

ELEKTROPRIVREDA CRNE GORE AD NIKŠIĆ
Radni tim za aktivnosti izgradnje II bloka TEP
Broj: 10-00-35351
Nikšić, 05.07.2016. godine

Završni izvještaj o aktivnostima na izgradnji II bloka TE Pljevlja

1. UVOD

Polazeći od Strategije razvoja energetike Crne Gore do 2030 godine i sopstvenih procjena da je izgradnja II bloka TE Pljevlja prioritetna potreba crnogorskog elektroenergetskog sistema, Vlada Crne Gore i Elektroprivreda Crne Gore AD Nikšić od 2012. godine u kontinuitetu vode aktivnosti na pripremi realizacije ovog proizvodnog objekta. Prvo je izrađena preliminarna tehnička dokumentacija a zatim je sagledana zainteresovanost renomiranih svjetskih kompanija za strateško partnerstvo u ovom specifičnom projektu.

Dana 13. juna 2013. godine prosljedjeno je 13 pozivnih pisama za dostavljanje ponuda uz definisanje tehničkih i komercijalnih parametara i uslova ostvarivanja partnerskog odnosa. Poslije intenzivnih međusobnih razgovora i razjašnjenja do kraja oktobra iste godine prispjelo je ukupno 9 (devet) ponuda čijom evaluacijom na bazi unaprijed utvrđenih kriterijuma se konačno aprila mjeseca 2015. godine došlo do najpovoljnije ponude – češke kompanije Škoda Praha vrijedne 338,5 miliona EUR-a.

Sve ove aktivnosti do sada su uspješno vodili stručni, mješoviti radni timovi za prikupljanje i evaluaciju ponuda i izradu ugovora sa izabranim partnerom Vlade Crne Gore, Elektroprivrede Crne Gore AD Nikšić i Rudnika uglja AD Pljevlja.

Shodno dogovorima Vlade Crne Gore i kompanije A2A kao kvalifikovanih akcionara Elektroprivrede Crne Gore AD Nikšić, radni timovi su u prvom periodu rada svoje aktivnosti bili fokusirali na realizaciju projekta putem društva posebne namjene (DPN) a u drugom i završnom periodu na modelu da Elektroprivreda Crne Gore AD Nikšić bude jedini nosilac predmetne investicije.

U završnoj trećoj fazi Radni tim, koji je pripremao i usaglašavao priložene ugovore o uslugama i izvođenju radova sa Škomom Praha bio je sastavljen od 8 predstavnika Elektroprivrede Crne Gore AD Nikšić, 2 predstavnika Vlade Crne Gore i 3 predstavnika Rudnika uglja AD Pljevlja. U cio posao od aprila mjeseca 2016. godine uključio se i Deloitte doo Beograd sa svojim partnerima kao izabrani konsultant Projekta. A od početka u radu su uključena dva eksterna eksperta – Boris Bušković i Nenad Jerinić.

No, da bi se ovaj kompleksni projekat sagledavao i pripremao na adekvatan način sačinjene su tri veoma bitne studije: Studija o projekcijama tržišnih cijena električne energije za Crnu Goru (Pöyry) Studija količina i kvaliteta uglja u Pljevljima (Fichtner) i Studija opravdanosti (Deloitte), koje su svaka sa svog aspekta nedvosmisleno potvrdile opravdanost i isplativost ovog projekta.

Važno je napomenuti da će se u okviru realizacije projekta drugog bloka TE Pljevlja definisati i optimalno toplifikaciono oduzimanje za radni toplotni izvor za grijanje grada Pljevlja, saglasno projektnom toplotnom konzumu koji će dati Investitor, odnosno lokalna zajednica.

2. IZRADA I USAGLAŠAVANJE UGOVORA SA ŠKODOM PRAHA

Sa Škodom Praha je dogovoreno da se međusobni odnosi oko izgradnje Bloka II TE Pljevlja definišu kroz dva ugovora:

- **Ugovor o uslugama izrade Glavnog projekta / *Early Works Service Agreement***
- **Ugovor o izvođenju radova (na osnovu FIDIC uslova ugovaranja za postrojenje i projektovanje-izgradnju (Žuta knjiga prvo izdanje 1999))**

Posebno pozitivan input pregovorima sa Škodom Praha dala je posjeta visoke državne delegacije Crne Gore Republici Češkoj početkom mjeseca aprila 2016. godine, gdje se na najvišem nivou razgovaralo i o realizaciji Projekta Bloka II TE Pljevlja.

Kako je ranije navedeno i Ugovorom o uslugama izrade Glavnog projekta i Ugovorom o izvođenju radova drugi blok TE Pljevlja predviđen je kao toplotni izvor za grijanje grada Pljevalja.

2.1. Ugovor o uslugama izrade Glavnog projekta / *Early Works Service Agreement* (u daljem tekstu: EWA ugovor)

EWA ugovor sa pratećim aneksima, koji bliže definiše obaveze ugovornih strana, pripremljen je od strane Radnog tima uz podršku savjetnika i usaglašen sa Škodom Praha.

Kao prilog EWA ugovoru pripremljeno je 11 aneksa (Schedules) kojima se regulišu pojedina pitanja (obim usluga, program realizacije, dinamika i način plaćanja, forme garancija, lista podizvođača, plan kvaliteta i sl.) vezana za implementaciju ovog Ugovora. EWA ugovor i 11 aneksa čini stavni dio ove informacije kao **Prilog 1.**

Uslov za potpisivanje ovog ugovora je prethodna ratifikacija međudržavnog sporazuma Crne Gore sa Republikom Češkom od strane Skupštine Crne Gore, a ugovor bi stupio na snagu nakon dobijanja pozitivne ocjene Studije o isplativosti projekta, koja je u fazi izrade od strane konsultanta Deloitte odabranog u postupku javnih nabavki.

Pregled osnovnih elemenata EWA Ugovora dat je u sledećoj tabeli:

<u>Osnovni ugovorni i komercijalni elementi</u>	
Ugovorena cijena	<i>9.890.360,00 €.</i>
Avans	<i>25% Ugovorene cijene.</i>
Ugovorna kazna za kašnjenje Izvođača	<i>0,17% Ugovorene cijene za svaki cijeli dan kašnjenja.</i>

Maksimalni iznos izloženosti	<i>15% Ugovorne cijene</i>
Ugovorna kamata za kašnjenje Naručioca	<i>kvartalni EURIBOR + 4% godišnje, za svaki dan kašnjenja.</i>
Bankarske garancije Izvođača	<p><i>1. bankarska garancija za otplatu Avansa, u iznosu Avansa (25% Ugovorne cijene),</i></p> <p><i>2. bankarska garancija za valjano izvršenje Usluga, u iznosu od 10% Ugovorene cijene,</i></p> <p><i>3. bankarska garancija za otklanjanje nedostataka/grešaka, u iznosu 5% Ugovorene cijene,</i></p>
Limit odgovornosti Izvođača	<i>100 % Ugovorene cijene.</i>
Rok za pružanje Usluga	<i>18 mjeseci od Datuma početka pružanja usluga.</i>
Garantni rok	<i>5 godina od Konačnog prijema.</i>
Osiguranje	<i>Izvođač je dužan da obezbijedi osiguranje od profesionalne odgovornosti koje će važiti od Datuma stupanja na snagu do isteka 5 godina od završetka i prijema Usluga.</i>
Raskid	<i>Klijent i Izvođač imaju pravo na raskid u slučajevima definisanim Ugovorom.</i>
Mjerodavno pravo	<i>Crnogorsko pravo.</i>
Postupak za rješavanje sporova	<p><i>U skladu sa Pravilima arbitraže Međunarodne trgovinske komore u Parizu.</i></p> <p><i>Sjedište Beč, Austrija.</i></p> <p><i>Jezik engleski.</i></p>
<u>Osnovni tehnički elementi</u>	
Snaga elektrane (Gross output)	<i>254MW¹</i>
Garantovana Neto efikasnost	<i>39,5%</i>
Sopstvena potrošnja	<i>21,6 MW</i>
Tehnologija sagorijevanja	<i>PCB</i>
Tehnologija hlađenja	<i>Rashladni toranj sa prirodnom cirkulacijom</i>

¹ Predmet proračuna od strane Škode uzimajući u obzir novu visinu rashladnog tornja. Procjena nove snage elektrane ~255MW

Granične vrijednosti emisija:	
Prašina, mg/Nm³	< 10
SO₂, mg/Nm³	< 150
NO_x, mg/Nm³	< 200
Odvod dimnih gasova	<i>Kroz rashladni toranj</i>
DeSO_x	<i>FGD-Vlažni postupak</i>
DeNO_x	<i>Primarne mjere+SCR</i> <i>(potvrda tehničkog rješenja po dobijanju konačnih podataka o sadržaju azota)</i>
Snaga toplotnog izvora	<i>75 MWt</i>
LHV [kJ/kg]	<i>9415</i>
Dodatni dogovoreni obim posla	<i>Napajanje zajedničkih objekata TEP I i TEP IISistem otpadnih voda za TEP I i TEP II</i> <i>Viši rashladni toranj (128m)</i> <i>Novi kran</i> <i>Inovirani DeNO_x (uključujući SCR) – opciono – u skladu sa najnovijim podacima o uglju</i> <i>Inovirani DeSO_x-u skladu sa najnovijim podacima o uglju</i>

Za usaglašenu formu EWA Ugovora uzimajući u obzir prethodno navedene elemente dobili smo zvaničnu potvrdu Škode da je cijena EWA ugovora 9.890.360,00 €, što je znatno manje od prvobitne cijene u iznosu od 16.925.000,00 € iz preliminarne ponude Škode koja je odabrana kao najbolja ponuda od svih dostavljenih u postupku odabira.

2.2. Ugovor o izvođenju radova

Ugovor o izvođenju radova sačinjen na osnovu FIDIC Uslova ugovaranja za postrojenje i projektovanje-izgradnju (Žuta knjiga prvo izdanje 1999) (**u daljem tekstu: Ugovor o izvođenju radova**), sa pratećim Aneksima koji bliže definišu obaveze ugovornih strana, pripremljen je od strane Radnog tima uz podršku savjetnika.

Ugovor o izvođenju radova se sastoji iz Opštih i Posebnih uslova, kao i 19 pratećih aneksa (**Prilog 2**). Strane su u cjelosti usaglasile osnovne elemente ugovora sa pravnog, tehničkog i komercijalno-finansijskog aspekta, izuzev cijene za ukupan projekat izgradnje Bloka II TE Pljevlja koja još uvijek nije

dogovorena, a u okolnostima neobezbjeđenih svih preduslova za zaključenje Ugovora o izvođenju radova, kako je dalje navedeno u informaciji.

Pregled osnovnih elemenata Ugovora o izvođenju radova dat je u sledećoj tabeli:

Osnovni ugovorni elementi	
Inženjer	<i>Naručilac je dužan da imenuje Inženjera. Inženjer ima prava i dužnosti date na osnovu Ugovora i obavlja ih u ime i za račun Naručioca.</i>
Preduslovi za stupanje na snagu	<p>1. <i>Obezbiđeno finansiranje za Projekat od strane Naručioca (ugovor o kreditu je potpisan i stupio je na snagu);</i></p> <p>2. <i>Izmjene koje proizilaze iz realizacije Ugovora o izradi projekta izmeđuNaručioca i Izvođača, kao i ustupanje istog na Naručioca je dogovoreno između Izvođača i Naručioca u formi dodatka na ovaj Ugovor.</i></p> <p><i>Svaka strana ima pravo na raskid Ugovora ukoliko isti ne stupi na snagu 9 meseci od Datuma potpisivanja bez prava da naknadu štete koja je nastala zbog ili u vezi sa takvim raskidom. Ugovorne strane navedeni rok mogu da produže aneksom na Ugovor.</i></p>
Rok za izvođenje radova	<i>36 meseci od Datuma početka Radova.</i>
Ugovorena cijena/plaćanje	<i>Ugovorena cijena je fiksna i uključuje sve troškove, poreze, carine i druge naknade (osim PDV-a) , međutim podložna je izmjenama u skladu sa postupkom koji je predviđen Ugovorom.</i>
Raskid	<i>Klijent i Izvođač imaju pravo na raskid u slučajevima definisanim Ugovorom.</i>
Ograničenje odgovornosti	<p><i>Odgovornost Izvođača ograničena na iznos Ugovorene cijene.</i></p> <p><i>Ugovorne strane ne odgovaraju jedna drugoj za izgublenu dobit i slične indirektno štete.</i></p>
Osiguranje	<i>Izvođač obezbeđuje osiguranje Izvođača od svih rizika [Construction/Erection All Risk insurance (CEAR)].</i>
Rok za prijavu nedostataka	<i>24 meseca od izdavanja Potvrde o preuzimanju, može da se produži do maksimalnog perioda od 36 meseci.</i>

	<i>10 godina za stabilnost građevine u skladu sa Zakonima Crne Gore.</i>
Mjerodavno pravo	<i>Crnogorsko.</i>
Stalna Komisija za rješavanje sporova	<p><i>Stalna komisija za rješavanje sporova (KRS kako je definisano Ugovorom), se sastoji od 3 člana i imenuje se od strane Izvođača i Naručioaca, 28 dana od Datuma početka radova, u skladu sa postupkom predviđenim Ugovorom.</i></p> <p><i>KRS se imenuje za potrebe rješavanja svih spornih pitanja između strana, kao drugi stepen za rješavanje sporova, nakon Inženjera.</i></p> <p><i>Odluke KRS-a su obavezujuće za Ugovorne strane, ukoliko se protiv istih ne povede arbitražni postupak.</i></p>
Arbitraža	<p><i>U skladu sa Pravilima arbitraže Međunarodne trgovinske komore u Parizu.</i></p> <p><i>Sjedište Beč, Austrija.</i></p> <p><i>Jezik engleski.</i></p>
<u>Osnovni tehnički elementi</u>	<i>Kao u EWA Ugovoru</i>
<u>Osnovni komercijalni elementi</u>	
Ugovorna cijena	
Avansna naknada	<i>15% Ugovorne cijene.</i>
Ugovorne kazne za kašnjenje/Maksimalni iznos	<i>0,04% Ugovorne cijene za svaki dan kašnjenja, max 10% Ugovorne cijene.</i>
Garancija za povraćaj avansa	<i>15% Ugovorne cijene</i>
Garancija za valjano izvršenje	<i>15% Ugovorne cijene</i>
Garancija za otklanjanje nedostataka	<i>5% Ugovorne cijene.</i>
Ugovorna kamata za kašnjenje u plaćanju	<i>Kvartalni EURIBOR +4% godišnje</i>
Minimalni nivo efikasnosti	<i>38 %</i>
Minimalni nivo snage	<i>246 MW</i>
Maksimalni iznos štete zbog kašnjenja	<i>10% Ugovorne cijene</i>
Ugovorna kazna za performanse (efikasnost)	<i>10% Ugovorne cijene</i>

Ugovorna kazna za performanse (snaga)	<i>5% Ugovorne cijene</i>
Jedinična ugovorna kazna za performanse (snaga) (procenat nepostizanja garantovanog nivoa)	<i>1,588 % Ugovorne cijene za svaki 1% manjeg performansa od garantovanog do minimalnog</i>
Jedinična ugovorna kazna za performanse (efikasnost) (procenat nepostizanja garantovanog nivoa)	<i>2,633 % Ugovorne cijene za svaki 1% manjeg performansa od garantovanog do minimalnog</i>
Maksimalna ugovorna kazna	<i>12% Ugovorne cijene</i>
Ukupna izloženost Izvođača po osnovu ugovornih kazni (Ukupne štete+ ugovorna kazna)	<i>22% Ugovorne cijene</i>
Maksimalna odgovornost Izvođača prema Naručiocu za sve štete iz Ugovora	<i>100% Ugovorne cijene</i>

Uvažavajući ugovorene uslove te okolnosti neobezbjedenih preduslova kako je iznad navedeno, Radni tim je u svom radu posebnu pažnju posvetio cijeni projekta.

Polazeći od preliminarno ponuđene cijene od 338, 5 Mil.€ , kao i uzimajući u obzir zahtjeve EPCG za dodatnim obimom radova i dodatnim uslovima u odnosu na nacrt Ugovora čija se ukupna vrijednost procijenjuje na 10,7 Mil.€, preliminarno ponuđena cijena je dostigla nivo od 349, 2 Mil.€. (338,5 Mil.€ + 10,7 Mil.€). Ova cijena je i predstavljala polaznu osnovu za pregovore Radnog tima oko cijene. Na pregovorima oko cijene Ugovora o izvođenju radova održanim 6. i 7. aprila 2016. godine u Pragu, Škoda je u odnosu na polaznu osnovu po procjeni Radnog tima od 349,2 Mil.€, predložila znatno veću cijenu procijenivši vrijednost svih ugovornih uslova i dodatnih radova na iznos od 359,4 Mil.€ za cjelokupni projekat izgradnje Bloka II TE Pljevlja (Ugovor o izvođenju radova i EWA Ugovor), pravdajući tu predloženu cijenu obimom dodatnih radova koji po njihovom stavu iznose značajno više od procijenjene vrijednosti od strane Radnog tima te povećanjem rizika za Škodu u značajnoj mjeri ugovornim uslovima koje je Radni tim tražio.

Nakon prijedloga cijene Škoda je izrazila spremnost na popust od 7Mil.€ ukoliko to odobri njen Nadzorni odbor bez bilo kakvih dodatnih uslova, a zatim i dodatni popust od 10,2 Mil.€ samo ukoliko EPCG odustane od određenih pravnih, komercijalnih i tehničkih uslova predviđenih nacrtom Ugovora o izvođenju radova i aneksima, koji po mišljenju Škode predstavljaju dodatni rizik za njih.

Polazeći od preliminarno ponuđene cijene od 338,5 Mil.€ kao i dodatnih radova zahtjevanih od strane Radnog tima procijenjene vrijednosti od 10,7 Mil.€ ili ukupno preliminarno vrijednost od 349,2 Mil.€, na osnovu prethodno sprovedenih analiza od strane posebno zaduženih članova Radnog tima i angažovanih eksperata, sačinjena je završna analiza (**Prilog 3**), koja je pokazala da preliminarna cijena od 349,2 Mil.€ za ukupan projekat izgradnje Bloka II TE Pljevlja treba da bude niža i da uzimajući u obzir navedeni

zahtjev Radnog tima za dodatne radove i uslove iskazane u nacrtima ugovora i prilogima, konačan prijedlog ukupne cijene za Projekat (EWA ugovor + Ugovor o izvođenju radova) bi trebalo da iznosi oko 318,5Mil.€, uz realno očekivanje da predmetna cijena može biti korigovana do najviše 1% ukupne vrijednosti ukoliko Škoda prihvati prijedlog Radnog tima o iznosu garancije za valjano izvršenje posla od 15% ukupne vrijednosti.

Škoda je u dopisu poslatom 01.07.2016. EPCG predložila cijenu od 324.878.645,00 EUR, koju je uslovila prihvatanjem značajnih izmjena prethodno dogovorenih ugovornih uslova. **(Prilog 4)**

Na sjednici održanoj 04.07.2016. Radni tim je odlučio da se predmetna ponuda odbije kao neprihvatljiva naročito imajući u vidu da su u značajnoj mjeri izmijenjeni već usaglašeni ugovorni uslovi i da se Škodi dostavi finalna ponuda koja uključuje prethodno usaglašene ugovorne uslove i ukupnu cijenu za oba ugovora u iznosu od 321.685.000,00 € (EWA Ugovor od 9.890.360,00 + Ugovor o izvođenju radova od 311.794.640,00 €), a što je u skladu sa polaznom platformom koju je odobrio Radni tim od 318,5 Mil.€ + 1 % od ukupne cijene, s tim što je u ovoj ponudi Radni tim predložio i krajnji kompromis u cilju postizanja dogovora a to je iznos garancije za valjano izvršenje posla od 10%. Finalna ponuda Radnog tima upućena je je Škodi dana 05.07.2016. uz zahtjev da se Škoda izjasni o istoj zaključno sa petkom 08.07.2016.

U cilju boljeg razumijevanja ugovora, strane su prepoznale i činjenice koje mogu imati uticaj na promjene definisanih ugovornih uslova ili/i cijenu, sve do momenta njihovog konačnog utvrđivanja, kao što su:

- Uslovi finansiranja;

Pod uslovima finansiranja koji eventualno mogu uticati na izmjenu ugovorenih uslova i potencijalno na cijenu, misli se na zahtjev Banke koja obezbjeđuje finansiranje projekta, kao što su dodatne garancije, zatim avansno plaćanje i garancije, i sl. Ali to zavisi od konačnog dogovora sa Bankom koja će obezbijediti finansiranje projekta, i nije moguće procijeniti eventualni impakt na cijenu ugovora o izgradnji Bloka II ali može imati impakt na ugovorne uslove. U svakom slučaju, i ako bi imali uticaj zahtjevi banke, ne očekuje se veliki uticaj, obzirom da pretpostavljeni trošak garancije za dobro izvršenje posla od 15% u odnosu na trošak za garanciju od 10 %, bi trebao da iznosi nešto preko 400.000,00 € za period trajanja garancije.

- Potvrda poslodavca o entitetu;

Ovaj uticaj na ugovorne uslove ili eventualno na cijenu ne postoji pod pretpostavkom da su se akcionari(Država CG i A2A) usaglasili da investitor bude EPCG,

- Potvrda tehničke specifikacije uključujući i ulazne podatke (npr. geološka istraživanja, dokumentacija izvedenog stanja za Blok I postojeće Termoelektre u Pljevljima i sl.);

Nacrt geološkog elaborata poslat je tehničkom timu Škode na mišljenje. Novouradna geologija je u skladu sa geološkim podacima na osnovu kojih je projektovan i izveden postojeći Blok I, i sa ovog aspekta ne očekuje se da ima osnova za povećanje cijene. Svakako za završetak zakonske revizije elaborata bitno je dobiti i potvrdu od strane tehničkog tima Škode kao što je i zahtjevano.

Sa aspekta seizmičkih karakteristika, obrađivač geološkog elaborata pozivajući se kartu seizmičke mikroregionalizacije CG naveo je da istraživana lokacija pripada području VIII stepena intenziteta po

MCS skali. Postojeći blok I i njegovi prateći objekti kao što je brana Maljevac projektovani su i izvedeni uzimajući u obzir VII stepen MCS skale. U skladu sa Zakonom o izgradnji objekata parametre za seizmičko projektovanje i druge uslove za smanjenje uticaja i zaštitu od zemljotresa propisao je nadležno Ministarstvo u okviru urbanističko-tehničkih uslova za projekat. U nacrtu DPP-a se navodi da šire područje Pljevalja, pripada seizmički relativno mirnom regionu, sa stepenom seizmičkog intenziteta od VII stepeni MCS skale, što predstavlja podatak na osnovu kojeg je i usvojen postojeći DPP. U cilju procjene eventualnog uticaja na cijenu ove promjene sa aspekta građevinske struke, čak ukoliko bi se potvrdio VIII stepen MCS skale (što se imajući u vidu sve prethodno navedeno ne očekuje) eventualni dodatni troškovi bi po gruboj preliminarnoj procjeni iznosili između **500.000-1.000.000 €**.

Parametri uglja/sadržaj azota

Prema podacima koji su dostavljeni Škodi predmetna vrijednost azota koja je uzeta kao osnova za obračun cijene DeNOx postrojenja iznosi 1,3. Ne očekuje se da će konačna vrijednost koja će biti dobijena kao rezultat dodatnih istraživanja koje RUP trenutno sprovodi biti veća, samim tim se i **ne očekuje povećanje cijene po ovom osnovu**. U svakom slučaju potrebno je sačekati konačne rezultate RUP-ovih analiza prije uklanjanja ove stavke sa liste eventualnih uticaja na cijenu.

Dobijanje saglasnosti na Elaborat o procjeni uticaja na životnu sredinu/Revizija Idejnog projekta

Usvojenim DPP-om za TE Pljevlja kao jedna od mogućnosti za izgradnju novog bloka II predviđena je upravo i ona koja odgovara tehničkoj specifikaciji koju je ponudila Škoda. Da bi se predmetna tehnička specifikacija i zvanično potvrdila potrebno je po završetku Idejnog projekta i Elaborata o procjeni uticaja pristupiti i njihovom formalnom odobravanju (Idejni projekat će revidovati komisija koju je potrebno da angažuje Investitor, dok će zeleno svjetlo na Elaborat dati Agencija za zaštitu životne sredine). **Ne očekuje se nakon izrade ova dva dokumenta uticaj ili makar značajniji uticaj na izmjenu ugovornih uslova odnosno na cijenu, obzirom da obrađivaču ova dva dokumenta podršku pruža Škoda**. Naravno, tek nakon završetka ovih dokumenata će se to i potvrditi a kako je i predviđeno nacrtom Ugovora biće moguće otpočeti sa aktivnostima vezanim za izradu Glavnog projekta.

Dokumentacija izvedenog stanja/Geodetski podaci/Situacioni plan TE Pljevlja

Ovi podaci kao takvi mogu uticati na postupak pripreme gradilišta i neophodne aktivnosti koje je potrebno sprovesti prije same realizacije Ugovora. U skladu sa ugovorom aktivnosti na koje predmetni podaci utiču su obaveza investitora (izmještanje vodova, eventualna realokacija cjevovoda, uklanjanje materijala i slično) i kao takve **nemaju uticaja na cijenu Ugovora o izvođenju radova**. U svakom slučaju ovi podaci su od značaja u cilju dostavljanja svih relevantnih podataka projektantu.

- Korelacija između EWA ugovora i Ugovora o izvođenju radova prije potpisivanja Ugovora o izvođenju radova;

Ovdje se prije svega misli na eventualne izmjene u Projektu koji izradi Škoda, ukoliko se počne sa realizacijom obaveza po Ugovoru o izvođenju radova, što može prouzrokovati izmjene ugovornih uslova moguće i cijene ali ne i nužno promjenu cijene. U ovom momentu nije moguće ni preliminarno pretpostaviti moguće troškove.

- Konačan dogovor o osiguranju između Poslodavca i Izvođača radova;

Construction/Erection All Risk insurance (CEAR) je usaglašeno osiguranje. Preliminarnu procjenu iznosa za ovu vrstu osiguranja za Ugovor o izvođenje radova je potrebno da uradi broker osiguranja ali tek nakon što Škoda dostavi nacrt Polise osiguranja sa predviđenim osiguranim rizicima. I pored više naših zahtjeva, Škoda još uvijek nije dostavila nacrt Polise za projekat.

• **Rezultati transportne studije;**

Prema preliminarnim podacima dobijenim od strane obrađivača Transportne studije postoje tri kritična mjesta na predviđenoj ruti za isporuku i transport opreme. Postupak dobijanja preciznijih podataka je u toku. Što se samog troška tiče u slučaju potrebe za dodatnim ulaganjima od strane investitora, kao što je ojačavanje mostova i slično na tri potencijalno kritična mjesta, ti troškovi bi mogli biti reda veličine oko 100.000,00 €. Svakako, predmetnu aktivnost potrebno je usaglasiti sa Škodom u ugovornom smislu (prvenstveno dio koji se ne nalazi na teritoriji CG) sa aspekta eventualniog uticaja na cijenu Ugovora o izvođenju radova.

3. STUDIJA IZVODLJIVOSTI

3.1. Priprema studije

Studiju izvodljivosti drugog bloka TE Pljevlja pripremio je konsultant Deloitte (**Prilog 5**).

Prilikom pripreme Studije izvodljivosti korišćene su sljedeći materijali:

- 3.1.1. Ugovor sa Škodom,
- 3.1.2. Ponuda za finansiranje projekta (Češka izvozna banka i EGAP)
- 3.1.3. Procjena resursa/rezervi uglja i tehno-ekonomski elaborat (pripremljen od strane kompanije FICHNER),
- 3.1.4. Projekcija veleprodajnih cijena električne energije za Crnu Goru (pripremljen od strane kompanije POYRY),

3.1.1. Ugovor sa Škodom

Glavni komercijalni elementi ugovora su:

- Ukupna cijena – 321,685 miliona Eura (trenutna ponuda EPCG)
- Efikasnost – 39,5%
- Raspoloživost – 95%
- Period izgradnje elektrane – 36 mjeseci

3.1.2. Ponuda za finansiranje projekta

Sastavni dio ponude Škode bio je i obezbeđenje kredita od strane Češke izvozne banke. Kredit treba, u skladu sa pravilima izvozne banke, da bude osiguran od strane EGAP-a (Agencija za osiguranje izvoznih kredita).

Preliminarni uslovi finansiranja su sljedeći:

- Iznos kredita – do 85% ugovora o izgradnji,
- Kamata – 2,5% + 6M Euribor,
- Grejs period – 3 godine,
- Period otplate - 12 godina,
- Troškovi obrade kredita – 0,95%

Nakon pregleda Studije izvodljivosti od strane banke intezivirat će se pregovori oko komercijalnih uslova kreditnog aranžmana.

Takođe, indikativna ponuda EGAP-a je data u narednoj tabeli.

Ročnost kredita	Kategorija rizika CC0 (osigaranje pokriva 90% kredita)	Kategorija rizika CC1 (osigaranje pokriva 90% kredita)	Kategorija rizika CC2 (osigaranje pokriva 90% kredita)
3 + 10 godina	13,69%	17,31%	19,97%
3 + 12 godina	15,77%	19,98%	23,09%

Procjene su da će, nakon sprovedene analize od strane osiguravajuće kuće, Elektroprivreda biti svrstana u kategoriju rizika CC0. Razlog ovako visokih premija osiguranja je položaj Crne Gore (kategorija 7) u okviru OECD klasifikacije rizika zemalja (<http://www.oecd.org/tad/xcred/cre-crc-current-english.pdf>).

Važno je napomenuti da je krajnji rok, u skladu sa OECD konsenzusom u vezi izvoznih kredita za finansiranje projekata termoelektrana na uglj, zaključenja ugovora o kreditu 1. januar 2017. godine. Ukoliko se do 1. januara ne odobri kreditni aranžman, Češka eksportna banka neće biti u mogućnosti da finansira projekte termoelektrana sa instalisanom snagom manjom od 300 MW. Trenutno sa vode aktivni pregovori sa Češkom eksportnom bankom i konzorcijumom banaka i očekuje se njihov dolazak u Crnu Goru 12. jula.

3.1.3. Procjena resursa/rezervi uglja i tehno-ekonomski elaborat

Njemačka konsultantska kompanija Fichtner (Mining and Environment FME) je angažovana da za potrebe izrade Studije procjene opravdanosti izgradnje Bloka II TE Pljevlja, izradi Elaborat o mogućnosti optimizacije troškova i smanjenja cijene uglja, kao i Studiju procjene resursa i rezervi uglja u skladu sa JORC standardom (Prilog 6). JORC Standard je najviše poštovani standard u oblasti procjene resursa i rezervi uglja. Uspostavljen je od strane Udruženog Australijskog Komiteta za mineralne sirovine AJORC (Australian Joint Ore Reserves Committee) u saradnji sa Komitetom za internacionalne standarde izvještavanja o mineralnim sirovinama CRIRSCO (Committee for Mineral Reserves International Reporting Standards), i primjenjuje se prilikom izrade procjena i studija za javnu upotrebu u funkciji informisanja potencijalnih investitora i finansijskih institucija.

