



# Analiza koristi i troškova

## TE Plomin C

Izrađivač: Društvo za oblikovanje održivog razvoja  
Trg kralja Petra Krešimira IV. 2, Zagreb

Autorice:  
Dr.sc. Ana-Maria Boromisa  
Dr.sc. Maja Božičević Vrhovčak  
Ivana Rogulj, dipl.ing.

Naručitelj: Zelena akcija  
Frankopanska 1, Zagreb

Zagreb, veljača 2016.

## **SAŽETAK**

Provedena je analiza troškova i koristi ulaganja u novi blok Termoelektrane Plomin, tzv. Plomin C kojоj je cilj dvojak: poslužiti kao podloga za otvorenu i argumentiranu raspravu o tom ulaganju te ujedno služiti kao predložak za stručne podloge svih rasprava o energetskim investicijama povezanim s poduzećima u javnom vlasništvu odnosno u vlasništvu svih građana. Vlasnici žele i imaju pravo znati pod kojim uvjetima uprava ulazi u poslovni poduhvat, koje su očekivane koristi i očekivani troškovi, koji su glavni rizici te pod kojim bi uvjetima ulaganje moglo biti neisplativo.

Analiza prati metodologiju zadanoj Provedbenom uredbom Europske komisije 2015/207 od 20. siječnja 2015., Vodičem za analizu troškova i koristi investicijskih projekata Europske komisije za razdoblje 2014.-2020. (European Commission, 2014), te uputama Europske investicijske banke za ekonomsko vrednovanje projekata (EIB, 2013). U slučajevima u kojima službeni podaci nisu bili dostupni, korištene su procjene relevantnih međunarodnih institucija i javno dostupnim podacima iz drugih izvora. Svi takvi slučajevi su jasno opisani te autori i ovim putem pozivaju na što veće otvaranje procesa i javnu objavu svih podataka koji zanimaju zainteresiranu javnost, u svrhu jačanja povjerenja građana u javne institucije aktivne na polju energetike.

Analiza sadrži sve minimalne elemente koje mora sadržavati analiza troškova i koristi. U uvodnom poglavlju pojašnjena je svrha provedbe analize, okolnosti u kojima je provedena i njezina ograničenja.

U drugom poglavlju, „Pričaz konteksta“, prikazane su trenutne okolnosti u hrvatskoj elektroenergetici, instalirani kapaciteti u elektroenergetskom sustavu, proizvodnja i uvoz električne energije, očekivani izlasci iz pogona postojećih elektrana, usuglašenost predloženog projekta s nacionalnim i međunarodnim legislativnim okvirom te percepcija i očekivanja javnosti u vezi projekta.

U trećem poglavlju, „Ciljevi projekta“, prikazani su ciljevi kako ih je identificirala Vlada u okviru odluke o proglašenju Plomina C projektom od strateškog značaja.

U četvrtom poglavlju pod nazivom „Određivanje projekta“ identificirani su fizički elementi od kojih se projekt sastoji i aktivnosti koje će se provoditi u okviru projekta, područje utjecaja projekta i njegovi krajnji korisnici i dionici te nositelj projekta.

U petom poglavlju, „Izvedivost projekta“, analizirana je potražnja za električnom energijom te su identificirane i ukratko analizirane varijante – ne čini ništa, izgradnja termoelektrane na ugljen, izgradnja termoelektrane na plin i ulaganje u obnovljive izvore energije. Identificirane su još neke varijante – ulaganje u prijenosne kapacitete i povećanje ovisnosti o uvozu, ulaganje u upravljanje potrošnjom („ravnanje dnevног dijagrama potrošnje“), revitalizacija postojećih elektrana u okviru trenutno instaliranih snaga, ulaganje u energetsku učinkovitost. U kontekstu izravne usporedbе s ulaganjem u Plomin C na ugljen, preporučena je provedba potpune analize troškova i koristi izgradnje termoelektrane na plin, posebice imajući u vidu da je paralelno s izgradnjom Plomina C planirana i izgradnja terminala za ukapljeni naftni plin na otoku Krku.

U šestom poglavlju pod nazivom „Financijska analiza“ analizirana je opravdanost ulaganja iz perspektive vlasnika odnosno upravitelja projekta. S obzirom da će HEP d.d. i strateški partner Marubeni osnovati zajedničku tvrtku koja će upravljati Plominom C, provedena je konsolidirana financijska analiza na razini projekta. U skladu s preporukama Europske komisije, isplativost ulaganja analizirana je za razdoblje od 25 godina. U nedostatku službenih podataka, pretpostavljeno je da će izgradnja početi 2016. godine, da će elektrana u probni rad ući 2019. godine, a da će od 2020. do 2047. godine (kad istječe koncesija koju je HEP dobio na pomorsko dobro u plominskoj luci) trajati normalan

pogon elektrane. Pretpostavljeno je da će 2040. godine, kad završava razdoblje izračuna isplativosti od 25 godina, preostala vrijednost elektrane biti jednaka trošku njezine razgradnje 2047. godine. Zaključak finansijske analize je da je projekt u osnovnom scenariju komercijalno isplativ te iz tog razloga ne treba dozvoliti niti jedan oblik javne potpore (garantiran otkup, oslobođenje od pdv-a niti druge slične povlastice). Bitan zaključak je i taj da bi zajamčen otkup električne energije iz Plomina C mogao narušiti tržišno natjecanje na hrvatskom tržištu električne energije.

Iduće poglavlje, „Ekonomski analiza“, ispituje opravdanost projekta procjenjujući troškove i koristi za društvo, uzimajući u obzir i eksterne troškove i koristi. Projekt donosi neto korist u pogledu povećanja sigurnosti opskrbe, uz napomenu da na sigurnost opskrbe pretežno utječe vršne elektrane dok se od Plomina C prvenstveno očekuje pokrivanje baznog dijela opterećenja elektroenergetskog sustava. Od utjecaja na zapošljavanje ne očekuju se ni pozitivne ni negativne posljedice, jer je zbog jednostavnosti pretpostavljeno da će Plomin C onoliko pozitivno djelovati na zapošljavanje u termoelektrani i pratećim industrijama koliko će negativno djelovati na zapošljavanje u turizmu, poljoprivredi i ribarstvu. Utjecaj troška emisije CO<sub>2</sub> i utjecaj troška zagađenja zraka u obzir je uzet u analizi osjetljivosti.

Osmo poglavlje, „Analiza osjetljivosti“, odrađuje varijable čije promjene najviše utječu na isplativost ulaganja. Pokazano je da je projekt neisplativ u sljedećim slučajevima: porast operativnih troškova od 35% u odnosu na osnovni scenarij; kašnjenje u izgradnji od 2 godine uz porast cijene emisijskih dozvola prema Primes modelu; uvažavanje eksternih troškova prema rezultatima projekta ExeternE. Potrebno je napomenuti da je rizik od porasta operativnih troškova (bez obzira radi li se o fiksnom ili varijabilnom trošku pogona - emisija CO<sub>2</sub>, osoblje ili gorivo) za više od 35% u odnosu na osnovni scenarij realan rizik. Naime, u analizi su korišteni procjene fiksнog operativnog troška prema SETIS-u, dok su procjene EIB znatno više, korištene su trenutne cijene emisijskih dozvola a tijekom životnog vijeka elektrane očekuje se njihov višestruk porast, a cijene ugljena na tržištu također znatno variraju. Na temelju navedenog može se zaključiti da je projekt podložan realnim rizicima koji mogu ugroziti isplativost projekta.

U završnom poglavlju, „Zaključci i preporuke“, pobrojani su najvažniji zaključci provedene analize, predložene su opcije koje bi trebalo detaljnije analizirati, dane su preporuke za otvaranje procesa donošenja odluke i komuniciranje sa zainteresiranom javnosti. Na temelju dostupnih podataka zaključeno je da je projekt izgradnje Plomina C preosjetljiv na kritične parametre zbog čega se ne preporuča provedba projekta.

## **SADRŽAJ**

1	Uvod .....	8
2	Prikaz konteksta .....	10
2.1	Osnovni društveno-ekonomski pokazatelji .....	10
2.2	Postojeće politike, razvojni planovi i institucije .....	13
2.3	Prikaz postojeće infrastrukture i mogućnost dobave energije .....	15
2.4	Struktura tržišta.....	17
2.5	Mogućnosti financiranja.....	19
2.6	Očekivani početak i trajanje projekta.....	20
2.7	Utjecaj na zapošljavanje .....	20
2.8	Utjecaj na okoliš, zdravlje i klimu .....	20
2.9	Usuglašenost s EU i nacionalnim okvirima .....	21
2.9.1	Strategija prostornog uređenja .....	23
2.9.2	Lokalni planovi.....	23
2.9.3	Emisije CO <sub>2</sub> i tržište emisijskih dozvola.....	23
2.10	Institucionalni aspekt .....	26
2.10.1	Administrativne i proceduralne obveze .....	26
2.11	Percepcija i očekivanja populacije u vezi projekta.....	27
3	Ciljevi projekta.....	29
4	Određivanje projekta .....	30
4.1	Fizički elementi i aktivnosti .....	30
4.2	Područje utjecaja, krajnji korisnici, ostali dionici .....	31
4.3	Nositelj projekta .....	32
5	Izvedivost projekta s analizom potražnje i opcija.....	35
5.1	Analiza potražnje.....	35

5.1.1	Trenutačna potražnja .....	35
5.1.2	Projekcija potražnje .....	35
5.2	Analiza varijanti .....	36
5.2.1	Ne čini ništa .....	37
5.2.2	Termoelektrana na ugljen .....	37
5.2.3	Termoelektrana na plin.....	39
5.2.4	Korištenje obnovljivih izvora energije i povećanje energetske učinkovitosti.....	39
6	Financijska analiza .....	42
6.1	Polazišta.....	42
6.1.1	Razdoblje financijske analize .....	43
6.1.2	Preostala vrijednost ulaganja i diskontna stopa.....	43
6.1.3	Vrijednost investicije, procjena prihoda i troškova .....	43
6.1.4	Raspodjela prihoda i troškova .....	46
6.1.5	Količina i cijena električne energije .....	47
6.2	Glavni rezultati .....	48
6.2.1	Financijska održivost.....	48
6.2.2	Financijski povrati .....	48
7	Ekonomска analiza .....	50
7.1.1	Konverzija tržišnih u ekonomске cijene.....	51
7.1.2	Sigurnost opskrbe .....	51
7.1.3	Utjecaj na zapošljavanje .....	53
7.1.4	Rezidualni troškovi emisija CO <sub>2</sub> i zagađenja zraka.....	53
8	Analiza osjetljivosti i rizika.....	55
8.1	Definiranje kritičnih varijabli primjenom analize osjetljivosti.....	55
8.1.1	Test osjetljivosti: promjena cijene i količine otkupljene energije .....	55

8.1.2.	Test osjetljivosti: porast cijene emisijske dozvole .....	56
8.1.3.	Test osjetljivosti: promjena operativnih troškova .....	57
8.1.4.	Test osjetljivosti: kašnjenja u izgradnji .....	58
8.1.5.	Test osjetljivosti: promjena troška izgradnje.....	58
8.1.6.	Test osjetljivosti: ekonomski pokazatelji ovisno o eksternim troškovima emisije i zagađenja zraka .....	59
8.2.	Analiza rizika .....	59
9.	Zaključci i preporuke .....	62
10.	Literatura .....	64

#### Popis slika

<b>Slika 1</b>	<b>Struktura izvora električne energije 2013.....</b>	<b>17</b>
<b>Slika 2</b>	<b>Projekcije cijena emisija stakleničkih plinova u ETS sustavu, do 2050. godine (Capros,2011) .....</b>	<b>25</b>
<b>Slika 3</b>	<b>Cijena emisija CO<sub>2</sub>/god za TE Plomin C, prema projekcijama cijena iz modela PRIMES, u scenariju ostvarivanja ciljeva EU politika.....</b>	<b>26</b>

#### Popis tablica

<b>Tablica 1</b>	<b>Osnovni pokazatelji tržišta rada .....</b>	<b>10</b>
<b>Tablica 2</b>	<b>Odabrani ekonomski i finansijski pokazatelji .....</b>	<b>11</b>
<b>Tablica 3</b>	<b>Indikatori sigurnosti opskrbe .....</b>	<b>12</b>
<b>Tablica 4</b>	<b>Energetska intenzivnost, kg naftnog ekvivalenta za 1000 Eura.....</b>	<b>12</b>
<b>Tablica 5</b>	<b>Kapaciteti instalirani u hrvatskom EES-u .....</b>	<b>14</b>
<b>Tablica 6</b>	<b>Struktura proizvodnje i uvoza električne energije 2008.-2013., GWh i % (izvor Energija u Hrvatskoj 2013, obrada autora.....</b>	<b>16</b>

<b>Tablica 7</b>	<b>Instalirana snaga i proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora, pod pretpostavkom ulaganja ukupne najavljene investicije.....</b>	<b>40</b>
<b>Tablica 8</b>	<b>Opis strukture tipičnog investicijskog troška .....</b>	<b>43</b>
<b>Tablica 9</b>	<b>Prikaz tipičnih troškova termoelektrana na ugljen s nadkritičnim ciklusom i projekcija za TEPC ..</b>	<b>44</b>
<b>Tablica 10</b>	<b>Pretpostavke udjela u troškovima izgradnje - Plomin C (izvori: Setis, 2014 i izračun autora) ...</b>	<b>46</b>
<b>Tablica 11</b>	<b>Osnovni parametri za finansijsku analizu .....</b>	<b>47</b>
<b>Tablica 12</b>	<b>Finansijska neto sadašnja vrijednost i interna stopa povrata Plomina C (referentno razdoblje 25 godina) .....</b>	<b>48</b>
<b>Tablica 13</b>	<b>Prosječne cijene električne energije , €/MWh .....</b>	<b>52</b>
<b>Tablica 14</b>	<b>Vrijednost (šteta) zbog emisije CO<sub>2</sub> (Eur/t CO<sub>2</sub> ekvivalenta) .....</b>	<b>53</b>
<b>Tablica 15</b>	<b>Glavni ekonomski indikatori.....</b>	<b>54</b>
<b>Tablica 16</b>	<b>Test osjetljivosti - finansijska neto sadašnja vrijednost i interna stopa povrata uz cijene od 60, 80 i 100 €/MWh , te otkup 3608 GWh godišnje i 100 € i otkup 1804 GWh godišnje, osnovne i cijene s PDV-om</b>	<b>55</b>
<b>Tablica 17</b>	<b>Kretanje cijena emisija prema modelu Europske investicijske banke .....</b>	<b>56</b>
<b>Tablica 18</b>	<b>Testovi osjetljivosti - finansijska neto sadašnja vrijednost i interna stopa povrata ovisno o cijenama emisije, 000€.....</b>	<b>57</b>
<b>Tablica 19</b>	<b>Test osjetljivosti - finansijska neto sadašnja vrijednost i interna stopa povrata uz kašnjenje izgradnje za 2 godine, za 5 godina i za 2 godine uz Primes scenarij troška CO<sub>2</sub>, 000€.....</b>	<b>58</b>
<b>Tablica 20</b>	<b>Test osjetljivosti - finansijska neto sadašnja vrijednost i interna stopa povrata uz povećanje troška izgradnje, 20 i 50% godina ,000€.....</b>	<b>59</b>
<b>Tablica 21</b>	<b>Test osjetljivosti - ekonomski pokazatelji ovisno o eksternim troškovima emisije i zagađenja zraka .....</b>	<b>59</b>
<b>Tablica 22</b>	<b>Ključni rizici .....</b>	<b>60</b>

## 1 Uvod

Cilj ove analize je ustanoviti troškove i koristi koje izgradnja Plomina C donosi investitorima i građanima Republike Hrvatske, a njezina svrha je potaknuti sve dionike na dijalog i argumentiranu raspravu. Autorice je na izradu analize potaknuo nedostatak objektivnih argumenata koji govore za ili protiv izgradnje Plomina C te se nadaju ovim datim svoj doprinos dijalogu u hrvatskom javnom prostoru.

Metodologija korištena u analizi propisana je Provedbenom uredbom Europske komisije 2015/207 od 20. siječnja 2015, Vodičem za analizu troškova i koristi investicijskih projekta Europske komisije za razdoblje 2014.-2020. (European Commission, 2014), te uputama Europske investicijske banke za ekonomsko vrednovanje projekata (EIB, 2013).

Analiza sadrži sve minimalne elemente koje mora sadržati analiza troškova i koristi<sup>1</sup> no njen je obim sužen jer se neki od ulaznih podataka smatraju tajnom (Vlada, 2015). Kad god je bilo moguće, korišteni su službeni podaci (odluke Vlade, Studija utjecaja na okoliš, službene web stranice Vlade, ministarstva, nositelja projekta, strateškog partnera). Kad oni nisu bili dostupni, nadomješteni su procjenama Međunarodne agencije za energiju te javno dostupnim podacima iz drugih izvora.

Važno je napomenuti da se prikazana analiza bavi isključivo ekonomskim i financijskim troškovima i koristima te da se ne dotiče brojnih pitanja koja javnost percipira kao kontroverzna i o kojima se rasprave dijelom temelje i na osobnim vrijednostima. To su prije svega pitanja povezana s utjecajima na okoliš koja su prvenstveno obrađena u Studiji utjecaja na okoliš (Ekonerg, 2011) uz koju se u dijelu javnosti vežu brojna otvorena pitanja, koja su dijelom zanemarena u okviru javne rasprave (MZOIP, 2011). Nadalje, Vlada projekt izgradnje Plomina C veže uz osiguranje energetske sigurnosti, međutim javnost nikad nije upoznata s rezultatima komparativnih analiza utjecaja na energetsku sigurnost i cijene električne energije različitih investicijskih opcija (ulaganje u plinsku elektranu, ulaganje u obnovljive izvore energije, ulaganje u prijenosne kapacitete uz povećanu ovisnost o uvozu električne energije). Javnost nikad nije upoznata ni s odgovorima na neka jednostavnija pitanja, primjerice kako je došlo do odluke o instaliranoj snazi postrojenja od 500 MW, što nije tipična snaga generatora, nema očigledne potrebe za upravo tom snagom, a pretpostavlja se da je generator netipične snage skuplji od generatora tipičnih snaga, koji se proizvode u većim proizvodnim serijama.

U javnosti također nije poznato radi li se o isključivo komercijalnom projektu u kojem investitor propada u slučaju loše donesene investicijske odluke, odnosno je li takav položaj ovog projekta uopće moguć s obzirom da je jedan od investitora Hrvatska elektroprivreda koja je poduzeće u državnom vlasništvu odnosno u vlasništvu svih građana Republike Hrvatske. Nejasno je može li Hrvatska elektroprivreda kao poduzeće u javnom vlasništvu sklopiti ugovor o dugoročnom otkupu električne energije po zajamčenoj cijeni ili se na taj način narušavaju zahtjevi otvorenog tržišta električne energije.

---

<sup>1</sup> Minimalni elementi su: 1 prikaz konteksta; 2 definicija ciljeva; 3 određivanje (identifikacija) projekta; 4 analiza izvedivosti s analizom potražnje i opcija; 5 financijska analiza 6 ekonomska analiza i 7 procjena rizika.

Neki mediji donose informacije kako Europska komisija neće dozvoliti sklapanje dugoročnog otkupa električne energije s obrazloženjem da se radi o nedozvoljenoj vrsti državne potpore<sup>2</sup>.

Kako su otvorena pitanja brojna a dio podataka nije javno dostupan, ovdje je provedena samo analiza troškova i koristi na temelju javno dostupnih podataka te na temelju ekspertnih procjena u slučajevima kad su podaci bili nedostupni. Sve učinjene pretpostavke podložne su propitivanju!

---

<sup>2</sup> <http://www.energetika-net.com/u-fokusu/komentar-kratki-spoj/samo-konkurentna-proizvodnja-iz-te-plomin-c-im-a-smisla-20624>, [www.osservatorioitaliano.org/read/143478/croazia-centrale-termoelettrica-plomin-c-non-e-approvata-a-bruxelles](http://www.osservatorioitaliano.org/read/143478/croazia-centrale-termoelettrica-plomin-c-non-e-approvata-a-bruxelles)

## 2 Prikaz konteksta

### 2.1 Osnovni društveno-ekonomski pokazatelji

Prema Popisu stanovništva, kućanstava i stanova iz 2011. godine, na teritoriju RH živjelo je 4,3 milijuna osoba<sup>3</sup>. Broj se stanovnika u odnosu na 2001. godine smanjio za više od 150.000 (indeks 96,56). Vrlo je izgledno smanjenje broja stanovnika na manje od 4.000.000 do 2030. god. Pad ukupnog broja stanovnika očekuje se u svim županijama osim Grada Zagreba, a u Istarskoj se županiji očekuje stagnacija ili blagi pad.

Demografsku sliku Hrvatske u posljednjih 15 godina karakterizira: pad ukupnog broja stanovnika, neprekidna prirodna depopulacija (veći broj umrlih u odnosu na živorođene), pojačano starenje stanovništva i kontinuirano povećanje očekivanog trajanja života pri rođenju. U tom razdoblju jedino je saldo neto migracija s inozemstvom bio pozitivan, ali je i on 2009. godine poprimio negativan predznak. S oko 20% visokoobrazovane populacije u dobi od 25 do 64 godine Hrvatska zaostaje za prosjekom EU koji iznosi oko 27%.

Istarska županija, gdje se projekt planira provesti, jedna je od četiri županije koje imaju porast broja stanovnika (indeks 100,83). Istarska je županija među tri županije s najvećim udjelom zaposlenih (46%) u ukupnoj populaciji i među tri županije s najmanjim udjelom djece mlađe od 15 godina u ukupnom stanovništvu.

Stopa zaposlenosti u Hrvatskoj jedna je od najnižih u EU, ali od 2012. zabilježena su umjerene pozitivne kretanja (Tablica 1). Hrvatski nacionalni cilj za 2020. godinu je 62,9%, koji se čini ostvariv, no znatno je manji od cilja u drugim državama EU (75%).

Stopa nezaposlenosti je oko 17%, a ne očekuje se njezin značajniji pad.

**Tablica 1** Osnovni pokazatelji tržišta rada

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Prognoza		
							2014	2015	2016
Stopa zaposlenosti (% stanovništava u dobi 20-64)	62,9	61,7	58,7	57,0	55,4	57,2	59,4	n/a	n/a
Promjena zaposlenosti (promjena broja zaposlenih u odnosu na prethodnu godinu, % )	3,1	-1,8	-5,1	-2,3	-3,9	-1,0	0,0	0,0	0,5
Stopa nezaposlenosti (% aktivne populacije)	8,6	9,2	11,7	13,7	16,0	17,3	17,0	16,8	16,4

Izvor: Europska komisija, 2015

Hrvatsko se gospodarstvo u 2014. smanjilo šestu uzastopnu godinu. Pad gospodarstva usporen je tijekom 2014., a iznosio je -0,5 % (Tablica 2). U tekućim cijenama (po rashodnoj metodi), prema zadnjim

<sup>3</sup> Demografski pokazatelji koji se koriste u ovom dijelu analize preuzeti su iz Hrvatski zavod za prostorni razvoj (2015).

dostupnim podacima (ožujak 2015.) BDP je iznosio 75.533 milijuna kuna (HNB, 2015). Godišnje promjene odabranih pokazatelja prikazuje Tablica 2.

**Tablica 2 Odabrani ekonomski i financijski pokazatelji**

							Prognoza		
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Realni BDP (godišnja promjena)	2,1	-7,4	-1,7	-0,3	-2,2	-0,9	-0,5	0,2	1,0
Dug sektora opće države kao % BDP-a	36,0	44,5	52,8	59,9	64,4	75,7	/	/	/
Bruto vanjski javni dug (% BDP-a)	18,6	20,5	21,7	25,2	29,5	29,4	/	/	/
Povrat na kapital	-	8,8	8,3	8,7	6,1	2,4	5,2	/	/

Izvor: Europska komisija, 2015.

U posljednjem kvartalu 2014. gospodarstvo je poraslo za 0,3 posto, a 0,5 posto u prva tri mjeseca 2015. godine BDP. Rast zabilježen u dva uzastopna tromjesečja se definira kao izlazak iz recesije. Predviđa se da će rast u 2015. iznositi tek nešto više od nule, a u 2016. trebao bi blago porasti na 1 % (Europska komisija, 2015). Fiskalna konsolidacija i potrebe za razduživanjem negativno utječu na perspektivu rasta.

Europska komisija smatra da slab rast, odgođeno restrukturiranje poduzeća i izuzetno loši rezultati u pogledu zaposlenosti imaju korijen u neučinkovitoj raspodjeli sredstava. Slaba vanjska konkurentnost i vrlo negativno stanje međunarodnih ulaganja ugrožavaju vanjsku održivost.<sup>4</sup> Dugotrajna recesija u kombinaciji sa znatnim preuzimanjem obveza javnih poduzeća dovela je do naglog rasta javnog duga (Tablica 2). Visoki i rastući kamatni rashodi mogli bi biti znak početka efekta grude snijega<sup>5</sup>. Europska komisija smatra da su mrežne industrije (u koje spada i elektroenergetika)<sup>6</sup> usko grlo za potencijal rasta gospodarstva (Europska komisija, 2015.), dok je službeni stav RH da je energetika prostor najvećeg investicijskog potencijala i temeljni okidač za reindustrializaciju, a elektroenergetika lokomotiva za pokretanje posrnulog gospodarstva (Vlada RH, 2012).

U sektoru opskrbe električnom energijom, plinom, parom i klimatizacijom u Hrvatskoj u razdoblju 2008.-2012. ostvarivalo se između 1,2-1,9% BDP-a. S oko 1,3 % ukupno zaposlenih taj je sektor 2012. ostvario 1,9% BDP-a (Statistički ljetopis Republike Hrvatske 2014). Reformu (koja uključuje izlazak iz

<sup>4</sup> Radi se o održivosti vanjskog duga. Prema definiciji IMF-a, vanjski je dug održiv kad njegova otplata ne ugrožava solventnost i ne zahtijeva velike i nerealistične promjene prihoda i/ili rashoda.

<sup>5</sup> Efekt grude snijega nastaje kad je kamatna stopa na javni dug veća od stope raste BDP-a, pa javni dug nastavlja rasti.

<sup>6</sup> Mrežne industrije uključuju elektroenergetiku, telekomunikacije (telefon, televizija, radio, Internet), željeznice, ceste.

pogona pojedinih postrojenja, modernizaciju postrojenja i jaču tržišnu usmjerenošć - što može dovesti do smanjivanja broja zaposlenih) otežava recesija i velik broj nezaposlenih.

Ovisnost o uvozu energije je veća od 50 %, no ostvarena je relativno dobra diversifikacija izvora (Tablica 3). Raznolikost elektroenergetskog sustava je dobra: hidroelektrane sudjeluju s oko 35% u zadovoljavanju ukupne potrošnje električne energije, a struktura proizvodnje električne energije iz ugljena, prirodnog plina i teškog loživog ulja i urana je uravnutežena.<sup>7</sup>

**Tablica 3 Indikatori sigurnosti opskrbe**

		2008.	2009.	2010	2011.	2012.
Uvozna ovisnost	%	59,9	51,0	52,1	54,4	53,6
Diversifikacija izvora nafte	HHI <sup>8</sup>	0,41	0,47	0,30	0,27	0,22
Diversifikacija izvora energije	HHI*	0,33	0,34	0,30	0,30	0,29
Udio obnovljivih izvora energije u kombinaciji izvora energije	%	8,7	10,9	13,2	10,4	12,1

Izvor: Europska komisija, 2014: 105

Vrijednost HHI je u zadnjih nekoliko godina smanjena, što ukazuje na povećanje diversifikacije izvora energije (Tablica 3).

Energetska intenzivnost (omjer potrošnje energije, obično u kilogramima naftnog ekvivalenta, kgOE i bruto dodane vrijednosti u eurima) u Hrvatskoj je 2013. iznosila 219,5 kg naftnog ekvivalenta za svakih 1000 € BDP, i 1,55 puta veća od prosjeka EU 28 (141,6 kg naftnog ekvivalenta za svakih 1000€, Tablica 4).

**Tablica 4 Energetska intenzivnost, kg naftnog ekvivalenta za 1000 Eura**

	2002	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Hrvatska	261,1	247,6	235,9	235	223,5	230,6	232,2	231,9	225,6	219,5
EU 28	168,3	164	159,3	152	151	149	151,7	143,9	143,4	141,6

Izvor: Eurostat, 2015.

<sup>7</sup> Vidjeti Tablicu 5. Treba napomenuti da se energija iz NE Krško (2.730 GWh u 2013) kojom raspolože HEP d.d. smatra uvozom.

<sup>8</sup> Europska komisija procjenjuje sigurnost opskrbe energijom na temelju Herfindahl-Hirschmanovog indeksa (HHI). HHI može biti u rasponu od 0 do 1. Vrijednosti blizu 1 ukazuju na koncentraciju, a 0 gotovo beskonačnu raznolikost. Diversifikacija izvora nafte izračunata je na temelju tržišnih udjela po pojedinim zemljama, a diversifikacija izvora energije izračunata je na temelju tržišnih udjela prirodnog plina, naftnih proizvoda, nuklearne energije, obnovljivih izvora energije i krutih goriva.

Energetska se intenzivnost u razdoblju 2003.-2007. smanjivala, nakon čega je uslijedio rast (do 2010). od kada se kontinuirano smanjuje.

## 2.2 Postojeće politike, razvojni planovi i institucije

Zakon o energiji (Narodne novine 120/12, 14/2014, 95/15 102/2015)<sup>9</sup> definira da je osnovni dokument kojim se utvrđuje energetska politika i planira njezin razvoj strategija energetskog razvijanja. Strategija energetskog razvijanja iz 2009. godine definirala je tri temeljna cilja energetske politike za razdoblje do 2020. godine: sigurnost opskrbe energijom; konkurentnost energetskog sustava i održivost energetskog razvoja (NN 130/09). Za ostvarivanje ciljeva ključne su investicije u:

- dobavne, proizvodne i skladišne kapacitete,
- energetsku učinkovitost i
- obnovljive izvore.

