

Projekat Spike

Nacrt Izveštaja o dubinskoj finansijskoj i tehničkoj analizi društva Green Gvozd d.o.o., Podgorica

Contents

Ključni nalazi	5
Finansijska dubinska analiza	7
Tehnička dubinska analiza	13
Prilozi	38

Darko Stanisavić

Partner

Office tel: +381 (11) 3812 134

Mobile tel: +381 65 316 43 50

Email: dstanisavic@deloittece.com

Dane Škorić

Rukovodilac

Sektor za finansijsko savetovanje

Office tel: +381 (11) 3819 151

Mobile tel: +381 65 224 67 96

Email: dskoric@deloittece.com

Važna napomena

Ovaj izveštaj je strogo poverljiv i namenjen je isključivo Naručiocima (kako je određeno ugovorom od 24. maja 2019. godine („Ugovor“).

Osim ukoliko je izričito naznačeno u Ugovoru, ovaj izveštaj se ne sme citirati ili koristiti kao referenca u bilo kojem dokumentu, kopirati i distribuirati (delimično ili u celini) trećim licima.

Nacrt izveštaja sadrži određen broj otvorenih pitanja koja su obeležena kockastim zagradama („[]“) koja zahtevaju dodatna pojašnjenja ili potvrdu od Rukovodstva. Zadržavamo pravo da dodamo, obrišemo ili izmenimo ovaj izveštaj po potrebi.

Niti jedna zainteresovana strana nema pravo da se osloni na ovaj izveštaj u bilo koju svrhu i Deloitte ne preuzima nikakvu odgovornost za sadržinu ovog izveštaja.

Ovaj izveštaj vam je dostupan u elektronskom i papirnom primerku. Postoji više verzija ovog izveštaja u različitim formatima. Samo se potpisana verzija može smatrati i konačnom.

Elektroprivreda Crne Gore a.d.

Vuka Karadžića 2
81402 Nikšić
Crna Gora

N/R: Branislav Pejović, finansijski direktor

**Deloitte d.o.o.**

Terazije 8

11000 Beograd

Srbija

Tel: + 381 11 3812 120

Fax: + 381 11 3812 112

www.deloitte.com/sr

Poštovana gospodine Pejoviću,

Projekat Spike

U prilogu Vam dostavljamo nacrt Izveštaja o dubinskoj finansijskoj i tehničkoj analizi ("Izveštaj") društva Green Gvozd d.o.o., Podgorica ("Društvo") pripremljen u skladu sa odredbama Ugovora o pružanju usluga dijagnostičke studije ("Ugovor") koji je potpisan 24. maja 2019. godine, kao i u skladu sa svim opštim i specifičnim napomenama navedenim u ovom Izveštaju. Ovaj Izveštaj je poverljiv i podleže ograničenjima u distribuciji u skladu sa Ugovorom.

Svrha ovog Izveštaja je da pruži odgovarajuće podatke Klijentu u vezi njegove namere za kupovinom i sticanjem manjinskog dela kapitala Društva, odnosno nalaze u vezi sa finansijskom i tehničkom analizom Društva. Sledstveno, nalazi izveštaja treba da pruže podršku u postupku daljih pregovora sa Društvom i definisanju nacrta Ugovora o kupoprodaji kapitala i Ugovora o kupoprodaji udela.

Napominjemo da je obim našeg posla bio ograničen limitiranim informacijama dostavljenim i prezentiranim od strane Društva do 20. maja 2019. godine. U skladu sa tim, molimo obratite pažnju na sekciju "Obim angažovanja i osnove pripreme" datu u ovom dokumentu u kojoj su navedeni obim našeg angažovanja, izvori informacija i ograničenja u našem angažmanu

Naše angažovanje je ograničeno u skladu sa ugovorenim obimom posla. Ne prihvatamo bilo kakvu odgovornost za stvari koje nisu obuhvaćene ovim Izveštajem ili su izostavljene usled ograničenog obima pružanja naših usluga. Naše angažovanje i Izveštaj ne mogu biti adekvatna zamena za detaljnu analizu, odnosno reviziju finansijskih izveštaja.

Sekcija Ključni nalazi nije sveobuhvatna, već ističe najznačajnije zaključke do kojih smo došli tokom finansijske analize, te je poželjno čitati ključne nalaze u celini sa ostatkom izveštaja i prilogima.

Ovaj Nacrt izveštaja je poverljiv i upućen isključivo primaocima, saglasno Ugovoru i podleže ograničenjima upotrebe navedenim u Ugovoru. Niti jedna strana nema pravo da se osloni na ovaj Nacrt izveštaja za bilo koju svrhu i mi ne prihvatamo nikakvu odgovornost ili obavezu za sadržaj, prema bilo kojoj strani.

S poštovanjem,

Darko Stanisavić
Partner, Sektor za finansijsko savetovanje
Deloitte d.o.o. Beograd

Osnov angažovanja

Izvršili smo dubinsku analizu finansijskih izveštaja, koji nisu bili predmet revizije, za 2016, 2017 i 2018. godinu društva *Green Gvozd d.o.o., Podgorica*. Takođe, izvršena je i dubinska tehnička analiza projektne dokumentacije

Obim anažovanja

Prema Ugovoru od 24. maja 2019. godine angažovani smo da izvršimo dubinsku finansijsku i tehničku analizu Društva za nerevidirane periode koji se završavaju 31. decembra 2016, 31. decembra 2017. kao i 31. decembra 2018. godine.

Vremenski okvir

Period našeg angažovanja je dve nedelje od momenta dostavljanja celokupne zahtevane dokumentacije. Ovaj Izveštaj je zasnovan na informacijama koje su nam dostavljene zaključno sa 20. maj 2019. godine („Datum preseka“) i nije ažuriran nakon tog datuma.

Izvor Informacija

Naš izveštaj je prevashodno zasnovan na dokumentaciji koja je dostavljena direktno od strane Društva, elektronskim putem. Pored navedenog određene informacije smo dobili tokom telefonskih razgovora sa Rukovodstvom Društva

Posećene lokacije	Tokom našeg angažmana nismo obilazili lokacije Ciljanog Društva već su održani telefonski sastanci.	
Osobe sa kojima smo razgovarali	Krešimir Condić Rajo Vulikić Julija Prelević	Izvršni direktor Ovlašćeni zastupnik Računovođa
Ograničenja obima angažovanja	Prilikom izrade ovog Izveštaja, Društvo je dostavilo sve zahtevane podatke i pružilo odgovore na postavljena pitanja u vezi sa finansijskom analizom.	
Kvalitet podataka	Tokom našeg angažmana nisu uočene nekonzistentnosti u pogledu prezentovanih finansijskih podataka. Društvo je dostavilo podatke na način koji smo smatrali neophodnim za svrhe naše analize.	

Ključni nalazi

Ključni nalazi	5
Finansijska dubinska analiza	7
Tehnička dubinska analiza	13
Prilozi	38

Ključni nalazi | Ključni nalazi

Oblast	Zapažanje	Implikacije
Predugovori o zakupu zemljišta i Predugovori o prodaji	<ul style="list-style-type: none"> Tokom našeg angažovanja, a na Dec18, Društvo je dostavilo 8 Predugovora o zakupu nepokretnosti kao i 29 Predugovora o kupoprodaji nepokretnosti, kojima se kaparišu zemljišta neophodna za početak projekta. Nakon izvršenih geodetskih snimanja, odnosno utvrđivanja stvarne površine kupljenih parcela u katastarskoj evidenciji, a najkasnije u roku od 4 godine od potpisivanja Predugovora, Društvo će zaključiti Ugovore o prodaji sa pomenutim fizičkim licima. Ukupna kapara za sve Predugovore o kupoprodaji nepokretnosti iznosi €66,2 hiljada, dok je preostali iznos za otkup zemljišta €19,0 hiljada. 	<ul style="list-style-type: none"> Saglasno pravnoj analizi, na osnovu Predugovora o zakupu Društvo ne može dobiti neophodne dozvole za početak građevinskih radova, tačnije projekta o izgradnji vetroelektrana i napona kroz dalekovod. Predlažemo da se dodatno provere imovinsko pravni odnosi, neposredno pre zaključenja Glavnog ugovora kao i da li je nepokretnost opterećena hipotekom, kamatama, porezima. Preostali iznos za otkup tretirali smo kao zaostatak u investiranju i predložili smo korekciju neto duga na više.
Investicije u toku	<ul style="list-style-type: none"> Shodno Računovodstvenom standardu 16, a koji se odnosi na priznavanje nekretnina i opreme kao i o investicijama u nekretnine, postrojenja i opremu, Društvo je kapitalizovalo sve troškove koji su u direktnoj vezi sa nepokretnosti. Osnovano priznavanje investicija odnosi se na Predugovore o zakupu, troškove notara i izrade projektnih elaborata. Za ostale investicije poput ispravke i demontaža stuba za merenje vetropotencijala u tuđem vlasništvu, čišćenje snega, trošak zakupa zemljišta, jednogodišnje osiguranje opreme za merenje vetropotencijala nismo dobili adekvatna objašnjenja zbog čega su bili predmet kapitalizacije. 	<ul style="list-style-type: none"> Priznavanjem svih troškova nastalih na parcelama predviđenim za izgradnju vetrogeneratora u investicije u toku, Društvo je u finansijskim izveštajima potcenilo troškova, a samim tim i gubitak, dok su osnovna sredstva precenjena.
Vredost investicije	<ul style="list-style-type: none"> U skladu sa poslednjim izveštajem organizacije Wind Europe (Wind energy in Europe in 2018 – Trends and statistic, February 2019, Wind Europe), u toku 2018. godine je u Evropi izgrađeno novih 12,5 GW kapaciteta u vetrogeneratorima, pri čemu je prosečna vrednost investicije u vetroelektrane €1.312/kW instalisane snage. Imajući to u vidu, ukupni investicioni troškovi za vetro-park Gvozd, sa instalisanom snagom od 54,6 MW, u skladu sa evropskim prosekom iznosili bi oko €72 miliona, što je za 5,3% veće u odnosu na procenjenu vrednost u priloženoj studiji od oko €68 miliona (uključujući troškove priključenja). 	<ul style="list-style-type: none"> Predlažemo da se dodatno razmotri i ispita odstupanje između evropske prosečne vrednosti investicije u vetroelektrane po kWh i visine predviđene investicije u projektu Gvozd.

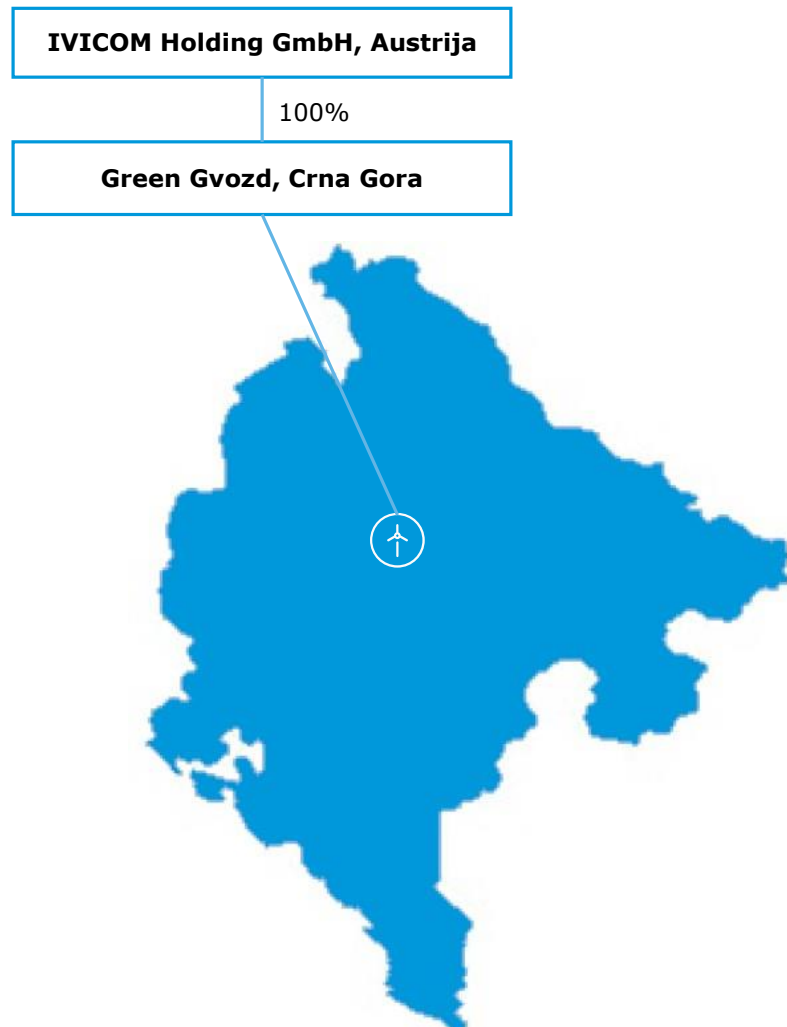


Finansijska dubinska analiza

Ključni nalazi	5
Finansijska dubinska analiza	7
Tehnička dubinska analiza	13
Prilozi	38

Finansijska dubinska analiza | Transakcije i poslovanje

Društvo je osnovano 2015 godine od strane kompanije IVICOM Holding GmbH, Austrija u cilju razvoja nove vetroelektrane Gvozd na teritoriji opštine Nikšić



O Društvu

- Društvo je osnovano 2015 godine od strane privatnog pravnog lica IVICOM Holding GmbH, Austrija u cilju razvoja nove vetroelektrane Gvozd na teritoriji opštine Nikšić.
- IVICOM je 2018. godine potpisao Memorandum o razumevanju sa javnom elektroenergetskom kompanijom, EPCG AD Nikšić, kojim je EPCG zainteresovan da sarađuje sa kompanijom IVICOM u razvoju Projekta kroz preuzimanje manjinskog udela u kompaniji Green Gvozd, uz opciju da u narednoj fazi preuzme i većinski udeo.
- Ulazak EPCG-a u manjinsko vlasništvo kompanije Green Gvozd će, između ostalog, biti ostvaren kroz eksproprijaciju preostalog zemljišta potrebnog za izgradnju Vetroeelktrane Gvozd, koje Green Gvozd nije uspeo da otkupi kroz direktne pregovore sa vlasnicima zemljišta
- Lokacija na kojoj je planirana izgradnja VE Gvozd se nalazi na teritoriji opštine Nikšić u Crnoj Gori. Najbliže naseljeno mesto lokaciji na kojoj je predviđena izgradnja VE Gvozd je selo Gvozd. Šavnik je udaljen oko 9 km severno, dok je Nikšić udaljen oko 12 km jugozapadno.