Renomirani konsultant je u cilju verifikacije postojeće geološke dokumentacije, a u skladu sa preporukama JORC standarda, zatražio da se realizuje program dodatnog istražnog bušenja, uz izvođenje pratećih laboratorijskih analiza. Nakon realizovanog programa dodatnog istražnog bušenja i pripadajućih laboratorijskih analiza urađenih u akreditovanim laboratorijama, izrađena je Studija procjene resursa i rezervi uglja u Pljevaljskom basenu.

Predmetnom Studijom utvrđeno je:

- Da se na osnovu rezultata dodatnih geoloških istraživanja i verifikacije, procjene i klasifikacije resursa i rezervi uglja koja je izvršena u skladu sa **JORC** standardom, u Pljevaljskom Ugljenom Basenu nalazi **66.820.000** tona rezervi uglja, prosječne kalorijske vrijednosti od 9,690 kJ/kg.
- Da je u sklopu Centralnog Pljevaljskog ugljenog basena (Potrlica, Kalušići, Grevo, Rabitlje i Komini) procjenjeno i klasifikovano **64.860.000** tona rezervi uglja, dok je u ležištu Glisnica procjenjeno dodatnih **1.960.000** tona rezervi.

Ležište	Rezerve (tona)	NCV (kJ/kg)	Pepeo (%)	Vlaga (%)
Potrlica	40.400.000	10.959	23,5	29,3
Kalušići	16.150.000	7.748	35,6	28
Grevo	2.210.000	11.175	23,1	29,9
Rabitlje	3.700.000	10.771	17,1	33,5
Komini	2.400.000	8.700	34,1	30,7
Centralni PV basen	64.860.000	9.881	27,2	29,41
Glisnica	1.960.000	9.302	22,3	36,6
UKUPNO (tona)	66.820.000	9.692	24,8	30,1

*U ovom trenutku Rudnik ima koncesije za sva nevedena ležišta, tj za 66,8 miliona tona uglja.

- Procjenjeno je, da je pored dokazanih 66,8 milona tona rezervi uglja, raspoloživa i količina od dodatnih 25.4 miliona tona uglja, za koju u ovoj fazi nisu urađena dodatna istražna bušenja, i koja je od strane ekspertskeg tima Fichtner-a klasifikovana kao "Mogući Ugljeni Resurs". Ove količine se nalaze u sklopu ležišta Otilovići, Mataruge, Bakrenjače i u dijelu postojećeg Pljevaljskog basena. Po mišljenju Fichtner-a ne postoji sumnja da dodatna istražna bušenja neće potvrditi navedenu procjenu, koja je izvedena na osnovu rezultata ranijih istražnih bušenja.

Dakle, Studijom je **potvrđeno**, da je u skladu sa JORC standardom ukupni potencijal kojim raspolaže Pljevaljski basen **66,8 miliona tona rezervi uglja**, a da se kontrolnim istražnim bušotinama mogu potvrditi dodatnih **25,4 miliona tona**, što ukupno daje raspoloživi ugljeni resurs u iznosu od **91.3 miliona tona**. Rudnik u ovom trenutku ima koncesije za svih dokazanih 66.8 miliona tona rezervi uglja.

Iz svega navedenog da se zaključiti, da su dokazane količine i kvalitet uglja dovoljne za nesmetani rad drugog bloka TE Pljevlja, za period od narednih 40 godina.

Cijena uglja, korištena u pripremi Studije izvodljivosti Bloka 2, urađena je na bazi projekcija troškova eksploatacije (Izveštaj o mogućnostima smanjenja troškova – FICHTNER) i povrata na sredstva definisanih kroz profitnu marginu od 8%.

Rudnik uglja će ciljane troškove proizvodnje dostići do kraja 2026. godine, nakon završetka investicionog ciklusa i internog povećanja efikasnosti. Troškovi eksploatacije po toni uglja iznositi će 17.5 Eura počev od

2027. godine, odnosno u nominalnim vrijednostima 22,2 Eura dok će prodajna cijena uglja računata po gore definisanom modelu iznositi u nominalnim vrijednostima 24 Eura. Kretanje cijene uglja u nominalnim iznosima je data u narednoj tabeli:

Godina	Cijena Uglja	Godina	Cijena uglja
2021	25,72	2041	31,66
2022	25,48	2042	32,30
2023	25,23	2043	32,94
2024	24,95	2044	33,60
2025	24,66	2045	34,27
2026	24,34	2046	34,96
2027	24,00	2047	35,66
2028	24,48	2048	36,37
2029	24,97	2049	37,10
2030	25,47	2050	37,84
2031	25,98	2051	38,60
2032	26,49	2052	39,37
2033	27,02	2053	40,16
2034	27,57	2054	40,96
2035	28,12	2055	41,78
2036	28,68	2056	42,62
2037	29,25	2057	43,47
2038	29,84	2058	44,34
2039	30,43	2059	45,22
2040	31,04	2060	46,13

3.1.4. Projekcija veleprodajnih cijena električne energije za Crnu Goru

Kompanija POYRY je uradila cjelokupnu projekciju ključnih parametara za buduće poslovanje Bloka 2 TE Pljevlja (**Prilog 7**). U okviru projekcija uključene su:

- Cijene električne energije
- Troškovi CO2 emisije
- Cijene nafte
- Cijene gasa i dr.

Takođe, pripremljena su tri scenarija (niski, srednji i visoki), a za potrebe pripreme Studije izvodljivosti je korišten srednji scenario. U cilju konzervativnijeg pristupa posebno je obrađen slučaj da je cijena električne energije i cijena troška emisije CO2 manja za 10% od predviđenih.

Glavni parametri (srednji scenario) kretanja realnih cijena iz POYRY materijala dati su u slijedećoj tabeli:

Godina	El. energija (u Eurima)	CO2 (u Eurima)	Nafta (u dolarima)	Gas (u Eurima)
--------	----------------------------	-------------------	-----------------------	-------------------

2016	37,5	7,5	36,5	17,3
2017	36,1	7,5	42,6	17,4
2018	41,4	10,1	54,9	18,3
2019	50,5	14,6	69,6	21,4
2020	58,9	18,9	75,3	23,7
2021	61,6	21,8	80,3	25
2022	65,9	24	81,3	26
2023	69	26,6	82	27,1
2024	72,5	29,4	82,6	27,5
2025	72	32,2	83,4	28
2026	74,1	34,7	83,9	28,3
2027	77,7	36,6	83,6	28,6
2028	80,5	37,9	83,5	28,9
2029	80,8	39,2	84,5	29,9
2030	82,5	40,6	85,5	30,3
2031	86,3	42	86,5	30,5
2032	87,7	43,5	88,7	30,8
2033	89,8	45	90,9	31,1
2034	90,5	46,5	92,1	31,5
2035	90,5	48,2	94,2	31,8
2036	91,5	49,8	95,4	31,9
2037	92,4	51,6	96,7	32,2
2038	94,4	53,3	97,7	32,6
2039	96,0	55,1	98,7	33,1
2040	97,2	57,1	98,9	33,3

Kao što se iz prethodne tabele može vidjeti, u posmatranom periodu, 2040 godine cijena električne energije u odnosu na baznu 2016. godinu biće uvećana za 259% dok će troškovi po osnovu emisije CO2 imati povećanje od 761%.

Važno je napomenuti da, obzirom da materijal koji je pripremio POYRY ima značajan uticaj na studiju izvodljivosti, prije izbora ove kompanije, finansijski savjetnici EPCG su imali konsultacije sa Češkom izvoznom bankom i dobili saglasnost u vezi angažmana POYRY.

3.2. Rezime studije izvodljivosti

3.2.1. Pristup

U procjeni izvodljivost Projekta, Deloitte je primijenio slojevit pristup koji je imao za cilj identifikaciju ključnih pokretača uspjeha i rizika na različitim nivoima. Oni su:

- Makroekonomsko okruženje–rastuća ekonomija u potrazi za stabilnim snabdijevanjem električnom energijom;
- Sektor energetike u Crnoj Gori - promjenljiva godišnja proizvodnja električne energije koja zavisi od hidroloških uslova koji se mogu prevazići/nadomjestiti radom termoelektrane sa stabilnijom proizvodnjom;
- Sponzor Projekta- profitabilna kompanija, sa jakim bilansom i stabilnim novčanim tokovima, koja ispunjava sve predušlove za uspješnu implementaciju projekta; i

- Cijene električne energije, uglja i CO2 - povoljni izgledi za cijene električne energije, što će obezbijediti podršku za stabilnu nabavku uglja i obezbijediti pokriće troškova CO2. Napominjemo da smo korigovali bazni scenario projektovanih cijena električne energije i troškova CO2, pripremljenih od strane Poyry, za 10,0% naniže, kako bi prilikom analiza budućeg rada termoelektrane primijenili konyervativni pristup

Analizirane oblasti su identifikovane kao one koji će u najvećoj meri uticati na potencijal prinosa projekta.

3.2.2. Zaključak Studije izvodljivosti

Izvodljivost Projekta TE Pljevlja II ocjenjena je kroz novčane tokove projekta, odnosno nezavisno od finansijske strukture projekta.

Zahtjevana stopa prinosa, upotrijebljena kao prag za procjenu izvodljivosti projekta, procijenjena je na 9,0%.

IRR projekta u slučaju srednjeg scenarija po Studiji Poyry procijenjena je na 13,16%. S obzirom da je IRR projekta veća od zahtjevane stope prinosa od 9,0% i da Neto sadašnja vrijednost („NSV“) projekta iznosi pozitivnih 128,2 miliona EUR, Deloitte je zaključio da je projekat **IZVODLJIV**.

Ključni pokazatelji isplativosti

	Obračunata	Zahtjevana	Zaključak
Projektni IRR (nominalni)	13.16%	9.00%	IZVODLJIV
Projektna NSV (nominalna)	128,2		IZVODLJIV

IRR projekta u slučaju konzervativnog srednjeg scenarija (umanjenje 10% predviđene cijene električne energije, i troška emisije CO2) procijenjena je na 10,69%. S obzirom da je IRR projekta veća od zahtjevane stope prinosa od 9,0% i da Neto sadašnja vrijednost („NSV“) projekta iznosi pozitivnih 49,7 miliona EUR, Deloitte je zaključio da je projekat i u konzervativnom pristupu **IZVODLJIV**.

Ključni pokazatelji isplativosti

	Obračunata	Zahtjevana	Zaključak
Projektni IRR (nominalni)	10.69%	9.00%	IZVODLJIV
Projektna NSV (nominalna)	49,6		IZVODLJIV

Deloitte je analizirao i efekte revitalizacije bloka I, koji bi i pored niže efikasnosti mogao da se osposobi da radi 3,000 sati godišnje u periodima visoke cijene električne energije. Rezultati ove analize pokazuju da bi u slučaju paralelnog rada oba bloka, NSV od revitalizacije bloka I iznosila 33,3 miliona EUR i, samim tim, revitalizacija bila opravdana.

4 OSTALE AKTIVNOSTI

4.1. Međudržavni sporazum

Od prvih, inicijalnih aktivnosti na izgradnji II bloka TE Pljevlja 2012. godine do danas kod svih nadležnih državnih i privrednih subjekata bilo je prisutno opredjeljenje da se ovaj projekat realizuje sa ino partnerom koji bi pored izgradnje objekta i isporuke i montaže opreme obezbijedio i povoljno finansiranje istog. Zbog toga je dogovoreno da se cijeli postupak vodi putem neposrednih pregovora sa referentnim partnerima a da se sa zemljom najpovoljnijeg ponuđača zaključi međudržavni sporazum kojim će se cio postupak izuzeti iz javnih nabavki ali i obezbijediti i druge povoljnosti za njegovu realizaciju. Tu se prije svega misli na izbjegavanje dvostrukog oporezivanja, oslobađanje od PDV-a, carina i drugih obaveza.

Nakon što je ocijenjeno da je od svih prikupljenih ponuda najpovoljnija ponuda Škode Ministarstvo ekonomije kao resorno je sa nadležnim organima Republike Češke i kroz Mješovitu komisiju za ekonomsku saradnju dvije zemlje pokrenulo postupak izrade i usaglašavanja Međudržavnog sporazuma Crne Gore i Republike Češke o saradnji u oblasti energetike i infrastrukture koji obuhvata i zajedničku izgradnju II bloka TE Pljevlja.

Nakon pozitivne ocjene Evropske Unije Sporazum bi uskoro trebale da usvoje vlade dvije države a nakon toga da ga ratifikuju njihovi parlamenti.

4.2. Planska dokumenta za TE Pljevlja

Po pitanju planskih dokumenata za gradnju Bloka II TE Pljevlja završene su aktivnosti na: usvajanju Detaljnog prostornog plana (DPP). Vlada je na sjednici od 2. juna 2016. godine, zaključkom broj 08-1089 donijela Detaljni prostorni plan čime je stvorena planska osnova za dalje aktivnosti u vezi sa projektom. U toku je izrada Idejnog projekta Bloka II TE Pljevlja sa Elaboratom o procjeni uticaja na životnu sredinu. Za izradu Idejnog projekta izgradnje Bloka II TE Pljevlja sa Elaboratom o procjeni uticaja na životnu sredinu izabrana je slovenačka firma ESOTECH. Radi efikasnije realizacije projekta ESOTECH će na izradi Idejnog projekta ostvariti odgovarajuću saradnju sa Škomom Praha.

Nedoumice kod DPP u vezi sa postojećom deponijom Maljevac za koju je EPCG smatrala da je najcjelishodnije i nužno da ostane kao jedina deponija u narednom desetogodišnjem periodu, riješene su, pa tako plan predviđa ostanak na deponiji Maljevac do otvaranja nove deponije.



Koordinator Radnog tima

Srdan Kovačević, s.r.

PREDLOG ZAKLJUČAKA

1. Vlada je usvojila Informaciju o aktivnostima na izgradnji Bloka II TE Pljevlja.
2. Vlada se upoznala sa Studijom izvodljivosti za izgradnju TE Pljevlja II i s tim u vezi konstatovala da je projekat ekonomski isplativ.
3. Zadužuje se Radni tim za aktivnosti na izgradnji II bloka TE Pljevlja da u roku od 7 dana završi pregovore sa češkom kompanijom Škoda Praha u skladu sa elementima (uslovima) definisanim u Informaciji iz tačke 1 ovih zaključaka i o rezultatima pregovora informiše Vladu.
4. Obrazuje se Radni tim, sa zadatkom da do 1.novembra 2016.godine definiše i Vladi dostavi optimalan model funkcionisanja Rudnika uglja Pljevlja i Termoelektrane Pljevlja u cilju smanjenja troškova i povećanja profitabilnosti oba privredna subjekta, u sljedećem sastavu:
 - Slavoljub Popadić, izvršni direktor RUP-a, koordinator
 - Neda Ivović, predstavnik RUP-a, član
 - Dragan Mijatović, predstavnik RUP-a član
 - Boris Bušković, predstavnik EPCG, član
 - Snežana Šljukić, savjetnik potpredsjednika Vlade za ekonomsku politiku i fiansijski sistem, član
 - Fulvio Ivo Guidi, predstavnik A2A, član
5. Zadužuje se Ministarstvo održivog razvoja i turizma da u nastavku pregovora sa Evropskom komisijom, u vezi sa primjenom CO2 standarda, zauzme stav da se sistem trgovine emisijama CO2 odloži na maksimalno mogući rok od dana prijema Crne Gore u EU.

Projekat Everest

Studija izvodljivosti za izgradnju TE Pljevlja II

05. juli 2016
Strogo privatno i povjerljivo

Važna napomena

Ovaj izvještaj je povjerljiv za Elektroprivredu Crne Gore a.d. i pripremljen je isključivo za svrhu(e) izložene u našem pismu o angažovanju. Ne bi trebalo da se pozivate ili da koristite naziv našeg izvještaja u bilo koju drugu svrhu, da ga objelodanujete ili da se pozivate na njega u bilo kom aspektu ili nekom drugom dokumentu, ili da ga učinite dostupnim ili dostavite bilo kojoj drugoj stranki. Nijedna druga stranka nema pravo da se oslanja na naš izvještaj u bilo koju svrhu, ma kakva ona bila, i mi ne preuzimamo nikakvu obavezu brige ili materijalnu odgovornost prema bilo kojoj stranki kojoj se ovaj izvještaj pokaže ili koja dobije pristup ovom izvještaju.

05. juli 2016.

PREDMET: Studija izvodljivosti o izgradnji TE Pljevlja II

Poštovana gospodo,

Prilažemo našu Studiju izvodljivosti o izgradnji TE Pljevlja II ("Izveštaj") priređenu u skladu sa uslovima pisma o angažmanu od 13. maja 2016. godine ("Pismo o angažmanu"), dopunjenu opštim i specifičnim napomenama datim u ovom Izveštaju.

Naš terenski rad je otpočeo 08. marta 2016. godine, a Izveštaj je zasnovan na informacijama koje su nam dostavljene do 04. jula 2016. godine.

Skrećemo pažnju na odjeljak sa podnaslovom "Obim i osnova radova" sadržan u Izveštaju, u kome se osvrćemo na obim naših radova dogovorenih sa vama.

Naši rad je ograničen raspoloživim vremenom i obimom naših radova. Informacije koje su nam stavljene na raspolaganje takođe sadrže i neprovjerene informacije. Mi smo se oslonili na ove podatke bez nezavisne provjere ili potvrde. Mi nismo provjeravali ove podatke. Shodno tome, mi ne dajemo nikakvo mišljenje niti neki drugi oblik osiguranja u pogledu ovih podataka.

Naše procedure i ispitivanja ne predstavljaju pregled tačnosti i potpunosti nama dostavljenih informacija.

Ovaj Izveštaj je povjerljiv za primaoca Pisma o angažmanu i podleže ograničenjima upotrebe navedenim u Pismu o angažmanu. Nijedna strana nema pravo da se osloni na Izveštaj u bilo koju svrhu i mi ne preuzimamo nikakvo odgovornost prema bilo kojoj strani bez obzira koja je u pitanju.

Iskreno vaši,

Deloitte d.o.o. Podgorica

Odjeljak	Stranica
Rječnik pojmova	5
Rezime	7
Izvori informacija	13
Sponzor Projekta	15
Makroekonomsko okruženje	19
Energetski sektor u Crnoj Gori	24
Dostupnost uglja i projekcija cijene	36
Prognoza cijena električne energije	46
Investiciona analiza projekta	50

Brojni pojmovi i skraćenice koji se koriste u Izvještaju.

CBCG	Centralna Banka Crne Gore	BDP	Bruto domaći proizvod
CGES	Crnogorski elektroprenosni sistem	HE	Hidroelektrana
DPKR	Datum početka komercijalnog	MMF	Međunarodni monetarni fond
Kompanija	rada Elektroprivreda Crne Gore	KAP	Kombinat Aluminijuma Podgorica
ČEB	Češka Eksportna banka	Monstat	Statistički zavod Crne Gore
Deloitte ili mi	Deloitte d.o.o. Podgorica, Crna Gora	MW	Mega Wat
EC	Evropska Komisija	NKV	Neto kalorijska vrijednost
ECI	Export Credit Insurance / Osiguranje izvoznih kredita	PJ	Peta džul
EIU	Economist Intelligence Unit	POYRY	POYRY Management Consulting
EMS	Elektromreze Srbije	E	Austria Elektrana
EPCG	Elektroprivreda Crne Gore	Projekat	Izgradnja nove termoelektrane u
EPS	Elektroprivreda Srbije	RUP	Pljevljima Rudnik uglja Pljevlja
EJ	Evropska Unija	Studija	Studija izvodljivosti o izgradnji TE Pljevlja II
EUR	Euro	t	Tona
FC	Zatvaranje finansijske konstrukcije (<i>Financial Close</i>)	TE	Termoelektrana
Studija	Studija izvodljivosti o izgradnji TE Pljevlja II	TE Pljevlja II	Nova Termoelektrana u Pljevljima
Fichtner	Fichtner Mining & Environment GmbH	TWA	Vremenski-ponderisani prosjek

Odjeljak	Stranica
Rječnik pojmova	5
Rezime	7
Izvori informacija	13
Sponzor Projekta	15
Makroekonomsko okruženje	19
Energetski sektor u Crnoj Gori	24
Dostupnost uglja i projekcija cijene	36
Prognoza cijena električne energije	46
Investiciona analiza projekta	50

EPCG želi da izgradi novu termoelektranu u Pljevljima kako bi obezbijedila stabilno snabdijevanje električnom energijom i proširila postojeću termoelektranu. Dogovoreno je da finalna vrijednost EPC bude 321.7 miliona EUR

Glavni tehnički podaci

Parametar	Vrijednost
Nominalna snaga na terminalu generatora (bruto izlaz)	254 MW
Neto efikasnost	39.5%
Ukupna pomoćna potrošnja imajući u vidu nominalnu snagu TE II u režimu pune kondenzacije	21.6MW
Tehnologija sagorijevanja	PCB
Tehnologija hlađenja	Otvoreni rashladni toranj
Ograničenja i kontrola glavnih emisija:	
Prašina (mg/nm ³)	<10
SO ₂ (mg/nm ³)	<150
Azotni oksidi (mg/nm ³)	<200
Nadzor emisija	Da
Način ispuštanja dimnih gasova	preko rashladnog tornja
Tip DeSO _x	mokri FGD metod
Tip DeNO _x	primarna mjerenja (kotao je pripremljen za SCR-tehnologiju)
Pomoćno gorivo	LUEL
Energetski kapacitet pomoćnog kotla	2 x 20 t/hr
Energetski kapacitet daljinskog grijanja	75 MWt
DTE (kJ/kg)	9,259
S (%)	81%

Izvor: Informacije menadžmenta

Opšti uvod

- Elektroprivreda Crne Gore a.d. Nikšić ("EPCG") je izrazila interes za izgradnju nove termoelektrane u Pljevljima koja bi služila za stabilno snabdijevanje električnom energijom tokom čitave godine i koja bi u periodu od 4 do 5 godina preuzela mjesto postojeće termoelektrane, koja se približava kraju svog radnog vijeka.
- U tom cilju, EPCG je struktuirala Projekat kao EPC ugovor i pozvala na izjašnjenje interesa zainteresovanim izvođačima EPC.
- Nakon struktuiranog procesa nabavke, kompanija Škoda Praha se pozicionirala kao najatraktivniji dobavljač kako u pogledu kvaliteta tako i u pogledu cijene. Razgovori sa Škoda Praha traju već duže od godinu dana i EPCG privodi proces kraju. Treba napomenuti da će kompaniji Škoda Praha potencijalnu finansijsku podršku pružiti Češka Ekspozitorna banka („ČEB“), zajedno sa sindikatom komercijalnih banaka.
- Deloitte d.o.o. Podgorica, kao ekskluzivni finansijski savetnik EPCG, pripremio je ovu Studiju izvodljivosti kako bi procijenio izvodljivost izgradnje TE Pljevlja II.

Tehnički podaci

- Ponuda za isporuku i izgradnju na osnovi "ključ u ruke" "Pljevlja II 1x250MW" od strane Škoda Praha podrazumijeva projektovanje, inženjering, nabavku, isporuku, izgradnju, puštanje u rad, ispitivanja, aktivnosti potrebne sve do predaje objekata EPCG.
- Nominalna snaga na terminalu generatora je postavljena na 254 MW sa neto efikasnošću od 39.5%.
- Radi detaljnijeg pregleda tehničkih specifikacija, molimo da pogledate susjednu tabelu.

Cijena ugovora

- Škoda Praha je ponudila ukupni paušalni iznos cijene ugovora u iznosu od 338.5 miliona EUR (bez PDV-a).
- Nakon niza razgovora između EPCG, radnog tima o TE Pljevlja II i predstavnika Škoda Praha, menadžment EPCG je odlučio da kompaniji Škoda Praha da kontra-ponudu od 312 miliona EUR. Nakon dobijene kontra-ponude, Škoda Praha je ponudila 325 miliona EUR, na šta je EPCG odgovorio uvećanjem svoje ponude za 1.0% na 321.7 miliona EUR. Studija je bazirana na ovoj poslednjoj cifri.
- Molimo da imate na umu da, na osnovu informacija koje je dostavila EPCG, PDV ne bi bio primjenjiv na ovaj Projekat.

Ukupni period otplate zajma je 15 godina (uključujući 3-godišnji grejs period), sa kamatnom stopom koja se zasniva na marži od 2.5% iznad 6M EURIBOR stope

Glavni finansijski podaci

Parametar	Podaci
Ekonomski parametri	
Ukupna vrijednost ponude	321,685,000€
Plan implementacije - dinamika	Izgradnja - 36 mjeseci
Strateško partnerstvo	
Oblik zajedničkog ulaganja / vlasnička struktura	Škoda ne nudi učešće u kapitalu
Uslovi zajma	
Naziv banke koja obezbjeđuje finansiranje projekta	Sindikata banaka predvođen sa CEB
Iznos zajma	do 85% vrijednosti projekta
Grejs period	do 36 mjeseci
Period otplate	12 godina (24 polu-godišnjih rata)
Kamatna stopa (uklj. strukturu, ako je primjenjiva)	2.5% + 6M EURIBOR godišnje. 2.5% + fiksna stopa zasnovana na EUR
Fiksna kamatna stopa	zamjena kamatne stope odražava kreditnu zrelost
Ostali troškovi vezani za zajam	
Važeće naknade	<ul style="list-style-type: none"> • Agencijska naknada - 30,000 € god. • Provizija za angažovanje sredstava - 0.5% nepovučenog ili neotkazanog iznosa • Strukturna naknada - do 0.95% iznosa izvoznog zajma
Troškovi osiguranja	TBD se zasniva na stvarnom OECD rejtingu Crne Gore u trenutku potpisivanja ugovora o osiguranju. Do 50% troškova osiguranja se može finansirati iz zajma
Kolateralna	TBD tokom izvođačke faze

Struktura Projekta

- EPCG razmatra dva potencijalna modela finansiranja: Model A i Model B. ČEB i Škoda Praha su se izjasnili i dokumentovali svoju spremnost da nastave sa projektom u oba slučaja.
 - Model A – Strateško partnerstvo**
 - U skladu sa ovim modelom, biće stvoreno SPV kako za izgradnju tako i za upravljanje sa TE Pljevlja II. Akcionari SPV bi bila EPCG (do 49%) i Vlada Crne Gore (najmanje 51%).
 - Model A podrazumijeva učešće u kapitalu od ugrubo 30%, dok bi preostali dio pokrilo finansiranje projekta koje obezbjeđuje sindikat banaka koji predvodi Češka Eksportna banka.
 - Model B – ECPG kao jedini investitor**
 - Prema ovom modelu, objekat TE Pljevlja II bi bio izgrađen kao nova imovina EPCG. Učešće EPCG u kapitalu bi se kretalo od 15% do 50%, dok bi preostali dio investicije pokrio konzorcijum predvođen sa CEB.
 - EPCG trenutno razmatra implementaciju Projekta prema Modelu B. Međutim, mi smo u našoj finansijskoj analizi zadržali neke troškove specifične za Model A, budući da ovaj model daje konzervativnije rezultate usljed troškova uspostavljanja specifičnih za SPV.
- ### Preliminarna finansijska struktura
- Ključni finansijski podaci su izloženi u tabeli sa lijeve strane.
 - Finansiranje projekta prema oba modela povlači sa sobom 15-godišnji period otplate – 3 godišnji grejs period tokom koga su sredstva na raspolaganju + 12 godina otplate zajma. Zajam se mora otplatiti u 24 polu-godišnje rate sa kamatom 2.5% + 6M EURIBOR.
 - EPCG je u obavezi da plati sledeće naknade:
 - Agencijska naknada: 30,000€ godišnje.
 - Provizija za angažovanje sredstava: 0.5% godišnje za nepovučeni ili neotkazani bilans zajma
 - Strukturna naknada: 0.95% ukupnog iznosa zajma (ova naknada podleže promjeni nakon završetka procjene rizika.)
 - Prema Češkoj Ekspornoj banci, zajam mora biti pokriven polisom osiguranja, sa procijenjenom premijom od 15.77% finansiranja.
 - Molimo da imate u vidu da je Studija izvodljivosti zasnovana na pred-finansirajućem gotovinskom prilivu i da su ovi uslovi pruženi isključivo u informativne svrhe.**

Prilikom procjene izvodljivosti Projekta, Deloitte je primijenio slojeviti pristup koji ima za cilj utvrdi ključne pokretače uspjeha i rizike na različitim nivoima

Utvrđivanje ključnih pokretača uspjeha i rizika

(1) Makroekonomsko okruženje



(2) Energetski sektor u Crnoj Gori



(3) Sponzor Projekta



(4) Uglji, električna energija i CO₂



(a) Fichtner studija



(b) POYRY studija



(c) Radna grupa

Utvrđeno je nekoliko ključnih faktora uspjeha, u vidu kombinacije spoljnih i unutrašnjih faktora, koji doprinose uspjehu Projekta TE Pljevlja II. Projekat će takođe obezbijediti grijanje domaćinstava i zapošljavanje u lokalnoj zajednici Pljevlja

Makroekonomsko okruženje

- ✓ Robustan rast BDP od 3.8% u 2015;
- ✓ Dalji realan rast BDP od 4.3% i 3.0% u 2016. i 2017. godini, respektivno;
- ✓ Sektor turizma ostvario rast od 12.9% u 2015, sa nekoliko velikih tekućih izgradnji;
- ✓ Nekoliko kapitalnih projekata u oblasti infrastrukture i energetike i sredstva za podsticaj tih djelatnosti.

Energetski sektor u Crnoj Gori

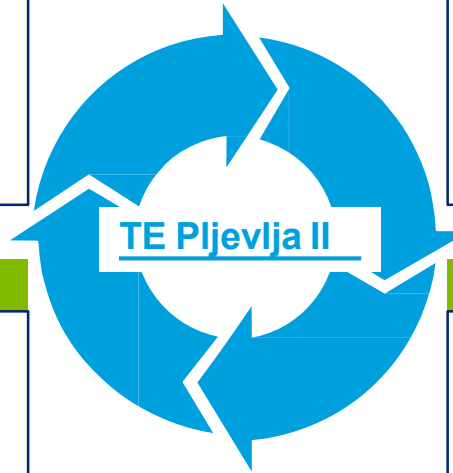
- ✓ Poslednja veliki objekat elektrane je sagrađen 1982 (i služi kao osnovna elektrana);
- ✓ Tržištu je potrebna termoelektrana koja daje stabilnu proizvodnju;
- ✓ Fluktuirajuća godišnja proizvodnja zavisi od hidroloških uslova;
- ✓ Podvodna interkonekcija za otvaranje prema italijanskom tržištu i Zapadnoj Evropi.

Sponzor Projekta

- ✓ Elektroprivreda Crne Gore;
- ✓ Snažan završni račun;
- ✓ Profitabilne operacije sa viškom protoka gotovine;
- ✓ Sredstva dovoljna da osiguraju neometano izvođenje građevinskih radova; i
- ✓ Robusni profil protoka gotovine koji osigurava da će se potraživanja kreditora blagovremeno ispuniti.