Strategijom je prepoznata potreba za bitnim unapređenjem sigurnosti opskrbe energijom Republike Hrvatske. Izazovi na koje treba usmjeriti posebnu pozornost su ovisnost o uvozu nafte, nedovoljna sigurnost opskrbe prirodnim plinom i nedovoljna sigurnost odnosno visoka uvozna ovisnost opskrbe električnom energijom. Značajan uvoz električne energije smatra se indikatorom smanjene sigurnosti opskrbe, nedovoljnih proizvodnih kapaciteta i naglašava potrebu brze izgradnje vlastitih izvora. Osim toga Strategija iz 2009. kao moguće mjere za povećanje stabilnosti cijena identificira korištenje ugljena (str.38). te stvaranje uvjeta koji će ulaganja u energetski sektor učiniti atraktivnim (str. 56). Ti uvjeti trebali bi se osigurati Programom provedbe Strategije i nadzorom nad njezinom provedbom.

Strategijom iz 2009. predviđeno je, u skladu s tadašnjim zakonom, donošenje četverogodišnjeg plana provedbe, za razdoblje 2009.-2012. Plan provedbe Strategije energetskog razvijanja nije usvojen.<sup>10</sup>

Potrebno je napomenuti da su projekcije porasta BDP-a i potrošnje energije u RH usvojene u Strategiji ambicioznije od stvarno zabilježenih. Dok Strategija predviđa rast BDP-a za 21,5% u razdoblju od 2009. do 2012. godine, u stvarnosti je zabilježena negativna godišnja promjena BDP-a u prosjeku od 0,9%, što znači da je stvarni BDP 2012. godine bio za 30,5% niži od projiciranog. U istom je razdoblju zabilježen i pad potrošnje energije za više od 10% (MINGO, 2013).

Tablica 5 prikazuje instalirane kapacitete u hrvatskom elektroenergetskom sustavu i električnu energiju isporučenu u mrežu za pojedine grupe elektrana (MINGO, 2013, obrada autora).

---

<sup>9</sup> Odredbe o strategiji energetskog razvoja nisu se mijenjale u odnosu na prethodne verzije Zakona o energiji(NN 68/01, 177/04,75/07,152/08)

<sup>10</sup> U vrijeme donošenja Strategije Zakon o energiji (NN68/01, 177/04,75/07 i 152/08) definirao je obvezu donošenja plana provedbe na razdoblje od najmanje tri godine; plan definira mjere, nositelje aktivnosti i dinamiku realizacije energetske politike i provođenja nacionalnih energetskih programa, način ostvarivanja suradnje s tijelima lokalne i područne (regionalne) samouprave na području planiranja razvijatka energetskog sektora i suradnje s energetskim subjektima te s međunarodnim organizacijama. Novi Zakon (NN 120/2012, 14/2014 , 95/15, 102/2015) predviđa donošenje programa provedbe za razdoblje do deset godina, s tim da Ministarstvo svake dvije predlaže izmjene i dopune Programa.

**Tablica 5 Kapaciteti instalirani u hrvatskom EES-u**

	<b>Instalirana snaga, MW</b>	<b>Isporučena el.en, GWh</b>
Hidroelektrane, HEP	2186,7	8054
TE, ugljen, HEP	297	2184,22
TE, loživo ulje, HEP	303	41,11
TE, plin & loživo ulje, HEP <sup>11</sup>	1071	1774,44
TE, industrijske	152,7	0,23
OIE	302,6	528,61
Inozemstvo, NE	348	2518
Inozemstvo, ugljen	605	0
<b>Ukupno</b>	<b>5266</b>	<b>15100,61</b>

Strategija do 2020. predviđa izgradnju novih kapaciteta u velikim hidroelektranama od oko 300 MW (uključujući 42 MW iz HE Lešće), zadržavanje udjela proizvodnje električne energije iz velikih hidroelektrana i obnovljivih izvora energije u ukupnoj potrošnji električne energije na 35%. Vezano uz termoelektrane, u razdoblju 2013.-2020. predviđa se izlazak iz pogona termoelektrana ukupne snage na pragu od 1100 MW, te se planira izgradnja termoelektrana ukupne snage od najmanje 2400 MW (1200 na plin i 1200 na ugljen, od čega bi prva od dvije očekivane jedine trebala biti puštena u pogon do 2015. godine). Od planiranih 1200 MW termoelektrana na prirodni plin (uključujući kogeneraciju), barem 800 MW trebalo je biti izgrađeno do 2013.

Međutim, maksimalno (vršno) opterećenje hrvatskog EES kreće se oko 3200 MW (HOPS, 2014). Tablica 5 prikazuje da je u hrvatskom EES-u na području Hrvatske instalirano oko 4.300 MW, a kad se tome pribroji i snaga u hrvatskom dijelu NEK iznos se penje na 4.918 MW. S javnošću nije iskomunicirana eventualna prednost izgradnje nove elektrane na ugljen u odnosu na moguću revitalizaciju elektrana na postojećim lokacijama u okviru već instaliranih snaga.

U Programu Vlade Republike Hrvatske za mandat 2011.-2015. je izgradnja TE Plomin 3 navedena među projektima gradnje novih elektrana, (Vlada, 2011)<sup>12</sup>. Investicije, uključujući one u elektrane smatraju se mjerom za poticaj rasta gospodarstva i ublažavanja ekonomskih i socijalnih posljedica stanja u Hrvatskoj. Strategija prostornog uređenja Republike Hrvatske iz 1995. godine<sup>13</sup> kao jedan od ciljeva energetskog razvoja navodi „zadržati sve postojeće lokacije energetskih objekata kao podlogu za širenje i razvitak energetskog sustava“: Program prostornog uređenja (NN 50/99) propisuje obvezu supstitucije elektrana koje će do 2015. izaći iz sustava, te obvezuje primjenu najviših tehnoloških, ekonomskih i ekoloških kriterija prilikom rekonstrukcije ili zamjene postrojenja, uz saniranje i uređenje

<sup>11</sup> 5.11.2015. godine u probni je rad ušao novi blok C TE-TO Sisak s još 230 MW koji će zamijeniti dotrajali blok A instalirane snage 210 MW (<http://www.hep.hr/proizvodnja/osnovni/termoelektrane/sisak.aspx>)

<sup>12</sup> Uz Plomin, navode se četiri HE na Savi, dvije HE na Dravi, HE Senj, HE Kosinj, TE Ploče. Kao novi blokovi navode se blokovi plinskih TE Zagreb i TE Sisak, nove plinske TE u Slavoniji i Dalmaciji.

<sup>13</sup> U tijeku je izrada Strategije prostornog razvoja koja bi trebala zamijeniti Strategiju prostornog uređenja. Javna rasprava o Nacrtu prijedloga Strategije prostornog razvoja provedena je između 15.6.-14.7.2015. (MGIPU, 2015).

okoliša elektrane. Osim toga, navodi da „RH do 2015. neće graditi niti istraživati odnosno ispitivati mogućnost izgradnje termoenergetskih objekata na ugljen“.

Prostorni plan Istarske županije (Službene novine Istarske županije br.2/02, 1/05, 4/05 14/05, 10/08) ograničava proizvodni kapacitet na maksimalno 335 MW za postojeća i planirana postrojenja, a za emergent postavlja prirodni plin. Prostorni plan uređenja općine Kršan utvrđuje maksimalni kapacitet na 350 MW i također upućuje na prirodni plin.

Projekt Plomin C proglašen je projektom od strateškog značaja, na temelju Zakona o strateškim investicijama (NN 152./14, 133/15). Namjera je Zakona olakšavanje ulaganja u Hrvatskoj, između ostalog i uklanjanje ograničenja izazvanih propisima nižeg reda. Zahvaljujući Zakonu o strateškim investicijama i činjenici da je Plomin C proglašen projektom od strateškog interesa<sup>14</sup>, neusklađenost s općinskim i županijskim prostornim planom ne predstavlja zapreku za nastavak provedbe projekta.

## 2.3 Prikaz postojeće infrastrukture i mogućnost dobave energije

Domaća proizvodnja pokriva približno 50% potreba za energijom. Uvozna ovisnost Hrvatske usporediva je s uvoznom ovisnošću na razini EU. Koriste se raznoliki izvori energije: domaća proizvodnja uključuje proizvodnju nafte i plina te električne energije iz obnovljivih izvora (najviše hidroelektrana, ali i drugih obnovljivih izvora kao što su vjetroelektrane, sunčane elektrane, te elektrane na biopljin i biomasu, čiji instalirani kapacitet i proizvodnja kontinuirano raste) i termoelektrana (na plin, ugljen i lož ulje), te 50% energije proizvedene u NE Krško.

U strukturi uvoza oko 70% je nafta i naftni derivati, slijedi prirodni plin (12%), ugljen i koks (10%) i električna energija (9%).<sup>15</sup> U strukturi domaće proizvodnje primarne energije fosilna goriva čine 60% (44% prirodni plin, 16% sirova nafta), slijedi hidroenergija (31%), ogrjevno drvo (8%) i ostali obnovljivi izvori energije (1%).

U Hrvatskoj je ukupna potrošnja energije 2013. iznosila 7,826 milijuna tona naftnog ekvivalenta (toe), od čega je 52% uvezeno. Neposredna je potrošnja iznosila 6,351 toe, od čega je električna energija (1,296 toe) osigurala oko 20 % (Eurostat, 2015) .

Najviše energije troši se u sektoru prometa - 34% bruto potrošnje, a u stambenom sektoru oko 30%. Uvedeni su financijski poticaji za nabavu električnih i hibridnih vozila, pokrenuta su javna i privatna ulaganja za obnovu nacionalnog fonda zgrada, no provode se sporije od plana.

U strukturi proizvodnje primarne energije podjednaku ulogu imaju prirodni plin (42%, podaci za 2013) i obnovljivi izvori energije – prvenstveno velike hidroelektrane i ogrjevno drvo (41%), a ostatak (17%) čine sirova nafta i dugi ugljikovodici.

U razdoblju 2008.-2013. u Hrvatskoj se prosječno godišnje trošilo 18.410 GWh električne energije, a domaća je proizvodnja zadovoljavala oko 2/3 potrošnje (12.323 GWh, Tablica 6). Između 2011.-2013.

---

<sup>14</sup> Projekt je proglašen strateškim tek nakon što je izdana lokacijska i okolišna dozvola koji nisu bili usklađeni s prostornim planom; iz tog je razloga Zelena akcija podigla sudsku tužbu, sudski proces je u tijeku pa pravni aspekti nisu još riješeni.

<sup>15</sup> Zbog zaokruživanja zbroj prelazi 100%.

zabilježen je kontinuirani pad ukupne (bruto) potrošnje električne energije koja je u 2013. godini iznosila 17,3 TWh, dok je u 2010. godini iznosila 17,9 TWh. Električna energija potrebna za podmirenje potrošnje unutar elektroenergetskog sustava proizvodi se u elektranama, industrijskim energetama, malim distribuiranim izvorima ili se nabavlja iz uvoza.

Većina električne energije u hrvatskom elektroenergetskom sustavu proizvodi se u konvencionalnim elektranama (termo, hidroelektrane). Znatan dio (25-42% na godišnjoj razini u razdoblju 2008-2013), se uvozi (Slika 1). Posljednjih godina intenzivnije se grade vjetroelektrane (HOPS, 2014), pa njihov udio u proizvodnji i instaliranim kapacitetima raste. Najveći udio proizvodnih kapaciteta u iznosu od oko 85% u vlasništvu je HEP-a d.d., a kojim operativno upravlja HEP-Proizvodnja d.o.o. Taj udio je u 2013. godini manji za 4 postotna poena od onog iz 2012. godine što je posljedica ulaska većeg broja elektrana koje koriste obnovljive izvore energije u elektroenergetski sustav Republike Hrvatske. Osim kapaciteta u Hrvatskoj, HEP je suvlasnik (s udjelom od 50%) nuklearne elektrane Krško (50% udio iznosi 348 MW). Maksimalno opterećenje elektroenergetskog sustava 2013. je iznosilo 2.813 MW i zabilježeno je u veljači, dok je ljetno vršno opterećenja izmjereno u srpnju i iznosilo je 2.812 MW što je gotovo identično onom izmjerrenom zimi. Minimalno opterećenje elektroenergetskog sustava iznosilo je 1.105 MW i registrirano je u svibnju 2013. godine.

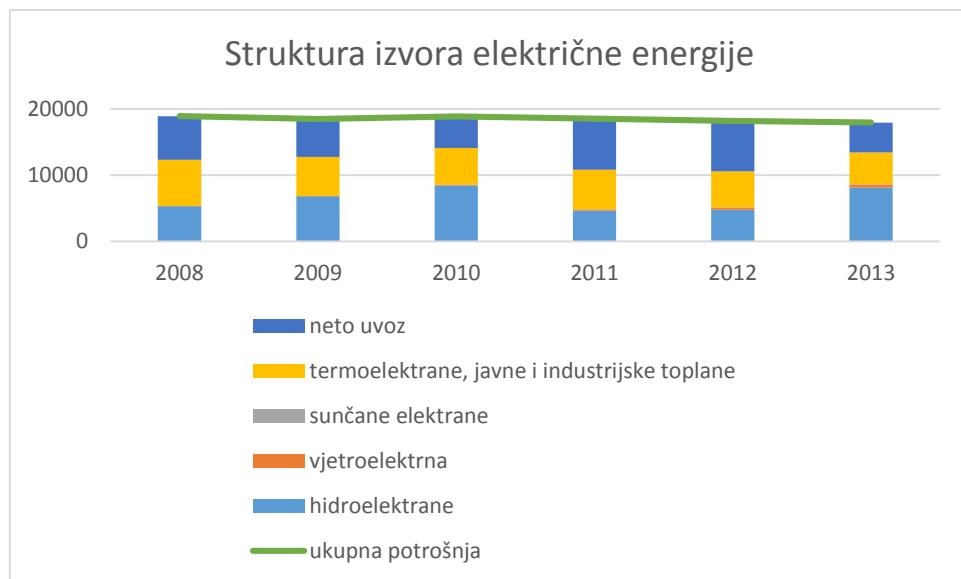
Domaća proizvodnja kretala se u rasponu od 10.600 do 14.100 GWh, od čega između 4.600-8.100 GWh u hidroelektranama (prosječno 1/3 potrošnje), a između 4.800 i 7.000 GWh u termoelektranama (tj. između 27% i 37% ukupne domaće potrošnje, prosječno 31%). Prema vrsti goriva u termoelektranama prevladavaju termoelektrane na prirodni plin (64% raspoložive snage na pragu, tj. 1076 MW), a ostatak čine ugljen (18%, 302 MW) i lož ulje (18% 303 MW). Iz uvoza se zadovoljava 25-42% potrošnje (prosječno ¼, Tablica 6). U 2013. godini uvezeno je neto 4.400 GWh, od čega je 62% ( 2.730 GWh) osigurano iz NE Krško.

**Tablica 6 Struktura proizvodnje i uvoza električne energije 2008.-2013., GWh i % (izvor Energija u Hrvatskoj 2013, obrada autora<sup>16</sup>**

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	Prosječ
Hidroelektrane	GWh	5.326	6.814	8.435	4.620	4.801	8.106	6.350
	%	28%	37%	45%	25%	26%	45%	34%
Vjetroelektrane	GWh	40	54	139	201	329	517	213
	%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	1%
Sunčane elektrane	GWh	0	0	0	0	2	11	2
	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Termoelektrane, javne i industrijske toplane	GWh	6.960	5.908	5.531	6.009	5.425	4.796	5.772
	%	37%	32%	29%	32%	30%	27%	31%
Domaća proizvodnja	<b>GWh</b>	<b>12.326</b>	<b>12.777</b>	<b>14.105</b>	<b>10.830</b>	<b>10.557</b>	<b>13.431</b>	<b>12.338</b>
	%	65%	69%	75%	58%	58%	75%	67%
Neto uvoz	GWh	6.577	5.682	4.765	7.697	7.629	4.491	6.140
	%	35%	31%	25%	42%	42%	25%	33%
Potrošnja	<b>GWh</b>	<b>18.903</b>	<b>18.459</b>	<b>18.870</b>	<b>18.528</b>	<b>18.186</b>	<b>17.922</b>	<b>18.478</b>

<sup>16</sup> Energija u Hrvatskoj 2013 u energetskoj bilanci ne navodi bioplinskog i biomasnog goriva. U proizvodnji električne energije ipak se pojavljuje biomasa sa 125,7 GWh a bioplinskog ne. Bioplinskog goriva se pojavljuje u podacima o isplaćenim poticajima; ovdje prikazani podaci su nepotpuni ali koherenti.

**Slika 1 Struktura izvora električne energije 2013.**



Izvor podataka: Energija u Hrvatskoj 2013

Većina kapaciteta za proizvodnju električne energije puštena je u pogon između 1950. i 1980. Hidroelektrane su većinom izgrađene između 1950. i 1980., a termoelektrane u razdoblju između 1969. i 1978 (detaljnije u Prilogu 1). Očekivani životni vijek termoelektrana uobičajeno je 25 godina, koji se revitalizacijom može produžiti za 15-ak godina (PWC, MWH, Atkins, 2004; IEA 2009). Životni vijek hidroelektrana je 80-100 godina, koliko je životni vijek građevinskih dijelova. Opremu u hidroelektranama potrebno je zamjeniti nakon 40-50 godina. U hidroelektranama starijim od 40 godina (16 elektrana) instalirano je ukupno 2.139 MW, a njihova proizvodnja čini  $\frac{1}{3}$  energije proizvedene u hidroelektranama<sup>17</sup>. Dakle, u idućih će 10-ak godina biti potrebna revitalizacija ili izlaz iz pogona većine elektrana u Hrvatskoj.

## 2.4 Struktura tržišta

Strategijom energetskog razvoja i pristupanjem EU Hrvatska se opredijelila za liberalizaciju tržišta električne energije. Liberalizacija podrazumijeva ograničavanje uloge države. Kroz 100% vlasništvo HEP grupe, koja je i dalje dominantan dobavljač električne energije na nacionalnom tržištu (više od 85% 2013. godine), država i dalje ima značajnu ulogu na tržištu električne energije.

Treći paket liberalizacije energetskih tržišta Europske unije predviđa mјere za uspostavu djelotvornog tržišta i ograničava ulogu države. Vlasničko razdvajanje trebalo bi osigurati nediskriminatoran pristup mreži i informacijama, te investicije u dodatne kapacitete. Zakon o tržištu električne energije iz 2013. ojačao je obveze razdvajanja djelatnosti Hrvatske elektroprivrede, ali postupak razdvajanja još nije dovršen (usp. Europska komisija, 2015: 81).

<sup>17</sup> U tijeku je revitalizacija postrojenja u HE Zakučac, HE Dubrovnik, HE Čakovec i HE Gojak dok je dokumentacija za revitalizaciju ostalih velikih hidroelektrana (Senj, Rijeka, Varaždin i Orlovac) u različitoj fazi pripreme, čime će se osigurati dodatnih 111 MW do 124 MW (Vjesnik HEP-a, studeni/prosinac 2014)

Liberalizacija je otvorila mogućnosti za privatna ulaganja, koja ovise prvenstveno o komercijalnim interesima. Tržišna orientiranost omogućava prvenstveno one investicije koje donose profit, na što država može utjecati definiranjem prednosti pri otkupu i poticajnim cijenama (npr. za energiju iz obnovljivih izvora).

Iako liberalizacija kasni u odnosu na postavljene rokove, dovela je do investicija u nove proizvodne objekte i inicijalni razvoj tržišta. U 2013. godini počelo je stvarno otvaranje maloprodajnog tržišta električne energije u Republici Hrvatskoj, a trend njegovog dinamiziranja nastavio se u 2014. godini. Krajem 2013. godine u Hrvatskoj je bilo 18 energetskih subjekata koji su imali dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti opskrbe električnom energijom, od čega ih je 9 bilo aktivno. HEP-ODS d.o.o. jedini je opskrbljivač kupaca u okviru javne usluge.

Kupci iz kategorije kućanstvo mogu odabrati opskrbljivača na tržištu ili koristiti uslugu po reguliranoj cijeni u okviru javne usluge za koju je zadužen HEP-ODS d.o.o.

Tijekom 2013. opskrba u okviru univerzalne usluge obuhvatila je 41 % od ukupne prodaje električne energije u Republici Hrvatskoj, odnosno 99 % prodaje električne energije krajnjim kupcima iz kategorije kućanstva.

Zajamčena opskrba obuhvatila je 15 % od ukupne prodaje električne energije u Republici Hrvatskoj, odnosno 9 % prodaje električne energije krajnjim kupcima iz kategorije poduzetništvo. Prema tome, tijekom 2013. godine oko 50 % prodaje električne energije u Republici Hrvatskoj vršilo se po reguliranim cijenama. Te cijene definiraju se na temelju metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za zajamčenu opskrbu električnom energijom koje donosi Hrvatska energetska regulatorna agencija (" Narodne novine " broj 158/13). Iznosi tarifnih stavki za zajamčenu opskrbu veći su od prosječnih iznosa tarifnih stavki za opskrbu sličnih krajnjih kupaca opskrbljivanih na tržištu električne energije.

U sustavu poticaja proizvodnje električne energije iz postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije i kogeneracijskih postrojenja krajem 2013. bilo je 679 postrojenja, ukupne snage 310,3 MW, od čega 156 sunčanih elektrana sa snagom od 7,55 MW i 15 vjetroelektrana (254,25 MW). U 2013. godini porastao je broj izgrađenih sunčanih elektrana: u odnosu na 2012. bilo je šest puta više sunčanih elektrana u pogonu s pet puta većom ukupnom snagom, a u odnosu na 2011. bilo je 35 puta više elektrana s 57 puta većom snagom.

Interes za uključenje u sustav poticaja veći je od definiranih kvota. Kvota za nove ugovore za otkup energije iz integriranih sunčanih elektrana u 2013. je bila 15 MW i ispunjena je već 4. siječnja, za neintegrirane sunčane elektrane kvota je iznosila 10 MW i popunjena je krajem kolovoza, a do kraja 2013. Hrvatski operater tržišta energije (HROTE) primio je zahtjeve za 2839 integriranih sunčanih elektrana snage 62MW i 39 zahtjeva za neintegrirane elektrane ukupne snage 20 MW koje su ostale izvan sustav poticaja. Ograničenje priključenja za vjetroelektrane je postavljeno na 400 MW.

Sustav poticanja proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije financira se iz dva izvora. Prvi je otkup električne energije, jer opskrbljivači imaju obvezu otkupa energije koju proizvedu povlaštena postrojenja razmjerno svojem tržišnom udjelu u ukupnoj opskrbi. Drugi je izvor naknada za poticanje obnovljivih izvora koju plaćaju krajnji kupci. Otkupna regulirana cijena koju opskrbljivači plaćaju HROTE-u za preuzetu energiju 1. svibnja 2012. godine povećana je sa 0,4342 kn/kWh na 0,53 kn/kWh, a novim Zakonom o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (NN 100/2015) smanjena na 0,42 kn /kWh. Ta bi se cijena trebala primjenjivi u razdoblju od 1.1-31.12.-2016. Naknada za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije do 1. studenog u 2013. godine bila je za sve kupce 0,5 lp/kWh i nije se mijenjala od 2010.

godine. Od 1. studenog 2013. godine naknada je povećana na 3,5 lp/kWh za sve kupce, osim za kupce električne energije koji su sukladno zakonu kojim se uređuje zaštita zraka, obveznici ishođenja dozvole za emisije stakleničkih plinova, za koje je ostala 0,5 lp/kWh. Naknada je povećana da bi se osigurala dosta na sredstva za otkup energije od povlaštenih proizvođača.

Otkupna regulirana cijena po kojoj opskrbljivači kupuju električnu energiju od HROTE-a određena je Tarifnim sustavom za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije, a tijekom 2013. godine bila je kontinuirano veća od prosječne veleprodajne tržišne cijene električne energije.

Prema ocjeni Hrvatske energetske regulatorne agencije (HERA; 2013) trenutačna razina sigurnosti opskrbe električnom energijom je zadovoljavajuća, ali se bez investiranja u nova proizvodna postrojenja može bitno pogoršati do 2020. godine, jer će dotrajale termoelektrane tijekom tog razdoblja izlaziti iz pogona, dok će predviđeni gospodarski razvoj uzrokovati značajniji porast potrošnje električne energije.

## 2.5 Mogućnosti financiranja

Od 2013. Svjetska banka primjenjuje novu politiku vezanu uz energetski sektor i obustavila je financiranje elektrana na ugljen, osim u vrlo specifičnim slučajevima. Europska investicijska banka također od 2013. ograničava financiranje elektrana na ugljen na one kojima je emisija ugljik dioksida najviše 550 g/kWh,<sup>18</sup> i gdje je postrojenje za prihvatanje i skladištenje ugljika spremno za instalaciju (ITOCHU, 2014). Europska banka za obnovu i razvoj banka također je u lipnju 2013. objavila novu politiku. Mogućnost financiranja elektrana na ugljen ograničena je na iznimne uvjete, a elektrana mora zadovoljavati sljedeća tri kriterija (tzv. tripartitni test):

- Ugljična intenzivnost infrastrukture koju financira EBRD mora biti s najniža od svih realno dostupnih varijanti
- Moraju se koristiti najbolje dostupne tehnologije (*best available techniques -BAT*), definirane prema direktivi o industrijskim emisijama (Direktiva 2010/75/EU)
- Elektrana mora biti u skladu s direktivom o industrijskim emisijama vezano uz spremnost za prihvatanje i skladištenje ugljika (Direktiva 2010/75/EU). (EBRD, 2014)

Nakon što je američki predsjednik B. Obama u lipnju 2013. najavio je Klimatski akcijski plan kojim se završava službena podrška izgradnji elektrana na ugljen u inozemstvu, te je zatražio i druge države i međunarodne finansijske institucije da poduzmu usporedive mjere. Od srpnja 2013. Izvozna i uvozna američka banka (*Export-import bank of the United States*) obustavila je podršku projektima na ugljen.

S druge pak strane, japanska vlada podržava izvoz, između ostalog, i japanske tehnologije za termoelektrane. To je dio i službene razvojne pomoći.

---

<sup>18</sup> Ovo praktično isključuje kredite za termoelektrane na ugljen, osim ako djelomično koriste biomasu kao gorivo ili ako su visoko učinkovito kogeneracijsko postrojenje.

[http://www.eib.org/attachments/strategies/eib\\_energy\\_lending\\_criteria\\_en.pdf](http://www.eib.org/attachments/strategies/eib_energy_lending_criteria_en.pdf)

[http://www.e3g.org/docs/Press\\_briefing-24-7-2013.pdf](http://www.e3g.org/docs/Press_briefing-24-7-2013.pdf), <http://bankwatch.org/bwmail/58/good-bad-and-uncertain-new-energy-policies-europees-public-banks>

## **2.6 Očekivani početak i trajanje projekta**

Priprema i izgradnja TEP C kasni u odnosu na plan koji je predviđao da će gradnja prateće infrastrukture novog bloka termoelektrane Plomin početi do kraja 2012., a da će do kraja prvog tromjesečja 2013. biti izabran strateški partner. To je odgođeno do kraja 2014., očekivani početak izgradnje postrojenja u tom se slučaju predviđao se za 2015. godinu (HEP,2013), a početak rada zamjenskog bloka 2017. (HEP, nd.)

Planirano vrijeme izgradnje je 40 mjeseci bez puštanja u pogon, odnosno 46 mjeseci s puštanjem u pogon. U ovoj analizi pretpostavljamo da izgradnja započne 2016. godine, te da polovicom 2019. započne probni rad.

Za Plomin C je predviđeno da će biti u pogonu 25 godina, nakon čega se očekuje odluka o rekonstrukciji ili gašenju. To je u skladu s informacijama iz natječajne dokumentacije za pretkvalifikaciju (HEP, 2012), u kojima se navodi da će HEP otkupljivati električnu energiju u razdoblju od 20-30. godina, te referentnim razdobljem za projekte u energetici, koje je između 15-25 godina.

## **2.7 Utjecaj na zapošljavanje**

U Termoelektrani Plomin radi 240 zaposlenika (podatak na dan 31.12.2010), a prema podacima HEP-a, novi blok će zapošljavati 150 ljudi. To je više od referentnih vrijednosti, koje za blok od 750 MW predviđaju zapošljavanje 135 ljudi (SEETIS, 2014, vidjeti tablicu 9).

Tijekom izgradnje očekuje se da će na gradilištu raditi 500 radnika, a u maksimumu (koji bi mogao trajati do godinu dana) 1250-1300 radnika. Podaci o očekivanim profilima i obrazovanju radnika nisu javno dostupni. Gradilište će generirati privremeni porast potražnje za uslugama.

## **2.8 Utjecaj na okoliš, zdravlje i klimu**

U ovom su odlomku komentirani navodi važeće Studije utjecaja na okoliš. Potrebno je napomenuti da je mišljenje autora da su utjecaji Termoelektrane Plomin C na okoliš, a prvenstveno na klimu, i te kako značajni. SUO, međutim, ne dijeli taj stav, već navodi „da se emisija CO<sub>2</sub> po proizvedenom kWh na razini Hrvatske neće promijeniti“ (s čim se slažu i autori, ali smatraju da je za Hrvatsku relevantna ukupna emisija CO<sub>2</sub> a ne emisija po proizvedenom kWh) te da je „za Državu neutralno kolika je emisija iz ovih izvora [termoelektrana] jer će oni biti u europskoj shemi trgovanja emisijama“. Stav je autora da je prijelaz na niskougljično gospodarstvo u RH nužan kao i u ostatku Europske unije (i globalno) te da je izuzetno važno razmotriti omogućava li izgradnja nove termoelektrane na ugljen taj prijelaz ili ne. Također, stav je autora da je činjenica da će se iz Plomina C godišnje emitirati više od 2,6 milijuna tona CO<sub>2</sub> izuzetno važna i da ne smije ostati maskirana u specifičnu emisiju CO<sub>2</sub> po proizvedenom kilovat-satu.

U nastavku teksta dan je osvrt na pojedina poglavila SUO.