Finansijska dubinska analiza | Transakcije i poslovanje

Društvo nema poslovnih prihoda, već samo operativne troškove poslovanja, a najveći deo poslovne imovine odnosi se na investicije u toku (82,5%)

Bilans uspeha

€000	FY16	FY17	FY18
Poslovni prihodi	-	-	-
Poslovni rashodi	(8.5)	(11.4)	(16.9)
Troškovi zarada	(5.9)	(6.0)	(5.8)
Ostali operativni rashodi	(2.6)	(5.4)	(11.1)
EBITDA	(8.5)	(11.4)	(16.9)
Amortizacija	-	(3.4)	(4.5)
EBIT	(8.5)	(14.8)	(21.5)
Finansijski prihodi/rashodi	0.0	-	-
Ostali prihodi/rashodi	-	(0.7)	(0.2)
Neto dobit	(8.5)	(15.5)	(21.6)

Izvor: Bruto bilansi za 2016, 2017 i 2018. godinu

Bilans stanja

€000	Dec16	Dec17	Dec18
Stalna imovina	-	38.8	128.0
Nekretnine, postrojenja i oprema	-	26.9	22.3
Investicije u toku	-	11.9	105.7
Kratkorocna imovina	0.5	5.6	33.1
Gotovina i gotovinski ekvivalenti	0.1	3.5	24.8
PDV i AVR	0.4	2.0	8.3
Ukupna imovina	0.5	44.4	161.1
Kapital	(8.5)	(24.0)	(45.9)
Kratkorocne obaveze	9.0	68.4	207.0
Kratkorocni zajmovi	9.0	43.0	180.0
Obaveze iz poslovanja	-	25.4	26.9
Ostale kratkorocne obaveze	0.0	-	0.1
Ukupna pasiva	0.5	44.4	161.1

Izvor: Bruto bilansi za 2016, 2017 i 2018. godinu

Bilans uspeha

- Društvo nema poslovnih prihoda i osnovano je sa ciljem istraživanja vetropotencijala i razvoja projekata vetroelektrana na području Crne Gore.
- Troškovi zarada odnose na jednog zaposlenog i isplaćuju se do kraja meseca za prethodni mesec
- Na Dec18 najveći deo ostalih operativnih rashoda odnosi se na troškove sponzorstva *FK Nikšić* (€5 hiljada), knjigovodstvene usluge (€2,6 hiljada), kao i troškove održavanja sopstvenih vozila (€1,1 hiljada)

Bilans stanja

- Stalna imovina najvećim delom 82,5% odnosi se na investicije u toku, tačnije zakup i ugovorenu kupovinu zemljišta od fizičkih lica (data kapara), kao zavisne troškove u vezi sa zemljištem. Osim investicija u toku, Društvo poseduje i jedno vozilo nabavljeno 2017 godine, koje se amortizuje po godišnjoj stopi od 15%.
- Gotovina Društva potiče od kredita dobijenih od matičnog pravnog lica IVICOM Holding GmbH, Austrija.
- S obzirom da Društvo ne ostvaruje promet, potraživanja za PDV odnose se odbitni PDV po ulaznim računima, na koje Društvo ima pravo povraćaja od strane Poreske Uprave.
- Početkom 2016 godine, po osnovu Ugovora o zajmu sa matičnim društvom, odobren je kratkoročni zajam u maksimalnom iznosu do €100 hiljada sa godišnjom kamatnom stopom 0,01%. Pod istim uslovima, i sa istom kamatnom stopom, 01.10.2018. godine odobren je još jedan kratkoročni kredit od matičnog društva u maksimalnom iznosu do €200 hiljada. Matično društvo isplaćuje Društvu neophodan iznos kako bi se pokrila tekuća likvidnost.
- Obaveze iz poslovanja najvećim delom se odnose na neplaćeno vozilo dobavljaču *Autohaus A Ebner* u iznosu od €25,4k. Rukovodstvo nema saznanje, zašto pomenuta obaveza, koja datira iz 2017 godine nije izmirena.

Finansijska dubinska analiza | Bilans uspeha

Društvo nema poslovnih prihoda, te je iskazani EBITDA rezultat negativan u celokupnom posmatranom periodu

EBITDA Normalizacija

€000	2016	2017	2018
Iskazana EBITDA	(8.5)	(15.5)	(21.6)
Predložene korekcije			
1. Investicije u toku	-	(7.6)	(11.1)
Ukupne korekcije	-	(7.6)	(11.1)
Normalizovana EBITDA	(8.5)	(23.2)	(32.8)

Izvor: Informacije Rukovodstva, Deloitte analiza

EBITDA Normalizacija

- S obzirom da Društvo nema poslovnih prihoda i da je osnovano je sa ciljem istraživanja vetropotencijala i razvoja projekata vetroelektrana na području Crne Gore, EBITDA je negativna za sve 3 godine, koje su predmet posmatranja.

#	Korekcija	Opis
1	Investicije u toku	<ul style="list-style-type: none">Shodno informacijama Rukovodstva, Društvo je kapitalizovalo sve troškove koji su u direktnoj vezi sa nepokretnosti.Društvo je kapitalizovalo troškove poput ispravke i demontaže stuba za merenje vetropotencijala, čišćenje snega, trošak zakupa zemljišta, jednogodišnje osiguranje opreme za merenje vetropotencijala. Do dana izrade ovog izveštaja nismo dobili dovoljno informacija o kriterijumu priznavanja pomenutih troškova, te su predloženi kao korekcija EBITDA rezultata.

Finansijska dubinska analiza | Bilans stanja

Investicije u toku odnose se na kapitalizaciju svih troškova koji su u direktnoj vezi sa nepokretnosti, saglasno informacijama Rukovodstva

Investicije u toku

€000	Dec18
Predugovori o prodaji nepokretnosti i elaborati	
Kapara za predugovor o prodaji nepokretnosti	66.2
Elaborat eksproprijacije i izrada topografsko katastarskih planova (Navstar 7)	12.8
Izrada geodetskih podloga (Geotinmne)	5.1
Trošak notara	2.7
Ministarstvo održivog razvoja	0.1
Ukupno	86.9
Ostale investicije u toku	
Ispravka stuba za merenje vetropotencijala (Ramel)	4.7
Usluga čišćenja snega West Truck	4.2
Usluga demontaže stuba za merenje vetra	3.0
Rezervacija parcele do zaključenja ugovora o zakupu	2.9
Osiguranje opreme za merenje vetropotencijala (Lovcen Osiguranje)	2.8
Ugovor o zakupu nepokretnosti	1.0
Usluge oglašavanja u novinama	0.2
Trošak prevodjenja	0.0
Ukupno	18.8
Ukupno investicije u toku	105.7

Izvor: Informacije Rukovodstva

Investicije u toku

- Najveći deo investicija u toku (62,6%) na Dec18 odnosi se na kaparu datu saglasno Predugovoru o kupoprodaji zemljišta, tačnije do 80% ukupne vrednosti nepokretne imovine. Na Dec18, Društvo ima zaključenih 29 Predugovora o prodaji sa fizičkim licima. Nakon izvršenih geodetskih snimanja, odnosno utvrđivanja stvarne površine kupljenih parcela u katastarskoj evidenciji, a najkasnije u roku od 4 godine od potpisivanja Predugovora, Društvo će zaključiti Ugovore o prodaji sa pomenutim fizičkim licima.
- Shodno računovodstvenim standardima MRS16, Društvo je kapitalizovalo izradu elaborata eksproprijacije dobavljača *Navstar 7*. Elaborat obuhvata parcelaciju svih katastarskih parcela koje se nalaze na trasi pristupnih puteva.
- Takođe, u skladu sa MRS16, Društvo je kapitalizovalo izradu elaborata dobavljača *Geotinmne*. Elaborat obuhvata izradu geodetskih podloga (snimak objekta sa priključnim putevima).
- U okviru Predugovora o prodaji zemljišta, Društvo je kapitalizovalo i troškove notara za overu Predugovora.
- Za ostale investicije poput ispravke i demontaže stuba za merenje vetropotencijala u tuđem vlasništvu, čišćenje snega, trošak zakupa zemljišta, jednogodišnje osiguranje opreme za merenje vetropotencijala, Rukovodstvo nije dostavilo relevantna obrazloženja kapitalizaciju.
- Osim prodaje zemljišta, Društvo na Dec18 ima zaključenih 8 Predugovora o zakupu zemljišta sa fizičkim licima. Svi Predugovori zaključeni su 2017 godine, sa obavezom da se Ugovori o zakupu zaključe najkasnije u roku od 4 godine od potpisivanja Predugovora. Ugovor o zakupu će biti zaključen na 20 godina s mogućnošću produženja na dodatni period od 1 do 10 godina, uz plaćanje godišnje naknade definisane Ugovorom. Prema informacijama Rukovodstva, u slučaju otkupa zemljišta od strane Društva, koje je pod zakupom, Ugovorena cena neće biti umanjena za prethodno plaćene troškove zakupa zemljišta.

Finansijska dubinska analiza | Bilans stanja

Ukupan iznos duga prema matičnom društvu na Dec18 iznosi €180 hiljada. Tokom posmatranog perioda, nije bilo izmirenja po kratkoročnim zajmovima, tj. smanjenja finansijskih obaveza Društva

Neto dug

€000	Dec16	Dec17	Dec18
Kratkoročne obaveze	(9.0)	(43.0)	(180.0)
Kratkoročne finansijske obaveze	(9.0)	(43.0)	(180.0)
Gotovina i gotovinski ekvivalenti	0.1	3.5	24.8
Neto dug	(8.9)	(39.4)	(155.2)
Predložene korekcije			
1. Obaveze prema dobavljačima dospele preko 90 dana	-	(25.4)	(25.4)
2. Zaostatak u investiranju	-	-	(19.0)
Ukupno predložene korekcije	-	(25.4)	(44.4)
Normalizovana neto gotovina	(8.9)	(64.8)	(199.6)

Izvor: Informacije rukovodstva, Deloitte analiza

Neto dug

- Početkom 2016 godine, po osnovu Ugovora o zajmu sa matičnim društvom IVICOM, odobren je kratkoročni zajam u maksimalnom iznosu do €100 hiljada sa godišnjom kamatnom stopom 0,01%. Shodno Članu 3. ovog Ugovora primljeni zajam dospeva kada se steknu finansijski uslovi.
- Pod istim uslovima, i sa istom kamatnom stopom, 01.10.2018. godine odobrena je još jedna kreditna linija od matičnog društva u maksimalnom iznosu do €200 hiljada.
- Matično društvo isplaćuje Društvu neophodan iznos kako bi se pokrila tekuća likvidnost i na Dec18, Društvo je iskoristilo 60% kreditnog limita, tačnije €180 hiljada. Prema informaciji Rukovodstva kreditne obaveze prema matičnom Društvu će biti konvertovane u kapital, po dobijanju svih dozvola neophodnih za pokretanje projekta.
- Naime, shodno važećem Zakonu o privrednim društvima, konverzijom obaveza u osnovni kapital, smanjuju se obaveze Društva i uvećava se osnovni kapital. Odobrena konverzija obaveza u kapital nije validna bez saglasnosti obe strane: poverioca sa jedne i dužnika s druge strane.

Korekcija

Opis

- | | |
|----------------------------------|---|
| Dobavljači dospeli preko 90 dana | <ul style="list-style-type: none"> Obaveze prema dobavljačima dospele preko 90 dana tretiraju se kao neto dug. Društvo u svojim poslovnim knjigama ima evidentiranu i neplaćenu obavezu prema inostranom pravnom licu <i>Autohaus A Ebner</i> koja datira iz 2017 g. |
| Zaostatak u investiranju | <ul style="list-style-type: none"> Na Dec18, Društvo ima zaključenih 29 Predugovora o prodaji sa fizičkim licima, kojima je uplaćeno 50% ili 80% ukupne vrednosti nepokretnosti. Nakon izvršenih geodetskih snimanja, odnosno utvrđivanja stvarne površine kupljenih parcela u katastarskoj evidenciji, fizičkim licima će biti uplaćeno preostalih 50% ili 20%. Iznos zaostatka u investiranju predložen je kao neto dug. |

Tehnička dubinska analiza

Ključni nalazi	5
Finansijska dubinska analiza	7
Tehnička dubinska analiza	13
Prilozi	38

Tehnička dubinska analiza | Analiza tehničke dokumentacije

Analiza idejnih rešenja

Konsultantu su dostavljena sledeća idejna rešenja:

- **Idejno rešenje 110 kV dalekovoda: DV110 kV TS NIKŠIĆ – TS GVOZD i DV110 kV TS GVOZD – TS KRNOVO, izrađeno od strane preduzeća: Akcionarsko društvo za projektovanje i izgradnju energetskih i telekomunikacionih objekata ENERGOMONTAŽA, Beograd, Republika Srbija, za potrebe Investitora: KRNOVO GREEN ENERGY D.O.O. Podgorica, Republika Crna Gora. Idejno rešenje je urađeno krajem 2016. godine.**
- Idejno rešenje - Knjiga G1 – Vjetroelektrana Gvozd (Faza A, Faza B), izrađeno od strane: IVICOM CONSULTING d.o.o., Zagreb, Republika Hrvatska, za potrebe Investitora: Green Gvozd d.o.o. Podgorica, Republika Crna Gora. Idejno rešenje – Knjiga G1 izrađena je u avgustu 2018. godine.