Uglje, električna energija i CO2

- ✓ Dostupni resursi uglja da podrže potrošnju nove TE sa potrebnim kvantitetom i kvalitetom uglja;
- ✓ Nekoliko oblasti poboljšanja u RUP? koje omogućavaju poboljšanu efikasnost i konkurentnost;
- ✓ Positivna perspektiva cijene električne energije kojom se osigurava profitabilno poslovanje.



NPV Projekta iznosi približno 48 miliona EUR a IRR projekta je 10.7%. Budući da je NPV Projekta pozitivna i da je IRR Projekta veća od traženog povrata od 9.0%, može se zaključiti da je Projekat TE Pljevlja II izvodljiv

Ključni ishodi profitabilnosti – prije promjene cijene

	Proračunati	Potrebni	Zaključak
Project IRR (nominalni uslovi)	13.16%	9.00%	IZVODLJIV
NPV Projekat (nominalni uslovi)	126,347		IZVODLJIV

Ključni ishodi profitabilnosti – nakon promjene cijene

	Proračunati	Potrebni	Zaključak
Project IRR (nominalni uslovi)	10.69%	9.00%	IZVODLJIV
NPV Projekat (nominalni uslovi)	47,945		IZVODLJIV

Analiza osjetljivosti - pretpostavke

	Niski	Osnovni	Visoki
Električna snaga i faktor usaglašavanja CO2	80%	90%	100%
Početni datum naknade za emisiju ugljenika	12/31/2024	12/31/2025	12/31/2026
Premija za cijenu uglja nad troškovima proizvodnje	10%	8%	6%

Analiza osjetljivosti - NPV Projekta

U milionima EUR	Niski	Osnovni	Visoki
Električna snaga i faktor usaglašavanja CO2	(30.5)	47.9	126.3
Početni datum naknade za emisiju ugljenika	27.2	47.9	68.1
Premija za cijenu uglja nad troškovima proizvodnje	42.8	47.9	53.1

Izvodljivost Projekta

- Izvodljivost Projekta TE Pljevlja II se procjenjuje koristeći protok gotovine na projektu, tj. nezavisno od finansiranja.
- IRR projekta, na osnovu protoka gotovine na projektu, iznosi 13.1% (prije promjene cijene električne energije i CO2 za 10%) i 10.7% (nakon promjene cijene električne energije i CO2 za 10%).
- Radi proračuna NPV, korišćena je diskontna stopa od 9%. Više informacija o procjeni ove tražene stope povraća je dato na stranici 61.
- Na osnovu protoka gotovine na projektu i nominalne diskontne stope od 9.0%, NPV vrijednosti Projekta TE Pljevlja II iznosi približno 126 miliona EUR (zaokružena vr.), kada se koristi centralni scenarij cijene struje i CO2, i 48 miliona EUR (zaokružena vr.), kada se cijene struje i CO2 umanje za 10.0%.
- I IRR i NPV navode na zaključak da je Projekat TE Pljevlja II izvodljiv.

Analiza osjetljivosti

- Osjetljivost zaključka da je Projekat TE Pljevlja II izvodljiv je testirana putem podešavanja sledećih polaznih parametara:
 - Premija za cijenu uglja koja se naplaćuje dodatno na trošak proizvodnje;
 - Početni datum naknade za emisiju ugljenika;
 - Električna snaga i faktor usaglašavanja naknade za emisiju ugljenika.
- Svi parametri su testirani u niskim, osnovnim i visokim scenarijima, u kojima su svi preostali parametri smatrani za konstantne. Dobijeni rezultati su onda upoređeni sa osnovnim slučajem NPV Projekta, koji već uključuje umanje cijene struje i CO2 za 10%.
- Kao što je prikazano u dijagramu sa lijeve strane, NPV Projekta je najosjetljivija na na cijenu električne energije i naknadu za emisiju ugljenika. Međutim, scenarij sa 20% smanjenjem cijene električne energije i CO2 u odnosu na centralni scenarij pripremljen od strane POYRY-a se smatra izuzetno malo vjerovatnim.
- Početni datum naknade za emisiju ugljenika ima veliki uticaj na NPV Projekta, imajući u vidu da raniji start primjene naknade za emisiju ugljenika za jednu godinu smanjuje NPV Projekta sa približno EUR 47.9 miliona na približno 27.2 miliona EUR.

Odjeljak	Stranica
Rječnik pojmova	5
Rezime	7
Izvori informacija	13
Sponzor Projekta	15
Makroekonomsko okruženje	19
Energetski sektor u Crnoj Gori	24
Dostupnost uglja i projekcija cijene	36
Prognoza cijena električne energije	46
Investiciona analiza projekta	50

Prilikom pripreme Studije izvodljivosti, razmatrani su različiti renomirani dobavljači podataka i kompanije koje vrše istraživanja. Pozivamo čitaoca da pogleda pojedinačne publikacije koje se koriste kao izvori radi više informacija o specifičnim stavkama predmetnog pitanja

Izvori informacija

- Deloitte je tokom pripreme ove Studije izvodljivosti koristio sledeće glavne izvore informacija:
 - Godišnji izvještaji EPCG za 2012, 2013, 2014 i 2015 godinu;
 - Podaci kompanije na web sajtu EPCG (www.epcg.me);
 - Economist Intelligence Unit – Izvještaj za Crnu Goru, mart 2016;
 - Memorandum Ministarstva za održivi razvoj i turizam o primjeni CO2;
 - Izvještaj o uslovima u sektoru energetike Crne Gore, koji je priredila Regulatorna agencija za energetiku Crne Gore;
 - Resursi uglja i procjena rezervi i rudarska ekonomska studija koju je priredio Fichtner;
 - Rudarska ekonomska studija – Izvještaj o potencijalu za smanjenje troškova proizvodnje koji je priredio Fichtner.
 - Projekcija cijene električne energije na veliko za Crnu Goru, koje je priredila POYRY Management Consulting Austria;
 - Ugovor o inženjeringu, nabavci i izgradnji između Škoda Praha i EPCG; i
 - Škoda Praha ponuda i tehnička dokumentacija.
- Takođe, imali smo brojne razgovore sa radnom grupom za TE Pljevlja II tokom kojih smo prodiskutovali određene elemente Projekta i pretpostavke koje će se koristiti u Studiji izvodljivosti.
- U slučaju da čitalac Studije izvodljivosti poželi da stekne dublji uvid u određene stavke/odjeljke pokrivena u ovom dokumentu, preporučujemo da čitalac koristi izvorne dokumente o tom pitanju. Mi smo u tabeli na desnoj strani naveli glavne stavke zajedno sa izvornim dokumentima / publikacijama.
- Konačno, treba imati u vidu da se Deloitte oslonio na informacije koje je dobio iz ovih izvora bez provjere ispravnosti, tačnosti i potpunosti datih informacija.

Stavka	Izvor informacija / Dostupna publikacija
Kompanija Sponzor	Elektroprivreda Crne Gore (www.epcg.me)
Makroekonomska situacija	Economist Intelligence Unit, Centralna Banka Crne Gore i Zavod za statistiku Crne Gore
Sektor energetike	Izvještaj o uslovima u sektoru energetike Crne Gore
Iskopavanje uglja u RUP	Fichtner Mining and Environment GmbH Rudarske studije
Prognoze cijene električne energije	POYRY Management Consulting Austria Studija cijene električne energije na veliko
Troškovi izgradnje projekta	Škoda Praha Ponuda i tehnička dokumentacija
Regulacija emisije CO2	Memorandum Ministarstva za održivi razvoj i turizam
Polazni podaci za Analizu profitabilnosti Projekta	Radna grupa o TPP Pljevlja II i sve naprijed navedneo

Odjeljak	Stranica
Rječnik pojmova	5
Rezime	7
Izvori informacija	13
Sponzor Projekta	15
Makroekonomsko okruženje	19
Energetski sektor u Crnoj Gori	24
Dostupnost uglja i projekcija cijene	36
Prognoza cijena električne energije	46
Investiciona analiza projekta	50

Elektroprivreda Crne Gore je nacionalna elektroenergetska kompanija Crne Gore, koja je angažovana na proizvodnji, distribuciji i nabavci električne energije za maloprodaju i velikoprodaju



Rezultati EPCG proizvodnje

GWh	2014	2015	% promjena
Hidroelektrane	1,686	1,460	-13.4%
Termoelektrana	1,322	1,411	6.7%
Ukupno	3,008	2,871	-4.6%

Izvor: EPCG



Introduction

- Elektroprivreda Crne Gore AD Nikšić je nacionalna elektroenergetska kompanija osnovana odlukom o transformaciji JEP „Elektroprivreda Crne Gore“ Nikšić br.1001-2772/1 od 16.10.1998. godine radi obavljanja privredne djelatnosti, odnosno proizvodnje, distribucije i snabdijevanja električnom energijom.
- Proizvodnja, distribucija i snabdijevanje električnom energijom, osnovne su djelatnosti Elektroprivrede Crne Gore.
- U aprilu 2016. godine, ukupan broj zaposlenih u EPCG je bio 2,329, sa 2,300 zaposlenih za stalno, 28 na određen period i 1 pripravnik.
- Vlasništvo nad EPCG je podijeljeno između:
 - Država Crne Gore (57.02%);
 - A2A Italija (41.75%); i
 - manjinski investitor (1.23%).

Osnovna djelatnost

- Elektroenergetske djelatnosti Kompanije su propisane Zakonom o energetici, licencama u energetskom sektoru i Statutom EPCG.
- Djelatnosti koje izvodi Kompanija su sledeće:
 - electricity generation;
 - proizvodnja električne energije,
 - distribucija električne energije (izdvojena od 01. jula 2016. godine),
 - snabdijevanje električnom energijom,
 - kupoprodaja električne energije,
 - operator distributivne mreže,
 - izgradnja i održavanje elektroenergetskih objekata,
 - projektovanje i nadzor, i
 - druge djelatnosti propisane Statutom EPCG.
 - Realizacijom osnovnih djelatnosti EPCG obezbeđuje uredno i kvalitetno zadovoljavanje potreba potrošača na svim naponskim nivoima, te sigurnu i stabilnu isporuku električne energije privredi i stanovništvu Crne Gore.

Ukupni instalisani kapacitet elektrana za proizvodnju električne energije iznosi 867,5 MW, od čega hidroelektrane sa 649 MW ili 75% i termoelektrana sa 218,5 MW ili 25%

Proizvodni kapacitet

- Elektroprivreda Crne Gore AD Nikšić raspolaže postrojenjima za proizvodnju električne energije ukupne instalisane snage od 867.5 MW, od čega se 649 MW (75%) odnosi na hidroelektrane, dok se 218.5 MW (25%) odnosi na termoelektranu Pljevlja.

HE Perućica

- HE „Perućica“ je najstarija velika hidroelektrana u Crnoj Gori, puštena u pogon 1960. godine. Nazvana je po vrelu Perućica, koje izvire u blizini hidroelektrane.
- Nalazi se na teritoriji opštine Nikšić, u sjevernom dijelu Bjelopavličke ravnice, dok su male hidroelektrane smještene na teritorijama opština Kolašin, Podgorica, Cetinje i Šavnik.
- Njena instalisana snaga je 307 MW, a moguća godišnja proizvodnja oko 1.300 GWh. Za proizvodnju električne energije HE "Perućica" koristi vode sliva rijeke Gornja Zeta, odnosno vode koje dotiču u Nikšićko polje i to pri povoljnom padu na kratkom rastojanju između Nikšićkog polja i Bjelopavličke ravnice. Korisna akumulacija je 353 h/m³. Slivno područje HE „Perućica“ iznosi 850 km².
- U Mašinskoj zgradi HE „Perućica“, ugrađeno je 7 dvojnih turbina tipa „Pelton“ sa generatorima horizontalnih osobina ukupne instalisane snage od 307 MW. Pet agregata imaju instalisanu snagu od po 40 MVA i dva od po 65 MVA. Planirano je da se ugradi i osmi agregat snage 65 MVA.
- U periodu od 12. marta 1960. – 31. decembra 2015. godine HE „Perućica“ je proizvela 48,067 GWh, odnosno prosječno 860 GWh električne energije. Rekordne 2010. godine proizvedeno je oko 1.4 TWh.

HE Piva

- HE „Piva“ je akumulaciono pribransko postrojenje sa jednom od najvećih betonskih lučnih brana na svijetu. Izgrađena je 1976. godine.
- Njena osnovna djelatnost je proizvodnja električne energije u vršnom režimu rada, jer ima mogućnost brzog startovanja i sinhronizacije na 220 kV mrežu. HE Piva je smještena u planinskom masivu na sjeverozapadu Crne Gore. Zbog specifičnih topografskih karakteristika terena kompletno postrojenje urađeno je ispod površine zemlje.

HE Piva (nastavak)

- Hidroelektrana Piva, od svog puštanja u pogon 1976. godine radi u elektroenergetskom sistemu Republike Srbije po osnovu razmjene električne energije, saglasno Ugovoru o dugoročnoj poslovno-tehničkoj saradnji koji je obnovljen 1991. godine i zaključen na određeno vrijeme od 25 godina.
- Od početka eksploatacije do kraja 2014. godine, HE Piva je proizvela 30,03 TWh električne energije. Rekordna proizvodnja od 1,286 GWh je ostvarena 2010. godine.
- 2015. godine, HE Piva je proizvela 631,04 GWh električne energije.
- Što se tiče planova razvoja, vizija ove elektrane je produženje njenog životnog vijeka, veća pouzdanost u radu i povećanje ukupne snage agregata, a strategijska namjera je rekonstrukcija i modernizacija opreme i objekata.

TE Pljevlja

- TE Pljevlja je počela sa radom 1982. godine - prva sinhronizacija na mreži izvedena je 21. oktobra 1982. godine.
- TE Pljevlja je prva crnogorska kondenzaciona termoelektrana projektovana sa dva bloka od 210 MW. Akumulacija vode kao i svi pomoćni, tehnički i upravno-administrativni objekti (izuzev dekarbonizacije i recirkulacionog rashladnog sistema) izvedeni su za dva bloka. Izgrađen je, međutim, samo jedan blok.
- Termoelektrana sagorijeva pljevaljski ugalj garantovane kalorične vrijednosti od 9,211 kJ / kg (2200 kcal / kg).
- TE Pljevlja I se snabdijeva vodom za hlađenje iz akumulacije "Otilovići", koja ima 18 miliona m³. Ona se nalazi na rijeci Čehotini, i nalazi se na oko 8 km od elektrane sa kojom je povezana asfaltnim putem. Brana je betonsko-lučna i visoka je 59 m.
- Od početka rada do 31. decembra 2015. godine na pragu elektrane proizvedeno je 31,975 GWh električne energije, a samo u 2015. godini proizvedeno je 1411,6 GWh energije.
- Poslije radova na rekonstrukciji turbinskog i kotlovskog postrojenja u 2009. godini, novoinstalirana snaga TE "Pljevlja" je 218,5MW. Ona predstavlja osnovnu elektranu koja ima najveći značaj za pokrivanje dijagrama konstantnog opterećenja.

Snažan završni račun sa 78.0 miliona EUR neizmirenog duga i ukupno 238.6 miliona EUR finansijskih sredstava, uključujući gotovinu i plasmane, u FG15. EBITDA od 52.6 miliona ili 21.8% prihoda

EPCG - Završni račun

EUR '000	FG13	FG14	FG15
Upisani neplaćeni kapital	3	3	3
Osnovna sredstva	857,904	919,600	906,281
Nematerijalna sredstva	2,268	2,948	2,677
Nekretnine, postrojenja i oprema	819,189	865,429	849,609
Dugoročni finansijski plasmani	36,447	51,223	53,995
Odložena poreska sredstva	6,950	5,033	0
Sredstva namenjena prodaji	0	0	228
Tekuća sredstva	275,611	260,640	290,726
Inventar	24,800	19,949	19,462
Potraživanja	122,574	96,687	85,151
Potraživanja poreza na dobit	0	0	0
Kratkoročne finansijske investicije	103,484	124,624	164,491
Gotovina i gotovinski ekvivalenti	21,317	17,961	20,071
PDV i razgraničenja	3,436	1,419	1,551
UKUPNA SREDSTVA	1,140,468	1,185,276	1,197,238
Kapital	878,231	977,071	953,112
Dugoročne rezervne	25,891	24,854	24,906
Dugoročne obaveze	68,028	62,937	67,554
Dugoročni krediti	68,028	62,937	67,554
Ostale dugoročne obaveze	0	0	0
Odložene poreske obaveze	38,010	44,650	40,872
Kratkoročne obaveze	130,308	75,764	110,794
Kratkoročne finansijske obaveze	14,511	12,795	10,449
Obaveze za sredstva namijenjena prodaji	0	0	0
Obaveze prema dobavljačima	27,804	17,688	27,028
Ostale kratkoročne obaveze	56,697	41,984	72,205
PDV obaveze	31,296	3,294	1,112
Obaveze za porez na dobit	0	3	0
KAPITAL I OBAVEZE	1,140,468	1,185,276	1,197,238

Izvor: EPCG

EPCG – Bilans uspjeha

EUR '000	FG13	FG14	FG15
Prihodi poslovanja	277,841	239,619	241,806
Prodaja	277,065	239,229	241,165
Ostali prihodi	776	390	641
Izdaci poslovanja	(197,486)	(173,680)	(189,187)
Troškovi prodane robe	(51,094)	(34,941)	(40,923)
Troškovi materijala	(52,214)	(50,527)	(54,549)
Izdaci za plate	(48,013)	(46,430)	(45,884)
Ostali izdaci poslovanja	(46,165)	(41,782)	(47,831)
EBITDA	80,355	65,939	52,619
Amortizacija	(38,451)	(38,413)	(43,509)
EBIT	41,904	27,526	9,110
Neto finansijski rezultat	12,070	8,747	6,391
Neto ostali rezultati	(26,670)	1,456	(3,480)
EBT	27,304	37,729	12,021
Porez	(2,148)	(2,962)	(1,255)
Neto prihod	25,156	34,767	10,766
Porast prodaje	n/a	-13.7%	0.8%
EBITDA marža	28.9%	27.5%	21.8%
Efektivna poreska stopa	7.9%	7.9%	10.4%
Neto marža	9.1%	14.5%	4.5%

Izvor: EPCG

EPCG - Izveštaj o tokovima gotovine

EUR '000	FY1	FY14	FY15
Tokovi gotovine iz aktivnosti poslovanja	62,715	51,550	64,043
Tokovi gotovine iz aktivnosti investiranja	(21,026)	(12,004)	(18,931)
Tokovi gotovine iz aktivnosti finansiranja	10,293	(6,994)	2,011
Neto tokovi gotovine	51,982	32,552	47,123
Raspodijeljeno u plasmane	55,658	35,908	45,012
Raspodijeljeno u gotovinski bilans	(3,676)	(3,356)	2,111

Izvor: EPCG

Odjeljak	Stranica
Rječnik pojmova	5
Rezime	7
Izvori informacija	13
Sponzor Projekta	15
Makroekonomsko okruženje	19
Energetski sektor u Crnoj Gori	24
Dostupnost uglja i projekcija cijene	35
Prognoza cijena električne energije	46
Investiciona analiza projekta	50

Robustan porast stvarnog BDP od 3.8% u 2015. godini, podržan povećanim dolaskom turista od 12.9%. Nova izgradnja na obali nadalje širi kapacitete i prihod od turizma, koji čini 10.0% BDP Crne Gore.

Makroekonomski indikatori

	2011[a]	2012[a]	2013[a]	2014[a]	2015[b]
BDP po tržišnim cijenama (m €)	3,265	3,181	3,362	3,425	3,630
BDP po tržišnim cijenama (m US\$)	4,544	4,090	4,465	4,551	4,028
Stvarni rast BDP (%)	3.2	-2.5	3.5	1.8	3.8
Inflacija potrošačkih cijena (avg; %)	3.0	3.9	1.9	-0.5	1.6
Populacija (m)	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Izvoz robe btb* (m US\$)	663	504	526	475	361
Uvoz robe btb (m US\$)	-2,481	-2,290	-2,290	-2,304	-1,984
Bilans tekućeg računa (m US\$)	-798	-755	-646	-699	-535
Međunarodne rezerve (m US\$)	394	458	583	660	733
Ukupni spoljni dug (US\$)	1,365	1,680	2,234	2,408	2,401

Izvor: The Economist Intelligence Unit 2016

* bez troškova za brod

[a] Stvarni rezultat

[b] Procjene

Prognoze ključnih indikatora

	2014A	2015A	2016F	2017F
Rast stvarnog BDP	1.8	3.8	4.3	3.0
Rast privredne proizvodnje	-11.4	7.4	6.5	5.5
Potrošačke cijene (prosj.)	-0.5	1.6	1.9	2.4
Potrošačke cijene (kraj-perioda)	-0.3	1.8	2.4	2.9
Vladin bilans (% of BDP)	-2.6	-6.8	-8.3	-5.7
Izvoz robe btb (m US\$)	475	361	381	407
Uvoz robe btb (m US\$)	-2,304	-1,984	-2,153	-2,320
Bilans tekućeg računa (m US\$)	-699	-535	-604	-669
Bilans tekućeg računa (%BDP)	-15.4	-13.3	-14.4	-15.2
Vanjski dug (kraj godine; m US\$)	2,408	2,401	2,660	2,927

Izvor: EIU

Uvod

- Sproveli smo makroekonomsku analizu Crne Gore kako bi procijenili istorijske performanse, aktuelne trendove i očekivani razvoj u budućnosti. Analiza je poslužila da nas obavijesti o opštim trendovima buduće potražnje za električnom energijom i razmišljanje da li je ekonomiji Crne Gore potreban dodatni kapacitet za proizvodnju električne energije kako bi podržao taj razvoj.
- Analiza predstavljena u ostatku ovog odjeljka je zasnovana na podacima iz nekoliko publikacija koje je izdala Centralna Banka Crne Gore ("CBCG"), Zavod za statistiku Crne Gore ("Monstat") i Economist Intelligence Unit ("EIU").
- Tabela gore lijevo ukratko predstavlja glavne makroekonomske indikatore za Crnu Goru, dok tabela dole lijevo prikazuje prognoze za neke od ključnih indikatora.

Bruto domaći proizvod

- U skladu sa preliminarnim podacima koji se zasnivaju na kvartalnim procjenama, stvarni godišnji rast BDP u Crnoj Gori tokom 2015. godine je iznosio 3.8%. Rast je ostvaren tokom svih kvartala 2015. godine u poređenju sa istim periodom 2014. g., sa sledećim kvartalnim stopama:
 - 3.0% u prvom kvartalu 2015. godine u odnosu na prvi kvartal 2014. godine;
 - 3.7% u drugom kvartalu 2015. godine u odnosu na drugi kvartal 2014. godine;
 - 4.2% u trećem kvartalu 2015. godine u odnosu na treći kvartal 2014. godine; i
 - 1.4 % u poslednjem kvartalu 2015. godine u odnosu na poslednji kvartal 2014. godine.
- U 2015. godini, BDP je iznosio 3,630 miliona EUR. Porast BDP je bio rezultat porasta prihoda ostvarenih od turizma, privrednog rasta, rasta građevinskog sektora i početka rada na izgradnji autoputa Bar-Boljare, koji će povezati jadransku obalu sa Centralnom Evropom.
- Rast u sektoru turizma je rezultat broja turističkih dolazaka povećanog za 12.9% u 2015. godini u poređenju sa 2014. godinom. Trenutno se nekoliko investicija u turizam (Porto Novi, Luštica bay i Porto Montenegro) nalazi u fazi izgradnje, što će imati za rezultat veće kapacitete i potencijalno dalji rast tokom 2016. godine.
- Očekivani porast prihoda od turizma će imati pozitivan uticaj na ekonomski rast tokom 2016. godine, budući da prihod ostvaren u turizmu predstavlja oko 10% BDP Crne Gore.

Industrijski sektor je ostvario 8.4% veći rezultat u 2015. godini. Očekuje se da izgradnja kabla interkonekcije, autoputa prema granici sa Srbijom i nekoliko projekata u energetske sektoru i sektoru resursa pozitivno doprinesu rastu stvarnog BDP i industrijskoj proizvodnji u narednim godinama

Bruto domaći proizvod

- Industrijski sektor se takođe oporavio tokom 2015. godine sa rezultatima koji su povećani za 8.4% kao posljedica većeg nivoa proizvodnje aluminijuma i čelika.
- Italijanska TSO Terna, zajedno sa Crnogorskim elektroprenosnim sistemom ("CGES"), je otpočela investiciju u kabal interkonekcije visokog napona vrijedan 760 miliona EUR, za koji se očekuje da bude pušten u rad počevši od 2017. godine. Ovo će omogućiti izvoz električne energije iz Crne Gore u Zapadnu Evropu. Nadalje, očekuje se da će pristup jadransko-jonskom gasovodu (IAP) koji ide iz Albanije preko Crne Gore i Bosne i Hercegovine do Hrvatske biti realizovan u bliskoj budućnosti. Tokom 2015. godine, otpočeto je nekoliko projekata vezanih za proizvodnju energije iz obnovljivih izvora. Trenutno je u toku izgradnja vjetrenjača i mikro hidroelektrana. U skladu sa važećim zakonskim propisima, država će kupovati svu električnu energiju proizvedenu iz obnovljivih izvora.
- Nadalje, tokom 2015. godine, Crna Gora je potpisala ugovor sa Razvojnim fondom iz Abu Dabija za finansiranje investicionih projekata u poljoprivredi. Vrijednost ugovora je oko 50 miliona EUR.
- Tokom 2015. godine, Investicioni fond Crne Gore je finansirao oko 254 projekata. Investicije u ove projekte su iznosile oko 115 miliona EUR.
- U 2015. godini takođe su zabilježeni pripremni radovi na autoputu Bar-Boljari. Očekuje se da tokom 2016. godine otpočnu glavni radovi na prioritarnoj dionici autoputa. U skladu sa preliminarnom prognozom, ovi radovi će koštati oko 810 miliona EUR, Izgradnju autoputa će sa 85% biti finansirana iz kredita Exim Banke iz Kine sa šestogodišnjim grejs periodom. Domaće kompanije će biti angažovane u procesu izgradnje kao podizvođači.
- Očekuje se da sektor turizma i izgradnja autoputa budu glavni pokretač razvoja u 2016. Zbog ovih dešavanja, predviđa se rast stvarnog BDP za 4.3% tokom 2016. godine u poređenju sa 3.8% u 2015. godini. Međutim, predviđa se da će porast budžetskog deficita i moguće fiskalno zatezanje zbog uslovljavanja MMF usporiti ekonomski rast na 3% u 2017. godini.
- Ne postoje dostupni detaljni podaci vezani za strukturu BDP u 2015. godini. U skladu sa zvaničnim publikacijama Monstata za 2014. godinu, glavni pokretači nominalnog BDP su sledeći: prodaja u iznosu od 398 miliona EUR, poljoprivreda u iznosu od 275 miliona EUR, trgovina nekretninama u iznosu od 223 miliona EUR, hotelska i industrija hrane u iznosu od 222 miliona EUR, isključujući poreze.

Trgovina

- Tokom 2015. godine, izvoz roba je iznosio 361 miliona USD a uvoz roba je iznosio 1,984 miliona USD. Odnos pokrivenosti uvoza u 2015. godini (odnos između uvoza i izvoza) je iznosio 18% i smanjen je u poređenju sa 20% u 2014. godini. Ovaj odnos je bio najveći 2011. godine, kada je iznosio 26%.
- Glavni izvozni partneri su Srbija sa 22.1% i Italija sa udjelom od 12.6% u ukupnoj vrijednosti izvoza. Hrana, pića i duvan predstavljaju 24.2% uvoza, dok uvoz mašinerije i opreme čini 22.2% ukupne vrijednosti uvoza. Glavni uvozni partneri su Srbija sa udjelom od 28.2% i Kina sa 10.3%.
- Dole navedena tabela ukratko predstavlja strukturu uvoza i izvoza Crne Gore.

Struktura uvoza i izvoza Crne Gore

Glavni izvoz 2015	% ukupnog	Glavni uvozi 2015	% ukupnog
Proizvedena roba	30.1	Hrana, piće i duvan	24.2
Sirovine (isključujući goriva)	20.1	Mašinerija i oprema	22.2
Hrana, piće i duvan	16.8	Proizvedena roba	15.3
Mineralna goriva	14.8	Ostala proizvedena roba	13.7

Glavne destinacije izvoza 2015	% ukupnog	Glavni izvori uvoza 2015	% ukupnog
Srbija	22.1	Srbija	28.2
Italija	12.6	Kina	10.3
Bosna i Hercegovina	9.3	Italija	6.4
Kosovo	6.3	Njemačka	6.3

Izvor: The Economist Intelligence Unit 2016

Usvajanjem EUR za svoju zvaničnu valutu, Crna Gora je izgubila monetarnu nezavisnost, sa fiskalnom politikom koja je preostala kao glavna poluga Vlade. Inflacija je obuzdana na 1.6%, sa stabilnim izgledima. Razgovori o pristupu EU dobro napreduju

Fiskalna politika

- Tekući prihodi Budžeta Crne Gore u februaru 2016. godine su iznosili 95.7 miliona EUR ili 2.5% godišnjeg BDP, što je za 5.2% više nego što je inicijalno planirano.
- Prema Ministarstvu finansija, na kraju septembra 2015. godine, nacionalni bruto dug je iznosio 2,304.3 miliona EUR. Domaći dug je iznosio 329.2 miliona EUR ili 9% BDP, dok je vanjski dug iznosio 1,975.1 miliona EUR ili 54% BDP. Neto dug je iznosio 58.8% BDP.
- Prema preliminarnim podacima, u 2015. godini trgovinski deficit iznosio 1,5 milijardi EUR ili 40% BDP, što je za 6,3% više nego u 2014. godini. Visok nivo uvozne zavisnosti i dalje je evidentan u trgovini sa inostranstvom. U 2015. godini, što se tiče prometa, vrijednost robnog izvoza je smanjena za 9%, dok je rast uvoza bio sporiji za 3,1%.
- Vlasti će ostati pod pritiskom da nastave sa zatezanjem fiskalne politike u cilju smanjenja deficita tekućeg računa.
- Konsolidovani budžetski deficit smanjen je na 2,6% BDP u 2014. godini, sa 6,3% BDP u 2013. godini, a nadležni organi su izvršili isplate koje proističu iz državnih garancija za kredite koje je ugovorio Kombinat aluminijuma Podgorica ("KAP").
- Javna potrošnja je porasla sa početkom građevinskih radova u maju 2015. godine na autoputu Bar-Boljare. Kao rezultat toga, prema EIU, budžetski deficit je povećan na 6,8% BDP (7,3% BDP prema MMF-u) u 2015. Ovaj projekat će takođe doprineti povećanju javnog duga.
- Uprkos novim fiskalnim pravilima EU da ograniči deficit na 3% BDP, a javni dug na 60% od BDP, prognoza je da će se budžetski deficit nadalje proširiti, do 8,3%, u 2016. Predizborna potrošnja u koju su već uključene plate javnog sektora sa porastom do 15% će dovesti do popuštanja fiskalne politike vlade uoči izbora, zakazanih u oktobru 2016. godine. Očekuje se da će fiskalno stezanje nastupiti tek nakon izbora, smanjujući deficit na 5,7% BDP u 2017. godini, a Crna Gora će možda morati da zatraži pomoć od MMF-a za finansiranje budžetskog deficita.

