Razvoj projekta vjetroelektrane u tržišnim uvjetima

Biloš, Josip

Master's thesis / Diplomski rad

2020

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Zagreb, Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture / Sveučilište u Zagrebu, Fakultet strojarstva i brodogradnje**

Permanent link / Trajna poveznica: https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:235:180774

Rights / Prava: Attribution-NoDerivatives 4.0 International/Imenovanje-Bez prerada 4.0 međunarodna

Download date / Datum preuzimanja: **2024-04-17**

Repository / Repozitorij:

Repository of Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture University of Zagreb

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

DIPLOMSKI RAD

Josip Biloš

Zagreb, 2020.

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

DIPLOMSKI RAD

Mentor:
prof. dr. sc. Neven Duić, dipl. ing.

Student:
Josip Biloš

Zagreb, 2020.

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno koristeći znanja stečena tijekom studija i navedenu literaturu.

Zahvaljujem se svojim roditeljima koji su mi radom, trudom i odricanjem omogućili studiranje na Fakultetu strojarstva i brodogradnje. Također, hvala i projektu BLUE DEAL – Blue Energy Deployment Alliance financiranom kroz transnacionalni program europske suradnje za mediteransko područje, Interreg MED, na ustupljenim materijalima.

Josip Biloš

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE
Središnje povjerenstvo za završne i diplomske ispite
Povjerenstvo za diplomske ispite studija strojarstva za smjerove:
procesno-energetski, konstrukcijski, brodostrojarski i inženjersko modeliranje i računalne simulacije

Sveučilište u Zagrebu Fakultet strojarstva i brodogradnje	
Datum:	Prilog:
Klasa: 602 - 04 / 20 - 6 / 3	
Ur. broj: 15 - 1703 - 20 -	

DIPLOMSKI ZADATAK

Student: **Josip Biloš** Mat. br.: 0035201226

Naslov rada na hrvatskom jeziku: **Razvoj projekta vjetroelektrane u tržišnim uvjetima**

Naslov rada na engleskom jeziku: **Development of a wind power plant project in the market conditions**

Opis zadatka:

Sektor vjetroelektrana je, uz fotonaponske elektrane, doživio najveći razvoj od svih tehnologija za pretvorbu energije u zadnjih 20 godina. Nova postrojenja bila su u zadnjih 10 godina poticana modelima poput zajamčene otkupne cijene ili aktualnom tržišnom premijom. Već sada je za mnoge lokacije moguće izgraditi i u pogon pustiti vjetroelektrane koje za ekonomsku isplativost ne trebaju nikakve poticaje. Republika Hrvatska je usvojila novu Strategiju energetskog razvoja do 2030. s pogledom na 2050., u kojoj je glavna odrednica razvoja energetskog sustava dekarbonizacija, a predviđa se da će vjetroelektrane biti tehnologija s najvećom instaliranom snagom do 2050. Ovaj zadatak istražuje mogućnost izgradnje vjetroelektrane koja posluje u tržišnim uvjetima u Hrvatskoj.

U okviru zadatka potrebno je:

1. Napraviti pregled trenutnog stanje tehnologije vjetroelektrana i razvoj tog sektora u Hrvatskoj
2. Analizirati realnu lokaciju za izgradnju vjetroelektrane
3. Koristeći dostupne ulazne podatke, analizirati položaj vjetroturbina na mikrolokaciji u programu WindPRO
4. Korištenjem tehno-ekonomske analize pokazati isplativost izgradnje analizirane vjetroelektrane

Potrebni podaci i literatura se mogu dobiti kod mentora. U radu navesti korištenu literaturu i eventualno dobivenu pomoć.

Zadatak zadan:	Datum predaje rada:	Predviđeni datum obrane:
24. rujna 2020.	26. studenoga 2020.	30.11. – 4.12.2020.

Zadatak zadao: Predsjednica Povjerenstva:

Prof. dr. sc. Neven Duić Prof. dr. sc. Tanja Jurčević Lulić

SADRŽAJ

POPIS SLIKA ..... **IV**

POPIS TABLICA ..... **VII**

POPIS KRATICA ..... **IX**

SAŽETAK ..... **X**

SUMMARY ..... **XI**

1. UVOD ***1***

2. SVJETSKI I EUROPSKI TRENDOVI ***2***

2.1 Nivelirani troškovi električne energije **2**

2.2 Europski trendovi i Green Deal **5**

2.2.1 Onshore vjetroelektrane 6

2.2.2 Offshore vjetroelektrane 7

2.3 Uloga velikih elektroprivreda **8**

3. STANJE HRVATSKOG ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA ***9***

4. VJETROELEKTRANE U HRVATSKOJ ***16***

5. RAZVOJ PROJEKATA ***22***

5.1 Sudjelovanje na tržištu **22**

5.2 Procesi dobivanja dozvola **26**

5.2.1 Postupak predprijave 28

5.2.2 Zakonska procedura odobravanja dozvola 32

5.3 Monitoring utjecaja na ornitofaunu i šišmiše **38**

6. BUDUĆNOST VJETROELEKTRANA U RH ***40***

6.1 Natječaji **40**

6.2 Planirani projekti **41**

6.3 Promjene snage postojećih vjetroelektrana **42**

6.4 Izgradnja dodatnih agregata i predimenzioniranje **44**

6.5 Hibridna postrojenja **45**

7. METODE ***46***

7.1 Analiza makrolokacije **46**

7.1.1 Analiza prostornog plana 51

7.1.2 Analiza pristupa lokaciji ... 52
7.1.3 Priključak na elektroenergetsku mrežu ... 53
7.2 Analiza mikrolokacije ... 53
7.2.1 Google Earth Pro ... 53
7.2.2 Windographer ... 53
7.2.3 WindPRO ... 54
7.2.3.1 Modeliranje terena ... 54
7.2.3.2 Klimatski podaci ... 55
7.2.3.3 Mjerni podaci ... 57
7.2.3.4 Odabrane vjetroturbine ... 60
7.2.3.5 MCP dugoročna korekcija ... 62
7.2.3.6 Izračun proizvodnje vjetroelektrane ... 66
7.2.3.7 Gubici i nesigurnost ... 69
7.3 Tehno-ekonomska analiza ... 70
7.3.1 Tehnička analiza ... 70
7.4 Ekonomska analiza ... 71
7.4.1 Prihodi od prodaje električne energije ... 71
7.4.2 Troškovi ... 72
7.4.3 Kredit i rata otplate ... 72
7.4.4 Amortizacija ... 73
7.4.5 Dobit i porez na dobit ... 73
7.4.6 Procjena povrata ulaganja metodom sadašnje vrijednosti ... 74
7.4.7 Procjena povrata ulaganja metodom unutrašnje stope povrata ... 75
7.4.8 LCOE ... 76
8. TEHNO-EKONOMSKA ANALIZA NOVE VJETROELEKTRANE ... 77
8.1 Primjena pristupa opisanog u metodi ... 77
8.2 Predviđena bruto proizvodnja – prvi scenarij ... 80
8.3 Predviđena bruto proizvodnja – drugi scenarij ... 81
8.4 Predviđena bruto proizvodnja – treći scenarij ... 83
8.5 Odabrani scenarij ... 85
8.6 Neto proizvodnja vjetroelektrane ... 90
8.1 Prihodi od prodaje električne energije ... 94
8.2 Troškovi ... 96
8.2.1 Investicijski troškovi ... 96

8.2.2 Troškovi održavanja 96
8.3 Plan otplate kredita 97
8.4 Amortizacija 98
8.5 Dobit i porez na dobit 98
8.6 Procjena povrata ulaganja metodom sadašnje vrijednosti 100
8.7 Procjena povrata ulaganja metodom unutrašnje stope povrata 102
8.8 LCOE 103
9. ZAKLJUČAK 105

LITERATURA 106

POPIS SLIKA

Slika 2.1: Najjeftiniji izvori električne energije po LCOE u 2020. [1] *2*
Slika 2.2: LCOE za solarne elektrane, vjetroelektrane i baterijsku pohranu energije [1] *3*
Slika 2.3: Instalirani kapaciteti elektrana u 2050. (GW) [4] *6*
Slika 2.4: Planirani rast kapaciteta vjetroelektrana do 2050. [5] *6*
Slika 2.5: LCOE za nove europske elektrane [5] *7*
Slika 2.6: Offshore kapaciteti 2050. godine [7] *8*
Slika 3.1: Prijenosna mreža Hrvatske i prekogranična razmjena energije [9] *10*
Slika 3.2: Udio pojedinih tipova elektrana u proizvodnji električne energije [10] *12*
Slika 3.3: Godišnja potrošnja i vršno opterećenje EES-a [9] *13*
Slika 3.4: Maksimalna i minimalna opterećenja po prijenosnim područjima u RH [10] *15*
Slika 4.1: Instalirana snaga vjetroelektrana u RH [9] *16*
Slika 4.2: Satna proizvodnja vjetroelektrana u RH [9] *18*
Slika 4.3: Krivulja trajanja dnevne proizvodnje vjetroelektrana u RH [11] *19*
Slika 4.4: Mjesečna proizvodnja vjetroelektrana u RH [9] *19*
Slika 4.5: Mjesečni faktor iskorištenja snage svih vjetroelektrana u RH [11] *20*
Slika 4.6: Udio proizvodnje vjetroelektrana u pokrivanju satnog opterećenja EES [11] *21*
Slika 5.1: Sudjelovanje na tržištu električne energije [14] *23*
Slika 5.2: Model tržišta električne energije [15] *24*
Slika 5.3: Tijek procesa ishođenja dozvola [18] *26*
Slika 5.4: Koraci postupka ishođenja dozvola [18] *27*
Slika 5.5: Izrada idejnog projekta [18] *28*
Slika 5.6: Usklađivanje projekta s prostornim planom [18] *29*
Slika 5.7: Ocjena o prihvatljivosti zahvata za ekološku mrežu [18] *29*
Slika 5.8: Ocjena o potrebi procjene utjecaja na okoliš [18] *30*
Slika 5.9: Provedba procjene utjecaja na okoliš [18] *31*
Slika 5.10: Geodetski projekt [18] *32*
Slika 5.11: Postupak ishođenja lokacijske dozvole [18] *32*
Slika 5.12: Izrada glavnog projekta [18] *33*
Slika 5.13: Postupak ishođenja građevinske dozvole [18] *34*
Slika 5.14: Prijava početka građenja [18] *35*
Slika 5.15: Prijava pokusnog rada [18] *35*
Slika 5.16: Postupak ishođenja okolišne dozvole [18] *36*

Slika 5.17: Postupak ishođenja uporabne dozvole [18] *36*
Slika 5.18: Evidentiranje vjetroelektrane u katastru i zemljišnim knjigama [18] *37*
Slika 6.1: Prikaz povećanja rotora vjetroturbine tijekom godina [21] *42*
Slika 6.2: Prikaz hibridnog postrojenja [22] *45*
Slika 7.1: Prikaz brzina vjetra na 80 m u Hrvatskoj [23] *46*
Slika 7.2: Aerodinamička duljina hrapavosti na raznim terenima [24] *48*
Slika 7.3: Formiranje vrtloga bure na padinama [25] *49*
Slika 7.4: Pravilan položaj vjetroturbine iza planinskog masiva *50*
Slika 7.5: Računalna simulacije brzina vjetra (tlocrt) – Vortex [26] *50*
Slika 7.6: Računalna simulacije brzina vjetra (pogled) – Vortex [26] *51*
Slika 7.7: Prostorni plan šibensko-kninske županije [27] *52*
Slika 7.8: Model terena u WindPRO-u [28] *55*
Slika 7.9: Ruža vjetrova – MERRA2 [28] *56*
Slika 7.10: Weibullova raspodjela - MERRA2 [28] *56*
Slika 7.11: Smik vjetra po smjerovima [28] *57*
Slika 7.12: Profil brzine vjetra po visini [28] *58*
Slika 7.13: Ruža vjetrova – mjerni stup [28] *59*
Slika 7.14: Weibullova raspodjela – mjerni stup [28] *59*
Slika 7.15: Krivulja snage vjetroturbine [28] *60*
Slika 7.16: Dijagramski prikaz razina buke vjetroturbine [28] *61*
Slika 7.17: Unos mjernih podataka u MCP modul [28] *62*
Slika 7.18: Prilagodbe MCP modela [28] *63*
Slika 7.19: Nesigurnost MCP modela [28] *63*
Slika 7.20: Ulazni podaci za MCP predviđanje [28] *64*
Slika 7.21: Usporedba MCP matematičkih modela za predviđanje [28] *64*
Slika 7.22: Predviđanje dugoročnih podataka MCP matričnim modelom [28] *65*
Slika 7.23: Odabir vrste PARK izračuna [28] *66*
Slika 7.24: Postavke PARK modula [28] *67*
Slika 7.25: Sezonska korekcija u PARK modulu [28] *67*
Slika 7.26: Odabir mjernih podataka u PARK modulu [28] *68*
Slika 7.27: Kategorije gubitaka u Loss&Uncertainty modulu [28] *69*
Slika 7.28: Kategorije nesigurnosti u Loss&Uncertainty modulu [28] *69*
Slika 8.1: Pregled odabranih pozicija turbina [26] *78*
Slika 8.2: Međusobna udaljenost i položaj vjetroturbina – prvi scenarij [28] *78*

Slika 8.3: Položaj vjetroturbina - drugi scenarij [28] *81*
Slika 8.4: Položaj vjetroturbina – treći scenarij [28] *83*
Slika 8.5: Prikaz proizvodnje i gubitaka energije po sektorima [28] *86*
Slika 8.6: Energetska ruža – treći scenarij [28] *86*
Slika 8.7: Weibullova raspodjela – treći scenarij [28] *87*
Slika 8.8: Ruža vjetrova – treći scenarij [28] *87*
Slika 8.9: Predviđene mjesečne proizvodnje VE-ID/2020 [28] *88*
Slika 8.10: Stvarna proizvodnja obližnje vjetroelektrane [36] *88*
Slika 8.11: Krivulja trajanja snage VE-ID/2020 [28] *89*
Slika 8.12: Udjeli gubitaka u postrojenju [28] *90*
Slika 8.13: Nesigurnosti u procjeni proizvodnje [28] *91*
Slika 8.14: Dijagram vjerojatnosti prekoračenja predviđenih proizvodnji [28] *92*
Slika 8.15: Prihodi VE-ID/2020 po godinama *95*
Slika 8.16: Troškovi održavanja VE-ID/2020 po godinama *96*
Slika 8.17: Bruto i neto dobit po godinama *98*
Slika 8.18: Analiza osjetljivosti NPV-a *101*
Slika 8.19: Analiza osjetljivosti IRR *102*
Slika 8.20: Analiza osjetljivosti LCOE *104*

POPIS TABLICA

Tablica 3.1: Elektroenergetska bilanca hrvatskog prijenosnog sustava [9] 9
Tablica 3.2: Odobrena priključna snaga elektrana u RH [9] 11
Tablica 3.3: Proizvodnja elektrana u RH u 2019. godini [9] 11
Tablica 3.4: Udio pojedinih tipova elektrana u proizvodnji električne energije [10] 12
Tablica 3.5: Godišnja potrošnja i vršno opterećenje EES-a [9] 13
Tablica 3.6: Vršna opterećenja EES-a kroz godine [10] 14
Tablica 4.1: Instalirana snaga vjetroelektrana u RH [9] 16
Tablica 4.2: Popis vjetroelektrana u Republici Hrvatskoj [12] 17
Tablica 5.1: Scenariji ocjene o potrebi procjene utjecaja na okoliš [18] 30
Tablica 6.1: Planirane vjetroelektrane do 2022. g. [12] 41
Tablica 7.1: Karakteristike odabranih vjetroturbina [28] 60
Tablica 7.2: Razine buke vjetroturbine [28] 61
Tablica 7.3: Prosječne satne cijene električne energije [31] 71
Tablica 8.1: Međusobna udaljenost vjetroturbina - prvi scenarij [28] 79
Tablica 8.2: Bruto proizvodnja VE-ID/2020 - prvi scenarij [28] 80
Tablica 8.3: Pojedinačna proizvodnja vjetroturbina – prvi scenarij [28] 80
Tablica 8.4: Bruto proizvodnja VE-ID/2020 – drugi scenarij [28] 82
Tablica 8.5: Pojedinačna proizvodnja vjetroturbina – drugi scenarij [28] 82
Tablica 8.6: Bruto proizvodnja VE-ID/2020 – treći scenarij [28] 84
Tablica 8.7: Pojedinačna proizvodnja vjetroturbina – treći scenarij [28] 84
Tablica 8.8: Proizvodnja VE-ID/2020 po sektorima [28] 85
Tablica 8.9: Pretpostavljeni gubici postrojenja [36] 90
Tablica 8.10: Pretpostavljene nesigurnosti u procjeni proizvodnje [36] 91
Tablica 8.11: Neto godišnja proizvodnja, faktor kapaciteta i broj radnih sati [28] 92
Tablica 8.12: Detaljni prikaz proizvodnji i vjerojatnosti prekoračenja istih [28] 93
Tablica 8.13: Pojedinačna neto proizvodnja vjetroturbina [28] 93
Tablica 8.14: Proizvodnja i prihodi VE-ID/2020 po godinama 94
Tablica 8.15: Podaci o kreditu 97
Tablica 8.16: Plan otplate kredita 97
Tablica 8.17: Bruto i neto dobit, porezna osnovica i porez na dobit 99
Tablica 8.18: Analiza osjetljivosti NPV-a 100
Tablica 8.19: Analiza osjetljivosti IRR 102

Tablica 8.20: Analiza osjetljivosti LCOE 103

POPIS KRATICA

Kratica	Opis
BDP	Bruto društveni proizvod
CO_2	Ugljikov dioksid
CROPEX	Hrvatska burza električne energije
EES	Elektroenergetski sustav
EKS	Efektivna kamatna stopa
ENTSO-E	Europska mreža operatora prijenosnih sustava
EOTRP	Elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja
EU	Europska unija
EUR	Euro
FHL	Ekvivalentan broj radnih sati
FiP	Premija na cijenu električne energije
HEP-ODS	Hrvatska elektroprivreda - operator distribucijskog sustava
HERA	Hrvatska regulatorna agencija
HOPS	Hrvatski operator prijenosnog sustava
HROTE	Hrvatski operator tržišta energije
IRENA	Međunarodna agencija za obnovljive izvore energije
IRR	Unutrašnja stopa povrata
LCOE	Nivelirani troškovi električne energije
MGIPU	Ministarstvo prostornog uređenja, graditeljstva i državne imovine
MZOE	Ministarstvo zaštite okoliša i energetike
NPV	Neto sadašnja vrijednost
OIE	Obnovljivi izvori energije
RH	Republika Hrvatska
SCADA	Sustav za kontrolu i prikupljanje podataka
USD	Američki dolar
VE	Vjetroelektrana
VT	Vjetroturbina

SAŽETAK

Ovaj diplomski rad donosi pregled suvremenih trendova na području obnovljivih izvora energije u Hrvatskoj, Europi te ostatku svijeta, a najveći fokus stavljen je na vjetroelektrane i njihov razvoj u Republici Hrvatskoj. Objašnjeni su i koraci zakonske procedure kroz koje je potrebno proći da bi se vjetroelektrana izgradila i pustila u pogon. S ciljem bolje predodžbe načina planiranja i razvoja takvih projekata, uz pomoć računalnog programa WindPRO modelirana je vjetroelektrana na stvarnoj lokaciji, uz pomoć realnih podataka o terenu, klimatskih podataka te mjerenja brzine vjetra s mjernog stupa. Računalnom simulacijom predviđena je njena godišnja proizvodnja električne energije te gubici u proizvodnji. Provedena je i ekonomska analiza investicije u ovakvo postrojenje kako bi se stekao uvid u funkcioniranje vjetroelektrane u tržišnim uvjetima koji se očekuju u bliskoj budućnosti i u Hrvatskoj. Na kraju je proveden i izračun LCOE koji predstavlja iznos prodajne cijene električne energije potreban za ostvarenje povrata kapitala uloženog u modeliranu vjetroelektranu.

Ključne riječi: obnovljivi izvori energije, vjetroelektrane, WindPRO, električna energija, tehno-ekonomska analiza, tržište električne energije, LCOE

SUMMARY

This thesis gives an overview of modern trends in the field of renewable energy industry in Croatia, Europe and the rest of the world, with the special focus on the wind power plants and their development in the Republic of Croatia. The steps of the legal procedures and permits needed for installing and commissioning of a wind power plant in Croatia were also listed and described in detail. In order to better understand planning and development procedures, in the WindPRO software, the wind power plant was modelled on a real site, with the realistic terrain and climate data, and measurements from the met mast. For the modelled wind power plant, average annual production and production losses were calculated using simulation tools in WindPRO. An economic analysis of the investment in this plant was conducted to evaluate its performance in the market conditions, which are soon to be applied for wind power plants in Croatia. Finally, the LCOE was calculated in order to assess the price of electricity needed for the return of the investment in the modelled wind power plant.

Key words: renewable energy sources, wind power plants, WindPRO, electricity, techno-economic analysis, electricity market, LCOE

1. UVOD

Zaštita okoliša dugo se vremena koristila kao svojevrstan ukras prilikom poslovanja, razvoja projekata i proizvodnje raznih proizvoda. U stvarnosti se, zapravo, radilo minimalno na njegovom očuvanju. Danas se, konačno, ne može doći do novca za projekte bez dokumentacije i dozvola kojima se štiti okoliš i priroda, a inženjeri i projektanti ne samo da su prestali gledati na okoliš kao napor koji ih sprječava u obavljanju njihova posla, već je on postao glavna nit vodilja prilikom planiranja novih projekata. Postalo je jasno da na prvom mjestu mora biti zdravlje i očuvanje prirode.