Idejno rešenje 110 kV dalekovoda: DV110 kV TS NIKŠIĆ – TS GVOZD i DV110 kV TS GVOZD – TS KRNOVO, izrađeno od strane preduzeća: Akcionarsko društvo za projektovanje i izgradnju energetskih i telekomunikacionih objekata ENERGOMONTAŽA, Beograd, Republika Srbija, za potrebe Investitora: KRNOVO GREEN ENERGY D.O.O. Podgorica, Republika Crna Gora. Idejno rešenje je urađeno krajem 2016. godine.

Nalaz konsultanta:

- Idejno rešenje je služilo za potrebe izrade Lokalne studije lokacije. Budući da je Lokalna studija lokacije, nakon sprovedene zakonske procedure zvanično usvojena u julu 2018. godine, konsultant nije vršio dalju analizu ovog idejnog rešenja.

Tehnička dubinska analiza | Analiza tehničke dokumentacije

Analiza idejnih rešenja

Konsultantu su dostavljena sledeća idejna rešenja:

- Idejno rešenje 110 kV dalekovoda: DV110 kV TS NIKŠIĆ – TS GVOZD i DV110 kV TS GVOZD – TS KRNOVO, izrađeno od strane preduzeća: Akcionarsko društvo za projektovanje i izgradnju energetskih i telekomunikacionih objekata ENERGOMONTAŽA, Beograd, Republika Srbija, za potrebe Investitora: KRNOVO GREEN ENERGY D.O.O. Podgorica, Republika Crna Gora. Idejno rešenje je urađeno krajem 2016. godine.
- Idejno rešenje - Knjiga G1 – Vjetroelektrana Gvozd (Faza A, Faza B), izrađeno od strane: IVICOM CONSULTING d.o.o. , Zagreb, Republika Hrvatska, za potrebe Investitora: Green Gvozd d.o.o. Podgorica, Republika Crna Gora. Idejno rešenje – Knjiga G1 izrađena je u avgustu 2018. godine.**

Idejno rešenje - Knjiga G1 – Vjetroelektrana Gvozd (Faza A, Faza B), izrađeno od strane: IVICOM CONSULTING d.o.o. , Zagreb, Republika Hrvatska, za potrebe Investitora: Green Gvozd d.o.o. Podgorica, Republika Crna Gora. Idejno rešenje – Knjiga G1 izrađena je u avgustu 2018. godine.

Idejno rešenje se odnosi na VE Gvozd i to na sledeće faze:

- Faza A, koju sačinjavaju: vetro-generatori, temelji vetro-generatora sa uzemljenjem, platoi za montažu vetro-generatora, pristupni i servisni putevi, srednjenaponski i optički kablovi, 35 kV dalekovodi: DV 35 kV (T8-T6), L=1 689 m, DV 35 kV (T8-T7), L=1 733 m, i DV 35 kV (T15-T14), L=867m, i
- Faza B, koju sačinjava TS 33/110 kV Gvozd

Nalaz konsultanta:

- Idejno rešenje je urađeno za potrebe izrade Lokalne studije lokacije. Budući da je Lokalna studija lokacije, nakon sprovedene zakonske procedure, i zvanično usvojena u julu 2018. godine, konsultant nije vršio dalju analizu ovog idejnog rešenja.

Tehnička dubinska analiza | Analiza tehničke dokumentacije

Analiza ostalih dostavljenih dokumenata

Konsultantu su dostavljena sledeći dokumenti:

- Elaborat o proceni uticaja na životnu sredinu vetroelektrane Gvozd u opštini Nikšić, urađen od strane: Instituta za razvoj i istraživanje u oblasti zaštite na radu (Sektor za ekologiju), Podgorica, Republika Crna Gora, broj 05-545, od 09.04.2019. godine
- Lokalna studija lokacija „Gvozd“
- Zahtev za izdavanje saglasnosti za priključenje od 16.04.2019. godine, predata Crnogorskom elektroprenosnom sistemu A.D., primljena 17.04.2019. godine.

Elaborat o proceni uticaja na životnu sredinu vjetroelektrane Gvozd u opštini Nikšić, urađen od strane: Instituta za razvoj i istraživanje u oblasti zaštite na radu (Sektor za ekologiju), Podgorica, Republika Crna Gora, broj 05-545, od 09.04.2019. godine

Nalaz konsultanta:

- Konsultant u ovoj fazi nije analizirao sam dokument, budući da je u toku pribavljanje saglasnosti Agencije za zaštitu prirode i životne sredine za navedeni Elaborat.
- Konsultant preporučuje da se pribavi neophodna saglasnost Agencije za zaštitu prirode i životne sredine do zaključenja potencijalne Transakcije.

Lokalna studija lokacija „Gvozd“

Nalaz konsultanta:

- Lokalna studija lokacije je nakon sprovedene zakonske procedure zvanično usvojena u julu 2018. godine. Konsultant nema primedbi na sadržaj ovog dokumenta.

Zahtev za izdavanje saglasnosti za priključenje od 16.04.2019. godine, predata Crnogorskom elektroprenosnom sistemu A.D., zaprimljen 17.04.2019. godine.

Nalaz konsultanta:

- U skladu sa dostavljenim informacijama, u toku je izrada saglasnosti za priključenje, po ovom zahtevu.

Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Wind Resource and Energy Yield Assessment” – Final Report, Fichtner, Februar 2019.

„Wind Resource and Energy Yield Assessment” – Final Report, Fichtner, Februar 2019.

U sklopu razvoja vetro-parka instalisane aktivne snage od 55 MW, koji se nalazi u Crnoj Gori, i predstavlja ekstenziju postojećeg vetro-parka „Krnovo” (koji se nalazi u blizini lokacije budućeg vetro-parka) sa instalisanom aktivnom snagom od 72 MW, IVICOM Holding GmbH je poručilo izradu studije pod nazivom „Procena resursa u vetru i energetskog potencijala” i poverilo je firmi Fichtner GmbH&Co. KG.

Cilj navedene studije je da se na osnovu analize vetro resursa obavi procena adekvatnosti upotrebe različitih modela vetro-generatora kao i proračun količine električne energije koju je moguće proizvesti.

Studija je rađena u skladu sa sledećim standardima i preporukama:

- IEC - Standardi (IEC 61400-1; IEC 61400-12, IEC 61400-12-1)
- MEASNET - Guidelines - “Evaluation of Site Specific Wind Conditions”
- FGW - Technical Guidelines - TR6 - “Determination of the Wind Potential and Energy Yields” (Nemačke preporuke)

Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Wind Resource and Energy Yield Assessment” – Final Report, Fichtner, Februar 2019.

„Wind Resource and Energy Yield Assessment” – Final Report, Fichtner, Februar 2019.

Glavni nalazi studije su sledeći:

Opšti nalazi

Konfiguracija turbina kao i njihov raspored je odabran od strane investitora na osnovu rezultata proračuna količine električne energije koju je moguće proizvesti u zavisnosti od različitih razmatranih vetro-generatora (vetro-turbina).

Uopšteno govoreći, lokacije vetro-generatora (WTG) se procenjuju kao kompleksne ukoliko je nagib terena veći od 10 i/ili postoje značajne varijacije u visini terena (u odnosu na centralnu visinu) u okolini lokacije WTG-a. Radi identifikovanja kompleksnih lokacija WTG-a izvršen je „complexity-check” u skladu sa IEC 61400-1 standardom. Rezultati ovog testa ukazuju da su **6 planiranih lokacija za vetrogeneratore kompleksne.**

Kao finalna konfiguracija, usvojeno je 13 vetro-generatora: **Vestas V136-4.0 MW boost 4,2 MW** koji se nalaze na stubovima visine od **112 m**.

Najvažniji rezultati su prikazani u tabeli desno.

WTG	Unit	Vestas V136 - 4.0 MW boost 4.2 MW
Rated Power	[MW]	4,000
Number of turbines	-	13
Wind park installed capacity	[MW]	52.0
Hub height	[m]	112
WTG IEC Class	-	S
Mean wind speed at hub height	[m/s]	7.17
P50 Gross, excl. wake effects	[MWh/a]	172,203
Capacity factor Gross	[%]	36.0
Total losses	[%]	11.1
P50 Net AEP	[MWh/a]	153,045
Capacity factor Net	[%]	32,0
Uncertainties (10 years)	[%]	11.0
P75 Net AEP	[MWh/a]	141,690
P90 Net AEP	[MWh/a]	131,470

Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Wind Resource and Energy Yield Assessment“ – Final Report, Fichtner, Februar 2019.

„Wind Resource and Energy Yield Assessment“ – Final Report, Fichtner, Februar 2019.

Glavni nalazi studije su sledeći:

Procena vetro-potencijala

Procena resursa i stanja vetra za potrebe vetro-parka je vršena na osnovu podataka koji su dobijeni merenjem, upotrebom mernih stubova od 84m na kojima se nalaze anemometri na različitim visinama kao i drugi potrebni merni senzori, koji su instalirani na lokaciji budućeg vetro-parka, kao i u skladu sa podacima koji su dobijeni upotrebom još jednog dodatnog mernog stuba sa anemometrima, visine 60m, a koji je vršio merenja do 2011. godine. Rezolucija merenja podataka je desetominutna. Dodatni merni podaci koji su dobijeni u sedmogodišnjem merenju su u studiji korišćeni kao referentni.

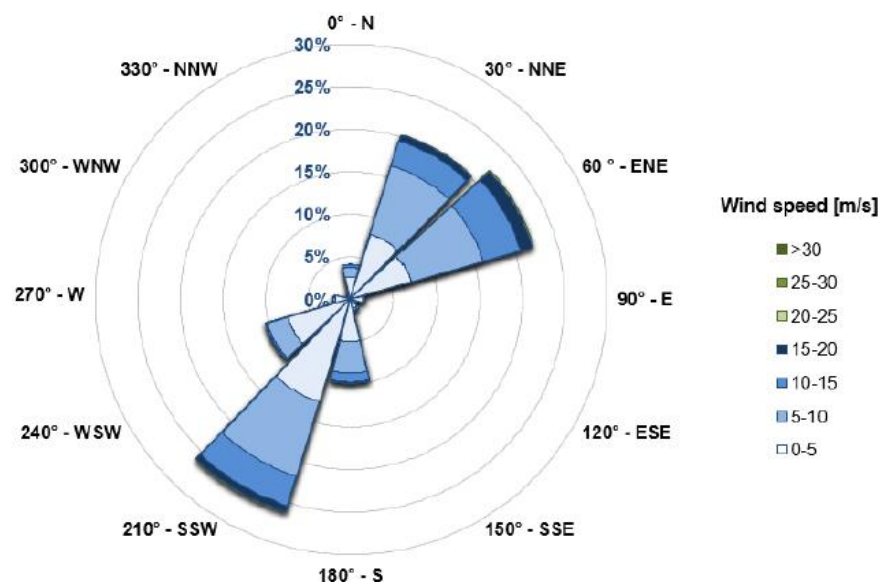
Kako bi se izbegle greške koje se mogu javiti pri kraćim rokovima merenja usled sezonalnosti pojave vetrova i njihove sezone varijacije, izabran je period od 24 meseca (dve godine) dok su rezultati selektovani sa dva najreprezentativnija merna instrumenta koji su označeni sa MS 302 i MS307.

U skladu sa raspoloživim informacijama, konfiguracija mernih uređaja po pojedinim elementima nije u skladu sa IEC 61400-12-1 standardom i MEASNET preporukama, pa je obrađivač studije ovu činjenicu uvažio prilikom analize pouzdanosti rezultata merenja.

Izmereni podaci sa instrumenata MS 302 i 307 su zatim korigovani u smislu dugoročnog predviđanja intenziteta i smera vetra koristeći se sa „measure-correlate-predict“ (MCP) procedurom sa podacima iz mezoskale koju je pripremio Vortex.

Za modelovanje podataka o intenzitetu i smeru vetra, pored podataka sa mernih instrumenata, korišćene su obične i digitalizovane topografske mape. Horizontalna i vertikalna ekstrapolacija je urađena u skladu sa Evropskim atlasom vetrova (European Wind Atlas - WASP) i uz upotrebu CFD WindSim modela, a imajući u vidu kompleksnost reljefa terena na kom je predviđena izgradnja vetro-parka.

Izmerena srednja brzina vetra na visini od 60 m je iznosila **6,4 m/s**, dok su, što se tiče smera vetra, prisutna dva glavna pravca: Severoistočni NE (45°) i jugo-jugozapadni SSW (210°).



Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Wind Resource and Energy Yield Assessment“ – Final Report, Fichtner, Februar 2019.

„Wind Resource and Energy Yield Assessment“ – Final Report, Fichtner, Februar 2019.

