi konstrukcije, u 2015. godini imali su veliki raspon u OECD zemljama, od 2021 $/kW u Koreji do 6215 $/kW u Mađarskoj. U Kini istraživanja za 2015. obuhvaćaju dvije NE i njihovi konstrukcijski troškovi su 1807 $/kW i 2615 $/kW. U 2010. godini konstrukcijski troškovi u OECD zemljama iznosili su između 1556 $/kW i 5863 $/kW s težinskim prosjekom 4102 $/kW.

Troškovi goriva za nuklearne elektrane osim što se odnose na cjelokupni proces obogaćivanja urana, također uključuju i cijenu odlaganja radioaktivnog otpada što podiže inače relativno nisku cijenu goriva naspram TE na fosilna goriva.

Već je spomenuto da je cijena dekomisije bitan faktor u LCOE-u nuklearnih elektrana. U nuklearnim elektranama ona može imati udio i do 15% od konstrukcijskih troškova. Međutim, utjecajem diskontne stope, cijena dekomisije doprinosi ukupnom LCOE-u tek za oko 5%. Tablica 3.13. prikazuje primjer troškova dekomisije. Za primjer se koristi nuklearna elektrana José Cabrera u Španjolskoj.

PODACI ELEKTRANE		CIJENA DEKOMISIJE	
Tip	Westinghouse -1 loop PWR	**Stavka**	**Trošak €2014**
Električna snaga	160 MWe	Priprema dekomisije	13 000 000
Toplinska snaga	510 MWth	Gašenje objekta	4 000 000
Elementi goriva	69 - 14x14	Demontaža pod posebnim nadzorom	42 000 000
Tip goriva	UO2 - obogaćenje 3,6% (U-235)	Obrada otpada, skladištenje i odlaganje	10 000 000
Masa jezgre	20,76 t	Infrastruktura gradilišta i operacije	66 000 000
Kontrolni prut	17	Konvencionalna demontaža, rušenje i obnova	15 000 000
Promjer reaktora	2,82 m	Upravljanje projektima i inžinjering	52 500 000
Visina reaktora	5,87 m	Gorivo i nuklearni materijal	42 000 000
Promjer sistema opskrbe parom	70 cm	Razni troškovi	14 000 000
Zatvoreni spremnik	pojačani beton; glava od nehrđajućeg čelika		
Bazen potrošenog goriva	u zatvorenom spremniku	**Ukupno:**	**258 500 000 €**
Završno hlađenje	rijeka Tajo		

Tablica 3.13. Primjer troškova dekomisije nuklearne elektrane [19]

U 2015. godini troškovi LCOE-a za nuklearne elektrane u OECD zemljama imaju velik raspon kao i konstrukcijski troškovi. Tablica 3.14. prikazuje minimalni (Koreja) i maksimalni (Velika Britanija) LCOE u zemljama OECD-a u 2015. godinipo različitim diskontnim stopama.

LCOE za NE u 2015. godini za OECD zemlje			
	3% ($/kWh)	**7% ($/kWh)**	**10% ($/kWh)**
Koreja	0,029	0,04	0,051
Velika Britanija	0,064	0,101	0,136

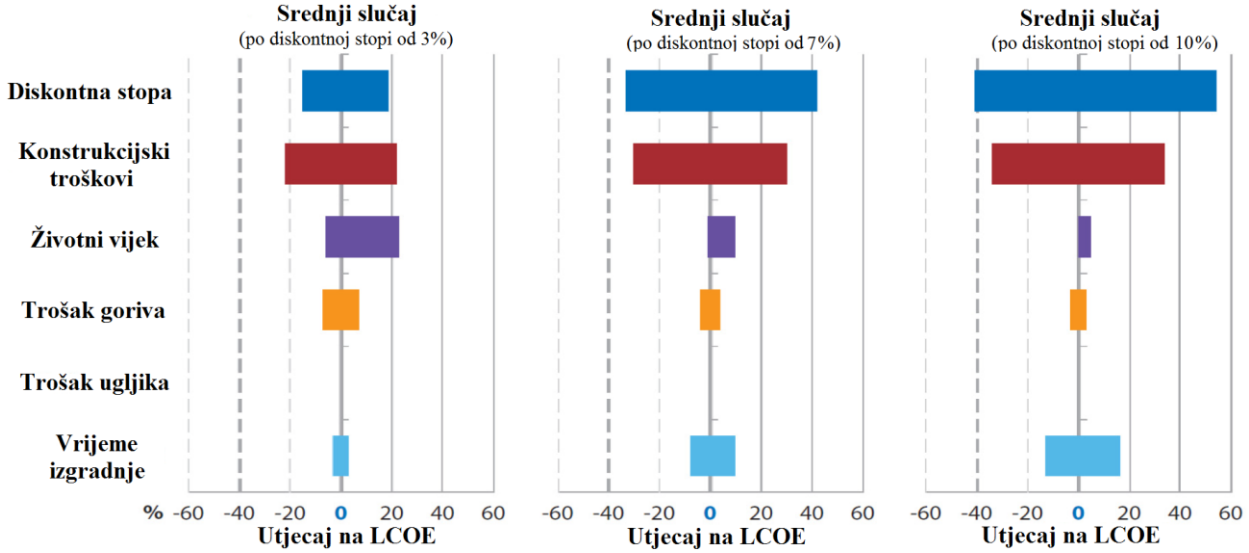
Tablica 3.14. Minimalni i maksimalni LCOE za OECD zemlje [21]

Od zemalja izvan OECD-a, agencija IEA (International Energy Agency) provela je istraživanje i na dvije NE u Kini. Tablica 3.15. prikazuje LCOE te dvije NE za diskontne stope od 3%, 7% i 10%.

LCOE dvije NE u Kini u 2015. godini		
3% ($/kWh)	**7% ($/kWh)**	**10% ($/kWh)**
0,026	0,037	0,049
0,031	0,048	0,064

Tablica 3.15. LCOE za dvije NE u Kini u 2015. godini [21]

Slika 3.40. prikazuje utjecaj pojedinih faktora na LCOE nuklearnih elektrana u 2015. godini za različite diskontne stope. Kao što se moglo i predvidjeti, konstrukcijski troškovi i diskontna stopa imaju najveći utjecaj na LCOE nuklearnih elektrana. Za slučaj diskontne stope od 7% i 10% sama stopa ima najveći utjecaj na LCOE, dok za diskontnu stopu od 3% najveći utjecaj imaju konstrukcijski troškovi. Također, za veće diskontne stope povećava se i utjecaj vremena izgradnje na ukupni LCOE.



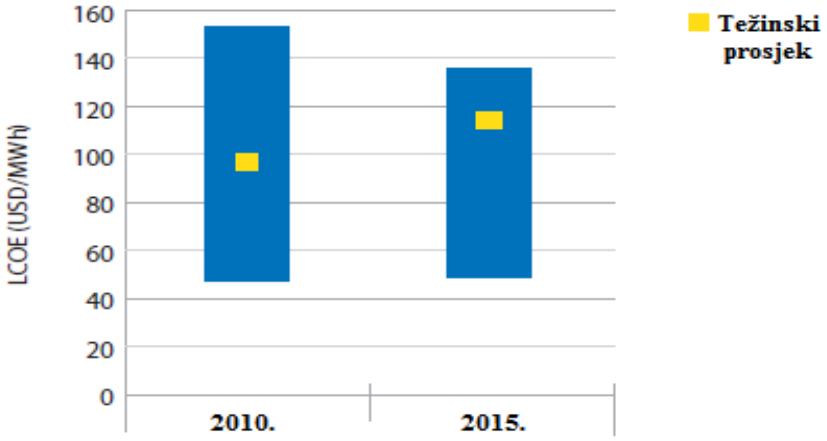
Slika 3.40. Utjecaj pojedinih faktora na LCOE NE ovisno o diskontnoj stopi u 2015. godini [21]

Tablica 3.16. prikazuje LCOE i njegove komponente za primjere nuklearnih elektrana u svijetu za 2010. godinu. Iz tablice je vidljivo da najmanji LCOE u 2010. kao i u 2015. imaju Kina i Koreja. Razlog leži u niskim konstrukcijskim troškovima koji uz diskontnu stopu imaju najveći utjecaj na LCOE, a tomu doprinose jeftini materijali i radna snaga. Najveći LCOE nuklearnih elektrana imaju europske zemlje.

Države	Tehnologija	Kapacitet	Konstrukc. troškovi	Investicijski troškovi		Troškovi dekomisije		Troškovi goriva	O&M troškovi	LCOE	
				5%	10%	5%	10%			5%	10%
		MWe	USD/kWe	USD/kWe		USD/MWh		USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	
OECD ZEMLJE											
Belgija	EPR-1600	1 600	5 383	6 185	7 117	0.23	0.02	9.33	7.20	**61.06**	**109.14**
Češka	PWR	1 150	5 858	6 392	6 971	0.22	0.02	9.33	14.74	**69.74**	**115.06**
Francuska	EPR	1 630	3 860	4 483	5 219	0.05	0.005	9.33	16.00	**56.42**	**92.38**
Njemačka	PWR	1 600	4 102	4 599	5 022	0.00	0.00	9.33	8.80	**49.97**	**82.64**
Mađarska	PWR	1 120	5 198	5 632	6 113	1.77	2.18	8.77	29.79/29.84	**81.65**	**121.62**
Japan	ABWR	1 330	3 009	3 430	3 940	0.13	0.01	9.33	16.50	**49.71**	**76.46**
Koreja	OPR-1000	954	1 876	2 098	2 340	0.09	0.01	7.90	10.42	**32.93**	**48.38**
	APR-1400	1 343	1 556	1 751	1 964	0.07	0.01	7.90	8.95	**29.05**	**42.09**
Nizozemska	PWR	1 650	5 105	5 709	6 383	0.20	0.02	9.33	13.71	**62.76**	**105.06**
Slovačka	VVER 440/ V213	954	4 261	4 874	5 580	0.16	0.02	9.33	19.35/16.89	**62.59**	**97.92**
Švicarska	PWR	1 600	5 863	6 988	8 334	0.29	0.03	9.33	19.84	**78.24**	**136.50**
	PWR	1 530	4 043	4 758	5 612	0.16	0.01	9.33	15.40	**57.83**	**96.84**
SAD	Advanced Gen III+	1 350	3 382	3 814	4 296	0.13	0.01	9.33	12.87	**48.73**	**77.39**
OSTATAK SVIJETA											
Brazil	PWR	1 405	3 798	4 703	5 813	0.84	0.84	11.64	15.54	**65.29**	**105.29**
Kina	CPR-1000	1 000	1 763	1 946	2 145	0.08	0.01	9.33	7.10	**29.99**	**44.00**
	CPR-1000	1 000	1 748	1 931	2 128	0.08	0.01	9.33	7.04	**29.82**	**43.72**
	AP-1000	1 250	2 302	2 542	2 802	0.10	0.01	9.33	9.28	**36.31**	**54.61**
Rusija	VVER-1150	1 070	2 933	3 238	3 574	0.00	0.00	4.00	16.74/16.94	**43.49**	**68.15**

Tablica 3.16.Ukupan LCOE i njegove komponente u 2010. godini za primjere NE u OECD zemljama i ostatku svijeta uz diskontne stope od 5% i 10%

U 2015. godini LCOE troškovi za nuklearne elektrane nešto su veći nego u 2010. godini. To je i vidljivo iz slike 3.41. Iako je u 2015. manji raspon LCOE-a (zbog manje podataka), po težinskom prosjeku vidljivo je da su LCOE troškovi u 2015. nešto veći, preko 0,11 $/kWh, dok su u 2010. iznosili ispod 0,1 $/kWh. Usporedba je vršena za diskontnu stopu od 10%.