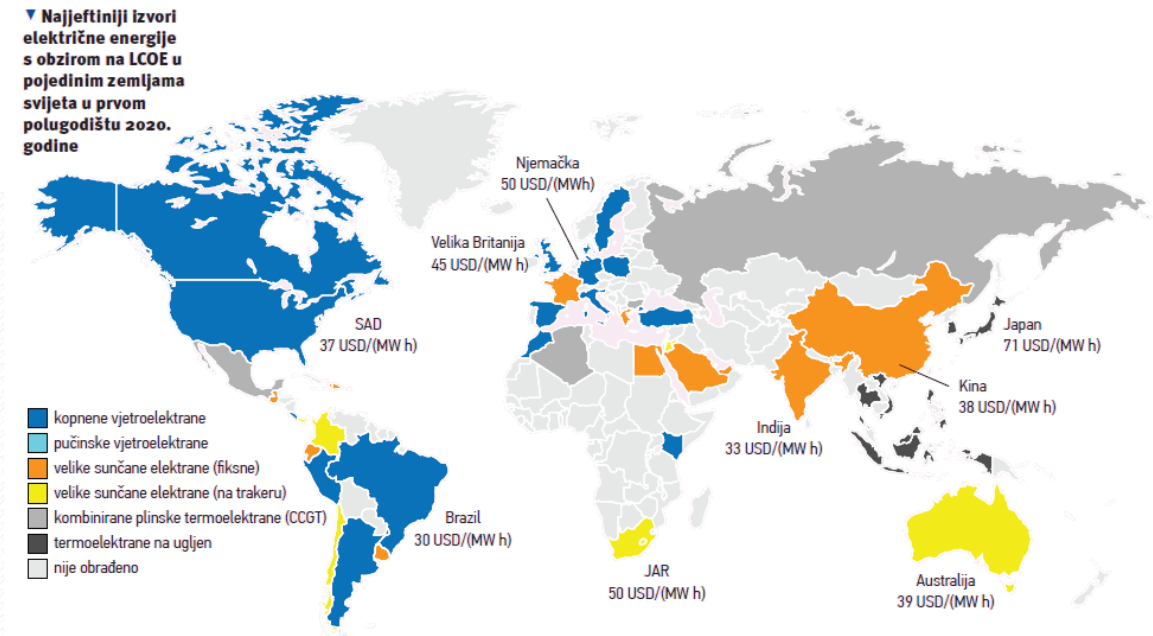
U tom duhu, cilj ovog rada je pokazati povijesno i trenutno stanje elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske te ukazati na njegov razvoj prema otvorenijem pristupu obnovljivim izvorima energije (OIE) tijekom godina. Temelj su ovog rada vjetroelektrane i njihov razvoj, te će se zato spomenuti raspoloživi instalirani kapacitet vjetroelektrana, a prikazati će se i kako se taj kapacitet mijenjao tijekom posljednjih godina u kojima je ostvaren značajan napredak obnovljivih izvora energije. Opisat će se postupak razvoja projekta vjetroelektrane i ishođenje dozvola, što može biti mukotrpan proces, te će se argumentirati potreba za njegovim pojednostavnjenjem. Naravno, osim na sadašnju situaciju u Hrvatskoj, rad će se osvrnuti i na trenutne svjetske i europske trendove kako bi se dobio uvid u širu sliku upotrebe obnovljivih izvora energije u proizvodnji električne energije. Sve to će se obuhvatiti uvidom u potencijalne nove projekte vjetroelektrana i budućnost iskorištavanja potencijala energije vjetra u Republici Hrvatskoj. Nakon uvida u općenito stanje vjetroelektrana u Hrvatskoj, odabrana je stvarna lokacija za koju će se pomoću realnih mjerenja i ostalih dostupnih podataka modelirati teren, klimatski uvjeti te cjelokupno postrojenje. Pomoću računalnog programa WindPRO, kroz nekoliko scenarija izvest će se optimizacija broja i rasporeda vjetroturbina na odabranoj lokaciji te će se predvidjeti godišnja proizvodnja električne energije svakog scenarija. Najbolji scenarij upotrijebit će se za određivanje neto proizvodnje koja će poslužiti za izračun prihoda u ekonomskoj analizi. Konačno, kroz ekonomsku analizu proučit će se funkcioniranje vjetroelektrane u realnim tržišnim uvjetima u Hrvatskoj. Biti će izračunati i nivelirani troškovi električne energije (LCOE) za modeliranu vjetroelektranu da bi se saznalo koja je cijena električne energije potrebna za postizanje isplativosti investicije te koja se cijena može očekivati na budućim aukcijama u Hrvatskoj.

2. SVJETSKI I EUROPSKI TRENDOVI

2.1 Nivelirani troškovi električne energije

Solarne elektrane i kopnene vjetroelektrane najjeftiniji su izbor za izgradnju novih postrojenja za proizvodnju električne energije, i to za čak dvije trećine populacije svijeta. Dotična većina stanovništva živi na područjima na kojima se ostvaruje 71% svjetskog BDP-a (bruto društveni proizvod) i na kojima se proizvodi čak 85% svjetske energije. Posljednjih godina i baterijska pohrana energije postala je najjeftinije rješenje za pokrivanje vršnih opterećenja, posebice u zemljama koje su ovisne o uvozu prirodnog plina kao što su zemlje Europske unije, Kina i Japan (EGE 3, 2020.) [1].

Slika 2.1 prikazuje u kojim su sve zemljama obnovljivi izvori najjeftiniji oblik proizvodnje električne energije, a za izračun niveliranih troškova električne energije, LCOE (engl. *Levelized Cost of Electricity*), u obzir nisu bili uzeti razni poticaji i potpore.

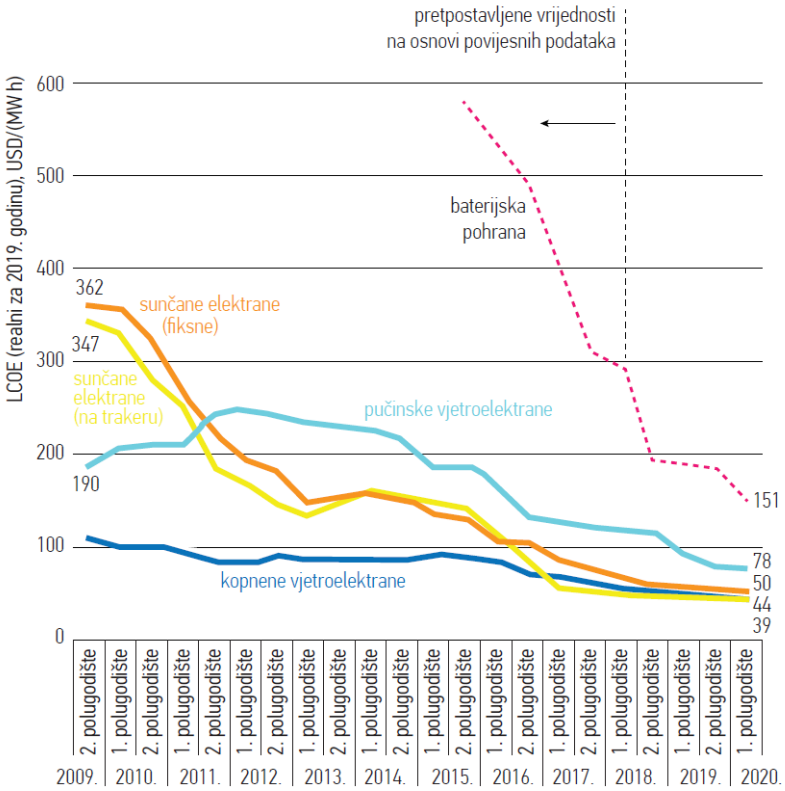


Slika 2.1: Najjeftiniji izvori električne energije po LCOE u 2020. [1]

Nivelirani troškovi električne energije za kopnene (engl. *onshore)* vjetroelektrane, pali su za 9%, na 44 USD/(MWh), u odnosu na drugu polovicu 2019. godine. LCOE je za velike solarne elektrane u odnosu na isto razdoblje pao za 4%, na 50 USD/(MWh). U posljednje dvije godine je i LCOE za baterijsku pohranu pao na 150 USD/(MWh), odnosno na gotovo pola prvotne vrijednosti iz 2018. godine. Cijena proizvodnje iz *onshore* vjetroelektrana doživjela je najveći pad od 2015. Glavni uzrok tome je znatno povećanje dimenzija vjetroturbina, čija prosječna

nazivna snaga sada iznosi oko 4,1 MW, pa trošak investicije u projekte vjetroelektrana sada iznosi oko 0,7 milijuna (USD) dolara po megavatu instalirane snage (EGE 3, 2020.) [1].

Dijagram 2.2 prikazuje kako se LCOE kretao kroz posljednjih desetak godina za solarne i kopnene vjetroelektrane te za baterijsku pohranu.



Slika 2.2: LCOE za solarne elektrane, vjetroelektrane i baterijsku pohranu energije [1]

Najbolji LCOE danas ostvaruju brazilske *onshore* vjetroelektrane s cijenom od 24 USD/(MWh), što je najmanja vrijednost na svijetu. Od ostalih zemalja vrijedi istaknuti Sjedinjene Američke Države čiji LCOE za kopnene vjetroelektrane iznosi 26 USD/(MWh) te Indiju i Španjolsku s LCOE od 29 USD/(MWh). Ponovno je potrebno naglasiti da za izračun LCOE nisu uzeti u obzir razni poticaji i potpore [2].

Povećanje dimenzija vjetroturbina rezultiralo je značajnim smanjenjem investicijskih troškova i cijene proizvodnje električne energije u novim postrojenjima. Određeni fiksni troškovi ostali su isti bez obzira o kojoj snazi se radi ili koliko veliko zemljište vjetroelektrana zauzima, međutim varijabilni troškovi održavanja tek su neprimjetno narasli s porastom veličine elektrane. Veća postrojenja omogućuju investitoru jaču pregovaračku poziciju, što se manifestira u obliku smanjenja troškova pomoćne opreme i sustava potrebnih da bi elektrana

isporučila električnu energiju u mrežu (poput transformatora i ostale opreme) te smanjenja troškova održavanja i pogona elektrane, odnosno njihovog neznatnog povećanja kako je prethodno spomenuto. Sve skupa su to uzroci zbog kojih se snaga prosječne *onshore* vjetroelektrane od 2016. godine do danas udvostručila, odnosno porasla s 32 na 73 MW. Kada se pogleda dijagram na slici 2.2, vidljivo je da je samo prije jednog desetljeća cijena proizvodnje električne energije iz vjetroelektrana bila više od 100 USD/(MWh), a ako se nastave današnji trendovi, može se očekivati da će LCOE za najbolje projekte, već 2030. godine, pasti ispod 20 USD/(MWh) [2].

U usporedbi s druga dva popularna načina proizvodnje električne energije u kojima izostaje emisija ugljikovog dioksida, hidroelektrana i nuklearnih elektrana, vjetroelektrane su bitno jednostavnije za izgradnju što je još jedan od razloga porasta njihove globalne zastupljenosti. Danas je hidro potencijal na globalnoj razini iskorišten gotovo do maksimuma, a ako i postoje lokacije gdje se mogu izgraditi hidroelektrane, one su rijetke ili je snaga elektrane koja bi se mogla izgraditi, u konačnici, vrlo mala. Također, izgradnja bilo kojeg od nekoliko tipova hidroelektrana nije jednostavan zahvat, a posebice je to težak zadatak ako se mora stvoriti akumulacijsko jezero. Nuklearne elektrane s druge strane, iako osiguravaju pozamašnu, u vremenu stabilnu, snagu i proizvodnju znatnih količina električne energije, zahtijevaju veoma dugo vrijeme izgradnje koje se ponekad proteže i preko desetak godina. Zbog same kompliciranosti građevine, postupaka ishođenja dozvola i suglasnosti te nepredvidivosti kretanja građevinskih i ostalih troškova tijekom tako dugog razdoblja, često se predviđeni rokovi završetka gradnje probijaju ili se sami početak gradnje odgađa po nekoliko godina, i tako u nedogled, dok ionako enorman kapital, potreban za izgradnju nuklearne elektrane, za to vrijeme neprekidno raste te se, naposlijetku, iznosi troškova broje u milijardama. Usporedbe radi, u puno kraćem vremenu i uz mnogo niže troškove, moguće je instalirati kapacitet vjetroelektrana koji bi nadmašio kapacitet dotične nuklearne elektrane, a početak isporuke prijeko potrebne energije osigurao bi se godinama ranije nego li u slučaju izgradnje nuklearnog postrojenja.

2.2 Europski trendovi i Green Deal

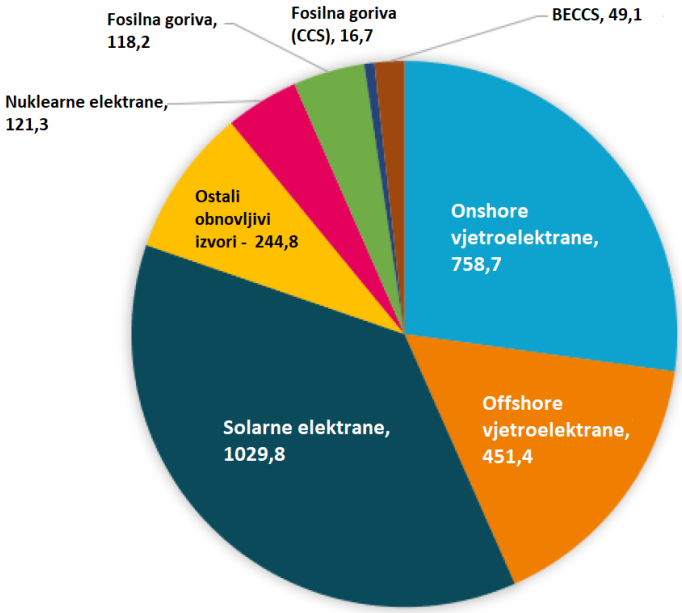
Europska unija donijela je 2019. godine Europski zeleni plan (engl. *Green Deal*), strategiju razvoja Unije koja za cilj ima postizanje nula neto emisija stakleničkih plinova do 2050. godine te prekida gospodarskog rasta nauštrb prirodnih resursa, tj. toga da se taj rast temelji na njihovom neodrživom korištenju.

Uz *Green Deal,* Europska komisija započela je 2018. godine jednu od ključnih reformi financijskog sektora, donošenjem Akcijskog plana za održivi rast, koja će putem novog klasifikacijskog sustava, tzv. taksonomije, usmjeriti tokove kapitala prema poticanju održivih ulaganja. Taksonomija će u narednim godinama postati alat za provjeru i odobravanje financiranja gospodarskih aktivnosti InvestEU fonda, sastavnog dijela europskog proračuna u periodu od 2021.-2027. godine, što znači da se ekonomske aktivnosti unutar EU neće financirati ukoliko ne prođu stroge kriterije taksonomije. Njome su definirani principi za ublažavanje klimatskih promjena kao što su podrška tranziciji gospodarstva na ekonomiju bez emisija ugljikovog dioksida, izbjegavanje korištenja tehnologija odnosno ovisnosti o tehnologijama koje ne podržavaju tranziciju na takvu ekonomiju (EGE 3, 2020.) [3].

Tako je proizvodnja električne energije iz vjetra u taksonomiji kategorizirana kao značajna ekonomska aktivnost čiji je doprinos potreban za ublažavanje klimatskih promjena. Tehnologije koje će se integrirati u taksonomiju moraju prethodno dokazati, korištenjem ISO 14 067, da u svom životnom vijeku proizvede manje od 100 g/(kWh) ekvivalentnog ugljičnog dioksida do 2050. godine. Taj prag, iznad kojeg tehnologija ne zadovoljava taksonomiju, smanjivat će se svakih pet godina predviđenom krivuljom da bi se postiglo neto nula emisija CO_2 u 2050. godini. Prilikom evaluacije utjecaja neke tehnologije koristit će se i kriterij kojim će se, osim o emisijama ugljikova dioksida, voditi računa i o ostalim negativnim utjecajima na okoliš (EGE 3, 2020.) [3].

Iz svega navedenog proizlazi činjenica da su temelj razvoja energetike postali obnovljivi izvori energije. Osim gore istaknutog pozitivnog utjecaja na okoliš, tako proizvedena energija donosi sigurnost, prije svega energetski siromašnim državama, a onda i pojedincu. Upravo zbog odlika obnovljivih izvora energije kao što su njihova dostupnost na svakom koraku, niska cijena, proizvodnja na mjestu potrošnje te zato što ne postoji potreba za kupovanjem, transportom i skladištenjem nekog energenta, Europska unija prepoznala je njihovu važnost u postizanju energetske neovisnosti i sigurnosti, ali i smanjenju socijalnog jaza, te ulaže znatne napore da bi bila vodeća sila u njihovom razvoju i primjeni. Taj stav potvrđuju i planovi EU koji uključuju

masovnu integraciju vjetroelektrana i solarnih elektrana prema dijagramu na slici 2.3 koji prikazuje planirane kapacitete u gigawatima za 2050. godinu.

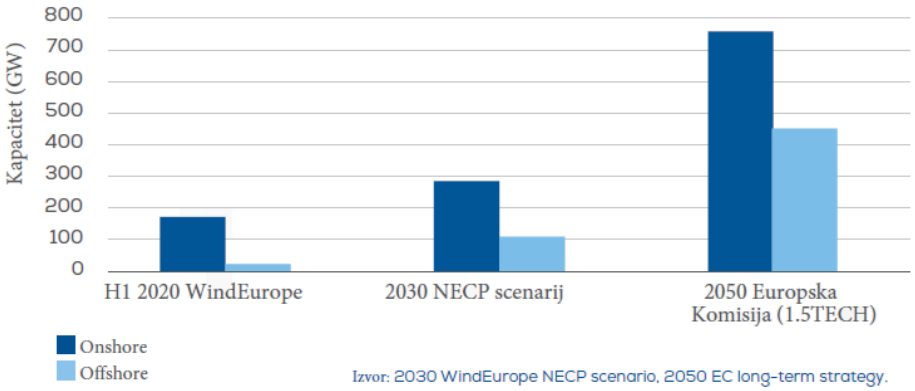


Slika 2.3: Instalirani kapaciteti elektrana u 2050. (GW) [4]

2.2.1 Onshore vjetroelektrane

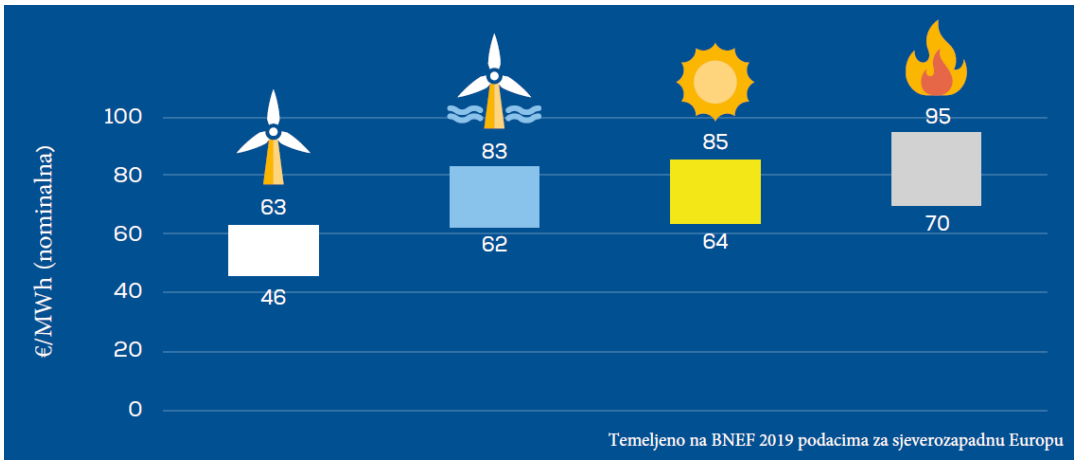
Kopnene vjetroelektrane danas čine 90% ukupnog kapaciteta vjetroelektrana u Europi, a većina novih kapaciteta koja se gradi, također, je *onshore* te se očekuje da će se taj trend nastaviti najranije do 2030. godine. Prema različitim scenarijima, rade se predviđanja budućih kapaciteta, a većina njih ističe da će se nastaviti integriranje velikog broja vjetroelektrana te da će, i u 2050. godini, u Europi biti više *onshore* nego *offshore* kapaciteta. Planira se ogroman skok sa sadašnjih 174 GW kopnenih vjetroelektrana na 750 GW u 2050. godini [5].

Na dijagramu 2.4 prikazan je planirani rast kapaciteta vjetroelektrana sve do 2050. godine.



Slika 2.4: Planirani rast kapaciteta vjetroelektrana do 2050. [5]

U većini Europe, *onshore* vjetroelektrane također su najjeftiniji oblik novog postrojenja za proizvodnju električne energije. Slikovito je prikazan LCOE za europske vjetroelektrane na slici 2.5.

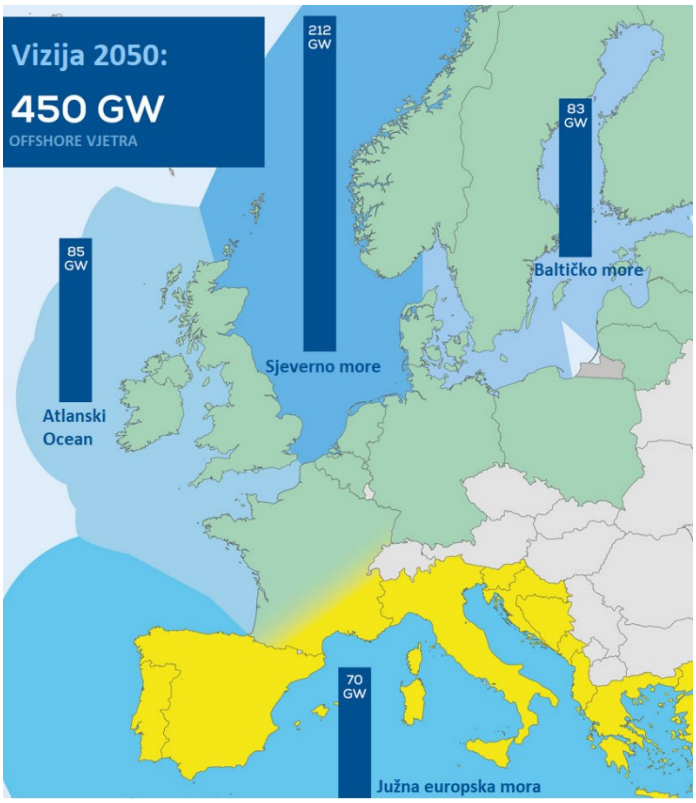


Slika 2.5: LCOE za nove europske elektrane [5]

2.2.2 Offshore vjetroelektrane

Prema europskom *Green Deal*-u, dekarbonizacija energetskog sustava ključna je za postizanje klimatskih ciljeva postavljenih za 2050. godinu jer su proizvodnja i potrošnja energije, u raznim ekonomskim sektorima, odgovorne za više od 75% emisija ugljikovog dioksida u Europskoj uniji. *Green Deal* ističe i da će obnovljivi izvori energije imati esencijalnu ulogu u ostvarivanju tih ciljeva, a povećanje proizvodnje iz *offshore* vjetroelektrana, putem regionalne kooperativnost između zemlja članica, biti će od neizmjernog značaja [6].

Offshore vjetroelektrane već su postale jedan od najčešćih izbora za gradnju novih postrojenja za proizvodnju električne energije., a broj projekata koji se ostvaruje i planira prevelik je da bi se u ovom radu mogao istaknuti i opisati neki poseban. Kapaciteti projekata kreću od onih najmanjih, od svega nekoliko desetaka megawata, do onih gdje je ugovoreno i nekoliko gigawata. Trenutno je instalirano oko 18 GW *offshore* vjetroelektrana u Europi, a prema dijagramima u gornjim poglavljima planiran je porast za dodatnih 100 GW do 2030. godine, a do 2050. godine instalirana snaga trebala bi iznositi 450 GW [7]. Slika 2.6 prikazuje gdje će biti lociran najveći dio *offshore* vjetroturbina.



Slika 2.6: Offshore kapaciteti 2050. godine [7]

2.3 Uloga velikih elektroprivreda

Iako sve drugo teče prema planovima, kako europske komisije tako i ostatka svijeta, postoji problem koji značajno koči globalnu tranziciju i implementaciju obnovljivih izvora energije. Naime, od 2001. do 2018. godine, za samo 10% globalnih elektroprivreda prioritet su bile investicije u čistu energiju. Umjesto toga investiralo se u ekspanziju kapaciteta kojima se generira električna energija putem fosilnih goriva. Više od tri četvrtine elektroprivreda nije proširilo svoj portfolio čiste energije tijekom istog perioda, dok je dodatnih 10% kompanija investiralo u postrojenja na prirodni plin. Možda i najgori podatak govori da je, među onima koje su prioritizirale obnovljive izvore energije, 60% njih nastavilo proširivati fosilni portfolio, a samo ih je 15% smanjilo taj udio [8].

Na ovaj način, ne samo da neće biti moguće doseći postavljene klimatske ciljeve do 2050. godine već se i ozbiljno ugrožavaju svi do sada uloženi napori na području obnovljivih izvora energije i zaštite okoliša. Potrebno je potaknuti elektroprivrede, razne operatore mreža i druge odgovorne, da uhvate korak s vremenom te se prilagode i implementiraju veće kapacitete obnovljivih izvora energije u svoj portfolio.

3. STANJE HRVATSKOG ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA

U ovom poglavlju opisat će se neke karakteristike hrvatskog elektroenergetskog sustava (EES-a) da bi se dočarala slika o današnjim opterećenjima sustava, njegovoj proizvodnji i uvozu električne energije, te da bi se eventualno ukazalo na prostor za napredak u kontekstu zamijene fosilnih kapaciteta obnovljivim izvorima energije.