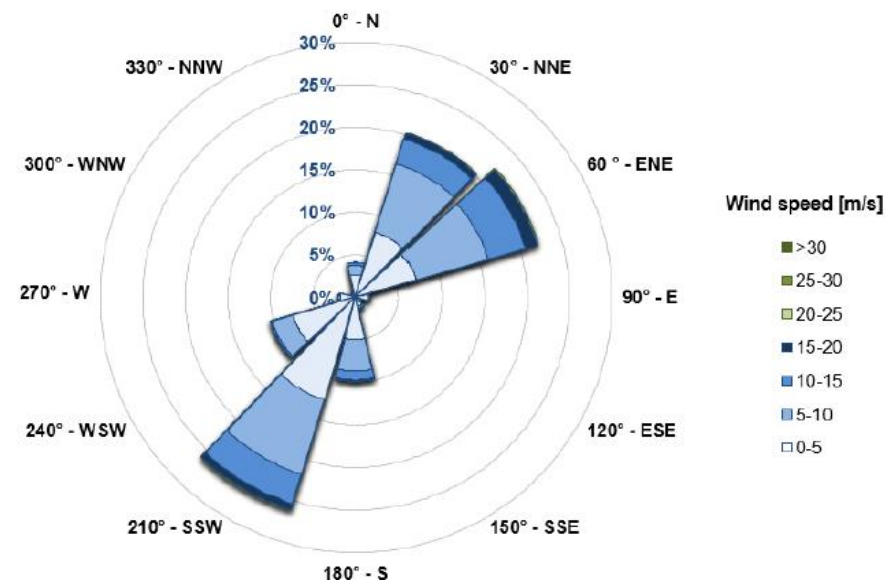
Glavni nalazi studije su sledeći:

Procena vetro-potencijala

Mesečna distribucija vetrova ukazuje da su zimski meseci, meseci sa najvećim brzinama vetrova.

Vertikalni smicaj brzine vetra je u skladu sa normalnim profilom vetra, datim standardom IEC 61400 – 1, dok intenzitet turbulencije plus 1,28 standardne devijacije u nekim delovima nešto iznad vrednosti kriva za klasu B i C, a ispod krive za klasu A za bilo koju brzinu vetra.

Predviđeni položaji WTG-a u sklopu vetro-parka su imali manje razmake između turbina od minimalno preporučenog razmaka koji iznosi 3 prečnika rotorskih elisa, čak i uz upotrebu turbina sa prečnikom rotora od 130 m. Stoga su u konačnom rasporedu WTG-ova, čiji je broj u početnoj fazi izrade studije bio 16, 3 lokacije za turbine ukinute (T3, T5 i T7), tako da je raspored ostao sa 13 Vestas V136 i V150. Pri dodatnom razmatranju položaja WTG-ova sa Nordex N-149, 4,5 MW WTG-ovima, selektovano je samo 12 položaja WTG-ova.



Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Wind Resource and Energy Yield Assessment” – Final Report, Fichtner, Februar 2019.

„Wind Resource and Energy Yield Assessment” – Final Report, Fichtner, Februar 2019.

Glavni nalazi studije su sledeći:

Procena proizvodnje električne energije

Procenjena proizvodnja električne energije u skladu sa rezultatima procene vetro-potencijala, za turbine različitih proizvođača koje su razmatrane, data je priloženom tabelom.

U skladu sa dobijenim rezultatima, investitor se odlučio za najekonomičnije rešenje sa WTG Vestas V136-4.0MW boost 4,2 MW na stubu visine 112 m i redukovanim brojem WTG od 13 vetro-generatora.

Turbine Type	Number of WTG	Wind Farm Gvozd			
		Annual Energy Yield incl. wake effects	Park Efficiency	Capacity factor	Average wind speed
		[MWh]	[%]	[%]	[m/s]
Enercon E-138 EP3 HH 81m	16	168,736	95.5	34.4	6.84
Enercon E-138 EP3 HH 111m	16	177,014	95.8	36.1	7.09
GE 3.8 - 130 HH 85m	16	170,171	95.5	31.7	6.87
GE 3.8 - 130 HH 110m	16	177,490	95.7	33.0	7.08
Nordex N131-3.9MW HH 114m	16	181,332	95.6	33.2	7.09
Nordex N131-3.9MW HH 120m	16	181,983	95.6	33.3	7.11
Senvion 3.4M140 HH 110m	16	176,203	95.7	36.9	7.08
Senvion 3.4M140 HH 130m	16	180,728	95.8	37.9	7.25
Siemens Gamesa 3,6-130, HH 85 m	16	167,644	95.2	33.2	6.87
Siemens Gamesa 3,6-130, HH 115	16	176,056	95.5	34.9	7.12
Vestas V136 – 4.0MW boost 4.2, NH 105 m	16	198,081	95.7	33.6	7.03
Vestas V136 – 4.0MW boost 4.2, NH 112 m	16	200,461	95.8	34.0	7.10
Vestas V136 – 4.0MW boost 4.2 MW, NH 112 m	13	166,670	96.8	34.8	7.17
Vestas V150 – 4.0MW boost 4.2 MW, NH 105 m	13	177,361	96.6	37.1	7.11
Nordex N149-4,5MW HH 125m	12	176,263	96.6	37.2	7.31

Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Wind Resource and Energy Yield Assessment“ – Final Report, Fichtner, Februar 2019.

„Wind Resource and Energy Yield Assessment“ – Final Report, Fichtner, Februar 2019.

Glavni nalazi studije su sledeći:

Procena proizvodnje električne energije

Rezultati proračuna mogućnosti za proizvodnju električne energije su prikazani sledećom tabelom. Rezultatima je prikazana ukupna proizvodnja, kao i neto proizvodnja električne energije koja se dobija po odbijanju svih potencijalnih tehničkih gubitaka vetro-parka.

Key Project Data		Unit	V 136 - 4.0MW boost 4.2 MW	
Wind turbine capacity		[MW]	4.0 boost 4.2 MW	
Number of wind turbines		-	13	
Rotor diameter		[m]	136	
Hub height		[m]	112	
Total installed capacity		[MW]	52.0	
Gross Annual Energy Production				
Mean wind speed at hub height		[m/s]	7.17	
P50 Gross, excl. wake effects		[MWh/a]	172,203	
Capacity factor Gross		[%]	36.0	
Efficiencies				
1	Wake effects	[%]	96,79	
1a	Internal wake effects	[%]	96,79	project specific (N.O. Jensen wake model)
1b	External wake effects	[%]	100,00	
1c	Future wake effects	[%]	100,00	
2	Availability	[%]	94,7	
2a	Wind turbines availability	[%]	97,0	As provided by the Client
2b	Regular maintenace	[%]	99,6	As provided by the Client
2c	Grid availability	[%]	98,0	As provided by the Client
3	Electrical Efficiency	[%]	99,4	
3a	Operational electrical efficiency	[%]	99,4	As provided by the Client
4	Turbine Performance	[%]	98,6	
4a	Site specific power curve adjustment	[%]	99,0	As provided by the Client
4b	High wind hysteresis	[%]	99,6	As provided by the Client
4c	Sub-optimal performance	[%]	100,0	General assumption
5	Environmental	[%]	99,20	
5a	Blade degradation and contamination	[%]	100,0	General assumption
5b	Icing	[%]	99,2	As provided by the Client
5c	Temperature shutdown / derating	[%]	100	
5d	Site access	[%]	100,0	General assumption
6	Curtailments	[%]	99,8	
6a	Wind sector management	[%]	100	Not Applicable
6b	Grid curtailment	[%]	99,8	As provided by the Client
6c	Noise, shadow and environmental curtailment	[%]	100	Not Applicable
Total losses		[%]	11,1	
P50 - Net AEP		[MWh/a]	153,045	
P50 - Capacity factor		[%]	32,0	
Uncertainties - 10 years		[%]	11,0	
P75 - Net AEP 10 years		[MWh/a]	141,690	
P75 - Capacity factor		[%]	29,6	
P90 - Net AEP 10 years		[MWh/a]	131,470	
P90 - Capacity factor		[%]	27,5	

Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Wind Resource and Energy Yield Assessment“ – Final Report, Fichtner, Februar 2019.

„Wind Resource and Energy Yield Assessment“ – Final Report, Fichtner, Februar 2019.

Primerbe obrađivača studije (Fichtner):

Merenja u vezi sa studijom vetra nije osmislio i obavio obrađivač studije Fichtner. Procena odstupanja pri vršenju merenja od preporuka je izvršena na osnovu dostupne dokumentacije. Sledeći tehnički gubici nisu uzeti u obzir u ukupnim operativnim gubicima: ograničenja mreže, jer ne postoje dostupni podaci, procena buke i senke nije bila u dogovorenom obimu studije, pa sa te strane eventualni gubici u vezi sa bukom, senkom i uticajem na životnu sredinu nisu razmatrani.

Mnogi faktori koji utiču na gubitke mogu postati relevantni ili merljivi u narednim fazama projekta. U tom slučaju, svakako ih treba imati u vidu tokom budućih koraka razvoja.

Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Wind Resource and Energy Yield Assessment“ – Final Report, Fichtner, Februar 2019.

„Wind Resource and Energy Yield Assessment“ – Final Report, Fichtner, Februar 2019.

Nalaz konsultanta:

Konsultant je izvršio proveru svih podataka koji su mogli biti provereni na osnovu dostupnih i raspoloživih podataka. Sa tim u vezi, konsultant nije uočio odstupanja u odnosu na raspoložive podloge i podatke. Pojedini parametri kao i neke kategorije pouzdanosti su procenjene korišćenjem alata kojima je raspolagao obrađivač, a koji konsultantu nisu na raspolaganju, tako da u tom domenu nije mogla da se izvrši provera. Preporuke konsultanta su identične preporukama obrađivača, koji u cilju povećanja pouzdanosti budućih procena energetskeg bilansa, preporučuje sledeće:

Merni stubovi koji su na raspolaganju investitoru nisu u potpunosti usklađeni sa preporukama koje su date u IEC 61400-12-1 standardu. Kako bi se povećao kvalitet merenja podataka o intenzitetu i smeru vetra, kao i o drugim meteorološkim uslovima, preporučuje se verifikacija rasporeda postavljene merne opreme kao i ugradnja novih, etaloniranih i kalibrisanih pojedinačnih mernih instrumenata (senzora), kao i njihova redovna overa u skladu sa preporučenim rokom overe (obično 12 do 24 meseca).

Vertikalna ekstrapolacija za merni stub MS 302 je dosta nepouzdana zbog razlike između dostupnog merenja na vrhu stuba i planirane visine stuba vetro-generatora. U cilju povećanja pouzdanosti, potrebno je obavljati merenja što je moguće bliže planiranoj visini turbine vetro-generatora.

Kako su okolni WTG-ovi (iz vetro-parka „Krnovo“) dosta blizu planiranoj lokaciji za postavljanje vetro-parka, bilo bi dobro da se pri modelovanju i verifikaciji modela da se uključe i rezultati proizvodnje električne energije iz operativnih turbina.

Studija kao osnovni slučaj koristi procenjenu proizvodnju električne energije pri verovatnoći raspoloživosti vetro-potencijala od 50%, dok u analizi osetljivosti, studija razmatra verovatnoću od 90% i 75%. Predlog konsultanta je da se, za osnovni slučaj uzme verovatnoća raspoloživosti vetro-potencijala, od 75%, a da se u analizi osetljivosti koriste verovatnoće od 90% i 50%.

Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

U sklopu razvoja vetro-parka instalisane aktivne snage od 55 MW, u Gvozdu, koji se nalazi u Crnoj Gori, i predstavlja ekstenziju postojećeg vetro-parka „Krnovo” (koji se nalazi u blizini lokacije budućeg vetro-parka) sa instalisanom aktivnom snagom od 72 MW, IVICOM Holding GmbH je pristupilo razvoju ovog vetro-parka. Postoji opcija da EPCG preuzme kontrolu nad ovim preduzećem nakon obezbeđenja finansijske konstrukcije i pre početka izgradnje. IVICOM Holding GmbH je poručilo izradu studije pod nazivom „Studija tržišta i poslovnog modela vetro-parka „Gvozd” u Crnoj Gori” i poverilo je firmi Fichtner GmbH&Co. KG.

Cilj navedene studije je da se odredi poslovna pozicija vetro-parka Gvozd u odnosu na sadašnje i očekivano buduće tržišno okruženje i da se izvrši procena finansijske održivosti projekta. Ovom cilju se pristupa iz dve perspektive: Kakva je finansijska održivost projekta u slučaju da se projekat tretira kao samostalni projekat od strane bilo kog investitora? I kakva je finansijska održivost projekta ako se u obzir uzmu daljnje koristi kada vetro-elektranom upravlja EPCG?

Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

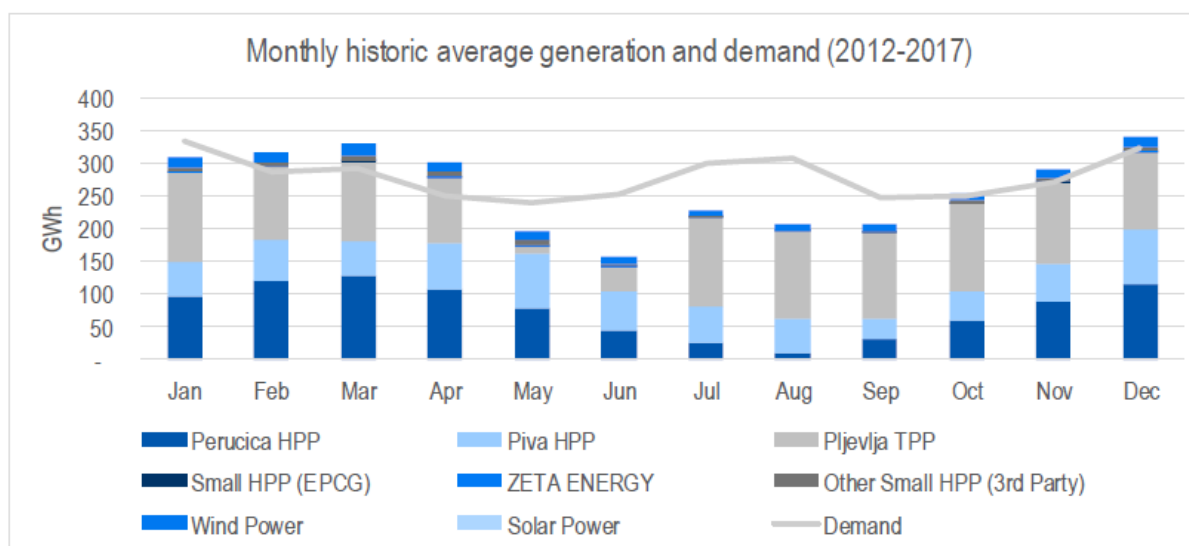
Glavni nalazi studije su sledeći.