Slika 3.41. . Rasponi LCOE-a za NE u 2010. i 2015. te težinski prosjek LCOE-a [21]

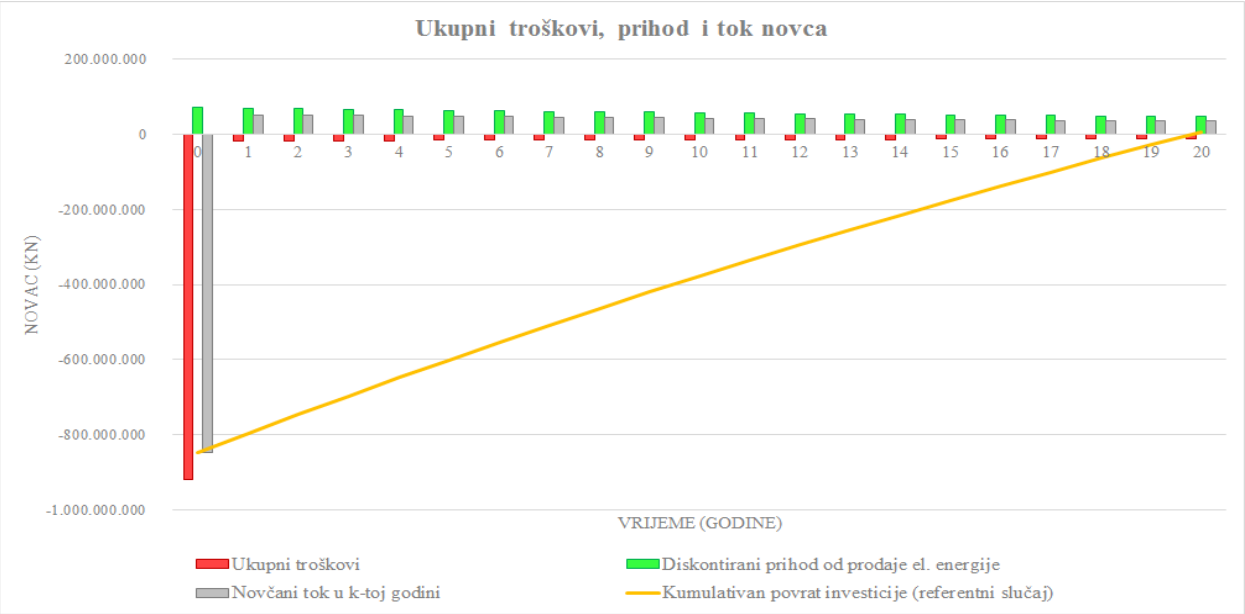
4. ISPLATIVOST PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE U REPUBLICI HRVATSKOJ

Proračun isplativosti proizvodnje električne energije u Republici Hrvatskoj napravljen je metodom neto sadašnje vrijednosti (eng. Net Present Value, NPV) pomoću algoritma u programu Excel i proveden je za primjere četiri elektrane različitih tehnologija a jednake snage od 100 MW. Za svaku elektranu napravljen je izračun ukupne investicije, kao i ukupnih troškova, te je izračunat kumulativan tok novca. Proračun je napravljen za vremensko razdoblje od 20 godina i korišteni su primjeri dvije nekonvencionalne i dvije konvencionalne elektrane. Za nekonvencionalne elektrane odabrane su vjetroelektrane (vjetropark) i fotonaponski sustav, a za konvencionalne elektrane termoelektrana na ugljen i hidroelektrana. U proračunu se koristila prodajna cijena električne energije od 0,35 kn/kWh i diskontna stopa od 5%.

4.1. Proračun isplativosti proizvodnje električne energije za fotonaponski sustav u Republici Hrvatskoj

Proračun isplativosti proizvodnje za FN sustav snage 100 MW napravljen je za tri slučaja: za različite jedinične troškove investicija, za različite tržišne premije i za trajanje iskorištenja instalirane snage. Za referentni slučaj jediničnog troška investicija uzeto je 1200 €/kWp prema [12]. Za tržišnu premiju (dodatak na prodajnu cijenu električne energije) korišteno je 0,25 kn/kWh s obzirom da u ovom trenutku nije definirana posebnim Pravilnikom u skladu s novim Zakonom o OIE [26] u članku 32. Za očekivanu proizvodnju električne energije po kW instalirane snage referentna vrijednost je 1175 kWh/kWp (trajanje iskorištenja instalirane snage) prema [27] što odgovara približno za sunčevu ozračenost na području Slavonije i Baranje. Troškovi upravljanja i održavanja za FN sustave iznose 2% godišnje od ukupne investicije [12].

Slika 4.1. prikazuje ukupne troškove, prihod i godišnji tok novca fotonaponskog sustava s referentnim vrijednostima uz diskontnu stopu od 5%.

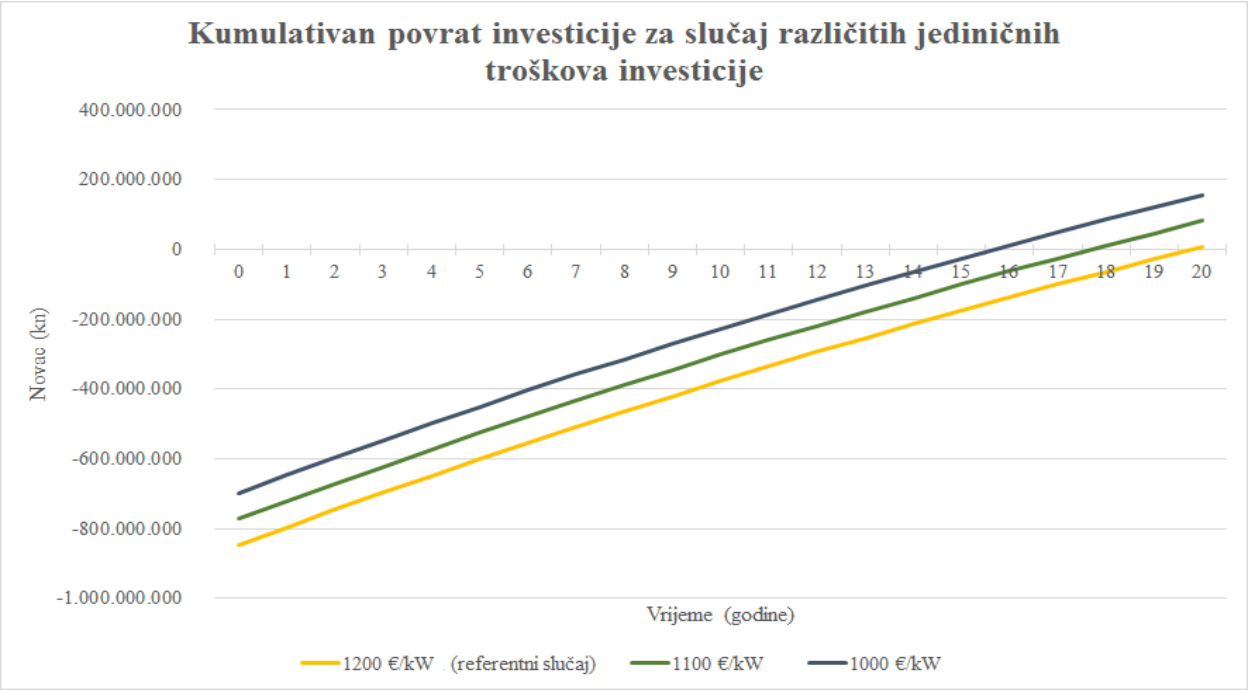


Slika 4.1. Ukupni troškovi, prihod i tok novca FN sustava snage 100 MW u RH

Troškovi FN sustava sastoje se od investicijskih troškova i troškova upravljanja i održavanja. Investicijski troškovi su naravno najveći što za početnu godinu uzrokuje negativan novčani tok, jer su višestruko veći od prihoda. Za ostale godine diskontirani troškovi upravljanja i održavanja iznose 2% od ukupnih investicijskih troškva i mnogo su niži od prihoda. Zbog toga je i novčani tok pozitivan što uzrokuje i povrat investicije nakon 19 godina. Ovaj tok novca koristit će se kao kumulativni za referentne slučajeve u poglavljima 4.1.1.,4.1.2. i 4.1.3..

4.1.1. Povrat investicije FN sustava za slučaj različitih jediničnih troškova investicije

Slika 4.2. prikazuje kumulativan povrat investicije za tri slučaja FN elektrana s različitim jediničnim troškom investicija. Trenutni jedinični trošak investicije za fotonaponske elektrane u RH iznosi 1200 €/kWp što je korišteno kao referentni slučaj. Cijene investicija za FN elektrane u konstantnom su padu već godinama stoga se smatra da će napretkom tehnologije cijene ići još niže, zato su za ostala dva slučaja korištene cijene od 1100 €/kWp i 1000 €/kWp.

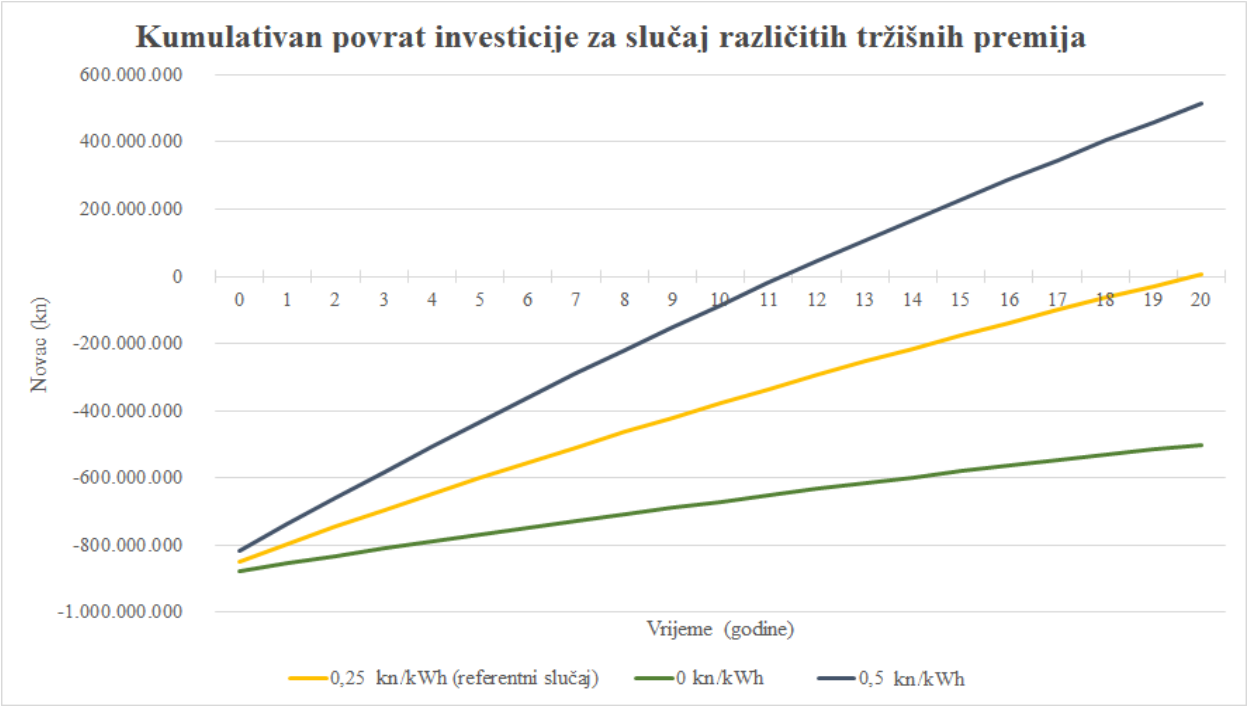


Slika 4.2. Kumulativan povrat investicije za fotonaponski sustav snage 100 MW u RH za slučaj različitih jediničnih troškova investicije

Iz slike 4.2. vidljivo je da je dobit (razlika prihoda od prodaje električne energije i rashoda, tj. troškova) kroz godine približno ista (razlikuje se samo za troškove održavanja koji su 2% investicije, dok nema troškova goriva i vanjskih troškova emisija CO_2 ekvivalenta), a početne investicije su različite. Za referentni slučaj elektrana postaje isplativa početkom 20. godine, za jediničnu investiciju od 1100 kWh/kWp postaje isplativa nakon 18 godina, dok za jediničnu investiciju od 1000 €/kWp elektrana ostvaruje dobit već krajem 16. godine. Treba napomenuti da su ostale varijable postavljene na referentnu vrijednost.

4.1.2. Povrat investicije FN sustava za slučaj različitih tržišnih premija

Slika 4.3. prikazuje kumulativan povrat investicije za tri slučaja FN elektrana s različitim tržišnim premijama, dok su ostale varijable postavljene na referentnu vrijednost. Tržišna premija za velike fotonaponske sustave za 2016. godinu još uvijek nije određena, stoga se za referentni slučaj pretpostavlja tržišna premija od 0,25 kn/kWh. Drugi slučaj prikazuje povrat investicije bez tržišne premije, a treći slučaj s premijom od 0,50 kn/kWh.