Monetarna politika

- Usvajanje eura 2002. godine znači da Centralna Banka Crne Gore ima ograničen uticaj na novčanu masu. Ovo predstavlja veći teret za fiskalnu politiku prilikom reagovanja na ekonomske šokove.
- Nakon početka ekonomskog sunovrata 2009. godine, Centralna Banka je olakšala zahtjev vezan za obavezne rezerve, jer je kreditni rast postao negativan. Nakon smanjenja tokom 2011.-12. godine i ponovo 2014. godine, kreditni rast se povratio 2015. godine. U decembru 2015 kreditiranja domaćinstava i preduzeća je poraslo za 3.1% i 2.8% u odnosu na prošlu godinu. Kreditiranje vladinih tijela je oštro opalo, za 12.8% u odnosu na prošlu godinu, budući da je vlada podigla kredite na međunarodnim tržištima što je rezultiralo u ukupnom kreditnom rastu od 0.8% u odnosu na prošlu godinu u decembru 2015. godine.
- Oporavak bankovnih kredita ostaje slab, s obzirom na potrebu za prilagođavanjem završnih računa i visok nivo nenaplativih kredita (NPL).

Inflacija

- Podstaknuta snažnim rastom potrošnje, prosječna inflacija se vratila na 1.6% u 2015. godini, u odnosu na prošlu godinu, nakon deflacije od 0.7% u 2014. godini. Očekuje se da inflatorni pritisci ostanu slabi u 2016. godini, zahvaljujući padu međunarodnih cijena hrane i električne energije, što će ublažiti uticaj rastućeg domaćeg standarda. Prognoza je da će inflacija umjereno rasti u 2016. godini, do prosječne vrijednosti od 1.9% u odnosu na prošlu godinu, i do 2.4% u 2017. godini kako se svjetske cijene robe budu oporavljale.

Devizni kurs

- Budući da je 2002. godine usvojila euro kao svoju valutu, Crna Gora ostaje pod rizikom od moguće eskalacije grčke suverene dužničke krize. Međutim, dogovor koji je Grčka postigla sa svojim kreditorima iz euro zone je, u najmanju ruku, kratkoročno otklonio rizik. Vrijednost eura je oštro pala od 2014. godine.

Međunarodni odnosi

- Crna Gora je otvorila 22 od 35 poglavlja *acquis communautaire* (pravnog naslijeđa) EU. Poglavlja koja se odnose na transport i energetiku su otvorena u decembru 2015. godine. Poglavlja vezana za obrazovanje, nauku i istraživanje su zatvorena 2015. U skladu sa najnovijim izvještajem o EC godišnjem napretku, Crna Gora je zabilježila dobar napredak "u poboljšanju zakonodavnog okvira za povećanje nezavisnosti sudstva i borbi protiv korupcije".

Crnogorski bankarski sektor je u februaru 2106. godine kontrolisao 3.5 milijardi EUR. Prisilna naplata i dalje predstavlja značajnu prijetnju likvidnosti na tržištu, sa nenaplaćenih 557 miliona EUR potraživanja

Tržište rada

- Prema CBCG, prosječan broj zaposlenih u januaru 2016 je bio 170,434 zaposlenih, što je za 1.2% manje u poređenju sa prethodnim mjesecom, ali za 0.4% više nego u januaru 2015. Broj nezaposlenih osoba u Crnoj Gori u februaru 2016. godine je iznosio 42,616, što predstavlja porast od 21.2% u poređenju sa februarom 2015. godine.

Likvidnost na tržištu

- Prema CBCG na kraju februara 2016. godine postojalo je 77,584 registrovanih preduzeća i preduzetnika. Oko 15,014 preduzeća i preduzetnika ili 19.3% od ukupnog broja registrovanih, je imalo prinudnu naplatu sa svojih bankovnih računa. Ukupni dug, zasnovan na tome čiji su računi blokirani, na kraju februara 2016. godine je iznosio 557 miliona EUR i bio je za 8.7% veći u poređenju sa stanjem u februaru 2015. godine.

Bankarski sektor

- Na kraju februara 2016. godine, imovina banaka je iznosila 3,461 miliona EUR. Krediti dati klijentima čine osnovno sredstvo u strukturi zbirne bankovne imovine koja je iznosila 2.375 miliona EUR na kraju februara 2016. godine.
- Što se tiče strukture obaveza, dominantan udio od 75.6% se odnosi na depozite. Depoziti položeni kod banaka u februaru 2016. godine su iznosili 2,616 miliona EUR što je za 14% više u odnosu na februar 2015. godine. U odnosu na ukupan iznos depozita položenih kod banaka, korporativni depoziti su iznosili 780 miliona EUR ili 29.8%, dok se na sektor domaćinstava vodilo 1,443 miliona EUR ili 55.2% ukupnih bankovnih sredstava. Na kraju februara 2016. godine, ukupni kapital banaka je iznosio 469 miliona EUR, što je za 4.7% više u odnosu na isti period prethodne godine.
- U februaru 2016. godine, okasnili bankovni kreditni (bez kamate i avansnih plaćanja) su iznosili 349 miliona EUR i oni su, u poređenju sa prethodnim mjesecom, opali za 11.5%, a u poređenju sa februarom 2015. godine, oni su opali za 23.8%. U istom periodu, nenaplativi krediti (bez kamate i avansnih plaćanja) su iznosili 302 miliona EUR i učestvovali sa 12.7% u ukupnim kreditima.
- Prosječna ponderisana efektivna kamatna stopa odobrena na ukupne kredite iznosila je 8.42% na kraju februara 2016. godine, i bila je za 0.75 procentnih poena niža u poređenju sa krajem februara 2015. godine.

Bankarski sektor (nastavak)

- Prosječna ponderisana efektivna kamatna stopa na nove kredite u februaru 2016. godine je bila 8.63%, što predstavlja porast of 0.87 procentnih poena na mjesečnoj osnovi, i pad od 1.11 procentnih poena u poređenju sa februarom 2015. godine.
- Prosječna ponderisana efektivna kamatna stopa na depozite je bila 1.16% na kraju februara 2016. godine i bila je niža za 0.06 procentnih poena u poređenju sa krajem prethodnog mjeseca, dok je u poređenju sa krajem februara 2015. godine smanjena za 0.56 procentnih poena .
- Obavezne bankovne rezerve su iznosile 241 miliona EUR na kraju februara 2016. godine, i one su smanjene za 1,5 miliona EUR ili 0.6% na mjesečnoj osnovi, dok su se, u poređenju sa istim periodom prethodne godine, povećale za 27,3 miliona EUR ili 12.8%.
- U februaru 2016. godine, četiri banke nisu iskoristile mogućnost da alociraju dio obaveznih rezervi u obliku državnih obaveznica. Od ukupnog iznosa obavezne rezerve, 43.5% obaveznih rezervi je alocirano u zemlji, 36.7% na računima Centralne banke u inostranstvu, dok je 19.8% rezervi alocirano u državne obaveznice. U februaru 2016. godine, sve banke su alocirale i održavale traženu rezervu u propisanim iznosima.

Sektor osiguranja

- U januaru 2016. godine, bruto premije osiguranja su iznosile 4,8 miliona EUR. U strukturi su dominirale premije ne-životnog osiguranja (84.5%) dok je ostatak od 15.5% bio u obliku obračunatih premija životnog osiguranja.

Analiza crnogorske berze

- Od 29. februara 2016. godine, tržišna kapitalizacija je iznosila 2,935 miliona EUR a, na mjesečnoj osnovi, smanjena je za 0.8%. Berzanski indeks MONEX, čija je vrijednost na kraju februara 2016. godine iznosila 11,622.62 indeksnih poena, opao je za 2.8% u poređenju sa krajem januara 2016. godine, dok je indeks investicionog fonda MONEXPIF iznosio 2,610.58 indeksnih poena te je stoga zabilježio pad od 1,2% na mjesečnoj osnovi. MNSE10 Indeks je iznosio 1,011.56 indeksnih poena, 1.7% manje u poređenju sa januarom 2016. godine.

Odjeljak	Stranica
Rječnik pojmova	5
Rezime	7
Izvori informacija	13
Sponzor Projekta	15
Makroekonomsko okruženje	19
Energetski sektor u Crnoj Gori	24
Dostupnost uglja i projekcija cijene	36
Prognoza cijena električne energije	46
Investiciona analiza projekta	50

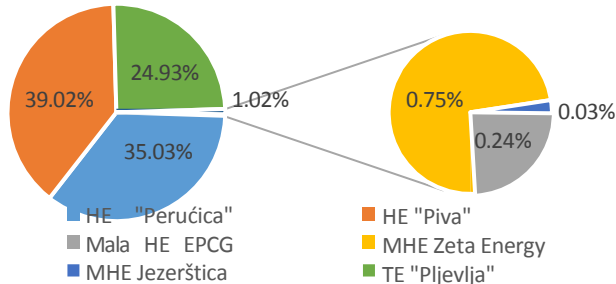
Ukupni nominalni kapacitet svih elektrana u energetsom sistemu Crne Gore je 876.46 MW. Nominalni kapacitet hidroelektrane iznosi 657.96 MW (75%), dok je kapacitet TE 218.5 MW (25%). Poslednji veći objekat je izgrađen 1982. godine.

Osnovne energetske-tehničke specifikacije elektrana

Br.	Elektrana	Nominalni kapacitet MWh	Broj godina od puštanja agregata u rad	Akumulacije MWh	Proizvodnja - MWh			
					2012	2013	2014	
1	HE "Perućica"	307	7	1960-76	190,000	808,548	1,333,964	1,006,682
2	HE "Piva"	342	3	1976	303,000	639,643	1,134,071	679,338
3	Mala HE EFCG	2.1	7	1937-88	-	4,545	6,119	6,630
4	MHE Zeta Energy	6.56	4	1952-54	-	17,312	23,648	22,236
5	MHE Jezerštica	0.3	1	2013	-	867	1,730	
6	Ukupno HE	657.96	22	1937-88	493,000	1,470,048	2,497,645	1,716,616
7	TE "Pljevlja"	218.5	1	1982	-	1,245,066	1,311,420	1,322,062
Ukupno (6+7)		876.46	23	23	-	2,715,114	3,809,065	3,038,678

Izvor: Izvještaj o uslovima u sektoru energetike Crne Gore u 2014. godini. Regulatorna agencija za energetiku Crne Gore, juni 2015. godine

Udio instalisane snage postrojenja



Izvor: Izvještaj o uslovima u sektoru energetike Crne Gore u 2014. godini. Regulatorna agencija za energetiku Crne Gore, juni 2015. godine

Uvod

- Energetika je, pored turizma i poljoprivrede, prioritarna oblast za nacionalne razvojne planove Crne Gore. Reforme su u većoj mjeri počele 2006. godine, nakon stupanja na snagu Sporazuma o energetske zajednici, u kome je Crna Gora ugovorna strana. Nakon ovoga, 2010. godine uslijedilo je usvajanje novog Zakona o energetici, kao i Zakona o energetskej efikasnosti.

Proizvodnja električne energije

Postojeća situacija

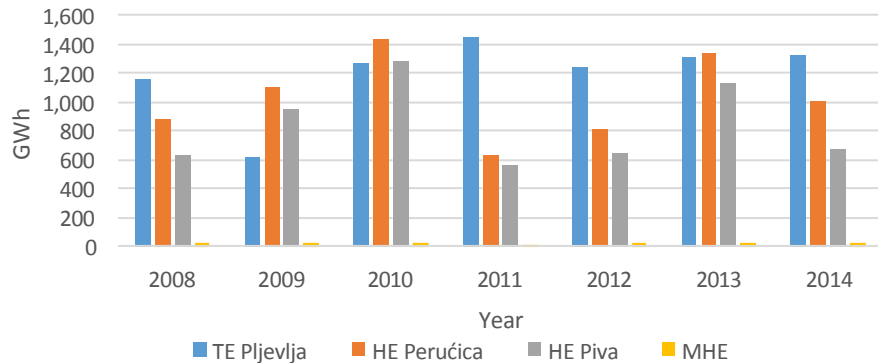
U poslednjih nekoliko godina, energetske bilans Crne Gore karakteriše manjak električne energije, koji je rješavan uvozom. Od 1982. godine, u Crnoj Gori nije izgrađen nijedan veći objekat za proizvodnju električne energije. Smanjenje potrošnje električne energije uzrokovano smanjenom proizvodnjom Kombinata Aluminijske Podgorica (KAP) koji je bankrotirao 2013. godine, i Željezare Nikšić (Toshcelik), kao i velikom proizvodnjom električne energije u hidrocentralama je dovelo do viška električne energije u Energetskom bilansu za 2013. godinu.

Ishod stečajnog postupka za KAP će u velikoj mjeri uticati na kontinuitet potrošnje, s obzirom da je KAP potrošač 50 procenata električne energije dostupne na tržištu. Međutim, višak energije je obustavljen 2014 a prekid je primarno uzrokovan pogoršanom hidrološkom situacijom te godine. Generisanje električne energije iz postojeće hidroelektrane zavisi od količine padavina.

- Crna Gora ima
 - dvije hidroelektrane HE "Perućica" i HE "Piva";
 - jednu termoelektoranu - TE "Pljevlja";
 - male hidroelektrane u okviru EPCG: "Podgor", "Rijeka Crnojevića", "Rijeka Musovića", "Šavnik" i "Lijeva Rijeka";
 - male hidroelektrane u okviru DOO "Zeta Energy": "Glava Zete" i "Slap Zete"; i
 - malu elektranu "Jezerštica", u vlasništvu Hidroenergije Crna Gora DOO Berane.
- Ukupni nominalni kapacitet svih elektrana u energetsom sistemu Crne Gore je 876.46 MW. Nominalni kapacitet hidroelektrane iznosi 657.96 MW (75%), dok je kapacitet TE 218.5 MW (25%).

Prosječna godišnja proizvodnja prije bilo kakvih gubitaka prenosa je oko 3,100,000 MWh. Međutim, proizvodnja direktno zavisi od hidroloških uslova i količine padavina. Jedina termoelektrana, iako stabilne proizvodnje, se približava kraju svog roka trajanja

Ostvarena proizvodnja električne energije elektrana (GWh)



Izvor: Izvještaj o uslovima u sektoru energetike Crne Gore u 2014, Regulatorna agencija za energetiku Crne Gore, juni 2015. godine

Proizvodnja električne energije (nastavak)

Postojeća situacija (nastavak)

- Na osnovu energetske-tehničkih specifikacija elektrana koje trenutno rade u Crnoj Gori evidentno je da su osim MHE Jezerštica, sva ostala postrojenja veoma stara i da rade od 1970-tih godina.
- Prosječna godišnja proizvodnja prije bilo kakvih gubitaka u prenosu je oko 3,100,000 MWh. S obzirom na doprinos hidroelektrane, godišnja proizvodnja je direktno zavisna od hidroloških uslova, tako da su fluktuacije ukupne proizvodnje uobičajene.
- TE Pljevlja ima stabilnu proizvodnju u poslednjih 5 godina ali se trenutno postrojenje približava kraju svog rok trajanja.
- Elektroprivreda Crne Gore (EPCG) je državna kompanija za elektroenergetsko snabdijevanje, koja je i dalje glavni učesnik na crnogorskom energetsom tržištu. Nakon pravnog odvajanja operatera prenosnog sistema (CGES AD), kompanija je organizovana u sledeće funkcionalne cjeline:
 - upravljanje potrošnjom električne energije;
 - proizvodnja električne energije;
 - distribucija; i
 - snabdijevanje.
- EPCG je okončala proces izdvajanja Distribucije u posebno pravno lice, efektivno od 01. jula 2016. godine.

Završetak podvodne interkonekcije će direktno povezati energetske sisteme Crne Gore i Italije i omogućiti izvoz električne energije iz balkanskih zemalja u Zapadnu Evropu. Ukupna vrijednost ovog projekta je 760 miliona EUR, sa 300 miliona EUR uložениh do sada



Izvor: Sektor energetike Crne Gore, prezentacija Strateškog cilja

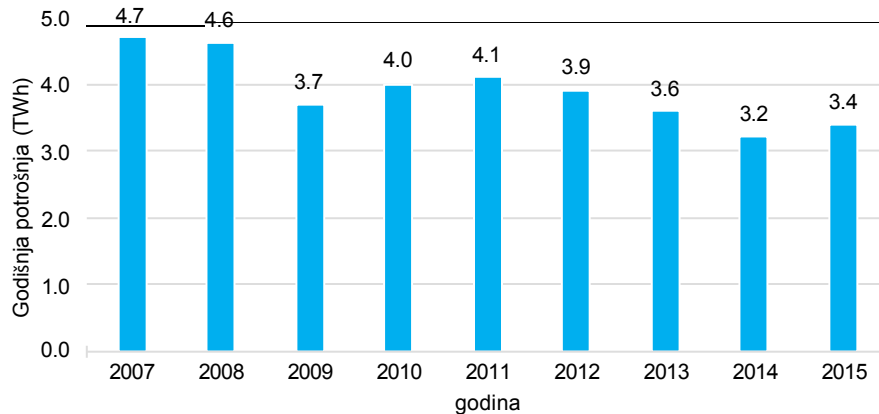
Proizvodnja električne energije

Novi Projekti

- Trenutno se u Crnoj Gori analiziraju investicije u sledeće termo i hidroelektrane:
 - TE Maoče termoelektrana na lignit (500MW) i rudnik uglja (15km od grada Pljevlja sa oko 93 miliona tona upotrebljivih rezervi) za ukupnu investiciju od 1.27 milijardi EUR; Nakon što je drugi tender propao, oživljen je projekat za 2. jedinicu TE Pljevlja;
 - TE Pljevlja 2. jedinica na lignit (200 – 250MW);
 - TE Berane termoelektrana na lignit (110MW) u blizini rudnika uglja Berane;
 - HE elektrane na rijeci Čehotini (tok kroz Crnu Goru dužine 124km, godišnji potencijal od 460GWh);
 - HE Kruševo –donja akumulacija elektrane HE Piva, sa kaskadnim radom (130MW);
 - HE elektrane na rijeci Morača (238MW) – kaskadni sistem sa četiri različite elektrane koji bi bio lociran u blizini glavnog grada Podgorica. Projekat se suočava sa otporom usljed pitanja zaštite životne sredine i ekonomskih pitanja;
 - HE Komarnica (168MW), elektrana sa akumulacijom sa 167m visokom branom i 260 miliona m³ zapremine akumulacije; i
 - HE Boka na Bilečkom jezeru (225.4MW), smještena na granici između Crne Gore i BiH, koja bi koštala oko 250 miliona EUR.
- U toku je izgradnja podvodne interkonekcije Tivat-Peskara. Projekat izvodi italijanska kompanija Terna, i on ima za cilj da poveže energetske sisteme Crne Gore i Italije. Projekat treba da olakša izvoz električne energije iz balkanskih zemalja. Ovaj projekat, vrijedan 760 miliona EUR, je dio šire strategije Italije da postane "energetsko čvorište Evrope". Dosada je u ovaj projekat investirano između 200 i 300 miliona EUR. Ova investicija je važna zato što će povezati energetska tržišta i omogućiti prekograničnu trgovinu.
- pitanja snabdijevanja Crne Gore će se potencijalno rješavati putem izgradnje novih elektrana. Crna Gora će imati veću fleksibilnost za uvoz, i po završetku izgradnje novih objekata, biće stvoreni uslovi za jednostavan izvoz viška električne energije.

Postojeća termoelektrana zahtijeva da se ulože značajne investicije kako bi se usaglasila sa EU propisima koji se odnose na emisiju CO₂. Tokom poslednjih par godina, godišnja proizvodnja električne energije je pala ispod 4TWh

Godišnja potrošnja električne energije u Crnoj Gori (2007-2015. godine)



Izvor: ILEX Energy Izvještaj Elektroprivredi Crne Gore AD Nikšić, izdanje za Q1 2016. godine

Proizvodnja električne energije (nastavak)

Potencijalno zatvaranje elektrana

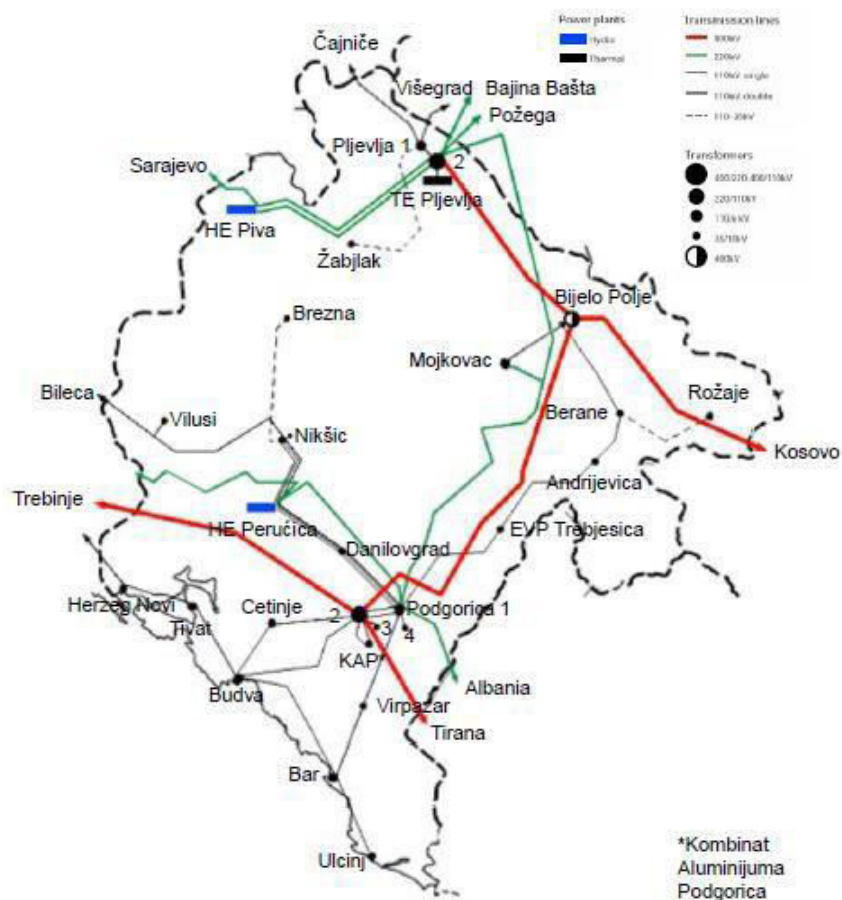
- Kapacitetom Crne Gore za proizvodnju električne energije dominiraju dvije velike i nekoliko malih HE, dok postoji samo jedna velika termoelektrana na lignit u zemlji, u Pljevljima, koja je puštena u rad 1982. godine i remontovana 2009. godine. Iako je nedavno modifikovana, koncentracije emisija azotnih gasova i SO₂ su još uvijek iznad nivoa emisija koje bi trebalo da zadovoljavaju u skladu sa Direktivom o velikim postrojenjima za sagorevanje EU.

Energetska potrošnja

- U skladu sa projekcijama iz Strategije za razvoj energetike Crne Gore do 2030. godine, ukupna potrošnja električne energije u Crnoj Gori tokom 2014. godine je procijenjena na oko 31.50 PJ, od čega se 8.62 PJ odnosi na industrijski i poljoprivredni otpad, 10.18 PJ na saobraćaj, 8.84 PJ na domaćinstva i 3.86 PJ na usluge. Ove energetske potrebe se podmiruju primarno iz potrošnje električne energije, naftnih proizvoda i drveta za ogrijev, dok su ostali oblici energetske potrošnje (solarni paneli, peleti, briketi, itd.) od manjeg značaja.
- Tokom nekoliko poslednjih godina, godišnja potrošnja električne energije je pala ispod 4TWh što se može vidjeti u grafiku sa lijeve strane. Ovo je djelimično uzrokovano prekidom proizvodnje u KAP-u. Iako postoje planovi za revitalizaciju KAP-a, KAP se početkom 2016. godine prebacio na nabavku električne energije na otvorenom tržištu.

Prenosnu mrežu karakteriše radijalna struktura na sva tri nivoa napona, ali takođe i dobra povezanost sa susjednim energetske sistemima

Prostorni raspored trafostanica i dalekovoda u vlasništvu operatora prenosnog sistema



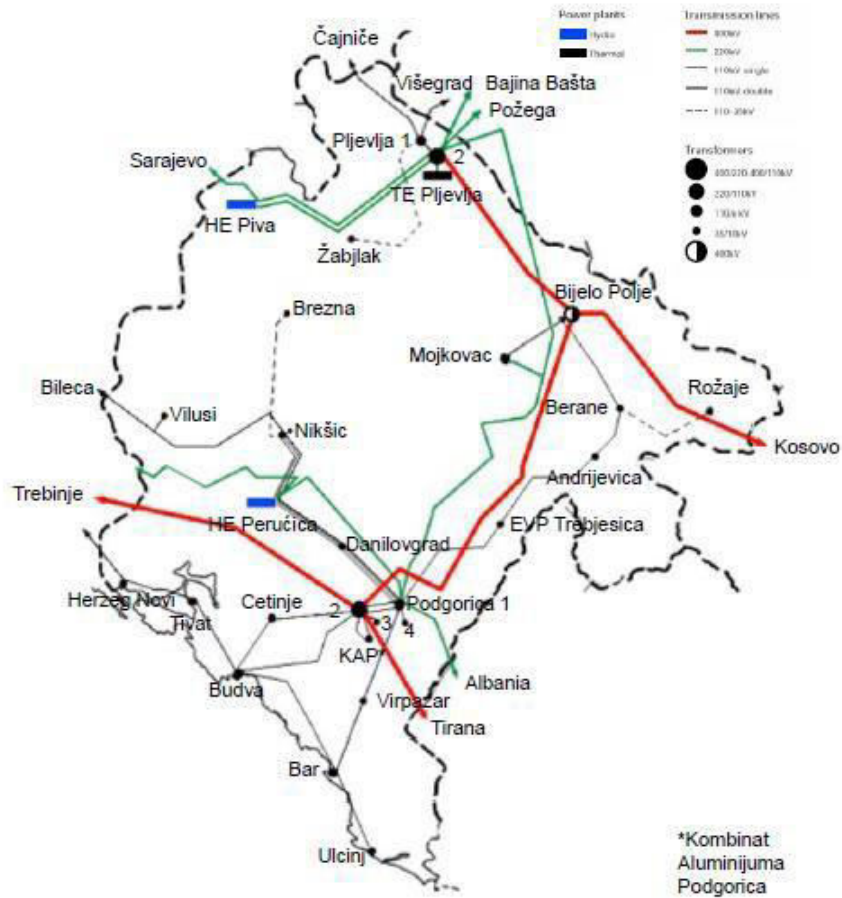
Izvor: ILEX Energy Izveštaj Elektroprivredi Crne Gore AD Nikšić, izdanje za Q1 2016. godine

Prenos električne energije

- Prenosni sistem, kao dio energetskog sistema Crne Gore (bez nadzemnih vodova u vlasništvu Elektroprivrede Srbije) se sastoji od sledećeg:
 - 5 dalekovoda 400 kV, ukupne dužine od 283.3km;
 - 8 dalekovoda 220 kV, ukupne dužine od 337.4 km;
 - 30 dalekovoda 110 kV, ukupne dužine od 554.9 km;
 - 1 podzemnog kabla od 110 kV, ukupne dužine od 3.6 km, i
 - 5 dalekovoda 110 kV, koje rade pod naponima od 35 kV, ukupne dužine 121.2 km
- Prenosnu mrežu karakteriše radijalna struktura na sva tri nivoa napona, ali takođe i dobra povezanost sa susjednim energetske sistemima, što unaprijeđuje stabilnost i bezbjednost funkcionisanja i omogućava razmjenu sa sistemima u okolnom području.
- Paralelno postojanje 400 kV i 220 kV priključaka (400 kV linija u pravcu Pljevlja 2 - Ribarevine - Podgorica 2 - Trebinje i 220 kV linija u pravcu HE "Piva" - Pljevlja 2 - Podgorica 1 - HE "Perućica" - Trebinje) sa nejednakim kapacitetom za prenos (1.330 MVA linijom 400 kV nasuprot 280-310 MVA linijom u 220 kV mreži) karakterišu prenosnu mrežu Crne Gore danas. Prenosna mreža pod izvjesnim radnim uslovima sa ispadanjem izvjesnih dionica od 400 kV može uzrokovati ozbiljne smetnje i eventualni raspad energetskog sistema.
- Operativno upravljanje i vođenje energetskog sistema Crne Gore se vrši u okviru Nacionalnog dispečerskog centra (NDC), koji ima modernu opremu za monitoring rada i sistema u realnom vremenu (SCADA – sistem sa svim neophodnim mjerenjima i sistemom telekomunikacionih veza sa svim objektima energetskog sistema i i operaterima u susjednim sistemima). NDC mreža ima bazu podataka koja sadrži podatke za svaki sat proizvodnje i potrošnje direktnih potrošača i iznose električne energije isporučene distributivnom sistemu, kao i o razmjeni i prenosu energije sa susjednim sistemima. Sve mjerne tačke na inter-sistemskom dalekovodu, elektranama, tačkama isporuke za distribuciju i direktnim potrošačima su opremljene uređajima za daljinski prenos podataka, koji se automatski proslijeđuju u Nacionalni dispečerski centar.