Područje elektrane obuhvaća površinu od oko 54 ha, koju čini kompleks katastarskih čestica u vlasništvu HEP-a i pomorskog dobra (uski obalni pojas i pristan) za prihvat i transport ugljena . Nalazi se na jugoistočnoj obali istarskog poluotoka, odnosno u uvali na samom kraju Plominskog zaljeva.

Prostor većim dijelom pripada općini Kršan, a manjim dijelom (obalni rub uvale) Gradu Labinu u Istarskoj županiji.

Iako netehnički dio Studije o utjecaju na okoliš tijekom izgradnje i korištenja TE Plomin C navodi da su utjecaji na tlo zanemarivi na lokaciji i u okolini lokacije zahvata, definiran je moguć značajan utjecaj opasnog otpada vezanog uz korištenje goriva i maziva, pogotovo u slučaju mogućeg akcidenta, kao i utjecaj korištenja mehanizacije i vozila tijekom izgradnje pogona. Nije do kraja definirano kako će na tlo utjecati mogući otpad nastao tijekom rada elektrane, budući da nisu jasno definirani planovi korištenja otpada u proizvodnji građevnih materijala.

Također opisan kao gotovo potpuno zanemariv, s obzirom na svoju lokalnu prirodu, utjecaj je na vode i more, koji uključuje moguće promjene smjera podzemnih voda, tokova pomorskih izvora, fizikalno kemijskih karakteristika i hidrološkog strujnog polja. Od utjecaja tijekom rada, najznačajniji je utjecaj na biotu zaljeva. Na floru i faunu zaljeva primjetno će utjecati i izgradnja rashladnog tunela, korištenje rashladnog medija i često uplovljavanje i isplavljanje iz Plominskog zaljeva. Neke od tvrdnji iz navedene Studije opisuju utjecaj na more značajnijim od konačno zaključenog: „U prvom redu elektrana zahtjeva značajnije veće potrebe za ugljenom nego što je to bilo do sada. To znači značajno veći broj uplovljavanja brodova (...). U smislu bio-ekoloških karakteristika, ovo je značajno zbog većeg periodičkog povećanja suspendiranih čestica u stupcu vode, smanjenja prozirnosti i promjena u fizikalno-kemijskom sastavu.“

Prema studiji utjecaja na okoliš, Plomin C, koji je četiri puta veći od starog bloka će iz dimnjaka ispušтati za upola manje dušičnih oksida, dvije trećine manje sumpornog dioksida te 20-ak posto manje čestica<sup>19</sup>.

SUO također navodi da utjecaj na klimu nije negativan, budući da Plomin C zamjenjuje Plomin A i elektrane na loživo ulje.<sup>20</sup>

Kumulativan utjecaj na okoliš ocijenjen je kao prihvatljiv, budući da su ukupne emisije u sve elemente okoliša u granicama europskih normi. Međutim, nije poznato koliko i kako će biti implementirane mjere smanjenja utjecaja tijekom izgradnje ili rada elektrane.

## 2.9 Usuglašenost s EU i nacionalnim okvirima

Kao što je ranije spomenuto, glavni ciljevi projekta nisu jasno komunicirani s javnosti. Ukoliko je glavni cilj projekta povećanje sigurnosti opskrbe, to je načelno u skladu s glavnim ciljevima energetske politike EU i RH (sigurnost, održivost, konkurentnost). Međutim, potrebno je istaknuti da je Europska unija usvojila i ciljeve u pogledu smanjenja emisija stakleničkih plinova: obvezujućih -40% do 2030. godine, te -80% do 2050. godine (s mogućnošću daljnog postrožavanja na čak -95%).

---

<sup>19</sup> Emisije SO<sub>2</sub> u Plominu 1 & 2 iznose 5,7 g/kWh, a u Plomin C će iznositi 0,8, što je 86% smanjenje po kWh: emisije NO<sub>x</sub> smanjite iznosile su 3,4. g/kWh, a Plomin C ima 0,6, a čestice 0,24 g/kWh na 0,07

<sup>20</sup> Ovakva ocjena po mišljenju autora nije u skladu s razvojnim politikama Hrvatske i Europske unije.

Pobrojani ciljevi europske energetske politike (sigurnost, održivost, konkurentnost) dodatno su ojačani usvajanjem Strategije za energetsku uniju koja kao cilj postavlja osiguranje „sigurne, konkurentne i niskougljične“ energije. S javnošću je Plomin C komuniciran kao objekt koji značajno doprinosi energetskoj sigurnosti i smanjuje ovisnost o uvoznoj električnoj energiji. Međutim, jedan od prioriteta Energetske unije je i potpuno integrirano unutrašnje energetsko tržiste, sa slobodnim protokom energije bez tehničkih i administrativnih barijera. Ulaganja u prekograničnu infrastrukturu omogućiti će energetske tokove, unaprijediti energetsku sigurnost<sup>21</sup>, smanjiti ovisnost o uvozu i pripremiti mrežu za znatan udio obnovljivih izvora energije. Prema Zakonu o energiji (Čl. 27. st. 3) Vlada RH, na prijedlog Ministarstva gospodarstva, koje je pribavilo mišljenje HERA-e, jednom godišnje, do 30 lipnja tekuće godine za prethodnu godinu, daje i javno objavljuje izvješće o sigurnosti opskrbe energije i očekivanim potrebama za energijom koje treba sadržavati, između ostalog, očekivani razvoj proizvodnje, opskrbe, prekograničnih razmjena i potrošnje.<sup>22</sup> Hrvatski operator prijenosnog sustava podnio je izvješće o sigurnosti opskrbe, HERA je dala prethodnu suglasnost, no Vlada nije objavila izvješće o sigurnosti opskrbe. Nije jasno zbog čega se energetska sigurnost na razini RH razmatra unutar nacionalnih granica te zašto kao mogućnost povećanja energetske sigurnosti nisu analizirana ulaganja u prekogranične prijenosne kapacitete, odnosno zbog čega rezultati tih analiza nisu komunicirani sa zainteresiranoj javnosti.<sup>23</sup>

Specifični ciljevi energetske strategije za razdoblje do 2020 uključuju smanjivanje emisije iz velikih izvora (obveznika sheme trgovanja emisijama ) za 21% do 2020. u odnosu na 2005. i 20% smanjivanje emisije stakleničkih plinova u 2020 u odnosu na 1990. Usvojen je i obvezujući cilj za smanjenje emisija stakleničkih plinova od barem 40% do 2030. godine u odnosu na 1990. kao i indikativni cilj od barem - 80% do 2050. pa do čak -95% uz ispunjenje drugih preduvjeta. Međutim, javnost nije upoznata s rezultatima analiza na koji su način navedeni ciljevi (preneseni na hrvatske specifične prilike) dostižni uz izgradnju TE Plomin C te u kojim će se sektorima ostvarivati dodatna smanjenja emisija CO<sub>2</sub>. S emisijom od 2,6 MtCO<sub>2</sub>/god Plomin C tvorit će znatan udio ukupnih emisija stakleničkih plinova u budućnosti, a smanjenja emisija bit će nužno ostvariti u drugim sektorima emisija, a to su promet, zgradarstvo, industrija, poljoprivreda, gospodarenje otpadom i upravljanje zemljištem. Europske klimatske strategije čvrsto su povezane s energetikom jer se glavnina budućeg smanjenja emisija stakleničkih plinova očekuje upravo u energetskom sektoru. Može se zaključiti da će dostizanje ambicioznih ciljeva bez značajnog oslanjanja na energetski sektor biti izuzetno složeno pa su rezultati analiza koje identificiraju ključne sektore za smanjenja emisija CO<sub>2</sub> i očekivane sektorske doprinose izuzetno važni i nužno ih je čim prije predstaviti zainteresiranoj javnosti.

Prema Direktivi 2009/31/EC elektrane veće od 300 MW trebaju izraditi elaborat izvedivosti primjene CCS tehnologije. Ukoliko se utvrdi opravdanost izgradnje, potrebno je rezervirati prostor za naknadnu izgradnju, kada tehnologija bude raspoloživa. Prostor je rezerviran, no elaborat nije izrađen (MINGO,

---

<sup>21</sup> Razmatra se energetska sigurnost čitave EU, a ne pojedinih zemalja članica.

<sup>22</sup> Više o tome HERA (2015).

<sup>23</sup> Prema Zakonu o energiji (Čl. 27. st. 3) Vlada RH, na prijedlog Ministarstva gospodarstva, koje je pribavilo mišljenje HERA-e, jednom godišnje, do 30 lipnja tekuće godine za prethodnu godinu, daje i javno objavljuje izvješće o sigurnosti opskrbe energije i očekivanim potrebama za energijom koja treba sdržati, između ostalog, očekivani razvoj proizvodnje, opskrbe, prekograničnih razmjena i potrošnje. Više o tome HERA (2015).

2015)<sup>24</sup>. Dodatno je važno istaknuti da izgradnjom postrojenja za uklanjanje ugljičnog dioksida iz dimnih plinova problem neće biti riješen, jer samo postrojenje ne rješava pitanje skladištenja ugljičnog dioksida. Zainteresirana javnost nije upoznata s planiranim lokacijama dugoročnog skladištenja ugljičnog dioksida uklonjenog iz dimnih plinova, a kod izbora konkretne lokacije vjerojatan je otpor lokalne zajednice.<sup>25</sup>

U slučaju da bude ugovoren otkup ukupne proizvedene količine električne energije, mogući je problem što bi Europska komisija takav ugovor mogla proglašiti državnom potporom odnosno narušavanjem tržišnog natjecanja.

### 2.9.1 *Strategija prostornog uređenja*

Programom prostornog uređenja iz 1999. navodi se da se „u RH do 2015. neće graditi niti istraživati odnosno ispitivati mogućnost izgradnje termoenergetskih objekata na ugljen“. Prema dokumentima HEP-a, a što je navedeno i u MZOP (2012) u slučaju TEP C radi se o postojećoj lokaciji i rekonstrukciji, pa da izgradnja novog bloka nije u suprotnosti s tom odredbom.

### 2.9.2 *Lokalni planovi*

Prostorno planski dokumentima Istarske županije, općine Kršan i grada Labina postavljena su ograničenja proizvodnih kapaciteta u TE Plomin na 335 MW, a za emergent se postavlja prirodni plin. U objedinjenim uvjetima zaštite okoliša Ministarstvo zaštite okoliša i prirode navodi da su ograničenja snage i izbor energenata u lokalnim prostorno-planskim definirani zbog zaštite okoliša, ali da predložena tehnologija omogućava ostvarivanje ciljeva zaštite okoliša i uz veću snagu. Međutim, potrebno je napomenuti da je u tijeku sudski spor kojim se osporava ovakav stav.

### 2.9.3 *Emisije CO<sub>2</sub> i tržište emisijskih dozvola*

U veljači 2005. pokrenuta je ETS shema trgovanja emisijama u kojoj sudjeluje 11.000 velikih postrojenja.<sup>26</sup> Sve zajedno, EU ETS sustav uključuje 45% ukupnih emisija iz EU28, kao i emisija iz Islanda, Lihtenštajna i Norveške, koji su uključeni u sustav. Sustav uključuje emisije ugljičnog dioksida (CO<sub>2</sub>) iz

---

<sup>24</sup> Postoje podaci da su provedene sljedeće studije: Prostorno planiranje, Urbanistički institut Hrvatske, Zagreb i Urbis 72, Pula, (ii) Makroekonomска analiza, Ekonomski institut Zagreb (iii) Preliminarna studija izvedivosti, Konzalting, Zagreb(iv), Socioekonomski prikaz područja Labinštine, Institut društvenih znanosti Ivo Pilar, (v) Studija tehnoloških voda, Tehnički fakultet Rijeka i Građevinski fakultet Rijeka, (vi)geotermalne studije lokacije, Rudarsko geološko naftni fakultet, Zagreb,(vii) Istražni radovi i projektiranje, Elektroprojekti, Institut građevinarstva Hrvatske, Urbis /2 i Konzalting, (viii) Studija utjecaja na okoliš, Institut za energetiku i zaštitu okoliša Ekonerg

<sup>25</sup> U Šestom nacionalnom izvješću RH prema Okvirnoj konvenciji Ujedinjenih naroda o promeni klime /NN 18/2014) jedna od planiranih mjera je izrada Nacionalne studije izvodljivosti s akcijskim planom pripremnih aktivnosti za projekte CCS-a u Republiци Hrvatskoj, koja bi trebala ocijeniti dostupne prikladne skladišne lokacije, tehnički i ekonomski izvedive transportne objekte te tehnički i ekonomski izvediva dogradnja postrojenja za hvatanje CO<sub>2</sub>.

<sup>26</sup> [http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet\\_ets\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet_ets_en.pdf)

pogona za proizvodnju energije, energetski intenzivne industrije i komercijalnog zrakoplovног prometa.

Od 2013., ograničenje emisija smanjuje se za 1,74% svake godine, kako bi 2020. godine emisije iz sektora proizvodnje energije i energetski intenzivne industrije pale na 21% manji iznos od iznosa emisija 2005. godine. Ograničenje za sektor zrakoplovног prometa je iskazano odvojeno.

Tržište emisija znači dodjeljivanje novčane vrijednosti svakoj toni ekvivalentnog CO<sub>2</sub>, tj. emisijskome pravu. Dodjeljivanje novčane vrijednosti ugljičnom dioksidu, odnosno novčana vrijednost prava na emisije, utječe na varijabilne troškove proizvodnje električne energije, tj. na kratkoročne granične troškove (kratkoročni granični troškovi sastoje se od troškova goriva i varijabilnih troškova pogona i održavanja) (Pašićko et al, 2010).

U prethodnom se periodu dio emisija dodjeljivao velikim postrojenjima od strane vlada, a od 2013. se raspoređuje putem dražbi. To, ukratko, znači, da tvrtke moraju kupovati dozvole na dražbi, proporcionalno iznosu njihovih emisija. Do 2027. plan je u potpunosti izbaciti „besplatno“ alociranje, uz ostavljanje dražbi kao dobrog modela, s adekvatnom razinom transparentnosti. Nove članice EU u mogućnosti su alocirati limitiranu količinu emisija do 2019., ali jednakovrijedan iznos novca moraju uložiti u obnovu energetskog sektora.

U Republici Hrvatskoj, trenutni Plan alokacije sredstava detaljno je razrađen po prioritetnim područjima, sukladno namjenama korištenja raspoloživih sredstava predviđenih Zakonom o zaštiti zraka, a mjere su grupirane u osam područja, i uključuju financiranje mjera iz nacionalnih planova u sektorima vezanim uz smanjenje emisija (npr. Nacionalni plan obnovljivih izvora energije ili Nacionalni akcijski plan energetske učinkovitosti).<sup>27</sup>

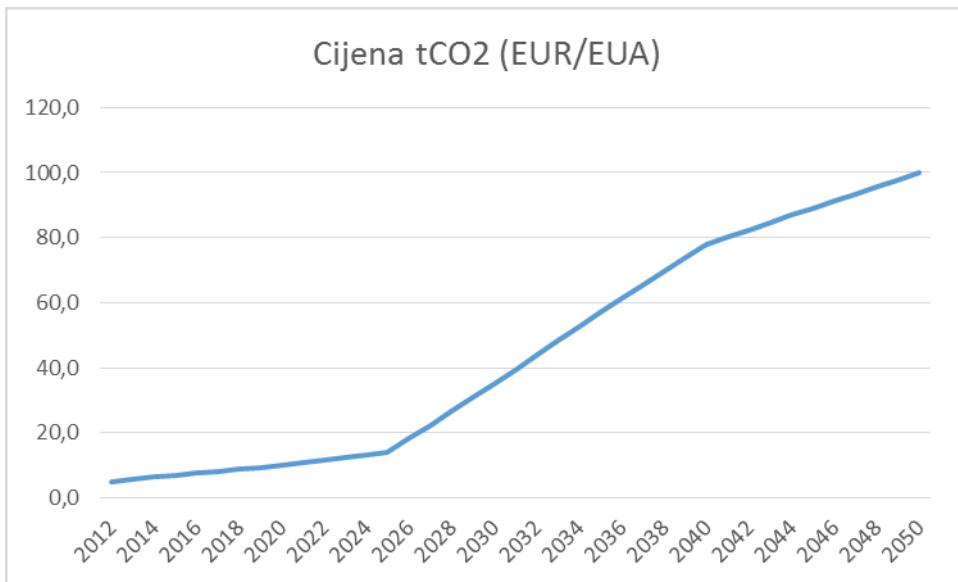
Postizanje ciljeva smanjenja emisija za 80% do 2050. godine, uključuje scenarije s različitim tehničkim i bihevioralnim mjerama. Svaki od tih scenarija, s obzirom na uključenost troškova, podrazumijeva i različitu projiciranu cijenu emisija. Koristeći model PRIMES, stavljajući naglasak na mjere vezane uz energetsku učinkovitost i/ili obnovljive izvore energije, projicirane su cijene emisija do 2050. godine prema referentnom ili ambicioznijim scenarijima.

Cijene (i energije i emisija) u PRIMES modelu koriste se na način da se podrazumijeva zajedničko tržište emisija, kao i energije za čitavu Europsku uniju. Utjecaj na cijenu emisija značajno ovisi o tome hoće li se naglasak na implementaciju mjera staviti na ciljeve vezane uz energetsku učinkovitost ili one uz obnovljive izvore energije ili na njihovu kombinaciju, kako preporučuje europsko zakonodavstvo davanjem zajedničkih preporuka (npr. EU 20-20-20) i uz korištenje linearnog pravila o smanjenju od 1,74% godišnje-koje je trenutno na snazi.

U scenariju usklađenom s europskim zakonodavstvom, projekcije cijena ETS emisija, dane u EUR/EUA, su kako je navedeno na sljedećem grafu:

---

<sup>27</sup> [http://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2014\\_11\\_140\\_2648.html](http://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2014_11_140_2648.html)



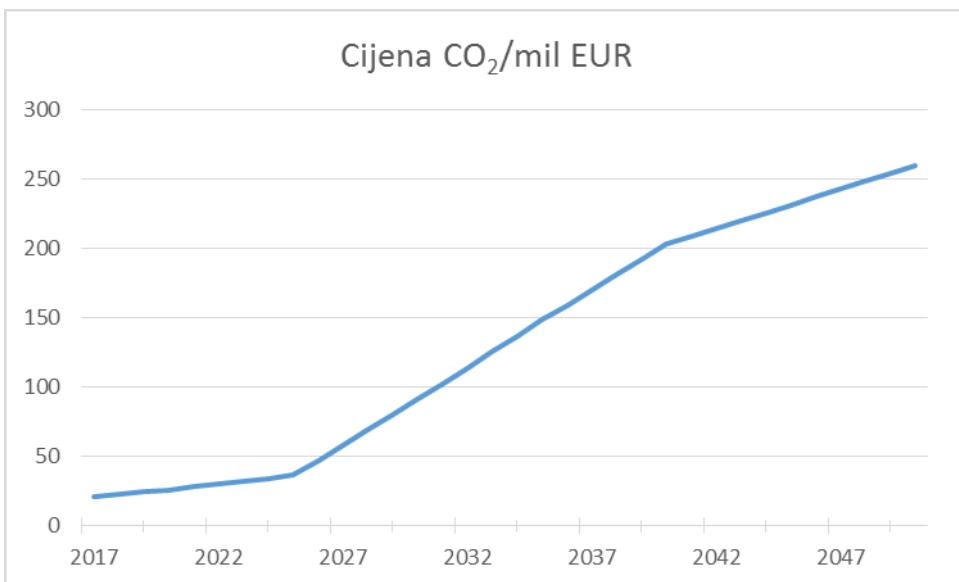
**Slika 2 Projekcije cijena emisija stakleničkih plinova u ETS sustavu, do 2050. godine (Capros,2011)**

Varijabilni troškovi rada elektrane, a time i trošak proizvedene električne energije, ovisi, između ostalog, i o iznosu emisija stakleničkih plinova, koje je potrebno otkupiti na dražbi. Tako se promjenom cijena na tržištu ETS emisijama, mijenja i ukupan trošak proizvodnje električne energije iz elektrana koje koriste konvencionalna goriva.

Lignite, ugljen niskog ranga, sa znatnom količinom ukupne vlage, ima vrijednost faktora od 109,5 t / TJ (Orlović-Leko, 2015). Studija utjecaja na okoliš zahvata (Ekonerg-Institut za energetiku i zaštitu okoliša, 2011) navodi: „S druge strane, u TE Plomin C će se proizvoditi isključivo električna energija, pa je vidljivo da je referentna vrijednost od 722gCO<sub>2</sub>/kWh, prihvatljiva.“

Ukupna predviđena proizvodnja energije iz TE Plomin C iznosi 3,6 TWh godišnje. Ukupne godišnje emisije CO<sub>2</sub>, prema navedenom, iznose: 2.599.200,00 tCO<sub>2</sub>.

Rast godišnjih troškova za emisije u slučaju ostvarivanja projekcija rasta cijena emisija prema PRIMES modelu:



**Slika 3 Cijena emisija CO<sub>2</sub>/god za TE Plomin C, prema projekcijama cijena iz modela PRIMES, u scenariju ostvarivanja ciljeva EU politika**

Novi blok TE Plomin 3 veće je snage od TE Plomin 1, koji zamjenjuje, pa će se nakon puštanja u rad bloka TE Plomin 3 povećati emisija ugljikovog dioksida sa sadašnjih oko dva milijuna tona godišnje (blokovi 1 i 2) na oko četiri milijuna tona godišnje (blokovi 2 i 3).

## 2.10 Institucionalni aspekt

Nositelj projekta je HEP d.d., vladajuće društvo u okviru HEP grupe, u 100% vlasništvu države.

U fazi pripreme, uz HEP i Marubeni, u koordinaciji i pripremi sudjeluje operativna skupina za pripremu i provedbu projekta Plomin C, čiji je voditelj g. Alen Leverić. Uz operativnu skupinu, CEI vodi i koordinira aktivnosti konzultanata angažiranih za pripremu i provedbu natječaja i sklapanje Ugovora sa strateškim partnerom, te koordinira provedbu projekta u zadanim vremenskim okvirima.

Na lokaciji će raditi dva bloka, Plomin 2 i Plomin C. Prema odluci o proglašenju Plomina C strateškim projektom, HEP d.d. nositelj je projekta. U skladu s iskustvom zajedničkog ulaganja HEP-a i RWE Power za Plomin 2 sklopljenog po modelu BOT (*build-own-transfer*), te uvjetima iz natječajne dokumentacije za odabir strateškog partnera, koji navodi da će se uspostaviti zajedničko društvo s odabranim partnerom (HEP, 2012) pretpostavljena je uspostava zajedničkog društva HEP d.d. i Marubenija.

U vođenje i pogon Plomina C bit će minimalno uključeni HEP d.d., HEP Proizvodnja d.o.o., Marubeni i Plomin d.o.o.

### 2.10.1 Administrativne i proceduralne obvezе

Građevine za proizvodnju električne energije (proizvodni objekti) mogu graditi pravne ili fizičke osobe pod uvjetom da proizvodni objekti koje namjeravaju graditi udovoljavaju kriterijima utvrđenim u

postupku izdavanja energetskog odobrenja za izgradnju proizvodnih objekata propisanih Zakonom o tržištu električne energije.

Ako izgradnja proizvodnih objekata na temelju odobrenja uz mjere upravljanja potrošnjom električne energije i mjere povećanja energetske učinkovitosti nije dovoljna, može se donijeti odluka o izgradnji objekta za proizvodnju električne energije putem javnog natječaja u interesu:

- sigurnosti opskrbe,
- zaštite okoliša,
- promicanja energetske učinkovitosti.

Za izgradnju proizvodnih objekata , a za izgradnju proizvodnih objekata snage 50 MW i veće, odluku o raspisivanju natječaja i o izboru najpovoljnijeg ponuditelja donosi Vlada Republike Hrvatske na prijedlog Hrvatske regulatorne energetske agencije (HERA).

U natječaju se mora navesti:

- lokacija na kojoj će se graditi objekt,
- vrsta primarne energije,
- način i uvjeti proizvodnje i preuzimanja električne energije,
- uvjeti koji se odnose na prestanak rada objekta,
- uvjeti koji se odnose na zaštitu okoliša i zaštitu zdravlja građana,
- potrebna energetska učinkovitost,
- mjere poticaja, odnosno subvencija za pojedine proizvodne objekte,
- kriteriji utvrđeni za izdavanje energetskog odobrenja za izgradnju proizvodnih postrojenja i
- uvjeti korištenja općih i javnih dobara.

Način raspisivanja natječaja, uvjete natječaja za izgradnju objekata, detaljan opis odredbi ugovora kao i postupaka koje moraju zadovoljiti svi sudionici natječaja te popis kriterija za odabir najpovoljnijeg ponuditelja određuje pravilnikom ministar. Postupak natječaja, uvjeti za sudjelovanje i mjerila za odabir moraju biti razvidni i nepristrani.

HERA je odgovorna za organizaciju i provedbu postupka natječaja.

Potreba za izgradnjom Plomina C obrazlaže se sigurnošću opskrbe.

Osiguranje dostatne proizvodnje i isporuke električne energije potrebne za život i rad građana te poslovanje i razvoj gospodarskih i društvenih subjekata i njihova opskrba električnom energijom na siguran, pouzdan i kvalitetan način, po realnim cijenama, kao i energetski razvoj, od interesa je za Republiku Hrvatske (čl. 51 st. 2 Zakona o tržištu električne energije, NN22/2013, 95/15, 102/15). Građevine za proizvodnju električne energije grade se i koriste u skladu s propisima o prostornom uređenju i gradnji, propisima kojima se uređuje energetski sektor, propisima kojima se uređuje zaštita okoliša te posebnim tehničkim i sigurnosnim propisima.

Natječaj za izbor strateškog partnera nije proveden po postupku definiranom za osiguranje sigurnosti opskrbe. Odluku o natječaju za strateškog partnera donio je HEP koji je natječaj i proveo.

## 2.11 Percepcija i očekivanja populacije u vezi projekta

Izgradnja elektrana na ugljen povezana je s otporom javnosti. Savjetodavni referendum na kojemu su se građani Labinštine u izjašnjavali jesu li "za" ili "protiv" ugljena kao energenta termoelektrane Plomin C održan je u ožujku 2015., Izašlo je oko 37 posto od ukupno 20.544 tisuće birača s Labinštine. Protiv ugljena kao energenta izjasnilo se 94 posto građana Labinštine koji su izašli na referendum.

Tijekom javnog uvida u Studiju utjecaja na okoliš prikupljen je velik broj primjedbi koje su se odnosile na: neusklađenost zahvata s prostorno-planskom dokumentacijom, korištenje ugljena kao energenta i

njegova raspoloživost (u odnosu na plin, obnovljive izvore energije i scenarij „ne radi ništa“), primjenjene tehnologije (tehnologiju nadkritičnih parametara pare i ugljene prašine u odnosu na tehnologiju rasplinjavanja ugljena –IGCC), korištenje uređaja za izdvajanje CO<sub>2</sub> iz dimnih plinova, postupka vezanih uz odlaganja nusproizvoda na lokaciji i uz potrebu ugradnje dodatnih uređaja za smanjenje žive, procjena rizika po zdravlje, eksternih troškova zbog onečišćenja, troškova i koristi od projekta, utjecaja na turizam, zrak, vode, zdravlje ljudi, osiguranje vodoopskrbu (MZOIP, 2011, str.13-17)<sup>28</sup>.

Ministarstvo zaštite okoliša i prirode nije prihvatio mišljenje javnosti i zainteresirane javnosti u vezi gore navedenih pitanja tvrdeći da su primjedbe „neutemeljene“.

---

<sup>28</sup> Dio primjedbi odnosio se na neusklađenost projekta s europskim klimatskim, ali ih MZOIP u svojem pregledu ne navodi zasebno.

### **3 Ciljevi projekta**

Da bi se omogućila procjena odgovara li (i u kojoj mjeri) predloženi projekt zadovoljavanju potreba, te ocijenili očekivani rezultati i utjecaj projekta, moraju se definirati jasni ciljevi projekta. Ciljeve treba odrediti (po mogućnosti kvantitativno) te utvrditi početne i ciljne vrijednosti pokazatelja.

Ciljevi projekta nisu jasno iskommunicirani s hrvatskom javnosti, pa su u nastavku teksta navedeni ciljevi identificirani na temelju odluke o proglašenju projekta Plomin C strateškim (Vlada, 2014).

„Opći je cilj projekta izgradnja dugoročno sigurnog i stabilnog izvora električne energije kojim će se zamijeniti proizvodnja iz postojećeg bloka Plomin 1. Time se pomaže ostvarenje elektroenergetske neovisnosti Republike Hrvatske te smanjuje ovisnost o uvozu električne energije. Gradnjom bloka C ostvaruje se ravnoteža korištenja različitih energetskih resursa u proizvodnji električne energije što doprinosi stabilnosti elektroenergetskog sustava.

Projektom će se omogućiti gospodarski rast i razvoj Republike Hrvatske, te on ima dvostruki utjecaj na rast BDP-a (domaća proizvodnja električne energije uz izravno strano ulaganje).

Rekonstrukcija TE Plomin omogućava zadržavanje postojećih radnih mjesta u TEP 1, tijekom izgradnje su predviđena nova zapošljavanja, te ima pozitivan utjecaj na usluge tercijarnog sektora. Osiguravaju se uslužni i servisni poslovi tijekom životnog vijeka elektrane te značajni porezni i ostali prihodi proračunu koji će se ostvariti kroz povećanu zaposlenost, doprinose i naknade tijekom rada elektrane (Vlada, 2014).