U skladu sa Odlukom o energetsom bilansu Crne Gore za 2018. godinu, kao i podacima dobijenim od EPCG za period od 2012-2017. Fichtner je u studiji prikazao elektroenergetski portfolio za razmatrani period, koji je dat u tabeli desno.

Uporedni prikaz prosečne mesečne proizvodnje i potrošnje za period 2013-2017. godina dat je dijagramom sa desne strane.

Na osnovu prethodne analize obrađivač studije je zaključio da postoji višak proizvodnje tokom većine zimskih meseci, osim januara, kao i u martu i aprilu, gde je višak proizvodnje u odnosu na potrošnju između 40 GWh i 50 GWh. Iako je potrošnja u ovim mesecima visoka, dobra hidrološka situacija omogućuje i visoku proizvodnju iz HE, naročito iz Perućice. U periodu od maja do septembra proizvodnja ne zadovoljava nivo potrošnje, pri čemu je najveći deficit u električnoj energiji u Avgustu, reda veličine od 100 GWh.

	Overview		
	Installed capacity (MW)	Generation (MWh)	Data basis
EPCG power plants			
- HPP Perućica	307	906,600	Average historic 2012-2017
- HPP Piva	342	706,300	Average historic 2012-2017
- Small HPPs	n.a	4,710	EPCG Plan Budget 2018
- TPP Pljevlja I	225	1,294,100	Average historic 2012-2017
Third party sources			
- 3th party HPPs	n.a	59,769	EPCG Plan Budget 2018
- Zeta Energy	n.a	13,700	EPCG Plan Budget 2018
- Wind power	72	153,843	EPCG Plan Budget 2018



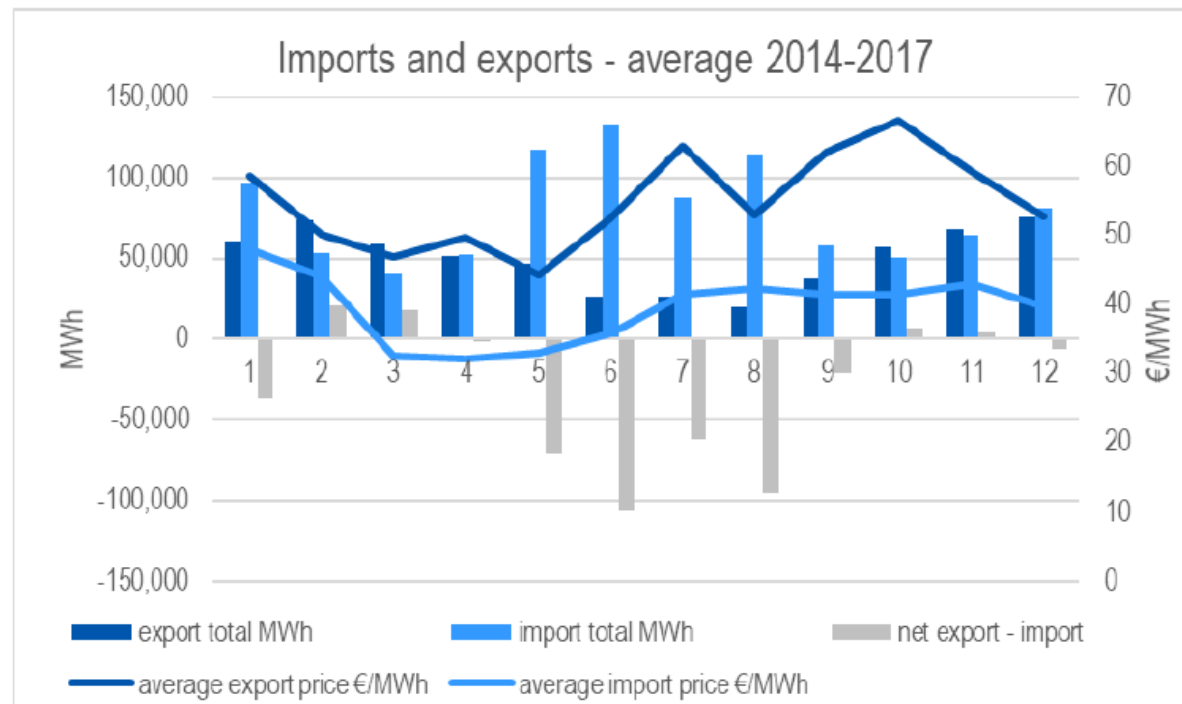
Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

Glavni nalazi studije su sledeći.

Analiza uvoza i izvoza električne energije u periodu od 2014-2017 godine, pokazuje da je Crna Gora generalno gledano, neto uvoznik električne energije. Ovo je posebno izraženo u januaru, kao i u maju i septembru. Od februara do marta i od oktobra do novembra, Crna Gora je u proseku neto izvoznik električne energije. U zimskom periodu (decembar i januar) i u letnjim mesecima (od maja do avgusta) zabeležen je visok nivo uvoza električne energije, prvenstveno iz razloga regulacije temperature u prostorijama (zimi za grejanje i klimatizaciju u letnjim mesecima). Najveća količina električne energije se izvozi tokom februara.



Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

Glavni nalazi studije su sledeći.

Obradivač studije je potom dao predviđanje za crnogorski elektroenergetski proizvodni portfolio u periodu od 2022. godine (kada se očekuje puštanje u rad vetro-parka Gvozd) i 2047. godine, kao poslednje godine perioda za koji se razmatra rad vetro-parka (period od 25 godina koji predstavlja radni vek vetro-parka). Predviđanje tog portfolija je dato u tabeli desno.

Prognoza potrošnje je data u skladu sa sledećim pretpostavkama:

- Najveći kupci (direktni kupci i veliki industrijski kupci) će imati konstantnu potrošnju, dakle ne predviđa se rast potrošnje za ovu grupu kupaca;
- Rast potrošnje ostalih kupaca u elektrodistributivnom sistemu će biti u iznosu od 1% godišnje (vrednost je odabrana u skladu sa biznis planom EPCG);
- Gubici u elektrodistributivnoj mreži nisu uzeti u obzir, i
- Pretpostavlja se da je dnevni profil opterećenja isti kao i u periodu od 2013-2017.

Prognoza potrošnje je prikazana tabelom desno.

	Outlook for 2022 / 2023 - 2047	
	Installed capacity (MW)	Generation (MWh)
EPCG power plants		
- HPP Perucica	305 / 365.5 (from 2023)	920,000 / 970,000
- HPP Piva	342	762,000
- Small HPPs	2.7	6,800
- TPP Pljevlja I	225	1,400,000
Third party sources		
- 3th party HPPs	n.a	168,500
- Zeta Energy	7.4	28,700
- Wind power	120	229,600
- Solar power	50 / 250 (from 2023)	90,000 / 450,000

	Demand Outlook for 2022, 2023 - 2047			
	Assumptions	Demand prospect at 2022 (MWh)	Demand prospect at 2023 (MWh)	Demand prospect at 2047 (MWh)
Direct Clients				
- Montenegro Bonus /Uniprom/ KAP		613,200	613,200	613,200
- Steel factory		100,000	100,000	100,000
- Railway infrastructure		22,000	22,000	22,000
- CGES	Constant	845	845	845
- RUP		845	845	845
- CRBC		0	0	0
- Krnovo		900	900	900
- TPP Pljevlja self-consumption		7,610	7,610	7,610
Distribution Clients				
- Distribution clients	Increase of 1% per year	2,320,459	2,343,664	2,975,831

Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

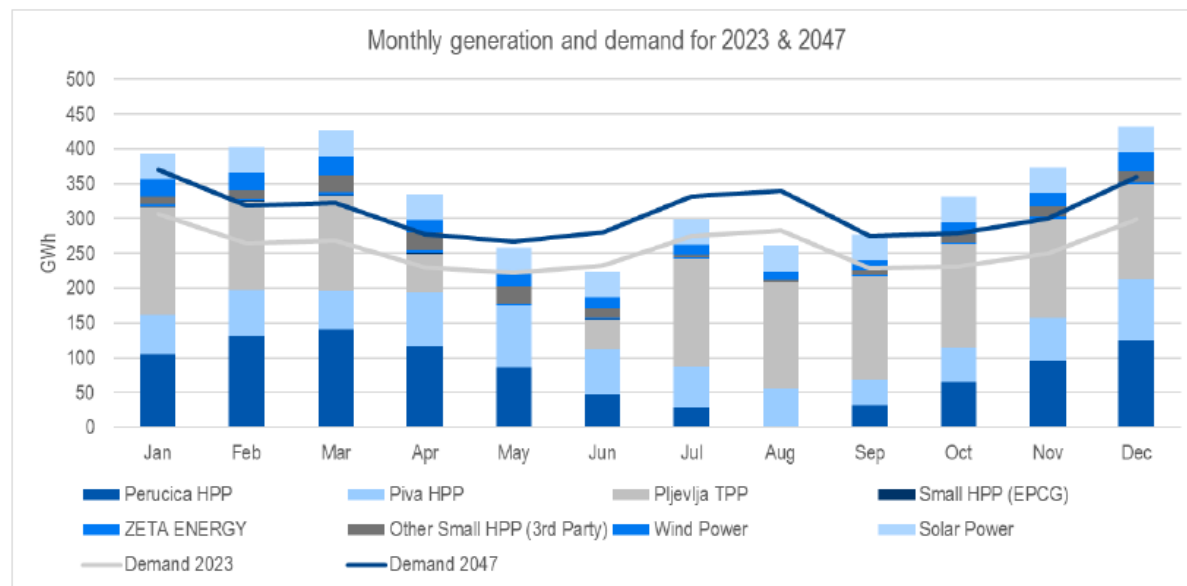
„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

Glavni nalazi studije su sledeći.

Uporedni prikaz prognozirane mesečne proizvodnje i potrošnje za period 2022, 2023-2047. godina dat je grafikonom desno.

U skladu sa iznetom prognozom i pretpostavkama, obrađivač studije zaključuje da se višak proizvodnje u sistemu očekuje tokom većine godine, osim juna i avgusta, za 2023. godinu. Sa povećanjem potražnje, proizvodnja u 2047. godini neće biti dovoljna za pokrivanje potrošnje električne energije tokom letnjih meseci (period od maja do septembra), zbog smanjene proizvodnje iz HE, čak i ako se izvrši instaliranje i puštanje svih planiranih solarnih elektrana.



U skladu sa ovom analizom obrađivač izvodi zaključak da bi proizvodnja iz vetro-parka Gvozd mogla imati dve odlike, gledano iz perspektive nacionalnog elektroenergetskog sistema:

- Izvoz proizvedene električne energije tokom zime i proleća, i
- Plasman proizvedene električne energije u nacionalnom elektroenergetskom sistemu u cilju smanjenja disbalansa između potrošnje i proizvodnje, u letnjim mesecima.

Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

Glavni nalazi studije su sledeći.

Obrađivač studije potom razmatra proizvodnju i potrošnju električne energije u zemljama okruženja sa kojim je Crna Gora u interkonekciji (Srbija, BiH i Albanija) i Italiju, sa kojom će Crna Gora biti povezana u bliskoj budućnosti preko podvodnog HVDC kabla. Kao izvor podataka koristi podatke iz Evropske mreže operatora prenosnih sistema električne energije (European Network of Transmission System Operators for Electricity - ENTSO-E).

	SEERMAP Scenarios vs. Gvozd Study Assumptions			
	Gvozd Study Assumptions from 2023 (MW)	Isolated Scenario for 2030 (MW)	Delayed Scenario for 2030 (MW)	Decarbonization Scenario for 2030 (MW)
Installed Capacity				
- Coal	225	250	250	0
- Hydro	680	671	874	1,131
- Wind	120	92	373	572
- Solar	250	12	54	143
- Others	7	0	0	0
Total	1,282	1,025	1,551	1,846

U skladu sa analiziranim podacima, uočava se da je BiH neto izvoznik tokom cele godine. Srbija mora zadovoljiti svoju povećanu potrošnju zimi uvozom električne energije dok istu može da izvozi samo tokom leta. Slično, Albanija mora zadovoljiti povećanu potražnju za nekoliko meseci zimi i leti, dok električnu energiju može izvoziti u ostatku godine. Italija je neto uvoznik električne energije.

Obrađivač studije zatim pristupa prognozi veleprodajne cene u periodu od 2020. do 2040. godine. Kao podloge za analize koristi dve studije: SEERMAP, Country Report: Montenegro, (2017) i SEE, Electricity Market Perspectives until 2030 (2017). Obe studije su dostupne na internetu.

U skladu sa SEERMAP studijom, koja za Crnu Goru predviđa 3 scenarija, Fichtner-ova prognoza proizvodnje se nalazi između prvog scenarija koji podrazumeva da će se ispuniti cilj u vezi sa izgradnjom obnovljivih izvora energije do 2030. godine, bez postavljenog cilja za dekarbonizaciju do 2050. godine i scenarija 2, koji za razliku od prvog scenarija, uključuje i postavljeni cilj za dekarbonizaciju do 2050. godine sa odloženim početkom od 2035. godine, što je ilustrovano tabelom iznad.

Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

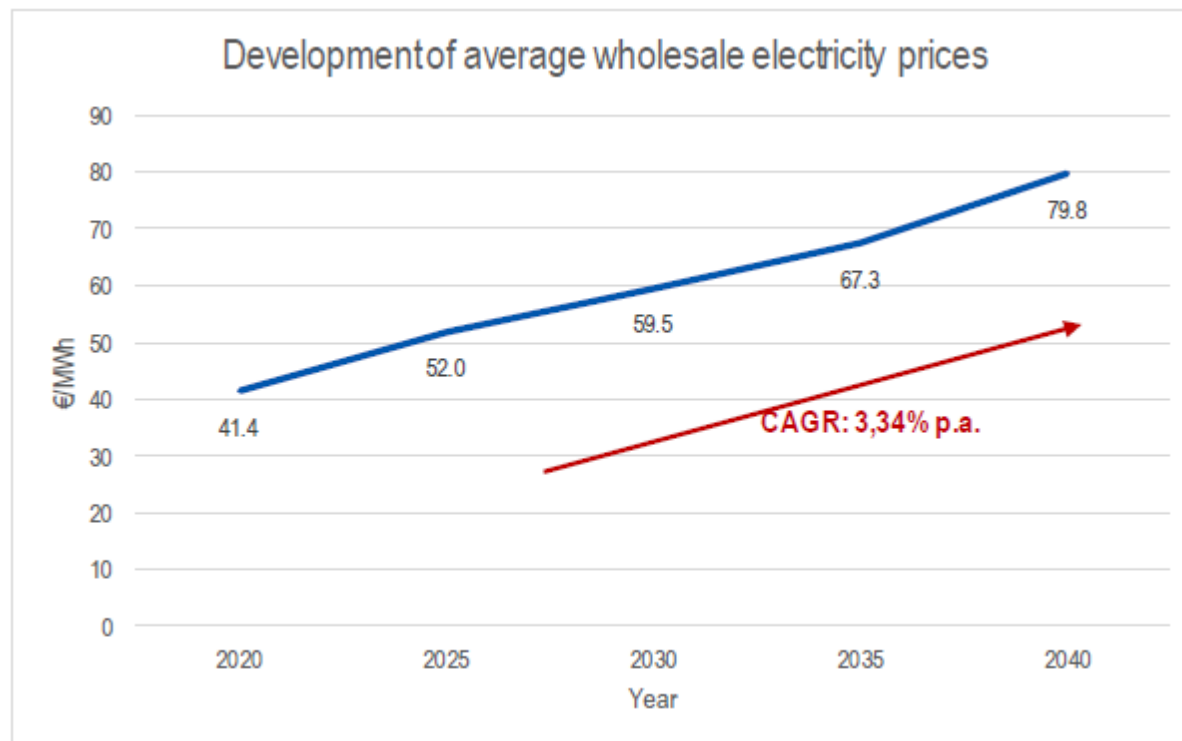
„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

Glavni nalazi studije su sledeći.

U skladu sa SERMAP-ovom studijom, po svim scenarijima, Crna Gora će proizvoditi više električne energije od nivoa potrošnje, dok će cena na veleprodaji biti određena u skladu sa marginalnim troškovima proizvodnje sa maksimalnom devijacijom cene od 4 €/MWh u zavisnosti od scenarija, a prema sledećem grafikonu:

Složena godišnja stopa rasta (CAGR) cena na godišnjem nivou je procenjena na 3,34%.



Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

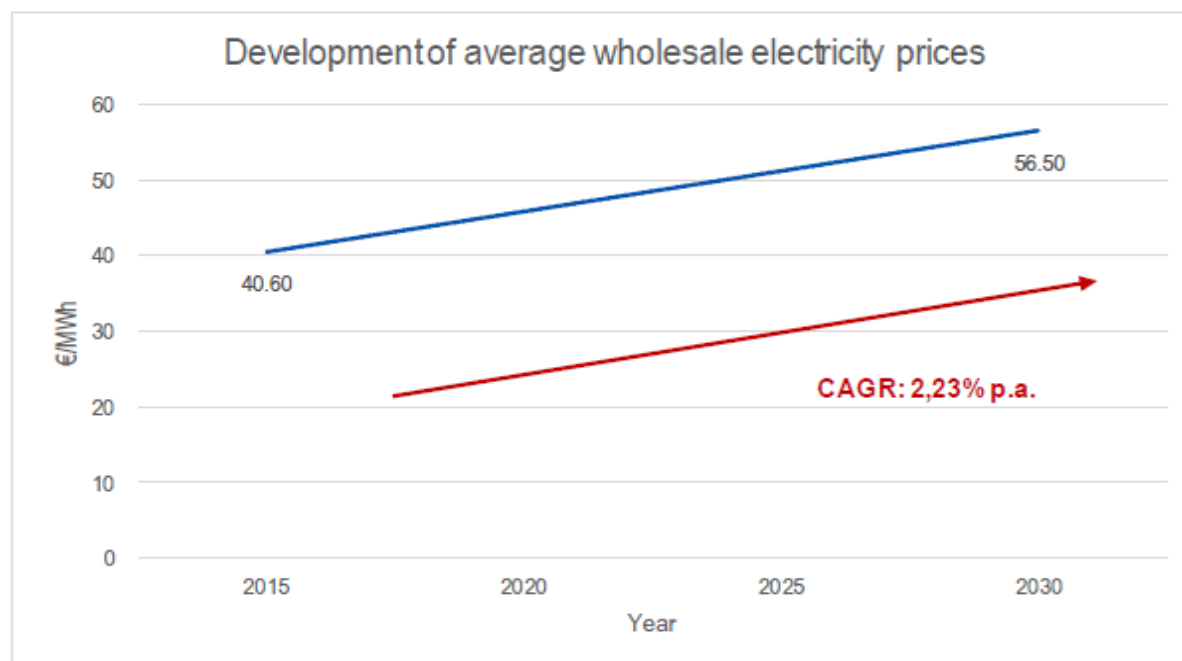
Glavni nalazi studije su sledeći.

Slično prethodnom, SEE studija za Crnu Goru predviđa 3 scenarija u zavisnosti od HVDC vezama regiona sa Italijom, pri čemu „bazni scenario”, koji je i najrealističniji, podrazumeva postojanje dve HVDC veze sa Italijom; postojeću Italija – Grčka i buduću Italija – Crna Gora. Fichtner-ova prognoza proizvodnje se nalazi ispod ovog scenarija, što je ilustrovano sledećom tabelom:

U skladu sa SEE studijom, cena na veleprodaji će takođe biti određena u skladu sa marginalnim troškovima proizvodnje, a prema sledećem grafikonu:

Složena godišnja stopa rasta (CAGR) cena na godišnjem nivou je procenjena na 2,23%.

	SEE Scenario vs. Gvozd Study Assumptions	
	Gvozd Study Assumptions from 2023 (MW)	SEE Scenario for 2030 (MW)
Installed Capacity		
- Coal	225	200
- Hydro	680	1,114
- Wind	120	190
- Solar	250	20
- Others	7	0
Total	1,282	1,524



Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

Glavni nalazi studije su sledeći.

Kombinacijom prethodnih studija uz uvažavanje trendova na referentnoj regionalnoj berzi HUPX, obrađivač je usvojio sledeću prognozu za cenu od 2020. godine do 2047. godine: prosečna početna cena je pretpostavljena da bude 44 €/MWh sa godišnjim rastom cene od 2,8%, a kako je prikazano sledećom tabelom:

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Average electricity price	44.6	51.3	58.9	67.7	77.8	89.5
Peak electricity price	50.5	57.2	64.9	73.7	83.8	95.4

Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

Glavni nalazi studije su sledeći.

Obrađivač potom pristupa analizi troškova i koristi – CBA, za dva scenarija:

Scenario 1: slučaj da se projekat tretira kao samostalni projekat od strane bilo kog investitora

Scenario 2: slučaj da je vetro-elektrana deo EPCG elektroenergetskog portfolija i da njom upravlja EPCG

U drugom scenariju, ne vrši se standardna finansijska procena, već se vrši inkrementalna analiza dodatnih koristi za EPCG, pa sa te strane može predstavljati ekonomsku analizu. U ovom scenariju, analiziraju se koristi od smanjenja uvoza i povećanja izvoza električne energije, optimizacije korišćenja akumulacija HE i smanjenja potrošnje uglja u TE „Pljevlja”.

Pretpostavke ulaznih parametara za analizu, date su u sledećim tabelama:

Item	Unit	Option 1	Option 2
Technical information			
Installed Capacity	MW	54.6	
Planned WTG	number	13	
Energy production (P50)	MWh p.a.	153,045	
Energy production (P75)	MWh p.a.	141,690	
Prices			
Price for generation in trial period	€ / MWh	22	47
Price in 2020	€ / MWh	45 (average) 51 (peak)	
Average annual increase of price	%	2.8	

Item	Unit	Option 1	Option 2
<i>General</i>			
Study period	years	27	
Start of construction	date	01/07/2020	
Construction time	months	18	
Trial period	months	6	
Commercial operation date	date	01/07/2022	
Disbursement (year -2, year -1)	%	75%, 25%	
Project lifetime	years	25	
Discount rate	%	7.6%	6.4%
<i>Investment cost</i>			
Investment cost (incl. contingencies and development cost)	000 €	58,000	
Import duty	%	0 (not applied)	
Connection cost	000 €	0 (not applied)	
Total financing cost	000 €	3,876	2,905
<i>Operating cost and other expenses</i>			
Fixed O&M cost	€/WTG/year €/year	45,000 585,000	
Variable O&M cost	€ / MWh	0.7	
Property tax	%	1	
G-component	€ / MWh	0.5	
Balancing cost	€ / MWh	4	1
<i>Financial assumptions</i>			
Depreciation	years	25	
Accounts payable & receivable	days	30	
Corporate tax rate	%	0 (not applied)	

Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

Glavni nalazi studije su sledeći.

Investicioni troškovi su iskazani u realnim vrednostima na nivou cena iz 2018. godine. Postoji rizik da će doći do promena cena do realizacije projekta. Stoga je u proračunima rizik promena cena kao i ostali fizički rizici uzeta dodatna margina od €5 miliona, što predstavlja oko 8,6% ukupnih investicionih troškova. Investicioni troškovi bez prethodnih troškova razvoja projekta su dati od strane IVICOM-a i iznose €46 miliona. Troškovi razvoja projekta su procenjeni na €7 miliona, tako da su ukupni investicioni troškovi procenjeni na €53 miliona, odnosno na €58 miliona, sa dodatnom marginom za otklanjanje rizika od €5 miliona. Takođe, investicionim troškovima nije obuhvaćena izgradnja priključka vetro-parka na prenosnu električnu mrežu, što u zavisnosti od vrste priključenja, može koštati od €3 do 10 miliona, po proceni obrađivača.

Fiksni operativni troškovi i troškovi održavanja su procenjeni na vrednost od €585 hiljada godišnje, što predstavlja oko 1% od procenjene investicione vrednosti projekta. Varijabilni operativni troškovi su procenjeni na €0,7 /MWh proizvedene električne energije. Porez na imovinu u iznosu od 1% godišnje je uključen u operativne troškove. Ostali troškovi uključuju troškove mrežarine za proizvođače u iznosu od €0,5 do 2,5 €/MWh i troškove balansiranja. Troškovi balansiranja se kreću od 1 €/MWh ako vetro-park posluje u EPCG i deo je njihove balansne grupe, pa do 4 €, ukoliko se vetro-park nalazi u sopstvenoj balansnoj grupi.

Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

Nalaz konsultanta:

Konsultant se upoznao sa metodološkim pristupom kao i sa podacima i proračunima u poglavlju 2. Pregled elektroenergetskog sistema. U pogledu predikcije buduće potrošnje, nije uzet u obzir rast potrošnje po glavi stanovnika. Između ostalog, saglasno svetskim trendovima, očekivanja su da će zbog zamene motora na unutrašnje sagorevanje fosilnih goriva motorima na električni pogon kao i daljim pooštavanjem korišćenja fosilnih goriva i emisije gasova, doći do povećanja potrošnje električne energije i to naročito iz obnovljivih izvora, a samim tim i bržeg povraćaja uloženog novca.

U daljim razradama i analizama, predlaže se modelovanje rasta potrošnje električne energije usled potencijalne povećane potrošnje po glavi stanovnika u razmatranom periodu od 2020. do 2047. godine.

Konsultant je potom pristupio proveru pretpostavljenih investicionih troškova, kao i operativnih i troškova održavanja, kao i ostalih troškova. U skladu sa poslednjim izveštajem organizacije Wind Europe (Wind energy in Europe in 2018 – Trends and statistic, February 2019, Wind Europe, www.windeurope.org), u toku 2018. godine je u Evropi izgrađeno novih **12,5 GW** kapaciteta u vetro-generatorima, pri čemu je njihova investiciona vrednost iznosila **€16,4 milijarde**. U skladu sa ovim statistikama, prosečna vrednost investicije u vetroelektrane iznosi **1.312 €/kW** instalisane snage. Imajući to u vidu, ukupni investicioni troškovi za vetro-park Gvozd, sa instalisanom snagom od **54,6 MW**, u skladu sa statističkim podacima bi se kretala oko **€72 miliona**, što je za **5,3%** veće u odnosu na procenjenju vrednost u studiji od oko ukupno **€68 miliona** (uključujući troškove priključenja).

Konsultant predlaže proveru plana poslovanja sa aspekta usvojenih vrednosti za ukupne investicione troškove i njihovu eventualnu korekciju pri daljim finansijskim analizama, zbog odstupanja od evropskog proseka.

Tehnička dubinska analiza | Analiza studije

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

„Market Study and Business Model for Gvozd Wind Power Plant in Montenegro” – Final Report, Fichtner, Mart 2019.

Nalaz konsultanta:

Fiksni operativni troškovi i troškovi održavanja su procenjeni na vrednost oko **1%** od procenjene investicione vrednosti projekta. Saglasno procenama različitih autora u ovoj oblasti, posle perioda od 10 godina eksploatacije, ove troškove treba povećati na **1,5%** do **2%** godišnje u odnosu na vrednost investicije, a procenjeni radni vek vetro-generatora iznosi 20 godina.

Konsultant predlaže proveru usvojenih vrednosti za fiksne operativne troškove i troškove održavanja i njihovu eventualnu korekciju pri daljim finansijskim analizama.