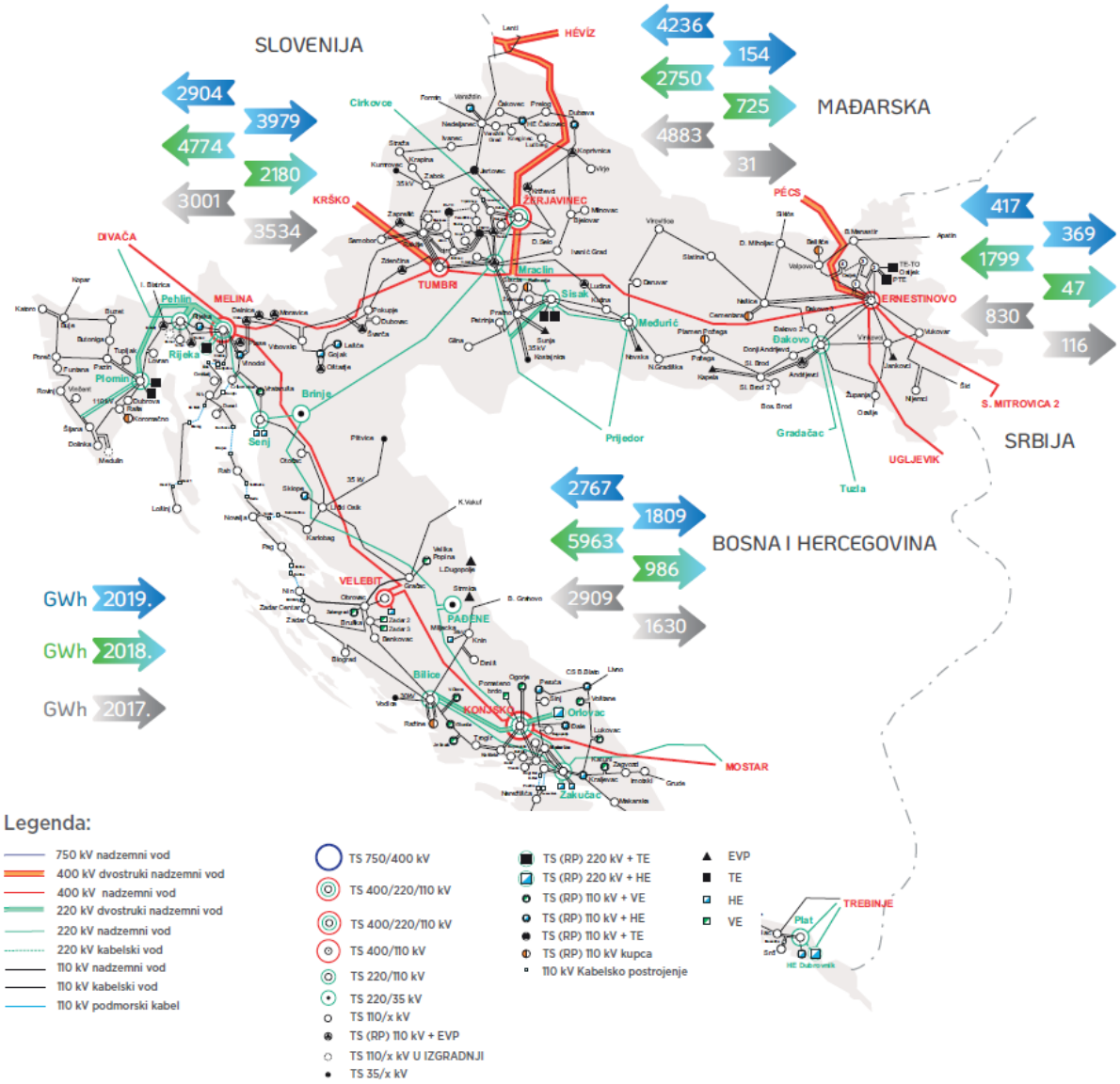
Stoga, najbolje je započeti s pregledom elektroenergetske bilance hrvatskog prijenosnog sustava, za 2019. godinu, koja pokazuje sadašnje trendove proizvodnje hrvatskih elektrana, potrošnju unutar države te uvoz električne energije. Tablica 3.1 prikazuje spomenutu elektroenergetsku bilancu.

Tablica 3.1: Elektroenergetska bilanca hrvatskog prijenosnog sustava [9]

Br.	Energetska bilanca	Energija, GWh
1	Isporuka elektrana u prijenosnu mrežu	10 658
2	Ulaz u Hrvatsku	11 399
3 (1+2)	Ukupna dobava	22 057
4	Izlaz iz Hrvatske	5236
5 (3-4)	Ukupna potrošnja na prijenosnoj mreži	16 821
6	Isporuka krajnjim kupcima na prijenosnoj mreži	1068
7	Ukupno prenesena energija mrežom	22 198
8	Gubici u prijenosnoj mreži	388

Hrvatska je povezana s elektroenergetskim sustavima susjednih zemalja vodovima naponskih razina 110 kV, 220 kV i 400 kV. S ukupno sedam dalekovoda naponske razine 400 kV, elektroenergetski sustav RH povezan je sa sustavima Bosne i Hercegovinom, Srbije, Mađarske i Slovenije. Međusobna povezanost sa susjednim zemljama članicama ENTSO-E izvedena je pomoću 8 dalekovoda naponske razine 220 kV. Pomoću 110 kV naponske razine, hrvatski sustav povezan je s okolnim zemljama putem 18 dalekovoda koji su u trajnom ili povremenom pogonu (Hrvatski Operator Prijenosnog Sustava – HOPS, 2019.) [10].

Na slici 3.1 nalazi se stanje opisane hrvatske prijenosne mreže, a prikazane su i prekogranične razmjene električne energije u periodu od 2017. do 2019. godine.



Slika 3.1: Prijenosna mreža Hrvatske i prekogranična razmjena energije [9]

Ovako dobra povezanost sa susjednim zemljama, i njihovim sustavima, omogućuje uvoz, izvoz i tranzit velikih količina električne energije te Hrvatsku čini važnom poveznicom elektroenergetskih sustava ovog dijela Europe. Stupanj izgrađenosti prijenosne mreže osigurava mogućnost značajnih transfera energije prema i iz susjednih EES-ova, međutim električna energija većinskim dijelom se uvozi. Poražavajuća je činjenica da Hrvatska po tržišnoj cijeni uvozi, ponekad, i više od 50% svojih potreba za električnom energijom, a to se u konačnici preslikava i na godišnju razinu (HOPS, 2019.) [10]. To se i primijeti u tablici 3.1 kada se pogleda stavka dva – Ulaz u Hrvatsku.

Najveći dio svoje električne energije Hrvatska proizvodi u konvencionalnim elektranama, odnosno u hidroelektranama i termoelektranama. U tablici 3.2 može se vidjeti raspodjela snage i udio u ukupnoj snazi po tipu elektrana u elektroenergetskom sustavu Hrvatske. Snaga i udio vjetroelektrana povećali su se u kratkom razdoblju od 2019. do polovice 2020. godine, ali o tome će se više reći u sljedećem poglavlju.

Tablica 3.2: Odobrena priključna snaga elektrana u RH [9]

Tip elektrane	**Snaga, MW**	**Udio, %**
Hidroelektrane	2127	44%
Termoelektrane	2019	42%
Vjetroelektrane	671	14%
Ukupno	**4817**	100%

Tablica 3.3, niže, prikazuje koliko je koji tip elektrane doprinio proizvodnji električne energije u Hrvatskoj 2019. godine.

Tablica 3.3: Proizvodnja elektrana u RH u 2019. godini [9]

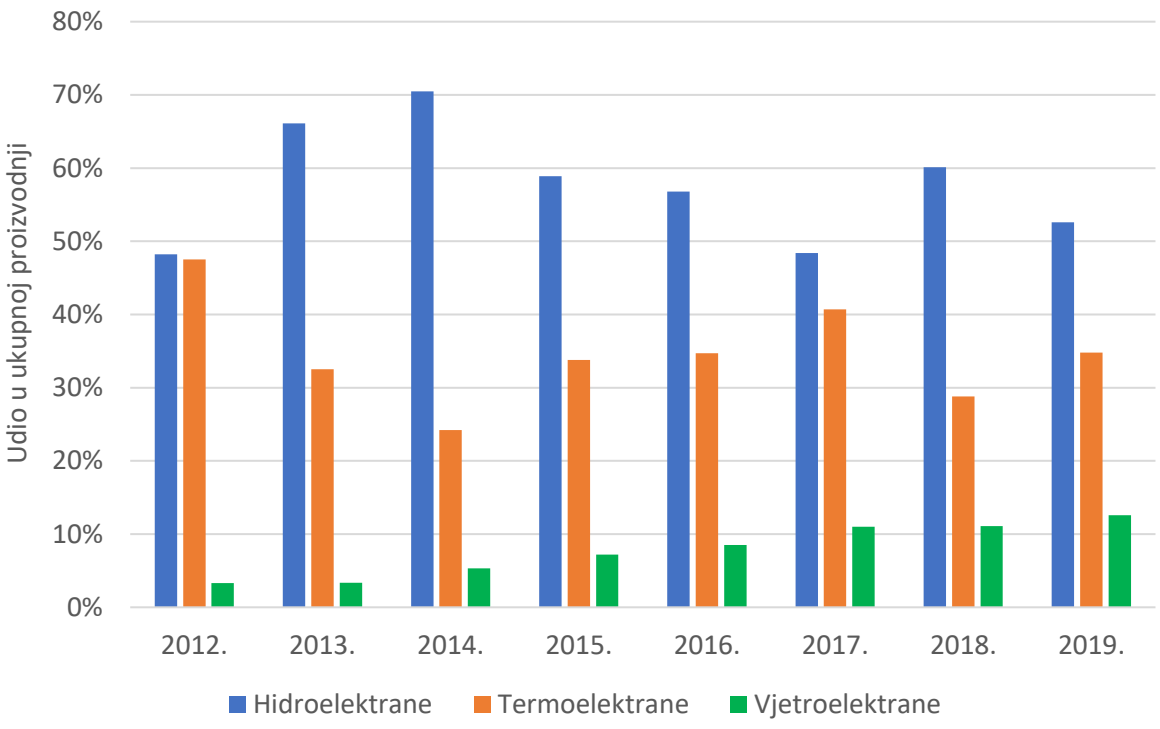
Tip elektrane	**Proizvedena energija, GWh**
Hidroelektrane	5606
Termoelektrane	3709
Vjetroelektrane	1343
Ukupno	**10658**

Možda najbolji prikaz o pravom stanju proizvodnje u Hrvatskoj mogu dati tablica 3.4 i dijagram na slici 3.2, koji pokazuju postotne udjele pojedinih tipova elektrana u proizvodnji tijekom posljednjih godina. Tek kada se proizvodnja ovako iskaže, postaje jasno koliki udio u proizvodnji, zapravo, imaju termoelektrane. Općepoznato je da se taj udio mijenja ovisno o tome koliko je godina povoljna po pitanju oborina, međutim on se bez obzira na proizvodnju hidroelektrana kreće oko minimalno jedne trećine ukupne proizvodnje. Osim što bi se implementacijom većeg udjela obnovljivih izvora energije smanjila količina uvezene električne energije i tako dodatno uštedjelo na električnoj energiji, Hrvatska bi na taj način značajno mogla smanjiti proizvodnju iz termoelektrana i time smanjiti emisije ugljikova dioksida i drugih štetnih tvari. Osim toga, zbog svog povoljnog položaja, povezanosti sa susjednim zemljama i bogatstva obnovljivih resursa poput sunca i vjetra, Hrvatska bi mogla izvoziti značajne količine električne energije susjednim državama, umjesto da ih uvozi. Takav scenarij vrlo bi se lako

mogao postići instaliranjem većih kapaciteta obnovljivih izvora energije, pa čak i preko onog kapaciteta koji je potreban da bi Hrvatska zadovoljila svoju potrošnju. Dijagram na slici 3.2 pokazuje da se udio proizvodnje iz vjetroelektrana povećava gotovo linearno s godinama, što pokazuje da Hrvatska prati europske trendove, a to je i više nego poželjno za budućnost hrvatskog elektroenergetskog sustava.

Tablica 3.4: Udio pojedinih tipova elektrana u proizvodnji električne energije [10]

Godina	Udio u proizvodnji, %		
	Hidroelektrane	Termoelektrane	Vjetroelektrane
2012.	48,2	47,5	3,32
2013.	66,1	32,5	3,35
2014.	70,5	24,2	5,3
2015.	58,9	33,8	7,2
2016.	56,8	34,7	8,5
2017.	48,4	40,7	11,0
2018.	60,1	28,8	11,1
2019.	52,6	34,8	12,6

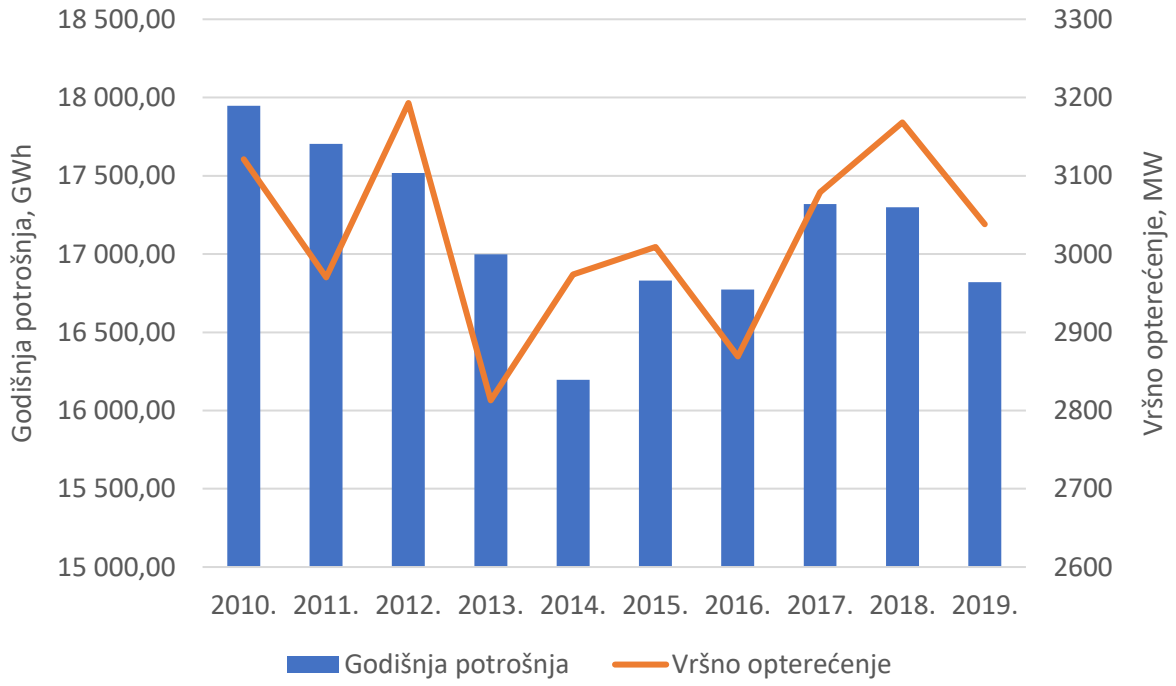


Slika 3.2: Udio pojedinih tipova elektrana u proizvodnji električne energije [10]

Konačno, potrebno je analizirati i potrošnju električne energije kako bi se mogla stvoriti cjelokupna predodžba elektroenergetskog sustava Hrvatske. Tablica 3.5 i dijagram na slici 3.3 pokazuju kako se ponašala godišnja potrošnja i vršno opterećenje EES-a u periodu od 2010. do 2019. godine.

Tablica 3.5: Godišnja potrošnja i vršno opterećenje EES-a [9]

Godina	Godišnja potrošnja, GWh	Vršno opterećenje, MW
2010.	17 947	3121
2011.	17 703	2970
2012.	17 518	3193
2013.	16 998	2813
2014.	16 196	2974
2015.	16 830	3009
2016.	16 773	2869
2017.	17 320	3079
2018.	17 298	3168
2019.	16 821	3038



Slika 3.3: Godišnja potrošnja i vršno opterećenje EES-a [9]

Dakle, vršno opterećenje u Hrvatskoj kreće se do 3200 MW te sustav ima sasvim dovoljno kapaciteta za pokrivanje takvog opterećenja. Ali da bi se bolje analizirala potrošnja, potrebno je vidjeti u kojim mjesecima se pojavilo vršno opterećenje. Tablica 3.6 prikazuje koji su mjeseci u godini, u posljednjem desetljeću, nosili sa sobom vršna opterećenja.

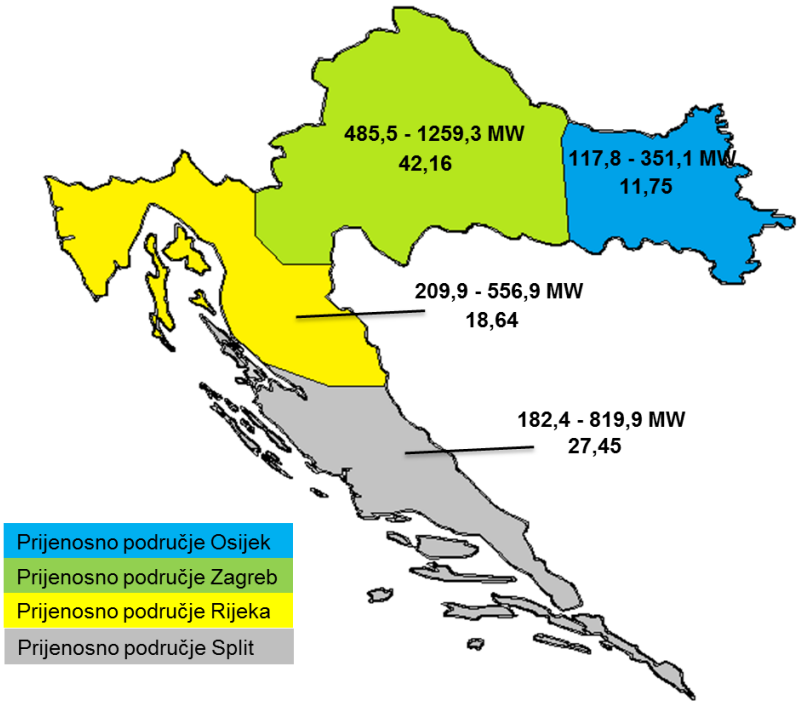
Tablica 3.6: Vršna opterećenja EES-a kroz godine [10]

Godina	Vršno opterećenje, MW	Mjesec
2008.	3009	Prosinac
2009.	3120	Siječanj
2010.	3121	Veljača
2011.	2970	Siječanj
2012.	3193	Veljača
2013.	2813	Veljača
2014.	2974	Prosinac
2015.	3009	Srpanj
2016.	2869	Srpanj
2017.	3079	Kolovoz
2018.	3168	Veljača
2019.	3038	Srpanj

Najveća opterećenja postižu se najčešće u mjesecima prosincu, siječnju i veljači. Najčešća su vršna opterećenja u večernjim satima što sugerira da se veliki dio potrošnje električne energije ostvaruje u kućanstvima. Vrlo je očita povezanost trenutnog opterećenja i vanjske temperature iz čega se može zaključiti da poprilično velik broj kupaca koristi električnu energiju za grijanje prostora. Međutim, primjetan je i rast potrošnje u ljetnim mjesecima posljednjih godina, a vršna opterećenja počinju se događati također u ljetnim mjesecima. Razlog tome je ubrzana ugradnja klima uređaja i potrošnja električne energije za rashlađivanje prostora (HOPS, 2019.) [10]. S obzirom da je Hrvatska zemlja snažno orijentirana na obavljanje turističkih djelatnosti, može se očekivati da će se taj trend nastaviti te da će potrošnja biti sve veća u ljetnim mjesecima. Tako je moguće i da će se vršna opterećenja sve više događati ljeti nego zimi.

Na slici 3.4 prikazana je karta Hrvatske podijeljena na prijenosna područja, za koja su navedena maksimalna i minimalna opterećenja u 2018. godini. Prikazani su i prosječni udjeli svih prijenosnih područja u vršnom opterećenju EES-a kroz posljednjih deset godina. Najveća opterećenja i desetogodišnji udio u opterećenju tiču se Zagrebačkog područja. Kao što je rečeno, vršno opterećenje postiže se uslijed ispunjavanja potreba za grijanjem zimi.

Vjetroelektrane bi uvelike olakšale napora EES-a da zadovolji zahtjeve za snagom i potrebnom električnom energijom, jer one zimi ostvaruju najveću proizvodnju (biti će razjašnjeno i zašto u sljedećem poglavlju) te bi tako mogle doprinijeti ispunjavanju potreba za grijanjem kućanstava. Benefiti koji bi proizašli iz grijanja na obnovljivu energiju posebno bi se osjetili u urbanim područjima zimi, u kojima bi tada izostale posljedice izgaranja goriva u termoelektranama poput emisija velikih količina štetnih plinova i stvaranje smoga.



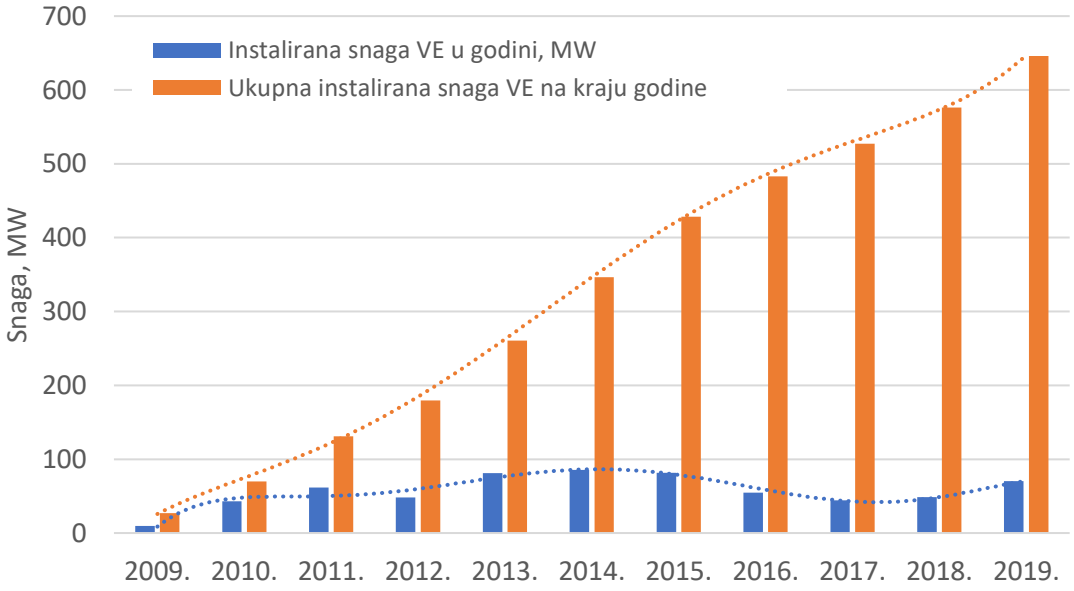
Slika 3.4: Maksimalna i minimalna opterećenja po prijenosnim područjima u RH [10]

4. VJETROELEKTRANE U HRVATSKOJ

Prva hrvatska vjetroelektrana puštena je u normalan pogon 2005. godine, a riječ je o vjetroelektrani Ravna 1, nazivne snage 5,95 MW. Tijekom nekoliko sljedećih godina, izgradnja ostalih VE kretala se sporije pa su do kraja 2009. godine instalirane i u pogon puštene samo dvije vjetroelektrane. Od 2010. do 2014. godine u pogon se puštalo prosječno 63,94 MW novih kapaciteta vjetroelektrana godišnje, dok je od 2015. do 2019. taj prosjek iznosio 59,96 MW (HOPS, 2019.) [11]. U tablici 4.1 i dijagramu 4.1, prikazan je tijek instaliranja vjetroelektrana proteklih godina.