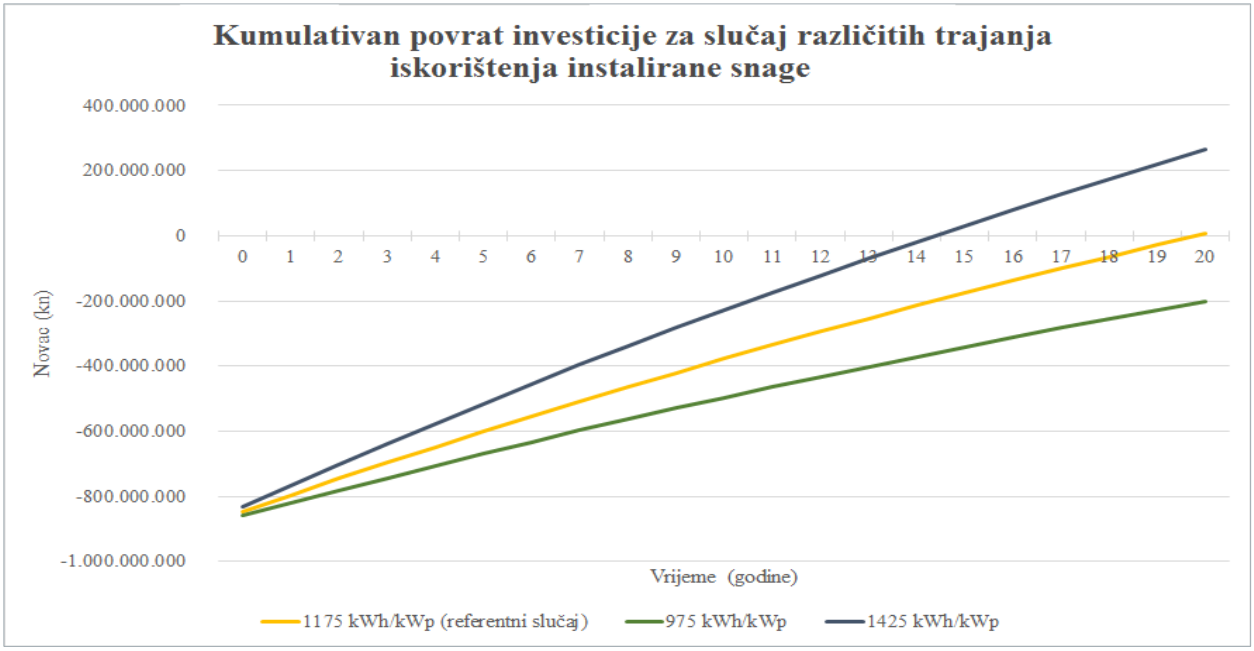
Slika 4.3. Kumulativan povrat investicije za fotonaponski sustav snage 100 MW u RH za slučaj različitih tržišnih premija

Iz slike 4.3. vidljivo je da za referentni slučaj tržišne premije od 0,25 kn/kWh FN sustav postaje isplativ nakon 20 godina rada. U slučaju tržišne premije od 0,50 kn/kWh kumulativan povrat investicije je već sredinom 12. godine, dok bez tržišne premije FN sustav nije isplativ u vremenskom roku od 20 godina no bilježi blagi rast povrata investicije. Vidljiva je iznimna važnost kvalitetnog određivanja tržišne premije prema novom Zakonu o OIE u isplativosti izgradnje svih elektrana na OIE pa tako i fotonaponskih sustava.

4.1.3. Povrat investicije FN sustava za slučaj različitog trajanja iskorištenja instalirane snage

Sunčevo zračenje za Republiku Hrvatsku različito je ovisno o regiji, pa tako i trajanje iskorištenja instalirane snage koje varira od 975 kWh/kWp u Lici pa do 1425 kWh/kWp za jug Dalmacije [27]. Za grad Osijek trajanje iskorištenja instalirane snage iznosi oko 1175 kWh/kWp [27].

Slika 4.4. prikazuje kumulativan povrat investicije za ta tri slučaja različitog trajanja iskorištenja instalirane snage: referentni slučaj od 1175 kWh/kWp, minimalni od 975 kWh/kWp i maksimalni od 1425 kWh/kWp. Ostale varijable postavljene su na referentne vrijednosti.



Slika 4.4. Kumulativan povrat investicije za fotonaponski sustav snage 100 MW u RH za slučaj različitih trajanja iskorištenja instalirane snage

Iz slike 4.4. vidljivo je da se za referentni slučaj od 1175 kWh/kWp povrat investicije postiže nakon 20 godina. Za slučaj minimalnog trajanja iskorištenja instalirane snage u RH fotonaponski sustav nije isplativ u vremenskom razdoblju od 20 godina, ali se bilježi tendencija rasta povrata investicije. Za slučaj maksimalnog trajanja FN sustav postaje isplativ već gotovo nakon 15 godina.

4.1.4. Prikaz povrata investicije promatranih slučajeva FN sustava

Tablica 4.1. prikazuje kumulativan povrat investicije FN sustava nakon 20 godina za sva tri slučaja: za različite jedinične troškove investicija, za različite tržišne premije i za različito trajanje iskorištenja instalirane snage.

SLUČAJ RAZLIČITIH JEDINIČNIH TROŠKOVA INVESTICIJE		
Jedinični trošak investicije (€/kWp)	**Ukupna početna investicija (kn)**	**Kumulativni povrat investicije (kn)**
1200 (referentni)	900.000.000	6.762.116
1100	825.000.000	81.762.116
1000	750.000.000	156.762.116
SLUČAJ RAZLIČITIH TRŽIŠNIH PREMIJA		
Tržišna premija (kn/kW)	**Početni prihod od prodaje (kn/god)**	**Kumulativni povrat investicije (kn)**
0,25 (referentni)	70.500.000	6.762.116
0	41.125.000	-500.592.878
0,5	99.875.000	514.117.109
SLUČAJ RAZLIČITOG TRAJANJA ISKORIŠTENJA INSTALIRANE SNAGE		
Trajanje iskorištenja (kWh/kWp)	**Početni prihod od prodaje (kn/god)**	**Kumulativni povrat investicije (kn)**
1175 (referentni)	70.500.000	6.762.116
975	58.500.000	-200.497.797
1425	85.500.000	265.837.006

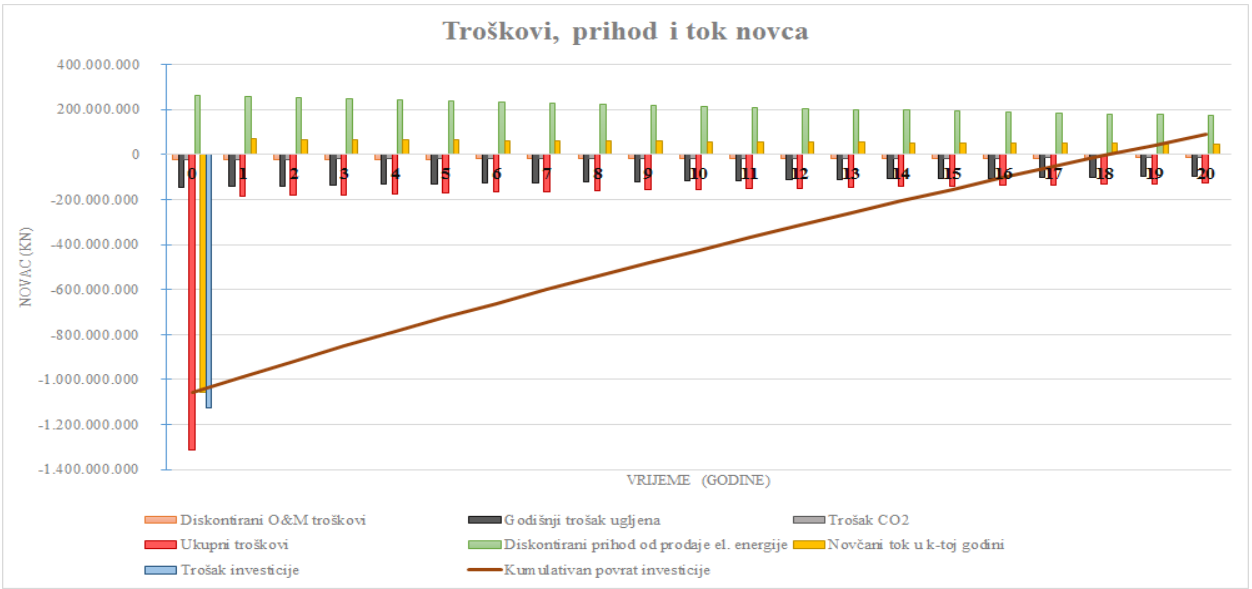
Tablica 4.1. Kumulativni povrat investicije FN sustava snage 100 MW u RH nakon 20 godina

Kod jediničnog troška investicije mijenja se ukupna početna investicija, stoga je ona uvrštena u tablicu, dok je za ostala dva slučaja početna investicija svuda ista, stoga je za njih u tablici prikazan početni prihod od prodaje, koji se mijenja u oba slučaja.

4.2. Proračun isplativosti proizvodnje električne energije za TE na ugljen u Republici Hrvatskoj

Za primjer termoelektrane na ugljen korištena je termoelektrana bez sustava za prikupljanje i skladištenje ugljika (CCS) snage 100 MW. Proračun isplativosti proizvodnje električne energije napravljen je za tri slučaja: za različite faktore iskorištenja vršne snage, za različite cijene ugljena i za različite cijene emisija štetnih plinova (CO_2). Referentni slučaj faktora iskorištenja vršne snage je 85% prema [11]. Cijena ugljena iznosi 375 kn/t prema podacima iz sjevernoeuropskog burzovnog izvješća (Antwerpen-Rotterdam-Amsterdam) od lipnja 2016. [28], a cijene emisija CO_2 ekvivalenta 37 kn/t u skladu s razmatranjima u poglavlju 2.2.6 i prema trenutnoj vrijednosti iz [17]. Od troškova koji se neće mijenjati u proračunu, jedinični investicijski trošak termoelektrane na ugljen postavljen je na 1500 €/kW prema [11], troškovi upravljanja i održavanja iznose 31 kn/MWh prema [11], a emisija CO_2 800 g/kWh [29].

Slika 4.5. prikazuje ukupne i pojedinačne troškove za TE na ugljen, prihod i tok novca kroz vremensko razdoblje od 20 godina za referentni slučaj.