Dominantan protok kapaciteta u regionu Jugoistočne Evrope odvija se u pravcima sjever-jug i istok–zapad. Distributivni sistem je dio energetskeg sistema koji se sastoji od dalekovoda i objekata na nivoima napona od 35 kV, 10 kV i 0.4 kV

Prostorni raspored trafostanica i dalekovoda u vlasništvu operatora prenosnog sistema



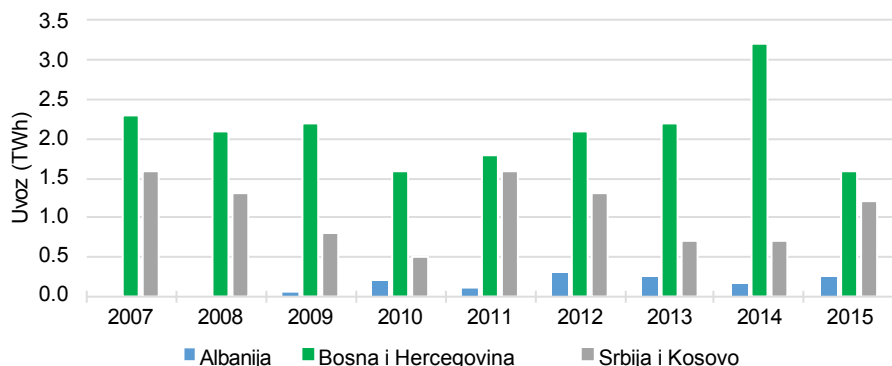
Izvor: An ILEX Energy Izveštaj Elektroprivredi Crne Gore AD Nikšić, izdanje za Q1 2016. godine

Prenos električne energije (nastavak)

- Dominantan protok kapaciteta u regionu Jugoistočne Evrope odvija se u pravcima sjever-jug i istok–zapad. Izgradnja podvodne interkonekcije Tivat-Peskara i njeno puno iskorištenje, koje će uslijediti nakon izgradnje novih i ojačanja postojećih internih i interkonektivnih veza, će dovesti do promjene u pravcu tranzira preko teritorije Crne Gore.
- Distributivni sistem je dio energetskeg sistema koji se sastoji od dalekovoda i objekata na naponskim nivoima od 35 kV, 10 kV i 0.4 kV. Glavna svrha ovog dijela sistema je snabdijevanje krajnjih korisnika električnom energijom koja se isporučuje u distributivni sistem putem prenosnog sistema ili elektrana priključenih na distributivnu mrežu.
- Distributivna mreža je dugo godina bila koncipirana na dva nivoa transformacije 35/10 kV i 10/0.4 kV, dok su u izvjesnim oblastima bile prisutne i transformacije 35/0.4 kV (ruralne, slabo naseljene oblasti) i 35/6 kV (industrijski objekti povezani na distributivni sistem: postrojenja za vodosnabdijevanje, rudnici uglja, itd.). Nedavno je otpočela izgradnja 110/10 kV trafostanica koje svojom strukturom i karakteristikama mogu zadovoljiti potrebe modernih potrošača. Razvoj distributivne mreže tokom nedavnih godina nije zadovoljavajuće usklađen sa prostorno-planskom dokumentacijom, što ima za rezultat to da elektrodistributivni sistem nije u mogućnosti da adekvatno odgovori na rastuće potrebe za potrošnjom, ili veoma intenzivne građevinske radove, naročito u Podgorici i obalnom dijelu Crne Gore.

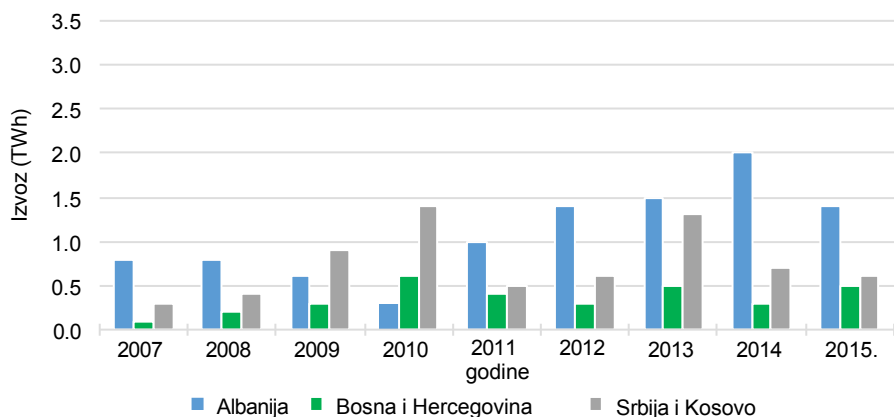
Crna Gora uvozi električnu energiju iz Albanije, Srbije, Kosova i Bosne i Hercegovine, s tim da je poslednja zemlja izvoznik broj jedan

Crnogorski uvoz električne energije



Izvor: An ILEX Energy Izvještaj Elektroprivredi Crne Gore AD Nikšić, Izdanje za Q1 2016. godine

Crnogorski izvoz električne energije



Izvor: ILEX Energy Izvještaj Elektroprivredi Crne Gore AD Nikšić, Izdanje za Q1 2016. godine

Uvoz i izvoz električne energije

- Tokom 2014. godine, 18 trgovaca je aktivno učestvovalo na crnogorskom tržištu trgovine na veliko. Njihov ukupni promet električne energije je iznosio 1,523,757 MWh, od čega je 896,556 MWh bilo uvezeno a 627,201 MWh izvezeno. Najveći dio ukupnog prometa (oko 72%) je ostvarilo pet trgovaca električnom energijom, a to su: EPCG DOO Beograd, Elektroprivreda Republike Srbije, Interenergo, Petrol i GENI.
- Crna Gora uvozi električnu energiju iz Albanije, Srbije, Kosova i Bosne i Hercegovine, koja je njen izvoznik broj jedan (više od 3TWh u 2014. godini). Crna Gora izvozi električnu energiju ovim istim zemljama a najveći dio električne energije izvozi u Albaniju (blizu 2TWh u 2014. godini).
- Važan segment tržišta trgovine na veliko koje vrlo dobro radi već nekoliko godina u Crnoj Gori je raspodjela dostupnih kapaciteta na interkonekcije, tj. vodove koji povezuju crnogorski energetska sistem sa sistemima susjednih zemalja (Albanija, BiH, i Srbija). Raspodjela kapaciteta se vrši na tržišnim principima, kroz eksplicitne aukcije (godišnje, mjesečne i dnevne) koje je do 2013. godine izvodio isključivo CGES. Međutim, usljed veoma praktične potrebe da se sprovodi koordinisana i simultana raspodjela kapaciteta, osnovana je Kancelarija za koordinisanu aukciju u Jugoistočnoj Evropi (CAO SEE). Njeno sjedište se nalazi u Crnoj Gori i ona je odgovorna za raspodjelu prenosnih kapaciteta na sve interkonekcije u regionu. CAO SEE je otpočela sa radom prošle godine i već je preuzela odgovornost za raspodjelu kapaciteta na granicama sa Albanijom i BiH; dok aukcije sa Srbijom vrši CGES (Srbija i neke druge zemlje u regionu nisu još uvijek zaključile sporazum sa CAO).

Organizaciju i menadžment nad crnogorskim tržištem električne energije vrši COTEE

Regulatorna pitanja

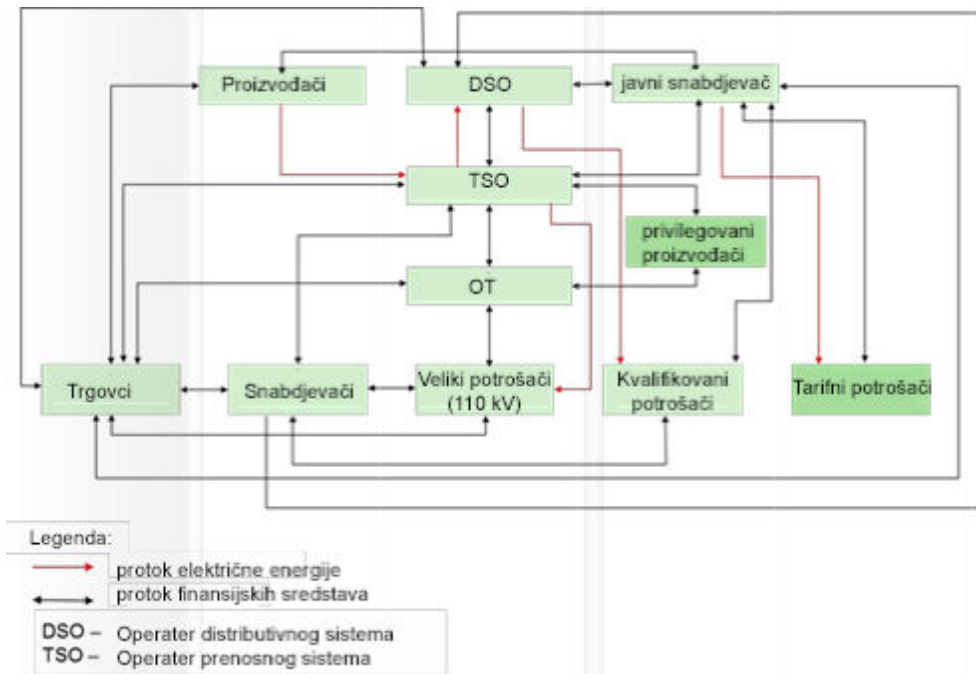
Postojeća regulativa

- Regulatorni okvir koji reguliše organizaciju i funkcionisanje tržišta električnom energijom u Crnoj Gori, kao cjelini, sastoji se od sledećeg:
 - Zakon o energetici, kao krovni zakon, koji predviđa da se kupovina i prodaja električne energije može se vršiti na osnovu (bilateralnog) ugovora ili na organizovanom tržištu, da organizaciju i upravljanje tržištem vrši operator tržišta, i preduzeća koja mogu biti učestvovati na tržištu;
 - Tržišnih pravila, zajedno sa skupom internih pravila i smjernica koje proističu iz njih, koja definišu obaveze i odgovornosti učesnika na tržištu, procedure i principe za organizaciju i transakcije na tržištu, i metod i procedure za proračun odstupanja od bilansa odgovornih pravnih lica od dnevnih programa rada i njihovo finansijsko poravnanje;
 - Pravila za raspodelu raspoloživih prenosnih kapaciteta na interkonektivnim linijama u kontrolnom prostoru Crne Gore sa susjednim kontrolnim područjima (tj. pravila aukcije), koja definišu način na koji se pružaju usluge vezano za prekogranični prenos električne energije, ili dodjela raspoloživih prenosnih kapaciteta na povezanim (intersistemskim) vodovima sa susjednim energetskim sistemima;
 - Metodologija utvrđivanja cijena i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja za prenosni sistem za električnu energiju, koja bi, u cilju održavanja bezbjednog i izbalansiranog rada sistema, definiše tim pomoćnih i sistemskih usluga, njihove provajdere, metod utvrđivanja cijena tih usluga, i
 - Pravila o uslovima i proceduri za promjenu snabdjevača kvalifikovanih kupaca električne energije, koja utvrđuju uslove, obaveze i procedure za date učesnike (kvalifikovani kupac, stari i novi dobavljač) koje moraju da se primjenjuju kada kupac želi da promjeni dobavljača.

Institucionalni okvir obuhvata sledeće organizacije:

- Ministarstvo ekonomije (ME) je ministarstvo nadležno za energetiku. U okviru ME tri sektora pokrivaju energetska pitanja: Sektor za energetiku, Sektor za energetska efikasnost i Sektor za rudarstvo i geološka istraživanja.
- Regulatorna agencija za energetiku (ERA) osnovana je 2004. godine i ona je pravno odvojena i funkcionalno nezavisna od drugih javnih ili privatnih tijela. Ona je ovlašćena da reguliše energetska pitanja u Crnoj Gori, u skladu sa zakonom.
- Elektroprivreda Crne Gore (EPCG AD) je nosilac tri licence za: (i) generisanje, (ii) distribuciju električne energije i operatora distributivnog sistema (DSO) i (iii) snabdijevanje električnom energijom
- Crnogorski elektroenergetski sistem Crne Gore (CGES AD) je izdvojen iz EPCG AD 2009. godine. CGES AD posjeduje dvije licence: za operatera prenosnog sistema (TSO) i prenos električne energije.
- Crnogorski operator tržišta električne energije (COTEE) je izdvojen iz CGES AD u decembru 2010. godine putem Odluke Vlade Crne Gore i posjeduje licencu za operatera tržišta električne energije.
- Organizaciju i rukovođenje crnogorskim tržištem električne energije vrši COTEE. COTEE zaključuje ugovor u učešću na tržištu, učestvuje u određivanju dnevnih i sedmičnih programa za proizvodnju, razmjenu i potrošnju električne energije (vremenske tabele), zaključuje ugovor o odgovornosti za balans i ugovore o finansijskim poravnanjima sa učesnicima i priprema proračune o odstupanjima u vremenskim tabelama i proračunava finansijska poravnanja među učesnicima.
- Prema podacima dobijenim od COTEE, crnogorsko tržište električne energije ima 30 učesnika, koji čine četiri kategorije, kao što slijedi:
 - Proizvođač - 2 učesnika;
 - Trgovac - 25 učesnika;
 - Snabdijevač - 2 učesnika; i
 - Operator prenosnog sistema za kupovinu električne energije radi pokrivanja gubitaka u sopstvenoj mreži.

Tržište električne energije u Crnoj Gori je zvanično otvoreno 1. januara 2009. godine kada su svi krajnji potrošači, izuzev onih u kategoriji domaćinstava, stekli pravo da izaberu svog snabdjevača



Regulatorna pitanja (nastavak)

Liberalizacija tržišta

- Tržište električne energije u Crnoj Gori se sastoji od tržišta trgovine na veliko i na malo.
- Učesnici na tržištu trgovine na veliko, koje je u osnovi, tržište zasnovano na bilateralnim ugovorima, su:
 - proizvođači električne energije;
 - trgovci električnom energijom;
 - snabdjevači;
 - javni snabdjevač, koji snabdijeva električnom energijom potrošače, istovremeno je i snabdjevač koji je poslednja opcija i snabdjevač ugroženih potrošača;
 - krajnji potrošači koji imaju odgovornost za balans;
 - operater prenosnog sistema, kada kupuje na tržištu električnu energiju kako bi pokrio gubitke u prenosnom sistemu; i
 - operater distributivnog sistema, kada kupuje na tržištu električnu energiju kako bi pokrio gubitke u svom sopstvenom sistemu.
- Učesnici na tržištu maloprodaje su:
 - snabdjevači kvalifikovanih potrošača; i
 - kvalifikovani potrošači, tj. svi krajnji potrošači, izuzev domaćinstava.
- Tržište električnom energijom u Crnoj Gori je zvanično otvoreno 1. januara 2009. godine kada su svi krajnji potrošači, izuzev onih u kategoriji domaćinstava, stekli pravo da izaberu svog snabdjevača.
- Uprkos velikim aktivnostima i mnoštvu dobrih rezultata koji potvrđuju postepeno jačanje tržišta trgovine na veliko, stepen otvorenosti tržišta trgovine električnom energijom na malo u Crnoj Gori je ostao na nivou sa kraja 2013. godine, zato što u 2014. godini nije bilo novih snabdjevača niti promjene u snabdijevanju krajnjih korisnika. Svi korisnici direktno povezano na prenosni sistem su snabdijevani od strane izabranog snabdjevača, u skladu sa potpisanim ugovorima koji se zasnivaju na tržišnim principima (KAP - sa Crna Gora Bonus DOO Cetinje, a Željezara, Željeznička infrastruktura i TE „Pljevlja“, sopstvena potrošnja – sa EPCG snabdijevanjem). Sve ostale potrošače i dalje snabdijeva Javni snabdijevač (EPCG) po regulisanim tarifama koje utvrđuje Agencija.

Neto instalisani kapacitet elektrana u Srbiji je 7,190 MW, i njime dominira električna energija koja se dobija iz termoelektrana na lignit. Bosna i Hercegovina je glavni neto izvoznik električne energije u region

Regionalni pregled

Srbija

- Ukupni neto instalisani kapacitet elektrana u Srbiji, bez onih na Kosovu ali uključujući male elektrane nezavisnih proizvođača, iznosi 7,190 MW. U okviru EPS, u termoelektranama na lignit, instalisani kapacitet iznosi 5,140 MW, u hidroelektranama – 2,835 MW, u termoelektranama na prirodni gas ili lož ulje - 353 MW, u malim hidroelektranama – 19.8 MW.
- Od 1. januara 2013. godine, u Republici Srbiji je osnovano tržište za balansiranje električne energije što je propisano Zakonom o energetici i Pravilima o tržištu električne energije. 2014. godine, postojalo je 47 igrača na tržištu električne energije koji su imali pravo da donesu operativni plan na osnovu relevantnog ugovora potpisanog sa EMS. Četrdeset igrača je aktivno učestvovalo na tržištu Republike Srbije, 39 igrača na tržištu se bavilo prekograničnom razmjenom, 7 od njih se bavilo snabdijevanjem krajnjih potrošača na otvorenom tržištu električnom energijom, dok je na otvorenom tržištu postojao samo jedan potrošač električne energije. Tokom 2014. godine, povećan je tranzit električne energije (komercijalni podaci) u poređenju sa 2013.
- Količine električne energije koje EPS kupuje od drugih snabdjevača na otvorenom tržištu su uveliko povećane usljed smanjene potrošnje u termoelektranama. Na početku godine, od februara do maja 2014, dominirao je izvoz električne energije zahvaljujući povoljnim vremenskim uslovima i povećanoj proizvodnji EPS, ali od maja 2014 usljed poplava, počeo je da dominira uvoz električne energije. EPS je bio dominantan snabdjevač potrošača na otvorenom tržištu.
- Ekstremni vremenski uslovi su ugrozili bezbjednost snabdijevanja električnom energijom 2014. godine – poplave velikih razmjera i ledena kiša su doveli do prekida u snabdjevanju koji su u izvjesnim oblastima Srbije trajali po nekoliko dana. Usljed poplava, tj. usljed smanjene proizvodnje uglja, termoelektrane su proizvdile 23% manje električne energije nego u 2013. godini, i iz tog razloga, potražnja potrošača je pokrivena uvozom u iznosu od oko 2,000 GWh (oko 6% ukupne potražnje krajnjih potrošača). Potrošnja električne energije u Srbiji je smanjena za 1.2%, dok je tranzit kroz Srbiju povećan za 17%.

Bosna i Hercegovina

- 2015. godine, ukupna proizvodnja električne energije je iznosila 14,408 GWh ili 4.1 % manje u odnosu na prethodnu godinu, koju su obilježili povoljniji hidrološki uslovi. Hidroelektrane su proizvdile 5,426 GWh, što je bilo za 6.8 % manje nego u 2014. godini. 2015. godina se može opisati kao umjereno povoljna u hidrološkom smislu, te su tokom nje ostvareni prilivi koji su bili blago niži od višegodišnjeg prosjeka. Proizvodnja termoelektrana je iznosila 8,712 GWh, što je za 2.3 % manje u poređenju sa prethodnom godinom. Ovo je treća godina u nizu koju je označio trend opadajuće proizvodnje termoelektrana, koji je uglavnom uzrokovan smanjenom proizvodnjom uglja kao i niskim cijenama električne energije na tržištu trgovine na veliko.
- Nakon dvije godine koje je obilježilo smanjenje potrošnje električne energije, u 2015. godini ukupna potrošnja električne energije je povećana za 396 GWh ili za 3.2 %, s tim što je potrošnja potrošača priključenih na prenosnu mrežu opala za 1.6 %, dok je potrošnja potrošača priključenih na distributivnu mrežu porasla za 3.9 % u poređenju sa prethodnom godinom.
- Dobre veze BIH sistema sa susjednim energetskim sistemima omogućavaju prodaju električne energije zemljama u regionu koje imaju značajne nedostatke. U 2015. godini, izvoz je iznosio 3,445 GWh, što je za 7.3 %, ili za 271 GWh manje nego prethodne godine. Uvoz električne energije je iznosio 1,308 GWh, što predstavlja porast od 37.2 % u poređenju sa prethodnom godinom. Najveći dio prekogranične razmjene se uopšteno ostvaruje sa Hrvatskom i Crnom Gorom, respektivno, dok se najmanja razmjena ostvaruje sa Srbijom. U 2015. godini, ovaj odnos je promijenjen usljed značajnog porasta tranzitnog protoka iz Srbije prema Bosni i Hercegovini koji je uzrokovan porastom bilansnog viška električne energije u Rumuniji i Bugarskoj.

I Hrvatska i Italija su neto uvoznici električne energije

Regionalni pregled (nastavak)

Hrvatska

- Ukupna potrošnja električne energije hrvatskog elektro-energetskog sistema u 2014. godini je bila 16.9 TWh, što je za 2.6 % manje nego u prethodnoj godini. Tokom prethodnih pet godina, u Hrvatskoj je prisutan pad ukupne potrošnje električne energije.
- Ukupna proizvodnja elektrana na hrvatskoj teritoriji u 2014. godini je bila 12.2 TWh električne energije, što pokriva 72% potreba. Ostalih 28% potreba, u iznosu od 4.7 TWh, je pokriveno iz izvoza, a 3.0 TWh od toga je pokriveno iz proizvodnje električne energije u nuklearnoj elektrani Krško u Sloveniji, čijih se 50 % nalazi u posjedu HEP d.d.
- U 2014. godini, HEP elektrane su proizvele 8.4 TWh, što je najveća količina električne energije proizvedene u hidrocentralama u poslednjih 10 godina. Prikjučna snaga svih elektrana na hrvatskoj teritoriji na kraju 2014. godine iznosila je 4,528 MW i ona neprekidno raste, uglavnom usljed priključka na elektroenergetskih sistem postrojenja koja koriste obnovljive energetske izvore i koji se nalaze u sistemu podsticaja za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora i kogeneracije. Koristeći sistem podsticaja za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora i kogeneracije, koji je stupio na snagu u junu 2007. godine, izgrađeno je ukupno 412 MW novih proizvodnih kapaciteta, od čega 339 MW potiče od vjetrenjača. Maksimalno opterećenje energetskog sistema u 2014. godini se desilo 31. decembra i ono je iznosilo 2,974 MW, a minimalno opterećenje energetskog sistema se desilo 11. maja i ono je iznosilo 1,166 MW.
- Prenos i distribucija električne energije su regulisane aktivnosti koje izvodi javno komunalno preduzeće. U Hrvatskoj, postoji samo jedan operater prenosnog sistema – hrvatski operater prenosnog sistema d.o.o. (HOPS) i jedan operater distributivnog sistema – HEP- Operater distribucijskog sustava d.o.o. (HEP-ODS). Hrvatska energetska regulatorna agencija (HERA) je dala saglasnost za desetogodišnji plan razvoja hrvatske prenosne mreže (2014 - 2023) i mišljenje o desetogodišnjem planu razvoja distributivne mreže (2014-2023).
- Tokom 2013. godine, nastavljena je dodjela prekograničnih prenosnih kapaciteta na granicama sa Slovenijom i Mađarskom putem koordinisanih aukcija koje se sprovode kao dio rada Kancelarije za koordinisanu aukciju u Jugoistočnoj Evropi (CEE CAO) u Frajzingu u Njemačkoj na godišnjoj, mjesečnoj i dnevnoj osnovi. Njima je u oba smjera

Hrvatska (nastavak)

- upravljao operater slovenačkog prenosnog sistema ELES. U 2013. godini, na granicama sa Bosnom i Hercegovinom i Srbijom, HOPS je bio odgovoran za dodjelu polovine ukupnog prekograničnog kapaciteta u oba smjera. Najvažnije poboljšanje je ostvareno na granici sa Srbijom, gdje su se HOPS i operater sistema Republike Srbije EMS dogovorili o implementaciji zajedničkog djelovanja radi ostvarivanja prekograničnih kapaciteta prenosa na način da HOPS izvodi godišnje i mjesečne aukcije, a EMS dnevne aukcije u oba smjera za ukupni prenosni kapacitet.

Italija

- Potrošnja električne energije u 2014. godini nije pokazivala nikakve trendove oporavka. Potražnja za električnom energijom se još uvijek nije povratila nakon padova zabilježenih tokom nekoliko prethodnih godina: -3% u 2014. godini, nakon -3.9% u 2013. godini i -3% u 2012. godini, sa potrošnjom koja je opala u svim sektorima. Potrošnja električne energije je opala, zapravo, sa 318.5 TWh u 2013. godini, na 309 TWh u 2014. godini.
- Domaća proizvodnja je pokrila 86% ukupne nacionalne potražnje (naspram 87% u 2013. godini). Nasuprot tome, u poređenju sa 2013. godinom, udio neto uvoza je povećan za jedan procenat. To u stvari proizilazi iz porasta uvoza, što je međutim takođe praćeno značajnim porastom izvoza (+ 37.3%).
- Što se tiče potrošnje, u svim sektorima je primijećen dalji pad potrošnje električne energije. Industrijska i domaća potrošnja su zabilježile niža smanjenja u odnosu na ona od prošle godine. Proizvodnja u termoelektranama je pretrpila dalje smanjenje od 11% u odnosu na prošlu godinu, u 2014. godini, i ona je smanjena za trećinu u poređenju sa 2010. godinom. U smislu doprinosa ukupnoj proizvodnji, on je opao sa 73% u 2010. godini na 56% u 2014. godinu (2013. godine još uvijek je bio 61%).
- U 2014. godini, iznos električne energije kupljene na Italijanskoj berzi električne energije je iznosio 282 TWh, što predstavlja smanjenje od 2.5% u poređenju sa 2013. godinom (289.2 TWh). Stoga, nastavljajući da se spušta nadalje, trend koji je otpočeo u 2010. godini je dosegao rekordno nisku vrijednost od samog nastanka tržišta.

Odjeljak	Stranica
Rječnik pojmova	5
Rezime	7
Izvori informacija	13
Sponzor Projekta	15
Makroekonomsko okruženje	19
Energetski sektor u Crnoj Gori	24
Dostupnost uglja i projekcija cijene	36
Prognoza cijena električne energije	46
Investiciona analiza projekta	50

Planirana potražnja uglja iznosi 1,71 miliona t, podjeljeno između 1,6 miliona t za potrošnju TERMOELEKTRANA i 0,11 miliona t za lokalnu potrošnju. Minimalna neto kalorijska vrijednost uglja iznosi 9,200 kJ/kg

Mapa Crne Gore koja prikazuje oblast Pljevaljskog depozita lignita



Izvor: Google

Indeks troškova i prihoda za period od 2011-2015. godine

		2011	2012	2013	2014	2015
Ugalj	t	1,972,677	1,785,014	1,692,542	1,655,037	1,734,771
Prodaja	EUR	52,581,856	46,177,976	44,268,370	44,605,418	48,433,274
Prosječna prodajna vrijednost	EUR/t	26.66	25.87	26.15	26.95	27.92
Troškovi	EUR	54,126,457	50,862,304	45,497,355	42,808,215	
		42,000,623				
Jedinica troškova proizvodnje						
Direktni troškovi	EUR/t	27.44	28.49	26.88	25.87	24.21
Troškovi finansiranja	EUR/t	24.75	25.39	24.63	23.80	22.46
	EUR/t	2.69	3.11	2.25	2.07	1.75
Jedinica marže	EUR/t	(0.78)	(2.62)	(0.73)	1.09	3.71

Izvor: Fichtner studija

Dostupnost uglja i projekcija cijene

Opšte informacije

- Rudnik uglja Pljevlja («RUP») i EPCG su angažovali Fichtner Water & Transportation GmbH («Fichtner») kako bi obezbjedili tehničku i ekonomsku procjenu resursa i rezervi uglja RUP-a neophodne za rad termoelektrane.
- Fichtner je pripremio tri studije:
 - Studija procjene resursa i rezervi i ekonomičnosti rudnika;
 - Studija procjene resursa i rezervi – JORC Izvještaj;
 - Studija ekonomičnosti rudarstva – Izvještaj o potencijalu smanjenja troškova proizvodnje.
- Kako EPCG razmatra izgradnju nove termoelektrane koja bi zamjenila postojeću, ova odluka o investiranju zavisice i od preostalih resursa i rezervi uglja u RUP-u i jediničnih troškova proizvodnje uglja.
- Novoj planiranoj termoelektrani je potrebno 1,6 miliona tona godišnje a, zajedno sa lokalnom potrošnjom uglja u druge svrhe koja iznosi 0,11 miliona tona, to rezultira u stvarnoj potrebi za ugljem od 1,71 milion tona. Ovaj broj obuhvata realno razblaživanje uglja od 5%, sa minimalnim prosjekom NCV-a od 9,200kJ/kg.
- U Fichtner studiji analizirana su dva scenarija proizvodnje; jedan koji podrazumjeva kontinuiranu proizvodnju do 2061. godine, koju je pripremio RUP, kao i alternativni scenario koji predviđa kontinuiranu proizvodnju do 2053. godine, koju je pripremio Fichtner. Ključni nalazi oba plana proizvodnje su prikazani na sljedećim slajdovima.

Troškovi proizvodnje uglja

- U tabeli koja se nalazi sa lijeve strane, prikazani su istorijski troškovi proizvodnje uglja.
- 2015. godine, direktni troškovi proizvodnje uglja su procjenjeni na iznos od 22,46 EUR po toni uglja a, zajedno sa finansijskim i drugim troškovima, ukupni troškovi proizvodnje uglja iznose 24,21 EUR po toni uglja. Ovo je značilo značajno smanjenje troškova u poređenju sa prethodnim godinama.
- Stopa preopterećenja se povećala sa 2,66 in 2011 na 3,16 u 2015. godini.

Smanjenje prosječnih troškova proizvodnje po toni uglja je uglavnom rezultat tekućih mjera povećanja sveukupne efikasnosti i efikasnije upotrebe postojeće opreme. Fichtner vjeruje da su dalja optimizacija i smanjenje troškova mogući, ukoliko se investicioni ciklus nastavi tokom narednih 5 godina.

Planovi uprave za zamjenu diskontinuiranog kontinuiranim sistemom koji će omogućiti dalje smanjenje troškova proizvodnje kao i konkurentnije cijene u prodaji

Tekuća proizvodnja uglja

- Ugalj se trenutno iskopava iz Potrlice i Cementare. NCV uglja iz Potrlice iznosi oko minimalne neophodne vrijednosti termoelektrane (tj. 9,200 kJ) sa preopterećenjem stope uglja od oko 4 na 1, a očekuje se da će biti povoljnije u budućnosti zbog strukture basena.
- Ugalj i preopterećenje se proizvode korištenjem kamiona i kopanjem. Ugalj se dobija miniranjem na licu mjesta, izuzev u dijelovima koji su u blizini grada, i tovari se pomoću hidrauličnih kopača na kiper kamione, sa kapacitetom utovara 30 mt. Sa glavnih zaliha, ugalj se tovari na komercijalne kamione i transportuje za sitnjenje do sljedećeg skladišta termoelektrane.
- Ugalj većeg kvaliteta se ekstrahuje zasebno i transportuje na pripremu i utovar za privatne korisnike (oko 60,000 t godišnje).
- Preopterećenje se uklanja žičarom koja puni kiper kamione kapaciteta utovara od 100 mt. Preopterećenje se tada transportuje do drobilice otvorenog kopa a onda dalje pokretnom trakom do izlaznog magacina. Izlazni magacin je smješten izvan deponije, koja će ostati bez kapaciteta do kraja 2016. godine. Prema tome, cijeli sistem će biti prebačen na unutrašnju deponiju koja će smanjiti udaljenost za transport te dovesti do smanjenja troškova prevoza.
- Za dalje smanjenje troškova, proizvodnja RUP-a analizira finansijske efekte zamjene diskontinuiranog sa kontinuiranim sistemom korištenjem rotornog bagera.

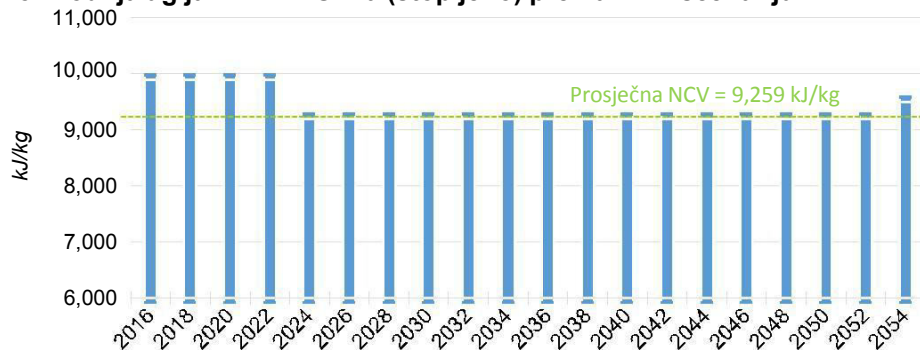
Fichtner analiza pretpostavlja godišnju potrošnju uglja od 1,71 miliona t za termoelektranu i domaćinstva koja može biti u potpunosti ispunjena do 2053. godine

Fichtner preliminarne procjene rezervi uglja na dan 06. 01. 2016.