Tablica 4.1: Instalirana snaga vjetroelektrana u RH [9]

Godina	Instalirana snaga VE u godini, MW	Ukupna instalirana snaga VE na kraju godine, MW
2009.	9,6	26,8
2010.	43	69,8
2011.	61,5	131,2
2012.	48,3	179,5
2013.	81,2	260,8
2014.	85,7	346,4
2015.	81,7	428,2
2016.	54,9	483
2017.	44,2	527,2
2018.	48,8	576
2019.	70,2	646,2



Slika 4.1: Instalirana snaga vjetroelektrana u RH [9]

U Hrvatskoj trenutno, u rujnu 2020. godine, postoji 25 vjetroelektrana ukupno instalirane snage u iznosu od 893,95 MW [12]. S 2020. godinom došlo je i do porasta u snazi novo-instaliranih vjetroelektrana. Najznačajnija elektrana puštena u pogon bila je Krš-Pađene sa svojih, za hrvatske pojmove, enormnih 142 MW. Do kraja godine očekuje se i priključenje 13 agregata vjetroelektrane Senj, najveće vjetroelektrane u Hrvatskoj, čija će ukupna snaga iznositi 156 MW nakon priključenja svih 26 agregata u 2021. godini. Popis svih vjetroelektrana i njihovih instaliranih snaga dan je u tablici 4.2.

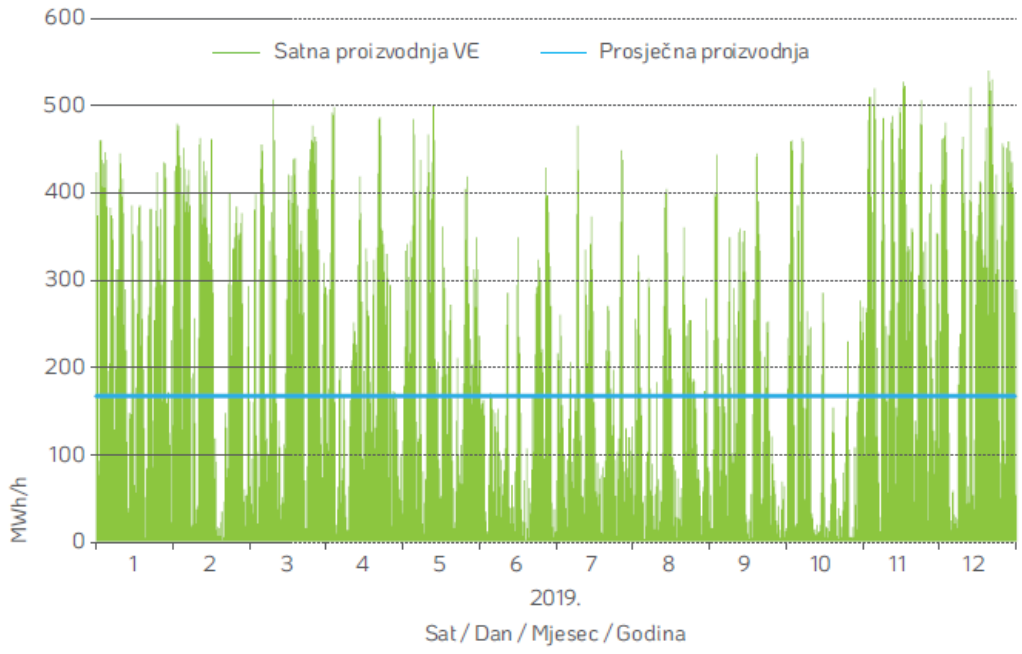
Tablica 4.2: Popis vjetroelektrana u Republici Hrvatskoj [12]

Br	Naziv vjetroelektrane	Instalirana snaga, MW
1	Vrataruša	42
2	Ravna	5,95
3	Jasenice	10
4	Velika Popina	18
5	Poštak	45
6	Zelengrad-Obrovac	99
7	ZD2	18
8	ZD3	18
9	ZD4	9
10	Krš-Pađene	142
11	Trtar-Krtolin	11,2
12	Crno Brdo	10
13	Velika Glava, Bubrig, Crni Vrh	88
14	Glunča	20,7
15	Orlice	9,6
16	Jelinak	30
17	Ogorje	54
18	Pometeno Brdo	22,5
19	ST1-1	20
20	ST1-2	20
21	Lukovac	48
22	Katuni	39
23	Kom-Orjak-Greda	10
24	Ponikve	34
25	Rudine	70
Ukupno		**893,95**

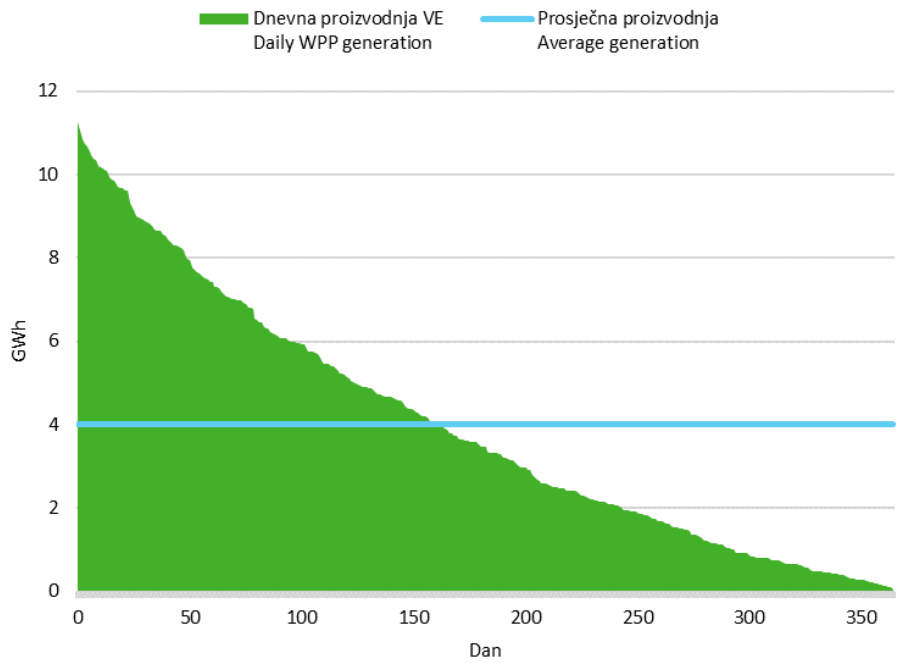
Skoro sve vjetroelektrane, preko 80% njih, smještene su u svega tri županije, i to Šibensko-kninskoj, Zadarskoj županiji i Splitsko-dalmatinskoj. Prema tome, očito je da su to najpovoljnije zone za instalaciju vjetroturbina zbog režima strujanja vjetra na tim područjima. Kao primjer za lakše poimanje svojstava vjetra u spomenutim zonama, mogu se uzeti kontinuirani mjerni podaci s meteorološke postaje Obrovac.

Zimi u Obrovcu prevladava bura, a to je jak do olujan turbulentan vjetra SI smjera, čija učestalost prelazi 20%. Bura je, osim najčešći, ujedno i najjači vjetar, što zimi rezultira srednjom 10-minutnom brzinom vjetra većom od 5,4 m/s u 21% zabilježenih mjerenja za smjerove S-ISI. Prosječna brzina vjetra smjera S zimi iznosi 7,7 m/s, a vjetra SSI smjera 8,8 m/s. Što se ostalih smjerova tiče, brzina vjetra prelazi 5,4 m/s samo u 2% slučajeva. Istočni vjetar javlja se u samo u određenim mjesecima s učestalošću i do 20% te je primjetno manjih prosječnih brzina od bure, svega 2,3 m/s. Ljetne mjesece karakterizira povećana učestalost vjetra iz zapadnog smjera u iznosu od 13%. Najčešći vjetar u Obrovcu je onaj koji puše srednjom satnom brzinom od 0,3 m/s do 5,4 m/s, te se pojavljuje u čak 65,6% slučajeva godišnje. Relativna učestalost brzina od 5,5 do 10,7 m/s iznosi 17%, a brzina većih od 10,8 m/s iznosi 9%. Jak vjetar na mjernoj postaji Obrovac, onaj brži od 10,8 m/s, najčešće je bura (C.I.A.K., 2020.) [13].

Prema iznesenim podacima, najpovoljniji vjetar javlja se u zimskim mjesecima pa ne čudi činjenica da se i najveća proizvodnja električne energije iz vjetroelektrana ostvaruje zimi. Sve vjetroelektrane u Hrvatskoj, u 2019. godini, ukupno su ostvarile proizvodnju od 1459,94 GWh. Najveća satna proizvodnja postignuta je u prosincu te je iznosila 540,28 MWh, a najmanja je ostvarena u siječnju, a iznosila je 0 MWh. Prosječna satna proizvodnja svih VE iznosila je 167,06 MWh (HOPS, 2019.) [11]. Na dijagramima 4.2 i 4.3 prikazane su satna proizvodnja te prosječna dnevna proizvodnja svih vjetroelektrana.



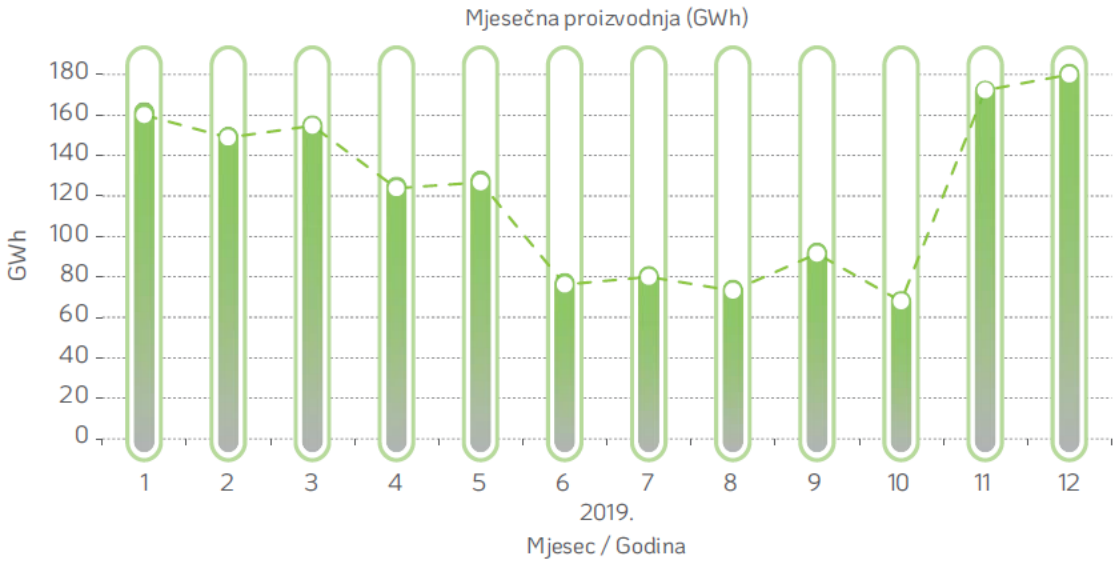
Slika 4.2: Satna proizvodnja vjetroelektrana u RH [9]



Slika 4.3: Krivulja trajanja dnevne proizvodnje vjetroelektrana u RH [11]

Mjesečna proizvodnja svih VE daje najčišću sliku o proizvodnji vjetroelektrana pa će se njome rezimirati dio o proizvodnji. Proizvodnja se kretala u rasponu od 67,87 GWh (u listopadu) do 180,06 GWh (u prosincu). Prosjek mjesečne proizvodnje, na razini godine, iznosio je 121,66 GWh [11].

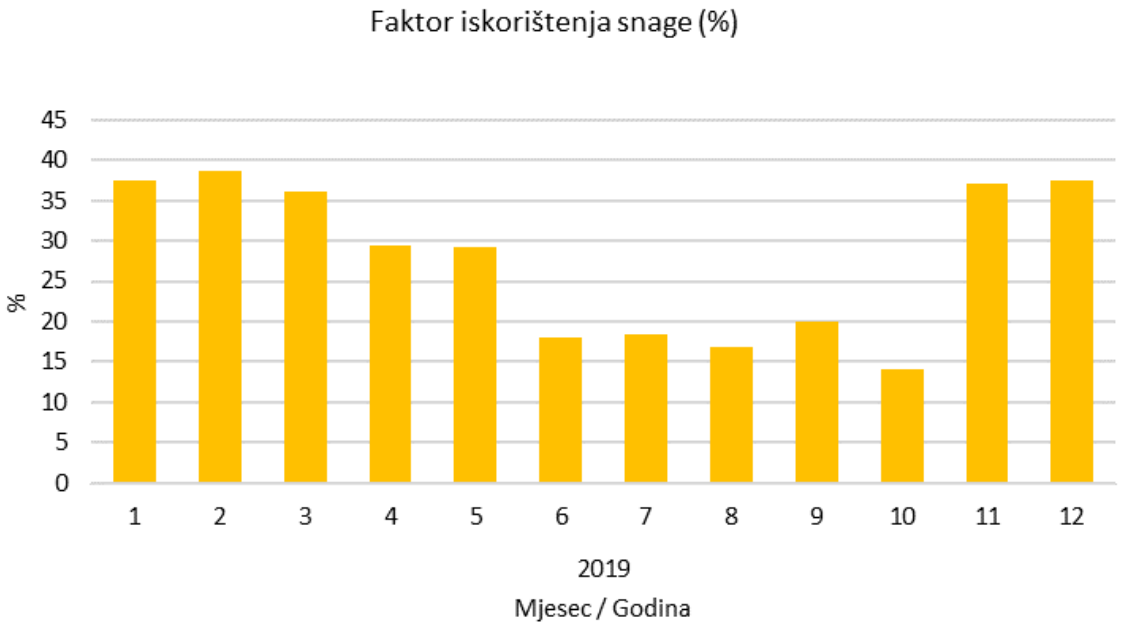
Dijagram na slici 4.4 služi i kao svojevrsna potvrda ranije iznesenih tvrdnji da vjetroelektrane proizvode najviše energije u zimskim mjesecima. Pokazalo se i da se najmanja proizvodnja iz vjetroelektrana može očekivati ljeti.



Slika 4.4: Mjesečna proizvodnja vjetroelektrana u RH [9]

Na slici 4.5 prikazan je mjesečni faktor iskorištenja snage instaliranih elektrana. Faktor iskorištenja snage, ili faktor kapaciteta, pokazuje odnos ukupno proizvedene električne energije, u ovom slučaju u određenom mjesecu, i teorijskog maksimuma energije koji se mogao proizvesti kada bi se u jednako dugom vremenskom intervalu koristila nazivna snaga instaliranih vjetroturbina. Jasno je da vjetroturbine postižu maksimum svoje snage samo u određenim, povoljnim, vremenskim uvjetima pa je konstantna proizvodnja na nazivnoj snazi neostvariva.

Tako je taj faktor u 2019. godini varirao u intervalu od 14,13% do 38,63%, a prosjek je na mjesečnoj bazi iznosio 27,75% [11].

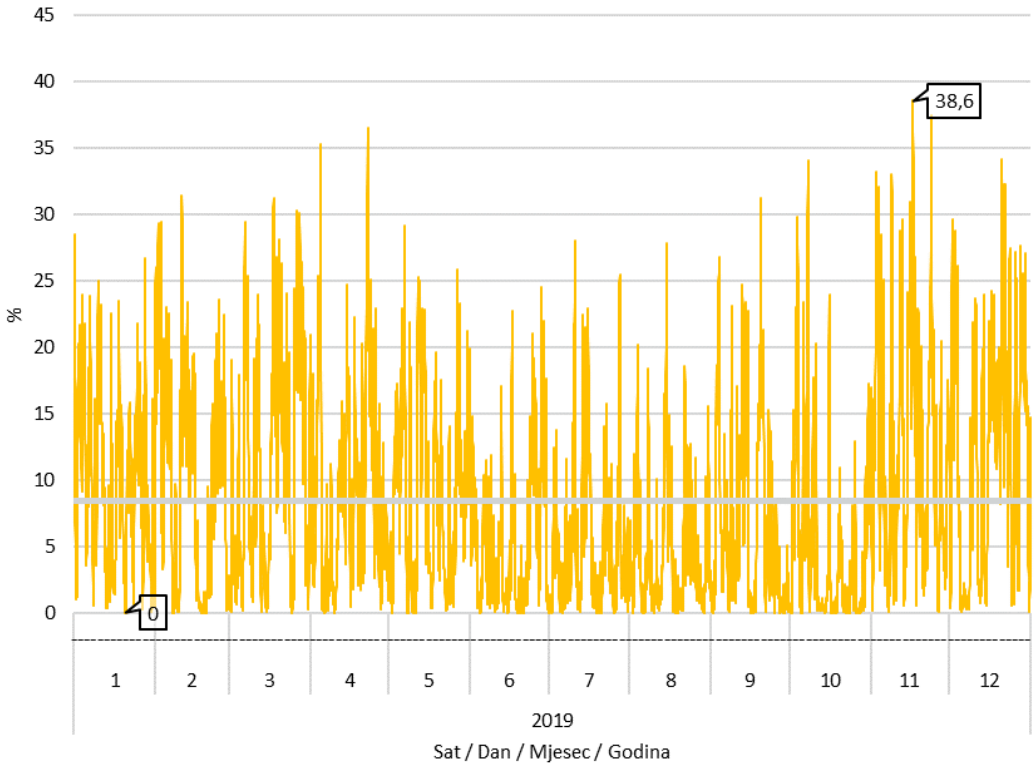


Slika 4.5: Mjesečni faktor iskorištenja snage svih vjetroelektrana u RH [11]

Korisnim se čini spomenuti i ekvivalentan broj radnih sati svih vjetroelektrana, tzv. *Full Load Hours (FHL)*. Taj pokazatelj označava vrijeme rada u satima, prilikom kojeg bi se angažirala ukupna instalirana snaga, a koje bi bilo potrebno za proizvodnju jednake količine električne energije kao u normalnom radu. On se u protekloj godini kretao od 521 do 3221 sat, za pojedine vjetroelektrane u pogonu, a ukupni FHL za sve VE iznosio je 2425 sati [11].

Podatak o udjelu vjetroelektrana u pokrivanju satnog opterećenja elektroenergetskog sustava Hrvatske prikazan je na slici 4.6. Korisno je vidjeti koliko zapravo vjetroelektrane doprinose pokrivanju satnog opterećenja da bi se prognoziralo koliko je moguće računati na njih kada je to stvarno potrebno. Udio proizvodnje kojim su vjetroelektrane sudjelovale u pokrivanju satnog opterećenja bio je 1938 sati iznad 15%, tijekom 2019. godine. Raspon pokrivanja satne proizvodnje prošle se godine kretao od 0% do 38,6%, što je postignuto u studenom, u četiri sata nakon ponoći [11].

U stvarnosti, potrošnja u četiri sata nije velika te se ovaj postotak ne može priznati kao veliki uspjeh, međutim, u budućnosti bi baterijska pohrana mogla riješiti taj problem i omogućiti skladištenje proizvedene energije i njeno korištenje u trenucima kada je to potrebno.



Slika 4.6: Udio proizvodnje vjetroelektrana u pokrivanju satnog opterećenja EES [11]

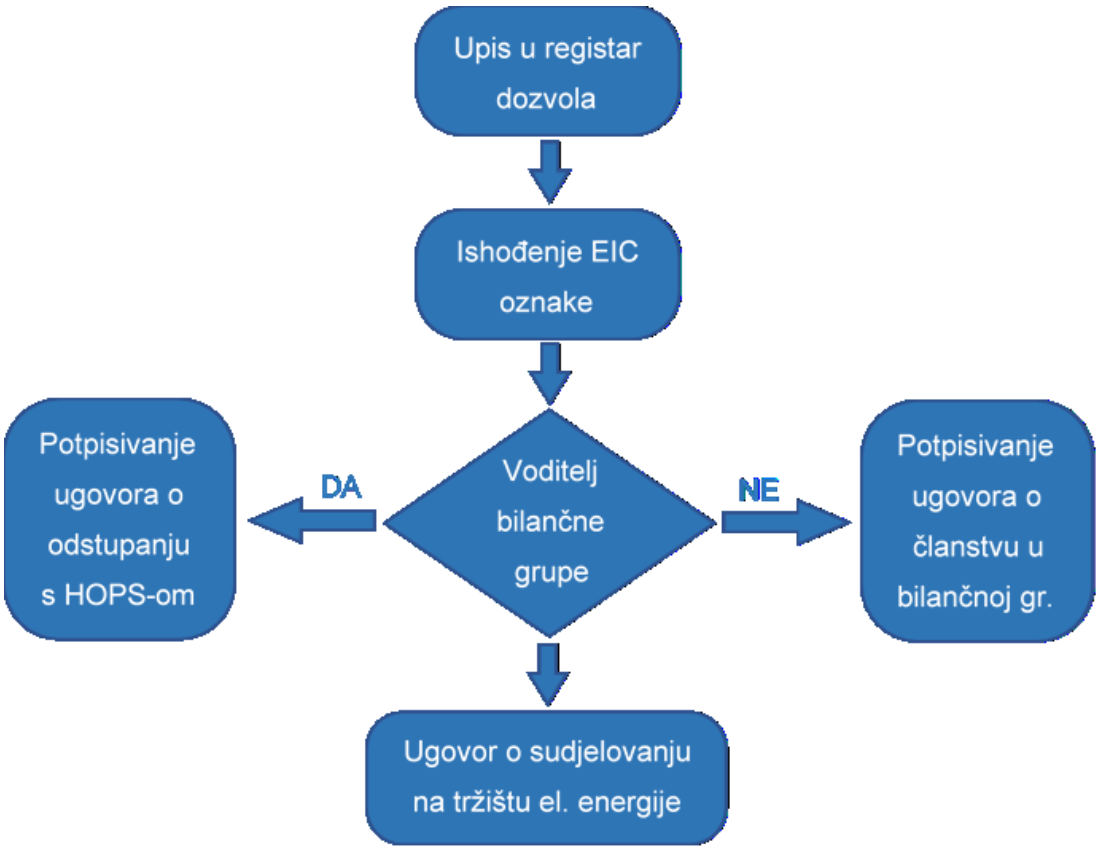
5. RAZVOJ PROJEKATA

5.1 Sudjelovanje na tržištu

U Republici Hrvatskoj, nositelji prava sudjelovanja na tržištu električne energije su tzv. tržišni sudionici, među kojima se nalaze proizvođači, opskrbljivači, trgovci i krajnji kupci. Pritom proizvođači, opskrbljivači i trgovci moraju biti vlasnici dozvola za obavljanje energetske djelatnosti koje izdaje Hrvatska Energetska Regulatorna Agencija (HERA). Organizacija tržišta električne energije, prijenos i distribucija električne energije regulirane su djelatnosti te se izvršavaju kao javne usluge. Odgovornost za upravljanje ovim djelatnostima raspodijeljena je, pa je tako za organizaciju tržišta električne energije zadužen HROTE – Hrvatski operator tržišta energije. Za prijenos električne energije, ,održavanje, razvoj i izgradnju prijenosnog sustava, te vođenje elektroenergetskog sustava zadužen je HOPS – Hrvatski operator prijenosnog sustava. I konačno, za distribuciju električne energije, održavanje, razvoj i izgradnju distribucijskog sustava zadužen je HEP-ODS – Operator distribucijskog sustava (HROTE, 2020.) [14].

Vjetroelektrane su postrojenja koja proizvode energiju što ih, logično, čini pripadnicima skupine proizvođača pa će se pobliže definirati termin „proizvođač električne energije“. Proizvođači električne energije mogu biti energetski subjekti koji obavljaju djelatnost proizvodnje energije i za to imaju dozvolu, energetski subjekti koji proizvode el. energiju isključivo za vlastite potrebe te subjekti koji električnu energiju proizvode u proizvodnim postrojenjima snage do 1 MW. Također, proizvođačima je dozvoljena kupnja ili prodaja energije drugim proizvođačima, opskrbljivačima, trgovcima, burzi električne energije, HOPS-u u svrhu pružanja pomoćnih usluga i za pokrivanje gubitaka u prijenosnoj mreži, HEP-ODS-u u svrhu pružanja pomoćnih usluga te za pokrivanje gubitaka u distribucijskoj mreži. Proizvođač ujedno ima pravo i uvoziti te izvoziti električnu energiju preko granica Hrvatske. U Hrvatskoj se, trenutno, razlikuju dvije kategorije proizvođača, povlašteni i nezavisni proizvođači. Stjecanje statusa povlaštenog proizvođača dozvoljeno je samo proizvođačima koji proizvode električnu energiju iz obnovljivih izvora energije te kogeneracije. Poticanje, otkup i prodaja tako proizvedene energije, također su regulirani Zakonom o energiji i Zakonom o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji te dodatnim podzakonskim aktima (HROTE, 2020.) [14].