Rekonstrukcija omogućava provedbu Direktive 2001/80/EZ Europskoga parlamenta i Vijeća od 23. listopada 2001. o ograničavanju emisija određenih onečišćujućih tvari u zrak iz velikih uređaja za loženje (SL L 309, 27.11.2001.) te Direktive 2008/1/EZ Europskoga parlamenta i Vijeća od 15. siječnja 2008. o cjelovitom sprečavanju i nadzoru onečišćenja (kodificirana verzija) (SL L 24, 29.1.2008.)<sup>29</sup>. Za njihovu je primjenu pregovorima o pristupanju Republike Hrvatske Europskoj uniji definirano prijelazno razdoblje do 1.1. 2018.“

---

<sup>29</sup> Prijelazno razdoblje vezano uz Direktivu 2001/80/EZ se osim na Plomin 1 (parni kotao 338 MW) i TE Plomin d.o.o (parni kotao 544 MW) odnosi i na sljedeća postrojenja u sklopu HEP proizvodnje d.o.o. : TE Rijeka: parni kotao (800 MW), TE Sisak blok 1: parni kotlovi 1A+1B (548 MW), TE Sisak - blok 2: parni kotlovi 2A +2B (548 MW), TE-TO Zagreb: obuhvaća parni kotao K3 bloka C, vrelvodne kotlove VK 3, VK 4, VK 5, VK 6 i parni kotao PK 3 (ukupno: 828 MW), EL-TO Zagreb: obuhvaća blok od 30 MW s parnim kotlovima K4 (K8) i K5 (K9), blok od 12 MW s parnim kotlom K3 (K6), vrelvodne kotlove WK 1 i WK 3 te parni kotao K2 (K7) (ukupno: 510 MW), TE-TO Osijek: parni kotlovi K1+K2 (ukupno: 196 MW).

Prijelazno razdoblje prema Direktivi 2008/1/EZ odnosi se na sljedeća postrojena HEP proizvodnje d.o.o: KTE Jertovec, TE Plomin 1, EL-TO Zagreb, TE - TO Zagreb, TE Sisak, TE - TO Osijek, TE Rijeka i na PLOMIN d.o.o. (TE Plomin 2), (Annex III Ugovora o pristupanju).

## 4 Određivanje projekta

Metodologija za provedbu analize troškova i koristi definira da se projekt određuje na temelju sljedećih kriterija:

1. Projekt mora biti jasno identificiran kao samodostatna jedinica analize. Tehničke cjeline (lotovi), administrativne ili finansijske faze koje se same po sebi ne mogu smatrati operativnima analiziraju se u okviru analize troškova i koristi zajedno s drugim fazama koje čine veliki projekt.
2. Pri određivanju projekta uzimaju se u obzir područje utjecaja, krajnji korisnici (tj. populacija koja ima izravne koristi od projekta) i odgovarajući dionici čija se dobrobit računa u agregiranje neto koristi<sup>30</sup>,
3. Utvrđuje se nadležno tijelo za provedbu te se analiziraju njegovi tehnički, finansijski i institucionalni kapaciteti. (Provedbena uredba 2015/207)

### 4.1 Fizički elementi i aktivnosti

Projekt "Rekonstrukcija TE Plomin- zamjena postojećeg bloka 1 u cilju modernizacije i povećanja kapaciteta" obuhvaća zamjenu postojećeg bloka 1 snage 125 MW blokom C snage 500 MW. Zahvat je smješten na postojećoj lokaciji Termoelektrane Plomin 1 i 2, na području općina Kršan i grada Labina. Novi blok koristit će tehnologiju nadkritičnih parametara pare i ugljene prašine sa stupnjem korisnog djelovanja 45% (Ekonerg, 2011).

Vrijednost ukupnih troškova projekta procijenjena kroz materijalnu i nematerijalnu imovinu je 6.300 milijuna kuna (Vlada 2014)<sup>31</sup>.

Projekt obuhvaća aktivnosti vezane uz:

- izgradnju postrojenja
- rad postrojenja i
- uklanjanje postrojenja.

Za rad postrojenja potrebno je proizvodno-energetsko postrojenje i infrastrukturni sustavi.

Proizvodno-energetsko postrojenje sastoji se od glavnog pogonskog objekta, sustava za čišćenje dimnih plinova, kemijsku pripremu vode sa spremnicima, obradu turbinskog kondenzata, sustav opskrbe sirovom vodom, sustav obrade otpadnih voda, sustav dobave goriva, silosa za ugljen, rekonstruiranog dimnjaka, rekonstruiranog rasklopnnog postrojenja, spremišta, garaže, radionice, upravne zgrade, prometnice, parkirališta i drugih pomoćnih objekata. Rezerviran je prostor za smještaj postrojenja za hvatanje CO<sub>2</sub>.

---

<sup>30</sup> Ovo je teskt prijevoda uredbe. Dobrobit (welfare), kao i neto korist može biti negativna.

<sup>31</sup> Dostupni podaci o vrijednosti ulaganja variraju od 5,8-6,3 mlrd kn: prema podacima HEP-a trošak projekta 5,8 milijarda kuna (HEP, nd). U natječaju za odabir strateškog partnera baratalo se iznosom od 6 milijardi kuna, dok je u odluci o odabiru strateškog projekta naveden iznos od 6,3 milijardi kuna. Na službenim stranicama Ministarstva gospodarstva navedena je vrijednost projekta 6.269 milijuna kuna (MINGO, 2015).

Infrastrukturni sustavi uključuju sustav za transport ugljena od pristana do silosa, sustav za zbrinjavanje nusproizvoda (silose, pristan i transportne trake), sustav rashladne morske vode, vodoopskrbu i pristupnu javnu prometnicu (Ekonerg, 2011).

Osim novih sustava koji će se graditi (i koji su bili predmet Studije utjecaja na okoliš) Plomin C ne može biti operativan bez rasklopнog postrojenja, odgovarajuće prijenosne mreže i postrojenja koja će zajednički koristiti Plomin 2 i Plomin C, a to su:

- dimnjak 340 m (rekonstruirat će se postojeći dimnjak)
- silosi ugljena,
- pristan za ugljen,
- postojeći sustav za istovar i dopremu ugljena od pristana do silosa za ugljen (transportna traka za ugljen),
- cijevni transporter kapaciteta 350t/h
- odlagalište pepela i šljake (kao rezerva u slučaju smanjenog plasmana nusproizvoda),
- sustav za transport pepela i šljake s pristanom za otpremu (uređaj za utovar brodova nosivosti 2500 dwt<sup>32</sup> na novom pristanu za otpremu nusproizvoda) i
- dobava sirove vode.

Za priključenje TE Plomin C na mrežu je potrebno izgraditi 2\*220 kV priključni dalekovod (vodiči A1/Č/2x490/65mm<sup>2</sup>) koji će se priključiti na TS 400/220/110kV Melina, uz ugradnju trećeg transformatora 400/220kV, 400 MVA u TS Melina (HOPS, 2014: 59).

Prijenos električne energije i distribucija električne energije su regulirane djelatnosti, a HOPS d.o.o. vlasnik je cjelokupne hrvatske prijenosne mreže.

U projekt se ubrajaju i potrebna ulaganja u luku posebne namjene – Industrijsku luku Plomin. Radi se o ulaganjima potrebnim za prihvat ugljena i izgradnju sustava rashladne vode, u skladu s Odlukom o izmjenama i dopuni Odluke o davanju koncesije na pomorsko dobro u svrhu izgradnje i gospodarskog korištenja obale za luke posebne namjene – Industrijske luke Plomin (Vlada RH 2015a). Ulaganja su procijenjena na najmanje 155 milijuna kn (Vlada RH, 2015a).

## 4.2 Područje utjecaja, krajnji korisnici, ostali dionici

Područje utjecaja emisija ugljikovog dioksida je globalno, a odnosi se na promjenu klime. Globalni utjecaj emisija pokušava se ublažiti mjerama smanjivanja emisija i tržišnim mehanizmima, što se u ovoj analizi uzima u obzir prilikom kvantitativne procjene troškova emisije CO<sub>2</sub>.

Ovdje predstavljeno područje utjecaja odnosi se prvenstveno na područje Republike Hrvatske.

U Studiji utjecaja na okoliš utjecaji na zrak, vodu, tlo, bioraznolikost razmatrani su za područje u krugu od 20 km. To područje zahvaća sljedeće općine i gradove na području dvije županije (Istarsku i Primorsko-goransku): Barban, Cerovlje, Gradišće, Labin, Kršan, Lupoglav, Marčan, Pazin, Pićan, Sv. Nedjelja, Raša, Svetvinčenat, Žminj, Cres, Lovran, Mošćenička Draga i Opatija sa 37.600 stanovnika.

---

<sup>32</sup> Dwt (*Deadweight tonnage*) je ukrcajni kapacitet broda, mjereno u tonama, uključujući potrebno gorivo, mazivo, itd.

Netehnički dio Studije o utjecaju na okoliš tijekom izgradnje i korištenja TE Plomin C navodi da su utjecaji na tlo zanemarivi na lokaciji i u okolini lokacije zahvata. Utjecaj očekivanih šteta u okolišu na isplativost projekta uzet je u obzir u ekonomskoj analizi (prikazano u poglavlju 7).

Provjeda projekta utjecat će na poslovni rezultat društava u HEP grupi, pa tako i njihove zaposlenike i članove kućanstava (oko 12.000 zaposlenika, od čega 240 u TE Plomin), strateškog partnera (Marubeni), dobavljače opreme (General Electric), izvođače radova.

Tijekom pogona Plomin C utjecat će na dionike na tržištu električne energije u Hrvatskoj (postojećih 14 trgovaca, 18 opskrbljivača i 28 proizvođača električne energije<sup>33</sup>), obveznike sheme trgovanja emisijama (81 društvo, vidjeti Prilog 2), kupce električne energije<sup>34</sup>, kao i društva za zbrinjavanje otpada/reciklažu (npr. Holcim grupa, koja ima 200 zaposlenih, je iskazala namjeru preuzimanja šljake i drugih nusproizvoda iz TEP C). Prethodne studije su pokazale da o poslovanju TE Plomin ovisi 35 regionalnih tvrtki i njihovih 244 zaposlenika s područja Istre i Kvarnera.

Krajnji korisnici projekta su stanovnici Republike Hrvatske.

#### **4.3 Nositelj projekta**

Nositelj i odgovorno tijelo za provedbu projekta je Hrvatska elektroprivreda d.d. (HEP d.d.). Hrvatska elektroprivreda d.d. (HEP d.d.) je u 100% vlasništvu Republike Hrvatske i vladajuće je društvo HEP grupe. HEP d.d. objedinjuje vođenje ovisnih društava HEP grupe i zadržava vlasništvo nad imovinom, koju ugovorno prenosi na upravljanje ovisnim društvima ili tvrtkama-kćerkama. Njegove aktivnosti uključuju:

- strategiju, planiranje investicija i korporativni razvoj
- međunarodne poslove i restrukturiranje
- unaprjeđenje proizvodnih djelatnosti i kvalitetu
- unaprjeđenje distribucijske djelatnosti i kvalitete
- održivi razvoj i unaprjeđenje kvalitete
- marketing i korporativne komunikacije
- nabavu
- korporativne financije i riznica
- računovodstvo
- kontroling
- upravljanje ljudskim resursima
- pravne poslove
- informatiku i telekomunikacije
- internu reviziju
- obranu i sigurnost
- upravljanje rizicima te

---

<sup>33</sup> Podaci se odnose na 31. prosinca 2013. godine.

<sup>34</sup> Očekuje se da će udjel termoelektrana na ugljen u zadovoljenju potrošnje u Hrvatskoj biti oko 22% (HEP, nd).

- opće poslove.

HEP d.d., osim kroz korporativne funkcije, usmjerava, koordinira i prati proizvodne i mrežne te ostale djelatnosti u ovisnim društvima s ciljem usklađivanja temeljnih poslovnih aktivnosti proizvodnih ovisnih društava, odnosno optimiranja procesa proizvodnje (HEP, 2015).

Prema zadnjoj ocjeni Standard & Poor's iz srpnja 2015. potvrđen je samostalni kreditni profil HEP-a 'b', dugoročni kreditni rejting" BB-, no izgled se izmjenio iz stabilnog u negativni. Smanjivanje izgleda iz stabilnog u negativni slijedio je promjenu kreditnog rejtinga Hrvatske.<sup>35</sup>

Eventualno daljnje smanjivanje kreditnog rejtinga otežalo bi pristup kapitalu te promijenilo pregovarački položaj HEP-a u odnosu na finansijske aranžmane sa strateškim partnerom.

Strateški partner na projektu je Marubeni, dioničko društvo sa sjedištem u Tokiju. Provodi aktivnosti u velikom broju sektora, koji osim energetike uključuju izvoz i uvoz, trgovinu na japanskom tržištu hrane i offshore trgovinu prehrambenih proizvoda, tekstila, sirovina, papira, kemikalija, metala, mineralne sirovina, transportne opreme. Ima ukupno 120 ureda u 66 država i zapošljava oko 6.400 radnika. Dioničari Marubenija su finansijske institucije (32% vlasništva), japanski državlјani (fizičke osobe) s 24% dionica, ostali dioničari iz Japana 6%, fizičke osobe izvan Japana 31% vlasništva te ostali dioničari oko 6%.<sup>36</sup> (Marubeni, 2015). Dugoročni kreditni rejting Marubenija u 2014. prema Standard& Poor's bio je BBB .

Na temelju Zakona o strateškim investicijama (NN 152./14, 133/15) imenovana je operativna skupina za pripremu i provedbu projekta Plomin C. Ona je zadužena za utvrđivanje svih potrebnih propisanih postupaka i podataka o svim nadležnim tijelima koja sudjeluju u pripremi i provedbi projekta, za međusobnu koordinaciju i dinamiku pripreme te izradu svih potrebnih akata i dokumentacije za provedbu projekta. Voditelj operativne skupine je g. Alen Leverić, pomoćnik ministra gospodarstva (MINGO, 2015), a uz njega operativnu skupinu čine

- predstavnici središnjeg tijela državne uprave i drugih državnih tijela za koje je utvrđeno da priprema i provedba projekta djelomično ili potpuno spada u njihovu nadležnost
- predstavnici Agencije za investicije i konkurentnost ili Centra za praćenje poslovanja energetskog sektora i investicija
- predstavnici izvršnog tijela jedinice lokalne i područne (regionalne) samouprave na čijem će se području projekt ostvariti
- predstavnici središnjeg tijela državne uprave nadležnog za financije
- predstavnici središnjeg tijela državne uprave nadležnog za zaštitu okoliša i prirode i

<sup>35</sup> Dugoročni Standard & Poor kreditni rejtinzi mogu se svrstati u dvije osnovne kategorije: investicijski (od AAA do BBB) i spekulativne. BB je najbolja ocjena unutar spekulativne kategorije, a znači da se dužnik suočava sa značajnim nesigurnostima i nepovoljnim poslovnim, finansijskim ili ekonomskim uvjetima koji bi mogli dovesti do nedostatnog kapaciteta za ispunjavanje finansijskih obaveza. Samostalni kratkoročni profil ocjenjuje se ocjenama a-1, a-2, a-3, b, c i d. B ima spekulativna svojstva – iako dužnik trenutno može ispuniti svoje finansijske obaveze, nesigurnosti s kojima se suočava mogu ugroziti tu sposobnost.

<sup>36</sup> Zbroj se razlikuje od 100% zbog zaokruživanja

- druge stručne osobe ovisno o potrebi, a koje mogu pridonijeti kvaliteti pripreme i provedbe projekta.

Podaci o članovima (broju, stručnosti) i njihovom obimu angažmana na projektu nisu javno dostupni.

CEI vodi i koordinira aktivnosti konzultanata angažiranih za pripremu i provedbu natječaja i sklapanje Ugovora sa strateškim parterom, te koordinira provedbu projekta u zadanim vremenskim okvirima (CEI, 2013).

## 5 Izvedivost projekta s analizom potražnje i opcija

Tvrtka Konzalting iz Zagreba izradila je preliminarnu studiju izvedivosti projekta (HEP, nd). Detaljniji podaci o studiji i njezinim rezultatima nisu javno dostupni. U nastavku ocrtavamo glavne elemente izvodivosti:

### 5.1 Analiza potražnje

#### 5.1.1 Trenutačna potražnja

Najveći dio ukupne potrošnje električne energije u 2013. godini pokriven je iz domaće proizvodnje proizvodnjom elektrana smještenih na teritoriju RH koja je iznosila 13,4 TWh (75 %). NE Krško je osigurala 2,5 TWh (15%), od ukupno uvezenih 4,5 TWh. Udio uvoza u ukupnoj potrošnji električne energije 2013 (25%) bio je znatno manji nego 2012. godine kada je, zbog nepovoljnih hidroloških uvjeta, iznosio 42% što pokazuje veliku osjetljivost proizvodnje električne energije iz elektrana smještenih na teritoriju RH o hidrološkim uvjetima: hidroenergija je 2012 zadovoljila 26%, a 2013. 46% domaće potrošnje (Tablica 5).

#### 5.1.2 Projekcija potražnje

Prema Strategiji energetskog razvijanja, temeljna projekcija potrošnje energije 2020. godine je 409,6PJ, tj. 9,78 Mtoe., a 2030. godine 500,84 PJ, odnosno 11,96 Mtoe.<sup>37</sup> Međutim, ranije u tekstu je već istaknuto da je stvarni razvoj potrošnje različit od projekcija danih u Strategiji te da je u razdoblju 2009-2012 umjesto rasta ostvaren absolutni pad potražnje energije.

Prema Strategiji planirano je da do 2020. iz pogona izađe oko 1100 MW instalirane snage u termoelektranama. Međutim, prema desetogodišnjem planu razvoja hrvatske prijenosne mreže, do 2020. planirana je dekomisija 308,3 MW (TE Sisak A; TE Plomin A, EL-TO Zagreb blok A), što bi moglo doseći 611,3 MW ako iz pogona izađe i TE Rijeka, što ovisi o preostalim satima rada i potrebi osiguranja tercijarne usluge sustava.

Do 2023. planirana je dekomisija još 169,8 MW, uvjetno, ovisno o preostalim satima rada, potrebi osiguranja tercijarne usluge sustavu i o toplinskom konzumu. Radi se o KTE Jertovec KBA i BK B, EL TO Zagreb blok H, J, TE-TO Osijek PTA A i B (HOPS; 2014:48).

Prema službenim projekcijama, očekuje se kontinuirani porast potrošnje. Međutim, projekcije koje uzimaju u obzir kombinirane učinke povećanja energetske učinkovitosti, depopulacije i gospodarskog rasta upućuju na zaključak da će potražnja najprije rasti, a zatim stagnirati ili opadati. Maksimalna potrošnja mogla bi se postići između 2020 i 2040, a njezin iznos ovisi o demografskim i ekonomskim kretanjima te o razvoju tehnologije.<sup>38</sup>

Glavni razlog za izgradnju novih proizvodnih kapaciteta je potreba za izlazom iz pogona elektrana koje neće moći zadovoljiti propise EU nakon isteka prijelaznog razdoblja 2019. godine i velike uvozne

---

<sup>37</sup> Konverzija je provedena korištenjem konvertera IEA, dostupno na <http://www.iea.org/stats/unit.asp>

<sup>38</sup> Više o tome vidjeti u Boromisa (2012). i Božičević Vrhovčak (2015).

ovisnosti. Međutim, javno nisu dostupni podaci jesu li, i s kakvim rezultatima, analizirana sljedeća pitanja:

- Pod kojim je uvjetima moguća revitalizacija elektrana na postojećim lokacijama, u okviru trenutno instaliranih kapaciteta,
- Mogu li se postojeće elektrane koje ne zadovoljavaju okolišne propise koristiti kao izvor električne energije u izvanrednim situacijama,
- Ima li smisla ulagati u prijenosne kapacitete i veću razmjenu električne energije s inozemstvom (u skladu s polazištima Energetske unije)
- U kakvoj je korelaciji činjenica da trenutno vršno opterećenje u Hrvatskoj iznosi oko 3.200 MW, da je na području RH instalirano oko 4.300 MW (4.660 MW s NEK, 5.260 MW kad se dodaju TE u BIH i Srbiji)
- Koje su mogućnosti utjecaja na vršnu potrošnju i „ravnanje“ dnevnog dijagrama opterećenja sustava.

U cilju jačanja povjerenja građana u institucije koje donose odluke na polju energetike, važno je da odgovori na navedena pitanja budu na jasan i razumljiv način dani zainteresiranoj javnosti. Ukoliko administracija trenutno nema odgovore, trebala bi javno obznaniti rokove i način kako namjerava do njih doći.

## 5.2 Analiza varijanti

Analiza varijanti (*engl. option analysis*) omogućava procjenu i usporedbu različitih rješenja koja omogućavaju ostvarivanje istog cilja i identifikaciju najboljeg rješenja. Različita se rješenja uspoređuju na temelju tehničkih, institucionalnih, ekonomskih i okolišnih kriterija te kriterija vezanih uz klimatske promjene.

Analiza varijanti provodi se u fazama. Prva se faza odnosi se na osnovne strateške opcije (tj. vrstu infrastrukture i lokaciju projekta). Odabir se obično temelji na kvalitativnim multikriterijalnim analizama. Druga se faza odnosi na specifična rješenja na tehnološkoj razini. U njoj se uglavnom primjenjuju kvantitativne metode.

Rezultat analize varijanti je popis varijanti među kojima se identificiraju one koje nude odgovarajuće outpute traženih usluga. Sve varijante trebaju se kratko opisati, ocijeniti njihovi finansijski učinci na nositelja projekta, mogućnosti financiranja i priuštivost<sup>39</sup> za korisnike.

U ovoj analizi ukratko ocrtavamo varijante:

- 1) Ne čini ništa
- 2) Termoelektrana na ugljen
- 3) Termoelektrana na plin
- 4) Korištenje obnovljivih izvora energije i povećanje energetske učinkovitosti

---

<sup>39</sup> Formulacija iz provedbene uredbe; znači da bi si mogli priuštiti tu uslugu uz poštivanje načela korisnik/odnosno zagađivač, ovisno o projektu, plaća

### **5.2.1 Ne čini ništa**

TE Plomin se sastoji od TE Plomin 1 (sagrađene 1969.) i TE Plomin 2 (sagrađene 2000.). To je kondenzacijska termoelektrana s dva bloka, te svaki ima kotao i po jednu parnu turbinu

TE Plomin s ukupno instaliranom snagom od 330 MW (120 MW Plomin 1 i 210 MW Plomin 2) u 2010. proizveo je 2,1 TWh. Prosječna godišnja proizvodnja 2001-2010. iznosila je 0,6 TWh za TE Plomin 1 i 1,3 TWh u Plominu 2. To je oko 45% proizvodnje termoelektrana u Hrvatskoj, odnosno 13% ukupne proizvedene energije u elektranama HEP-a (uključujući hrvatski dio NE Krško). TE Plomin prosječno zadovoljava oko 12% ukupne potrošnje električne energije u Hrvatskoj (TEP 1 skoro 4%, a TEP 2 oko 8%).

Imajući u vidu potrebu za izlazak iz pogona elektrana koje ne zadovoljavaju okolišne direktive, njihovo gašenje, bez zamjene novim elektranama povećalo bi uvoznu ovisnost o električnoj energiji. Ukupna proizvodnja Plomina C odgovara oko 20% sadašnje potrošnje energije. Toliko varira i uvoz ovisno o hidrološkim prilikama. Odnosno, Plomin C mogao bi smanjiti ovisnost o uvozu energije, osobito u sušnim godinama.

Prema podacima HEP-a to bi ugrozilo energetsku stabilnost Hrvatske, sigurnost opskrbe potrošača i konkurentnost hrvatskog gospodarstva zbog povećanja cijene električne energije (HEP, nd).

U slučaju opcije “ne čini ništa” zaustavili bi se pripremni radovi. Izlaskom iz pogona Plomina 1 postojeći bi radnici ostali bez posla. a narušilo bi se i povjerenje potencijalnih ulagača.

Trenutno u Plominu radi 240 radnika, no nisu dostupni podaci o tome koliko ih radi u Plominu 1 a koliko u Plominu 2. Za Plomin C predviđeno je 150 radnika. To je nešto više od referentnih vrijednosti (135 radnika), pa se pretpostavlja da će izgradnjom Plomina C svi postojeći radnici zadržati posao, a da bi ih u slučaju gašenja Plomina 1 bez izgradnje Plomina C 90 izgubilo posao.

### **5.2.2 Termoelektrana na ugljen**

Strategija energetskog razvjeta navodi da je glavna prednost ugljena sigurnost dobave koja proizlazi iz velikih ravnomjerno raspodijeljenih svjetskih zaliha ugljena, te u nižim i relativno stabilnim cijenama ugljena u odnosu na ostala fosilna goriva. Mogućnost pomorskog transporta ugljena omogućava da proizvedena energija bude konkurentna, osobito u temeljnog dijelu dijagrama opterećenja. Studija utjecaja na okoliš navodi da je ugljen logičan izbor energenta jer na lokaciji postoji tehnička i kadrovska infrastruktura.

Glavni problem vezan za utjecaj na okoliš termoelektrana na ugljen je emisija ugljikovog dioksida. Za sada se smanjivanje emisije postiže povećanjem stupnja korisnog djelovanja, a očekuje se da će tehnologije hvatanja ugljikovog dioksida iz dimnog plina i njegovog spremanja u podzemna skladišta biti komercijalno dostupne za desetak godina (vidjeti npr. IEA, 2013) pa se zato kod izgradnje nove termoelektrane na ugljen predviđa prostor za naknadnu nadogradnju postrojenja za hvatanje CO<sub>2</sub>. Hvatanje i skladištenje ugljika dio je svih scenarija IPCC-a za zadržavanje temperaturnog porasta ispod 2°C. Međutim, ono za sobom povlači mnogo problema: velika vlastita potrošnja energije (zbog čega dolazi do smanjenja u količini isporučene električne energije što pak može utjecati na ukupnu financijsku sliku projekta; takve analize za Plomin C nisu učinjene), protivljenje lokalnog stanovništva, mogućnost ispuštanja CO<sub>2</sub> i povezani rizici. Skladištenje nije isplativo ni financijski, ako cijena CO<sub>2</sub> nije

veća od 52 eura po toni (Canfin, 2015). Neizvjesnosti vezane uz međunarodne obaveze vezane uz klimatske promjene utječu na procjenu rizika i isplativosti projekta.

U Studiji utjecaja na okoliš TEP C razmatrane su različite tehnologije ugljena i vrednovane na temelju multikriterijalne analize. Korišteno je 10 kriterija, vezanih uz cijenu, raspoloživost u pogonu, komercijalnu dostupnost, referentne elektrane i emisije iz postrojenja. Za vrednovanje je korišten priručnik o najboljim raspoloživim tehnikama za velika ložišta (iz 2006. godine).<sup>40</sup> Studija navodi da je odabrana tehnologija koja omogućava osiguranje novog stabilnog izvora koji će električnu energiju proizvoditi prema konkurentnoj cijeni<sup>41</sup>. Referentno postrojenje za Plomin C termoelektrana Torrevaldala u Italiji.

IGCC (*integrated gasification combined cycle*) tehnologija nije odabrana jer se nije smatrala komercijalno i tehnički dostupnom. Ocijenjena je kao tehnologija u razvoju, s malo izvedenih referentnih postrojenja, sa snagama koje su manje od 500 MW. Kao prednost IGCC tehnologije navodi se mogućnost nešto jeftinije naknadne ugradnje postrojenja za hvatanje CO<sub>2</sub>. Ugradnja postrojenja za hvatanje CO<sub>2</sub> nije razmatrana (MZOIP, 2012). Analiza izvodljivosti postrojenja za prihvati i skladištenje ugljika obvezna je prema Direktivi 2009/31/EU i Direktivi 75/2010/EZ. Te direktive još nisu transponirane u hrvatske propise. Analiza izvodljivosti dala bi uvid u izvedive varijante i mogućnosti njihova financiranja. Primjerice, EIB i EBRD financiraju postrojenja na ugljen u vrlo ograničenim slučajevima, a jedan od uvjeta je usklađenost s Direktivom 75/2010 EZ, tj. da je napravljena analiza postaje li odgovarajuće lokacije za skladištenje ugljika, da je transport tehnički i ekonomski izvediv i da je tehnički i ekonomski izvediva modernizacija za prikupljeni ugljikov dioksid<sup>42</sup>.

Postojeća postrojenja koja koriste IGCC tehnologiju uglavnom su demonstracijska, snage oko 250 MW. Unutar EU takva postrojenja djeluju u Nizozemskoj i Španjolskoj i subvencionirana su.

Javno nisu dostupne informacije o tome je li se razmatrala mogućnost zamjene postojećeg bloka demonstracijskim, uz sufinanciranje EU, niti na temelju čega je definirana snaga od 500 MW.

Naime, među ciljevima energetske strategije RH je i povećanje ulaganja u obrazovanje, znanstvenoistraživačke projekte te sustavno poticanje međunarodne suradnju na području održivih energetskih tehnologija, u skladu s mogućnostima. S tim u skladu, nejasno je zašto je komercijalna dostupnost bila eliminacijski kriterij pri provedbi multikriterijalne analize. Primjerice, Plomin C je preliminarno mogao biti zamišljen kao demonstracijski projekt elektrane s postrojenjem za prihvati i skladištenje ugljika i među prvim izvedenim rješenjima kod kojih CCS nije naknadno ugrađen<sup>43</sup>.

---

<sup>40</sup> Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants. July 2006. [http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/lcp\\_bref\\_0706.pdf](http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/lcp_bref_0706.pdf)

<sup>41</sup> Ovakvim pitanjima uobičajeno se bavi studija izvodljivosti, međutim u ovom je slučaju to dio SUO

<sup>42</sup> Ovo je izravno preuzeto iz hrvatskog teksta Direktive; autori pretpostavljaju da Direktiva traži tehničku i ekonomsku izvedivost modernizacije u cilju prikupljanja ugljikovog dioksida.

<sup>43</sup> Torrevaliaga, koja je referentna za Plomin C, u pogonu je od 2008, a izvedivosti hvatanja ugljika nakon izgaranja (post combustion capture) je analizirana 2012.