Procena varijabilnih operativnih troškova od €0,7/MWh proizvedene električne energije i procena ostalih troškova: troškova mrežarine za proizvođače u iznosu od €0,5 do €2,5/MWh i troškove balansiranja, koji se kreću od €1/MWh ako vetro-park posluje u EPCG i deo je njihove balansne grupe, pa do € 4/MWh, ukoliko se vetro-park nalazi u sopstvenoj balansnoj grupi kreću se u okvirima, koji su trenutno javno dostupni.

Što se tiče ukupne proizvodnje električne energije, kao što je naglašeno u prethodnom delu, Konsultant je mišljenja da se kao centralni scenario razmotri pretpostavka proizvodnje sa verovatnoćom od 75%, umesto sa 50% kako je to dato u studiji.



Prilozi

Ključni nalazi	5
Finansijska dubinska analiza	7
Tehnička dubinska analiza	13
Prilozi	38

Prilozi | A1: Obim usluga

Obim usluga u skladu sa Prilogom 2 Ugovora o pružanju usluga dubinske analize

1. FINANSIJSKA DUBINSKA ANALIZA

Rezime

- Ključni nalazi

Transakcija i poslovanje

- Rezime razvoja poslovanja, ističući ključne događaje, akvizicije i otuđenja, kao i promene u vlasništvu i rukovodstvu;
- Promene na kapitalu i vlasništvo;
- Trenutno poslovanje, lokacije i glavne poslovne aktivnosti;
- Pregled izveštaja rukovodstva (ako postoji);
- Usklađenost između izveštaja rukovodstva i zakonskih finansijskih izveštaja;
- Računovodstvene politike.

Bilans uspeha

- Struktura operativnih troškova;
- Analiza troškova zarada;
- Pregled ugovora sa glavnim dobavljačima;
- Troškovi zarada i drugi operativni troškovi;
- EBITDA normalizacija i analiza vanrednih i neposlovnih rashoda;
- Analiza ostalog i finansijskog rezultata.

1. FINANSIJSKA DUBINSKA ANALIZA (nastavak)

Bilans uspeha

- Analiza osnovnih sredstava, koja podrazumeva: kretanje nabavne i sadašnje vrednosti osnovnih sredstava po kategoriji; politike kapitalizacije i amortizacije; analizu sredstava u pripremi; analizu nematerijalnih ulaganja i intelektualne svojine.
- Analiza i normalizacija neto obrtnog kapitala, uključujući: analizu datih i primljenih avansa; analizu obaveza prema dobavljačima uključujući starosnu analizu; analizu ostalih obrtnih sredstava;
- Analiza i normalizacija neto duga, uključujući: finansijske obaveze; identifikacija stavki duga i kvazi duga; analiza rezervisanja, garancija, potencijalnih sredstava i potencijalnih obaveza i analizu zaostatka u investiranju. ulaganja;

2. TEHNIČKA DUBINSKA ANALIZA

- Analiza tehničke dokumentacije i studija
- Detaljna analiza zemljišta neophodnog za vetroelektranu

Prilozi | A2: Pregled studije

Studija pretpostavlja dve opcije za izgradnju vetroparka: Vetropark kao projekat kroz SPV ili vetropark kao projekat u okviru sistema EPCG

Stavka	Opcija 1	Opcija 2
Opcije projekta	Gvozđ vetropark kao samostalan projekat kroz SPV	Gvozđ vetropark kao projekat u okviru Sistema EPCG
Životni vek projekta	<ul style="list-style-type: none"> Pretpostavljeno je da će projekat trajati 27 godina od čega bi sama izgradnja vetroparka i njegov probni rad trajao 2 godine počev od 1. jula 2020. godine. U okviru prve 2 godine, pretpostavljeno je da bi izgradnja vetroparka trajala 18 meseci dok bi 6 meseci trajao probni rad. Nakon isteka perioda probnog rada, predviđen je pun rad vetroparka u periodu od 25 godina počev od 1 jula 2022. godine. 	
Troškovi investicija	<ul style="list-style-type: none"> Pretpostavljeno je da bi ukupan trošak investicije iznosio €58 miliona (plus €10 miliona za troškove priključenja), od čega bi €46 miliona bilo namenjeno za izgradnju vetroparka, €5 miliona za nepredviđene troškove i €7 miliona za razvojne troškove. 	
Troškovi finansiranja	<ul style="list-style-type: none"> €3,9 miliona 50% od komercijalne banke i 50% od međunarodne finansijske institucije 	<ul style="list-style-type: none"> €2,9 miliona 50% od komercijalne banke i 50% od međunarodne finansijske institucije Pretpostavljen je niži trošak finansiranja u opciji gde se Gvozđ sprovodi kao projekat u okviru EPCG-a imajući u vidu da EPCG može ostvariti povoljnije uslove kreditiranja u odnosu na tržišne.
Diskontna stopa	<ul style="list-style-type: none"> PPCK od 7,6% na bazi troška sopstvenog kapitala od 12,2% i troška pozajmljenog kapitala posle poreza od 5,7% kao i pretpostavljene strukture finansiranja od 70% dug i 30% sopstveni kapital. Trošak sopstvenog kapitala je obračunat pod pretpostavkom stope bez rizika od 3,375%, koja predstavlja obveznicu Crne Gore izdatu aprila 2018, beta koeficijent od 0,88 preuzet iz databaze Damodarana, tržišni rizik od 6% i premiju za rizik veličine od 3,5%. Trošak pozajmljenog kapitala iznosi 6,2% na bazi pretpostavljenih troškova finansiranja projekta dok posle poreza iznosi 5,7%. 	<ul style="list-style-type: none"> PPCK od 6,4% na bazi troška sopstvenog kapitala od 12,2% i troška pozajmljenog kapitala posle poreza od 3,9% kao i pretpostavljene strukture finansiranja od 70% dug i 30% sopstveni kapital. Trošak sopstvenog kapitala je obračunat pod pretpostavkom stope bez rizika od 3,375%, koja predstavlja obveznicu Crne Gore izdatu aprila 2018, beta koeficijent od 0,88 preuzet iz databaze Damodarana, tržišni rizik od 6% i premiju za rizik veličine od 3,5%. Trošak pozajmljenog kapitala iznosi 4,2% na bazi pretpostavljenih troškova finansiranja projekta dok posle poreza iznosi 3,9%.

Prilozi | A2: Pregled studije

Studija pretpostavlja dve opcije za izgradnju vetroparka: Vetropark kao projekat kroz SPV ili vetropark kao projekat u okviru sistema EPCG

Stavka	Opcija 1	Opcija 2																					
Proizvodnja energije	<ul style="list-style-type: none">Pretpostavljeno je da će godišnja proizvodnja električne energije iznositi 153,045 megavat sati (MWh) na bazi 13 izgrađenih vetroturbina.																						
Cena struje	<ul style="list-style-type: none">Pretpostavljene su sledeće cene električne energije: <table><tr><th>EUR/MWh</th><th>2020</th><th>2025</th><th>2030</th><th>2035</th><th>2040</th><th>2045</th></tr><tr><td>Baseload*</td><td>44,6</td><td>51,3</td><td>58.9</td><td>67,7</td><td>77,8</td><td>89,5</td></tr><tr><td>Peakload**</td><td>50,5</td><td>57,2</td><td>64,9</td><td>73.7</td><td>83,8</td><td>95,4</td></tr></table> <ul style="list-style-type: none">Procena kretanja cene električne energije je rađena pod pretpostavkom godišnjeg rasta za 2,8% počev od 2020. godine.		EUR/MWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045	Baseload*	44,6	51,3	58.9	67,7	77,8	89,5	Peakload**	50,5	57,2	64,9	73.7	83,8	95,4
EUR/MWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045																	
Baseload*	44,6	51,3	58.9	67,7	77,8	89,5																	
Peakload**	50,5	57,2	64,9	73.7	83,8	95,4																	
Fiksni troškovi	<ul style="list-style-type: none">Predviđeni su fiksni troškovi na nivou od €45 hiljada za svaku izgrađenu turbinu što rezultira u ukupnim fiksnim troškovima na godišnjem nivou od €585 hiljada godišnje za 13 turbina.																						
Varijabilni troškovi	<ul style="list-style-type: none">Predviđeni su varijabilni troškovi na nivou od €0,7/MWh proizvedene električne energije.																						
Troškovi poreza na imovinu	<ul style="list-style-type: none">Predviđeni su troškovi poreza na imovinu na godišnjem nivou u iznosu od 1% od ukupne vrednosti imovine.																						
Troškovi mreže	<ul style="list-style-type: none">Predviđeni su troškovi mreže na godišnjem nivou u iznosu od €0,5/MWh.																						
Troškovi balansiranja	<ul style="list-style-type: none">€4/MWh	<ul style="list-style-type: none">€1/MWh																					

*Baseload energija za ceo dan (00:00-24:00)

**Peakload energija za 12 sati (08:00-20:00)

Prilozi | A2: Pregled studije

Studija pretpostavlja dve opcije za izgradnju vetroparka: Vetropark kao projekat kroz SPV ili vetropark kao projekat u okviru sistema EPCG

Stavka	Opcija 1	Opcija 2
Amortizacija	• Predviđen je trošak amortizacije na godišnjem nivou na bazi proporcionalne amortizacije na 25 godina.	
Obrtni kapital	• Predviđen je obrtni kapital na bazi 30 dana naplate potraživanja i 30 dana plaćanja obaveze.	
Porez na dobit	• Trošak poreza na dobit nije projektovan odnosno pretpostavljeno je da će trošak poreza na dobit iznositi 0.	



Prilozi | A2: Pregled studije

U opciji 1, studija predviđa neto dobit od €(2.350) hiljade u 2020. godini do €8.724 hiljade u 2046. godini odnosno €5.981 hiljade u 2047*. godini

Bilans uspeha		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
Godišnja proizvodnja	MWh	-	-	84.481	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	85.705
Cena struje u Peak-u	€/MWh	50,5	51,5	52,8	54,1	55,5	56,8	58,3	59,8	61,3	62,8	64,4	66,1	67,8	69,5	71,3	73,2	75,1	77,0	79,0	81,1	83,2	85,4	87,6	90,0	92,3	94,8	97,3	99,2
Cena struje u Baseload-u	€/MWh	44,6	45,6	46,8	48,2	49,5	50,9	52,4	53,8	55,4	56,9	58,5	60,2	61,9	63,6	65,4	67,3	69,2	71,1	73,1	75,2	77,3	79,5	81,7	84,0	86,4	88,8	91,3	93,3
Ukupni prihodi	"000" €			3.634	6.945	7.142	7.343	7.550	7.763	7.982	8.207	8.439	8.677	8.922	9.174	9.432	9.698	9.972	10.254	10.543	10.840	11.146	11.461	11.784	12.116	12.459	12.810	13.171	7.012
Fiksni troškovi	"000" €			(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(585)
Varijabilni troškovi	"000" €			(59)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(60)
Porez na imovinu	"000" €			(563)	(539)	(516)	(493)	(470)	(447)	(423)	(400)	(377)	(354)	(331)	(307)	(284)	(261)	(238)	(215)	(191)	(168)	(145)	(122)	(99)	(75)	(52)	(29)	(6)	-
Trošak mreže	"000" €			(42)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(43)
Trošak balansiranja	"000" €			(338)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(343)
Ukupni operativni troškovi	"000" €			(2.172)	(2.505)	(2.482)	(2.459)	(2.436)	(2.413)	(2.389)	(2.366)	(2.343)	(2.320)	(2.297)	(2.273)	(2.250)	(2.227)	(2.204)	(2.181)	(2.157)	(2.134)	(2.111)	(2.088)	(2.065)	(2.041)	(2.018)	(1.995)	(1.972)	(1.031)
EBITDA	"000" €			1.462	4.440	4.660	4.884	5.114	5.350	5.593	5.841	6.096	6.357	6.625	6.901	7.182	7.471	7.768	8.073	8.386	8.706	9.035	9.373	9.719	10.075	10.441	10.815	11.199	5.981
Amortizacija	"000" €			(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	-
EBIT	"000" €			(1.013)	1.965	2.185	2.409	2.639	2.875	3.118	3.366	3.621	3.882	4.150	4.426	4.707	4.996	5.293	5.598	5.911	6.231	6.560	6.898	7.244	7.600	7.966	8.340	8.724	5.981
Trošak kamate	"000" €			(1.337)	(2.496)	(2.294)	(2.080)	(1.872)	(1.664)	(1.460)	(1.248)	(1.040)	(832)	(625)	(416)	(208)	(26)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prihod od kamate	"000" €			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Neto dobit pre poreza	"000" €			(2.350)	(531)	(109)	329	767	1.211	1.658	2.118	2.581	3.050	3.525	4.010	4.499	4.970	5.293	5.598	5.911	6.231	6.560	6.898	7.244	7.600	7.966	8.340	8.724	5.981
Porez na dobit	"000" €			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Neto dobit	"000" €			(2.350)	(531)	(109)	329	767	1.211	1.658	2.118	2.581	3.050	3.525	4.010	4.499	4.970	5.293	5.598	5.911	6.231	6.560	6.898	7.244	7.600	7.966	8.340	8.724	5.981