Grafika na slici 5.1 prikazuje kako izgleda put do postanka proizvođačem energije u obliku jednostavnog algoritma.



Slika 5.1: Sudjelovanje na tržištu električne energije [14]

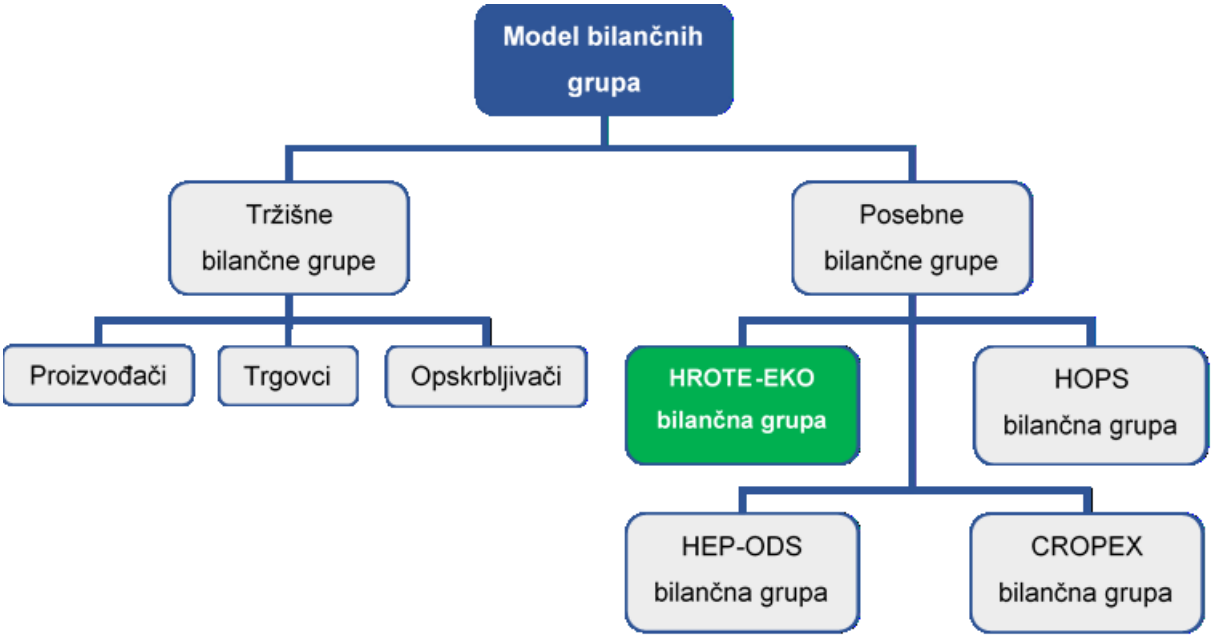
Naravno, pozadina ovog algoritma krije mnogo više procesa i dozvola koje je potencijalni proizvođač mora ishoditi prije nego li mu bude odobreno sudjelovati na tržištu.

Da bi se postalo proizvođačem, potrebno je poduzeti sljedeće korake [14]:

- Upis pravne ili fizičke osobe u sudski odnosno obrtni registar
- Ukoliko je postrojenje snage veće od 1 MW, potrebno je dobiti dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti proizvodnje električne energije od HERE-a
- Sklopiti ugovora o korištenju mreže s HOPS-om i/ili HEP-ODS-om
- Ishođenje EIC oznake u uredu za izdavanje EIC oznaka ovlaštenom od ENTSO-E
- U slučaju u kojem proizvođač želi postati:
    - Voditelj bilančne grupe – sklapa se ugovor o odgovornosti za odstupanje s HOPS-om
    - Član postojeće bilančne grupe – sklapan se ugovor o članstvu u nekoj od bilančnih grupi (HROTE, 2020.)

- Ispunjavanje Zahtjeva za sklapanje Ugovora o sudjelovanju na tržištu električne energije s HROTE-om
- Sklapanje Ugovora o sudjelovanju na tržištu električne energije s HROTE-om
- U slučaju uvoza ili izvoza električne energije:
    - Podnošenje zahtjeva za sudjelovanje u dodjeli prekograničnih prijenosnih kapaciteta HOPS-u
    - Sudjelovanje u dodjeli prekograničnih kapaciteta (ovisno o granicama, dodjelu organizira i provodi HOPS, JAO ili SEE CAO) (HROTE, 2020.)

Da bi se u potpunosti razjasnilo funkcioniranje tržišta električne energije, potrebno je objasniti što je bilančna grupa i kako izgleda model tržišta. Slika 5.2 prikazuje taj model.



Slika 5.2: Model tržišta električne energije [15]

Bilančna grupa sastoji se od jednog ili više sudionika na tržištu električne energije. Za odstupanje proizvodnje sudionika pojedine bilančne grupe odgovoran je voditelj bilančne grupe. Kao što je prikazano na modelu tržišta, na slici 5.2, postoje razni tipovi bilančnih grupa. Za tržišne bilančne grupe ne postoji ograničenje broja i vrste članova unutar jedne tržišne bilančne grupe dok u bilančnim grupama burze, operatora prijenosnog te distribucijskog sustava, jedini članovi mogu biti HOPS, HEP-ODS i burza električne energije, svaki u svojoj, istoimenoj, bilančnoj grupi (HERA, 2015.) [16].

Članovima EKO bilančne grupe imenuju se povlašteni proizvođači električne energije, kojima pripadaju i vjetroelektrane, a koji imaju sklopljen ugovor o otkupu električne energije s

HROTE-om. Voditelj te bilančne grupe upravo je HROTE. Svaki voditelj bilančne grupe, bio proizvođač, opskrbljivač ili trgovac, odgovoran je HOPS-u za odstupanja od svojih ugovorenih rasporeda. Tako za EKO bilančnu grupu, HROTE ima obvezu voditi grupu, planirati proizvodnju te prodavati na tržištu električnu energiju koju su članovi EKO grupe proizveli, ali i obvezu snošenja troškova prema operatoru prijenosnog sustava ukoliko dođe do odstupanja satnih planova proizvodnje od realiziranih satnih isporuka EKO bilančne grupe (HROTE, 2020.) [17].

Definirano je pravilom da HOPS i HEP-ODS mogu trgovati električnom energijom u svrhu pružanja pomoćnih usluga, uravnoteženja sustava te pokrivanja gubitaka, svaki u svojoj domeni, tj. u prijenosnom ili distribucijskom sustavu. Povlašteni proizvođači (ovdje pripadaju i do sada izgrađene vjetroelektrane) prodaju proizvedenu energiju prema ugovoru o otkupu, a opskrbljivač električne energije ima obvezu preuzeti tu energiju (HERA, 2015.) [16].

5.2 Procesi dobivanja dozvola

S obzirom da je dobivanje dozvola često nejasan i pomalo zamršen proces, ovdje će se pokušati što jednostavnije, grafički i kroz faze prema [18], opisati procedura dobivanja raznih dozvola potrebnih za izgradnju i puštanje vjetroelektrana u pogon.

Postupak odobravanja dozvola sastoji se od dvije procedure odnosno faze:

I. *Postupak predprijave*

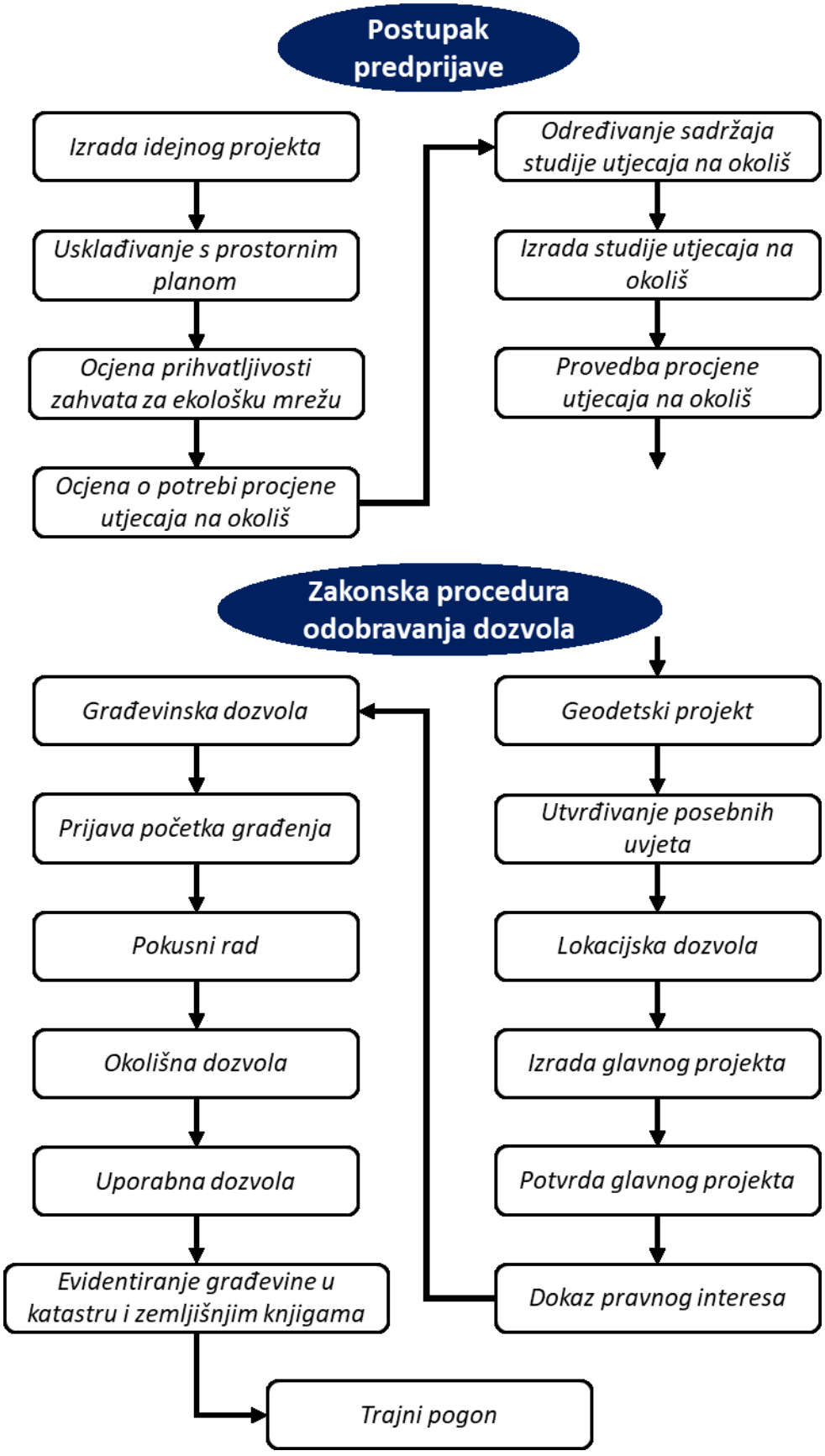
Predprijava uključuje pripremu svih dokumenata vezanih za ekološki aspekt projekta. To razdoblje obuhvaća period između početka odobravanja dozvola i prihvaćanja dokumentacije za prijavu projekta [18].

II. *Zakonska procedura odobravanja dozvola*

Ova faza obuhvaća razdoblje od dana kada su prihvaćeni dokumenti za prijavu pa sve do konačne odluke. Najdulje vrijeme trajanja ove faze može biti godinu dana i šest mjeseci [18].

Slika 5.3: Tijek procesa ishođenja dozvola [18]

Dijagram toka na slici 5.3 prikazuje tijek jednog projekta. Brzina kojom će se odvijati tijek uvelike ovisi o pripremljenosti projekta pa je za efikasno provođenje cijelog projekta najbitnija faza jedan, odnosno priprema. Faza II ukupno traje 1,7 godina (moguće je i dulje trajanje ako je projekt vrlo složen), bez uključene pripreme projekta čije trajanje može doseći i nekoliko godina. Faza III okvirno traje 98 dana, međutim i ona može potrajati duže ukoliko se radi o složenom postupku. Uzme li se u obzir činjenica da razvoj tehnologije teče puno bržim tempom nego razvoj projekata, postaje jasno da je potrebno ubrzanje zakonskih procedura za dobivanje dozvola kako bi projekti vjetroelektrana bili ukorak s vremenom i suvremenim inženjerskim standardima. Olakotna okolnost je da se dio postupaka može odvijati paralelno čime se može postići skraćenje cijelog procesa ishođenja dozvola [18]. Slika 5.4 prikazuje sve korake procesa ishođenja dozvola, a u daljnjem tekstu detaljno će se opisati i dokumentacija potrebna da bi se svaki od tih koraka realizirao.

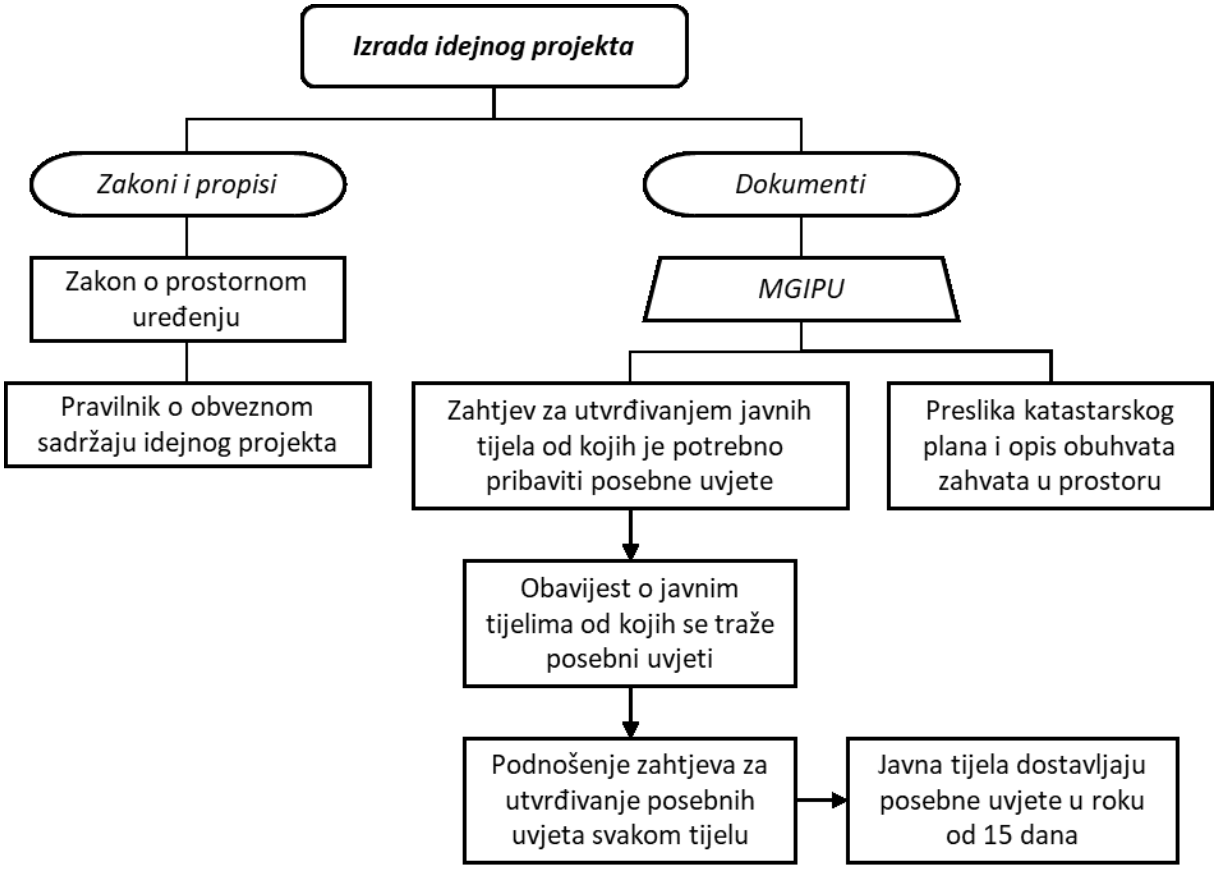


Slika 5.4: Koraci postupka ishođenja dozvola [18]

5.2.1 Postupak predprijave

Redom će se u ovom poglavlju opisati prethodno prikazani koraci vezani za prvu fazu ishođenja dozvola, odnosno predprijavu. Neke od njih moguće je provoditi paralelno da bi se proces ubrzao.

1) Izrada idejnog projekta

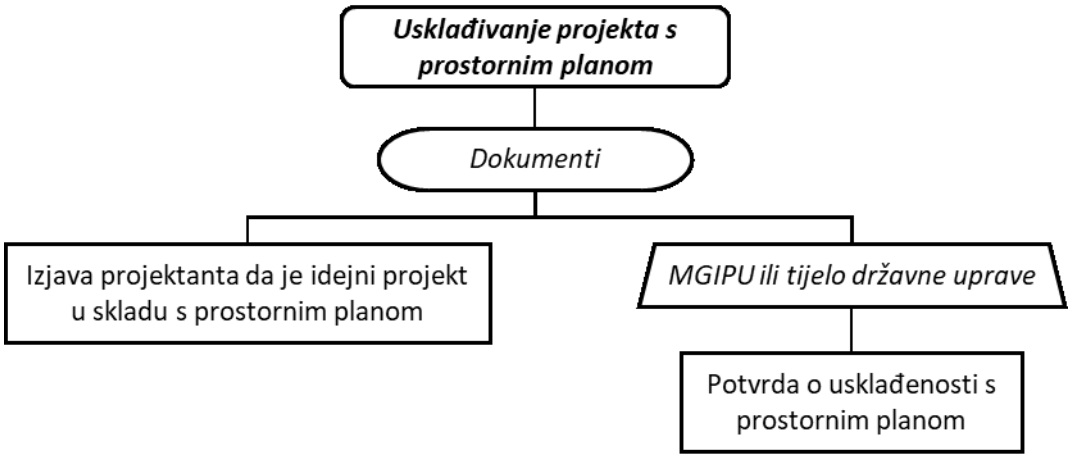


Slika 5.5: Izrada idejnog projekta [18]

MGIPU – Ministarstvo prostornog uređenja, graditeljstva i državne imovine

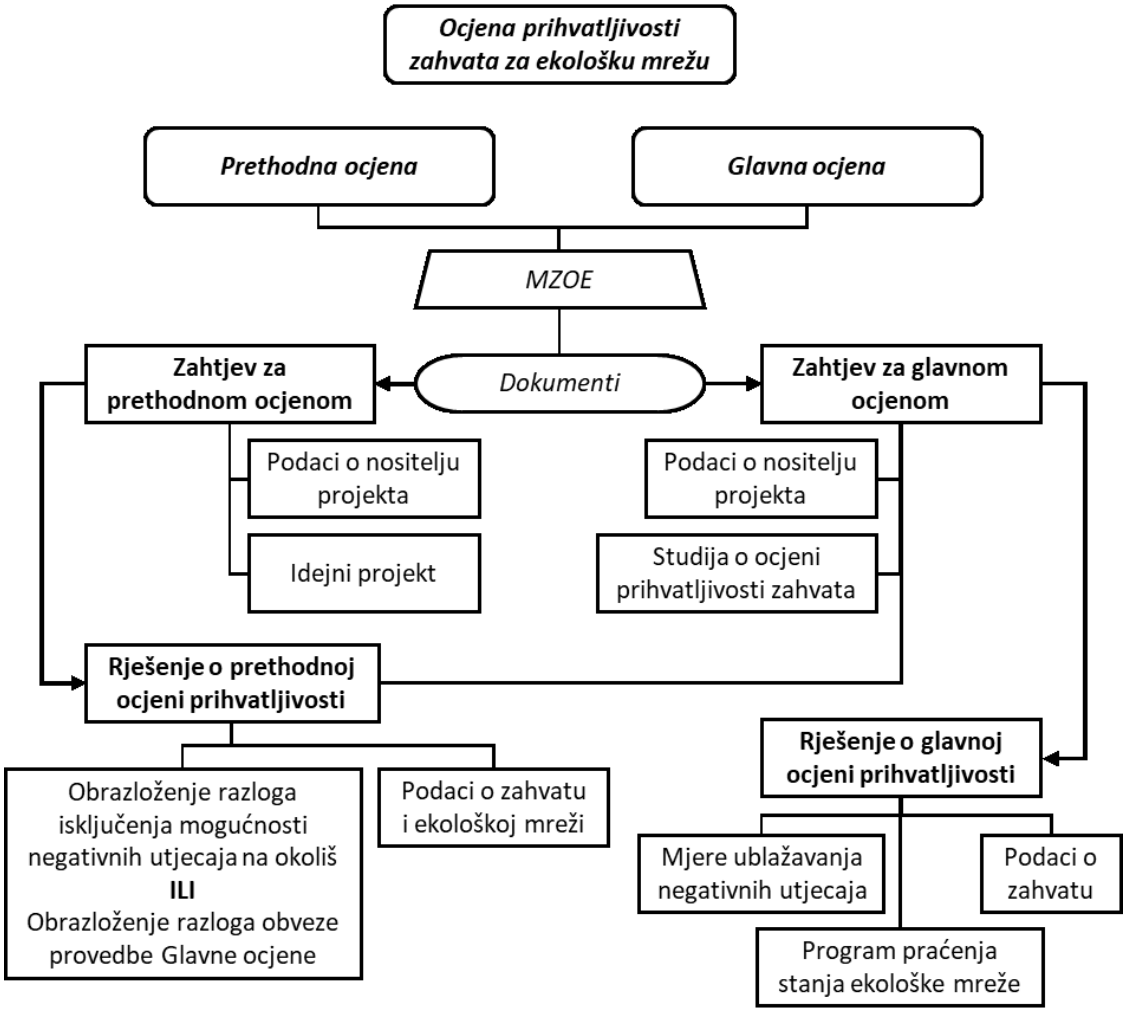
Slika 5.5 prikazuje tijek izrade idejnog projekta kao i sve zakone i propise koji se pri izradi takvog projekta moraju poštivati. Ključno je naglasiti da se posebni uvjeti moraju utvrditi prije pokretanja postupka za izdavanje lokacijske dozvole. Posebni uvjeti klasificiraju se prema vrsti građevine (npr. uvjeti zaštite od požara, uvjeti zaštite okoliša, zaštita od buke, itd.), lokaciji zahvata (npr. zaštita prirode). Postoje i posebni uvjeti gradnje za područja pod kulturnom zaštitom te uvjeti koji propisuju način priključenja na elektroenergetsku mrežu. Ukoliko ih javno tijelo od kojih su zatraženi posebni uvjeti ne utvrdi i ne dostavi u roku od 15 dana, to znači da ih nema [18].