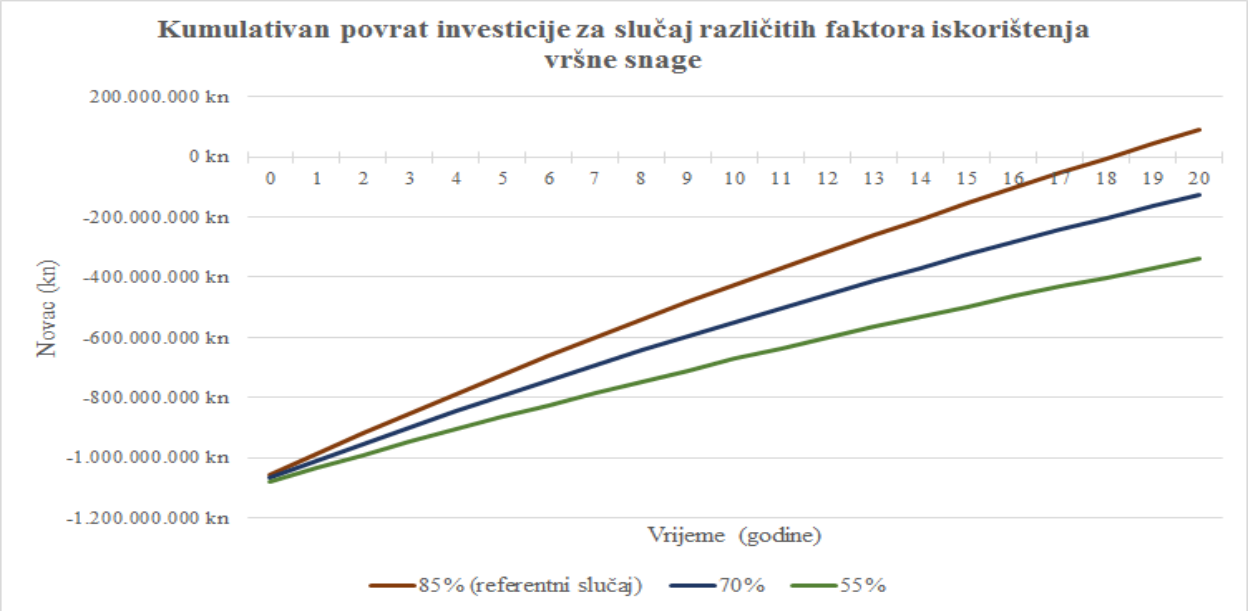
Slika 4.5. Troškovi, prihod i tok novca TE na ugljen snage 100 MW u RH

Slikom 4.5. prikazani su ukupni, ali i pojedinačni troškovi TE na ugljen. Vidljivo je da najveći udio u ukupnim troškovima osim prve godine ima trošak ugljena. Troškovi ugljena u Europi

zapravo su trenutno relativno niski i očekuje se da će ubuduće biti mnogo veći. Također je vidljivo da cijena CO_2 ne igra veću ulogu u ukupnim troškovima TE na ugljen. Međutim, sadašnja cijena emisija CO_2 je izrazito niska i može se očekivati samo njeno drastično povećanje tijekom sljedećih godina. Ovaj tok novca koristit će se kao kumulativni za referentne slučajeve u poglavljima 4.2.1.,4.2.2. i 4.2.3..

4.2.1. Povrat investicije TE na ugljen za slučaj različitih faktora iskorištenja vršne snage

Faktor iskorištenja vršne snage za nove termoelektrane na ugljen iznosi 85% od ukupnog broja sati u godini, dakle 7446 h/godišnje, pa je zbog toga uzet kao referentna vrijednost. Međutim, starije elektrane koje ne rade maksimalan broj sati u godini imaju niži faktor iskorištenja vršne snage. Stoga su za preostala dva slučaja postavljene vrijednosti faktora iskorištenja od 70% i 55%. Slika 4.6. prikazuje kumulativan povrat investicije za slučaj različitih faktora iskorištenja vršne snage, dok su ostali parametri troškova na referentnim vrijednostima.

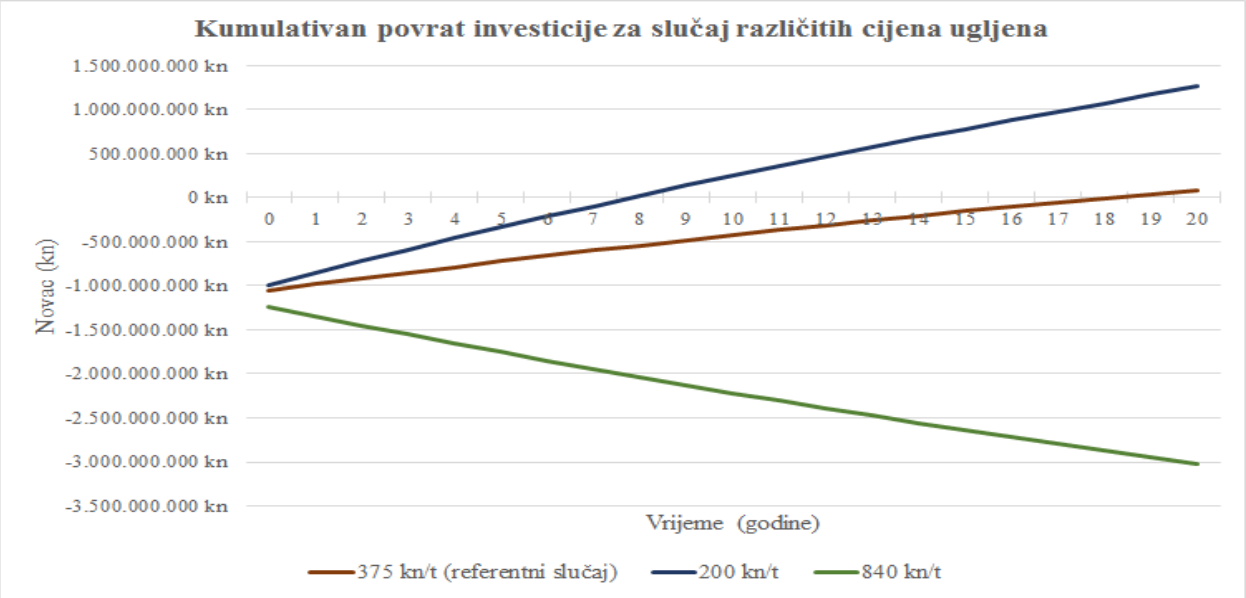


Slika 4.6. Kumulativan povrat investicije TE na ugljen snage 100 MW u RH za različite faktore iskorištenja vršne snage

Iz slike 4.6. vidljivo je da je za referentni slučaj termoelektrana isplativa nakon 18 godina, dok za ostale slučajeve nije isplativa u promatranom razdoblju od 20 godina, ali kumulativan povrat investicije ide u pozitivnom smjeru.

4.2.2. Povrat investicije TE na ugljen za slučaj različitih cijena ugljena

Kao što je već spominjano u ovom radu, cijena ugljena je najbitniji parametar kod proračuna isplativosti proizvodnje električne energije za TE na ugljen i čini najveći dio ukupnog troška. Slika 4.6. prikazuje kumulativan povrat investicije za TE na ugljen za tri slučaja različitih cijena ugljena. Cijena ugljena u Europi u lipnju 2016. iznosila je 375 kn/t, stoga je ta vrijednost postavljena za referentnu. U zadnjih desetak godina maksimalna cijena ugljena u Europi iznosila je oko 840 kn/t, a najniža oko 200 kn/t prema razmatranjima u poglavlju 3.2.1. i [22], stoga su te dvije vrijednosti postavljene za preostala dva slučaja. Ostali parametri postavljeni su na referentne vrijednosti.



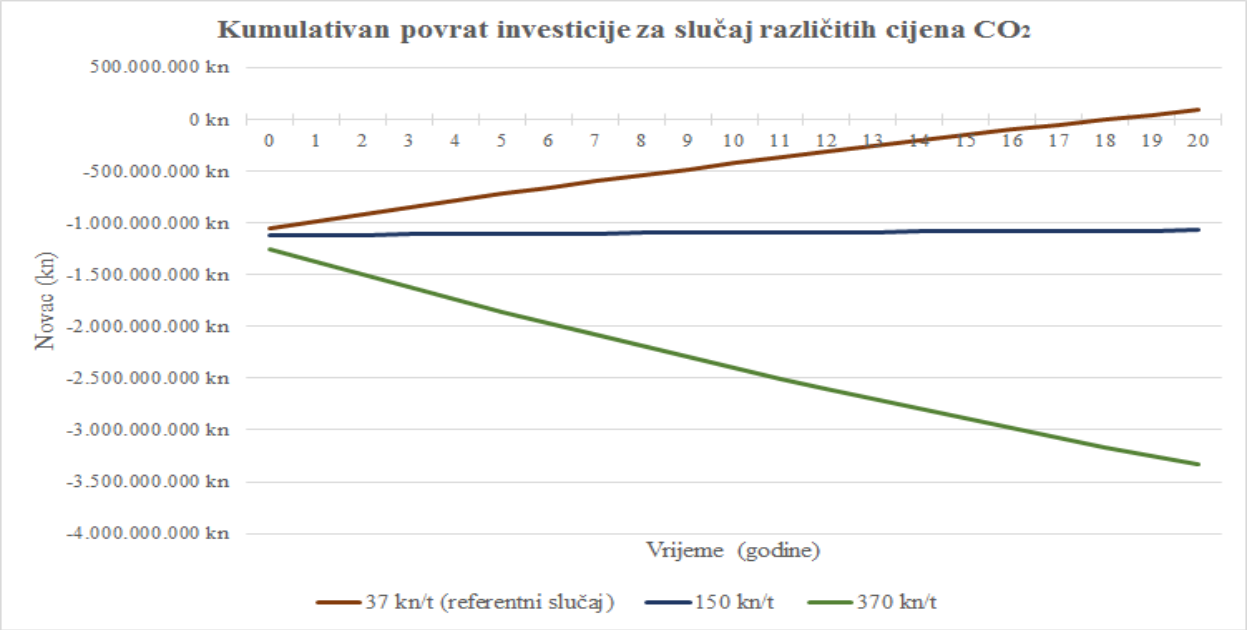
Slika 4.7. Kumulativan povrat investicije TE na ugljen snage 100 MW u RH za slučaj različitih cijena ugljena

Iz slike 4.7. vidljivo je da za referentni slučaj elektrana postaje isplativa nakon 18 godina. Za slučaj cijene ugljena od 840 kn/t termoelektrana je apsolutno neisplativa, dok s cijenom od 200 kn/t postaje isplativa već nakon 8 godina.

4.2.3. Povrat investicije TE na ugljen za slučaj različitih cijena CO_2

Uvođenjem „cap and trade“ sustava u Europu 2005. pokušalo se regulirati tržište emisija štetnih plinova. Međutim, cijena CO_2 pala je s gotovo 30 €/t na rekordno niskih 5 €/t u 2016. godini prema razmatranjima u poglavlju 2.2.6. te prema [17] što je oko 37 kn/t pa je ta vrijednost korištena kao referentna u proračunu. Slika 4.8. prikazuje kumulativan povrat investicije TE na ugljen za tri

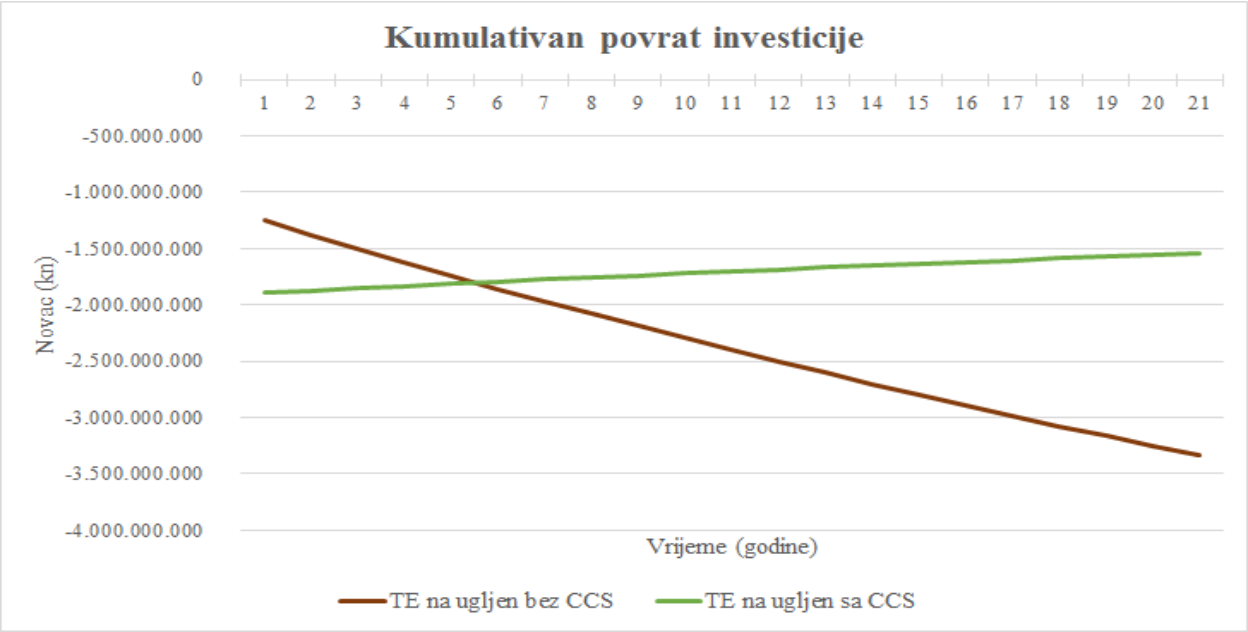
različite cijene CO_2. Osim referentne vrijednosti postavljene vrijednosti za preostala dva slučaja su 150 kn/t i 370 kn/t. Razlog tako visoko postavljenim vrijednostima je u tom što se pretpostavlja da će u bliskoj budućnosti cijena CO_2 drastično rasti kako bi se postiglo smanjenje emisija. Vrijednosti ostalih parametara u proračunu podešene su na referentne vrijednosti.