Novčani tok		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
Prihodi	"000" €	-	-	3.634	6.945	7.142	7.343	7.550	7.763	7.982	8.207	8.439	8.677	8.922	9.174	9.432	9.698	9.972	10.254	10.543	10.840	11.146	11.461	11.784	12.116	12.459	12.810	13.171	7.012
Troškovi	"000" €	-	-	(2.172)	(2.505)	(2.482)	(2.459)	(2.436)	(2.413)	(2.389)	(2.366)	(2.343)	(2.320)	(2.296)	(2.273)	(2.250)	(2.227)	(2.204)	(2.180)	(2.157)	(2.134)	(2.111)	(2.088)	(2.064)	(2.041)	(2.018)	(1.995)	(1.972)	(1.031)
Obni kapital Priliv(Odliv)	"000" €	-	-	(333)	(17)	(17)	(18)	(18)	(19)	(19)	(20)	(20)	(21)	(21)	(22)	(22)	(23)	(23)	(24)	(25)	(25)	(26)	(27)	(27)	(28)	(29)	(30)	(30)	(108)
Kamata na gotovinu	"000" €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porez na dobit	"000" €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operativni tok	"000" €	-	-	1.129	4.423	4.643	4.866	5.096	5.332	5.574	5.821	6.076	6.336	6.605	6.879	7.160	7.448	7.745	8.050	8.361	8.681	9.009	9.346	9.693	10.047	10.412	10.785	11.169	5.873
CAPEX	"000" €	(21.750)	(36.250)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kapitalizovani troškovi finansirani	"000" €	(2.060)	(1.816)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operativni/investicioni tok	"000" €	(23.810)	(38.066)	1.129	4.423	4.643	4.866	5.096	5.332	5.574	5.821	6.076	6.336	6.605	6.879	7.160	7.448	7.745	8.050	8.361	8.681	9.009	9.346	9.693	10.047	10.412	10.785	11.169	5.873
Priliv iz sopstvenog kapitala	"000" €	7.143	11.420	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Priliv iz pozajmljenog kapitala	"000" €	16.667	26.646	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trošak kamate	"000" €	-	-	(1.337)	(2.496)	(2.294)	(2.080)	(1.872)	(1.664)	(1.460)	(1.248)	(1.040)	(832)	(625)	(416)	(208)	(26)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trošak glavnice	"000" €	-	-	(1.666)	(3.332)	(3.332)	(3.332)	(3.332)	(3.332)	(3.332)	(3.332)	(3.332)	(3.332)	(3.332)	(3.332)	(3.332)	(1.666)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tok posle finansiranja	"000" €	-	-	(1.874)	(1.405)	(983)	(546)	(108)	336	782	1.241	1.704	2.172	2.648	3.131	3.620	5.756	7.745	8.050	8.361	8.681	9.009	9.346	9.693	10.047	10.412	10.785	11.169	5.873
Dividende	"000" €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.324)	(2.647)	(3.131)	(3.621)	(5.757)	(7.745)	(8.049)	(8.361)	(8.130)	(6.561)	(6.898)	(7.244)	(7.600)	(7.966)	(8.340)	(8.724)	(5.981)
Povećanje(Smanjenje)	"000" €	-	-	(1.874)	(1.405)	(983)	(546)	(108)	336	782	1.241	1.704	848	1	-	(1)	(1)	-	1	-	551	2.448	2.448	2.449	2.447	2.446	2.445	2.445	(108)

*Projektovani su rezultati samo za prvih 6 meseci 2047. godine s obzirom na to da je predviđeno da će vetropark početi zvanično da radi polovinom 1. jula 2022. godine.



Prilozi | A2: Pregled studije

U opciji 2, studija predviđa neto dobit od EUR (860) hiljade u 2020. godini do EUR 10.417 hiljade u 2046. godini odnosno EUR 6.947 hiljade u 2047*. godini

Bilans uspeha		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
Godišnja proizvodnja	MWh	-	-	84.481	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	153.045	85.705
Cena struje u Peak-u	€/MWh	50,5	51,5	52,8	54,1	55,5	56,8	58,3	59,8	61,3	62,8	64,4	66,1	67,8	69,5	71,3	73,2	75,1	77,0	79,0	81,1	83,2	85,4	87,6	90,0	92,3	94,8	97,3	99,2
Cena struje u Baseload-u	€/MWh	44,6	45,6	46,8	48,2	49,5	50,9	52,4	53,8	55,4	56,9	58,5	60,2	61,9	63,6	65,4	67,3	69,2	71,1	73,1	75,2	77,3	79,5	81,7	84,0	86,4	88,8	91,3	93,3
Ukupni prihodi	"000" €			4.388	7.812	8.019	8.231	8.449	8.673	8.904	9.141	9.384	9.635	9.893	10.158	10.430	10.710	10.999	11.295	11.599	11.912	12.235	12.565	12.906	13.255	13.616	13.986	14.366	7.721
Fiksni troškovi	"000" €			(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(1.170)	(585)
Varijabilni troškovi	"000" €			(59)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(60)
Porez na imovinu	"000" €			(563)	(539)	(516)	(493)	(470)	(447)	(423)	(400)	(377)	(354)	(331)	(307)	(284)	(261)	(238)	(215)	(191)	(168)	(145)	(122)	(99)	(75)	(52)	(29)	(6)	-
Trošak mreže	"000" €			(42)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(43)
Trošak balansiranja	"000" €			(84)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(86)
Ukupni operativni troškovi	"000" €			(1.918)	(2.046)	(2.023)	(2.000)	(1.977)	(1.954)	(1.930)	(1.907)	(1.884)	(1.861)	(1.838)	(1.814)	(1.791)	(1.768)	(1.745)	(1.722)	(1.698)	(1.675)	(1.652)	(1.629)	(1.606)	(1.582)	(1.559)	(1.536)	(1.513)	(774)
EBITDA	"000" €			2.470	5.766	5.996	6.231	6.472	6.719	6.974	7.234	7.500	7.774	8.055	8.344	8.639	8.942	9.254	9.573	9.901	10.237	10.583	10.936	11.300	11.673	12.057	12.450	12.853	6.947
Amortizacija	"000" €			(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	(2.436)	-
EBIT	"000" €			34	3.330	3.560	3.795	4.036	4.283	4.538	4.798	5.064	5.338	5.619	5.908	6.203	6.506	6.818	7.137	7.465	7.801	8.147	8.500	8.864	9.237	9.621	10.014	10.417	6.947
Trošak kamate	"000" €			(894)	(1.670)	(1.535)	(1.391)	(1.252)	(1.113)	(977)	(835)	(695)	(556)	(418)	(278)	(139)	(17)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prihod od kamate	"000" €			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Neto dobit pre poreza	"000" €			(860)	1.660	2.025	2.404	2.784	3.170	3.561	3.963	4.369	4.782	5.201	5.630	6.064	6.489	6.818	7.137	7.465	7.801	8.147	8.500	8.864	9.237	9.621	10.014	10.417	6.947
Porez na dobit	"000" €			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Neto dobit	"000" €			(860)	1.660	2.025	2.404	2.784	3.170	3.561	3.963	4.369	4.782	5.201	5.630	6.064	6.489	6.818	7.137	7.465	7.801	8.147	8.500	8.864	9.237	9.621	10.014	10.417	6.947

Novčani tok		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
Prihodi	"000" €	-	-	4.388	7.812	8.019	8.231	8.449	8.673	8.904	9.141	9.384	9.635	9.893	10.158	10.430	10.710	10.999	11.295	11.599	11.912	12.235	12.565	12.906	13.255	13.616	13.986	14.366	7.721
Troškovi	"000" €	-	-	(1.918)	(2.046)	(2.023)	(2.000)	(1.976)	(1.953)	(1.930)	(1.907)	(1.884)	(1.860)	(1.837)	(1.814)	(1.791)	(1.768)	(1.744)	(1.721)	(1.698)	(1.675)	(1.652)	(1.628)	(1.605)	(1.582)	(1.559)	(1.536)	(1.512)	(774)
Obmi kapital Priliv(Odliv)	"000" €	-	-	(421)	(18)	(18)	(19)	(19)	(20)	(20)	(21)	(21)	(22)	(22)	(23)	(23)	(24)	(25)	(25)	(26)	(26)	(27)	(28)	(29)	(29)	(30)	(31)	(32)	(155)
Kamata na gotovinu	"000" €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porez na dobit	"000" €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operativni tok	"000" €	-	-	2.049	5.748	5.978	6.212	6.454	6.700	6.954	7.213	7.479	7.753	8.034	8.321	8.616	8.918	9.230	9.549	9.875	10.211	10.556	10.909	11.272	11.644	12.027	12.419	12.822	6.792
CAPEX	"000" €	(21.750)	(36.250)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kapitalizovani troškovi finansirani	"000" €	(1.601)	(1.304)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operativni/investicioni tok	"000" €	(23.351)	(37.554)	2.049	5.748	5.978	6.212	6.454	6.700	6.954	7.213	7.479	7.753	8.034	8.321	8.616	8.918	9.230	9.549	9.875	10.211	10.556	10.909	11.272	11.644	12.027	12.419	12.822	6.792
Priliv iz sopstvenog kapitala	"000" €	7.005	11.266	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Priliv iz pozajmljenog kapitala	"000" €	16.346	26.288	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trošak kamate	"000" €	-	-	(894)	(1.670)	(1.535)	(1.391)	(1.252)	(1.113)	(977)	(835)	(695)	(556)	(418)	(278)	(139)	(17)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trošak glavnice	"000" €	-	-	(1.640)	(3.280)	(3.280)	(3.280)	(3.280)	(3.280)	(3.280)	(3.280)	(3.280)	(3.280)	(3.280)	(3.280)	(3.280)	(1.640)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tok posle finansiranja	"000" €	-	-	(485)	798	1.163	1.541	1.922	2.307	2.697	3.098	3.504	3.917	4.336	4.763	5.197	5.630	6.064	6.498	6.932	7.366	7.800	8.234	8.668	9.102	9.536	9.970	10.404	6.947
Dividende	"000" €	-	-	-	(314)	(1.164)	(1.542)	(1.922)	(2.308)	(2.698)	(3.099)	(3.505)	(3.917)	(4.336)	(4.764)	(5.198)	(5.631)	(6.065)	(6.499)	(6.933)	(7.367)	(7.801)	(8.235)	(8.669)	(9.103)	(9.537)	(9.971)	(10.405)	(6.947)
Povećanje(Smanjenje)	"000" €	-	-	(485)	484	(1)	(1)	-	(1)	(1)	(1)	(1)	-	-	(1)	(1)	-	-	1	-	428	2.409	2.408	2.408	2.407	2.406	2.405	2.405	(155)

*Projektovani su rezultati samo za prvih 6 meseci 2047. godine s obzirom na to da je predviđeno da će vetropark početi zvanično da radi polovinom 1. jula 2022. godine.

Prilozi | A3: Rečnik pojmova

€	Evro
AVR	Aktivna vremenska razgraničenja
Base(load)	Energija za 24 sata
CAPEX	Kapitalna ulaganja
CBA	Analiza troška i koristi
Dec16, Dec17, Dec18 Društvo	Period koji se završava na dan 31. Decembar 2016, 31. Decembar 2017, 31. Decembar 2018. Green Gvozd d.o.o, Podgorica, Crna Gora
DV	Dalekovod
EBIT	Dobitak pre troškova kamata i poreza
EBITDA	Dobitak pre troškova kamata, poreza i amortizacije
EPCG	Elektroprivreda Crne Gore a.d, Nikšić, Crna Gora
EUR	Evro
FGW	"Fordergesellschaft Windenergie", Hamburg, Nemačka
Fichtner	Fichtner Menadžment Konsalting Grupa, Nemačka
FY16, FY17, FY18 GW	Finansijska godina koja se završava 31. Decembar 2016, 31. Decembar 2017, 31. Decembar 2018. Gigavat
GWh	Gigavat sati
HE	Hidroelektrane

HPP	Hidroelektrane
HUPX	Mađarska energetska berza
HVDC	Visokonaponska direktna struja
IEC	Internacionalna elektrotehnička komisija
Izveštaj	Ovaj izveštaj o finansijskoj, pravnoj i tehničkoj analizi
Klijent, Kupac	Elektroprivreda Crne Gore a.d, Nikšić, Crna Gora
km	kilometar
kV	kilovolt
m	Metar
Matično društvo	IVICOM Holding GmbH, Austrija
MEASNET	Kooperativna saradnja kompanija koja se bavi energijom vetra
MRS	Medjunarodni računovodstveni standardi
MS	Merni stub
MW	Megavat
MWh	Megavat sati
n.a.	Nije primenljivo
PDV	Porez na dodatu vrednost
Peak(load)	Energija za 12 sati

Prilozi | A3: Rečnik pojmova

Posmatrani period PPCK	2016, 2017, 2018. godina Prosečna ponderisana cena kapitala
Predmet transakcije Rukovodstvo SPV	100% udela u Društvu Rukovodstvo društva Green Gvozd d.o.o, Podgorica, Crna Gora
TE	Termoelektrane
Transakcija	Kupoprodaja 100% udela Društva
TS Gvozd / Krnovo / Nikšić VE Gvozd	Tehnička stanica Gvozd / Krnovo / Nikšić Vetroelektrana Gvozd
WTG	Vetrogenerator

Deloitte se odnosi na jedno ili više lica Deloitte Touche Tohmatsu Limited, koje predstavlja pravno lice osnovano u skladu sa pravom Ujedinjenog Kraljevstva Velike Britanije i mrežu njegovih članova. Deloitte Touche Tohmatsu Limited i njegova društva članovi nisu odgovorni za postupke ili propuste drugih članova. Svako društvo član je odvojeno i nezavisno pravno lice koje deluje pod imenom „Deloitte“, „Deloitte & Touche“, „Deloitte Touche Tohmatsu“, ili drugim sličnim imenom. „Deloitte Central Europe“ „DCE“, „društvo“ ili „mi“ odnosi se na regionalnu organizaciju pravnih lica organizovanih pod okriljem Deloitte Central Europe Holdings Limited, firme članice Deloitte Touche Tohmatsu Limited registrovane u centralnoj Evropi. Usluge pružaju zavisna pridružena preduzeća Deloitte Central Europe Holdings Limited, koja predstavljaju zasebne i samostalne pravne subjekte. Deloitte d.o.o. Beograd predstavlja zavisno društvo lica Deloitte Central Europe Holdings Limited.

© 2019 Deloitte Srbija

© 2019 Deloitte Central Europe