2) Usklađivanje projekta s prostornim planom



Slika 5.6: Usklađivanje projekta s prostornim planom [18]

3) Prethodna/glavna ocjena prihvatljivosti zahvata za ekološku mrežu

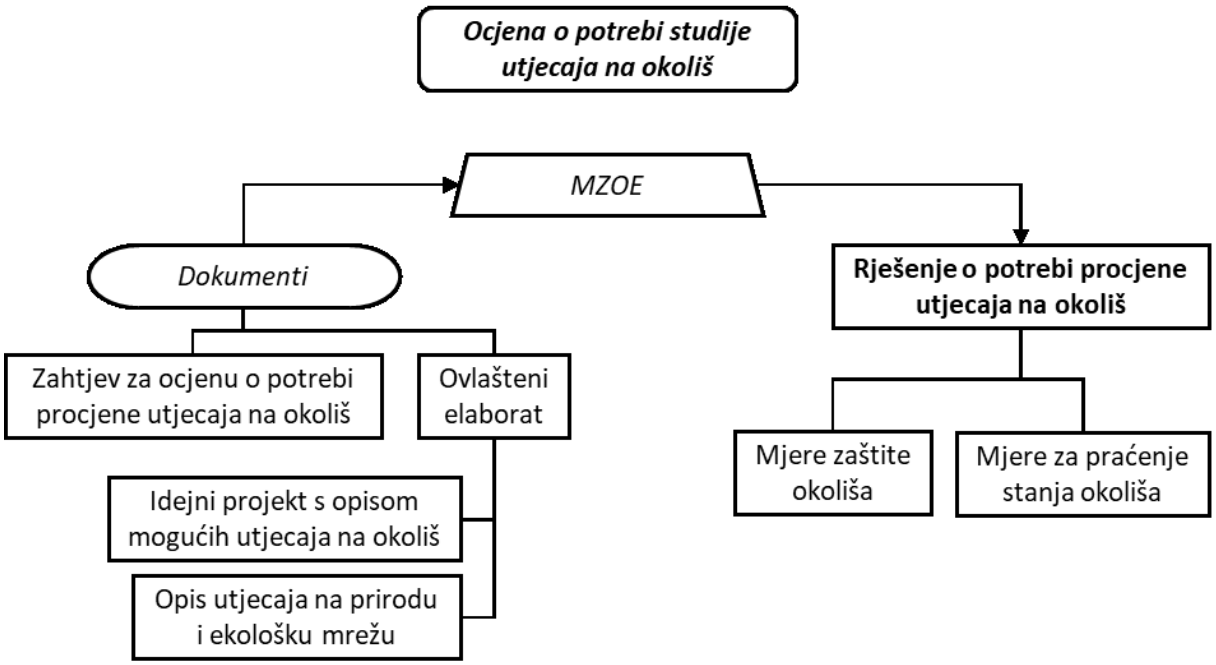


Slika 5.7: Ocjena o prihvatljivosti zahvata za ekološku mrežu [18]

Najprije se od MZOE (Ministarstvo zaštite okoliša i energetike) traži Prethodna ocjena prihvatljivosti zahvata. Ako se u tom postupku utvrdi da je potrebna Glavna ocjena tada rješenje Prethodne ocjene sadrži i objašnjenje razloga zbog kojih je potrebno provesti Glavnu ocjenu. Uz zahtjev za Glavnom ocjenom prilaže se zato i rješenje Prethodne ocjene [18].

4) Ocjena o potrebi procjene utjecaja na okoliš

Slika 5.8 prikazuje dokumentaciju koju je potrebno predati da bi se dobilo rješenje o potrebi procjene utjecaja na okoliš. Ovaj postupak provodi se skupa s postupkom za Prethodnu ocjenu opisanu u prethodnom odlomku. Potrebno je izraditi jedan elaborat koji vrijedi za oba postupka [18]. Tablica 5.1 prikazuje moguće scenarije ocjene.



Slika 5.8: Ocjena o potrebi procjene utjecaja na okoliš [18]

Tablica 5.1: Scenariji ocjene o potrebi procjene utjecaja na okoliš [18]

Zahvat nema utjecaj na okoliš i ekološku mrežu	Nastavak na lokacijsku dozvolu (geodetski projekt)
Zahvat nema utjecaj na okoliš, ali će imati na ekološku mrežu	Potrebna samo Glavna ocjena
Zahvat ima značajan utjecaj na okoliš, ali neće ga imati na ekološku mrežu	Potrebna samo procjena utjecaja na okoliš
Zahvat ima značajan utjecaj na okoliš i ekološku mrežu	Procjena utjecaja na okoliš + Glavna ocjena u jedinstvenom postupku

5) Određivanje sadržaja studije utjecaja na okoliš

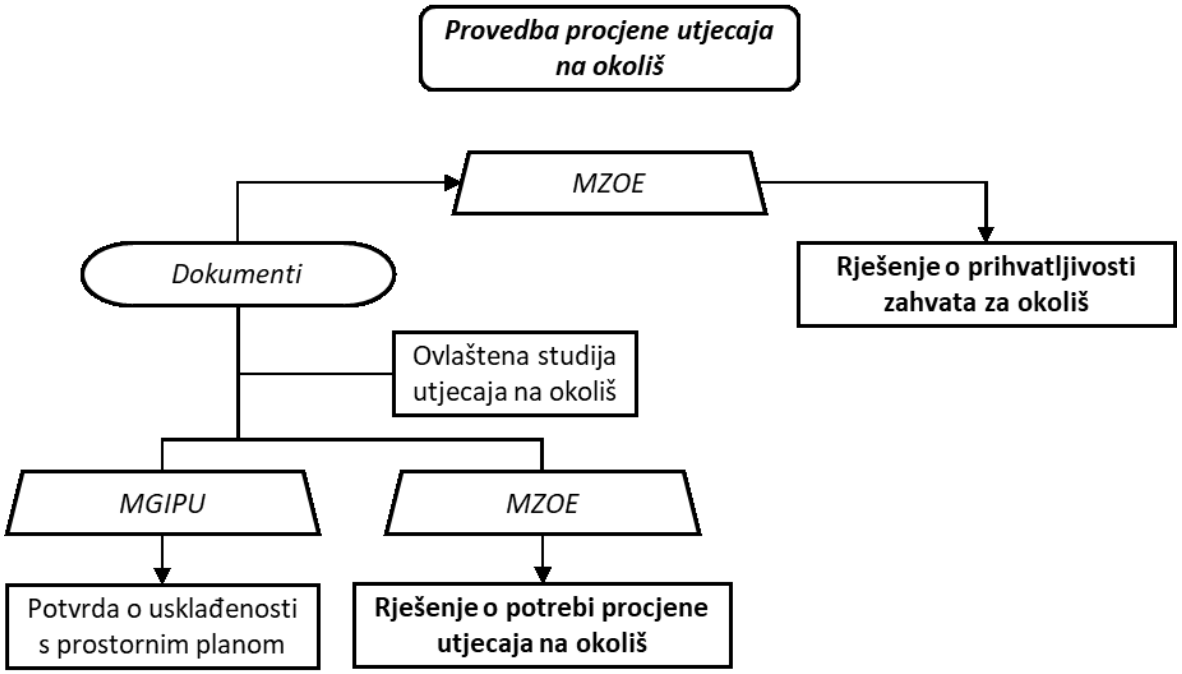
Iako ovaj dio nije obavezan, koristan je ukoliko je potrebna studija utjecaja na okoliš. Potrebno je predati isti elaborat kao u koraku 4 koji sadrži opis projekta i potencijalne utjecaje na okoliš, prirodu te ekološku mrežu. MZOE nakon toga izdaje prijedlog kojim se definira sadržaj studije okoliša. Ovaj postupak smije trajati najviše tri mjeseca nakon dostavljanja zahtjeva za određivanjem sadržaja studije [18].

6) Izrada studije utjecaj na okoliš

Studija okoliša provodi se na način opisan u prijedlogu, izdanome u petom koraku.

7) Provedba procjene utjecaja na okoliš

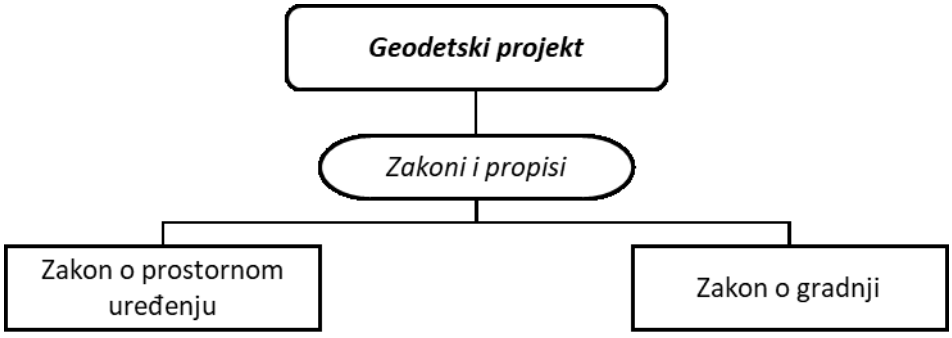
Ovaj dio procesa može trajati do 120 dana uz mogućnost produljenja od 60 dana [18].



Slika 5.9: Provedba procjene utjecaja na okoliš [18]

5.2.2 Zakonska procedura odobravanja dozvola

8) Geodetski projekt

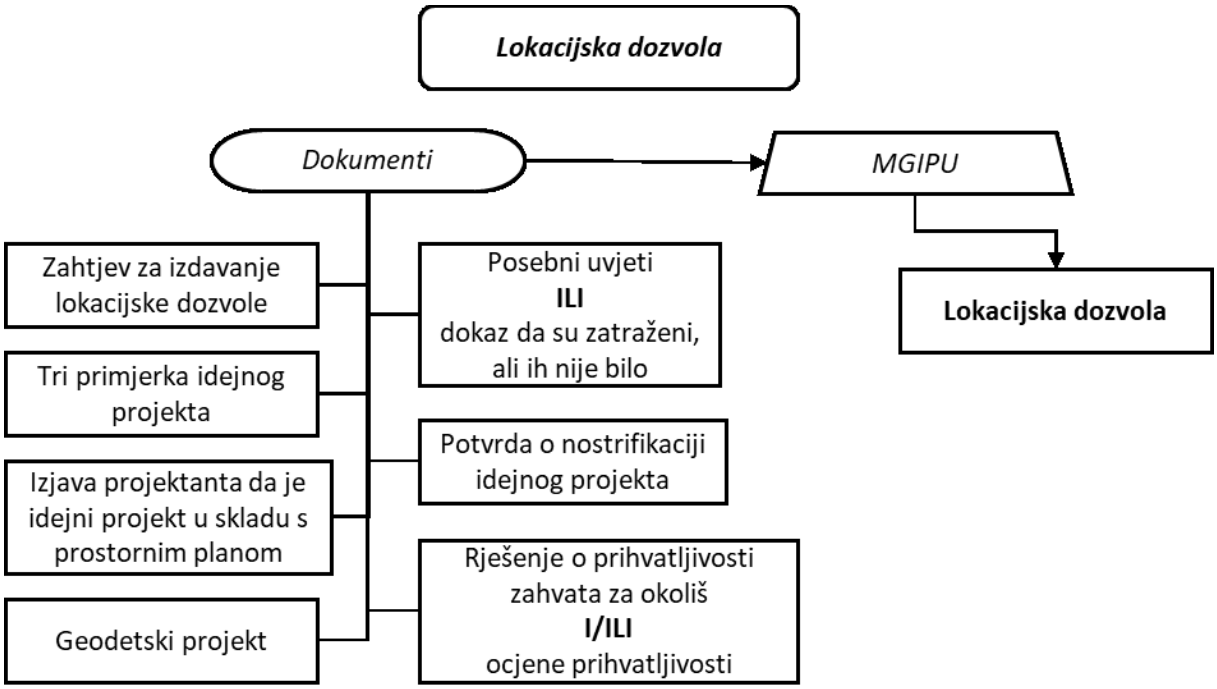


Slika 5.10: Geodetski projekt [18]

9) Utvrđivanje posebnih uvjeta

Kao što je spomenuto u prvom koraku, posebni uvjeti moraju se pribaviti prije nego što se pokrene postupak za ishođenje lokacijske dozvole. Ukoliko se dogodi da neki od uvjeta nisu pribavljeni prije pokretanja dotičnog postupka, MGIPU poziva javna tijela od kojih je bilo potrebno zatražiti posebne uvjete na uvid u idejni projekt [18].

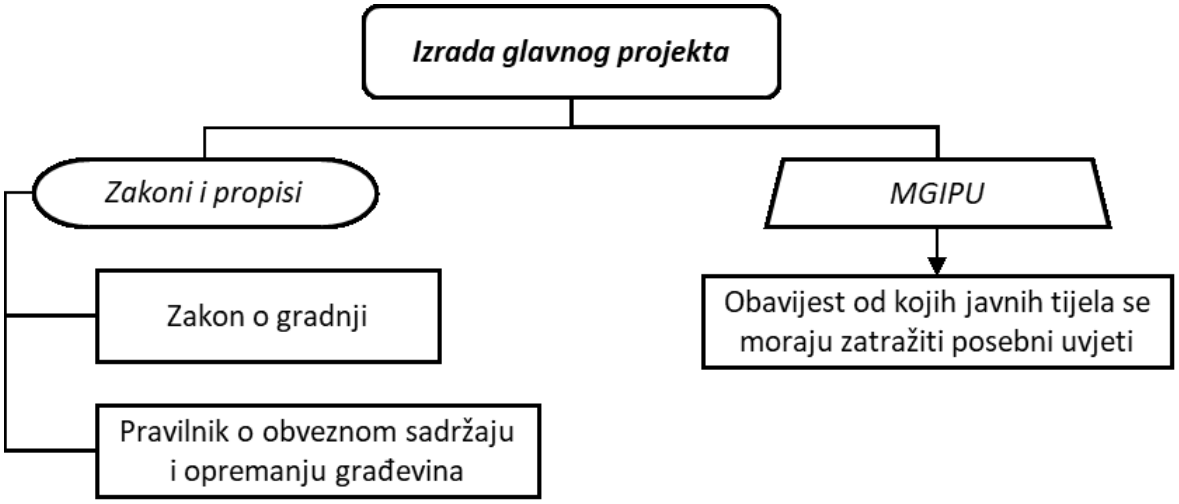
10) Lokacijska dozvola



Slika 5.11: Postupak ishođenja lokacijske dozvole [18]

11) Izrada glavnog projekta

Glavni projekt mora biti izrađen prema zakonima i propisima prikazanim na slici 5.12. Ponovo se od MGIPU moraju zatražiti informacije o posebnim uvjetima koje glavni projekt mora ispuniti.



Slika 5.12: Izrada glavnog projekta [18]

12) Potvrda glavnog projekta

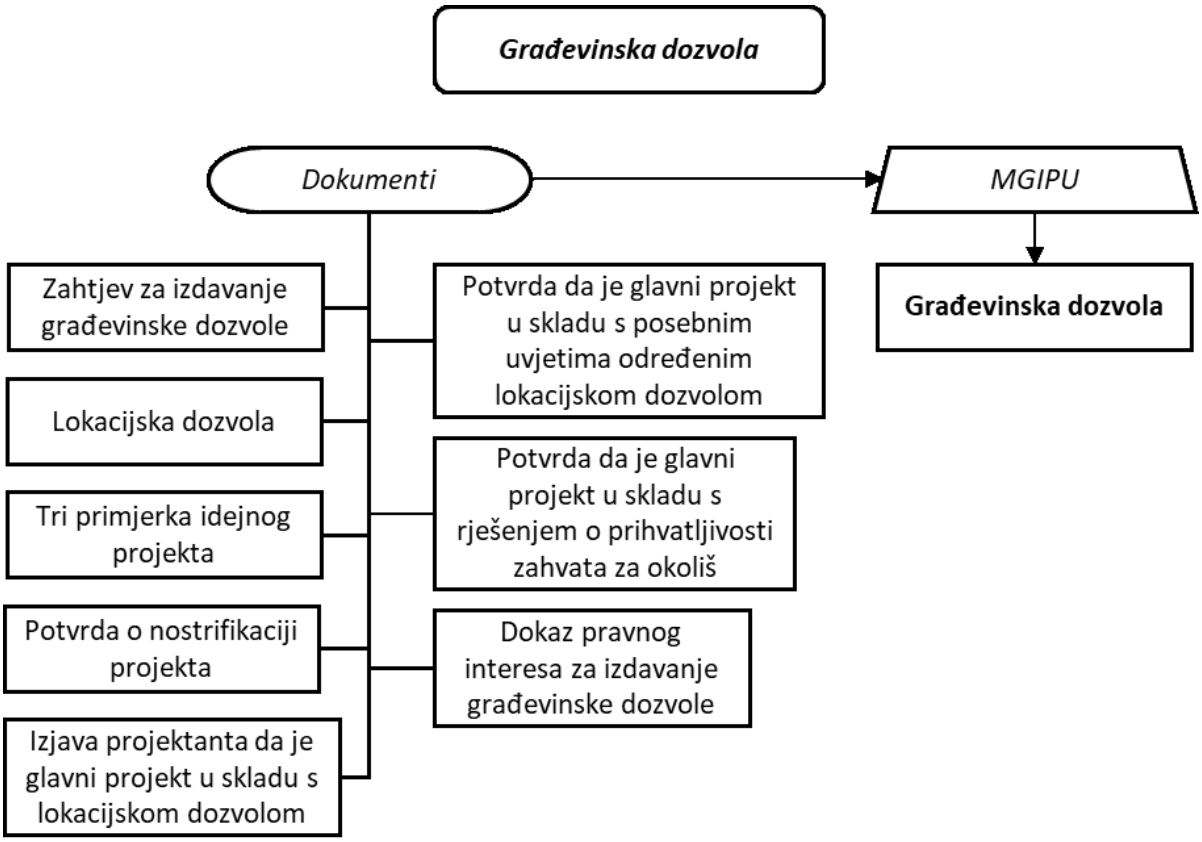
Glavni projekt potvrđuje svako javno tijelo koje je izdalo posebne uvjete te, ukoliko projekt odgovara lokacijskoj dozvoli i ako ispunjava sve posebne uvjete, javno tijelo će izdati potvrdu projekta. Ukoliko glavni projekt nije ispoštovao te uvjete, investitor se poziva da u roku od 15 dana uskladi projekt s njima. Ako se projekt ne uskladi ni nakon tog roka, zahtjev će biti odbijen [18].

13) Dokaz pravnog interesa

Prema Zakonu o obnovljivim izvorima energije, provodi se natječaj za pravo građenja postrojenja vjetroelektrane na državnom zemljištu. Pravo građenja ostvaruje se na temelju ugovora o osnivanju prava građenja, a sklapa ga javno tijelo nadležno za upravljanje državnim zemljištem s fizičkom ili pravnom osobom koja je na javnom natječaju pobijedila kao najbolji ponuđač [19]. Taj ugovor vrijedi kao dokaz pravnog interesa u svrhu izdavanja građevinske dozvole.

14) Građevinska dozvola

Podnošenje zahtjeva za građevinsku dozvolu obveza je investitora. Zahtjev se podnosi uredu za graditeljstvo, i to u onom mjestu gdje se planira izgradnja vjetroelektrane [18].

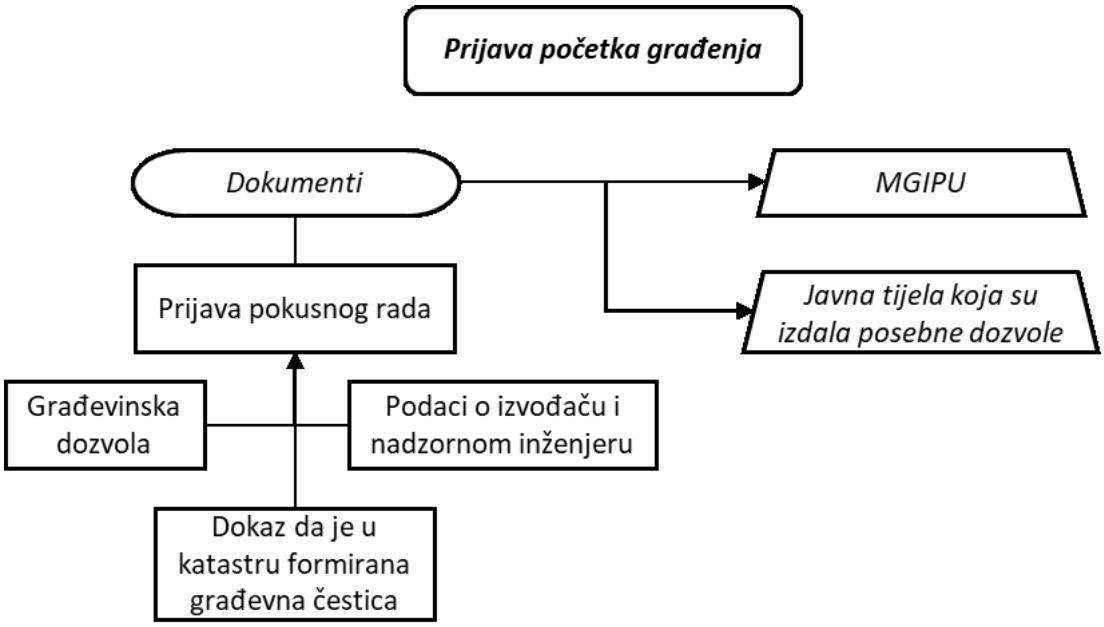


Slika 5.13: Postupak ishođenja građevinske dozvole [18]

Ukoliko investitor ne započne izgradnju vjetroelektrane ni tri godine nakon izdavanja građevinske dozvole, ona prestaje biti važeća te se postupak mora ponoviti [18].

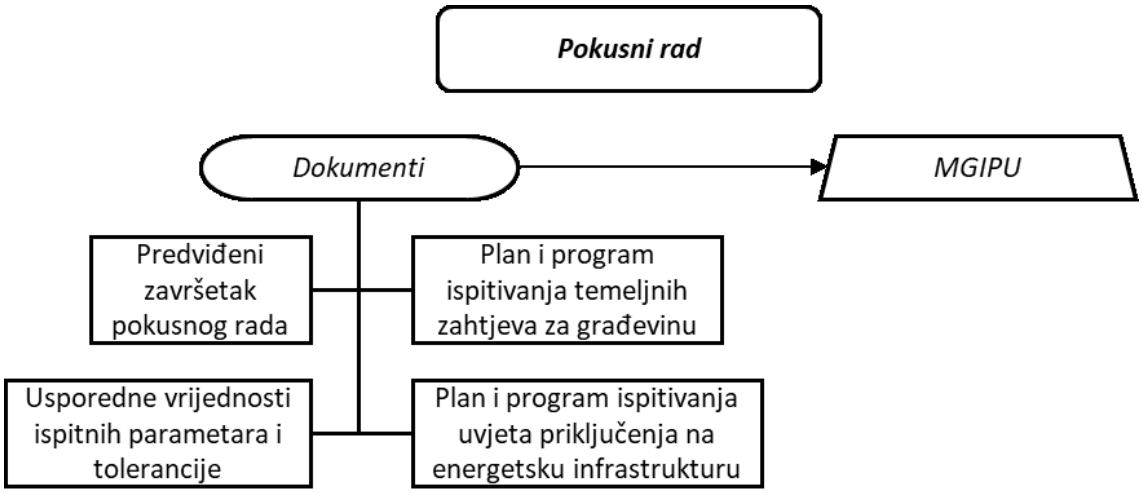
15) Prijava početka građenja

Investitor mora obaviti prijavu početka gradnje vjetroelektrane minimalno osam dana prije samog početka. Podaci koje ta prijava mora sadržavati nalaze se na slici 5.14.