Slika 4.8. Kumulativan povrat investicije TE na ugljen snage 100 MW u RH za slučaj različitih cijena emisija CO_2

Iz slike 4.8. vidljivo je da je za referentni slučaj kumulativan povrat investicije nakon 18 godina. Za slučaj cijene CO_2 od 150 kn/t elektrana nije isplativa uz gotovo neznatnu tendenciju rasta kumulativnog povrata investicija, a za slučaj cijene CO_2 od 370 kn/t elektrana definitivno nije isplativa jer su ukupni troškovi veći od prihoda.

Iz slike 4.8. vidljivo je da ukoliko se ostvare predviđanja o drastičnom povećanju cijena CO_2 u bliskoj budućnosti, TE na ugljen bez sustava za prikupljanje i skladištenje ugljika (CCS = „Carbon capture and storage“) postaju neisplativa tehnologija proizvodnje električne energije. Slika 4.9. prikazuje usporedbu kumulativnog povrata investicije TE na ugljen bez CCS i TE na ugljen sa CCS za cijenu CO_2 ekvivalenta od 370 kn/t. TE na ugljen sa CCS reduciraju emisiju CO_2 od 70-90% prema [11], stoga je za njihov slučaj korištena emisija CO_2 od 120 g/kWh što je 15% od 800 g/kWh, vrijednosti koja je korištena kao referentna za TE na ugljen bez CCS. Međutim, za primjere dviju elektrana sličnih snaga investicijski troškovi TE na ugljen sa CCS veći su za 50-90% prema [11] pa će biti postavljeni na vrijednost od 2550 €/kWh, što je povećanje od 70%. Također, troškovi upravljanja i održavanja veći su zbog transporta i skladištenja ugljika, stoga su oni postavljeni na vrijednost od 43 kn/kWh prema [11]. TE na ugljen sa CCS također troše nešto više ugljena, što prema primjerima iz [11] rezultira oko 20% većom cijenom ugljena.



Slika 4.9. Kumulativan povrat investicije TE na ugljen bez CCS i TE na ugljen sa CCS snaga 100 MW u RH

Iz slike 4.9. vidljivo je da su za visoke cijene CO_2 koje se očekuju u bliskoj budućnosti isplativije rješenje TE na ugljen sa sustavom za prikupljanje i skladištenje ugljika. Za sadašnje vrlo niske cijene CO_2 isplativije su TE bez CCS jer današnja vrlo niska cijena CO_2 ne utječe u velikoj mjeri na isplativost elektrane.

4.2.4. Prikaz povrata investicije promatranih slučajeva TE na ugljen

Tablica 4.2. prikazuje kumulativan povrat investicije TE na ugljen nakon 20 godina za tri promatrana slučaja: za slučaj različitih faktora iskorištenja vršne snage, za slučaj različitih cijena ugljena i za slučaj različitih cijena CO_2.

SLUČAJ RAZLIČITIH FAKTORA ISKORIŠTENJA VRŠNE SNAGE		
Faktor iskorištenja (%)	**Početni prihod od prodaje**	**Kumulativni povrat investicije (kn)**
85 (referentni)	260.610.000	6.762.116
70	214.620.000	81.762.116
55	168.630.000	156.762.116
SLUČAJ RAZLIČITIH CIJENA UGLJENA		
Cijena ugljena (kn/t)	**Ukupni početni troškovi (kn)**	**Kumulativni povrat investicije (kn)**
375 (referentni)	1.315.319.760	89.029.081
200	1.247.561.160	1.259.332.537
840	1.495.364.040	-3.020.634.391
SLUČAJ RAZLIČITIH CIJENA CO_2		
Cijena CO_2	**Ukupni početni troškovi (kn)**	**Kumulativni povrat investicije (kn)**
37 (referentni)	1.315.319.760	89.029.081
150	1.382.631.600	-1.073.558.090
370	1.513.681.200	-3.337.002.138

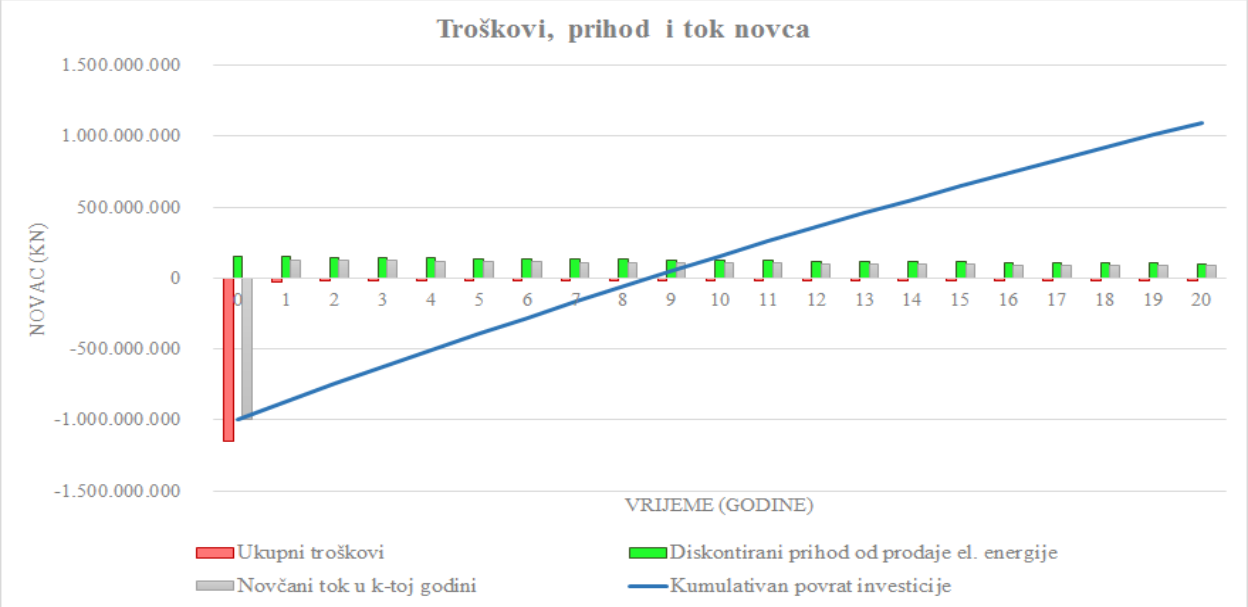
Tablica 4.2. Kumulativan povrat investicije TE na ugljen snage 100 MW u RH nakon 20 godina za tri različita slučaja

Za slučajeve različitih cijena ugljena i CO_2 u tablicu su uvršteni ukupni početni troškovi u koje je uključen i trošak investicije. Kod različitih faktora iskorištenja dolazi i do različitih početnih troškova, ali i različitih prihoda od prodaje električne energije. Stoga je za slučaj različitih faktora iskorištenja uvršten početni prihod od prodaje električne energije kako bi se vidio utjecaj različitog faktora iskorištenja na njega.

4.3. Proračun isplativosti proizvodnje električne energije za hidroelektrane u Republici Hrvatskoj

Za proračun isplativosti proizvodnje električne energije za hidroelektrane u Republici Hrvatskoj koristi se hidroelektrana snage 100 MW. Proračun je napravljen za dva slučaja: različite jedinične investicijske troškove i različite faktore iskorištenja vršne snage. Referentni slučaj za jedinične investicijske troškove iznosi 1500 €/kW, a za faktor iskorištenja 50% prema [12]. Troškovi upravljanja i održavanja za hidroelektrane u Republici Hrvatskoj iznose 2,2% godišnje od ukupne investicije prema [12] u skladu sa razmatranjima u poglavlju 3.1.6.

Slika 4.10. prikazuje ukupne troškove, prihod i tok novca hidroelektrana za referentni slučaj kroz vremensko razdoblje od 20 godina.



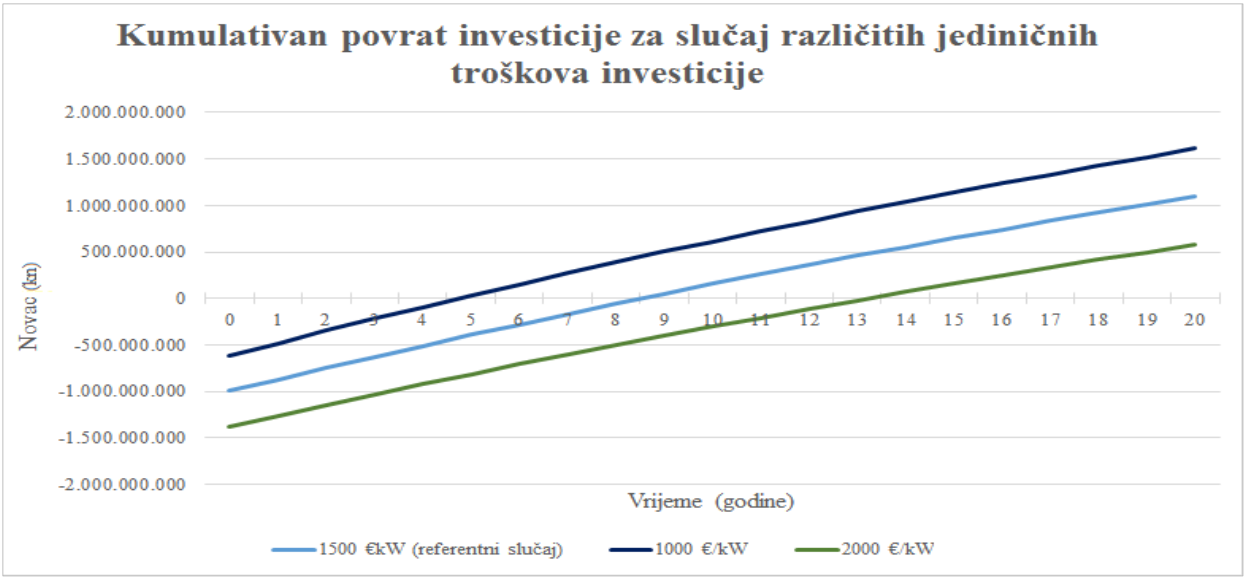
Slika 4.10. Troškovi, prihod i tok novca hidrelektrane snage 100 MW u RH

Iz slike 4.10. vidljivo je kako su troškovi vrlo visoki u prvoj godini. Razlog tomu su vrlo visoki investicijski troškovi. Od druge godine prihod je višestruko veći od troškova, koje čine samo troškovi upravljanja i održavanja. Zato su velike hidroelektrane najisplativija tehnologija

proizvodnje električne energije. Kumulativni tok novca prikazan na slici 4.10. koristiti će se kao referentni za slučajeve u poglavljima 4.3.1. i 4.3.2.

4.3.1. Povrat investicije hidroelektrane za slučaj različitih jediničnih troškova investicije

Kao što je i napisano u teorijskom dijelu rada, jedinični investicijski troškovi za velike hidroelektrane imaju širok raspon cijena, od 1000 €/kW do 3500 €/kW prema [12] ovisno o lokaciji. Slika 4.11. prikazuje rezultat proračuna koji je napravljen za tri različite cijene jediničnog troška investicije: 1500 €/kW koji je korišten za referentni slučaj, 1000 €/kW predstavlja minimum za Republiku Hrvatsku, te 2000 €/kW koji predstavlja nešto zahtjevniji projekt.