### *5.2.3 Termoelektrana na plin*

Objedinjeni uvjeti zaštite okoliša navode da je prirodni plin energetski opravdanije koristiti tamo gdje se zahvaljujući velikom potrebama za toplinskom energijom može izgraditi kogeneracijsko postrojenje za istovremenu proizvodnju električne i toplinske energije (prvenstveno u urbanim sredinama ili uz industrijske potrošače)<sup>44</sup>. Slično, podaci HEP-a su da je cijena električne energije proizvedene iz ugljena otrprilike za trećinu niža u odnosu na plin i naftu (HEP, nd). Komercijalni rizici vezani uz termoelektranu na plin vezani su primarno uz mogućnost dobave dostačne količine plina po prihvativim cijenama. Studija utjecaja na okoliš pokazuje da plin iz Jadrana prema današnjoj proizvodnji i procijenjenim rezervama nije dovoljan za ovakvu snagu postrojenja u njegovom planiranom životnom vijeku.

Međutim, SUO niti objedinjeni uvjeti zaštite okoliša ne navode mogućnost korištenja plina koji bi se dobavljaо putem LNG terminala u Omišlju. Za LNG potrebna veličina tržišta je 2,5 mlrd m<sup>3</sup>/god.

Vrijeme za pripremu i izgradnju LNG-a nadmašuju ono za pripremu i izgradnju termoelektrane, pa to otežava pripremu i koordinaciju projekata. Prema podacima CEI-a, TE Plomin C mogao bi biti dovršen sredinom 2018., a LNG terminal ne prije 2020 (CEI, 2014). <sup>45</sup> Potreba za izlazom iz pogona postojećih elektrana te kraće vrijeme pripreme termoelektrane na ugljen (zbog osiguranja nabave plina) opravdava da se u postupak izgradnje/revitalizacije započne s termoelektranama na ugljen. Međutim, to ne opravdava izbor ugljena na konkretnoj lokaciji, nego ilustrira potrebe za revitalizacijom u portfelju elektrana HEP proizvodnje d.o.o. Korištenje obnovljivih izvora energije i povećanje energetske učinkovitosti.

### *5.2.4 Korištenje obnovljivih izvora energije i povećanje energetske učinkovitosti*

U Studiji utjecaja na okoliš nije razmatrano korištenje obnovljivih izvora energije na lokaciji, a navodi se da je potreba za novim kapacitetima za proizvodnju električne energije na ugljen u Strategiji energetskog razvitka utvrđena uzimajući u obzir povećanje energetske učinkovitosti.

Prema procjeni Hrvatske komore inženjera građevinarstva ulaganja u energetsku učinkovitost od oko 1 mld € godišnje u roku od 10 godina mogla bi dovesti do smanjivanja energetske potrošnje oko 1TWh godišnje, do maksimalnih 17 TWh energije. Odnosno, ta bi ulaganja omogućila smanjivanje potrošnje s 29 TWh godišnje (od čega se oko 80% troši na grijanje i hlađenje) na 12 TWh godišnje čime se može izbjegći potreba za izgradnjom dijela proizvodnih kapacitet (HKIG; na str. 60). Time se smanjuje se ovisnost o uvozu energenata, osigurava oko 10.000 radnih mjesta u građevinarstvu i pratećim industrijama i smanjuje rizik od promjena cijena energenata na svjetskom tržištu.

Od tzv. novih obnovljivih izvora energije, najveća je snaga u Hrvatskoj trenutno instalirana u vjetroelektranama - oko 300 MW, a njihova je godišnja proizvodnja dosegla 517 GWh (u usporedbi s oko 600 iz Plomina 1). Međutim, veće korištenje obnovljivih izvora zahtjevalo bi veća sredstva za

---

<sup>44</sup> Mišljenje je autora da ovakva napomena ne predstavlja očekivani dio sadržaja objedinjenih uvjeta zaštite okoliša, jer se ne odnosi na zaštitu okoliša već na opravdanost ulaganja

<sup>45</sup> Iako ti rokovi izgradnje vjerojatno nisu više realni, razlika u vremenu pripreme – dvije godine, ne bi, trebala biti presudna za projekte čiji je životni vijek 40ak godina, a vrijednost investicije oko 1 mlrd€.

poticaje i utjecalo na cijenu i komercijalnu isplativost projekata. Odluka o ulaganju u obnovljive izvore energije odnosno ne-ulaganju u korištenje ugljena je prije svega politička odluka.

Ulaganje u Plomin C teško je izravno usporediti s ulaganjima u obnovljive izvore energije i energetsku učinkovitost, prvenstveno zbog geografske i vlasničke disperziranosti takvih projekata te zbog razlika u dostupnosti izvora financiranja.

Ipak ovdje će se pojednostavljeni usporediti što bi ulaganje sredstava potrebnih za izgradnju Plomina C značilo za sektor obnovljivih izvora energije.

Pod pretpostavkom ulaganja u obnovljive izvore energije u skladu s portfeljem predviđenim Tarifnim sustavom za obnovljive izvore energije i kogeneracije (NN 133/13, NN 151/13, NN 20/14, NN 107/14, NN 100/15)) te pod pretpostavkom da bi se ukupan iznos ulaganja najavljenog za Plomin C uložio u obnovljive izvore energije, procijenjene su instalirane snage i proizvedena električna energija (Tablica 7). Računski je određeno da je za ukupnu instaliranu snagu u obnovljivim izvorima energije koju do 2020. godine predviđa Strategija energetskog razvijatka potrebno 1,3 milijarde eura. Kako je ukupna investicija u Plomin C oko 64% tog iznosa, snage koje za pojedine vrste obnovljivih predviđa Tarifni sustav pomnožene su tim koeficijentom.

**Tablica 7           Instalirana snaga i proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora, pod pretpostavkom ulaganja ukupne najavljene investicije**

Vrsta elektrana	Cijena, eur/kW <sup>46</sup>	TS, MW	Izračunata snaga, MW	Ulaganje, MEUR	Sati rada godišnje	Energija, MWh
Vjetroelektrane	1.000	744	476	476	2.500	1.182.212
Hidroelektrane <10 MW	1.500	35	33	50	3.000	100.107
Elektrane na biomasu	1.400	120	107	149	8.200	875.600
Elektrane na biopljin	1.400	70	62	87	8.200	510.767
Sunčane elektrane	1.500	52	50	74	1.500	74.365
Ukupno			725	837 M€		2.74 TWh

Glavni nedostatak obnovljivih izvora energije je njihova intermitentnost, posebice u slučaju korištenja energije vjetra. To predstavlja izazov u sustavima s visokim udjelom energije iz obnovljivih izvora energije. Međutim, procijenjena količina električne energije koja bi se mogla dobiti iz postrojenja koja prikazuje Tablica 7 iznosi oko 2,74 TWh/god. Zajedno s proizvodnjom iz novih obnovljivih izvora koja danas iznosi ispod 5% od ukupno proizvedene električne energije to iznosi oko 3 TWh/god odnosno oko 15% ukupne proizvodnje na godišnjoj razini. Od toga je oko 5% električne energije iz

---

<sup>46</sup> Procjena autora

vjetroelektrana što je niže od penetracije koja je u 2014. godini zabilježena u Danskoj (39%) Portugalu (19%), Španjolskoj i Irskoj (16%), UK (9%), Njemačkoj (8%)<sup>47</sup>.

Bitan preduvjet za povećanje udjela energije iz vjetroelektrana je njihovo bolje integriranje u rad elektroenergetskog sustava – uključivanjem kvalitetnih prognoza snage i smjera vjetra u planiranje pogona sustava te poboljšanjem regulacijskih mogućnosti sustava.

---

<sup>47</sup> [www.windpower.org](http://www.windpower.org), 1.10.2015.

## 6 Financijska analiza

### 6.1 Polazišta

Prema metodologiji izrade analize troškova i koristi financijsku analizu potrebno je, ako je moguće i primjereno, provesti sa stajališta vlasnika projekta i/ili upravitelja, kako bi se provjerili novčani tijekovi i jamčio pozitivan gotovinski saldo u cilju provjere financijske održivosti i izračuna indeksa financijskog povrata od ulaganja u projekt i kapitala koji se temelje na diskontiranom novčanom toku.

Ako vlasnik i upravitelj nisu isti subjekt, potrebno je provesti konsolidiranu financijsku analizu u kojoj su isključeni novčani tijekovi između vlasnika i upravitelja.

Odlukom o statusu strateškog projekta, Hrvatska elektroprivreda d.d. je nositelj projekta. Za partnera u projektu odabran je Marubeni. Marubeni i HEP d.d. osnovat će zajedničku tvrtku. Provedena je konsolidirana financijska analiza na razini projekta.

Financijska analiza se provodi procjenom novčanih tokova te izračunom indikatora neto povrata. U fokusu su indikatori financijska neto sadašnja vrijednost (FNPV) i financijska interna stopa povrata (FRR) promatrane prema investicijskom trošku<sup>48</sup>.

Neto sadašnja vrijednost je apsolutna mjera profitabilnosti.

Interna stopa rentabilnosti prikazuje prosječnu godišnju stopu profitabilnosti projekta. Ako je veća od financijske diskontne stope pokazuje da projekt donosi dobit, tj. da je komercijalno isplativ. U suprotnom, ako je manja od financijske diskontne stope pokazuje da projekt donosi gubitak. Osnovni scenarij proведен je u eurima, u stalnim cijenama (tj. cijenama utvrđenim u početnoj godini), u skladu s odredbama Priloga III Provedbene uredbe Komisije EU 2015/207. Očekivane promjene relativnih cijena uzete su u obzir u procjeni rizika.

Za investicijske troškove korištena je procjena Vlade RH (Vlada RH, 2014), a za operativne i troškove održavanja korištene su procjene Međunarodne agencije za energiju (IEA, 2014), SETIS (2014) i Europske investicijske banke (2013). Kad god je bilo moguće, uspoređeni su referentni podaci s javno dostupnim procjenama, a korištene procjene sistematizirane su u Tablici 9

Konverzija iz kuna provedena je prema tečaju 1 euro = 7,55 kn što je referentni tečaj Europske središnje banke za zadnjih godinu dana (ECB, 2015). Pri korištenju podataka IEA korišteni su referentni tečajevi koje navodi EIA, a pri konverziji troška iz US\$ u eure korišten je tečaj bio 1US\$= 0,78€.

---

<sup>48</sup> U financijskoj i u ekonomskoj analizi računa se neto sadašnja vrijednost (NPV) i interna stopa povrata (IRR), pri čemu se primjenjuju različite diskontne stope, a za konverziji iz tržišnih u ekonomске, provode se fiskalne korekcije. Radi jasnoće i dosljednosti, oznake financijskih pokazatelja sadrže oznaku F (financijska neto sadašnja vrijednost, FNPV, financijska stopa povrata – FRR) a ekonomskih E (ekonomski neto sadašnja vrijednost, ENPV, ekonomski stopa povrata - ERR).

### **6.1.1 Razdoblje finansijske analize**

Referentno razdoblje koje za analizu isplativosti energetskih projekata propisuje Europska komisija je 15-25 godina. U to je razdoblje uključeno i razdoblje izgradnje (Prilog I Delegirane uredbe Komisije br. 480/2014, 3.3.2013. , OJ L 138/29).

U ovoj je analizi primijenjeno referentno razdoblje od 25 godina, tijekom kojeg je analizirana isplativost ulaganja u termoelektranu Plomin C. Prepostavljen je početak gradnje 2016. godine, početak probnog pogona 2019. godine i trajanje normalnog pogona od 2020. do 2040. godine tj. razdoblje analize je 2016.-2040.

### **6.1.2 Preostala vrijednost ulaganja i diskontna stopa**

Prema podacima HEP-a, životni vijek novog bloka bit će 25 godina, nakon čega će se razmatrati produljenje pogona elektrane (uz rekonstrukciju i revitalizaciju postrojenja), čime bi se životni vijek produžio za dodatnih 15 (HEP, nd). Ovdje je pretpostavljeno da će se pogon postrojenja produžiti do 2047. godine (kada istječe koncesija na pomorsko dobro), što u ovoj analizi predstavlja tzv. Osnovni scenarij.

Referentno razdoblje započinje 2016. godine i po njegovom isteku nužno je utvrditi tzv. preostalu vrijednost Plomina C. Preostala vrijednost jednaka je neto sadašnjoj vrijednosti novčanih tokova u preostalim godinama djelovanja, pri čemu se koristi finansijska diskontna stopa od 4% (Članak 18 Delegirane uredbe Komisije (EU) br. 480/2014). Prepostavljen je da je preostala vrijednost jednak trošku dekomisije elektrane.

### **6.1.3 Vrijednost investicije, procjena prihoda i troškova**

Investicijski trošak obično uključuje trošak planiranja, projektiranja, izgradnje, nadzora, nabave zemljišta/koncesije, zamjene (dekomisije/rušenja) starog bloka, nabavu i instalaciju opreme, pristupne ceste, kvalificirani i nekvalificirani rad, nabavu informacijske tehnologije, trošak zaštite okoliša, probnog rada i treninga osoblja.

Njegovu tipičnu strukturu prikazuje Tablica 8.

**Tablica 8 Opis strukture tipičnog investicijskog troška**

		<b>Opis</b>	<b>Udio u investicijskom trošku, %</b>
Troškovi izgradnje		Priprema lokacije; uključujući izgradnju pristupnih cesta, zgrada, odvodnje, ali bez troškova povezivanja na komunalnu infrastrukturu (električnu energiju, vodu).	11
Trošak nabave i instalacije mehaničke opreme	Glavna oprema	Trošak nabave i instalacije ključnih komponenti: kotlova, parne turbine, sustava rashladne vode, generatori pare	40
	Oprema za sinkronizaciju i balansiranje	Ostala oprema koja nije dio primarnog sustava: kompresori, pumpe	

Električna, informacijska i komunikacijska oprema , nabava i pogon	Npr. transformatori, rasklopna postrojenja,		6
Indirektni troškovi	Troškovi koji se ne mogu izravno povezati s nekim od objekata: npr. Inženjering, nadzor, osiguranje, neplanirani troškovi i sl.		26
Troškovi vlasnika	Trošak razvoja	Ostali troškovi osim projektiranja, nabave i izgradnje (npr. preliminarne studije, studije predizvodivosti, dozvole licence, nabava zemljišta, porezi )	17
	Trošak povezivanja	Troškovi povezivanje na infrastrukturu ( električnu energiju, vodu)	
	Trošak osiguranja	Osiguranje	

Izvor: SETIS (2014)

Procjena tipičnih troškova izgradnje termoelektrane na ugljen s nadkritičnim ciklusom u Europi značajno varira. IEA procjenjuje trošak na 1.560 €/kW (IEA, 2014), što bi za Plomin iznosilo između 650 i 780 milijuna eura, dok se procjena na temelju informacijskog sustava za strateški program energetskih tehnologija (SETIS)<sup>49</sup> kreću u rasponu 1.550-1.700 €/kW (Tablica 9). Te procjene ne uzimaju u obzir trošak kapitala za vrijeme izgradnje (uobičajeno 4 godine)<sup>50</sup> niti trošak uklanjanja postojećeg postrojenja.

**Tablica 9 Prikaz tipičnih troškova termoelektrana na ugljen s nadkritičnim ciklusom i projekcija za TEPC**

Javno dostupni podaci za Plomin C	Referentni podaci .					
	IEA	EIB	SETIS, scenariji troškova			
			Niski	Srednji	Visoki	
Kapitalni troškovi €/kW	/	1.560		1.550	1.600	1.700
Procjena troška izgradnje, Plomin, 000 €	834.000**	780.000		775.000	800.000	850.000
Fiksni troškovi	/	46,8 €/kW	4,5% investicijskog troška	2,5% investicijskog troška po srednjem scenariju		

<sup>49</sup> Strateški plan energetskih tehnologija (The Strategic Energy Technology Plan, SET-Plan) je tehnološka komponenta energetske i klimatske politike EU. SETIS , SET- Plan Information system podržava provedbu SET plana.

<sup>50</sup> Za usporedbu, trošak izgradnje termoelektrane Šoštanj u Sloveniji od 600 MW koja koristi lignit, procijenjen je na 700-900 milijuna eura, što je u skladu sa standardnim troškom takve elektrane od 1.326 €/kW, odnosno 795 milijuna € za elektranu od 600 MW. Međutim, trošak izgradnje narastao je na 1,2 mlrd €.

pogona i održavanja				
Procjena fiksног troška pogona i održavanja za Plomin C,000€/god	/	23.400	37.530	20.000
Varijabilni operativni troškovi €/MWh	/	-		3,6
Procjena varijabilnih troškova Plomina C, uz 3608 GWh, 000€/god*	/	/		13,000
Potreban broj zaposlenih	150*	/		135

\*Podaci HEP-a, HEP (nd)

\*\* Vlada (2014).

Izvor: Vlada (2014).IEA (2014), SETIS (2014), EIB (2013) i izračun autora.

Procijenjena vrijednost ulaganja je prema službenim podacima Vlade RH 834 milijuna € (6.300 milijuna kn). Analiza je provedena uz pretpostavku da je to vrijednost ulaganja bez PDV-a i troška kapitala<sup>51</sup>, a da uključuje trošak uklanjanja bloka 1, priključak na mrežu (rasklopno postrojenje, dalekovodi), te troškove vezane uz koncesiju i potrebne zahvate na pomorskom dobru. Troškovi pogona i održavanja uključuju fiksne troškove, kao što su troškovi koncesija, radnika, osiguranja, te periodičnog održavanja i popravaka. Najznačajniji varijabilni troškovi su troškovi goriva, odlaganja otpada, kupovine emisijskih dozvola, te troškovi razgradnje nakon isteka životnog vijeka. SETIS procjenjuje varijabilne operativne troškove (*variable operation and maintenance expences – VOM*) na 3,6€/MWh. Ta procjena ne uključuje troškova osoblja, emisija CO<sub>2</sub> i goriva. Varijabilni operativni troškovi koji se koriste u analizi procijenjeni su na 13 milijuna € godišnje(3,6€/MWh·3.608·10<sup>3</sup> MWh=13 milijuna eura).

U osnovnom scenariju trošak osoblja procijenjen je na 152.000 kn godišnje po radniku, uz pretpostavku 150 zaposlenih u Plominu C. Trošak po zaposlenom izračunat je na temelju finansijskih izvještaja HEP-a za 2012. prema kojem je HEP proizvodnja imala 2.223 radnika, a trošak osoblja je iznosio 339.255 tisuća kuna. To je nešto više zaposlenih od standardnog, budući da je prema SETIS-u, za pogon termoelektrane na ugljen koja koristi istu tehnologiju potrebno je 135 osoba (podatak se odnosi na elektranu s 750MW).

<sup>51</sup> Nije analizirana mogućnost izuzeća od nekih oblika poreza u skladu s Zakonom o poticanju ulaganja (NN 102/2015). Zakon je objavljen 25.9.2015., te ga nismo još detaljnije proučili da bismo mogli kvantificirati utjecaj. Neki oblici potpore (za usavršavanje i regionalne državne potpore) prema članku 6. (2) 9 ne mogu se dodijeliti proizvodnji i distribuciji energije te energetskoj infrastrukturi.

Projekcije troška ugljena temelje se na pretpostavljenoj godišnjoj potrošnji od 1.100.000 (HEP, 2012, Ekonerg, 2011), uz planiranu proizvodnju na pragu pri 7600 sati pogona od 3608 GWh, (HEP, nd.) i vlastite potrošnje 5%, tj. 192 GWh godišnje (Ekonerg, 2011:6). Cijene i projekcije cijena ugljena značajno variraju: Među faktorima koji utječu na cijenu ugljena su cijene ostalih goriva (nafta, plin), potražnja i cijena CO<sub>2</sub>. Ovdje je korištena projekcija IEA iz 2013. prema kojoj će se cijene ugljena u razdoblju od 2015.-2035. kretati između 100US\$/ toni i 115 US\$ po toni (IEA; 2013). Izračun je proveden uz osnovnu cijenu od 100 U\$ po toni, što odgovara cijeni od 23 €/MWh (, IEA 2013).<sup>52</sup> Promjene cijena uzete su u obzir u analizi osjetljivosti i rizika.

Kao osnovna cijena emisijske dozvole korištena je cijena od 8€/t CO<sub>2</sub>, u skladu s Primes modelom i trenutnoj cijeni na EEX. U analizi osjetljivosti i rizika uzet je u obzir porast cijene.<sup>53</sup>

Fiksni troškovi pogona i održavanja (*Fixed O&M costs -FOM*) su troškovi koji ne ovise značajno o proizvodnji električne energije. Procijenjeni su prema SETIS (2014) na 2,5% investicijskog troška po srednjem scenaru. Ti troškovi ne uključuju troškove osoblja i revitalizacije za produženje tehničkog životnog vijeka i znatno su niži od troškova pogona i održavanja prema IEA, koji iznose 46,8 €/kW. Kako je pretpostavljeni životni vijek prema IEA metodologiji bitno dulji od životnog vijeka koji u analizama koristi Europska komisija (40 godina životnog vijeka u usporedbi s 25 godina referentnog razdoblja), trošak revitalizacije procijenjen je kao razlika između ta dva troška.

#### 6.1.4 Raspodjela prihoda i troškova

Korištene pretpostavke za izračun prihoda i troškova prikazuje Tablica 10.

**Tablica 10 Pretpostavke udjela u troškovima izgradnje - Plomin C (izvor: Setis, 2014 i izračun autora)**

	Tip troška	Udio u investiciji (%)	Nositelj	Procijenjeni iznos Plomin C
1	Troškovi projektiranja i izgradnje	11	Marubeni	91.740.000€
2	Trošak nabave i instalacije mehaničke opreme	40	Marubeni	333.600.000€
3	Električna, informacijska i komunikacijska oprema , nabava i pogon	6	Marubeni	50.040.000€
4	Indirektni troškovi	26	Marubeni	216.840.000€
5	Troškovi vlasnika	17	HEP	141.780.000€

<sup>52</sup> Izračunato kao 1.100.000 t\*78€/3608 MWh=23€/MWh. U nивелираним godišnjim troškovima elektrana na ugljen, uz diskontnu stopu 5%, trošak investicije je oko trećine, troškovi pogona i održavanja oko 20%, a trošak goriva oko 45 % , IEA (2010).

<sup>53</sup> Prema provedbenoj uredbi, finacijska analiza provodi se u stalnim cijenama --cijenama utvrđenim u početnoj godini), a očekivane promjene relativnih cijena potrebno je uzeti u obzir kao dio procjene rizika.

Osnovni scenarij temelji se na pretpostavci da elektrana biti u pogonu do 2047., do kad HEP ima koncesiju na pomorsko dobro, te da je rezidualna vrijednost nakon isteka referentnog razdoblja (25 godina uključujući vrijeme izgradnje, tj. 2040.) jednaka trošku dekomisije.

Analiza osjetljivosti uzima u obzir otkupne cijene u iznosu 60, 80 i 100 €/MWh, pri čemu se uz cijenu od 100€ razmatraju različite količine otkupljene energije (uz 3608 GWh i 1804 GWh godišnje)

#### 6.1.5 Količina i cijena električne energije

Informacije o količini električne energije koju će HEP otkupljivati iz Plomina C, kao i o cijeni po kojoj će se električna energija otkupljivati, nisu javno dostupne.

Za osnovnu je projekciju korištena pretpostavka da HEP otkupljivati 100% električne energije po cijeni od 70€/MWh. Ta je cijena na razini cijene proizvodnje za kupce u okviru univerzalne usluge i znatno je viša od cijene električne energije na burzama koje se kreću oko 50€/MWh, kao i od cijena u Hrvatskoj za kupce koji su izabrali svog opskrbljivača<sup>54</sup>.

U analizi opcija analizirane su varijante cijene od 60, 80 i 100<sup>55</sup> eura za MWh, uz garantirani otkup 3.608 GWh godišnje, te za cijenu od 100 €/MWh i varijantu s otkupom 1.804 GWh godišnje.

Osnovne parametre korištene za finansijsku analizu prikazuje Tablica 11.

**Tablica 11 Osnovni parametri za finansijsku analizu**

Parametar	Vrijednost	Opis
Trošak investicije	834 milijuna €	
Vrijeme izgradnje i probnog pogona:	4 godine	
Proizvodnja električne energije na pragu	3608 GWh/godina	
Broj sati rada godišnje	7.600	
Neto stupanj djelovanja	45%	
Vlastita potrošnja	192 GWh/godina	5%
Trošak ugljena	23 €/MWh	Procijenjena potrošnja je 1.100.000 t /godиšnje, osnovna cijena 100\$/toni
Broj zaposlenih	150	
Bruto trošak po zaposlenom	152.000 kn	Trošak po zaposlenom izračunat je na temelju

<sup>54</sup> Prema Metodologiji za određivanje iznosa tarifnih stavki za opskrbu električnom energijom u okviru univerzalne usluge ("Narodne novine", broj 116/13) HEP-ODS d.o.o. je kao opskrbljivač električne energije u okviru univerzalne usluge donio je 1. listopada 2013. godine nove iznose tarifnih stavki koje u prosjeku iznose 45,5 lp/kWh, (odnosno 6 eurocenta/kWh, tj. 60€/MWh) (Narodne novine 63/15). Uzimajući u obzir primjenjenu diskontnu stopu (4%) i potrebno vrijeme izgradnje (4 godine), to je na razini pretpostavljene cijene od 70€/MWh za cjelokupnu otkupljenu energiju proizvedenu u Plominu C

<sup>55</sup> <http://www.energetika-net.com/vijesti/energetsко-gospodarstvo/marubeni-od-hep-a-trazi-visoku-cijenu-strukture-iz-plomina-c-19462>

Fiksni troškovi pogona i održavanja	20,85 milijuna €/godišnje	financijskih izvještaja HEP-a za 2012 prema kojem je HEP proizvodnja imala 2223 zaposlena, a trošak osoblja je iznosio 339.255 tisuća kuna.
Varijabilni operativni troškovi	13 milijuna €/godišnje	2,5 % troška investicije godišnje
Cijena emisijske dozvole	8€/tCO <sub>2</sub>	3,6 €/MWh
Emisija CO <sub>2</sub>	2.599.200tCO <sub>2</sub> /god.	U skladu s Primes modelom i trenutnoj cijeni na EEX. U analizi osjetljivosti i rizika uzet je u obzir porast cijene 722gCO <sub>2</sub> /kWh uz godišnju proizvodnju 3,6 TWh

Financijska je analiza provedena uz osnovne cijene (tj. tipičnu strukturu troška) i uz cijene s PDV-om. Za varijantu s PDV-om investicijski trošak, fiksni i varijabilni operativni troškovi, te prihodi od prodaje uvećani su 25%, a trošak osoblja i naknade na emisiju CO<sub>2</sub> zadržane su na razini osnovnih cijena (Detaljnije u vidjeti tablice P2-1 i P2-2 prilogu 2).

## 6.2 Glavni rezultati

### 6.2.1 Financijska održivost

Analiza financijske održivosti provodi se kako bi se potvrdilo da su financijska sredstva dovoljna za pokrivanje svih financijskih izdataka iz godine u godinu, za cijeli vremenski period trajanja investicije. Financijska održivost je valjana ukoliko kumulirani neto novčani tijek niti u jednom trenutku ne bude negativan, tijekom svih godina.

Uz pretpostavke navedene u Tablici 12 i ako Marubeni pokrije investicijski trošak i trošak probnog pogona, neto novčani tok pozitivan je u cijelom referentnom razdoblju, što je osnovni indikator financijske održivosti projekta.

### 6.2.2 Financijski povrati

Neto sadašnja vrijednost (FNPV(K)) je zbroj diskontiranih neto novčanih tijekova za vremenski period trajanja investicije. Iako se projekt ne namjerava financirati iz EU fondova, primjenjena je financijska diskontna stopa za ovaj projekt od 4%.

Izračunati su financijski povrati projekta, kao bi se utvrdila njegova profitabilnost.

**Tablica 12 Financijska neto sadašnja vrijednost i interna stopa povrata Plomina C (referentno razdoblje 25 godina)**

	Osnovne cijene	Uz PDV
Financijska neto sadašnja vrijednost projekta, mil €	524	686
Interna stopa povrata (FRR, %)	9,3	9,4

Izvor: izračun autora

Prema osnovnom scenariju, projekt je profitabilan, budući da je neto sadašnja vrijednost pozitivna, kao i interna stopa povrata.

Godišnja stopa povrata za projekt je 9,3-9,4%. To je znatno manje od garantiranog povrata koji je ostvarivao RWE za Plomin 2, koji je bio u rasponu od 14-17%.

Uz prepostavke koje navodi Tablica 12, te ako je trošak kapitala manji od stope povrata (9,3%), projekt se može financirati na komercijalnim osnovama.

Ovi se rezultati odnose na varijantu Plomin C radi punim kapacitetom tijekom cijelog referentnog razdoblja te prodaje proizvedenu energiju po cijeni od 70€. Minimalna opterećenja hrvatskog elektroenergetskog sustava (EES) u razdoblju 2004-2013 kreću se između 1014-1185 MW (HOPS, 2014: 34). To znači da u razdobljima minimalnog opterećenja EES-a proizvodnja iz Plomina C može zadovoljiti gotovo polovinu potražnje. Ostali sudionici na tržištu u razdobljima male potrošnje (tipično između 3 i 6 ujutro) mogli bi ponuditi jeftiniju električnu energiju. Ukoliko se zadrže pravila o prvenstvu otkupa energije iz obnovljivih izvora, u razdobljima malih opterećenja HEP bi stvarao gubitak.

Međutim, u vrijeme maksimalne potrošnje cijena je viša. U tim bi razdobljima garantirani otkup i definirana cijena omogućila HEP-u postizanje većih profita uz mogućnost zadržavanja cijene na razini sadašnje za tarifne kupce, čime bi mu se olakšalo zadržavanje dominantnog položaja na tržištu.

Tržišni položaj HEP-a i mogućnost kontinuirane opskrbe po definiranoj cijeni smanjuje rizike za HEP, a donekle i za kupce, što bi se moglo negativno odraziti na razvoj tržišta. Iz ovih parametara nije moguće procijeniti prevladavajući učinak na kretanje cijena, no upućuju na zaključak da je zbog tržišnog položaja HEP-a moguće narušavanje tržišnog natjecanja<sup>56</sup>.

---

<sup>56</sup> U tom kontekstu ne čudi da Europska komisija analizira prihvatljivost unaprijed definiranih cijena i količine s aspekta zaštite tržišnog natjecanja, odnosno pružanja nedopuštene državne pomoći.