Slika 5.14: Prijava početka građenja [18]

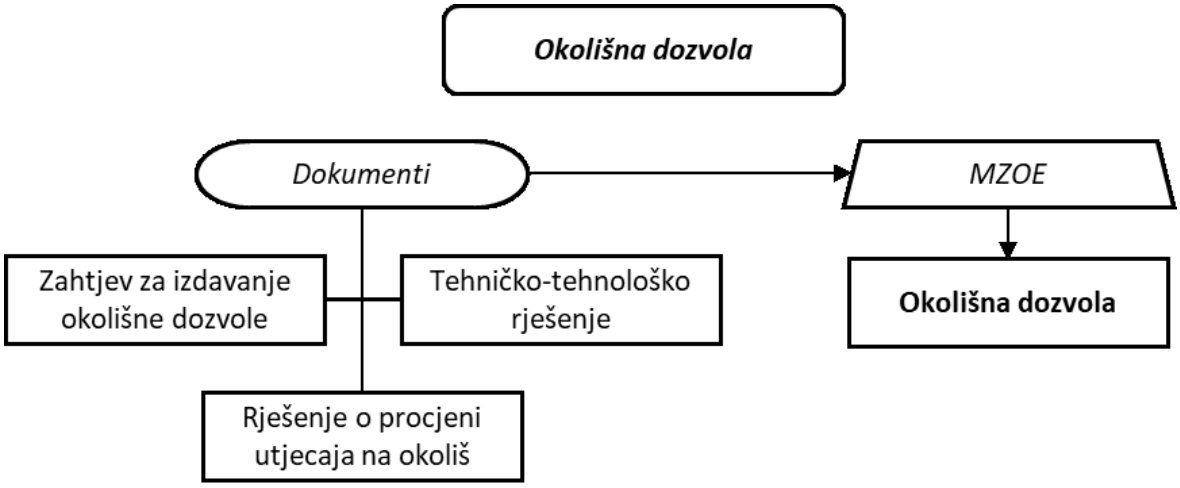
16) Pokusni rad



Slika 5.15: Prijava pokusnog rada [18]

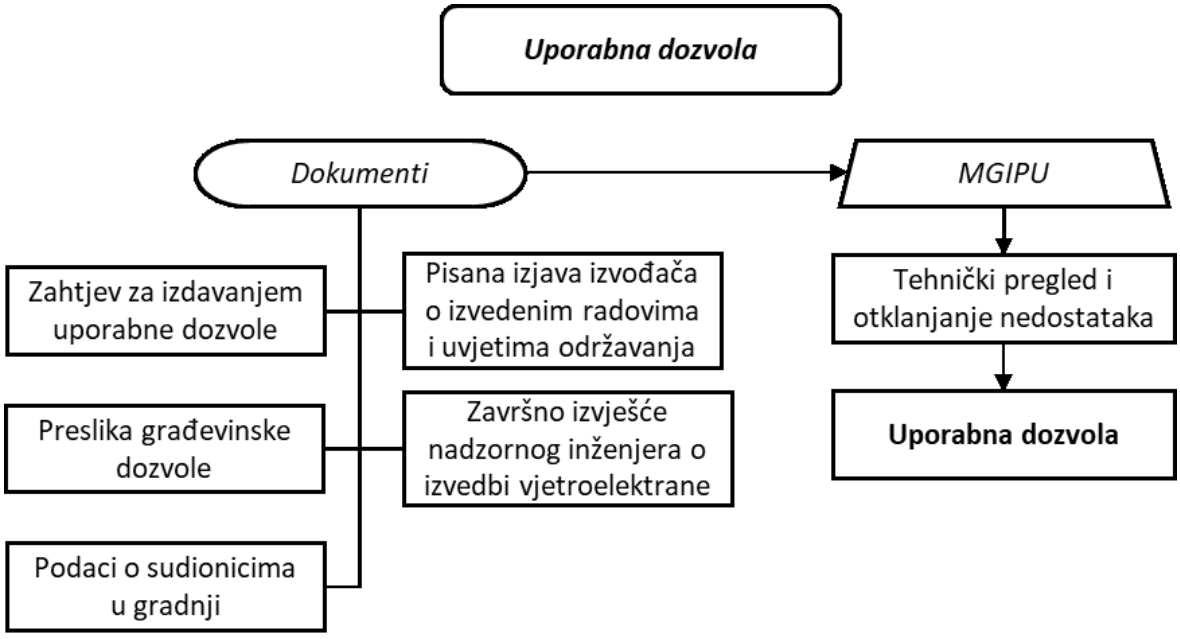
17) Okolišna dozvola

MZOE izdaje okolišnu dozvolu nakon što se dostave dokumenti prikazani na slici 5.16.



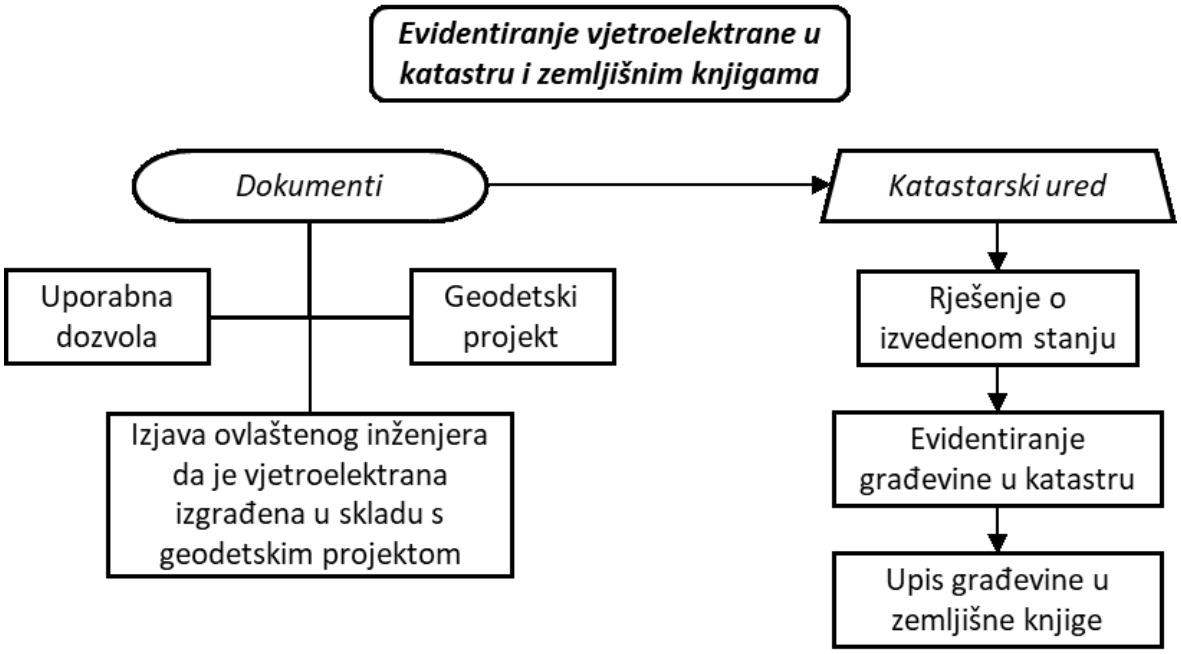
Slika 5.16: Postupak ishođenja okolišne dozvole [18]

18) Uporabna dozvola



Slika 5.17: Postupak ishođenja uporabne dozvole [18]

19) Evidentiranje građevine u katastru i zemljišnim knjigama



Slika 5.18: Evidentiranje vjetroelektrane u katastru i zemljišnim knjigama [18]

20) Trajni pogon

Konačno, ukoliko se ispoštovala gore opisana procedura, to znači da su ispunjeni svi uvjeti koji su bili potrebni da bi jedna vjetroelektrana započela s radom te ona može krenuti u trajni pogon.

5.3 Monitoring utjecaja na ornitofaunu i šišmiše

Nakon što se vjetroelektrana konačno pusti u pogon, ukoliko je to propisano studijom utjecaja na okoliš, potrebno je obaviti monitoring kretanja svih ptica i šišmiša te utjecaja vjetroelektrane na smrtnost ornitofaune na toj lokaciji. Obično je monitoring potrebno obaviti i prije same izgradnje. Na primjeru projekta VE ZD3 opisati će se jedan takav postupak monitoringa.

Praćenje stanja šišmiša potrebno je provoditi prema nekom zadanom protokolu u određenom razdoblju, što je za ZD3 bilo od ožujka do listopada. Tijekom tih mjeseci snimani su unaprijed određeni transekti kojima se kreću šišmiši te su kontinuirano snimani i uređajem *batcoder*. Prilikom pretraživanja terena potrebno je bilo slijediti vrlo kompleksne suvremene prakse, a ekipu stručnjaka koja je pretraživala teren morao je pratiti i pas tragač koji je bio senzibiliziran na različite razine raspadnutosti lešine da bi učinkovitost potrage bila na visokom nivou. Pas tako može pokazati mjesto na kojem se prethodno definitivno nalazio mrtav šišmiš, ali ga u trenutku potrage nije bilo. Nakon dvije godine monitoringa rezultati su pokazali rijetke pojave šišmiša, a pronađeno je ukupno pet mrtvih šišmiša što se može smatrati povremenom i neznačajnom smrtnošću. Svi šišmiši pronađeni su na udaljenosti manjoj od 30 m od vjetroturbina pa se može pretpostaviti da su one uzrok njihove smrti. S obzirom da je smrtnost bila zanemariva te ju je nemoguće umjetno povećati i prikazati značajnom, nije se pokazala potreba ograničenja ili prilagodbe rada vjetroagregata (C.I.A.K , 2020.) [13].

Što se ornitofaune tiče, istraživanje je provedeno u više navrata, prije i nakon puštanja VE ZD3 u pogon. Zabilježene su 63 vrste ptica prije puštanja u pogon, a 81 nakon dvogodišnjeg monitoringa. Prilikom vizualnog monitoringa potrebno je bilo utvrditi visinu na kojoj ptice zaobilaze agregate tijekom noćnog i dnevnog preleta. U slučaju VE ZD3, za većinu ptica ta visina bila je 100 do 200 m. Provjereno je i nalazi li se zona zahvata na selidbenom koridoru i ima li utjecaj na selidbu ptica. ZD3 nalazi se na selidbenom koridoru, međutim ne utječe na selidbenu populaciju ptica na području. Tijekom monitoringa nisu opažena nikakva stradavanja ptica pa je procijenjeno da su kolebanja brojnosti i sastava tijekom godina posljedica drugih ekoloških čimbenika, a ne rada VE ZD3. Ustanovljeno je da vjetroelektrana nema značajan utjecaj na ptice u okolici (C.I.A.K, 2020.) [13].

Prema gornjem tekstu, očito je da može postojati izuzetno velik broj vrsta ptica na području izgrađene vjetroelektrane, a njihova povećana smrtnost mogla bi u stvarnosti rezultirati promjenom karakteristika ekosustava na području njihovog staništa. U tom smislu, ovakve

studije su neophodne i opravdane. Posebna populacija su zaštićene i ugrožene vrste zbog kojih se mora voditi još veća briga.

S obzirom da današnje vjetroturbine dosežu do visina gdje se ptice redovito kreću, provedene su i studije utjecaja visine agregata na učestalost sudara ptica s agregatima. Istraživanja pokazuju da je odnos mogućnosti sudara i instalirane snage (MW) negativan, odnosno manje ptica će stradati s više instaliranih MW snage. Iz toga proizlazi da veći vjetroagregati djeluju korisno i na količinu proizvedene energije, i na brojnost ptica, tj. smanjuju stradavanje ptica. Većina ptica nekog područja uglavnom lete na oko 50 metara visine od tla, te na taj način izbjegava vjetroturbine letenjem ispod lopatica. Neke od mjera umanjivanja rizika od sudara ptica s lopaticama su instaliranje viših turbina ili postavljanje manjeg broja velikih vjetroturbina umjesto velikog broja manjih. Zbog sporije brzine vrtnje rotora većih promjera, smanjuje se vjerojatnost sudara ptice s lopaticom, za pticu koja prolijeće neposredno kroz rotor, te se povećava vidljivost lopatica pticama koje se približavaju rotoru (C.I.A.K, 2020.) [13].

Sve navedeni rezultati istraživanja pokazuju da je, uz pomno planiranje i odabir dimenzija vjetroturbina, moguće postići situaciju u kojoj ne postoji konflikt između vjetroelektrana i okoliša, ukoliko se tome posveti dovoljno pažnje i razumijevanja.

6. BUDUĆNOST VJETROELEKTRANA U RH

6.1 Natječaji

Sve dosad izgrađene vjetroelektrane u Hrvatskoj ostvaruju svoje prihode prodajom električne energije po ugovorenim i garantiranim otkupnim cijenama ili tzv. zvane feed-in-tarife. Obično se ta cijena ugovarala na 12 do 14 godina kako bi se investitorima isplatila ulaganja u vjetroelektrane te kako bi bili voljni riskirati na novom tržištu. Takav skup sustav poticanja obnovljivih izvora energije državnim novcem više nije dozvoljen u EU. S obzirom da su vjetroelektrane već zrela tehnologija, potrebno je bilo osnažiti tržišni duh te je u svrhu toga osmišljen novi sustav poticanja obnovljivih izvora energije. Međutim, iako su dosegle određeni stupanj zrelosti, vjetroelektrane se još uvijek ne bi mogle financirati po tržišnim mehanizmima pa se zato ovakvim načinom poticanja pokušava postići kompromis između smanjenja izdataka iz državnog proračuna te ulaganja u vjetroelektrane sa svrhom dekarbonizacije gospodarstva i zaštite okoliša.

Novi sustav poticanja, u kojem će se jače osjetiti utjecaj tržišta, biti će premijskog karaktera (engl. *Feed-in premium* – FiP). Premijski sustav najnapredniji je oblik poticanja jer sadrži potrebu veće aktivnosti povlaštenih proizvođača na tržištu, a to sa sobom nosi i veću izloženost riziku. Premija može biti fiksna ili varijabilna, a proizvođači s ugovorenom promjenjivom premijom manje su izloženi tržišnom riziku od onih s fiksnom (Trstenjak, 2020.) [20].

Fiksna premija konstantna je u vremenu te se isplaćuje na tržišnu cijenu. Postoji tako mogućnost da, ukoliko je tržišna cijena premalena, investitor bude na gubitku, ali jednako tako postoji opasnost za državu od isplate prevelikih naknada ako su tržišne cijene previsoke. Varijabilna premija unaprijed je određena, a izračunava se na temelju prosječne zarade proizvođača iz OIE na veleprodajnom tržištu i tako smanjuje rizik, i za investitora i za državu. Logično, tada mora postojati minimum i maksimum premije koji se može ostvariti što dodatno povećava osjetljivost proizvođača na tržište. Na taj način, smanjuju se ukupni troškovi poticaja jer je teže prodati energiju kada su cijene na tržištu visoke. Velika prednost ovakvog sustava je uravnoteženje rizika između proizvođača s jednakom tehnologijom te poticanje bolje tržišne integracije. U sustavu premija, proizvođači su odgovorni za odstupanje realizirane proizvodnje od planirane pa će stoga biti prisiljeni bolje prognozirati vlastitu proizvodnju (Trstenjak, 2020.) [20].

U Hrvatskoj će se za postrojenja veća od 500 KW raspisati natječaji u kojima će se investitori natjecati za premiju koja se dodjeljuje povrh tržišne cijene električne energije. Država na natječaju objavljuje referentnu cijenu električne energije, a investitori nude iznos cijene električne energije za koji smatraju da će osigurati isplativost njihovog projekta. Ponuđena cijena mora biti manja od referentne cijene. Pritom će investitor pokušati postići što veću cijenu, ali će konkurencija onemogućiti pretjerivanje. Dobitnik je onaj investitor koji nudi najnižu cijenu, a ta cijena onda postaje referentna za taj projekt. Tako premija predstavlja razliku između referentne cijene za pojedini projekt i tržišne cijene. Povlašteni proizvođač tako prodaje energiju direktno na tržištu, a kao dodatak na postignutu cijenu dobiva premiju. Tržišnu cijenu računati će HROTE na mjesečnoj bazi, a premija će trajati 12 godina [20].

6.2 Planirani projekti

Prema [9] odobrene kvote za vjetroelektrane iznose 1794 MW, dok je interes investitora za izgradnju novih postrojenja, u 2019., bio 2554 MW. Posljednjih godina intenzivirana je gradnja i povećan je interes za nove projekte vjetroelektrana. Prema desetogodišnjem planu HOPS-a za razvoj prijenosne mreže, do kraja tog razdoblja, ukoliko se ostvare svi kratkoročno i dugoročno planirani projekti, u Hrvatskoj bi na prijenosnu mrežu moglo biti priključeno ukupno 2218,45 MW vjetroelektrana, uključujući sadašnje kapacitete [10]. U tablici 6.1 prikazani su kratkoročni planovi, a već do 2022. godine moglo bi biti priključeno gotovo 700 MW novih vjetroelektrana.

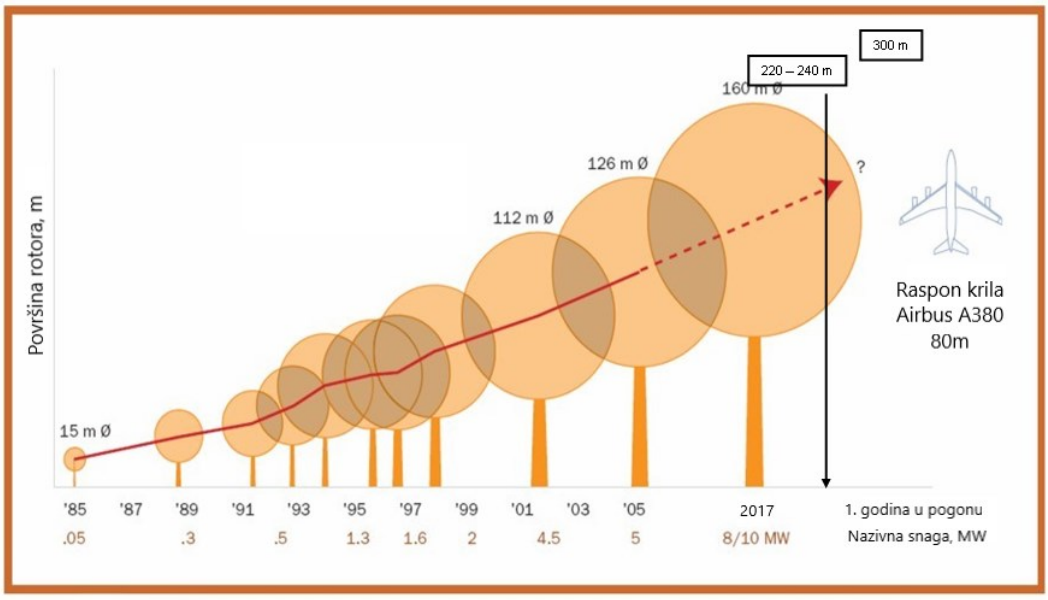
Tablica 6.1: Planirane vjetroelektrane do 2022. g. [12]

Naziv vjetroelektrane	Snaga, MW
Vrataruša II	24
Senj	156
Mazin 2	20
Bruvno	45
ZD2P	48
ZD3P	33
Ljubač II	9,9
Boraja II	45
Opor	27
ST3-1/2 Visoka Zelovo	33
Rust	120
Konavoska brda	117
Ukupno	**677,9**

6.3 Promjene snage postojećih vjetroelektrana

Za očekivati je da će promjena snage postojećih elektrana postati sve češći trend, kako u svijetu tako i u Hrvatskoj. Razlog tome je to što su starija postrojenja građena u vrijeme kada je razvoj vjetroturbina bio još u povojima te su ta postrojenja bila među prvim isplativima (i to uz državne poticaje), za koje je „krivulja učenja tehnologije“ tada bila poprilično strma. Razvoj vjetroturbina, u posljednjih deset godina, doživio je svoj procvat te su današnji agregati, kao rezultat tehnoloških inovacija i saznanja u projektiranju vjetroagregata, znatno boljih karakteristika nego oni prije desetak godina.

Optimizirale su se električne i mehaničke komponente što je omogućilo ugradnju generatora većih snaga te s tim i povećanje proizvodnje električne energije, uz jednak broj agregata. Poboljšane su i konstrukcije, smanjeni gubici u kabelima te je povećana aerodinamičnost, a usporedno su smanjene emisije buke koje su direktno vezane na aerodinamička svojstva lopatica.



Slika 6.1: Prikaz povećanja rotora vjetroturbine tijekom godina [21]

Površina rotora vjetroturbine određuje količinu električne energije koju agregat može proizvesti pa je to rezultiralo trendom kontinuiranog povećavanja promjera rotora i snage kod proizvodnje novih generacija vjetroturbina. Stupovi postaju sve viši, lopatice sve duže (i preko 80 m), šire i lakše, što rezultira povećanjem površine koju rotor prekriva lopaticama prilikom vrtnje (engl. *swept area)*. Povećanje promjera rotora posebno je uznapredovalo posljednjih nekoliko godina, o čemu dovoljno govori podatak da još 2008. godine nisu postojale instalirane *onshore*

vjetroturbine promjera rotora većeg od 100 metara dok je, za usporedbu, 2017. godine 99% instaliranih vjetroturbina imalo rotor promjera većeg od 100 m. Od toga je 80% novih vjetroagregata bilo instalirano s promjerima rotora od 110 do 120 m, a 14% imalo je rotor promjera 120 m ili većeg. Najnovije generacije *onshore* vjetroturbina, dostupne od 2020. godine, proizvode se s rotorom promjera većeg od 160 metara. Takav napredak suvremenih turbina rezultirao je povećanjem efikasnosti, a time je pak omogućena efikasnija konverzija energije vjetra u električnu čak i na manje vjetrovitim lokacijama. Zato se za postojeće vjetroelektrane, one u pogonu više od 10 godina, izvode zamjene postojećih agregata vjetroagregatima najnovijih generacija koji se ističu boljom upravljačkom opremom, duljim i lakšim lopaticama, efikasnijom pretvorbom energije vjetra i boljom proizvodnjom električne energije te duljim životnim vijekom (C.I.A.K, 2020.) [13].

Također, moguće je ostvariti i jednaku proizvodnju i snagu uz puno manji broj agregata. Preporuča se i zamjena agregata onima veće klase i kod već odobrenih projekata koji nisu krenuli u izgradnju jer razvoj projekata traje tri do pet godina, što je duže nego li treba za razvoj novih vjetroturbina. Potrebno ih je zato uskladiti sa suvremenim standardima jer to bi omogućilo, ne samo veću proizvodnju, već i bolju iskorištenost prostora te smanjenje buke (kod naprednijih i većih agregata je manja). Uz to, naravno, smanjuju se i troškovi održavanja s porastom instalirane snage, kako je to već opisano u uvodnim poglavljima.

Današnje vjetroelektrane gotovo su isplative i bez državnih poticaja, a s obzirom da se intencije država i tržišta kreću prema ukidanju svih vrsta subvencija za obnovljive izvore energije, jasno je da će investitori biti motivirani ostankom u tržišnoj utakmici te pokušati održati i već izgrađena postrojenja ekonomski isplativima kako bi mogli prodavati električnu energiju na tržištu. Upravo zato, može se predvidjeti da će doći do puno promjena kod već izgrađenih i planiranih projekata.

6.4 Izgradnja dodatnih agregata i predimenzioniranje

Lokaciju odabranu za instalaciju vjetroturbina potrebno je detaljno provjeriti i analizirati s ciljem utvrđivanja maksimalno ostvarivih snage za uvjete vjetra na toj lokaciji. Sam odabir veličine i snage vjetroturbina događa se neposredno prije početka gradnje vjetroelektrane, uz blisku suradnju investitora i proizvođača opreme. Često investitori ne mogu unaprijed znati koji će tip vjetroturbine biti najbolji tijekom razdoblja razvoja projekta (3 do 5 godina) jer su karakteristike turbina u razvoju tvorničke tajne te ih proizvođač ne deklarira javno. Iz tog razloga potrebno je unaprijed planirati instalaciju većih i snažnijih agregata kako bi se izbjegle kompliciranе preinake projekata kao što je opisano u prethodnom poglavlju.

Za već izgrađene vjetroelektrane postoji mogućnost proširenja kapaciteta, tj. izgradnje dodatnih agregata na njihovim lokacijama ukoliko to dopuštaju uvjeti vjetra na lokaciji. Na taj način može se ostvariti dodatna proizvodnja i zarada od prodaje električne energije. Međutim, u tom slučaju potrebno je ponovo prolaziti kroz sve procedure dobivanja dozvola i procjena utjecaja na okoliš, a i ponovo se mora čekati nekoliko godina da bi se ostvario projekt proširenja vjetroelektrane. Tako se, kao bolja varijanta projektnog rješenja za određenu lokaciju, pokazalo predimenzioniranje.