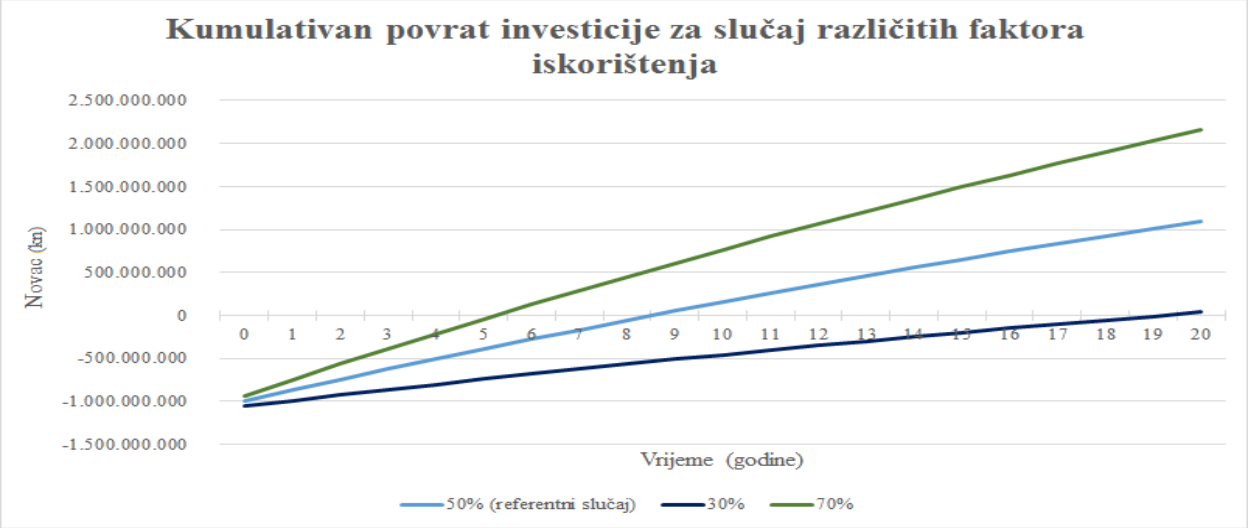
Slika 4.11. Kumulativan povrat investicije hidroelektrane snage 100 MW u RH za slučaj različitih faktora iskorištenja

Iz slike 4.11. vidljivo je da se za referentnu vrijednost jediničnog troška investicije povrat investicije postigne za 9 godina. Za slučaj jediničnog troška investicije od 1000 €/kW povrat investicije postigne se već za 5 godina, a za slučaj jediničnog troška od 2000 €/kW povrat investicije postigne se nakon 13 godina.

4.3.2. Povrat investicije hidroelektrane za slučaj različitih faktora iskorištenja vršne snage

Prosječni faktor iskorištenja za velike hidroelektrane iznosi oko 50%, stoga je ta vrijednost postavljena za referentnu vrijednost. Za druge dvije vrijednosti faktora iskorištenja vršne snage koje će se koristiti odabrane su 30% i 70% kao primjeri minimalnog i maksimalnog faktora iskorištenja hidroelektrane u Republici Hrvatskoj. Slika 4.12. prikazuje kumulativan povrat

investicije hidroelektrane za slučaj tri spomenuta faktora iskorištenja vršne snage. Ostali parametri proračuna postavljeni su na referentnu vrijednost.



Slika 4.12. Kumulativan povrat investicije hidroelektrane snage 100 MW u RH za slučaj različitih faktora iskorištenja

Iz slike 4.12. vidljivo je da sa referentnim faktorom iskorištenja od 50% hidroelektrana postaje isplativa nakon 9 godina, sa faktorom iskoštenja od 30% elektrana postaje isplativa tek nakon 20 godina, a za faktor iskorištenja od 70% elektrana povrat investicije postigne se već nakon 5 godina.

4.3.3. Prikaz povrata investicije promatranih slučajeva hidroelektrane

Tablica 4.3. prikazuje kumulativan povrat investicije za slučajeve različitih jediničnih troškova investicije, te za slučaj različitih faktora iskorištenja vršne snage hidroelektrane u RH.

SLUČAJ RAZLIČITIH JEDINIČNIH TROŠKOVA INVESTICIJE		
Jedinični trošak investicije (€/kWp)	**Ukupna početna investicija (kn)**	**Kumulativni povrat investicije (kn)**
1500 (referentni)	1.125.000.000	1.095.271.809
1000	750.000.000	1.612.762.998
2000	1.500.000.000	577.780.619
SLUČAJ RAZLIČITIH FAKTORA ISKORIŠTENJA VRŠNE SNAGE		
Faktor iskorištenja (%)	**Početni prihod od prodaje (kn/god)**	**Kumulativni povrat investicije (kn)**
50 (referentni)	153.300.000	1.095.271.809
30	91.980.000	36.173.658
70	214.620.000	2.154.369.960

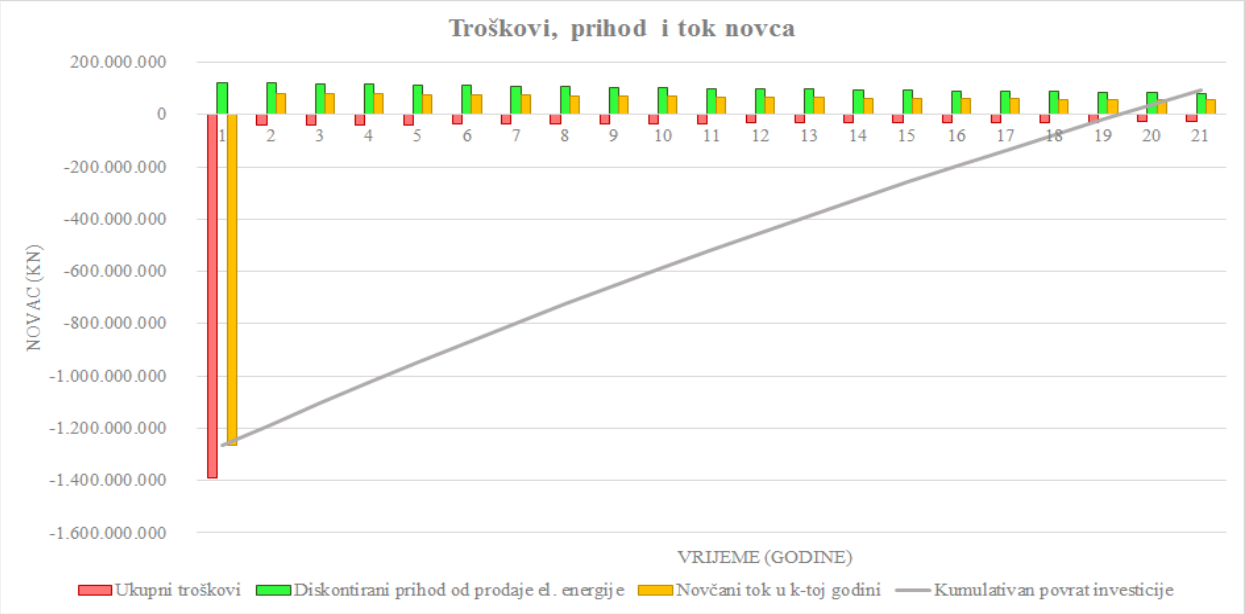
Tablica 4.3. Kumulativan povrat investicije hidroelektrane snage 100 MW u RH nakon 20 godina za dva različita slučaja

Za slučaj različitih jediničnih troškova investicije u tablicu su uvrštene vrijednosti ukupne početne investicije koja se mijenja ovisno o jedinčnom trošku investicije. Za slučaj različitih faktora iskorištenja vršne snage čija vrijednost utječe na ukupne troškove, ali i prihod, za prikaz u tablici 4.3. odabran je početni prihod.

4.4. Proračun isplativosti proizvodnje električne energije za vjetroelektrane u Republici Hrvatskoj

Za proračun isplativosti proizvodnje električne energije iz vjetroelektrana u Republici Hrvatskoj korišten je primjer vjetroparka snage 100 MW. Proračun je napravljen za tri slučaja: za različite jedinične troškove investicije, za različite tržišne premije, te za različite faktore iskorištenja vršne snage. Za referentni slučaj jediničnog troška investicije korištena je vrijednost od 1800 €/kW, a za faktor iskorištenja vršne snage 27% prema [12]. Za tržišnu premiju pretpostavljena je vrijednost 0,175 kn/kWh s obzirom da u ovom trenutku nije definirana posebnim Pravilnikom u skladu s novim Zakonom o OIE [26] u članku 32. Troškovi upravljanja i održavanja nisu mijenjani i iznose 3% godišnje od ukupne investicije prema [12].

Slika 4.13. prikazuje ukupne troškove, prihod i tok novca vjetroelektrane za referentni slučaj kroz vremensko razdoblje od 20 godina.

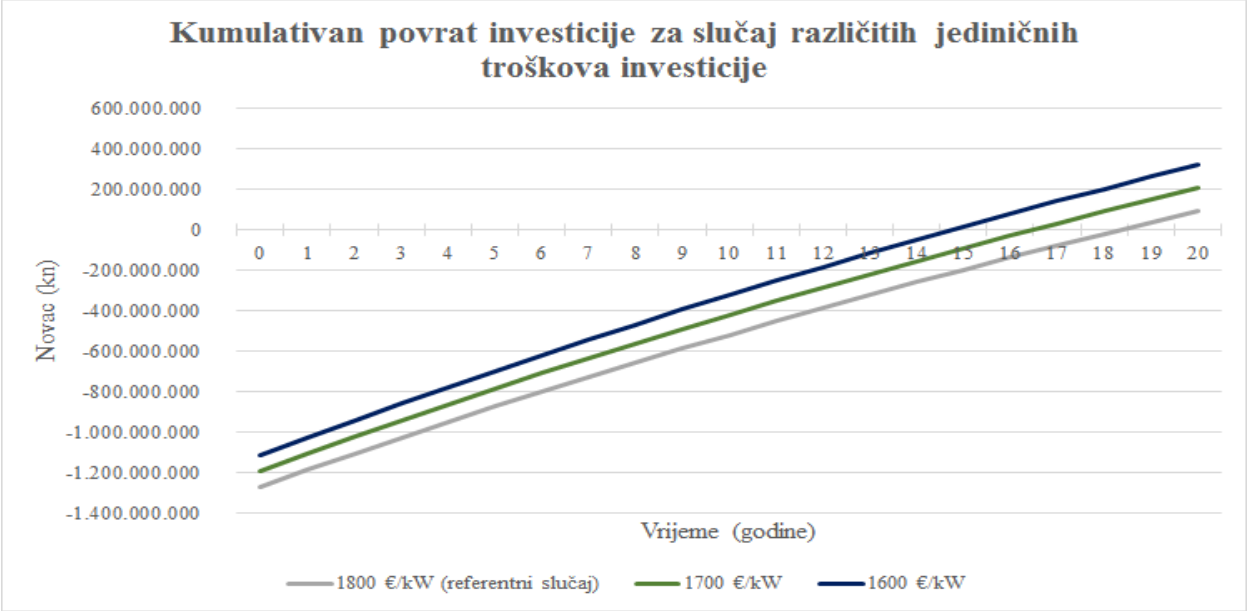


Slika 4.13. Troškovi, prihod i tok novca vjetroelektrane snage 100 MW u RH

Iz slike 4.13. vidljivo je da su u prvoj godini ukupni troškovi vrlo visoki zbog investicijskih troškova, a nadalje su višestruko niži od prihoda. Osim prve godine kada se u ukupne troškove ubrajaju i investicijski troškovi, u ostalim godinama ukupne troškove vjetroelektrana čine samo troškovi upravljanja i održavanja. Kumulativni tok novca prikazan na slici 4.13. koristiti će se kao referentni za slučajeve u poglavljima 4.4.1., 4.4.2. i 4.4.3.

4.4.1. Povrat investicije vjetroelektrane za slučaj različitih jediničnih troškova investicije

Jedinični investicijski troškovi za vjetroelektrane kreću se u velikom rasponu što je i prikazano u teorijskom dijelu rada. Za Republiku Hrvatsku prosječni jedinični investicijski trošak kreće se oko 1800 €/kW što je korišteno za referentni slučaj u proračunu. Kao i kod fotonaponskog sustava, zbog napretka tehnologije u budućnosti se očekuje daljnje smanjenje jediničnog troška investicije. Iz tog razloga, u proračun su uvrštena još dva slučaja, u jednom jedinični investicijski trošak iznosi 1700 €/kW, a u drugom 1600 €/kW. Slika 4.14. prikazuje kumulativan povrat investicije za ta tri slučaja.