## 7 Ekonomска анализа

Naziv „ekonomска анализа“ dio je uobičajene terminologije analize troškova i dobiti, ali je potrebno napomenuti da se ovdje ispituje ekonomsku opravdanost projekta i procjenjuju troškovi i koristi za društvo, uzimajući u obzir i eksterne troškove i koristi.

Studija utjecaja na okoliš (Ekonerg, 2011), sadrži poglavlje „Analiza koristi i troškova“ u kojem se procjenjuju troškovi i koristi koji se odnose na društvo u cjelini. U tom se poglavlju, između ostaloga, navodi : „Direktne koristi ostvaruju se naplatom poreza, prikeza, naknada i koncesija. Indirektne koristi ostvaruju se zbog zapošljavanja tijekom izgradnje, prihoda od zaposlenih u tijeku izgradnje i rada elektrane, prihoda od boravka radnika tijekom izgradnje, angažiranje domaće industrije“ (Ekonerg; 20: 247).

Metodologija za provedbu analize troškova i koristi definira da se pri ekonomskoj analizi u obzir uzimaju samo izravni učinci, kako bi se izbjeglo dvostruko računanje (usp. Europska komisija 2008, Europska komisija 2014, EIB, 2013). Fiskalnim se korekcijama iz finansijske analize isključuju neizravni porezi (npr. PDV, trošarine) jer bi oni trebali biti društveno neutralni - za pojedinu društvenu skupinu predstavljaju trošak, dok su za drugu korist. To je načelo djelomično uvaženo i u Studiji utjecaja na okoliš, gdje je prepoznato da cijena emisijskih jedinica odgovara eksternom trošku, pa su eksternalije kompenzirane (Ekonerg, 2011a.;248).

Osim toga, dio Studije utjecaja na okoliš koji analizira troškove i koristi navodi eksterne troškove štete utjecaja na okoliš, no navodi da oni „ne mogu predstavljati jedini kriterij vrednovanja, već samo dodatnu informaciju“ (Ekonerg, 2011a: 247).

Prema standardnoj metodologiji izrade analize troškova i koristi, osnovni pokazatelji za odlučivanje su neto ekonomski sadašnji vrijednost, interna stopa povrata i omjer koristi i troškova. Referentno je razdoblje isto kao i za finansijsku analizu (25 godina). Neto sadašnja vrijednost ključni je pokazatelj prihvatljivosti projekta s ekonomskog stajališta. Pri tome negativna vrijednost pokazuje da projekt treba biti odbijen.

Ekonomski interna stopa povrata (ERR) pokazuje prosječnu godišnju stopu ekonomski profitabilnosti projekta. Ekonomski interna stopa povrata (ERR) veća od ekonomski diskontne stope (preporučeno je korištenje stope od 5% u skladu s Provedbeno uredbom Komisije (EU) 2015/207 ) pokazuje da su društvene koristi veće od troška te da projekt treba biti prihvaćen. Omjer koristi i troškova (B/C) ukazuje na mogućnost povećanja ekonomski koristi po dodatnoj jedinici ekonomskog troška. B/C veći od jedan pokazuje da je projekt prihvatljiv.

Izračun pokazatelja uzima u obzir i eksterne troškove izražene u monetarnim vrijednostima (usprkos problemima u vrednovanju). U slučajevima gdje su eksterni troškovi dodatna informacija, njihova se procjena uključuje u analizu rizika i/ili osjetljivosti.

U ovoj analizi pri izračunu ekonomskih pokazatelja u obzir su uzeti investicijski troškovi, troškovi pogona i održavanja i prihodi projekta u ekonomskim cijenama koje su izračunate konverzijom iz tržišnih, te učinci na sigurnost opskrbe, zapošljavanje i rezidualni troškovi na okoliš (emisije CO<sub>2</sub> i zagađenje zraka).

### *7.1.1 Konverzija tržišnih u ekonomске cijene*

Polazište za ekonomsku analizu finansijska je analiza. Cijene se konvertiraju iz tržišnih u ekonomске fiskalnim korekcijama. Direktni i indirektni porezi, koncesije, naknade za CO<sub>2</sub> i druge naknade predstavljaju distribuciju generiranih prihoda iz jedne društvene grupe u drugu, pa stoga ne predstavljaju društvenu korist ili trošak. S tim u skladu cijene se konvertiraju iz finansijskih u ekonomski korekcijom za PDV, koncesijske naknade i emisijske dozvole.

### *7.1.2 Sigurnost opskrbe*

Glavni cilj projekta definiran je kao sigurnost opskrbe. S tim u skladu, osnovna društvena korist trebala bi biti izražena kao sigurnost opskrbe. Međutim, nije javno poznato je li napravljena procjena ove društvene koristi i s kakvim rezultatima<sup>57</sup>.

Standardne koristi za projekte izgradnje novih elektrana, a koje su relevantne za Plomin C su:

- Povećanje i diversifikacija opskrbe,
- Povećanje sigurnosti i pouzdanosti opskrbe.

U 2013. ukupna (bruto) potrošnja električne energije iznosila je 17,3 TWh, maksimalno opterećenje elektroenergetskog sustava iznosilo je 2.813 MW, a minimalno 1.105 MW. Najveći dio ukupne potrošnje električne energije u 2013. godini pokriven je proizvodnjom elektrana smještenih na teritoriju RH koja je iznosila 12,8 TWh (74%). Proizvodnja nuklearne elektrane (NE) Krško za potrebe HEP-a d.d. iznosila je 2,5 TWh (15%), dok je ukupno uvezeno 2 TWh (11%) za potrebe kupaca električne energije u Republici Hrvatskoj. Udio uvoza u ukupnoj potrošnji električne energije u 2013. bio je znatno manji nego 2012. godine kada je, zbog nepovoljnih hidroloških uvjeta, iznosio 29%, što pokazuje veliku ovisnost proizvodnje električne energije iz elektrana smještenih na teritoriju RH o hidrološkim uvjetima (HERA; 2014).

U 2013. godini u Republici Hrvatskoj bilo je raspoloživo ukupno 4.386 MW proizvodnih kapaciteta. Najveći udio proizvodnih kapaciteta u iznosu od oko 85% u vlasništvu je HEP-a d.d., a kojim operativno upravlja HEP-Proizvodnja d.o.o. Taj udio je u 2013. godini manji za 4 % od onog iz 2012. godine kao rezultat ulaska elektrana koje koriste obnovljive izvore energije u elektroenergetski sustav Republike Hrvatske. Među njima, udio vjetroelektrana (VE) u proizvodnji električne energije na teritoriju Republike Hrvatske dosegao je 4%.

Plomin C, s planiranim kapacitetom od 500 MW i proizvodnjom od 3608 GWh omogućio bi zadovoljavanje oko 20% potrošnje na godišnjoj razini.

Uzimajući u obzir da je Strategijom predviđeno da do 2020. izđe iz pogona 1100 MW u elektranama, izgradnja Plomina C doprinosi sigurnosti opskrbe.

---

<sup>57</sup> Studija utjecaja na okoliš izuzetno je opsežan dokument i obuhvaća brojna poglavlja povrh onih propisanih Uredbom o procjeni utjecaja zahvata na okoliš, Prilog IV (Obvezni sadržaj studije), NN 07/110, pa tako i analizu troškova i koristi Međutim, ne bavi se analizom troškova i koristi i Plomina C povezanih s utjecajem na sigurnost opskrbe.

Preporučena metodologija EIB i EU za monetizaciju povećanja sigurnosti opskrbe temelji se na spremnosti za plaćanje (eng. Willingness to pay) ili spremnosti za prihvatanje (eng. Willingness to accept) i elastičnosti potražnje u odnosu na moguće prekide opskrbe/porasta cijene ili usporednom analizom sa scenarijem „učini minimalno“ za zadovoljavanje potreba, odnosno usporedbom s izbjegnutim troškom koji proizlazi iz prekida opskrbe energijom.

Za monetizaciju tog učinka potrebni su podaci o očekivanom trajanju i broju prekida opskrbe. Vlada RH bi na prijedlog Ministarstva, uz prethodno mišljenje HERA-e, jednom godišnje trebala davati izvješće o stanju sigurnosti opskrbe energijom i očekivanim potrebama za energijom (Prema članku 27. stavku 3. Zakona o energiji). Međutim, do sada još Vlada nije dala takvo mišljenje (usp. HERA; 2013). Postoji jedino gruba procjena vrijednosti jediničnog troška neisporučene električne energije od 3 €/kWh (HOPS; 2013:64)

Zbog toga je provedena pojednostavljena analiza koja uspoređuje neto sadašnju vrijednost ekonomskog troška Plomina C i uvoza iste količine energije po projiciranim prosječnim cijenama.

Ekonomski trošak Plomina C temelji se na osnovnim cijenama (cijene bez PDV-a), a umjesto troška emisijskih dozvola uzeta je u obzir šteta koja nastaje zbog emisija CO<sub>2</sub> prema osnovnom scenariju EIB (vidjeti tablicu 14 i Tablicu P4.9 u prilogu) te šteta nastala zbog zagađenja zraka prema osnovnom scenariju (6 €/MWh, prema rezultatima projekta ExternE) te iznosi 3,6 mlrd €. Radi se o trošku proizvodnje, tj. on ne uključuje prijenos, distribuciju i opskrbe. HOPS svake godine donosi plan razvoja prijenosne mreže. Međutim, plan ulaganja ne prati i prijedlog novih tarifa za prijenos. Stoga je, radi usporedivosti, korištena procjena troškova prijenosa, distribucije i opskrbe koju koristi Europska komisija za procjenu prosječnih cijena, a one za 2030. godinu iznosi 26 €/MWh (Europska komisija, 2011: 30). Uzimajući u obzir i taj trošak, ekonomski trošak električne energije proizvedene u Plominu povećava se za 1,2 mlrd €, te ukupno iznosi 4,8 mlrd €.

Prosječne cijene preuzete su prema referentnim scenarijima Europske komisije iz 2013. Tržišne cijene su uz fiskalne korekcije konvertirane u ekonomске. Odnosno, tržišne su cijene umanjene za trošarine, poreze i naknade (Tablica 13).

**Tablica 13 Prosječne cijene električne energije , €/MWh**

	2010	2020	2030	2040
Prosječna cijena	131	172	172	169
Od toga:				
- Trošarine, porezi, naknade	18	24	30	33
Korigirana cijena	113	148	142	136

Izvor: Prema European Commission (2013: 52)

Sadašnja vrijednost troškova Plomina C, uključujući trošak prijenosa, distribucije i opskrbe u razdoblju 2016-2040. procijenjena je na -4,8 mlrd €, dok je neto sadašnja vrijednost uvoza iste količine energije procijenjena na -6,6 mlrd €. Korist povećanja sigurnosti opskrbe su 1,8 mlrd €. (Vidjeti tablicu P3.2 u prilogu). Značajno povećanje cijena energije u razdoblju 2010.-2020. rezultat je povećanih ulaganja u nove proizvodne kapacitete, prvenstveno obnovljivih izvora, prijenosnu mrežu, uključujući prekogranične kapacitete. Ukoliko stvarni porast cijene bude niži od porasta koji predviđa Europska komisija, koristi od povećanja sigurnosti opskrbe će biti niže od ovdje izračunatih (1,8 mlrd €). Kad bi porast cijene uvozne energije bio 30-ak posto niži od predviđanja Europske komisije, ekonomski koristi

povećanja sigurnosti opskrbe energije bi se posve izgubile (u tom slučaju korist povećanja sigurnosti opskrbe pada na nulu).

Međutim potrebno je spomenuti da elektrane koje rade u baznom dijelu dijagrama opterećenja (tipično su to termoelektrane na ugljen), ne utječu bitno na sigurnost opskrbe već je to prvenstveno uloga vršnih elektrana. Drugim riječima, od Plomina C očekuje se prvenstveno pokrivanje dijela baznog opterećenja.

### 7.1.3 Utjecaj na zapošljavanje

Plomin zapošjava 240 radnika. Studija utjecaja na okoliš navodi da se očekuje da će tijekom izgradnje na gradilištu biti oko 500 radnika, a u maksimumu koji bi mogao trajati i godinu dana između 1.250-1.300 radnika. Gradilište elektrane privremeno će generirati nagli porast potražnje za uslugama tercijarnog sektora (opskrba prehrambenim proizvodima, proizvodima široke potrošnje, uslugama prehrane, noćenja, ugostiteljstvo, itd.).

U tom smislu, Studija utjecaja na okoliš prepoznaje značajan pozitivan doprinos projekta na mogućnost učešća lokalne industrije i servisnih usluga u tijeku izgradnje.

S druge pak strane, izgradnja bi mogla imati negativan utjecaj na razvoj turizma, poljoprivrede i ribarstva, tijekom cijelog životnog vijeka elektrane. U ovoj je analizi pretpostavljeno da su pozitivni učinci na zapošljavanje u Plominu i pratećim industrijama usporedivi s mogućim negativnim učincima u poljoprivredi, turizmu i ribarstvu, pa su zanemareni.

### 7.1.4 Rezidualni troškovi emisija CO<sub>2</sub> i zagađenja zraka

Eksterni troškovi uključuju troškove emisija CO<sub>2</sub> i emisije sumpornog dioksida (SO<sub>2</sub>), nitratnih oksida (NO<sub>x</sub>) i čestica. Njihov je utjecaj na zdravlje ljudi teško kvantificirati i izraziti u monetarnim jedinicama. Tablica 14 prikazuje vrijednosti štete zbog emisije CO<sub>2</sub>, na temelju pristupa EIB (2013). Prema tom pristupu, šteta zbog emisije tone CO<sub>2</sub> u 2010., ovisno o procjeni, je između 10 i 40 €, a na godinu raste između 0,5-2 €/t CO<sub>2</sub> (zbog povećanja koncentracije ugljika u atmosferi).

**Tablica 14 Vrijednost (šteta) zbog emisije CO<sub>2</sub> (Eur/t CO<sub>2</sub> ekvivalenta)**

	Vrijednost emisije	Godišnji porast, 2011-2030
Visoka procjena	40	2
Osnovna procjena	25	1
Niska procjena	10	0,5

Izvor: EIB (2013)

Uz standardne troškove proizvodnje električne energije, za elektrane na ugljen udio eksternih troškova u trošku proizvodnje po MWh je između 31 i 44 % (EIB, 2013: 27).

Na temelju rezultata projekta ExternE, trošak zagađenja zraka procijenjen je na 4-8 €/MWh . Za Plomin C, čija je godišnja proizvodnja procijenjena na 3700 GWh (Ekonerg, 2011, HEP, nd.) to je između 15 i 30 mil € godišnje.

U osnovni scenariju u obzir je uzet trošak zagađenja zraka od 6 €/MWh (21,6 mil € godišnje) i osnovni scenarij EIB štete nastale emisijom CO<sub>2</sub> (vidjeti Tablicu P3.1 u prilogu).

Uz te pretpostavke projekt počinje generirati negativni novčani tijek već 2027., kad je trošak emisije CO<sub>2</sub> procijenjen na 42€/toni. Projekt stvara negativnu neto sadašnju vrijednost, a omjer koristi i troškova je manji od 1 (0,91, Tablica 15), pa projekt nije društveno prihvatljiv.

Ostale varijante troška zagađenja zraka i emisija (nizak trošak zagađenja zraka i emisija CO<sub>2</sub>, visok trošak zagađenja i emisija CO<sub>2</sub>) analizirane su u analizi osjetljivosti.

**Tablica 15      Glavni ekonomski indikatori**

Ekonomska neto sadašnja vrijednost,000€	-877.620
ERR, %	n/a
B/C	0,91

Izvor: izračun autora

## 8 Analiza osjetljivosti i rizika

### 8.1 Definiranje kritičnih varijabli primjenom analize osjetljivosti

Analiza osjetljivosti pokušava odrediti koje od odabranih varijabli svojom promjenom najsnažnije utječe na povrate projekta. Variraju se slučajevi rasta i pada prihoda/rashoda odnosno troškova investicijskog ulaganja.

Za finansijsku su analizu provedeni sljedeći testovi osjetljivosti:

- Promjena cijene energije (60, 80 i 100€/MWh)
- Promjena otkupljene količine (cijena 100€/MWh, otkup 1804 MWh godišnje)
- Porast troškova pogona, pri čemu je posebno analiziran porast cijena emisije
- Kašnjenje izgradnje (za 2 i pet godina)
- Povećanje troška izgradnje

Za ekonomsku je analizu uzet u obzir različit eksterni trošak emisije ugljičnog dioksida i zagađenja zraka.

#### 8.1.1 Test osjetljivosti: promjena cijene i količine otkupljene energije

Provadena su tri osnovna testa osjetljivosti finansijskih rezultata na cijenu energije, s varijantama osnovnih cijena i cijena s PDV-om.

Uz projekciju da se godišnje otkupi 3.608 GWh po cijeni od 60 €/MWh, 80 ili 100 € (uz osnovne i cijene s PDV-om), analizirana je i mogućnost otkupa 1.804 GWh godišnje po cijeni uz 100 €, pri čemu je pretpostavljeno da u tom slučaju Plomin C radi polovinom kapaciteta.

Uz proizvodnju (i otkup) 3.608 GWh godišnje investicijski, troškovi pogona i održavanja isti su kao u osnovnom scenariju. Uz proizvodnju i otkup 1804 GWh investicijski trošak (834 mln €), fiksni troškovi pogona i održavanja ostaju isti (23 mln € godišnje), a varijabilni operativni troškovi se smanjuju (na 6,5 mln €). Pretpostavljen je isti trošak osoblja, te smanjivanje troška goriva (ugljen) i emisije CO<sub>2</sub> polovicu, u skladu s proizvodnjom od 1.804GWh godišnje. Pokazatelje neto sadašnja vrijednosti i stope povrata prikazuje Tablica 16 (detaljnije u Tablicama P4-1, P4-2, P4-2, P4-4, P4-5, P4-6, P4-7 i P4-8 u Prilogu 4).

**Tablica 16 Test osjetljivosti - finansijska neto sadašnja vrijednost i interna stopa povrata uz cijene od 60, 80 i 100 €/MWh , te otkup 3608 GWh godišnje i 100 € i otkup 1804 GWh godišnje, osnovne i cijene s PDV-om**

	60€/MWh i 3608GWh godišnje		80€/MWh i 3608GWh godišnje		100€/MWh i 3608GWh godišnje		100€/MWh, 1804 GWH/godišnje	
Finansijska neto sadašnja vrijednost 000 €	150.141	261.615	922.973	1.227.654	1.810.132	2.355.392	369.742	503.280
Interni stopi povrata, %	5,8	6,4	12,4	12,8	18,3	18,8	9%	8

Izvor: izračun autora

Rezultati koje prikazuje Tablica 17 pokazuju koliko promjena cijene, odnosno količine proizvedene energije utječe na stopu povrata. Rezultati pokazuju da je investitoru finansijski isplativiji pogon na razini pola kapaciteta uz cijenu od 100€ od pogona u punom kapacitetu uz cijenu od 60€. Pogon u

punom kapacitetu uz niže cijene upitne je isplativosti (uzimajući u obzir trošak kapitala) te značajno nepovoljniji u smislu emisija CO<sub>2</sub>. Uz 50% otkupa energije po cijeni od 100€ tijekom cijelog životnog vijeka ostvaruje se stopa povrata od 8-9% što bi i dalje trebalo omogućiti financiranje projekta na komercijalnoj osnovi.

#### *8.1.2. Test osjetljivosti: porast cijene emisijske dozvole*

U ovom dijelu razmatramo učinak porasta cijene emisija na finansijsku isplativost projekta. Pri tome je sa stanovišta nositelja projekta svejedno radi li se o cijenama emisijske dozvole ili nekom drugom trošku istog iznosa (naknade na emisije, trošarine i sl.). Radi jednostavnosti, koristimo termin cijena emisijske dozvole.

Cijene emisijskih dozvola u značajnoj mjeri ovise o rezultatima međunarodnih pregovora te razvoju politika unutar EU. Konačan tekst sporazuma postignutog na klimatskoj konferenciji održanoj u Parizu (prosinac 2015.)<sup>58</sup> prepoznaje ulogu cijena ugljika u smanjivanju emisija stakleničkih plinova. Osim toga, predstavljena je nova inicijativa za globalnu cijenu ugljika (new global carbon pricing initiative) koju podržavaju Međunarodni monetarni fond, Svjetska banka, predstavnici industrija te brojnih država, uključujući članice EU (npr. Francusku i Njemačku). Inicijativa predlaže ograničenja i minimalne cijene emisija<sup>59</sup>.

U osnovnom su se scenariju, u skladu s propisanom metodologijom EK koristile konstantne cijene (8 €/toni). Provedena su četiri testa osjetljivosti na povećanje cijene emisija, uz ostale konstantne parametre (trošak i rok izgradnje, cijene s PDV-om, otkupna cijena od 70€/MWh, rad punim kapacitetom).

Prvi test osjetljivosti koristi projekcije cijena u skladu s PRIMES modelom (poglavlje 2.9.3). Tri testa osjetljivosti provedena su na temelju procjene trošaka koji izazivaju emisije, koji je razvila Europska investicijska banka. Pri tome se pretpostavlja da je cijena emisije jednaka šteti uzrokovanim emisijom CO<sub>2</sub>. Model EIB pretpostavlja takav rast za razdoblje do 2030 godine. Budući da je to razdoblje kraće od referentnog i očekivanog životnog vijeka, isti je porast cijene extrapoliran na razdoblje do 2040. godine (detaljnije u Prilogu, tablice P4-9, P4-10, P4-11 i P4-12). Rezultate prikazuje Tablica 17.

**Tablica 17 Kretanje cijena emisija prema modelu Europske investicijske banke**

	Cijena emisije 2019. godine, €	Godišnji porast, €/t	Godina dosizanja cijene od 64€/t
Scenarij visokih cijena EIB	56	2	2022
Očekivane cijene EIB	34	1	2048
Minimalne cijene EIB	14	0,5	2116

Izvor: izračun autora na temelju EIB (2013)

<sup>58</sup> <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>

<sup>59</sup> Vidjeti npr. <http://blog-imfdirect.imf.org/2015/12/02/the-price-of-oil-and-the-price-of-carbon/>

Glavne rezultate provedenih testova osjetljivosti prikazuje Tablica 18.

**Tablica 18 Testovi osjetljivosti - finansijska neto sadašnja vrijednost i interna stopa povrata ovisno o cijenama emisije, 000€**

	Osnovni	EIB očekivani	EIB min	EIB max	Primes
Finansijska neto sadašnja vrijednost projekta	686.807€	-451.044 €	327.708 €	-1.396.563 €	-46.462 €
IRR projekt	9,39%	n/a	6,87%	n/a	3%

Rezultati pokazuju da uz porast cijena emisije, finansijska isplativost projekta postaje upitna. Jedino uz scenarij minimalnih cijena EIB ostvaruje se pozitivna neto sadašnja vrijednost. Stopa povrata od 6,87% za 2,87 postotna poena veća je od diskontne stope. U tim uvjetima projekt nije finansijski isplativ<sup>60</sup> i malo je vjerojatno da se projekt može financirati na komercijalnim osnovama. Uz kretanje cijena emisija prema Primes modelu, interna stopa povrata od 3% (tj. stopa pri kojoj je neto sadašnja vrijednost 0) manja je od primijenjene diskontne stope (4%), neto sadašnja vrijednost je negativna, što pokazuje da projekt finansijski nije isplativ.

Rezultat ocjene osjetljivosti na promjenu cijena emisijskih dozvola, ako su ostali parametri konstantni, pokazuje da prihodi pokrivaju operativne troškove dok je cijena CO<sub>2</sub> ispod 64 €/t. Kad trošak CO<sub>2</sub> dosegne tu razinu, cijena energije od 70 €/MWh nije dovoljna.

Prema Primes modelu, cijene dosežu tu razinu oko 2037. godine, odnosno pri kraju referentnog razdoblja. Uz scenarij visokih cijena prema modelu koji primjenjuje Europska investicijska banka, ta se razina očekuje oko 2022. Na temelju finansijskih pokazatelja, Plomin C bi tada zbog gubitaka trebao izaći iz pogona. Uz kretanje cijena prema Primes modelu i modelu niskih cijena Europske investicijske banke ta se razina ne dosiže za vrijeme referentnog razdoblja. (Vidjeti tablice P4-9, P4-10, P4-11 i P4-12). Iako se postiže dovoljna razini prihoda da se pokriju operativni troškovi, stopa povrata nije dovoljna za pokrivanje troška kapitala.

#### 8.1.3. Test osjetljivosti: promjena operativnih troškova

U osnovnom su scenariju godišnji troškovi pogona procijenjeni na 173 milijuna €, a prihodi na 315,7 milijuna eura. Uz porast troškova na oko 230 milijuna eura godišnje (za otprilike 60 milijuna € godišnje, tj. oko 35%), interna stopa povrata je 4% i projekt postaje neisplativ.

Iako je porast operativnih troškova od 35% relativno velik, valja napomenuti da je u osnovnom scenariju korištena procjena fiksнog operativnih troškova prema SETIS-u na razini 20 milijuna € godišnje, dok je procjena EIB oko 37,5 milijuna € godišnje (vidjeti Tablicu 1), što znači da bi godišnji fiksni operativni trošak mogao biti oko 17,5 milijuna € veći od korištenog.

Porast cijene CO<sub>2</sub> sa 8€/t korištenih u osnovnom scenariju na 24€/t povećava godišnji trošak pogona za oko 20 milijuna eura godišnje. Odnosno, kombinirani učinak porasta fiksnih operativnih troškova do razine koju procjenjuje EIB i emisijskih dozvola na 24€/t, projekt postaje neisplativ.

---

<sup>60</sup> Čak i uz prepostavku da je trošak kapitala manji od 2,87%, projekt ne stvara povrat koji bi opravdao ulaganje.

Konačno, cijene ugljena značajno variraju: cijene uvoznog ugljena u Europi 2011. iznosile su oko 120US\$/t, kretale su se u rasponu od 70-80 US\$/t tijekom 2014., a krajem 2015. pale su na oko 50 US\$ po toni. IEA procjenjuje da će zbog novih elektrana na ugljen, prvenstveno u Koreji i Japanu, porasti potražnja za ugljenom (IEA, 2014). Prema osnovnom scenariju, cijene ugljena u Europi bit će na razini oko 110 US\$/t do 2030. U scenariju sa značajnim padom potražnje, projicirane prosječne godišnje cijene u razdoblju do 2030. kreću se između 70 i 100 US\$ po toni (IEA, 2011). Provedba obveza smanjivanja emisija stakleničkih plinova mogla bi utjecati na pad cijene ugljena. Međutim, budući da značajan utjecaj u cijeni uvoznog ugljena ima transport i osiguranje, dugoročne projekcije promjene cijena ne predviđaju značajniji pad.

S tim u skladu, kombinirani porast operativnih troškova od 35% u odnosu na osnovni scenarij, bez obzira radi li se o fiksnom ili varijabilnom trošku pogona (emisija CO<sub>2</sub>, osoblje ili gorivo), predstavlja realan rizik. Odnosno, test osjetljivosti porasta cijena emisijskih dozvola pokazuje kakav bi utjecaj na rezultat imala promjena bilo kojeg drugog troška pogona (goriva, osoblja i fiksnih ili varijabilnih troškova pogona).

#### *8.1.4. Test osjetljivosti: kašnjenja u izgradnji*

Provedena su tri testa osjetljivosti kašnjenja u izgradnji. Prvi prepostavlja da je datum početka pogona pomaknut za dvije godine (Kašnjenje 2, Tablica 19), drugi za pet godina (Kašnjenje 5) uz sve ostale prepostavke jednake. Treći test prepostavlja kašnjenje od dvije godine i porast cijene CO<sub>2</sub> prema Primes modelu (Kašnjenje CO<sub>2</sub>). Pri tome referentno razdoblje ostaje isto, do 2040. godine (Tablica P4.13 i P4.14).

Tablica 19      Test osjetljivosti - finansijska neto sadašnja vrijednost i interna stopa povrata uz kašnjenje izgradnje za 2 godine, za 5 godina i za 2 godine uz Primes scenarij troška CO<sub>2</sub>, 000€

	Osnovni	Kašnjenje 2	Kašnjenje 5	Kašnjenje CO <sub>2</sub>
Finansijska neto sadašnja vrijednost projekta (životni vijek)	686.907,10 €	489.917,26 €	243.125,50 €	267.669,0 €
IRR projekt	9,4%	8,0%	6,1%	n/a

Izvor: izračun autora

Kašnjenje izgradnje od dvije (odnosno puštanje u pogon 2022, a dovršetak referentnog razdoblja 2040) godine smanjuje neto sadašnju vrijednost projekta na 490 mln €, a stopa povrata se smanjuje na 8%.

Daljnja kašnjenja (početak pogona 2025, kraj referentnog razdoblja 2040.), smanjuju neto sadašnju vrijednost i profitabilnost projekta (FRR na 6%, Tablica 19), čime isplativost postaje upitna. U kombiniranom učinku kašnjenja, te porasta cijena emisijskih dozvola u skladu s Primes modelom, neto sadašnja vrijednost je negativna.

#### *8.1.5. Test osjetljivosti: promjena troška izgradnje*

Prepostavljeno je povećanje troška izgradnje za 20% (što je standardna vrijednost za primjenu testa) i 50% (koliko je narasla cijena izgradnje termoelektrane Šoštanj) u odnosu na osnovni scenarij.

**Tablica 20 Test osjetljivosti - finansijska neto sadašnja vrijednost i interna stopa povrata uz povećanje troška izgradnje, 20 i 50% godina ,000€**

	20%	50% povećanje troška izgradnje
Finansijska neto sadašnja vrijednost projekta,000€	497.598	213.786
IRR Projekt, %	7	5

Izvor: izračun autora

Uz 20% povećanje troška izgradnje, stopa povrata je 7 %, što je 3 postotna poena više od primjenjene diskontne stope, te je mogućnost komercijalnog financiranja upitna. Dalnjim povećanje troškova (za 50% u odnosu na osnovni scenarij projekt postaje neisplativ - interna stopa povrata na razini 5% tek je nešto veća od primjenjene diskontne stope (vidjeti tablica P15 i P16).