	Run-of-Mine*(t)	(kJ/kg)
Potrlica	38,954,413	9,999
Kalusici	15,724,405	7,051
Grevo	-	-
Rabitlje	4,046,043	10,171
Komini	2,522,874	8,286
Pljevlja Basin	61,247,735	9,191
Suma stavke		
Otilovici	5,896,800	10,973
Glisnica	2,062,860	8,859
Bakrenjace	1,835,291	10,032
Mataruge	2,386,179	8,398
Ukupno	73,428,865	9,259

*Faktor razrjeđenosti od 5% zbog rudarskih pitanja

Proizvodnja uglja - NCV ROM-a (stopljeno) prema FME scenariju



Coal Availability

Dostupnost uglja i projekcija cijene

Scenario proizvodnje uglja shodno Fichtner-u

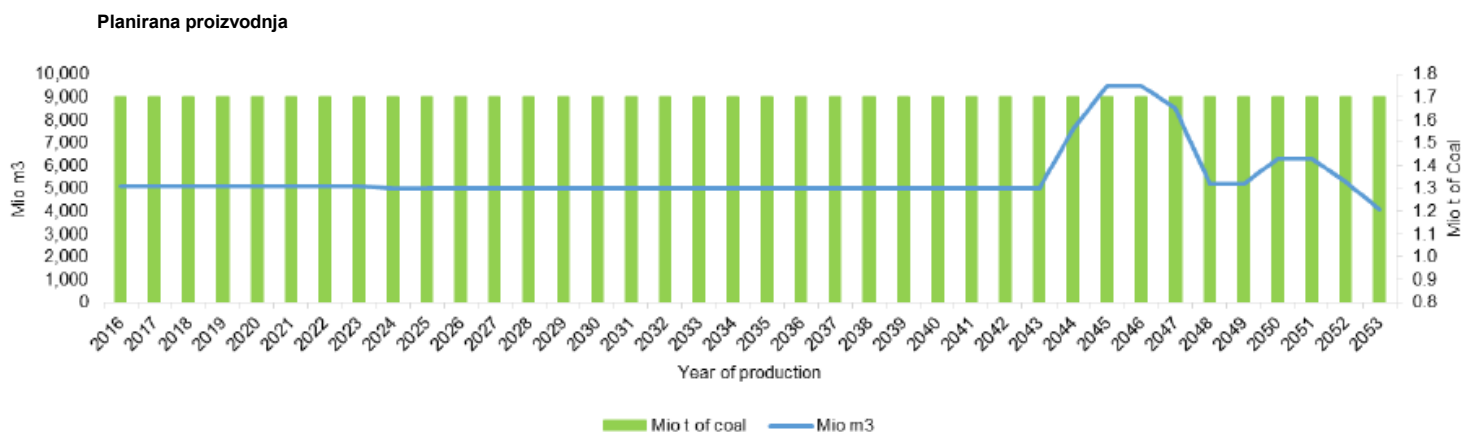
- Uz osnovni scenario proizvodnje, koji je pripremila Uprava RUP-a, Fichtner je pripremio alternativni scenario koji pretpostavlja kontinuiranu proizvodnju do 2053. Rukovodstvo RUP-a je prihvatilo ovu verziju kao zvaničnu.
- Shodno ovom scenariju proizvodnje, 4 eksploatisana sektora su planirana za eksploataciju kako bi se obezbjedila kontinuirana proizvodnja uglja do 2053. godine:
 - Glavni depozit Potrlica (uklj. Cementara) će raditi do 2044. godine;
 - Sektor Kalusici će započeti proizvodnju 2023. i radiće do 2053. godine;
 - Sektor Rabitlje je neophodan kako bi nadomjestio nižu NCV Kalusica u periodu od 2044-2047.; i

Izvor: Fichtner studija

- Sektor Otilovici treba da započne proizvodnju uglja u 2047. nakon iscrpljivanja sektora Rabitlje.
- Sa planom proizvodnje Fichtner-a koji je predstavljen dalje ispunjavaju se sljedeći uslovi:
 - Treba obezbjediti resurse i rezerve za period od 35 godina tj. do kraja 2050. Postoje dodatni resursi dostupni za produžetak rada termoelektrane i/ili prodaju uglja za domaćinstva izvan ovog perioda od 35 godina
Godina proizvodnje
 - Na osnovu godišnje potrošnje uglja od 1,6 milion t za termoelektranu i dodatnih 0,11 miliona t za domaćinstva, rezerve uglja mogu ispuniti potražnju do najmanje 2052. Najmanja zahtjevana kalorijska vrijednost ovog uglja bi bila 9,200 kJ/kg uzimajući u obzir razrjeđenje od 5%.

- Shodno Fichtner-ovom scenariju proizvodnje, prosječna stopa preopterećenja će biti 3,06 jer će se koristiti samo sekcije Potrlica i Kalusici. Nakon 2043., prosječna stopa preopterećenja uglja će se povećati jer će se uvesti sekcije Rabitlje i Otilovici.
- NCV tokom cijelog perioda od 2016-2053. je iznad 9,200 kJ/kg što je prikazano na grafikonu lijevo, sa detaljnim presjekom po oblasti miniranja što je sumirano u vrhu gornje lijeve tabele.
- Na sljedećoj stranici prikazani su detaljan plan proizvodnje i oblasti miniranja.
- Napominjemo da je RUP pripremio i alternativni scenario, na bazi Fichtner studije, za slučaj da rudnik treba da potvrdi rad obe jedinice TE. Procjenjena godišnja potrošnja uglja iznosila bi 2.0 – 2.2. miliona tona

Fichtner je identifikovao da bi RUP mogao iskopavati četiri oblasti i obezbjediti kontinuiranu proizvodnju koja ispunjava zahtjeve termoelektrane u smislu količine i kvaliteta uglja



Coal Production Scenario until 2054 by Fichtner

Coal A

Production schedule *	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39		
*by FME regarding Reserves Sectors:	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054		
Potrica																																									
Kalusici																																									
Grevo	No production																																								
Rabitje																																									
Komini	No production																																								
Otlivici																																									
Glisnica	No production																																								
Bakrenjace	No Production																																								
Mataruge	No production																																								

Source: Fichtner study

Preliminarna Fichtner studija je identifikovala potrebu za dodatnim istraživanjima u skladu sa JORC-kodom. RUP je sproveo ova istraživanja u toku 2016. godine i Fichtner je elaborirao rezultate u skladu sa JORC kodom: 66.8 M t rezervi uglja i 24.5 M t pretpostavljenih resursa uglja

Table 8-1: Estimation of Coal Reserves

Sector	Coal Resources (t) (see Table 7-3)	Coal Reserves (t)	NCV (kJ/kg)	Run-of-Mine* (t)	NCV ROM (kJ/kg)
Potrljica	40.44	40.44	10,959	42.46	10,437
Kalusici	16.17	16.17	7,478	16.98	7,122
Grevo	2.21	2.21	11,175	2.18	10,643
Rabitlje	3.77	3.77	10,771	3.94	10,258
Komini	2.40	2.40	8,700	2.52	8,286
Pljevlja Basin Subtotal	64.86	64.86	9,881	68.10	9,186
Otilovici	0	0	-	0	-
Glisnica	1.96	1.96	8,859	2.06	8,859
Bakrenjace	0	0	-	0	-
Mataruge	0	0	-	0	-
Grand Total	66.82	66.8	9,864	70.16	9,177

* Dilution factor of 5% due to mining issues

JORC Izveštaj

- Preliminarna studija resursa i rezervi, elaborirana od strane Fichtner-a u januaru 2016. godine, indiciraju da postoji potrebna da se dodatno izvrše merenja u cilju prevazilaženja preostalih geoloških nedoumica i da se poveća geološka verovatnoća potrebna za računanje i klasifikovanje u skladu sa JORC-kodom.
- Na bazi preporuke za dalja istraživanja i dodatna bušenja predložena od strane Fichtner-a, RUP je sproveo predmetna merenja u toku 2016. godine.
- Kao rezultat toga, podaci za nova bušenja i prateći analitički podaci za parametre uglja dovoljno potvrđuju tačnost postojećih podataka.
- Ažurirano u skladu sa novim podacima bušenja, postojeća baza podataka i prateći numerički modeli su provereni i usaglašeni sa resurs/rezerve kalkulacijom i klasifikacijom koja je u skladu sa JORC-kodom.
- Uzimajući u obzir nove podatke iz istraživanja sprovedenih u toku 2016. godine, i na bazi revidiranih geoloških modela, konačna procena stanja rezervi i resursa uglja elaborirana je u skladu sa JORC-kodom i rezultirala je u sledećim nalazima: ukupno 66.82m t indikativnih resursa uglja je procenjeno sa NKV od 9,690 kJ/kg; 64.86 Mt indikativnih resursa uglja u centralnom basenu Pljevlja (uključujući pod-basene Porlica, Kalučići, Grevo, Rabitlje i Komini) i 1.96 M t indikativnih resursa uglja u basenu Glišnica.
- Ovi resursi uglja su ažurirani u rezerve uglja. U tabeli sa leve strane prezentovana je konverzija resursa uglja u rezerve uglja.
- Na bazi iskustva RUP-a u tekućim poslovima iskopavanja i u skladu sa nalazima konsultanta, pretpostavlja se da će biti oko 5% gubitaka u toku procesa rudarenja. Ovaj faktor je korišćen u tabeli za potrebe izračuna proizvodnje uglja.
- Ovim pristupom, ukupno 70.16 M t verovatnih rezervi uglja je procenjeno od strane konsultanta u svim istraženim područjima, sa prosečnom NKV od 9,190 kJ/kg.
- Dodatno procenjenih 24.5 M t pretpostavljenih rezervi uglja su takođe identifikovane. Ove pretpostavljene rezerve nalaze se u basenu Pljevlje u preostalim depozitima Otilovići, Bakrenjace i Mataruge. Konsultant nema razloga da sumnja da bi dalja geološka istraživanja dala kontradiktorne rezultate od onih na bazi istorijske eksploatacije.
- Tako da postoji dodatni potencijal, obzirom da se delovi pretpostavljenih resursa mogu unaprediti u budućosti, što bi dovelo do ukupnog potencijala od oko 91.3M t rezervi uglja u istraženom području.

Studija Fichtner-a identifikuje nekoliko mjera optimizacije koje bi mogle dovesti do uštede prosječnih troškova proizvodnje uglja za period između 2025. i 2030. godine u iznosu od 17 do 18 EUR po t uglja u konstantnim cijenama iz 2015. godine. Ovo su, naravno, jedinični troškovi proizvodnje bez ikakvih oznaka profita/povrata

Pljevaljski depozit lignita razmotren u planovima



Izvor: Google

Plan smanjenja troškova

- Kao rezultat Fichtner-ove analize tekućeg i planiranog kopanja rude uglja, identifikovano je nekoliko pristupa za potencijalno smanjenje troškova sa glavnim fokusom na smanjenju broja zaposlenih zaduženih za rad na iskopu te na održavanju i popravci u vezi s tim.
- Pristupe koji se odnose na smanjenje broja zaposlenih i povećanje efikasnosti u radu je već identifikovao RUP a procjenjeni su kao prikladni i u Fichtnerovoj studiji.
- Osim smanjenja broja zaposlenih druge mjere optimizacije koje su razrađene u Fichtnerovoj studiji obuhvataju:
 1. Povećanje produktivnosti i efikasnosti zaposlenih;
 2. Rad rudnika (Kombinovani koncept vađenja rude za Potrljicu, Cementaru i Kalusice, Promjena preopterećenog sistema odlaganja, Revizija postojećeg putnog pravca i sistema transporta, Relokacija zajedničkog skladišta, Radovi na rušenju zaposlenih, Transport uglja, Uklanjanje preopterećenja i Bušenje i miniranje); i
 3. Oprema (Dostupnost i stepen korisnosti, Spoljna usluga održavanja i opravke, Iznajmljivanje opreme).
- Prema Fichtneru, mjere smanjenja troškova bi stupile na snagu u periodu do 2020. Godine sa ukupnim troškovima proizvodnje od 21,75 EUR (u slučaju diskontinuirane proizvodnje uz kamione i iskop) ili 22 EUR (u slučaju kontinuiranog metoda Rotornog rudarstva) u 2020. Godini). Napominjemo da su oba troška iskazana u cijenama iz 2015. godine.
- Studija je takođe identifikovala da bi tehničke i operativne mjere za smanjenje troškova dugoročno posmatrano mogle načiniti značajnu uštedu u prosječnim troškovima proizvodnje uglja za period između 2025. i 2030. godine sa 17 do 18 EUR po toni uglja (cijene iz 2015.).
- Na sljedećoj strani predstavljen je pregled srednjeročnog (2016-2020.) i dugoročnog (2020 – 2035) poslovnog plana RUP-a za dva proizvodna scenarija (Kamionima i lopatama i Rotornim metodom).
- Konačno, potvrđeno je da postoje dostatni resursi uglja u blizini pljevalja, kao i do sada nerazvijeni baseni uglja u blizini sadašnjih lokacija iskopa rude, koji bi mogli podržati rad nove termoelektrane tokom njenog rada. Sva identifikovana nalazišta su slične vrste i mogu se razviti i raditi na isti način kao i sadašnji iskopi.

RUP bi mogao materijalno umanjiti svoje troškove proizvodnje implementiranjem mjera koje je identifikovala Uprava RUP-a a potvrdio Fichtner. Ovo bi dovelo do efikasnijeg i konkurentnijeg procesa vađenja rude u Pljevljima

Sumirani proračun tokova gotovine koji razmatra dva različita radna sistema na srednjeročnoj osnovi

	2016	2017	2018	2019	2020
Proizvodnja uglja	1.710.000 t	1.710.000 t	1.710.000 t	1.710.000 t	1.710.000 t
Priliv novca					
Sc1* Ukupan prihod	47.297.529 €	47.297.529 €	47.297.529 €	44.097.529 €	40.897.529 €
Sc2** Ukupan prihod	47.297.529 €	47.297.529 €	47.297.529 €	44.097.529 €	40.897.529 €
Odliv gotovine					
Sc1 Investiranje	6.758.500 €	10.555.000 €	4.805.000 €	4.005.000 €	4.075.000 €
Sc1 Ukupan odliv	53.929.831 €	50.705.897 €	39.639.130 €	37.806.230 €	37.196.230 €
Sc2 Investicije	6.758.500 €	4.505.000 €	11.305.000 €	8.155.000 €	4.075.000 €
Sc2 Ukupan odliv	53.921.671 €	43.635.914 €	47.035.292 €	43.872.068 €	37.611.833 €
Protok novca					
Sc1 Protok novca	-6.632.302 €	-3.408.368 €	7.658.399 €	6.291.299 €	3.701.299 €
Sc1 Proizvodnja	31,54 €	29,65 €	23,18 €	22,11 €	21,75 €
Troškovi po t uglja					
Sc2 Protok novca	-6.624.142 €	3.661.615 €	262.237 €	225.461 €	3.285.696 €
Sc2 Proizvodnja	31,53 €	25,52 €	27,51 €	25,66 €	22,00 €
Troškovi po t uglja					

* Scenario 1 razmatra tekući konvencionalni diskontinuirani iskop «Kamioni i lopate»

** Scenario 2 razmatra kontinuirani «Rotorni» metod iskopavanja rude

Izvor: Fichtnerova studija

Pregled dugoročnih troškova proizvodnje uglja (2025-2030.) po Fichtneru za različite scenarije

	Kamion i lopata	Rotorni bager
Parametri		
Godišnja proizvodnja uglja	1.710.000 t	1.710.000 t
Godišnja proizvodnja preopterećenja	5.335.200 m3	5.335.200 m3
Gustina Stopa O/C	1,37 t/m3 3,12	1,37 t/m3 3,12
Zaposleni		
Prosječna plata	17.778 €	17.778 €
Broj zaposlenih	544	520
Troškovi zaposlenih	9.671.111 €	9.244.444 €
Materijal		
Eksplozivi	0,35 €/t	0,17 €/t
Gorivo	2,50 €/t	1,25 €/t
Električna energija	0,75 €/t	3,00 €/t
Drugi materijal	1,00 €/t	0,80 €/t
Oprema (kom)	Kom.	Kom
Rotorni bager		2
Sistem transportne trake		2
Bager 70 t	3	1
Bager 40 t	3	2
Buldožer Dressta TD-40E	3	3
Dumper 100 t	15	5
Dumper 30 t	20	20
Utovarivač Liebherr L 580	3	3
Grejder	3	3
Oprema za bušenje	3	3
Druga vozila	1	1
	17,52 €/t	17,04 €/t

Troškovi proizvodnje

Izvor: Fichtnerova studija

Koristili smo konvencionalni scenarijo iskopavanja rude i prošireno predviđanje jediničnih troškova proizvodnje po rastu FY27 troškova za inflaciju. Jedinica troškova proizvodnje za sve prognozirane godine je prilagođena za 8,0% oznake cijene kako bi se došlo do konačne cijene koja se naplaćuje Termoelektrani Pljevlja II

RUP – Troškovi proizvodnje po Fichtnerovoj studiji

U EUR		FY16	FY17	FY18	FY19	FY20	FY21	FY22	FY23	FY24	FY25	FY26	FY27
Stopa inflacije	%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Indeks inflacije	#	1.02	1.04	1.06	1.08	1.10	1.13	1.15	1.17	1.20	1.22	1.24	1.27
Troškovi proizvodnje (conv.) - realni FY15 [1]	EUR/tona	31.5	29.7	23.2	22.1	21.8	21.1	20.5	19.9	19.3	18.7	18.1	17.5
Troškovi proizvodnje (conv.) - nominalni [2]	EUR/tona	32.2	30.8	24.6	23.9	24.0	23.8	23.6	23.4	23.1	22.8	22.5	22.2
Troškovi proizvodnje (BWE) - realni FY15 [3]	EUR/tona	31.5	25.5	27.5	25.7	22.0	21.3	20.6	19.9	19.2	18.5	17.7	17.0
Troškovi proizvodnje (BWE) - nominalni [4]	Troškovi p EUR/tona	32.2	26.6	29.2	27.8	24.3	24.0	23.6	23.3	22.9	22.5	22.1	21.6

Izvor: Fichtnerova studija

[1] Troškovi proizvodnje po toni realni (osnova cijene iz 2015.) i korištenjem konvencionalnog rudarstva, shodno Fichtnerovoj studiji. Eksplicitna prognoza za period 2016 – 2020. i ciljani troškovi po toni u 2027. godini. Linearna promjena u cjenama od 2020. do 2027.

[2] Troškovi proizvodnje po toni korištenjem konvencionalne metode iskopa, indeksirani za inflaciju i predstavljeni nominalno.

[3] Troškovi proizvodnje (osnova cijene iz 2015.) i korištenjem kontinuiranog iskopa, shodno Fichtnerovoj studiji. Eksplicitna prognoza za period 2016 – 2020. i ciljani troškovi po toni u 2027. godini. Linearna promjena u cjenama od 2020. do 2027.

[4] Troškovi proizvodnje po toni korištenjem kontinuirane metode iskopa, indeksirani za inflaciju i predstavljeni nominalno.

Troškovi uglja

- Na osnovu Fichtnerove studije, analizirali smo procjenu troškova uglja koja će se koristiti u Studiji izvodljivosti te koja je primjenljiva na scenarijo konvencionalnog vađenja rude. Uzeli smo u obzir osnovicu cijene u kojoj su brojevi izraženi i prilagodili ih očekivanim stopama inflacije.
- Nakon FY27, jedinični troškovi proizvodnje po toni su indeksirani za inflaciju tokom čitavog prognoziranog perioda.
- U cilju dobijanja procjenjene prodajne cijene uglja, analizirali smo dve marže, 8.0% i 10.0%, koje bi se primenile na jediničnu cijenu proizvodnje. Nakon konačne analize efekata ovih dvije marži, obe se mogu smatrati prihvatljivim. Za potrebe ove studije, konačna računica izvršena je koristeći maržu od 8.0% and kompanije EPCG i RUP će definisati konačnu maržu i daljim pregovorima. Efekti promene marže prikazani su u analizi osjetljivosti.
- Detaljna prognoza cijena uglja je predstavljena na sljedećoj stranici.

RUP – Scenario cijena sa fiksnom maržom od 8,0%

		FY21	FY22	FY23	FY24	FY25	FY26	FY27	FY28	FY29	FY30	FY31	FY32	FY33	FY34
Prodaja	tone	932,669	1,571,840	1,600,941	1,682,815	1,677,807	1,527,555	1,677,807	1,682,815	1,677,807	1,677,807	1,527,555	1,682,815	1,677,807	1,677,807
Cijene															
TE Pljevlja II [2]	EUR/tonne	25.7	25.5	25.2	25.0	24.7	24.3	24.0	24.5	25.0	25.5	26.0	26.5	27.0	27.6
Marža [3]	%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%
Revenues	EUR/tonne	23,986,944	40,055,664	40,389,034	41,991,148	41,368,718	37,177,785	40,262,604	41,190,446	41,889,213	42,726,997	39,678,713	44,585,864	45,342,231	46,249,076
Prosječna prodajna cijena	EUR/tonne	25.7	25.5	25.2	25.0	24.7	24.3	24.0	24.5	25.0	25.5	26.0	26.5	27.0	27.6
Troškovi proizvodnje po Fichtner [EUR/tonne	23.8	23.6	23.4	23.1	22.8	22.5	22.2	22.7	23.1	23.6	24.1	24.5	25.0	25.5
Profitna marža [5]	EUR/tonne	1.9	1.9	1.9	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0

Izvor: Fichtner, EPCG

RUP – Scenario cijena sa fiksnom maržom od 8,0% (nastavak)

		FY35	FY36	FY37	FY38	FY39	FY40	FY41	FY42	FY43	FY44	FY45	FY46	FY47	FY48
Prodaja	tone	1,677,807	1,682,815	1,677,807	1,677,807	1,627,723	1,532,564	1,677,807	1,677,807	1,677,807	1,682,815	1,527,555	1,377,304	1,377,304	1,682,815
Cijene															
TE Pljevlja II [2]	EUR/tonne	28.1	28.7	29.3	29.8	30.4	31.0	31.7	32.3	32.9	33.6	34.3	35.0	35.7	36.4
Marža [3]	%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%
Revenues	EUR/tonne	47,174,057	48,261,173	49,079,889	50,061,487	49,538,456	47,575,209	53,125,650	54,188,163	55,271,927	56,545,656	52,355,219	48,149,636	49,112,628	61,206,836
Prosječna prodajna cijena	EUR/tonne	28.1	28.7	29.3	29.8	30.4	31.0	31.7	32.3	32.9	33.6	34.3	35.0	35.7	36.4
Troškovi proizvodnje po Fichtner [EUR/tonne	26.0	26.6	27.1	27.6	28.2	28.7	29.3	29.9	30.5	31.1	31.7	32.4	33.0	33.7
Profitna marža [5]	EUR/tonne	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.7

Izvor: Fichtner, EPCG

RUP – Scenario cijena sa fiksnom maržom od 8,0% (nastavak)

		FY49	FY50	FY51	FY52	FY53	FY54	FY55	FY56	FY57	FY58	FY59	FY60
Prodaja	tone	1,677,807	1,527,555	1,677,807	1,682,815	1,677,807	1,677,807	1,527,555	1,682,815	1,677,807	1,677,807	1,677,807	1,532,564
Cijene													
TE Pljevlja II [2]	EUR/tonne	37.1	37.8	38.6	39.4	40.2	41.0	41.8	42.6	43.5	44.3	45.2	46.1
Marža [3]	%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%
Revenues	EUR/tonne	62,245,167	57,804,392	64,759,871	66,252,248	67,376,170	68,723,693	63,820,720	71,713,564	72,930,133	74,388,736	75,876,511	70,694,258
Prosječna prodajna cijena	EUR/tonne	37.1	37.8	38.6	39.4	40.2	41.0	41.8	42.6	43.5	44.3	45.2	46.1
Troškovi proizvodnje po Fichtner [EUR/tonne	34.4	35.0	35.7	36.5	37.2	37.9	38.7	39.5	40.2	41.1	41.9	42.7
Profitna marža [5]	EUR/tonne	2.7	2.8	2.9	2.9	3.0	3.0	3.1	3.2	3.2	3.3	3.3	3.4

Izvor: Fichtner, EPCG

[1] Potrošnja uglja TERMOELEKTRANA Pljevlja II zasnovana na Studiji izvodljivosti

[2] Prodajna cijena uglja termoelektrani Pljevlja pretpostavlja 8% porasta jediničnih troškova proizvodnje. Brojevi su izraženi nominalno

[3] Porast je primjenjen na nominalnu jedinicu troškova proizvodnje

[4] Nominalni jedinični troškovi proizvodnje zasnovani na Fichtnerovoj studiji (2021 – 2025.) i pretpostavljaju konstantan rast od 2,0% u jedinici troškova od 2026. na ovamo i

[5] Profit margin per tonne of coal based on the difference in w eighted average selling price and unit production costs

Dio	Strana
Riječnik pojmova	5
Rezime	7
Izvori informacija	13
Sponzor projekta	15
Makroekonomsko okruženje	19
Energetski sektor u Crnoj Gori	24
Dostupnost uglja i projekcija cijene	36
Prognoza cijene električne energije	46
Investiciona analiza projekta	50

POYRY je angažovan radi pripreme prognoze veleprodajne cijene električne energije u Crnoj Gori, koja bi poslužila kao input za finansijski model za Studiju izvodljivosti. Sve prognoze koje je pripremio POYRY su realne, tj. u cijenama za 2015. godinu

POYRY scenariji

	Cijena goriva i uglja	Potražnja el. Rast BDP-a	Obnovljivi energije	Nove rast	termoelektrane
Visoki scenario	Visoke	Visok	Visoka	Visok	CCS Lignit
Centralni scenario	Centralne	Centralni	Centralna	Centralni	GT
Niski scenario	Niske	Nizak	Niska	Nizak	n/a

Izvor: Studija veleprodajnih cijena električne energije

Uvod

- POYRY Management Consulting je angažovan kako bi ispitao tržište električne energije u Crnoj Gori i pripremio svoje projekcije koje se odnose na veleprodajne cijene električne energije. Analiza predstavlja značajan input za Studiju izvodljivosti jer ista služi za procjenu prihoda generisanih od potencijalne nove termoelektrane.
- POYRY je svoj posao obavio tokom aprila i maja 2016. godine, sa prvim kvartalom 2016. koji je korišten kao krajnji datum za projekciju. Period projekcije koji pokriva analiza obuhvata period do 2040. godine.
- Značajno je napomenuti da su sve prognoze koje je pripremio i obezbjedio POYRY realne, tj. isključuju inflaciju. Prema tome, sve cijene koje su uzete od prognoziranih veleprodajnih cijena i koje se koriste u finansijskom modelu koji je nominalan, moraju prvo biti indeksirane za inflaciju kako bi se uskladile sa osnovicom cijene.

Analizirani scenariji

- Studija o veleprodajnoj cijeni električne energije ispituje očekivani razvoj cijena električne energije u Crnoj Gori u skladu sa tri analizirana scenarija.
- Osnovni razlozi za razmatranje postavljanja različitih scenarija su sljedeći:
 - Razvoj cijena goriva i uglja:
 - Očekivani stvarni rast BDP-a u Crnoj Gori;
 - Potražnja za električnom energijom u Crnoj Gori i regionu;
 - Rast obnovljivih izvora; i
 - Planirane nove termoelektrane u Crnoj Gori.
- Na osnovu ovih glavnih pokretača, POYRY je definisao visoki, centralni i niski scenario kao što je to prikazano u tabeli lijevo.
- Opis pojedinačnih scenarija je predstavljen u nastavku.

Korištenjem različitih kombinacija ključnih pokretača, POYRY postavlja tri različita scenarija razvoja cijene. Niti jedan od ovih scenarija ne uračunava jednokratne događaja koji ne mogu biti predviđeni sa ma kojim nivoom sigurnosti. Odabrali smo centralni /srednji/ scenario za Studiju izvodljivosti.

Prognoze cijena

- Korištenjem ovih scenarija, POYRY je procjenio godišnju vremenski ponderisanu prosječnu («TWA» - time-weighted average) veleprodajnu cijenu električne energije. Projekcije veleprodajne cijene odražavaju osnovni nivo ravnoteže cijene na tržištu u Crnoj Gori, na osnovu osnovnih pokretača.
- Treba napomenuti da u stvarnosti, mogu postojati značajne varijacije u osnovnim cijenama. Takve varijacije pokreću faktori koji nisu obuhvaćeni POYRY-evim modelom, kao što su temperatura, značajni ispadi u radu termoelektrane ili neočekivani tehnički kvarovi. Međutim, ovi efekti se ne mogu prognozirati i oni se smatraju jednokratnim događajima koji mogu poremetiti nivoe cijene.
- U visokom scenariju, veleprodajna cijena električne energije naglo raste, potaknut neočekivanim povećanjem cijena goriva i troškova emisije uglja. Povećanje cijena sa 50 EUR/MWh u 2016. na 160 EUR/MWh u 2040. godini. U ranim godinama do oko 2019. godine, značajan rast cijena goriva pokreće veleprodajnu cijenu električne energije na gore. Sa druge strane, cijene gasa rastu kontinuirano do oko 2026. godine, kada se stabilizuju. Ovo vodi do povećanja cijena električne energije takođe s obzirom da je više stranih elektrana sa pogonom na gas na margini tada. Dalje, troškovi za ugalj imaju uticaj na cijene električne energije, do 2022. godine indirektno kroz uvoz i izvoz sa Italijom. U kasnijim godinama, one takođe imaju direktan uticaj jer Crna Gora učestvuje u EU ETS> Prolaz počinje 2022. godine i dostiže 100% do 2027. godine. Ovo ima poseban uticaj na veleprodajne cijene električne energije. TWA cijena električne energije tokom cjelog perioda koji je pregledan je ispod 117 EUR/MWh.
- U centralnom scenariju, veleprodajna cijena električne energije počinje od 38 EUR/MWh u 2016. godini, pada na 36 EUR/MWh u 2017. godini, prije oporavka i stabilnog rasta na 97 EUR/MWh u 2040. godini. Početni pad u cijeni električne energije nastaje uslijed pada cijena uglja tokom 2017. godine, nakon čega slijedi oporavak tokom 2018. godine a potom rast, zajedno sa cijenama gasa, do 2025. godine. Dok cijena gasa nastavlja da raste za period koji se posmatra, cijene uglja se stabilizuju. Ukratko, rast cijena električne energije uglavnom povlači rast cijena gasa nakon 2025. godine kao i dugoročno posmatrano troškovi za ugalj. Cijene uglja posebno utiču na veleprodajne cijene električne energije kada je dostignut puni prolaz uglja tokom 2032. godine. U Crnoj Gori, strani CCGT uglavnom postavlja cijene počevši od 2020-ih godina, što takođe za rezultat ima rast cijena. TWA cijena električne energije tokom cjelokupnog posmatranog perioda iznosi 74 EUR/MWh.