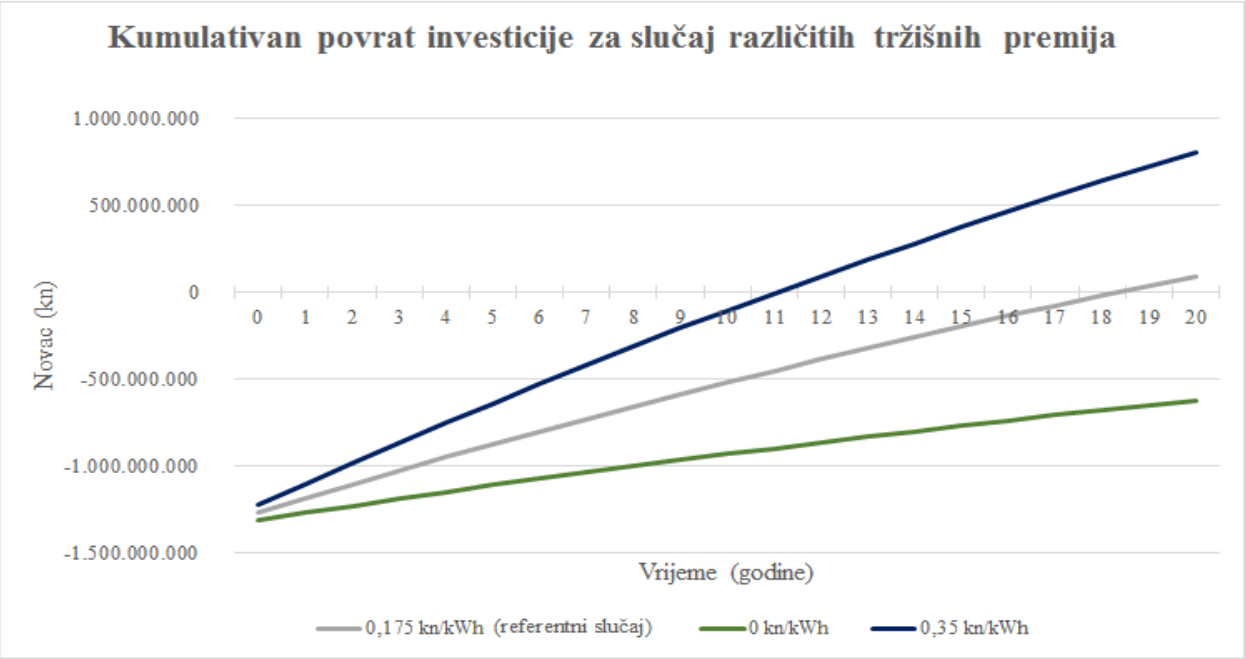


Slika 4.14. Kumulativan povrat investicije vjetroelektrane snage 100 MW u RH za slučaj različitih jediničnih troškova investicije

Za referentni slučaj jediničnog troška investicije povrat investicije ostvari se nakon 19 godina. Za slučaj jediničnog troška investicije od 1700 €/kW povrat investicije ostvari se nakon 17 godina, a za jedinični trošak od 1600 €/kW nakon 15 godina.

4.4.2. Povrat investicije vjetroelektrane za slučaj različitih tržišnih premija

Slika 4.15. prikazuje kumulativan povrat investicije za tri slučaja vjetroelektrana s različitom tržišnom premijom. Kao i za fotonaponske sustave, tržišna premija za vjetroelektrane za 2016. godinu još nije određen posebnim Pravilnikom u skladu s novim Zakonom o OIE [26] u članku 32. Stoga se za referentni slučaj pretpostavlja tržišna premija od 0,175 kn/kWh. Drugi slučaj prikazuje povrat investicije bez tržišne premije, a treći slučaj s premijom od 0,35 kn/kWh.

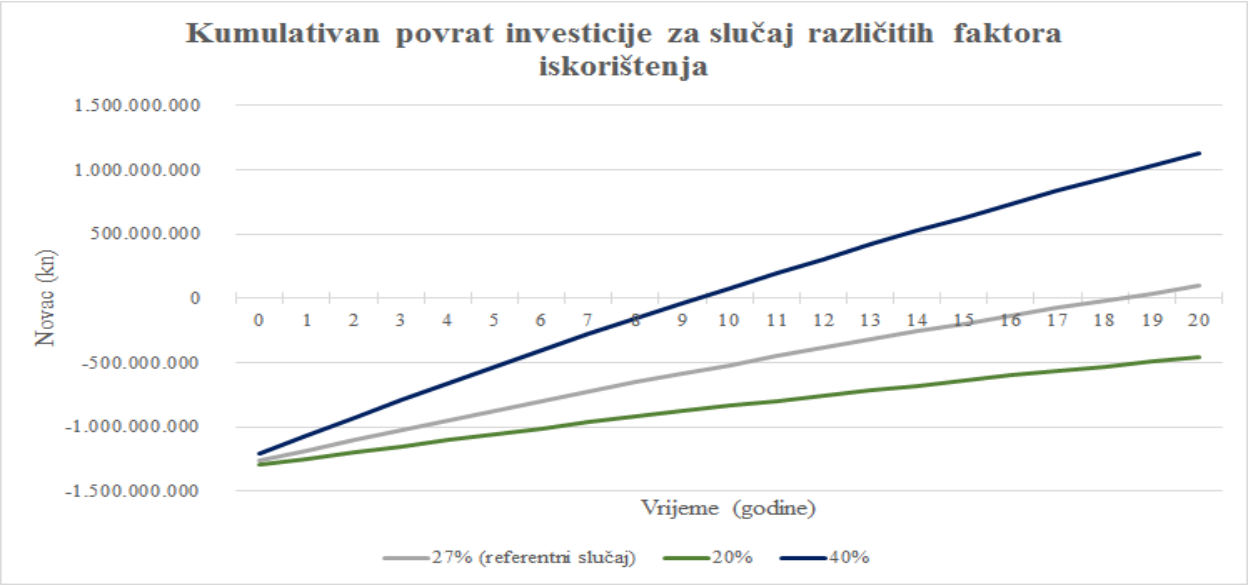


Slika 4.15. Kumulativan povrat investicije vjetroelektrane snage 100 MW u RH za slučaj različitih tržišnih premija

Na slici 4.15. vidljivo je da je za referentni slučaj vjetroelektrana isplativa nakon 19 godina, za slučaj bez tržišne premije nije isplativa u 20 godina, no kumulativan povrat investicije ima blagu tendenciju rasta. Za slučaj tržišnog dodatka od 0,35 kn/kWh vjetroelektrana postaje isplativa nakon 11 godina. Kod vjetroelektrana je kao i kod fotonaponskog sustava vidljiva iznimna važnost kvalitetnog određivanja tržišne premije prema novom Zakonu o OIE.

4.4.3. Povrat investicije vjetroelektrane za slučaj različitih faktora iskorištenja vršne snage

Prosječni faktor iskorištenja za vjetroelektrane u Republici Hrvatskoj iznosi 27%. Međutim, razlog tomu je što su vjetroelektrane u RH zasad instalirane samo na područjima s izrazito povoljnim uvjetima vjetra. Za ostatak Hrvatske takve vjetroelektrane bi imale znatno niži faktor iskorištenja. S druge strane, napredak tehnologije omogućava vjetroelektrane s većim promjerima lopaticama, višim položajem rotora, te modernim generatorima koje teoretski postižu faktor iskorištenja čak 40%. Slika 4.16. prikazuje kumulativan povrat investicije vjetroelektrane za slučaj različitih faktora vršne snage. Za referentni faktor iskorištenja postavljen je faktor od 27%, a za preostala dva slučaja faktori iskorištenja od 20% i 40%.



Slika 4.16. Kumulativan povrat investicije vjetroelektrane snage 100 MW u RH za slučaj različitih faktora iskorištenja

Na slici 4.16. vidljivo je da je elektrana za referentnu vrijednost faktora iskorištenja isplativa za 19 godina. Kod faktora iskorištenja od 20% elektrana nije isplativa u 20 godina, međutim povrat investicije ima blagi rast. Za slučaj faktora iskorištenja od 40% kumulativan povrat investicije postigne se nakon nešto više od 9 godina. Ovim slučajem prikazana je važnost izbora lokacije za izgradnju vjetroelektrane.

4.4.4. Prikaz povrata investicije promatranih slučajeva vjetroelektrane

Tablica 4.4. prikazuje kumulativan povrat investicije vjetroelektrane za slučajeve različitih jediničnih troškova investicija, različitih tržišnih dodataka, te različitih faktora iskorištenja.

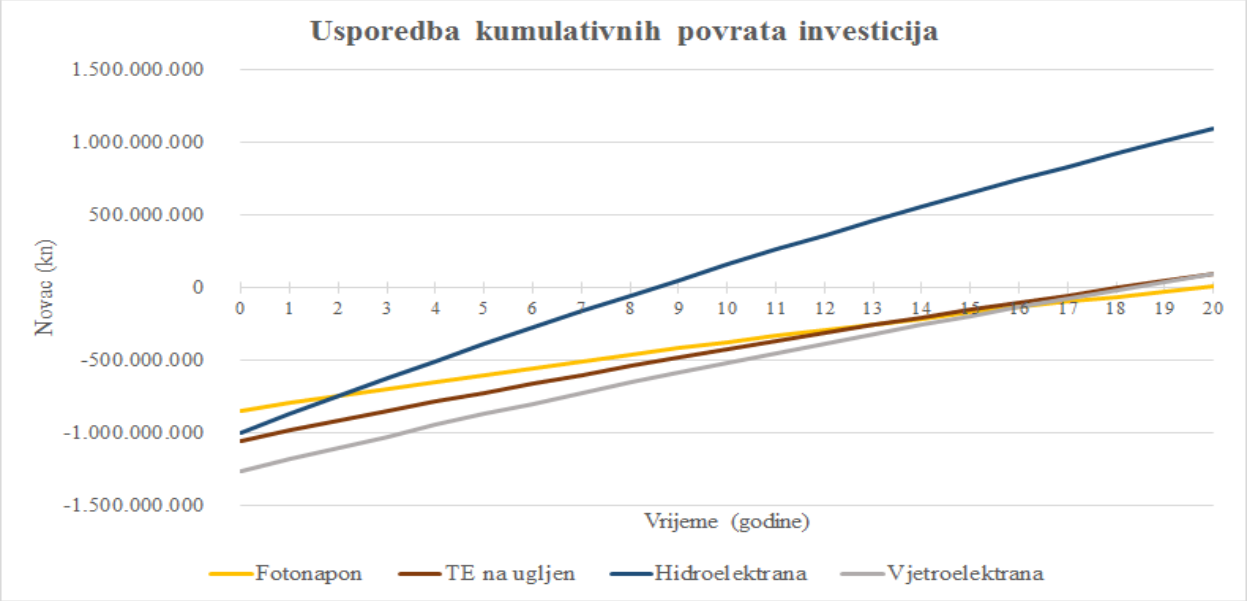
SLUČAJ RAZLIČITIH JEDINIČNIH TROŠKOVA INVESTICIJE		
Jedinični trošak investicije (€/kWp)	**Ukupna početna investicija (kn)**	**Kumulativni povrat investicije (kn)**
1800 (referentni)	1.350.000.000	95.171.552
1700	1.275.000.000	209.032.786
1600	1.200.000.000	322.894.019
SLUČAJ RAZLIČITIH TRŽIŠNIH PREMIJA		
Tržišna premija (kn/kWh)	**Početni prihod od prodaje (kn/god)**	**Kumulativni povrat investicije (kn)**
0,175 (referentni)	124.173.000	95.171.552
0	82.782.000	-619.719.700
0,35	165.564.000	810.062.804
SLUČAJ RAZLIČITIH FAKTORA ISKORIŠTENJA VRŠNE SNAGE		
Faktor iskorištenja (%)	**Početni prihod od prodaje (kn/god)**	**Kumulativni povrat investicije (kn)**
27% (referentni)	124.173.000	95.171.552
20	91.980.000	-460.854.977
40	183.960.000	1.127.792.250

Tablica 4.4. Kumulativan povrat investicije vjetroelektrane snage 100 MW nakon 20 godina za tri različita slučaja u RH

Za različite jedinične troškove investicije u tablicu je uvrštena i ukupna početna investicija koja se mijenja promjenom jediničnog troška. Za tržišni dodatak i faktor iskorištenja u tablici je prikazan prihod prve godine od prodaje električne energije.