#### **8.1.6. Test osjetljivosti: ekonomski pokazatelji ovisno o eksternim troškovima emisije i zagađenja zraka**

U ekonomskoj analizi, različito vrednovanje troškova emisije ne mijenja glavne zaključke o društvenoj opravdanosti projekta. U svim scenarijima (scenarij niskih troškova, osnovnom i scenariju visokih troškova emisije i zagađenja zraka), troškovi projekta veći su od ostvarenih koristi. Projekt ostvaruje negativnu ekonomsku neto sadašnju vrijednost, omjer koristi i troškova(B/C) je manji od jedan, pa se projekt se ne može smatrati društveno opravdanim (detaljnije tablica P17)

**Tablica 21 Test osjetljivosti - ekonomski pokazatelji ovisno o eksternim troškovima emisije i zagađenja zraka**

	Osnovni scenarij	Visoki troškovi	Niski troškovi
FNPV,000€	-887,620	-1.907.696	-123.416
IRR	n/a	n/a	n/a
B/C	0,91	0,58	0,96

Izvor: izračun autora

## **8.2. Analiza rizika**

Analiza osjetljivosti omogućila je identifikaciju kritičnih varijabli. One su vezane uz promjenu cijena izgradnje, održavanja i pogona - prvenstveno emisijskih dozvola, kašnjenje u izgradnji (koje utječe značajnije na profitabilnost projekta za strateškog partnera nego na HEP), te količine i cijene isporučene energije te u skladu s tipičnim rizicima za projekte u energetskom sektoru (Tablica 22)<sup>61</sup>.

---

<sup>61</sup> Ovdje su navedeni svi tipični rizici za projekte u energetskom sektoru kao što su definirani Provedbenom uredbom Komisije 2015/2017. Važnost tih rizika ovisi o vrsti projekta (npr. radi li se o projektu koji koristi obnovljivim ili fosilnim izvorima).

**Tablica 22 Ključni rizici**

Rizici u pogledu potražnje:
i. smanjenje potražnje
ii. razvoj cijena drugih konkurenčkih goriva
iii. neodgovarajuća analiza klimatskih uvjeta koji utječu na energetske potrebe za grijanjem i/ili hlađenjem
Rizici u pogledu nacrt-a:
iv. neodgovarajuće procjene troška nacrt-a
v. neodgovarajuća ispitivanja i istraživanja
vi. inovacije u proizvodnji/prijenosu energije ili tehnologiji pohrane energije čime tehnologija korištena u projektu zastarijeva
Rizici u pogledu stjecanja zemljišta:
vii. troškovi zemljišta viši od predviđenih
viii. Viši troškovi stjecanja prava prednosti prolaza
ix. kašnjenja postupka
Rizici u pogledu administracije i nabave:
x. kašnjenja postupka
Rizici u pogledu izgradnje:
xi. prekoračenje troškova projekta i zastoji u izgradnji
xii. poplave, klizišta itd.
xiii. Nesreće
Operativni rizici:
xiv. troškovi održavanja i popravka viši od očekivanih, nakupljanje tehničkih kvarova, npr. onih koji su izazvani utjecajima klimatskih promjena
xv. dulje razdoblje nekorištenja radi nesreće ili vanjskih uzroka
Financijski rizici:
xvi. Promjene tarifnog sustava i/ili sustava poticaja
xvii. Neodgovarajuća procjena trendova cijena energetika
Regulatorni rizici:
xviii. promjene zahtjeva u pogledu zaštite okoliša, ekonomskih zahtjeva (tj. programa potpore obnovljivim izvorima energije, nacrt ETS-a EU-a)
Ostali rizici:
xix. protivljenje javnosti

Izvor: Europska komisija (2014)

Garantiran otkup po unaprijed definiranoj cijeni može se smatrati strategijom smanjivanja rizika. Slično je s rezervacijom prostora za CCS.

U okviru HEP grupe djeluju društva koja su obveznici pružanja javne usluge i ona koja djeluju na tržištu. Za projekt Plomin C nije posve jasno radi li se o elektrani koja će djelovati prvenstveno na tržišnim

načelima ili za osiguranje sigurnosti opskrbe. U tom smislu, unaprijed definirane cijene i količine predstavljaju rizik za razvoj tržišta energije, a osobito za mogućnost prioritetnog otkupa energije proizvedene iz obnovljivih izvora.

## **9. Zaključci i preporuke**

Analiza troškova i koristi kakva je prikazana u ovoj studiji ima brojna ograničenja koja su prvenstveno uzrokovana nedostatkom javno dostupnih podataka. Na temelju dostupnih podataka zaključak autora je da je projekt Plomin C preosjetljiv na kritične varijable te preporučaju provedbu detaljnih analiza, s javno dostupnim ulaznim i izlaznim podacima. Važan rezultat je i taj da u svim slučajevima u kojima su u analizu uključeni eksterni troškovi štete u okolišu uzrovane onečišćenjem zraka, ekonomski neto sadašnja vrijednost je manja od nule, odnosno projekt donosi veće društvene štete nego koristi.

Za cijelovitu analizu rekonstrukcije i dogradnje Termoelektrane Plomin, potrebno je dodatno analizirati i izgradnju TE na plin, koja bi se mogla provesti uz istog strateškog partnera, a istovremeno bi se poduprla izgradnja LNG terminala te korištenje IGCC tehnologije i s tim povezanih razvojno-istraživačkih fondova.

Pojednostavljena analiza provedena u okviru ove studije pokazala je da bi se investiranjem iznosa sredstava potrebnih za izgradnju Plomina C u obnovljive izvore energije moglo godišnje proizvesti oko 2,7 TWh električne energije, dok je očekivana godišnja proizvodnja električne energije iz Plomina C oko 3,4 TWh. S obzirom da su troškovi pogona postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije daleko niži od troška pogona termoelektrane na ugljen, da trošak njihovog pogona nije osjetljiv na promjene cijena goriva, cijena emisijskih dozvola ili druge načine oporezivanja ugljika, preporuča se i provođenje detaljne analize troškova i dobiti od ulaganja u obnovljive izvore energije, po metodologiji koja je primijenjena u ovoj analizi.

Provedena finansijska analiza osnovnog scenarija pokazuje da bi projekt mogao biti finansijski isplativ, pa javno financiranje nije opravdano<sup>62</sup>. Istovremeno, projekt je osjetljiv na promjene ključnih varijabli, a to su troškovi izgradnje, kašnjenja u izgradnji, promjene cijene električne energije, promjene troška održavanja i pogona – pri čemu značajnu ulogu imaju cijene emisijskih dozvola, kao i promjene u potražnji za električnom energijom. Sve navedene varijable mogu utjecati na isplativost projekta i ugroziti ju. Važan rezultat je i taj da u svim slučajevima u kojima su u analizu uključeni eksterni troškovi štete u okolišu uzrovane onečišćenjem zraka, ekonomski neto sadašnja vrijednost je manja od nule, odnosno projekt donosi veće društvene štete nego koristi.

Rezultati testova pokazuju da je isplativost uz višu cijenu električne energije (100€/MWh) i rad na polovini kapaciteta na razini isplativosti u slučaju rada u osnovnom scenariju cijene (70€/MWh) i rad na punom kapacitetu. Istovremeno, u javnosti je prisutan dojam da investitor iskazuje interes za sklapanje ugovora o zajamčenom otkupu električne energije. Takve okolnosti ukazuju na to da su rizici vezani uz cijene emisija i uvjete pogona elektrana na fosilna goriva za investitora značajniji od mogućnosti zarade pri vršnim opterećenjima. Na temelju dostupnih podataka zaključak autora je da je projekt Plomin C preosjetljiv na kritične varijable te preporučaju provedbu detaljnih analiza, s javno dostupnim ulaznim i izlaznim podacima.

Projekt Plomin C potrebno je detaljnije razmotriti u kontekstu planirane dekarbonizacije hrvatskog elektroenergetskog sustava i društva u cijelini te analizirati hoće li izgradnja elektrana na fosilna goriva onemogućiti smanjenje emisija stakleničkih plinova na koje se Republika Hrvatska obvezala. Ukoliko se

---

<sup>62</sup> Javno financiranje može uključivati subvencije, garancije, porezne olakšice, izuzeća, odnosno sve aktivnosti koje se mogu smatrati državnom potporom. Zaključak da javno financiranje nije potrebno niti opravdano ne ovisi o vrsti javnog financiranja, pa oblici nisu dalje razrađeni.

Plomin C pokaže inkompatibilan s planiranom dekarbonizacijom elektroenergetike, autori preporučuju odustajanje od projekta.

Važno je istaknuti da je prije provedbe dodatnih analiza nužno nedvosmisleno upoznati javnost s razlozima pokretanja projekta (povećanje sigurnosti opskrbe, privlačenje stranih investitora, poticanje zapošljavanja, stabilnost cijene električne energije) i prema tim prioritetima provesti komparativne analize osnovnih varijanti – ulaganje u plinsku elektranu, ulaganje u obnovljive izvore energije i energetsku učinkovitost, ulaganje u prijenosne kapacitete i uvoz električne energije, ulaganje u termoelektranu na ugljen niže instalirane snage, ulaganje u termoelektranu na ugljen s IGCC tehnologijom, a s rezultatima upoznati javnost i omogućiti otvoren dijalog o dostupnim energetskim opcijama. U takvom je dijalogu moguće doći do razvojnih rješenja koja donose veću društvenu korist, a kad su sve zainteresirane strane jasno upoznate s prednostima i nedostacima svih raspoloživih opcija, vjerojatnije je prihvatanje kompromisnih rješenja kakva su u energetici često potrebna.

## **10. Literatura**

Banka (2015) Potvrđen izlazak iz recesije: BDP porastao 0,5 posto u prvom kvartalu. Zagreb, 29.4.2015.  
<http://www.banka.hr/hrvatska/potvrđen-izlazak-iz-recesije-bdp-porastao-0-5-posto-u-prvom-kvartalu>, zadnji pristup 6. 8.2015.

Boromisa (2012). Prema progresivnoj energetskoj politici i sustavima u Hrvatskoj. Znaklada Friedrich Ebert, Zagreb.

Božičević Vrhovčak, M; Rogulj, I. (2015): Emisije CO<sub>2</sub> u Hrvatskoj 2050 godine: koji je put u niskougljičnu budućnost?, 24 forum Hrvatskog energetskog društva

Vlada RH (2014) [Odluka o proglašenju projekta pod nazivom Rekonstrukcija TE Plomin - zamjena postojećeg bloka 1 s blokom C u cilju modernizacije i povećanja kapaciteta, strateškim projektom Republike Hrvatske](#), Narodne novine br.: 61, 21.05.2014.

[Odluka o dodjeli koncesije za izgradnju i gospodarsko korištenje lučke infrastrukture i suprastrukture u luci Plomin](#), Narodne novine br.: 112, 16.07.2003. ,

[Pravilnik o određivanju područja stalnog međunarodnog pomorskog graničnog prijelaza I. kategorije u luci Plomin](#), Narodne novine br.: 88, 28.05.2003.

[Uredba o određivanju granice pomorskog dobra na dijelu k.o. Plomin](#), Narodne novine br.: 47 30.04.2002.

[Odluka o davanju koncesije na pomorsko dobro u svrhu izgradnje i gospodarskog korištenja obale za prihvat ugljena i sustava rashladne vode, luke posebne namjene - industrijske luke Plomin](#), Narodne novine br.: 73, 14.07.1997.

Canfin, Pascan; Staime, Peter: 30 pitanja za razumijevanje Konferencije o klimi, TIM Press, Zagreb, 2015.

Capros, Pantelis: Energy System Outlook to 2030 for South-East Europe, 2011

CEI (2013) Izvještaj o stanju i provedbi investicija u energetskom sektoru (107-9). Dostupno sa <http://cei.hr/registar-investicija/>

CEI (2014) Izvještaj o stanju i provedbi investicija u energetskom sektoru (181-5). Dostupno sa <http://cei.hr/registar-investicija/>

EBRD (2014). Methodology for the assessment of coal fired generation projects. European Bank for Reconstruction and Development.. London. 25 September 2014. Dostupno sa

<http://www.ebrd.com/cs/Satellite?c=Content&cid=1395236698246&pagename=EBRD%2FContent%2FHublet>, pristup 14.8.2015.

Ekonerg (2011). TE Plomin C. Netehnički sažetak Studije o utjecaju na okoliš rekonstrukcije TE Plomin-zamjene postojeće TE Plomin 1 u cilju modernizacije i povećanja kapaciteta, Zagreb.

Ekonerg (2011a) Studija o utjecaju na okoliš zahvata Rekonstrukcije TE Plomin – zamjena postojeće TE Plomin 1u cilju modernizacije i povećanja kapaciteta. Zagreb, svibanj 2011. KNJIGA ¼. (Poglavlja 1. - 3.3.)

Energetika.net (2015). SP lowers outloook on Croatia's HEP . Dostupno na <http://www.energetika.net/eu/novice/electricity/sp-lowers-outlook-on-croatias-hep-to-negative-ratings-affirm>, pristup 12.8.2015.

Energy Charter Secretariat (2008), Fostering LNG trade, role of Energy Charter, dostupno na [http://www.encharter.org/fileadmin/user\\_upload/Publications/LNG\\_2008\\_ENG.pdf](http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/Publications/LNG_2008_ENG.pdf)

EUROPSKA KOMISIJA (2015). RADNI DOKUMENT SLUŽBI KOMISIJE. Izvješće za Hrvatsku 2015. S detaljnim preispitivanjem o sprječavanju i ispravljanju makroekonomskih neravnoteža Bruxelles, 26.2.2015. SWD(2015) 30 final {COM(2015) 85 final}

Europska komisije (2015a) Provedbena uredba Komisije (EU) 2015/207 od 20. siječnja 2015, Prilog III

Europska komisija (2013). Member States' Energy Dependence: An Indicator-Based Assessment.. European Economy. Occassional Papers 145. [http://ec.europa.eu/economy\\_finance/publications/occasional\\_paper/2013/pdf/ocp145\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/occasional_paper/2013/pdf/ocp145_en.pdf)

European Commission (2013a). EU energy, transport and GHG emissions trends to 2050. Reference scenario 2013. Dostupno na <http://ec.europa.eu/transport/media/publications/doc/trends-to-2050-update-2013.pdf>

Europska komisija (2011) Commission Staff Working Paper . Energy Roadmap 2050. EC(2011) 1565. Part 2/2 Impact Assessment Accompanying the document. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions . {COM(2011) 885} {SEC(2011) 1566} {SEC(2011) 1569} . [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/sec\\_2011\\_1565\\_part2\\_0.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/sec_2011_1565_part2_0.pdf)

Eurostat, 2011

HEP (nd.) *TE Plomin danas* [www.hep.hr/hep/grupa/razvoj/tep\\_c\\_faq.pdf](http://www.hep.hr/hep/grupa/razvoj/tep_c_faq.pdf)

HEP (2012) Pre-qualification TE Plomin C, 24.7.2012. Pre-qualification Document.

HEP (2014) Godišnje izvješće 2013. Zagreb. Dostupno na. <http://www.hep.hr/hep/publikacije/godisnje/2013godisnje.pdf>

HEP (2015). HEP d.d. <http://www.hep.hr/hep/hepD/hep.aspx> Pristup 3.8.2015.

HEP (2015a) TE Plomin. Dostupno na <http://www.hep.hr/proizvodnja/osnovni/termoelektrane/plomin.aspx>, zadnji pristup 4.8.2015.

HERA (2014). Godišnje izvješće o radu u 2013. godini. Hrvatska energetska regulatorna energetska agencija. Zagreb.30.lipnja 2014.

HERA (2015). Odluka o prethodnoj suglasnosti HOPS d.o.o. na prijedlog Godišnjeg izvješća o sigurnosti opskrbe hrvatskog EES-a za 2014. 31.8.2015. Zagreb. Dostupno na [http://www.hera.hr/hr/docs/2015/Odluka\\_2015-08-31\\_04.pdf](http://www.hera.hr/hr/docs/2015/Odluka_2015-08-31_04.pdf), pristup 9.12. 2015.

Hirschberg, S, Spiekerman, G, Dones, R (1998). Severe Accidents in the Energy Sector, PSI Bericht No 98\_16, November 1998. Paul Scherer Institut, Villigen.

HNB (2015) Mjesečni projekti deviznih tečajeva HNB-a, srpanj 2015. Zagreb. 4. Kolovoza 2015. Dostupno na <http://www.hnb.hr/tecajn/htecajn.htm>

HOPS (2014). Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže (2015-2024). Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. Zagreb. Listopad 2014. [http://www.hera.hr/hr/docs/2014/Prijedlog\\_2014-11-07.pdf](http://www.hera.hr/hr/docs/2014/Prijedlog_2014-11-07.pdf)

Hrvatska agencija za obvezne zalihe naftnih derivata (HANDA), 2010. Tjedni izvještaj, Zagreb. Dostupno na [www.handa.hr](http://www.handa.hr)

Hrvatska energetska regulatorna agencija (2010). Godišnji izvještaj. Zagreb, dostupno na [www.hera.hr](http://www.hera.hr)

Hrvatska komora inženjera građevinarstva (2010) Program razvojnih projekata. Zagreb. Dostupno na [http://www.hkig.hr/upl/pdf\\_236\\_1.pdf](http://www.hkig.hr/upl/pdf_236_1.pdf)

Hrvatski zavod za prostorni razvoj (2015) Nacrt prijedloga strategije prostornog razvoja . MGIPU, Zagreb, 2015. [http://www.mgipu.hr/doc/StrategijaPR/SPRRH\\_nacrt-prijedloga.pdf](http://www.mgipu.hr/doc/StrategijaPR/SPRRH_nacrt-prijedloga.pdf), pristup 7.8.2015

IEA (2009) World Energy Outlook, 2009. Dostupno na <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/weo2009.pdf>

IEA (2014) Medium-term coal market report. Summary. Dostupno na <https://www.iea.org/Textbase/npsum/MTCMR2014SUM.pdf>

IEA-Coal (2010) Integrated gasification combined cycle (IGCC). London. Dostupno na <http://www.iea-coal.org.uk/site/2010/database-section/clean-coal-technologies>

IEA (2010). Cost of generating electricity projected, dostupno na [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected\\_costs.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf)

IEA (2011). World Energy Outlook. Dostupno na [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011\\_WEB.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011_WEB.pdf)

ITOCHU Corporation Tokyo Electric Power Services Co., Ltd. (2014). Study on Economic Partnership Projects in Developing Countries in FY2013 . Study on Dobrotvirska Coal-Fired Power Extension Project in Dobrotvirska, Ukraine. The Ministry of Economy, Trade and Industry Ernst & Young ShinNihon LLC Japan External Trade Organization . Tokio. Dostupno na <http://www.meti.go.jp/metilib/report/2014fy/E003813.pdf>, zadnji pristup 8.8.2015.

IEA (2013). Technology Roadmap: Carbon Capture and storage. Dostupno na <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technology-roadmap-carbon-capture-and-storage-2013.html>

IEA (2013) Coal: Medium term market report. [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MTcoalMR2013\\_free.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MTcoalMR2013_free.pdf)

Lider, 2015. HEP postao stopostotni vlasnik termoelektrane Plomin 2. <http://liderpress.hr/biznis-i-politika/hrvatska/hep-postao-stopostotni-vlasnik-termoelektrane-plomin-2/> Lider, 28.5. 2015.

Marubeni, 2015. Type of stakeholder as of September, 30, 2014. Dostupno na <https://www.marubeni.com/ir/stock/shareholders/>. Pristup 3.8.2015.

MEPPC (2008) Initial Report of the Republic of Croatia under the Kyoto Protocol, Zagreb. Dostupno na [http://unfccc.int/files/national\\_reports/initial\\_reports\\_under\\_the\\_kyoto\\_protocol/application/pdf/initial\\_report\\_croatia\\_27\\_aug\\_2008.pdf](http://unfccc.int/files/national_reports/initial_reports_under_the_kyoto_protocol/application/pdf/initial_report_croatia_27_aug_2008.pdf)

MGIPU, (2015). Savjetovanje sa zainteresiranom javnošću o Nacrtu prijedloga Strategije prostornog razvoja Republike Hrvatske (15.06.-14.07.2015.), <http://www.mgipu.hr/default.aspx?id=29851>

MINGO (2015). Strateški investicijski projekti RH, <http://www.mingo.hr/page/kategorija/strateski-investicijski-projekti-rh>, 3.8.2015.

Ministarstvo gospodarstva (2009). Energija u Hrvatskoj. 2009. Zagreb.

Ministarstvo gospodarstva (2013). Energija u Hrvatskoj. 2014. Zagreb.

MZOIP (2011). Rješenje o objedinjenim uvjetima zaštite okoliša Zahvat – rekonstrukcija TE Plomin, 7. rujna 2012. Dostupno na [http://www.hep.hr/hep/grupa/razvoj/Rjesenje\\_26\\_09\\_2012\\_1.pdf](http://www.hep.hr/hep/grupa/razvoj/Rjesenje_26_09_2012_1.pdf), pristup 9.12. 2015

NIR (2006). National Inventory Report; Ministry of environmental protection, physical planning and construction, Zagreb, 2006. Dostupno na [http://klima.mzopu.hr/UserDocsImages/Croatian\\_NIR\\_2006.pdf](http://klima.mzopu.hr/UserDocsImages/Croatian_NIR_2006.pdf)

Orlović-Leko, P.: Emisijski faktori CO<sub>2</sub> ugljena; Kemija u industriji/Journal of Chemists and Chemical Engineers 03/2015; 64(3-4):143-149

Pašićko, R., Robić, S., Tomšić, Ž: Modelling CO<sub>2</sub> emissions impacts on Croatian power system, Thermal science 14 (2010) , 3; 655-669

Plan raspodjele emisijskih kvota stakleničkih plinova u RH (NN 76/2009)

Pravilnik o energetskoj bilanci (»Narodne novine«, broj 67/2007).

Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije (»Narodne novine«, broj 67/2007);

Pravilnik o naknadi za priključenje na energetsku mrežu i za povećanje priključne snage (»Narodne novine«, broj 28/2006);

Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije (»Narodne novine«, broj 67/2007);

Pravilnik o uvjetima za obavljanje energetske djelatnosti (»Narodne novine«, br. 6/2003 i 94/2005);

PWC, MWH, Atkins (2004) Generation and Transmision, Main Report, Vol III. REBIS GIS, Final report, dostupno na  
[http://www.adicasupport.com/option,com\\_docman/task,doc\\_view/gid,25/Itemid,48.html](http://www.adicasupport.com/option,com_docman/task,doc_view/gid,25/Itemid,48.html)

Schroeder, A. Traber, T. Kemfert, C. (2013) Market Driven Power Plant Investment Perspectives in Europe. Discussion Papers, 1268., Berlin. Deutsches Institut fuer Wirtschaftsforschung.

SETIS (2014). ETRI 2014. Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050. European Commission. JRC. Luxemborug. Dostupno na [https://setis.ec.europa.eu/system/files/ETRI\\_2014.pdf](https://setis.ec.europa.eu/system/files/ETRI_2014.pdf), pristup 11. 8.2015.

Strategija energetskog razvjeta ((»Narodne novine«, br. 130/2009, 38/02) T

Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (»Narodne novine«, broj 33/2007);

DZS (2014) Statistički ljetopis Republike Hrvatske 2014. Dostupno na  
[http://www.dzs.hr/Hrv\\_Eng/ljetopis/2014/sljh2014.pdf](http://www.dzs.hr/Hrv_Eng/ljetopis/2014/sljh2014.pdf)

The Chernobyl Forum (2005) Chernobyl's Legacy: Health, Environmental and Socio-Economic Impacts and Recommendations to the Governments of Belarus, the Russian Federation and Ukraine, 2<sup>nd</sup> edition, 2005. Dostupno na [http://chernobyl.undp.org/english/docs/chernobyl\\_forum\\_report.pdf](http://chernobyl.undp.org/english/docs/chernobyl_forum_report.pdf)

Ugovor o pristupanju Republike Hrvatske Europskoj uniji, dostupno na  
[http://www.mvep.hr/custompages/static/hrv/files/120522\\_Ugovor\\_o\\_pristupanju.pdf](http://www.mvep.hr/custompages/static/hrv/files/120522_Ugovor_o_pristupanju.pdf)

UNDP i UNICEF (2002). The Human Consequences of the Chernobyl Nuclear Accident, A Strategy for Recovery. Final Report. Dostupno na  
[http://www.who.int/ionizing\\_radiation/chernobyl/UN%20Report%20Strategy%20for%20Recovery%20Jan%202002.pdf](http://www.who.int/ionizing_radiation/chernobyl/UN%20Report%20Strategy%20for%20Recovery%20Jan%202002.pdf)

UNEP (2011), Towards a green economy. Pathways to Sustainable Development and Poverty Eradication. [www.unep.org/greeneconomy](http://www.unep.org/greeneconomy)

Uredba o minimalnom udjelu električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije čija se proizvodnja potiče (»Narodne novine«, broj 33/2007);

Uredba o naknadama za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (»Narodne novine«, broj 33/2007);

Vlada RH (2010; 2) . Investicijski projekti od interesa za Republiku Hrvatsku, Javni sektor Vlada (2010). Dostupno na:  
[http://www.vlada.hr/hr/naslovnica/sjednice\\_i\\_odluke\\_vlade\\_rh/2011/160\\_sjednica\\_vlade\\_republike\\_hr\\_vatske](http://www.vlada.hr/hr/naslovnica/sjednice_i_odluke_vlade_rh/2011/160_sjednica_vlade_republike_hr_vatske)

Vlada RH (2012). Pokretanje novog investicijskog ciklusa u Republici Hrvatskoj u mandatu od 2012.-2015., s posebnom analizom za 2012. godinu. 11. sjednica, 23. 2. 2012. dostupno s <https://vlada.gov.hr/sjednice-i-odluke/11-sjednica-vlade-republike-hrvatske/1031>

Vlada RH (2015). Zastupničko pitanje dr. sc. Mirele Holy, u vezi s trošenjem sredstava na konzultantske i marketinške usluge u društvu Hrvatska elektroprivreda d.d. – odgovor Vlade, 21.5. 2015. Dostupno na , Pristup 3. 8.2015. 229-2.1

Vlada RH (2015a). Odluka o izmjenama i dopuni Odluke o davanju koncesije na pomorsko dobro u svrhu izgradnje i gospodarskog korištenja obale za prihvat ugljena i sustava rashladne vode, luke posebne namjene - industrijske luke Plomin, Narodne novine br.: 65 12.06.2015. dostupno na [http://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2015\\_06\\_65\\_1246.html](http://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2015_06_65_1246.html), pristup 12.8.2015.

Zakon o energiji (»Narodne novine«, br. 68/2001, 177/2004, 76/2007, 152/08);

Zakon o energiji NN 120/12 ., 14/14. i 95/15., NN 102/2015

Zakona o tržištu električne energije, NN 22/13, 95/15, 102/2015

Zelena knjiga (2009). Nacrt strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske, , HUNIG, Zagreb, Knjiga 47/09

## Prilog 1 Podaci o elektranama

Tablica P1-1. Osnovni podaci o termoelektranama

r. br.	Naziv/opis/vrsta proizvoda	snaga	vrste goriva	Godina izgradnje	Predviđiva godina izlaska iz pogona	Prosječna god. proizvodnja	proizvodnja 2009
1	TE Sisak kondenzacijska	420 MW (2x210 MW)				1197 GWh (el.en)	544 GWh (el. en) 30100 GJ (tehnološka para)
		A 210 MW	teško lož ulje, plin	1970	2013		
		B 210 MW	teško lož ulje, plin	1976	2017 -2019		
		C 250 Mwe +50 MWt	220 mln €	planirano			
2	TE Rijeka	320 MW	teško lož ulje	1974-1978	2020	917 GWh	1022 GWh
3	TE Plomin kondenzacijska 800 mln €	330 MW					
		A 120 MW	ugljen	1969	2015	684,3 GWh	716.1 GWh
		B 210 MW	ugljen	2000		1.242,7 GWh	796.5 GWh
		C 500 MW		planiran		3500 GWh	
4	KTE Jertovec	88 MW				77 GWh	84 GWh
	kombinirana (Plinskoparna)	A 31,5 MW	prirodni plin, ekstralako lož lje	1975	2018		
	vršna	B 31,5 Mw	prirodni plin, ekstralako lož lje	1975	2018		
		C 10,5 MW	prirodni plin, ekstralako lož lje	1956			
		D 10,5 MW	prirodni plin, ekstralako lož lje	1956			

5	TE-TO Zagreb	440 MW <sub>e</sub> / 850 MW <sub>t</sub> 422 MW (prag)				Električna energija - prag 1 358 GWh	1553 GWh
	Kogeneracija	C 120 MWe/200 MWt	priordni plin i teško loživo ulje	1979	2019	Toplinska energija 3 213 769 GJ	3116581GJ
		D 58 MWt	priordni plin i teško loživo ulje	1985		Tehnološka para 253 616 t	251448 t
		E 58 MWt	priordni plin	1977			
		F 56 MWt	priordni plin	1978			
		G 116 MWt	priordni plin i teško loživo ulje	1982			
		H116 MWt	priordni plin i teško loživo ulje	1990			
		K 208 MWe/140 MWt (71+71 + 66 Mwe)	priordni plin i ekstra lakoloživo ulje	2003	2030		
		L 112 MWe/110 MW t (75-37 Mwe)	prirodni plin	2009			
6	TE-TO Osijek	89 MW <sub>e</sub> / 139 MW <sub>t</sub> +50 t/h					
	Kogeneracijska	A 45 MWe/110 MWt	teško lož ulje/plin	1985	2019	električna energija 177 GWh	108
	topl.i el. Energ	B 25 Mwe/56 t/h	prirodni plin/l.ulje	1976	2017	ogrjevna toplina 639 560 GJ	693562
		C 25 Mwe	prirodni plin/l.ulje	1976	2017	tehnološka para 168 440 t	126335
		SBK1:18t/h	teško lož ulje/plin	1976			
		SBK2 18 t/h	teško lož ulje/plin	1976			
		SBK3 18 t/h	teško lož ulje/plin	1976			
7	EL-TO Zagreb	86.8 MW <sub>e</sub> / 439 MW <sub>t</sub> + 160 t/h				električna energija 382 GWh	353GWh
		11 MW <sub>e</sub>	prirodni plin, teško lož ulje	1970	2011	ogrjevna toplina 2.406.354 GJ	2209068GJ

		30 MW <sub>e</sub>	prirdni plin, teško lož ulje	1980	2019	tehnološka para 495.407 t	1085985t
		2* 23.9 MW <sub>e</sub>	prirodni plin	1998	2025		
		64 MW <sub>t</sub>	prirdni plin, teško lož ulje	1971			

Tablica P1-2 Nova hidroenergetska i višenamjenska postrojenja

r.br.	naziv	Instalirana snaga	Godišnja proizvodnja, GWh
1	HE Kosinj	25 MW	48 (40*)
2	HE Senj 2	350 MW	864 (350*)
3	HE Podsused	41 MW	202
4	HE Prečko	23 MW	121
5	HE Zagreb	19 MW	97
6	HE Drenje	39 MW	189
7	Molve 1 i2	108 MW	530*
8	HE Dubrovnik 2	304 MW	320
9	HE Ombla	68,5 MW	220 (225*)
10	Osijek	64,5 MW	237
11	Pokuplje	19 MW	64
12	Brodarci	9,3 MW	50
13	Lički plato	5,9 MW	19
14	Zrmanja	17,2 MW	56
15	Žegar	10,2 MW	23
16	Ervenik	14,2 MW	41
17	Konavle	6,2 MW	15
	Ukupno	1122 MW	2582 GWh, 3,4 mld€

Izvor: Vlada RH, 2010. Investicijski projekti od interesa za RH, javni sektor i HKIG, 2010. Program razvojnih projekata Republiči Hrvatskoj

Napomena: Podaci označeni \* su podaci HKIG-a. Zvjezdica uz naziv projekata označava da je prepoznata u Programu razvojnih projekta koje predstavlja komora inženjera građevinarstva, ali nisu uvršteni u investicijske projekte od interesa za RH.