- U niskom scenariju, veleprodajna cijena električne energije pada do 2017. godine, kada dostiže niskih 26 EUR/MWh, prije stabilnog rasta i dostizanja cijene od 42 EUR/MWh u 2026. godini. U ovom trenutku, očekuje se stabilizacija cijena električne energije. Pad u veleprodajnim cijenama električne energije tokom 2017. godine je izazvan smanjenjem cijena goriva. Od 2029., cijene električne energije ponovo počinju rasti, dostižući 49 EUR/MWh u 2040. Prema ovom scenariju, POYRY pretpostavlja da se Crna Gora nije pridružila EU ETS u periodu koji se posmatra i, prema tome, cijene uglja nemaju direktan uticaj na cijenu električne energije. Dok cijene uglja nastavljaju pad u periodu koji se posmatra, cijene gasa padaju do 2018., dostižući 14 EUR/MWh. Cijene gasa ostaju na istom nivou do 2020. prije rasta na 18 EUR/MWh tokom kasnih 2030-ih, što dovodi do pritiska na rast cijena električne energije srednjeročno. Slično visokom i centralnom scenariju, u niskom scenariju strani CCGT-i sve češće postavljaju cijene od 2020-ih i kasnije. Međutim, uslijed niskih cijena gasa, veleprodajne cijene električne energije se ne povećavaju tako značajno kao u preostala dva scenarija. TWA cijena električne energije tokom perioda koji se posmatra iznosi 41 EUR/MWh.
- Detaljna prognoza veleprodajne cijene shodno ova tri scenarija je predstavljena u tabeli i grafiku na sljedećoj stranici.

Odabrani scenario

- Na osnovu našeg razumjevanja pretpostavki koje je koristio POYRY kako bi stvorio prognozu veleprodajne cijene električne energije, za Studiju izvodljivosti smo odabrali centralni scenario.
- Sljedeće su glavni razlozi za to:
 - Makroekonomske pretpostavke zajedno sa konsenzusom tržišta;
 - Očekivani razvoji u industriji zajedno sa rezultatima naših analiza (TERMOELEKTRANA planovi i obnovljivi izvori energije);
 - Stabilan izgled cijena goriva i opšte potražnje na tržištu; i
 - Regulacija emisije CO2 zajedno sa pogledom na relevantne državne organe u Crnoj Gori.

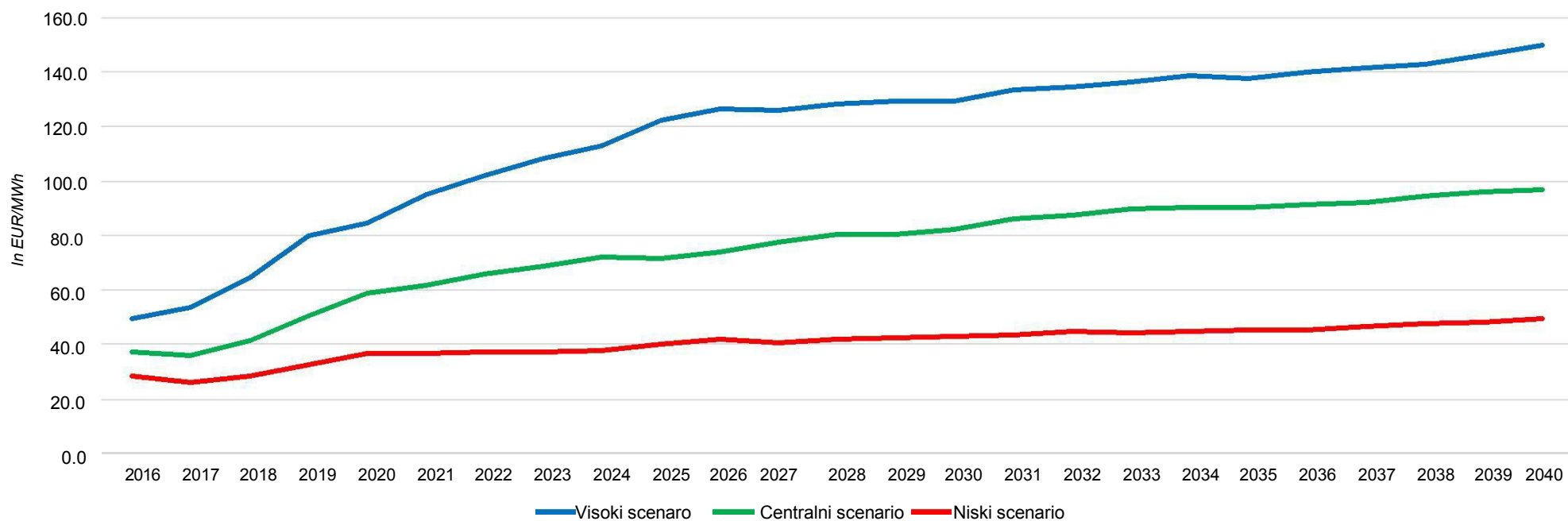
Korištenjem različitih kombinacija ključnih pokretača, POYRY postavlja tri različita scenarija razvoja cijene. Niti jedan od ovih scenarija ne uračunava jednokratne događaja koji ne mogu biti predviđeni sa ma kojim nivoom sigurnosti

POYRY Prognoza veleprodajne cijene električne energije

EUR/MWh (real)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Visoki scenario	49.7	53.7	64.7	80.2	84.4	95.0	102.1	108.4	113.4	122.5	126.7	126.1	128.5	129.5	129.8	133.7	134.9	136.7	139.1	137.6	140.0	142.1	143.3	146.9	150.3
Centralni scenario	37.5	36.1	41.5	50.5	58.9	61.6	65.9	69.0	72.5	72.0	74.1	77.7	80.5	80.8	82.5	86.3	87.7	89.8	90.5	90.5	91.5	92.4	94.4	96.0	97.2
Niski scenario	28.7	26.5	28.4	32.4	36.6	36.5	37.6	37.3	38.0	40.5	41.8	40.9	41.9	42.5	43.3	43.9	45.0	44.2	44.7	45.6	45.4	46.7	48.1	48.1	49.3

Izvor: Studija veleprodajne cijene električne energije

POYRY Prognoza veleprodajne cijene električne energije



Izvor: POYRY

Dio	Strana
Riječnik pojmova	5
Rezime	7
Izvori informacija	13
Sponzor projekta	15
Makroekonomsko okruženje	19
Energetski sektor u Crnoj Gori	24
Dostupnost uglja i projekcija cijene	36
Prognoza cijene električne energije	46
Investiciona analiza projekta	50

Projekcije za Termoelektranu Pljevlja II obuhvataju period izgradnje Termoelektrane i četrdeset godina rada elektrane. Pretpostavljena vrijednost EPC ugovora iznosi 321.7 miliona EUR

Uvod

- Finansijske projekcije za Termoelektranu Pljevlja II pretpostavljaju da će pregovori sa Skoda Praha biti uspješni te da će termoelektrana («TERMOELEKTRANA») biti izgrađena u skladu sa specifikacijama koje su predstavljene u Nacrtu predloga za Novu generatorsku jedinicu II u Termoelektrani Pljevlja, Crna Gora.
- Finansijske projekcije pretpostavljaju da će pregovori sa Skoda Praha i finansijerima Projekta trajati do kraja 2016. godine. Aktivnosti pripreme za izgradnju bi trajale do aprila 2018. godine, kada se pretpostavlja da će započeti gradnja. Nakon dvije godine izgradnje i još šest mjeseci probnog perioda, Komercijalni početak rada («COD») je projektovan za oktobar 2021. godine.
- Pretpostavlja se da će ukupna investicija u EPC biti na nivou od 321.7 miliona EUR. Napominjemo da ovaj iznos nije isti onome koji je Škoda Praha prvobitno ponudila već je ovo iznos koji je EPCG iznijela Škodi Praha kao kontra ponudu.
- Dodatne investicije obuhvataju investiranje u odlagalište u iznosu od 25 miliona EUR, razvojne troškove u iznosu od 29 miliona EUR i druge troškove u iznosu od 23 miliona EUR. Uz to, drugi troškovi u iznosu od 23 miliona EUR zapravo predstavljaju 5% nepredviđenih troškova koji se primjenjuju na EPC i razvojne troškove.
- Pretpostavlja se da će TERMOELEKTRANA Pljevlja II raditi četrdeset godina. Tokom ovog perioda, pretpostavka je da će se elektrana održavati shodno instrukcijama koje su date u predviđenom planu održavanja, koji obezbjeđuje Škoda Praha.
- Prve dvije godine rada predstavljaju garantni period, tokom koje se od TERMOELEKTRANA Pljevlja II očekuje da radi sa smanjenim kapacitetom (92% mogućeg vremena nakon planiranih zastoja). Nakon garantnog perioda, predviđeno je da kapacitet bude 95%.
- Tokom 26 i 27 godine rada, predviđena je revizalizacija TERMOELEKTRANA. Tokom obje ove godine, TERMOELEKTRANA Pljevlja II će biti zatvorena na 3 mjeseca. Troškovi revizalizacije se procjenjuju na 15% od troškova izgradnje TERMOELEKTRANA Pljevlja II, prilagođeni inflaciji.
- Tokom posljednje godine rada, predviđeno je da je neophodno 10 miliona EUR realno ili 24 miliona EUR nominalno za prekid rada TERMOELEKTRANA Pljevlja II.

Termoelektrana Pljevlja II će biti puštena u probni rad 31. marta 2020. godine, a komercijalni rad će započeti 1. oktobra 2020. godine. Do prestanka rada elektrane će se doći 31. decembra 2060. godine

Datum	Aktivnost
31. decembar 2016.	Finansijsko zatvaranje ("FC")
1. april 2018.	Početak izgradnje
31. mart 2020.	Kraj izgradnje; početak probnog perioda
1. oktobar 2020.	Završetak probnog perioda, COD
30. septembar 2022.	Završetak garantnog perioda
1. januar 2026.	Početak primjene takse za emisiju ugljenika
31. decembar 2060.	Završetak komercijalnog rada

Stavka(e)	Postavka	Izvor(i)
CAPEX (uključujući sve troškove probnog perioda prije COD-a)	<p>Najznačajnija CAPEX stavka jeste oprema TERMOELEKTRANA Pljevlja II, kupljena u skladu sa EPC ugovorom. Postavka je da ukupni troškovi EPC ugovora iznose 321,7 milion EUR.</p> <p>Inženjerski troškovi pred izgradnje obuhvataju reviziju preliminarnog projekta (50 hiljada EUR), reviziju glavnog projekta i inženjerske troškove (500 hiljada EUR), i pripremu lokacije (50 hiljada EUR).</p> <p>Drugi troškovi tokom izgradnje se sastoje od 1% carine na uvezenu EPC opremu (3,1 milion EUR) i inženjerske troškove tokom izgradnje (5,7 miliona EUR).</p> <ul style="list-style-type: none"> SPV troškovi se sastoje od administrativnih troškova i vlasničkog osiguranja u iznosu od 7,9 miliona EUR tokom cjelokupnog perioda izgradnje. Svi inženjerski troškovi i troškovi u vezi sa SPV nisu dio EPC i oni će biti namireni direktno od sponzora projekta. Troškovi probnog perioda obuhvataju troškove zaposlenih i troškove za ugalj za probni period od 6 mjeseci. Postavka je da će TERMOELEKTRANA potrošiti količinu od 83.500 tona uglja mjesečno tokom probnog perioda. 	<ul style="list-style-type: none"> EPC ugovor je zasnovan na Nacrtu EPC ugovora, koji je ponudila Škoda Praha i o kojem pregovara sa EPCG. Vrijednost EPC ugovora je zasnovana na kontra ponudi EPCG Škodi Praha. Ostale pretpostavke je obezbjedila EPCG.
Prihodi od prodaje električne energije	<ul style="list-style-type: none"> Na osnovu postavke neto kapaciteta od 232 MW i prosječnog kapaciteta od 92% tokom garantnog perioda i 95% tokom ostatka rada. Časovi održavanja su zasnovani na Planu održavanja koji je obezbjedila Škoda Praha. Nakon što se časovi održavanja oduzmu od ukupnog broja časova za svaki period, Goreoznačeni faktor korisnosti se primjenjuje kako bi se dobili neto radni sati za svaki period. Cijena el. energije je zasnovana na projekcijama veleprodajne cijene el. energije (centralni scenario) za Crnu Goru, koje je pripremio POYRY. Kako su cijene prikazane u studiji realne, One su dalje prilagođene za dugoročne projektovane inflacije od 2% za sve periode. Napominjemo da smo prilagodili naniže u centralnom slučaju za prognoze cijene el. energije, koje je pripremio POYRY, za 10,0% kako bi inputi bili umjereniji od očekivanog prosjeka. Napominjemo da u investicionu analizu nisu uključeni prihodi od grijanja, koji se mogu smatrati umjerenom postavkom Troškovi za ugalj su vezani sa kupovinom uglja iz Rudnika uglja Pljevlja. Specifična potrošnja uglja je postavljena na 0.98 kg po kWh. Ovaj iznos pretpostavlja kalorijsku vrijednost uglja od 9,259 KJ/kg i neto generisanu efikasnost od 39,5%. Projektovana cijena uglja uzima u obzir troškove proizvodnje uglja uključujući štednju i optimizaciju, prema Fitchneru. Tako dobijeni troškovi proizvodnje uglja su dalje povećani za maržu od 8% kako bi se dobila konačna cijena za kupovinu uglja. 	<ul style="list-style-type: none"> Nacrt EPC ugovora i Plan Održavanja koji je obezbjedila Skoda Praha. Projekcije veleprodajnih cijena el. energije (centralni slučaj) za Crnu Goru, koji je pripremio POYRY Kapacitet nakon garantnog perioda je obezbjedila EPCG. Studija Fichtnera i EPCG.

Stavka(e)	Postavka	Izvor(i)
Drugi materijali	<ul style="list-style-type: none"> • Troškovi za dizel gorivo su projektovani na nivou od 13 tona mjesečno, sa postavljenom cijenom od EUR 1.000 po toni. • Troškovi korištenja vode su projektovani na postavljenih 700 m³ vode po satu rada i cijeni od EUR 0.02 po m³. • Potrošnja krečnjaka je postavljena na nivo od 6 tona po satu. Cijena krečnjaka je projektovana na nivo od EUR 20 po toni. • Troškovi za hemikalije su postavljeni na nivo od 250 hiljada EUR godišnje. • Potrošnja amonijuma su postavljeni na nivo od 285 kilograma po satu. Cijena amonijuma je projektovana na nivou od EUR 155 po kg. 	<ul style="list-style-type: none"> • Obezbjedila EPCG.
Održavanje	<ul style="list-style-type: none"> • Troškovi održavanja se sastoje od troškova godišnjeg održavanja, održavanja turbine i kotla i revitalizacije. • Godišnje održavanje, u trajanju od 30 dana tokom kojeg nema rada, projektovani su kao funkcija EPC ugovora i vremena na sljedeći način: <ul style="list-style-type: none"> ➢ 0.25% od EPC ugovora u prve tri godine nakon COD-a te tri godine nakon revitalizacije; i ➢ 1.20% drugo. • Održavanje turbine i kotla je projektovano u skladu sa Planom održavanja, koji je prilagođen u odnosu na inflaciju. Održavanje i turbine i bojlera su postavljeni tako da se vrše istovremeno sa godišnjim održavanjem, kako bi vrijeme utrošeno na održavanje bilo što kraće. • Revitalizacija je projektovana tokom 26. i 27. godine života TERMOELEKTRANA Pljevlja II. Tokom obje ove godine, TERMOELEKTRANA Pljevlja II će biti zatvorena na 3 mjeseca. Troškovi revitalizacije su procijenjeni na 15% od troškova izgradnje TERMOELEKTRANA Pljevlja II, prilagođeni za inflaciju. Redovno održavanje nije neophodno u godinama revitalizacije. 	<ul style="list-style-type: none"> • Plan održavanja, koji je obezbjedila Škoda Praha. • Pretpostavke koje se odnose na godišnje održavanje i revitalizaciju elektrane je obezbjedila EPCG.

Stavka(e)	Postavka	Izvor(i)
Nadoknada za emisiju ugljenika i druge nadoknade	<ul style="list-style-type: none"> Taksa za emisiju ugljenika se odnosi na obavezu proizvođača električne energije koji koriste fosilna goriva da plate nadoknadu za svaku tonu CO₂ emitovanu u atmosferu. Količina emitovanog CO₂ je obračunata primjenom faktora od 0,95 od količine uglja koji je sagoreo u TERMOELEKTRANA-u. Na osnovu Dopisa od Ministarstva održivog razvoja i turizma, pretpostavka je da će primjena naknade za emisiju ugljenika početi 2026. godine, sa 13% prolaza. Puni 100% prolaz će biti ostvaren u 2031. godini. Cijena naknade za emisiju ugljenika je zasnovana na projekcijama veleprodajne cijene el. energije (centralni slučaj) za Crnu Goru, koju je pripremio POYRY. Kako su cijene date u Studiji realne, one su dalje prilagođene za dugoročne projekcije inflacije od 2% u svim priodima. Početna naknada za emisiju ugljenika koju je predvidio POYRY u svojoj studiji je 34,7 EUR po toni CO₂ u 2026. (prva godina primjene) u vrijednosti novca 2014. godine. Napominjemo da smo prilagodili nadole centralni slučaj prognoze naknade za emisiju ugljenika, koju je pripremio POYRY, za 10,0% kako bi inputi bili umjereni od očekivanog prosjeka. Druge nadoknade obuhvataju protivpožarnu nadoknadu (0,04% prihoda) i generisana a naknada od EUR 1,7 po MWh. 	<ul style="list-style-type: none"> Dopis od Ministarstva održivog razvoja i turizma Projekcije veleprodajnih cijena el. energije (centralni slučaj) za Crnu Goru, koji je pripremio POYRY. Preostale postavke je obezbjedila EPCG.
	Plate	<ul style="list-style-type: none"> Troškovi plata su zasnovani na bruto platama od EUR 1,65 hiljada mjesečno, za 147 zaposlenih i prilagođeni za inflaciju.
Administrativni i drugi troškovi	<ul style="list-style-type: none"> Administrativni troškovi obuhvataju opšte administrativne troškove u iznosu od 400 hiljada EUR godišnje i godišnje TERMOELEKTRANA osiguranje od 0,7% od EPC troškova. 	<ul style="list-style-type: none"> Obezbjedila EPCG.
Porez i otpisivanje	<ul style="list-style-type: none"> Korporativni porez na prihod se primjenjuje po tekućoj stopi od 9% za cjelokupni projektovani period. PDV nije uključen u finansijske projekcije, jer se pretpostavlja da će kupovina EPC biti izuzeta od PDV-a. Amortizacija je projektovana linearno, korisni život je procenjen na 40 godina za zgrade, 15 godina za tehničku opremu i 25 godina za EPC opremu. 	<ul style="list-style-type: none"> Obezbjedila EPCG.
Obrtni kapital	<ul style="list-style-type: none"> Obrtni kapital je projektovan korištenjem dnevnog povrata na sljedeći način: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Zalihe – 15 dana; ➤ Potraživanja – 30 dana; i ➤ Dospijeća – 30 dana. 	<ul style="list-style-type: none"> Obezbjedila EPCG.

Projekat CAPEX iznosi EUR 371.9 miliona, bez SPV i troškova probnog perioda

CAPEX (osim radova tokom izgradnje)

U milionima EUR

EPC troškovi bez nepredviđenih situacija	321.7
Drugi građevinski troškovi bez nepredviđenih situacija	8.1
Deponija CAPEX, prije CoD	25.0
Inženjerski troškovi pred izgradnje	0.6
Nepredviđene situacije – razvojni troškovi	0.4
Nepredviđene situacije - razvojni troškovi	16.1
Ukupno CAPEX	371.9

Projekat CAPEX

- Projekat CAPEX se uglavnom sastoji od EPC troškova u iznosu od 321.7 miliona EUR.
- Na inženjerske i razvojne troškove otpada 8,7 miliona EUR tokom cijelog perioda izgradnje i probnog perioda.
- Predviđeno je da bi investicija u deponiju neophodnu za rad Pljevlja II iznosila 25 miliona EUR.
- Projektovani su dodatni nepredviđeni troškovi u iznosu od EUR 16.4 miliona (5% EPC i razvojnih troškova).

Projektovani korisni život Termoelektrane Pljevlja II je 40 godina a projekcije obuhvataju period između FY16 i FY60, uključujući godine utrošene na pripremu projekta i godine izgradnje

Ključne operativne projekcije

	jedinica	FY16	FY17	FY18	FY19	FY20	FY21	FY22	FY23	FY24	FY25	FY26	FY27	FY28	FY29	FY30
Neto sati rada tokom godine	sat	-	-	-	-	-	1,965	7,156	7,288	7,661	7,638	6,954	7,638	7,661	7,638	7,638
Neto TE proizvodnja	MWh	-	-	-	-	-	438,541	1,596,861	1,626,425	1,709,602	1,704,514	1,551,871	1,704,514	1,709,602	1,704,514	1,704,514
Prodajna cijena struje, nominalna	EUR / MWh	34	34	40	49	59	62	68	73	78	79	83	89	94	96	100
Ukupna potrošnja uglja	tone	-	-	-	-	-	932,669	1,571,840	1,600,941	1,682,815	1,677,807	1,527,555	1,677,807	1,682,815	1,677,807	1,677,807
Emisija CO2	tone	-	-	-	-	-	873,921	1,472,831	1,500,099	1,576,816	1,572,123	1,431,336	1,572,123	1,576,816	1,572,123	1,572,123
Nivo primene CO2 regulative	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	13%	30%	48%	65%	83%
Troškovi CO2 emisije	EUR / tona CO2	7	7	10	14	19	22	25	28	32	35	39	42	44	47	49

	jedinica	FY31	FY32	FY33	FY34	FY35	FY36	FY37	FY38	FY39	FY40	FY41	FY42	FY43	FY44	FY45
Neto sati rada tokom godine	sat	6,954	7,661	7,638	7,638	7,638	7,661	7,638	7,638	7,410	6,977	7,638	7,638	7,638	7,661	6,954
Neto TE proizvodnja	MWh	1,551,871	1,709,602	1,704,514	1,704,514	1,704,514	1,709,602	1,704,514	1,704,514	1,653,633	1,556,959	1,704,514	1,704,514	1,704,514	1,709,602	1,551,871
Prodajna cijena struje, nominalna	EUR / MWh	107	111	115	119	121	125	129	134	139	143	146	149	152	155	158
Ukupna potrošnja uglja	tone	1,527,555	1,682,815	1,677,807	1,677,807	1,677,807	1,682,815	1,677,807	1,677,807	1,627,723	1,532,564	1,677,807	1,677,807	1,677,807	1,682,815	1,527,555
Emisija CO2	tone	1,431,336	1,576,816	1,572,123	1,572,123	1,572,123	1,576,816	1,572,123	1,572,123	1,525,194	1,436,029	1,572,123	1,572,123	1,572,123	1,576,816	1,431,336
Nivo primene CO2 regulative	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Troškovi CO2 emisije	EUR / tona CO2	52	55	58	61	64	68	72	76	80	84	86	88	89	91	93

	jedinica	FY46	FY47	FY48	FY49	FY50	FY51	FY52	FY53	FY54	FY55	FY56	FY57	FY58	FY59	FY60
Neto sati rada tokom godine	sat	6,270	6,270	7,661	7,638	6,954	7,638	7,661	7,638	7,638	6,954	7,661	7,638	7,638	7,638	6,977
Neto TE proizvodnja	MWh	1,399,228	1,399,228	1,709,602	1,704,514	1,551,871	1,704,514	1,709,602	1,704,514	1,704,514	1,551,871	1,709,602	1,704,514	1,704,514	1,704,514	1,556,959
Prodajna cijena struje, nominalna	EUR / MWh	162	165	168	171	175	178	182	186	189	193	197	201	205	209	213
Ukupna potrošnja uglja	tone	1,377,304	1,377,304	1,682,815	1,677,807	1,527,555	1,677,807	1,682,815	1,677,807	1,677,807	1,527,555	1,682,815	1,677,807	1,677,807	1,677,807	1,532,564
Emisija CO2	tone	1,290,549	1,290,549	1,576,816	1,572,123	1,431,336	1,572,123	1,576,816	1,572,123	1,572,123	1,431,336	1,576,816	1,572,123	1,572,123	1,572,123	1,436,029
Nivo primene CO2 regulative	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Troškovi CO2 emisije	EUR / tona CO2	95	97	99	101	103	105	107	109	111	113	116	118	120	123	125

Izvor: EPCG, Poyry, Skoda Praha, Deloitte analiza

Ključne operativne projekcije

- Neto radni sati su zasnovani na Planu održavanja koji je obezbjedila Škoda Praha kao i na pretpostavljenoj korisnosti od 92% tokom garantnog perioda i 95% nakon isteka garantnog perioda.
- Neto TERMOELEKTRANA Pljevlja II izlaz u MWh je zasnovan na neto radnim satima i neto izlaznom kapacitetu od 232 MW, na osnovu nacrta EPC ugovora.
- Cijena električne energije je obezbjeđena u zasebnom izvještaju (Projekcije veleprodajne cijene električne energije za Crnu Goru, koje je pripremio POYRY). Kako projekcije predviđaju cijene električne energije realno, morali smo ih prilagoditi za projektovanu stopu inflacije od 2%. Dodatno prilagođavanje od 10% nadole je primjenjeno radi toga da inputi budu umjereniji od očekivanog prosjeka.

- Ukupna potrošnja uglja je zasnovana na postavci koju je obezbjedila EPCG da će neto generisana efikasnost elektrane biti 39,50% te na kalorijskoj vrijednosti uglja od 9,259 KJ/kg shodno Fichtnerovoj studiji. Ove postavke za rezultat su imale specifičnu potrošnju od 9,114 kJ/kWh.
- Uz ugajl potrošen u radu, projekcije su obuhvatile ugajl koji se koristi za testiranje i probni rad, tokom 6 mjeseci probnog perioda prije COD-a. Shodno informacijama dobijenim od EPCG, tokom probog perioda, TERMOELEKTRANA Pljevlja II će koristiti 83,500 tone uglja mjesečno.
- Plaćanje nadoknade za emisiju ugljenika je predviđeno za početak tokom FY26, sa punim prolazom ostvarenim u FY31. Napominjemo da smo prilagodili nadole centralni slučaj za prognoze nadoknade za emisiju ugljenika, koju je pripremio POYRY, za 10,0% da bi inputi bili umjereniji od očekivanog prosjeka.

Projektovano je da Termoelektrana Pljevlja II započne rad u FY21

Datum početka komercijalnog rada

Prihodi od prodaje električne energije počinju u FY21, nakon šestomjesečnog probnog perioda.

Bilans uspjeha

U EUR miliona	FY16	FY17	FY18	FY19	FY20	FY21	FY22	FY23	FY24	FY25	FY26	FY27	FY28	FY29	FY30
Prihodi od prodaje el.energije	-	-	-	-	-	27.1	106.8	116.1	130.8	132.2	126.3	148.4	157.2	160.5	167.2
Ugalj	-	-	-	-	-	(11.1)	(40.1)	(40.4)	(42.0)	(41.4)	(37.2)	(40.3)	(41.2)	(41.9)	(42.7)
Ostali materijal	-	-	-	-	-	(0.5)	(1.9)	(2.0)	(2.1)	(2.1)	(2.0)	(2.2)	(2.2)	(2.3)	(2.3)
CO2 i ostale naknade	-	-	-	-	-	(0.8)	(2.8)	(2.8)	(3.0)	(3.0)	(14.2)	(27.8)	(41.1)	(55.7)	(71.8)
Zarade	-	-	-	-	-	(0.8)	(3.3)	(3.3)	(3.4)	(3.5)	(3.5)	(3.6)	(3.7)	(3.8)	(3.8)
Održavanje	-	-	-	-	-	-	(0.9)	(0.9)	(1.1)	(5.1)	(7.1)	(5.0)	(5.4)	(5.1)	(5.3)
Zatvaranje elektrane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Administrativni troškovi	(0.6)	(0.7)	(1.7)	(2.2)	(2.2)	(2.3)	(2.6)	(2.5)	(2.4)	(2.3)	(2.2)	(2.1)	(2.0)	(1.9)	(1.8)
Troškovi test perioda	-	-	-	-	-	(11.6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	(0.6)	(0.7)	(1.7)	(2.2)	(2.2)	0.1	55.3	64.2	76.8	74.9	60.1	67.5	61.5	49.9	39.5
Amortizacija	-	-	-	-	-	(4.5)	(18.1)	(18.1)	(18.1)	(18.1)	(18.1)	(18.1)	(18.1)	(18.1)	(18.1)
EBIT	(0.6)	(0.7)	(1.7)	(2.2)	(2.2)	(4.5)	37.3	46.1	58.8	56.8	42.0	49.4	43.4	31.9	21.4
Porez	-	-	-	-	-	-	(2.3)	(4.1)	(5.3)	(5.1)	(3.8)	(4.4)	(3.9)	(2.9)	(1.9)
NOPAT	(0.6)	(0.7)	(1.7)	(2.2)	(2.2)	(4.5)	34.9	41.9	53.5	51.7	38.2	44.9	39.5	29.0	19.5

Troškovi probnog perioda

Troškovi probnog perioda obuhvataju plate zaposlenih u radu i troškovi uglja neophodni za početak rada, početne zalihe i testiranje učinka u FY21.

Druge nadoknade

Svi troškovi shodno Nadoknadi za emisiju ugljenika i drugim nadoknadama tokom godina FY21 do FY25 odgovaraju samo drugim nadoknadama. Nadoknada za emisiju ugljenika se primjenjuje od FY26.