4.5. Usporedba rezultata proračuna isplativosti elektrana u Republici Hrvatskoj

Slika 4.17. prikazuje usporedbu kumulativnog povrata investicije za četiri primjera elektrana snage 100 MW u RH za koje je rađen proračun isplativosti električne energije.



Slika 4.17. Kumulativan povrat investicije za primjere četiri elektrane jednake snage 100 MW u Republici Hrvatskoj

Iz slike 4.17. vidljivo je da je hidroelektrana daleko najisplativija sa više od 1 000 000 000 kn profita u 20 godina, slijede ju vjetroelektrana i TE na ugljen, a najmanje isplativ je FN sustav. Što se tiče troškova investicije, najveći ima vjetroelektrana, zatim TE na ugljen, hidroelektrana, a najmanji FN sustav. Slika 4.17. potvrđuje teorijski dio rada prikazujući hidroelektranu kao daleko najisplativiju tehnologiju proizvodnje električne energije. Također, kao što je spominjano u teorijskom dijelu rada, vjetroelektrana uz tržišni dodatak od 0,175 kn/kWh stoji uz bok TE na ugljen po povratu investicije, dok je FN sustav još uvijek jedva isplativ kroz 20 godina uz referentni tržišni dodatak od 0,25 kn/kWh.

Pri tome je važno naglasiti da se radi samo o usporedbi referentnih slučajeva koji su podložni svim rizicima promjena investicijskih troškova, prodajne cijene električne energije, tržne premije, cijene ugljena i emisija, a što je prikazano u prethodnim poglavljima.

Tablica 4.5. prikazuje trošak investicije, godinu povrata investicije, te profit elektrana snage 100 MW u Republici Hrvatskoj nakon 20 godina za referentne slučajeve elektrana.

FOTONAPONSKI SUSTAV		
Trošak investicije (kn)	**Vrijeme povrata investicije (god)**	**Profit nakon 20 godina (kn)**
900.000.000	20	6.762.116
TERMOELEKTRANA NA UGLJEN		
Trošak investicije (kn)	**Vrijeme povrata investicije (god)**	**Profit nakon 20 godina (kn)**
1.125.000.000	18	89.029.081
HIDROELEKTRANA		
Trošak investicije (kn)	**Vrijeme povrata investicije (god)**	**Profit nakon 20 godina (kn)**
1.125.000.000	9	1.100.000.000
VJETROELEKTRANA		
Trošak investicije (kn)	**Vrijeme povrata investicije (god)**	**Profit nakon 20 godina (kn)**
1.350.000.000	19	95.171.552

Tablica 4.5. Troškovi investicije, godine povrata investicije i profiti četiri elektrane različitih tehnologija snage 100 MW u RH

5. ZAKLJUČAK

Osnovni zadatak ovog rada bio je prikazati isplativost proizvodnje električne energije za različite elektrane uzimajući u obzir sve troškove i prihode kao i s tim povezanim rizicima i analizom osjetljivosti. Nakon teorijskog dijela u kojem su detaljno analizirani troškovi (rashodi), izvršen je proračun isplativosti proizvodnje električne energije za neke od najzastupljenijih tehnologija u Republici Hrvatskoj. Za proračunavanje troškova proizvodnje električne energije koristi se LCOE (Levelized Cost of Electricity) metoda, a za proračun isplativosti izgradnje elektrana metoda neto sadašnje vrijednosti NPV (Net Present Value) tijekom životnog vijeka.

Iz diplomskog rada vidljivo je kako isplativost uvelike ovisi o položaju elektrane, cijeni radne snage, cijenama goriva, cijenama emisija štetnih plinova, cijenama dekomisije, politici, inflaciji, itd.

Konvencionalne elektrane još uvijek zauzimaju veći udio u proizvodnji električne energije. Velike hidroelektrane već neko vrijeme su najisplativija dostupna tehnologija za proizvodnju električne energije s obzirom na relativno niske investicije, a istovremeno zanemarive troškove pogona i održavanja, bez emisija CO_2 ekvivalenta, te uz srednji faktor iskorištenja vršne snage. TE na ugljen kao jedna od najstarijih tehnologija ima visok faktor iskorištenja, međutim i vrlo štetan utjecaj na okoliš. Podložne su visokom riziku od promjena cijena ugljena i CO_2 emisija, a koji se mogu smanjiti primjenom CCS tehnologije. Slično tomu, plinske termoelektrane uvelike su ovisne o cijenama plina, koje mogu biti dosta nestabilne, osobito u Europi. Nuklearne elektrane imaju problem odlaganja otpada unatoč najvećem stupnju iskorištenja, smanjenom riziku od cijena goriva, te bez troškova emisija.

Kod nekonvencionalnih elektrana vjetroelektrane su trenutno najkonkurentnije, iako još uvijek imaju dosta prostora za razvoj tehnologije i očekivano smanjenje troškova investicija uz istovremeni porast faktora iskorištenja vršne snage porastom instalirane snage vjetroagregata. Fotonaponski sustavi imaju nizak faktor iskorištenja, ali se napretkom tehnologije investicijski troškovi smanjuju, a stupanj djelovanja povećava. Ipak, i dalje su skup način proizvodnje električne energije i nadalje ovisan o poticajima ili tržišnoj premiji. Elektrane na biomasu su vrlo korisne kao manje distributivne elektrane, ali uvelike ovise o cijenama goriva. Solarne elektrane s koncentričnim kolektorima i geotermalne elektrane zasad nisu prava konkurencija ostalim tehnologijama.

Iz rada se može zaključiti da su u današnje vrijeme neke od nekonvencionalnih elektrana vrlo konkurentne u isplativosti proizvodnje električne energije i postaju bitan faktor elektroenergetskog sustava. Osim velikih hidroelektrana, udio konvencionalnih elektrana u ukupnoj proizvodnji električne energije konstantno pada. Svijest o zaštiti okoliša i nestabilne cijene energenata uzrok su sve manjom izgradnjom novih termoelektrana, pa čak i zatvaranjem nekih od postojećih. Zbog problema odlaganja radioaktvinog otpada, te bojazni od nuklearne nesreće i nuklearne elektrane zauzimaju sve manji udio ukupne proizvodnje električne energije u svijetu. S druge strane, napretkom tehnologije investicijski troškovi fotonapona i vjetroelektrana u konstantnom su padu, što osobito vjetroelektrane u današnje vrijeme čini vrlo konkurentnom tehnologijom što je u ovom radu i prikazano.

6. LITERATURA

[1] Fraunhofer ISE, „Levelized Cost of Electricity; Renewable Energy Technologies“, Njemačka, studeni 2013.

[2] http://www.poslovni.hr/leksikon/cista-sadasnja-vrijednost-118 (posjećeno: 16. 06. 2016.)

[3] http://www.investopedia.com/terms/d/discountrate.asp (posjećeno: 16.06. 2016.)

[4] Bahtijarević – Šiber, Sikavica, „Leksikon menedžmenta“, Masmedia, Zagreb, 2001.

[5] http://thegrid.rexel.com/en-us/energy_efficiency/w/solar_renewable_and_energy_efficiency/92/the-levelized-cost-of-electricity-definition-and-example (posjećeno: 17. 06. 2016.)

[6] http://www.pveducation.org/node/711 (posjećeno: 17. 06. 2016.)

[7] http://e-nable.eu/levelized-cost-of-electricity/ (posjećeno 17. 06. 2016.)

[8] VGB PowerTech e.V., „Levelised Cost of Electricity, LCOE 2015.“, Essen (Njemačka), 2015.

[9] Danish Energy Agency, „Levelized cost of energy, LCOE calculator“, Kopenhagen, 2015.

[10] IEA, „Key World Energy Statistics“, Paris, 2015.

[11] IEA, „Projected Costs of Generating Electricity 2010. edition“, OECD publications, 2010.

[12] IRENA, „Renewable Power Generation Costs in 2014“, 2015.

[13] http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes/ (posjećeno: 24.08. 2016.)

[14] https://www.weforum.org/agenda/2015/11/what-are-europes-biggest-sources-of-carbon-emissions/ (posjećeno: 22. 08. 2016.)

[15] http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet_ets_en.pdf (posjećeno: 22. 08. 2016.)

[16] http://www.jjasonmitchell.com/cop21/ (posjećeno: 22. 08. 2016.)

[17] http://www.investing.com/commodities/carbon-emissions (posjećeno: 10. 10. 2016.)

[18] http://www.gwec.net/global-figures/graphs/ (posjećeno: 15. 10. 2016.)

[19] https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2016/7201-costs-decom-npp.pdf (posjećeno: 11. 10. 2016.)

[20] http://www.intechopen.com/books/crystalline-silicon-properties-and-uses/life-cycle-assessment-of-pv-systems (posjećeno: 25. 10. 2016.)

[21] IEA, „Projected Costs of Generating Electricity 2015. edition; Executive summary“, OECD publications, 2015.

[22] http://www.tradingeconomics.com/commodity/coal (posjećeno: 28. 10. 2016.)

[23]https://www.iea.org/media/presentations/150831_ProjectedCostsOfGeneratingElectricity_Presentation.pdf (posjećeno: 28. 10. 2016.)

[24] http://www.businessinsider.com/natural-gas-price-divergence-2014-9 (posjećeno: 03.11. 2016.)

[25] Prof. dr. sc. Damir Šljivac, „Ekonomika EES: predavanje“, Elektrotehnički fakultet Osijek, Zavod za elektroenergetiku, 2014.

[26] http://www.zakon.hr/z/827/Zakon-o-obnovljivim-izvorima-energije-i-visokou%C4%8Dinkovitoj-kogeneraciji (posjećeno: 12. 11. 2016.)

[27] http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eu_cmsaf_opt/G_opt_HR.png (posjećeno: 12. 11. 2016.)

[28] EURACOAL, „Market report 2/2016“, listopad 2016.

[29] http://www.world-nuclear.org/nuclear-basics/greenhouse-gas-emissions-avoided.aspx (posjećeno: 16. 11. 2016.)

7. SAŽETAK

Diplomski rad pod nazivom „Analiza isplativosti proizvodnje električne energije“ podijeljen je na teorijski i praktični dio. U teorijskom dijelu se upoznaje sa vrstama troškova i metodama izračuna troškova, te se vrši pregled troškova proizvodnje električne energije za nekonvencionalne i konvencionalne elektrane. Praktični dio je proračun isplativosti proizvodnje električne energije za četiri različite tehnologije u Republici Hrvatskoj.

Ključne riječi:

Električna energija, isplativost, cijena, proizvodnja, troškovi, LCOE, NPV, investicijski troškovi, kapitalni troškovi, troškovi goriva, troškovi upravljanja i održavanja, diskontna stopa, emisije, dekomisija, vjetroelektrane, fotonapon, solarne elektrane, elektrane na biomasu, geotermalne elektrane, hidroelektrane, termoelektrane na ugljen, termoelektrane na plin, nuklearne elektrane, faktor iskorištenja, tok novca

SUMMARY

Diploma paper titled „Analysis of profitability of electricity generation“ is divided into teoretical and practical part. The teoretical part consists of introducing with types of costs and methods of calculating costs and performing review of costs of electricity generation for unconventional and conventional power plants. Practical part is estimate of profitability of electricity generation for four different technologies in Republic of Croatia.

Key words:

Electrical energy, profitability, price, generation, costs, LCOE, NPV, investment costs, capital costs, fuel costs, operation and maintenance costs, discount rate, emissions, decommissioning, wind power plants, photovoltaics, solar power plants, biomass power plants, geothermal power plants, hydro power plants, coal power plants, gas power plants, nuclear power plants, capacity factor, solar potential, cash flow

8. ŽIVOTOPIS

Antonio Šarić rođen je u Vinkovcima 02. kolovoza 1991. godine. Živi u Vođincima gdje je pohađao osnovnu školu. Zbog interesa za matematiku i fiziku nakon završetka osnovne škole upisuje prirodoslovno – matematičku gimnaziju Matije Antuna Reljkovića u Vinkovcima.

Nakon završetka srednjoškolskog obrazovanja, 2010. godine upisuje se na Elektrotehnički fakultet u Osijeku na Sveučilištu Josipa Jurja Strossmayera. Na drugoj godini studiranja opredjeljuje se za smjer elektroenergetiku.

Godine 2014. završava preddiplomski studij i upisuje diplomski studij Elektrotehničkog fakulteta u Osijeku.