## Prilog 2 Tablice finansijske analize

Tablica P2.1. Finansijska analiza, osnovne cijene, 000€

Godina		Investicija	FOM	VOM	Osoblje	CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	Novčani tok projekta
2016	1	208.500						208.500		-208.500
2017	2	208.500						208.500		-208.500
2018	3	208.500						208.500		-208.500
2019	4	208.500	10425	6494,5	1510	10396,8	2463	239.789		-239.789
2020	5		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2021	6		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2022	7		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2023	8		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2024	9		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2025	10		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2026	11		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2027	12		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2028	13		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2029	14		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2030	15		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2031	16		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2032	17		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2033	18		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2034	19		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2035	20		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2036	21		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2037	22		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108

2038	23		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2039	24		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108
2040	25		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	252560	109.108

Tablica P2.2. Financijska analiza, cijene s PDV-om, 000 €

Godina		U 000 €	FOM	VOM	Osoblje	CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	Novčani tok
2016	1	260.625						260.625		-260.625
2017	2	260.625						260.625		-260.625
2018	3	260.625						260.625		-260.625
2019	4	260.625	13.031	8.118	1.510	10.397	53.625	347.306		-347.306
2020	5		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2021	6		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2022	7		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2023	8		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2024	9		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2025	10		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2026	11		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2027	12		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2028	13		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2029	14		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2030	15		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2031	16		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2032	17		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2033	18		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2034	19		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2035	20		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338

2036	21		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2037	22		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2038	23		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2039	24		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338
2040	25		26.063	16.236	3.020	20.794	107.250	173.362	315.700	142.338

### Prilog 3. Tablice ekonomske analize

Tablica P3.1.Osnovni podaci ekonomske analize uz trošak emisije CO2 prema srednjem scenariju EIB i trošak zagadenja zraka od 6€/MWh

Godina		Trošak investicije	FOM	VOM	Osoblje	CO2		zagađenje zraka	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	Novčani tijek
						jedinični trošak€/t	ukupni trošak, €					
2016	1	208.500								208.500		-208.500
2017	2	208.500								208.500		-208.500
2018	3	208.500								208.500		-208.500
2019	4	208.500	10425	6494,5	1510	34	44186	21648	42900	335.664		-335.664
2020	5		20850	12.989	3020	35	90972	21648	85800	235.279	252560	17281
2021	6		20850	12.989	3020	36	93571	21648	85800	237.878	252560	14682
2022	7		20850	12.989	3020	37	96170	21648	85800	240.477	252560	12083
2023	8		20850	12.989	3020	38	98770	21648	85800	243.076	252560	9484
2024	9		20850	12.989	3020	39	101369	21648	85800	245.675	252560	6885
2025	10		20850	12.989	3020	40	103968	21648	85800	248.275	252560	4285
2026	11		20850	12.989	3020	41	106567	21648	85800	250.874	252560	1686
2027	12		20850	12.989	3020	42	109166	21648	85800	253.473	252560	-913

2028	13		20850	12.989	3020	43	111766	21648	85800	256.072	252560	-3512
2029	14		20850	12.989	3020	44	114365	21648	85800	258.671	252560	-6111
2030	15		20850	12.989	3020	45	116964	21648	85800	261.271	252560	-8711
2031	16		20850	12.989	3020	46	119563	21648	85800	263.870	252560	-11310
2032	17		20850	12.989	3020	47	122162	21648	85800	266.469	252560	-13909
2033	18		20850	12.989	3020	48	124762	21648	85800	269.068	252560	-16508
2034	19		20850	12.989	3020	49	127361	21648	85800	271.667	252560	-19107
2035	20		20850	12.989	3020	50	129960	21648	85800	274.267	252560	-21707
2036	21		20850	12.989	3020	51	132559	21648	85800	276.866	252560	-24306
2037	22		20850	12.989	3020	52	135158	21648	85800	279.465	252560	-26905
2038	23		20850	12.989	3020	53	137758	21648	85800	282.064	252560	-29504
2039	24		20850	12.989	3020	54	140357	21648	85800	284.663	252560	-32103
2040	25		20850	12.989	3020	55	142956	21648	85800	287.263	252560	-34703

Tablica P3.2. Povećanje sigurnosti opskrbe

	Godina	Trošak Plomina	Jedinična cijena	Trošak uvoza	Trošak prijenosa, distribucije
2016	1	208.500			
2017	2	208.500			
2018	3	208.500			
2019	4	335.664			
2020	5	235.279	148	533.984	93.808
2021	6	237.878	147,4	531.819	93.808
2022	7	240.477	146,8	529.654	93.808
2023	8	243.076	146,2	527.490	93.808

2024	9	245.675	145,6	525.325	93.808
2025	10	248.275	145	523.160	93.808
2026	11	250.874	144,4	520.995	93.808
2027	12	253.473	143,8	518.830	93.808
2028	13	256.072	143,2	516.666	93.808
2029	14	258.671	142,6	514.501	93.808
2030	15	261.271	142	512.336	93.808
2031	16	263.870	141,4	510.171	93.808
2032	17	266.469	140,8	508.006	93.808
2033	18	269.068	140,2	505.842	93.808
2034	19	271.667	139,6	503.677	93.808
2035	20	274.267	139	501.512	93.808
2036	21	276.866	138,4	499.347	93.808
2037	22	279.465	137,8	497.182	93.808
2038	23	282.064	137,2	495.018	93.808
2039	24	284.663	136,6	492.853	93.808
2040	25	287.263	136	490.688	93.808
NPV		3.551.622		6.617.542 €	1.202.727 €

## Prilog 4. Analiza osjetljivosti

Tablica P4.1. Financijska analiza, osnovne cijene, otkupna cijena 60€/MWh, za 3608 GWh godišnje

Godina	Investicija	FOM	VOM	Osoblje	CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	Novčani tok projekta
1	208.500						208.500		-208.500
2	208.500						208.500		-208.500
3	208.500						208.500		-208.500
4	208.500	10425	6494,4	1510	10397	42900	280.226		-280.226
5		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
6		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
7		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
8		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
9		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
10		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
11		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
12		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
13		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
14		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
15		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
16		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
17		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
18		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
19		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
20		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
21		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028

22		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
23		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
24		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028
25		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	216480	73.028

**Tablica P4.2. Financijska analiza, cijene s PDV-om, otkupna cijena 60€/MWh, za 3608 GWh godišnje , 000€**

Godina	Investicija	FOM	VOM	Osoblje	CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	novčani tok
1	260.625						260.625		-260.625
2	260.625						260.625		-260.625
3	260.625						260.625		-260.625
4	260.625	13031,25	8118	1510	10397	53625	347.306		-347.306
5		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
6		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
7		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
8		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
9		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
10		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
11		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
12		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
13		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
14		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
15		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
16		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
17		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
18		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
19		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238

20		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
21		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
22		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
23		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
24		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238
25		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	270600	97.238

Tablica P4-3. . Financijska analiza, osnovne cijene, otkupna cijena 80€/MWh, za 3608 GWh godišnje , u 000 €

	Godina	Investicija	FOM	VOM	Osoblje	CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	Novčani tok
2016	1	208.500						208.500		0
2017	2	208.500						208.500		0
2018	3	208.500						208.500		0
2019	4	208.500	10425	6494,5	1510	10396,8	42900	280.226		-280.226
2020	5		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2021	6		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2022	7		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2023	8		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2024	9		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2025	10		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2026	11		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2027	12		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2028	13		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188

2029	14		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2030	15		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2031	16		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2032	17		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2033	18		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2034	19		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2035	20		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2036	21		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2037	22		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2038	23		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2039	24		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188
2040	25		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	288640	145.188

Tablica P4-4 . Financijska analiza, cijene s PDV-om, otkupna cijena 80€/MWh, za 3608 GWh godišnje, U 000 €

gODINA		Investicija	FOM	VOM	Osoblje	CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	novčani tok
2016	1	260.625						260.625		-260.625
2017	2	260.625						260.625		-260.625
2018	3	260.625						260.625		-260.625
2019	4	260.625	13031,25	8118,125	1510	10396,8	53625	347.306		-347.306
2020	5		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2021	6		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2022	7		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2023	8		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2024	9		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438

2025	10		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2026	11		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2027	12		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2028	13		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2029	14		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2030	15		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2031	16		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2032	17		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2033	18		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2034	19		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2035	20		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2036	21		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2037	22		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2038	23		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2039	24		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438
2040	25		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	360800	187.438

Tablica P4-5. . Financijska analiza, osnovne cijene, otkupna cijena 100€/MWh, za 3608 GWh godišnje, 000€

Godina	Investicija	FOM	VOM	Osoblje	CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	Novčani tok
1	208.500						208.500		-208.500
2	208.500						208.500		-208.500
3	208.500						208.500		-208.500
4	208.500	10425	6.494	1510	10397	53625	290.951		-290.951
5		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348

6		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
7		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
8		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
9		20850	12.989	3020	20794	85800	99.371	360800	261.429
10		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
11		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
12		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
13		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
14		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
15		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
16		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
17		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
18		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
19		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
20		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
21		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
22		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
23		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
24		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348
25		20850	12.989	3020	20794	85800	143.452	360800	217.348

**Tablica P4-6. Financijska analiza, cijene s PDV-om, otkupna cijena 100€/MWh, za 3608 GWh godišnje. u 000 €**

Godina	Investicija	FOM	VOM	Osoblje	CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	Novčani tok
1	260.625						260.625		-260.625

2	260.625						260.625		-260.625
3	260.625						260.625		-260.625
4	260.625	13031,25	8.118	1510	10397	53625	347.306		-
5		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
6		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
7		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
8		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
9		26062,5	16.236	3020	20794	107250	107.830	45100 0	343.170
10		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
11		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
12		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
13		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
14		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
15		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
16		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
17		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638

18		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
19		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
20		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
21		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
22		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
23		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
24		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638
25		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	45100 0	277.638

Tablica P4.7. Financijska analiza, osnovne cijene, otkupna cijena 100€/MWh, za 1804 GWh godišnje,000€

Godina	Investicija	FOM	VOM	Osoblje	CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	Novčani tok projekta

1	208.500					208.500		-208.500	
2	208.500					208.500		-208.500	
3	208.500					208.500		-208.500	
4	208.500	10425	3247,25	1510	2599,2	21450	247.731		-247.731
5		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
6		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
7		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
8		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
9		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
10		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
11		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
12		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
13		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
14		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
15		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
16		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
17		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
18		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
19		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
20		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
21		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
22		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
23		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
24		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739
25		20850	6.494	3020	10397	42900	83.661	180400	96.739

Tablica P4-8. Financijska analiza, otkupna cijena 100€/MWh, za 1804 GWh, cijene s PDV-om, 000 €

Godina	Investicija	FOM	VOM	Osoblje	CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	Novčani tok
Godina	Ukupni izvori financiranja								
1	260.625						260.625		-260.625
2	260.625						260.625		-260.625
3	260.625						260.625		-260.625
4	260.625	13031,25	4059,	1510	2599	42900	324.725		-324.725
5		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
6		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
7		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
8		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
9		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
10		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
11		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
12		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
13		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
14		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
15		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
16		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
17		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
18		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
19		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
20		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103

21		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
22		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
23		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
24		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103
25		26062,5	8.118	3020	10397	85800	133.397	225500	92.103

Tablica P4-9. Financijska analiza uz osnovnu razinu cijena CO2 prema EIB, 000 €

	Godina	Investicija	FOM	VOM	Osoblje	jed. cijena CO2	Cijena CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	novčani tok
2016	1	260.625							260.625		-260.625
2017	2	260.625							260.625		-260.625
2018	3	260.625							260.625		-260.625
2019	4	260.625	13031,25	8.118	1510	34	44186	53625	381.096		381.096
2020	5		26062,5	16.236	3020	35	90972	107250	243.540	252560	9.020
2021	6		26062,5	16.236	3020	36	93571	107250	246.140	252560	6.420
2022	7		26062,5	16.236	3020	37	96170	107250	248.739	252560	3.821
2023	8		26062,5	16.236	3020	38	98770	107250	251.338	252560	1.222
2024	9		26062,5	16.236	3020	39	101369	107250	253.937	252560	-1.377
2025	10		26062,5	16.236	3020	40	103968	107250	256.536	252560	-3.976
2026	11		26062,5	16.236	3020	41	106567	107250	259.136	252560	-6.576
2027	12		26062,5	16.236	3020	42	109166	107250	261.735	252560	-9.175
2028	13		26062,5	16.236	3020	43	111766	107250	264.334	252560	-11.774
2029	14		26062,5	16.236	3020	44	114365	107250	266.933	252560	-14.373

2030	15		26062,5	16.236	3020	45	116964	107250	269.532	252560	-16.972
2031	16		26062,5	16.236	3020	46	119563	107250	272.132	252560	-19.572
2032	17		26062,5	16.236	3020	47	122162	107250	274.731	252560	-22.171
2033	18		26062,5	16.236	3020	48	124762	107250	277.330	252560	-24.770
2034	19		26062,5	16.236	3020	49	127361	107250	279.929	252560	-27.369
2035	20		26062,5	16.236	3020	50	129960	107250	282.528	252560	-29.968
2036	21		26062,5	16.236	3020	51	132559	107250	285.128	252560	-32.568
2037	22		26062,5	16.236	3020	52	135158	107250	287.727	252560	-35.167
2038	23		26062,5	16.236	3020	53	137758	107250	290.326	252560	-37.766
2039	24		26062,5	16.236	3020	54	140357	107250	292.925	252560	-40.365
2040	25		26062,5	16.236	3020	55	142956	107250	295.524	252560	-42.964

Tablica P4.10. Financijska analiza uz nisku razinu cijena CO2 prema EIB, 000 €

	Godina	Investicija	FOM	VOM	Osoblje	jed. cijena CO2	Ukupna cijena CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	Novčani tok
		Ukupni izvori financiranja									
	Godina										
2016	1	260.625				13			260.625		-260.625
2017	2	260.625				13,5			260.625		-260.625
2018	3	260.625				14			260.625		-260.625
2019	4	260.625	13031,25	8118,125	1510	14,5	37688	53625	374.598	252560	-122.038
2020	5		26062,5	16.236	3020	15	38988	107250	191.556	252560	61.004
2021	6		26062,5	16.236	3020	15,5	40288	107250	192.856	252560	59.704
2022	7		26062,5	16.236	3020	16	41587	107250	194.156	252560	58.404
2023	8		26062,5	16.236	3020	16,5	42887	107250	195.455	252560	57.105
2024	9		26062,5	16.236	3020	17	44186	107250	196.755	252560	55.805

2025	10		26062,5	16.236	3020	17,5	45486	107250	198.054	252560	54.506
2026	11		26062,5	16.236	3020	18	46786	107250	199.354	252560	53.206
2027	12		26062,5	16.236	3020	18,5	48085	107250	200.654	252560	51.906
2028	13		26062,5	16.236	3020	19	49385	107250	201.953	252560	50.607
2029	14		26062,5	16.236	3020	19,5	50684	107250	203.253	252560	49.307
2030	15		26062,5	16.236	3020	20	51984	107250	204.552	252560	48.008
2031	16		26062,5	16.236	3020	20,5	53284	107250	205.852	252560	46.708
2032	17		26062,5	16.236	3020	21	54583	107250	207.152	252560	45.408
2033	18		26062,5	16.236	3020	21,5	55883	107250	208.451	252560	44.109
2034	19		26062,5	16.236	3020	22	57182	107250	209.751	252560	42.809
2035	20		26062,5	16.236	3020	22,5	58482	107250	211.050	252560	41.510
2036	21		26062,5	16.236	3020	23	59782	107250	212.350	252560	40.210
2037	22		26062,5	16.236	3020	23,5	61081	107250	213.650	252560	38.910
2038	23		26062,5	16.236	3020	24	62381	107250	214.949	252560	37.611
2039	24		26062,5	16.236	3020	24,5	63680	107250	216.249	252560	36.311
2040	25		26062,5	16.236	3020	25	64980	107250	217.548	252560	35.012

Tablica P4-11. Financijska analiza uz visoku razinu cijena CO2 prema EIB, 000 €

Godina	Investicija	FOM	VOM	Osoblje	jed. cijena CO2	Cijena CO"	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	novčani tok
1	260.625				52			260.625		-260.625
2	260.625				54			260.625		-260.625
3	260.625				56			260.625		-260.625
4	260.625	13031,25	8118,125	1510	58	75377	53625	412.286		-412.286
5		26062,5	16.236	3020	60	155952	107250	308.520	252560	-55.960

6		26062,5	16.236	3020	62	161150	107250	313.719	252560	-61.159
7		26062,5	16.236	3020	64	166349	107250	318.917	252560	-66.357
8		26062,5	16.236	3020	66	171547	107250	324.116	252560	-71.556
9		26062,5	16.236	3020	68	176746	107250	329.314	252560	-76.754
10		26062,5	16.236	3020	70	181944	107250	334.512	252560	-81.952
11		26062,5	16.236	3020	72	187142	107250	339.711	252560	-87.151
12		26062,5	16.236	3020	74	192341	107250	344.909	252560	-92.349
13		26062,5	16.236	3020	76	197539	107250	350.108	252560	-97.548
14		26062,5	16.236	3020	78	202738	107250	355.306	252560	-102.746
15		26062,5	16.236	3020	80	207936	107250	360.504	252560	-107.944
16		26062,5	16.236	3020	82	213134	107250	365.703	252560	-113.143
17		26062,5	16.236	3020	84	218333	107250	370.901	252560	-118.341
18		26062,5	16.236	3020	86	223531	107250	376.100	252560	-123.540
19		26062,5	16.236	3020	88	228730	107250	381.298	252560	-128.738
20		26062,5	16.236	3020	90	233928	107250	386.496	252560	-133.936
21		26062,5	16.236	3020	92	239126	107250	391.695	252560	-139.135
22		26062,5	16.236	3020	94	244325	107250	396.893	252560	-144.333
23		26062,5	16.236	3020	96	249523	107250	402.092	252560	-149.532
24		26062,5	16.236	3020	98	254722	107250	407.290	252560	-154.730
25		26062,5	16.236	3020	100	259920	107250	412.488	252560	-159.928

Tablica P4.12. Financijska analiza uz cijene CO2 prema PRIMES modelu, 000 €

	Godina	Investicija	FOM	VOM	Osoblje	jed. cijena CO2	Cijena CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	Novčani tok
2016	1	260.625				7,6			260.625		-260.625

2017	2	260.625				8,2			260.625		-260.625
2018	3	260.625				8,8			260.625		-260.625
2019	4	260.625	13031,25	8.118	1510	9,4	12216	53625	349.125		-349.125
2020	5		26062,5	16.236	3020	10	25992	107250	178.560		-178.560
2021	6		26062,5	16.236	3020	10,8	28071	107250	180.640		-180.640
2022	7		26062,5	16.236	3020	11,6	30151	107250	182.719	252560	69.841
2023	8		26062,5	16.236	3020	12,4	32230	107250	184.798	252560	67.762
2024	9		26062,5	16.236	3020	13,2	34309	107250	186.878	252560	65.682
2025	10		26062,5	16.236	3020	14	36389	107250	188.957	252560	63.603
2026	11		26062,5	16.236	3020	18,2	47305	107250	199.874	252560	52.686
2027	12		26062,5	16.236	3020	22,4	58222	107250	210.790	252560	41.770
2028	13		26062,5	16.236	3020	26,6	69139	107250	221.707	252560	30.853
2029	14		26062,5	16.236	3020	30,8	80055	107250	232.624	252560	19.936
2030	15		26062,5	16.236	3020	35	90972	107250	243.540	252560	9.020
2031	16		26062,5	16.236	3020	39,4	102408	107250	254.977	252560	-2.417
2032	17		26062,5	16.236	3020	43,8	113845	107250	266.413	252560	-13.853
2033	18		26062,5	16.236	3020	48,2	125281	107250	277.850	252560	-25.290
2034	19		26062,5	16.236	3020	52,6	136718	107250	289.286	252560	-36.726
2035	20		26062,5	16.236	3020	57	148154	107250	300.723	252560	-48.163
2036	21		26062,5	16.236	3020	61,2	159071	107250	311.639	252560	-59.079
2037	22		26062,5	16.236	3020	65,4	169988	107250	322.556	252560	-69.996
2038	23		26062,5	16.236	3020	69,6	180904	107250	333.473	252560	-80.913
2039	24		26062,5	16.236	3020	73,8	191821	107250	344.389	252560	-91.829
2040	25		26062,5	16.236	3020	78	202738	107250	355.306	252560	-102.746

Tablica P4.13. Kašnjenje izgradnje 2 godine, 000 €

Godina	Investicija	FOM	VOM	Osoblje	CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	novčani tok
Godina	Ukupni izvori financiranja								
1	173.750						173.750		-
2	173.750						173.750		-
3	173.750						173.750		-
4	173.750						173.750		-
5	173.750						173.750		-
6	173.750	13031,25	8118,125	1510	20794	53625	270.828		-
7		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
8		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
9		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
10		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
11		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
12		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
13		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
14		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
15		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
16		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
17		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
18		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338

19		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
20		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
21		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
22		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
23		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
24		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
25		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338

Tablica P4.14. Kašnjenje izgradnje 5 godine,000 €

Godina	Investicija	FOM	VOM	Osoblje	CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	novčani tok
1	115.833						115.833		-
2	115.833						115.833		-
3	115.833						115.833		-
4	115.833						115.833		-
5	115.833						115.833		-
6	115.833						115.833		-
7	115.833						115.833		-
8	115.833						115.833		-
9	115.833	13031,25	8.118	1510	10397	53625	202.514		202.514

10		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
11		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
12		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
13		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
14		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
15		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
16		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
17		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
18		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
19		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
20		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
21		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
22		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
23		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
24		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
25		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338

Tablica P4.15. Povećanje troška izgradnje 20%,000€

Godina		Investicija	FOM	VOM	Osoblje	CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	Neto novčani tok	Novčani tijek projekta
2016	1	312.750						312.750		0	-312.750
2017	2	312.750						312.750		0	-312.750
2018	3	312.750						312.750		0	-312.750
2019	4	312.750	13031,25	8118,125	1510	10396,8	53625	399.431		0	-399.431
2020	5		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2021	6		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338

2022	7		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2023	8		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2024	9		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2025	10		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2026	11		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2027	12		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2028	13		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2029	14		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2030	15		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2031	16		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2032	17		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2033	18		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2034	19		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2035	20		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2036	21		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2037	22		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2038	23		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2039	24		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338
2040	25		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338	142.338

Tablica P4.16. Povećanje troška izgradnje 50%

Godina	Godina	Investicija	FOM	VOM	Osoblje	CO2	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	Novčani tijek projekta
2016	1	390.938						390.938		-390.938

2017	2	390.938						390.938		-390.938
2018	3	390.938						390.938		-390.938
2019	4	390.938	13031,25	8118,125	1510	10396,8	53625	477.619		-477.619
2020	5		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2021	6		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2022	7		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2023	8		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2024	9		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2025	10		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2026	11		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2027	12		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2028	13		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2029	14		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2030	15		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2031	16		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2032	17		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2033	18		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2034	19		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2035	20		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2036	21		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2037	22		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2038	23		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2039	24		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338
2040	25		26062,5	16.236	3020	20794	107250	173.362	315700	142.338

Tablica P4.17. Analiza osjetljivosti- ekonomске varijable, niska projekcija troška zagadenja zraka i emisije CO2

	Godina	Investicija	FOM	VOM	Osoblje		CO2	zagađenje zraka	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	Novčani tok projekta
2016	1	208.500								208.500		-208.500
2017	2	208.500								208.500		-208.500
2018	3	208.500								208.500		-208.500
2019	4	208.500	10425	6494,5	1510	34	44186	21648	42900	335.664		335.664
2020	5		20850	12.989	3020	35	90972	21648	85800	235.279	252560	17.281
2021	6		20850	12.989	3020	36	93571	21648	85800	237.878	252560	14.682
2022	7		20850	12.989	3020	37	96170	21648	85800	240.477	252560	12.083
2023	8		20850	12.989	3020	38	98770	21648	85800	243.076	252560	9.484
2024	9		20850	12.989	3020	39	101369	21648	85800	245.675	252560	6.885
2025	10		20850	12.989	3020	40	103968	21648	85800	248.275	252560	4.285
2026	11		20850	12.989	3020	41	106567	21648	85800	250.874	252560	1.686
2027	12		20850	12.989	3020	42	109166	21648	85800	253.473	252560	-913
2028	13		20850	12.989	3020	43	111766	21648	85800	256.072	252560	-3.512
2029	14		20850	12.989	3020	44	114365	21648	85800	258.671	252560	-6.111
2030	15		20850	12.989	3020	45	116964	21648	85800	261.271	252560	-8.711
2031	16		20850	12.989	3020	46	119563	21648	85800	263.870	252560	-11.310
2032	17		20850	12.989	3020	47	122162	21648	85800	266.469	252560	-13.909
2033	18		20850	12.989	3020	48	124762	21648	85800	269.068	252560	-16.508
2034	19		20850	12.989	3020	49	127361	21648	85800	271.667	252560	-19.107
2035	20		20850	12.989	3020	50	129960	21648	85800	274.267	252560	-21.707
2036	21		20850	12.989	3020	51	132559	21648	85800	276.866	252560	-24.306
2037	22		20850	12.989	3020	52	135158	21648	85800	279.465	252560	-26.905

2038	23		20850	12.989	3020	53	137758	21648	85800	282.064	252560	-29.504
2039	24		20850	12.989	3020	54	140357	21648	85800	284.663	252560	-32.103
2040	25		20850	12.989	3020	55	142956	21648	85800	287.263	252560	-34.703

Tablica P4.18. Analiza osjetljivosti- ekonomske varijable, projekcija visokog troška zagađenja zraka i emisije CO2

	Godina	Investicija	FOM	VOM	Osoblje		CO2	zagađenje zraka	Gorivo	Ukupni trošak	Prihod	Novčani tok projekta
					jedinični trošak		ukupni trošak					
2016	1	208.500								208.500	0	208.500
2017	2	208.500								208.500	0	208.500
2018	3	208.500								208.500	0	208.500
2019	4	208.500	10425	6494,5	1510	58	75377	28864	42900	374.070	0	374.070
2020	5		20850	12.989	3020	60	155952	28864	85800	307.475	252560	-54.915
2021	6		20850	12.989	3020	62	161150	28864	85800	312.673	252560	-60.113
2022	7		20850	12.989	3020	64	166349	28864	85800	317.871	252560	-65.311
2023	8		20850	12.989	3020	66	171547	28864	85800	323.070	252560	-70.510
2024	9		20850	12.989	3020	68	176746	28864	85800	328.268	252560	-75.708
2025	10		20850	12.989	3020	70	181944	28864	85800	333.467	252560	-80.907
2026	11		20850	12.989	3020	72	187142	28864	85800	338.665	252560	-86.105
2027	12		20850	12.989	3020	74	192341	28864	85800	343.863	252560	-91.303
2028	13		20850	12.989	3020	76	197539	28864	85800	349.062	252560	-96.502
2029	14		20850	12.989	3020	78	202738	28864	85800	354.260	252560	-101.700

2030	15		20850	12.989	3020	80	207936	28864	85800	359.459	252560	106.899
2031	16		20850	12.989	3020	82	213134	28864	85800	364.657	252560	112.097
2032	17		20850	12.989	3020	84	218333	28864	85800	369.855	252560	117.295
2033	18		20850	12.989	3020	86	223531	28864	85800	375.054	252560	122.494
2034	19		20850	12.989	3020	88	228730	28864	85800	380.252	252560	127.692
2035	20		20850	12.989	3020	90	233928	28864	85800	385.451	252560	132.891
2036	21		20850	12.989	3020	92	239126	28864	85800	390.649	252560	138.089
2037	22		20850	12.989	3020	94	244325	28864	85800	395.847	252560	143.287
2038	23		20850	12.989	3020	96	249523	28864	85800	401.046	252560	148.486
2039	24		20850	12.989	3020	98	254722	28864	85800	406.244	252560	153.684
2040	25		20850	12.989	3020	100	259920	28864	85800	411.443	252560	158.883