Glavni pokretač troškova u projektovanom periodu je nadoknada za emisiju ugljenika, koja raste sa oko 8 EUR po toni u prvoj godini do 125 EUR po toni u FY60, nominalno

Bilans uspjeha (nastavak)

U EUR miliona	FY31	FY32	FY33	FY34	FY35	FY36	FY37	FY38	FY39	FY40	FY41	FY42	FY43	FY44	FY45
Prihodi od prodaje el.energije	162.3	185.4	193.1	198.4	202.5	213.4	219.1	228.2	229.9	223.4	249.4	254.4	259.5	265.5	245.8
Ugalj	(39.7)	(44.6)	(45.3)	(46.2)	(47.2)	(48.3)	(49.1)	(50.1)	(49.5)	(47.6)	(53.1)	(54.2)	(55.3)	(56.5)	(52.4)
Ostali materijal	(2.2)	(2.4)	(2.5)	(2.5)	(2.6)	(2.6)	(2.7)	(2.7)	(2.8)	(2.8)	(2.9)	(2.9)	(3.0)	(3.1)	(3.1)
CO2 i ostale naknade	(75.6)	(87.8)	(92.2)	(97.1)	(102.3)	(110.2)	(115.9)	(122.0)	(125.0)	(124.3)	(138.4)	(141.2)	(144.0)	(147.3)	(136.8)
Zarade	(3.9)	(4.0)	(4.1)	(4.1)	(4.2)	(4.3)	(4.4)	(4.5)	(4.6)	(4.7)	(4.8)	(4.9)	(5.0)	(5.1)	(5.2)
Održavanje	(9.3)	(5.4)	(5.6)	(6.1)	(5.8)	(6.5)	(6.1)	(6.3)	(8.1)	(9.6)	(6.7)	(7.3)	(6.9)	(7.1)	(11.2)
Zatvaranje elektrane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Administrativni troškovi	(1.7)	(1.6)	(1.5)	(1.4)	(1.3)	(1.3)	(1.3)	(1.4)	(1.4)	(1.4)	(1.4)	(1.5)	(1.5)	(1.5)	(1.6)
Troškovi test perioda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	29.8	39.6	42.0	40.9	39.2	40.1	39.5	41.3	38.5	33.0	42.1	42.4	43.8	44.8	35.6
Amortizacija	(18.1)	(18.1)	(18.1)	(18.1)	(18.1)	(16.8)	(11.4)	(11.4)	(11.4)	(11.4)	(11.4)	(11.4)	(11.4)	(11.4)	(11.4)
EBIT	11.8	21.5	23.9	22.8	21.1	23.3	28.1	29.9	27.1	21.6	30.7	31.0	32.4	33.4	24.2
Porez	(1.1)	(1.9)	(2.2)	(2.1)	(1.9)	(2.1)	(2.5)	(2.7)	(2.4)	(1.9)	(2.8)	(2.8)	(2.9)	(3.0)	(2.2)
NOPAT	10.7	19.6	21.8	20.8	19.2	21.2	25.6	27.2	24.7	19.6	27.9	28.2	29.5	30.4	22.0

Porez na dobit preduzeća

Porez na dobit preduzeća je obračunat primjenom stope od 9% koja je primjenljiva u Republici Crnoj Gori. Svi procjenjeni gubici u prvim godinama rada su prenešeni kako bi se procjenio očekivani iznos poreza.

Troškovi emisije ugljenika

Rast troškova emisije ugljenika sa EUR 8 po toni u FY16 na EUR 125 u FY60, na osnovu studije Poyry-a i prilagođeni za dugoročnu stopu inflacije od 2% i dodatnih 10% nadole, kao što je ranije objašnjeno.

Održavanje

Projekcije održavanja su zasnovane na Planu održavanja, koji je obezbjedila Skoda Praha te na pretpostavkama koje je obezbjedila EPCG.

Veći troškovi u drugoj polovini projektovanog životnog ciklusa obuhvataju revitalizaciju TermoelektranE Pljevlja II u iznosu od 87 miliona EUR i njeno zatvaranje u iznosu od 24 miliona EUR

Bilans uspjeha (nastavak)

U EUR miliona	FY46	FY47	FY48	FY49	FY50	FY51	FY52	FY53	FY54	FY55	FY56	FY57	FY58	FY59	FY60
Prihodi od prodaje el.energije	226.1	230.6	287.4	292.2	271.4	304.0	311.1	316.3	322.7	299.6	336.7	342.4	349.3	356.2	331.9
Ugalj	(48.1)	(49.1)	(61.2)	(62.2)	(57.8)	(64.8)	(66.3)	(67.4)	(68.7)	(63.8)	(71.7)	(72.9)	(74.4)	(75.9)	(70.7)
Ostali materijal	(3.2)	(3.3)	(3.3)	(3.4)	(3.5)	(3.5)	(3.6)	(3.7)	(3.7)	(3.8)	(3.9)	(4.0)	(4.0)	(4.1)	(4.2)
CO2 i ostale naknade	(126.1)	(128.7)	(159.5)	(162.2)	(151.0)	(168.8)	(172.6)	(175.6)	(179.1)	(166.7)	(186.9)	(190.0)	(193.8)	(197.7)	(184.6)
Zarade	(5.3)	(5.4)	(5.5)	(5.6)	(5.7)	(5.8)	(5.9)	(6.0)	(6.2)	(6.3)	(6.4)	(6.5)	(6.7)	(6.8)	(6.9)
Održavanje	(44.6)	(45.5)	(1.8)	(2.4)	(5.6)	(8.1)	(8.9)	(8.4)	(8.6)	(15.3)	(8.9)	(9.2)	(10.0)	(9.5)	(14.4)
Zatvaranje elektrane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(24.4)
Administrativni troškovi	(1.6)	(1.6)	(1.7)	(1.7)	(1.7)	(1.8)	(1.8)	(1.8)	(1.9)	(1.9)	(1.9)	(2.0)	(2.0)	(2.1)	(2.1)
Troškovi test perioda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	(2.8)	(2.9)	54.4	54.7	46.1	51.3	51.9	53.4	54.4	41.8	57.0	57.8	58.2	60.2	24.6
Amortizacija	(3.2)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)
EBIT	(6.1)	(3.4)	53.9	54.2	45.6	50.8	51.4	52.9	53.9	41.3	56.4	57.3	57.7	59.7	24.1
Porez	-	-	(4.9)	(4.9)	(4.1)	(4.6)	(4.6)	(4.8)	(4.9)	(3.7)	(5.1)	(5.2)	(5.2)	(5.4)	(2.2)
NOPAT	(6.1)	(3.4)	49.1	49.3	41.5	46.2	46.8	48.2	49.1	37.5	51.4	52.1	52.5	54.3	21.9

Revitalizacija

U FY26 i FY27 života TTP-a, predviđena je revitalizacija. Pretpostavka je da će revitalizacija koštati 15% početnih EPC troškova, prilagođena za inflaciju (ukupno 87 miliona EUR nominalno).

Zatvaranje elektrane

Pretpostavlja se da će elektrana raditi do kraja FY60. Predviđeno je da će nominalni troškovi zatvaranja iznositi 24.4 miliona EUR.

Od FY22 naprijed, prilog novca je pozitivan svih godina, uključujući i period revitalizacije

Projekcija novčanih tokova

U EUR miliona	FY16	FY17	FY18	FY19	FY20	FY21	FY22	FY23	FY24	FY25	FY26	FY27	FY28	FY29	FY30
Prihodi od prodaje el.energije	-	-	-	-	-	27.1	106.8	116.1	130.8	132.2	126.3	148.4	157.2	160.5	167.2
Ukupni operativni rashodi	(0.6)	(0.7)	(1.7)	(2.2)	(2.2)	(27.0)	(51.5)	(51.9)	(53.9)	(57.3)	(66.2)	(80.9)	(95.7)	(110.6)	(127.8)
Promena u NOK-u	0.1	(0.1)	0.2	0.0	0.0	(6.3)	(0.8)	(1.2)	(0.8)	(0.2)	1.0	0.2	0.5	1.0	0.9
Porez	-	-	-	-	-	-	(2.3)	(4.1)	(5.3)	(5.1)	(3.8)	(4.4)	(3.9)	(2.9)	(1.9)
Kapitalna ulaganja	(0.1)	(0.5)	(69.1)	(126.0)	(163.6)	(12.7)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Neto projektni novčani tok	(0.5)	(1.3)	(70.6)	(128.2)	(165.7)	(19.0)	52.2	58.8	70.7	69.6	57.2	63.3	58.1	48.1	38.5

U EUR miliona	FY31	FY32	FY33	FY34	FY35	FY36	FY37	FY38	FY39	FY40	FY41	FY42	FY43	FY44	FY45
Prihodi od prodaje el.energije	162.3	185.4	193.1	198.4	202.5	213.4	219.1	228.2	229.9	223.4	249.4	254.4	259.5	265.5	245.8
Ukupni operativni rashodi	(132.5)	(145.8)	(151.2)	(157.5)	(163.4)	(173.2)	(179.6)	(186.9)	(191.4)	(190.4)	(207.3)	(212.0)	(215.7)	(220.6)	(210.2)
Promena u NOK-u	(0.5)	(0.1)	(0.3)	0.0	0.1	1.0	0.0	(0.2)	0.2	0.5	(1.0)	(0.1)	(0.2)	(0.1)	0.9
Porez	(1.1)	(1.9)	(2.2)	(2.1)	(1.9)	(2.1)	(2.5)	(2.7)	(2.4)	(1.9)	(2.8)	(2.8)	(2.9)	(3.0)	(2.2)
Kapitalna ulaganja	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Neto projektni novčani tok	28.3	37.5	39.5	38.8	37.4	39.0	37.0	38.4	36.3	31.6	38.3	39.6	40.8	41.7	34.4

U EUR miliona	FY46	FY47	FY48	FY49	FY50	FY51	FY52	FY53	FY54	FY55	FY56	FY57	FY58	FY59	FY60
Prihodi od prodaje el.energije	226.1	230.6	287.4	292.2	271.4	304.0	311.1	316.3	322.7	299.6	336.7	342.4	349.3	356.2	331.9
Ukupni operativni rashodi	(228.9)	(233.5)	(232.9)	(237.5)	(225.3)	(252.7)	(259.1)	(262.9)	(268.2)	(257.9)	(279.7)	(284.6)	(291.0)	(296.1)	(307.3)
Promena u NOK-u	3.3	(0.0)	(5.2)	(0.1)	0.9	(0.7)	(0.1)	(0.2)	(0.1)	1.2	(1.6)	(0.1)	(0.1)	(0.2)	3.1
Porez	-	-	(4.9)	(4.9)	(4.1)	(4.6)	(4.6)	(4.8)	(4.9)	(3.7)	(5.1)	(5.2)	(5.2)	(5.4)	(2.2)
Kapitalna ulaganja	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Neto projektni novčani tok	0.5	(2.9)	44.4	49.8	42.9	46.0	47.2	48.5	49.4	39.3	50.3	52.5	52.9	54.6	25.5

Period izgradnje

Projektovani protok novca (iznos radnih i investicionih protoka novca) je negativan do završetka TERMOELEKTRANA-a i COD.

Obrtni kapital

Protoci novca u vezi sa obrtnim kapitalom su zasnovani na 15 dana neizmirenih zaliha, 30 dana neizmirenih dugovanja kupaca i 30 dana neizmirenih dospjeća. Protok novca obrtnog kapitala ima manji uticaj na projektovane protoke novca.

Period rada

Protoci novca su pozitivni tokom svih godina nakon COD-a, počevši od FY22.

Procjenjena neophodna stopa povrata investicija u Projektu je 9,0%, pretpostavljajući strukturu kapitala sa 30% finansiranja iz kapitala i 70% zaduženja

TE Pljevlja II – Neophodna stopa povrata

Stopa bez rizika	5.75%
Beta koeficijent	0.95
Premija na kapitalni rizik	6.5%
Premija na veličinu rizika	3.8%
Premija na specifični rizik projekta	1.0%
Troškovi kapitala	16.7%
Efektivna kamatna stopa	6.4%
Stopa poreza	9.0%
Trošak duga	5.82%
Akcija uloženog kapitala	30.0%
Dug na investirani kapital	70.0%
Ponderisani prosječni troškovi kapitala	9.00%

Izvor: Deloitte analiza

Neophodna stopa povrata

- Kako bi se testirala izvodljivost projekta TERMOELEKTRANA Pljevlja II, procijenili smo neophodnu stopu povrata za ulaganje u projekat ove vrste i slične profile rizika. Procjenjena stopa se koristi za poređenje sa internom stopom povrata u Projektu.
- Koristili smo sljedeće parametre kako bismo procijenili troškove kapitala:
 - **Stopa bez rizika** – na osnovu dobiti najnovijih izdatih Obveznica Vlade Crne Gore (EUR);
 - **Beta koeficijent** – na osnovu prosečnog beta koeficijenta u industriji u Evropi od 0.95;
 - **Premija na kapitalni rizik** – na osnovu procjene Deloittea;
 - **Premija na veličinu rizika** – na osnovu premije za mikro-cap kompanije u skladu sa Ibbotson (izdanje 2015.);
 - **Premija na specifičan rizik projekta** – na osnovu procjene rizika projekta (1.0%).
- Korištenjem gorenavedenih ulaznih podataka, procijenili smo trošak kapitala na 16.7%.
- Dalje, koristili smo sljedeće parametre kako bismo procijenili trošak duga:
 - **Efektivna kamatna stopa** – na osnovu pune efektivne kamatne stope, uzimajući u obzir zamjene/swap stope za 6mEuribor (0.53%), maržu (2.0%) i ostalih troškova finansiranja (odobrenje kredita, raspoloživost, ECI, agencijski troškovi);
 - **Stopa poreza** – na osnovu zakonske stope od 9.0%;
- Procijenjeni trošak duga nakon plaćanja poreza je 5.82%.
- Korištenjem očekivane strukture kapitala, koja se sastoji od 30% akcija i 70% duga, procijenili smo ponderisane prosječne troškove kapitala od (oko) **9.0%**. Ova stopa odgovara procijenjenoj neophodnoj stopi povrata Projekta.

Projekat NPV, nakon korekcije cijene električne energije i CO2 za -10%, iznosi 48 miliona EUR a projekat IRR je 10,7%. Kako je NPV projekat pozitivan a IRR projekat veći od neophodnog povrata od 9,0%, možemo zaključiti da je Projekat Termoelektrana Pljevlja II izvodljiv

Ključni ishodi profitabilnosti – prije promjene cijene

	Proračunati	Potrebni	Zaključak
Project IRR (nominalni uslovi)	13.16%	9.00%	IZVODLJIV
NPV Projekat (nominalni uslovi)	126,347		IZVODLJIV

Ključni ishodi profitabilnosti – nakon promjene cijene

	Proračunati	Potrebni	Zaključak
Project IRR (nominalni uslovi)	10.69%	9.00%	IZVODLJIV
NPV Projekat (nominalni uslovi)	47,945		IZVODLJIV

Izvodljivost projekta

- Izvodljivost Projekta TE Pljevlja II se procjenjuje koristeći protok gotovine na projektu, tj. nezavisno od finansiranja.
- Analizirali smo profitabilnost pre i posle korekcije cijene električne energije i CO2 za 10%.
- IRR projekta, na osnovu protoka gotovine na projektu, iznosi 13.1% (prije promjene cijene električne energije i CO2 za 10%) i 10.7% (nakon promjene cijene električne energije i CO2 za 10%).
- Radi proračuna NPV, korišćena je diskontna stopa od 9.0%.
- Na osnovu protoka gotovine na projektu i nominalne diskontne stope od 9.0%, NPV vrijednosti Projekta TE Pljevlja II iznosi približno 126 miliona EUR (zaokružena vr.), kada se koristi centralni scenarijo cijene struje i CO2, i 48 miliona EUR (zaokružena vr.), kada se cijene struje i CO2 umanje za 10.0%.
- I IRR i NPV navode na zaključak da je Projekat TE Pljevlja II izvodljiv.

NPV Projekta Termoelektrana Pljevlja II ostaje pozitivan kada se testira na osjetljivost tri ključna inputa

Analiza osjetljivosti - pretpostavke

	Niski	Osnovni	Visoki
Električna snaga i faktor usaglašavanja CO2	80%	90%	100%
Početni datum naknade za emisiju ugljenika	12/31/2024	12/31/2025	12/31/2026
Premija za cijenu uglja nad troškovima proizvodnje	10%	8%	6%

Analiza osjetljivosti - NPV Projekta

U milionima EUR	Niski	Osnovni	Visoki
Električna snaga i faktor usaglašavanja CO2	(30.5)	47.9	126.3
Početni datum naknade za emisiju ugljenika	27.2	47.9	68.1
Premija za cijenu uglja nad troškovima proizvodnje	42.8	47.9	53.1

Analiza osjetljivost

- Osjetljivost zaključka da je Projekat TE Pljevlja II izvodljiv je testirana putem podešavanja sledećih polaznih parametara:
 - Premija za cijenu uglja koja se naplaćuje dodatno na trošak proizvodnje;
 - Početni datum naknade za emisiju ugljenika;
 - Električna snaga i faktor usaglašavanja naknade za emisiju ugljenika.
- Svi parametri su testirani u niskim, osnovnim i visokim scenarijima, u kojima su svi preostali parametri smatrani za konstantne. Dobijeni rezultati su onda upoređeni sa osnovnim slučajem NPV Projekta, koji već uključuje umanjeње cijene struje i CO2 za 10%.
- Kao što je prikazano u dijagramu sa lijeve strane, NPV Projekta je najosjetljivija na na cijenu električne energije i naknadu za emisiju ugljenika. Međutim, scenarijo sa 20% smanjenjem cijene električne energije i CO2 u odnosu na centralni scenarijo pripremljen od strane POYRY-a se smatra izuzetno malo vjerovatnim.
- Početni datum naknade za emisiju ugljenika ima veliki uticaj na NPV Projekta, imajući u vidu da raniji start primjene naknade za emisiju ugljenika za jednu godinu smanjuje NPV Projekta sa približno EUR 47.9 miliona na približno 27.2 miliona EUR.

Senior preuzimanje duga je zasnovano na Garantnom pismu, koje je poslala Izvozna banka Češke EPCG u martu 2015. godine

Ključni uslovi finansiranja

Stavka	Ponuda	Opis
ČEB finansiranje	85%	Od izvoznog ugovora
Finansiranje lokalnih troškova	30%	Ne može premašiti 30%. ECV = Vrijednost CZ + isporuka u 3. zemlju
Avansno plaćanje	15%	Od izvoznog ugovora koju plaća uvoznik (SPV) izvozniku (SP)
Kapital	30%	30% kapitala ili 10% kapitala i 20% subordinirani dug
Dostupnost	36	U mjesecima
Period otplate	12	U godinama, nakon završetka perioda dostupnosti
Interval otplate	6	U mjesecima, tj. polugodišnje otplate
Marža kamatne stope	2.5% - 2.8%	Sa mogućnošću pregovaranja
Taksa za strukturiranje	0.95%	Od izvoznog kredita (iznos glavnice kredita)
Agencijska taksa	30,000	u EUR na datum svake godišnjice kredita
Nadoknada za obavezu	0.50%	Na nepovučeni iznos tokom perioda dostupnosti
Premija osiguranja	14.19%	Od iznosa glavnice kredita
Premija osiguranja koju finansiraju Zajmodavci	100%	Od premije osiguranja

Izvor: Garantno pismo od 19. marta 2015. godine; Deloitte analiza

Procjena premije osiguranja

Stavka	Ponuda	Opis
Vrijednost ugovora	319.1	mEUR;
Kapital	47.9	mEUR; avansno plaćanje po SPV
Zaduženje	271.2	mEUR; finansiranje premije pred-osiguranja
Procjena premije osiguranja		
Prilagođeni bilans kredita	298.6	mEUR; ukupno finansiranje
Ukupna premija osiguranja	54.8	mEUR; ukupna premija
Finansiranje kapaciteta	27.4	mEUR; premija koja se finansira iz kapaciteta

Izvor: Garantno pismo od 19. marta 2015. godine; Deloitte analiza

SPV finansiranje akcionara

Stavka	Ponuda	Opis
Avansno plaćanje	47.9	mEUR; plativo nakon odobrenja kredita
Premija osiguranja	27.4	mEUR; plativo nakon odobrenja kredita
Taksa za strukturiranje	2.8	mEUR; plativo nakon odobrenja kredita
Nadoknada za obavezu	2.5	mEUR; plativo tokom 36 mjeseci
Agencijska taksa	[]	nematerijalan mEUR; koristi se za finansiranje nepredviđenih situacija i/ili fond za isplatu dugova
Rezervisani račun	15.2	dugova
<i>Rezervisani račun kao % troškova izgradnje</i>	<i>4.8%</i>	pretpostavljena vrijednost ugovora EUR319.1m
SPV sredstva	95.7	mEUR, 100% kapitala ili 33% kapitala i 67% subordiniranog kredita

Izvor: Garantno pismo od 19. marta 2015. godine; Deloitte analiza

Post-finansijski protoci novca

- Kako bi u potpunosti procjenili izvodljivost Projekta, predstavljamo projekcije post-finansijskih protoka novca, koje uzima u obzir finansijske protoke novca uz protoke novca iz rada i istražne aktivnosti.
- Post-finansijski protoci novca su projektovani na osnovu Garantnog pisma koje je Izvozna banka Češke poslala EPCG u martu 2015. godine.
- Postavka je da će viši kredit obezbijediti klub zajmodavaca koje predvodi CEB za finansiranje 85% EPC ugovora (EUR 273 miliona) i 50% Export Credit Insurance ("ECI"), u iznosu od EUR 45 miliona. Ukupan iznos obezbjeđenih finansija je EUR 318 miliona.
- Pretpostavlja se da će preostala sredstva neophodna za finansiranje Projekta obezbijediti sponzor Projekta.
- Pretpostavka je da će 15% vrijednosti EPC biti obezbjeđeno na početku Projekta i to će ih obezbijediti sponzor Projekta u iznosu od EUR 48 miliona.

Termoelektrana Pljevlja II počinje ostvarivati prihode u FY21

Projekcija novčanih tokova vlasnicima kapitala

U EUR miliona	FY16	FY17	FY18	FY19	FY20	FY21	FY22	FY23	FY24	FY25	FY26	FY27	FY28	FY29	FY30
Prihodi od prodaje el.energije	-	-	-	-	-	27.1	106.8	116.1	130.8	132.2	126.3	148.4	157.2	160.5	167.2
Ukupni operativni rashodi	(0.6)	(0.7)	(1.7)	(2.2)	(2.2)	(27.0)	(51.5)	(51.9)	(53.9)	(57.3)	(66.2)	(80.9)	(95.7)	(110.6)	(127.8)
Promena u NOK-u	0.1	(0.1)	0.2	0.0	0.0	(6.3)	(0.8)	(1.2)	(0.8)	(0.2)	1.0	0.2	0.5	1.0	0.9
Porez	-	-	-	-	-	-	-	(1.4)	(4.5)	(4.4)	(3.1)	(3.9)	(3.4)	(2.5)	(1.6)
Novčani tok iz operativne aktivnosti	(0.4)	(0.8)	(1.5)	(2.2)	(2.2)	(6.3)	54.5	61.6	71.6	70.3	57.9	63.8	58.6	48.5	38.8
Kapitalna ulaganja	(0.1)	(0.5)	(69.1)	(126.0)	(163.6)	(12.7)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sopstveni kapital	3.8	2.6	22.7	36.2	42.9	23.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Novčani tok iz aktivnosti investiranja	3.3	1.3	(47.8)	(92.0)	(122.8)	4.3	54.5	61.6	71.6	70.3	57.9	63.8	58.6	48.5	38.8
Promena u MRA	-	-	-	-	-	(8.8)	(0.6)	-	-	2.3	-	-	2.3	-	-
Naknade kreditora	(3.2)	(1.4)	(1.2)	(1.0)	(0.2)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)
ECI	-	(44.9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Novčani tok iz operativne i investicione aktivnosti	0.1	(45.0)	(49.1)	(93.0)	(123.0)	(4.5)	53.8	61.6	71.5	72.6	57.9	63.8	60.9	48.5	38.8
Pozajmice	-	44.9	49.2	93.0	123.0	8.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vraćanje kredita	-	-	-	-	-	(5.8)	(23.6)	(24.4)	(25.2)	(26.1)	(26.9)	(27.8)	(28.8)	(29.7)	(30.7)
Kamata	-	-	-	-	-	(8.4)	(10.6)	(9.8)	(9.0)	(8.1)	(7.3)	(6.4)	(5.4)	(4.5)	(3.5)
Novčani tok nakon finansiranja	0.1	(0.1)	0.2	0.0	0.0	(10.4)	19.6	27.4	37.3	38.4	23.7	29.6	26.7	14.3	4.6
Promena u DSRA	-	-	-	-	-	-	(2.8)	-	-	-	-	-	-	-	-
Novčani tok vlasnicima kapitala	0.1	(0.1)	0.2	0.0	0.0	(10.4)	16.9	27.4	37.3	38.4	23.7	29.6	26.7	14.3	4.6
Kumulativni novčani tok	0.1	0.0	0.2	0.2	0.2	(10.2)	6.6	34.0	71.3	109.7	133.3	162.9	189.6	203.9	208.5

Osiguranje izvoznog kredita

Pretpostavljeno da će u potpunosti biti plaćeno pri Zatvaranju finansiranja.

Protoci novca tokom izgradnje

Potrebe za protokom novca tokom izgradnje su ispunjene prilivom od sponzora Projekta i iz Seniorskog kredita.

Pretpostavka je da će se dividende raspodjeliti sponzoru Projekta tek nakon otplate Seniorskog kredita (tj. nakon FY33)

Projekcija novčanih tokova vlasnicima kapitala (nastavak)

U EUR miliona	FY31	FY32	FY33	FY34	FY35	FY36	FY37	FY38	FY39	FY40	FY41	FY42	FY43	FY44	FY45
Prihodi od prodaje el.energije	162.3	185.4	193.1	198.4	202.5	213.4	219.1	228.2	229.9	223.4	249.4	254.4	259.5	265.5	245.8
Ukupni operativni rashodi	(132.5)	(145.8)	(151.2)	(157.5)	(163.4)	(173.2)	(179.6)	(186.9)	(191.4)	(190.4)	(207.3)	(212.0)	(215.7)	(220.6)	(210.2)
Promena u NOK-u	(0.5)	(0.1)	(0.3)	0.0	0.1	1.0	0.0	(0.2)	0.2	0.5	(1.0)	(0.1)	(0.2)	(0.1)	0.9
Porez	(0.8)	(1.8)	(2.1)	(2.1)	(1.9)	(2.1)	(2.5)	(2.7)	(2.4)	(1.9)	(2.8)	(2.8)	(2.9)	(3.0)	(2.2)
Novčani tok iz operativne aktivnosti	28.5	37.6	39.6	38.8	37.4	39.0	37.0	38.4	36.3	31.6	38.3	39.6	40.8	41.7	34.4
Kapitalna ulaganja	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sopstveni kapital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Novčani tok iz aktivnosti investiranja	28.5	37.6	39.6	38.8	37.4	39.0	37.0	38.4	36.3	31.6	38.3	39.6	40.8	41.7	34.4
Promena u MRA	-	-	4.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Naknade kreditora	(0.0)	(0.0)	(0.0)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ECI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Novčani tok iz operativne i investicione aktivnosti	28.5	37.6	44.2	38.8	37.4	39.0	37.0	38.4	36.3	31.6	38.3	39.6	40.8	41.7	34.4
Pozajmice	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vraćanje kredita	(31.7)	(32.8)	(25.3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kamata	(2.5)	(1.4)	(0.3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Novčani tok nakon finansiranja	(5.7)	3.4	18.6	38.8	37.4	39.0	37.0	38.4	36.3	31.6	38.3	39.6	40.8	41.7	34.4
Promena u DSRA	-	-	2.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Novčani tok vlasnicima kapitala	(5.7)	3.4	21.4	38.8	37.4	39.0	37.0	38.4	36.3	31.6	38.3	39.6	40.8	41.7	34.4
Cumulative cash flow	202.7	206.1	227.5	266.3	303.7	342.8	379.8	418.2	454.5	486.1	524.5	564.0	604.8	646.5	680.9

Seniorski kredit

Seniorski kredit će biti otplaćen do FY33.

Slobodni novčani tokovi

Svi novčani tokovi nakon servisiranja operativnih trošova i kredita biće na raspolaganju vlasnicima projekta

Projekat je pozitivan kada se radi o novcu tokom čitavog perioda. Osim početnih ulaganja u Projekat, EPCG ne bi trebala dalje da ga podržava iz protoka novca koje generiše iz drugih sredstava

Projekcija novčanih tokova vlasnicima kapitala (nastavak)

U EUR miliona	FY46	FY47	FY48	FY49	FY50	FY51	FY52	FY53	FY54	FY55	FY56	FY57	FY58	FY59	FY60
Prihodi od prodaje el.energije	226.1	230.6	287.4	292.2	271.4	304.0	311.1	316.3	322.7	299.6	336.7	342.4	349.3	356.2	331.9
Ukupni operativni rashodi	(228.9)	(233.5)	(232.9)	(237.5)	(225.3)	(252.7)	(259.1)	(262.9)	(268.2)	(257.9)	(279.7)	(284.6)	(291.0)	(296.1)	(307.3)
Promena u NOK-u	3.3	(0.0)	(5.2)	(0.1)	0.9	(0.7)	(0.1)	(0.2)	(0.1)	1.2	(1.6)	(0.1)	(0.1)	(0.2)	3.1
Porez	0.5	0.3	(4.9)	(4.9)	(4.1)	(4.6)	(4.6)	(4.8)	(4.9)	(3.7)	(5.1)	(5.2)	(5.2)	(5.4)	(2.2)
Novčani tok iz operativne aktivnosti	1.0	(2.6)	44.4	49.8	42.9	46.0	47.2	48.5	49.4	39.3	50.3	52.5	52.9	54.6	25.5
Kapitalna ulaganja	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sopstveni kapital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Novčani tok iz aktivnosti investiranja	1.0	(2.6)	44.4	49.8	42.9	46.0	47.2	48.5	49.4	39.3	50.3	52.5	52.9	54.6	25.5
Promena u MRA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Naknade kreditora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ECI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Novčani tok iz operativne i investicione aktivnosti	1.0	(2.6)	44.4	49.8	42.9	46.0	47.2	48.5	49.4	39.3	50.3	52.5	52.9	54.6	25.5
Pozajmice	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vraćanje kredita	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kamata	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Novčani tok nakon finansiranja	1.0	(2.6)	44.4	49.8	42.9	46.0	47.2	48.5	49.4	39.3	50.3	52.5	52.9	54.6	25.5
Promena u DSRA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Novčani tok vlasnicima kapitala	1.0	(2.6)	44.4	49.8	42.9	46.0	47.2	48.5	49.4	39.3	50.3	52.5	52.9	54.6	25.5
Cumulative cash flow	681.9	679.3	723.6	773.4	816.3	862.3	909.5	958.0	1,007.5	1,046.8	1,097.1	1,149.6	1,202.5	1,257.1	1,282.7

Pozicija novca

Projekat će biti pozitivan u pogledu novca tokom perioda izgradnje i rada. Prema tome, Sponzor ne bi trebao da obezbjeđuje dodatni kapital za podršku Projekta osim početnog doprinosa u kapitalu i pokrivanju test perioda



About Deloitte

"Deloitte" is the brand under which tens of thousands of dedicated professionals in independent firms throughout the world collaborate to provide audit, consulting, financial advisory, risk management, tax and legal services to selected clients. These firms are members of Deloitte Touche Tohmatsu Limited (DTTL), a UK private company limited by guarantee. Each member firm provides services in a particular geographic area and is subject to the laws and professional regulations of the particular country or countries in which it operates. DTTL does not itself provide services to clients. DTTL and DTTL member firm are separate and distinct legal entities, which cannot obligate the other entities. DTTL and each DTTL member firm are only liable for their own acts or omissions, and not those of each other. Each of the member firms operates under the names "Deloitte", "Deloitte & Touche", "Deloitte Touche Tohmatsu", or other related names. Each DTTL member firm is structured differently in accordance with national laws, regulations, customary practice, and other factors, and may secure the provision of professional services in their territories through subsidiaries, affiliates, and/or other entities.

© 2016 Deloitte Serbia
© 2016 Deloitte Central Europe