Pojam predimenzioniranje (engl. *oversizing*) podrazumijeva planiranje i instaliranje veće snage vjetroturbina nego li je odobrena snaga priključenja. Pokazano je na primjeru mjerenja na meteorološkoj postaji Obrovac, u poglavlju 4, da u Hrvatskoj prevladava bura kao vjetar te se javlja u preko 20% slučajeva, međutim, većinu vremena turbine ne rade na nazivnoj snazi i ne isporučuju maksimalnu količinu energije koja bi se proizvodila kada bi vjetroturbine mogle cijelo vrijeme raditi na nazivnoj snazi. Povećanjem kapaciteta vjetroelektrane iznad priključne snage može se ostvariti veća proizvodnja električne energije tijekom rada pri nižim brzinama vjetra jer su one učestalije. Pritom se ne bi prekoračila priključna snaga jer zbroj trenutnih snaga vjetroturbina ne bi prelazio priključnu snagu.

Kod rada elektrane pri nazivnim brzinama vjetra, ili bilo kojim brzinama koje bi uzrokovale prekoračenje priključne snage, morao bi se ograničavati rad pojedinih agregata kako se ne bi uzrokovala oštećenja na energetskoj infrastrukturi. Tako se, u slučaju predimenzioniranja, investitor odriče djela proizvodnje na nazivnoj snazi da bi, u konačnici, proizveo više električne energije kroz cjelokupni životni vijek vjetroelektrane i na taj načni ostvario veće prihode.

Da bi se ovakav scenarij ostvario, potrebno je provođenje raznih proračuna i studija isplativosti. Postupak je kompliciran jer na konačno rješenje utječe i rast troškova investicije uslijed povećanja broja agregata, porast troškova priključenja zbog odabira snažnijeg priključka te porast prihoda zbog prodaje većih količina energije. Potrebno je pronaći optimalno rješenje koje će se sastojati od minimalnih troškova investiranja i priključenja te maksimalnih prihoda ostvarivih primjenom predimenzioniranja.

6.5 Hibridna postrojenja

Budućnost vjetroelektrana krije se u kohabitaciji sa solarnim elektranama. Jednostavno rečeno, potrebno je o što efikasnije iskoristiti skupa zemljišta do kojih se teško dolazi, a uz to, dolazi do izražaja i ekonomičnost priključivanja elektrana. Jeftinije je, i lakše, unaprijed planirati te graditi električne vodove i priključke, ako će se na istoj lokaciji planirati instalacija hibridnih postrojenja velikih snaga, umjesto da se za svaku elektranu polaže zaseban vod i investira u zaseban priključak. Činjenica je da s porastom instalirane snage opada i proizvodna cijena električne energije, što je samo jedan od nekoliko benefita hibridnih postrojenja, ali vjerojatno najveća ušteda proizlazi iz toga da će hibridna postrojenja imati jedan, zajednički, priključak na mrežu i tako postati još konkurentnija. Time se ostvaruje i donedavno nezamisliv scenarij, a to je da se takva elektrana, kada se gleda na godišnjoj razini, može veoma približiti proizvodnji današnjih tzv. baznih elektrana.

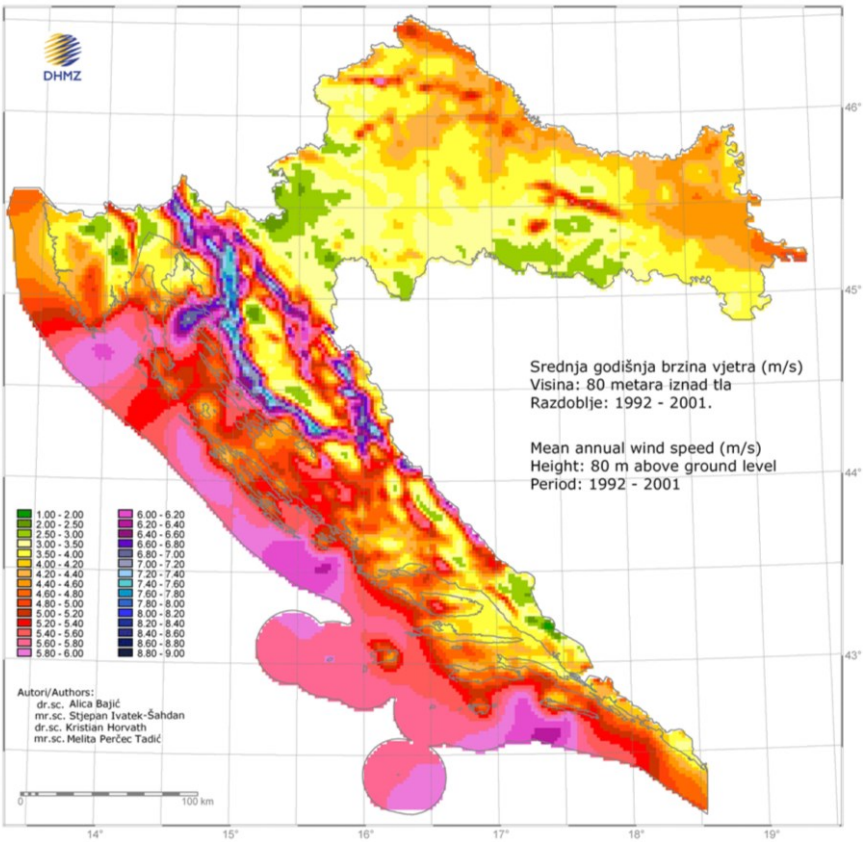
Slika 6.2: Prikaz hibridnog postrojenja [22]

7. METODE

Za potrebe ovog rada, lokaciju za izgradnju nove vjetroelektrane odabrat će se prema prikazu makrolokacije na slikama 7.5 i 7.6 te će se za nju pomoću računalnih programa, prema ispod opisanoj metodologiji, modelirati teren i klimatski uvjeti te provesti tehnička, i ekonomska analiza da bi se vidjelo koliki je broj vjetroagregata isplativo instalirati na mikrolokacije s najpovoljnijim vjetrom. Lokacija, a tako i naziv same vjetroelektrane, u daljnjem će se tekstu označavati kodnim imenom VE-ID/2020 da bi se ispoštovalo pravo investitora na tajnost intelektualnog vlasništva.

7.1 Analiza makrolokacije

Lokacije pogodne za instalaciju vjetroturbina obično su područja na kojima su prethodno provedena mjerenja pokazala zadovoljavajuće brzine vjetra i učestalost tih brzina. Pomoću mjerenja izrađuje se ruža vjetrova koja pokazuje brzine i smjerove vjetra te se na temelju mjernih podataka određuje zastupljenost određenih tipova vjetra, njihovih brzina i smjerova iz kojih pušu tijekom godine. Također, svi dostupni podaci o karakteristikama lokalnog vjetra, poput onih s meteoroloških postaja, mogu biti od velikog značaja u procjeni potencijala lokacije.

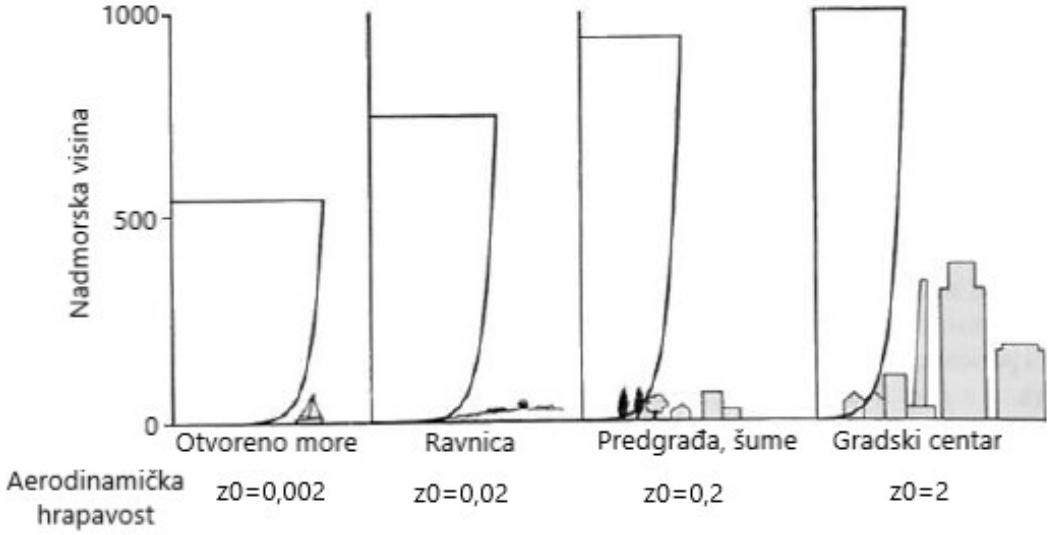


Slika 7.1: Prikaz brzina vjetra na 80 m u Hrvatskoj [23]

Stoga, nije dovoljno pojavljivanje povoljnih brzina vjetra samo ponekad, već je potrebna i kontinuirana pojava vjetra takvih brzina tijekom godine da bi vjetroelektrana bila profitabilna. Međutim, za velik broj lokacija ne postoje podaci o vjetru, a prije nego li se uopće donese odluka o postavljanju mjernih stupova, na kojima se nalaze uređaji za mjerenje brzine i smjerova vjetra, potrebno je promotriti reljefne karakteristike određene lokacije koje mogu ukazati na to je li ona povoljna za iskorištavanje potencijala vjetra ili ne.

Promatranjem topografije ili satelitskih snimki neke lokacije, traže se određene reljefne karakteristike koje mogu sugerirati da bi ta lokacija mogla biti povoljna za instaliranje vjetroturbina. Eksploatacija vjetra pomoću vjetroturbina moguća je jedino kada postoji donekle stabilan profil brzine vjetra po visini, gledano od tla. Nemoguće je iskorištavati vrlo turbulentan vjetar, koji se sastoji od vrtloga, jer stohastička priroda tih vrtloga uzrokuje nejednoliku raspodjelu tlaka i nagle udare vjetra o lopatice vjetroturbine zbog čega se javljaju velike sile na rotor i stup vjetroturbine čime je, posljedično, onemogućen njen normalan i siguran rad. Turbulencije vjetra uzrokovane su trenjem između struje zraka i tla te prirodnim ili sagrađenim preprekama na nekom terenu, a utjecaj tih prepreka opisuje se preko aerodinamičke duljine hrapavosti površine z_0. Različiti reljefi imaju i različite hrapavosti pa se tako, na primjer, otvorenom moru ili velikim pašnjacima pridaju najmanji iznosi hrapavosti površine te su na takvim područjima profili brzina vjetra najstabilniji i najujednačeniji po visini. Građevine, šume, raslinje i razne druge prepreke, uzrokuju povećanje hrapavosti zbog čega dolazi do pojave turbulentnih vrtloga te uz njih vezane disipacije energije sadržane u obliku brzine u struji zraka. Nije, dakle, dovoljno pronaći lokaciju s jakim i brzim vjetrovima, već se mora provjeriti i kakvoća tog vjetra u kontekstu pojave turbulentnih vrtloga koji nastaju kao posljedica hrapavosti i drugih reljefnih karakteristika terena.

S porastom visine, tj. udaljavanjem od Zemljine površine na kojoj se nalaze elementi hrapavosti te približavanjem višim atmosferskim slojevima, raste i brzina vjetra, a profil brzina se ujednačuje odnosno smanjuju se oscilacije srednje brzine vjetra pa su to i razlozi zašto suvremene vjetroturbine dosežu sve veće visine. Na takvim visinama nalazi se povoljniji vjetar koji sa sobom donosi veću i stabilniju proizvodnju električne energije.



Slika 7.2: Aerodinamička duljina hrapavosti na raznim terenima [24]

Kao što slika 7.2 prikazuje, profil brzine vjetra na manje hrapavim površinama postiže veće brzine na puno nižim visinama nego li u slučaju kada postoje razne prepreke. Ne čudi zato nagli porast izgradnje novih *offshore* postrojenja s turbinama visina koje dosežu skoro 300 metara. Tako visokim turbinama pokušava se „uhvatiti“, upravo opisana, brža i stabilnija struja zraka.

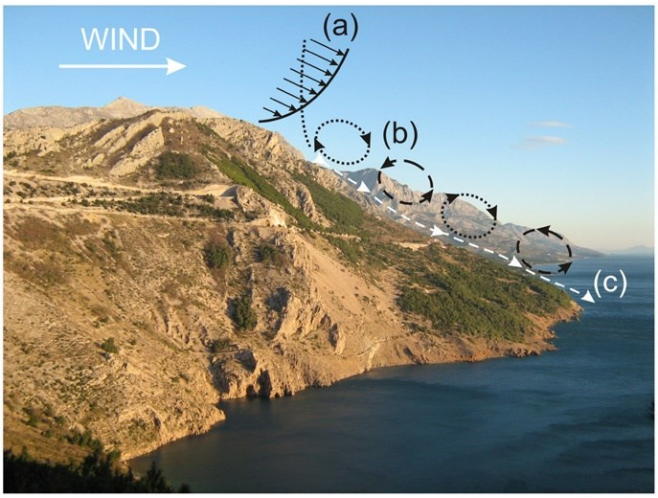
Dakle, prva i najbitnija reljefna karakteristika, koja garantira kvalitetni profil brzine vjetra, je niska aerodinamička duljina hrapavosti terena. Očito je, kada se promotre lokacije instaliranih turbina u svijetu, da se one postavljaju daleko od urbanih područja, u ruralnim sredinama ili na moru upravo iz tog razloga. Ostale karakteristike odnose se na specifičnosti reljefa, na određenim lokacijama, na koje treba pripaziti prilikom planiranja položaja vjetroturbina, da se ne bi postavile na mjesta gdje dolazi do vrtloženja struje zraka.

Iz teksta prethodnih odlomaka te iz pozicija već izgrađenih vjetroelektrana u Hrvatskoj, može se zaključiti da se najpovoljnije lokacije za izgradnju vjetroelektrana u RH nalaze na udaljenim ili ruralnim, brdovitim područjima na koje nailazi profilirana struja zraka nedaleko od planinskih masiva, ili na samim planinskim masivima (gdje je izvedivo). Pozicioniranje turbine na vrhu brda ili planina poželjno je jer se tamo postižu najveće brzine vjetra, dovoljne za ostvarivanje nazivne snage vjetroturbina. Jasno je da se većina takvih područja nalazi u Dalmaciji i Dalmatinskoj zagori, gdje su se izdigli planinski masivi u sastavu Dinarida poput Velebita, Dinare, Kamešnice, itd., koji svojim položajem uzrokuju snažan vjetar – buru. Dodatno se zbog Velebita i Dinare stvara i efekt kanala, oko područja Gračaca, jer između ta dva masiva postoji područje nešto niže nadmorske visine, u usporedbi s najviši dijelovima

Velebita i Dinare, gdje struja zraka nailazi na manji otpor strujanju pa su to područja posebno povoljnog vjetra. Vjetroelektrane u Hrvatskoj veliku većinu električne energije proizvode upravo pretvaranjem energije koju sa sobom nosi bura.

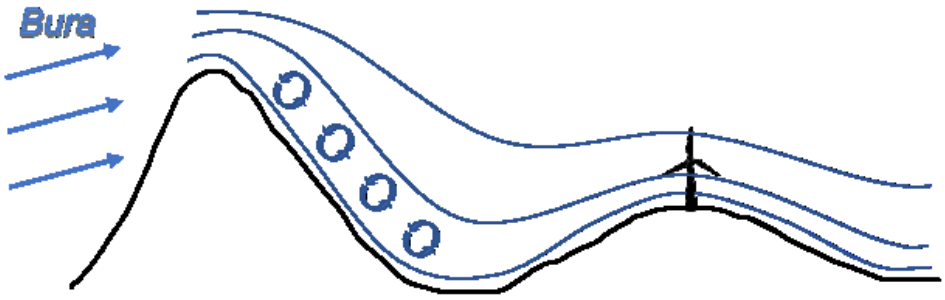
Bura nastaje kao posljedica regionalnih razlika u tlaku i temperaturi, zbog temperature mora koja je viša od one na kopnu te zbog specifičnosti reljefa Dinarida. Zbog pojave snažnog gradijenta tlaka između anticiklone iznad srednje i istočne Europe te ciklone iznad centralnog Mediterana, osigurano je strujanje hladne fronte zraka koja se kreće prema niskotlačnom području iznad mora, iz smjera sjeveroistoka, prelazi Dinaride i tako uzrokuje pomicanje toplog zraka iznad mora, odnosno iza planina koje prelazi. Prilikom spuštanja hladnog vjetra niz padine planina, stvaraju se snažni vrtlozi hladnog zraka na toplijoj strani koji su karakteristični za nalete bure [25].

Slika 7.3 pokazuje opisani način formiranja vrtloga kao posljedice bure.



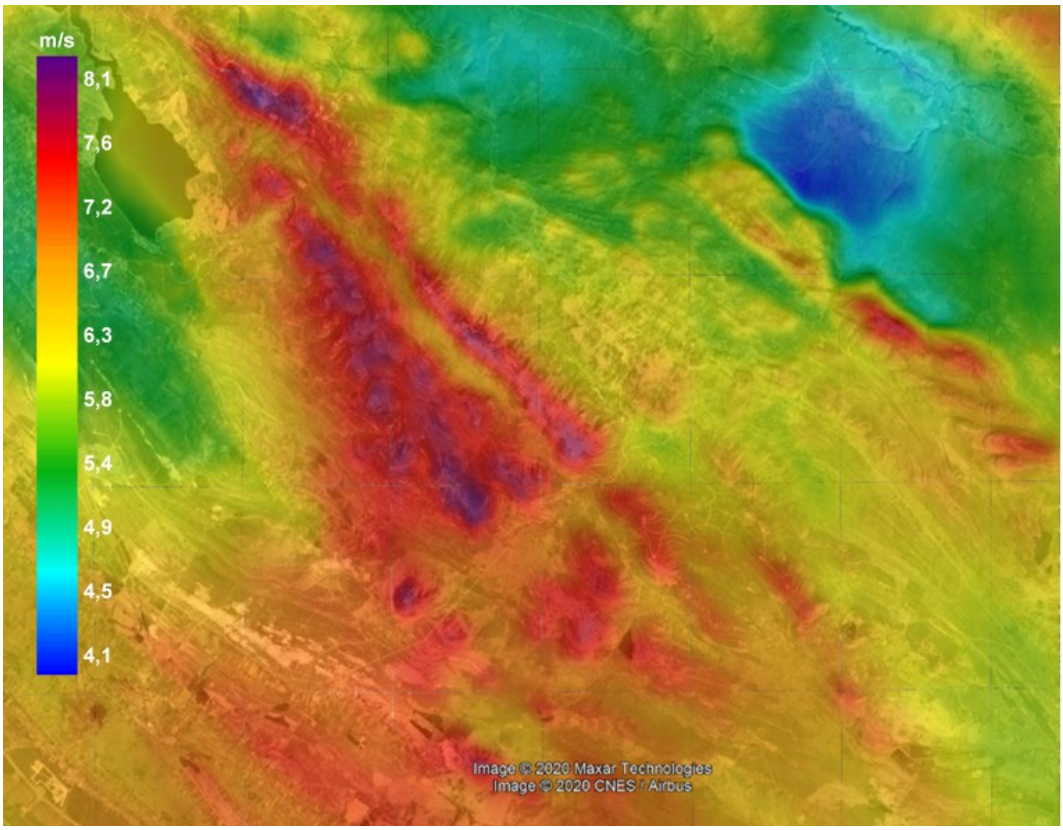
Slika 7.3: Formiranje vrtloga bure na padinama [25]

Slika 7.3 pokazuje i da su vrhovi brda i planina idealna mjesta za iskorištavanje potencijala bure, međutim, potrebno je pripaziti da se one ne nađu u podnožju brda, upravo zbog prikazanih vrtloga. Zato, ukoliko nije izvediva gradnja turbina na vrhu neke planine ili brda, turbine se moraju postaviti na vrhovima brda dalje od podnožja planinskih masiva gdje struja zraka ponovo postiže stabilan profil brzine, kako to prikazuje slika 7.4.



Slika 7.4: Pravilan položaj vjetroturbine iza planinskog masiva

Slike u nastavku prikazuju brzine vjetra na širem području iza Velebita koje je tvrtka Vortex izračunala i slikovito prikazala putem računalne simulacije. Pokazano je da se upravo na vrhu brda, odnosno planina, postižu najveće brzine.

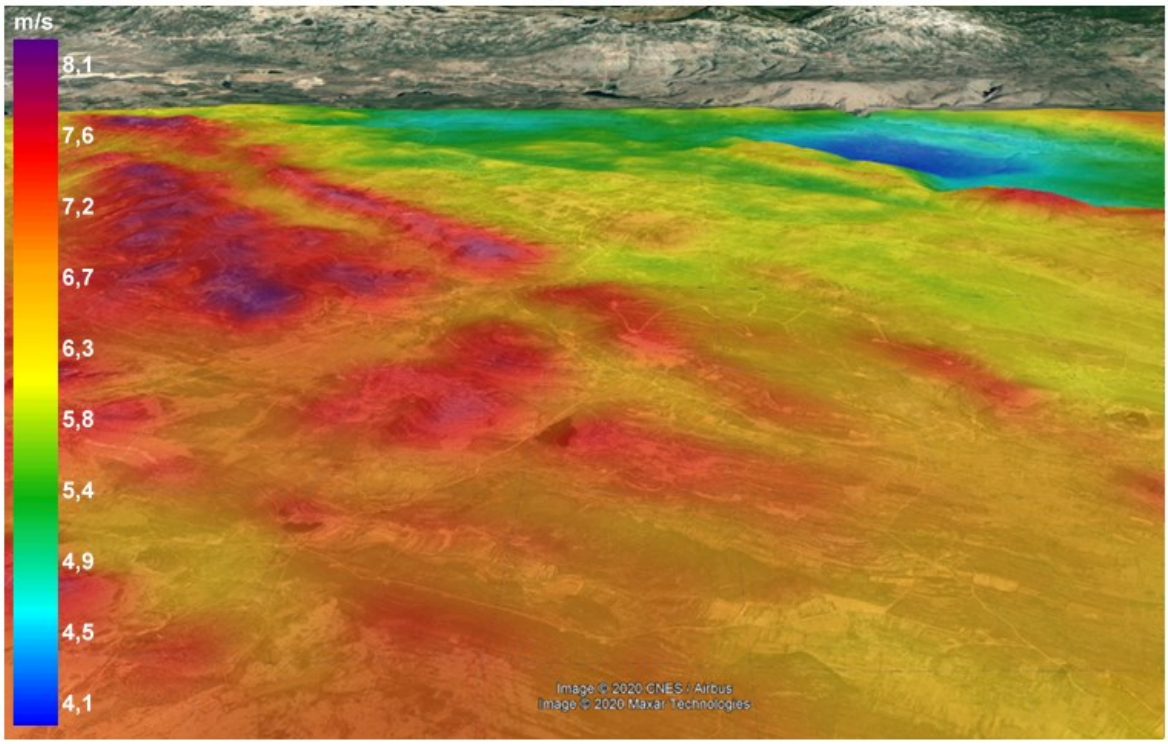


Slika 7.5: Računalna simulacije brzina vjetra (tlocrt) – Vortex [26]

Slike 7.5 i 7.6 potvrđuju tvrdnju da u podnožju planinskih masiva, zaista, postoje područja niskih brzina u koja nije poželjno postaviti vjetroturbine.

Nakon što se promatranjem kroz prizmu reljefa utvrdi je li lokacija povoljna za proizvodnju električne energije iz vjetra, potrebno je sagraditi mjerni stup, na određenoj poziciji, kojim će se obaviti mjerenja korištenjem anemometara i vjetrulja postavljenih na taj stup. Pomoću tih

mjerenja dobit će se kvalitetniji podaci o vjetru koji će se komparirati s prethodno opisanim analizama i simulacijama te će se kroz tehno-ekonomsku analizu zaključiti može li instaliranje vjetroturbina na toj lokaciji biti profitabilno.

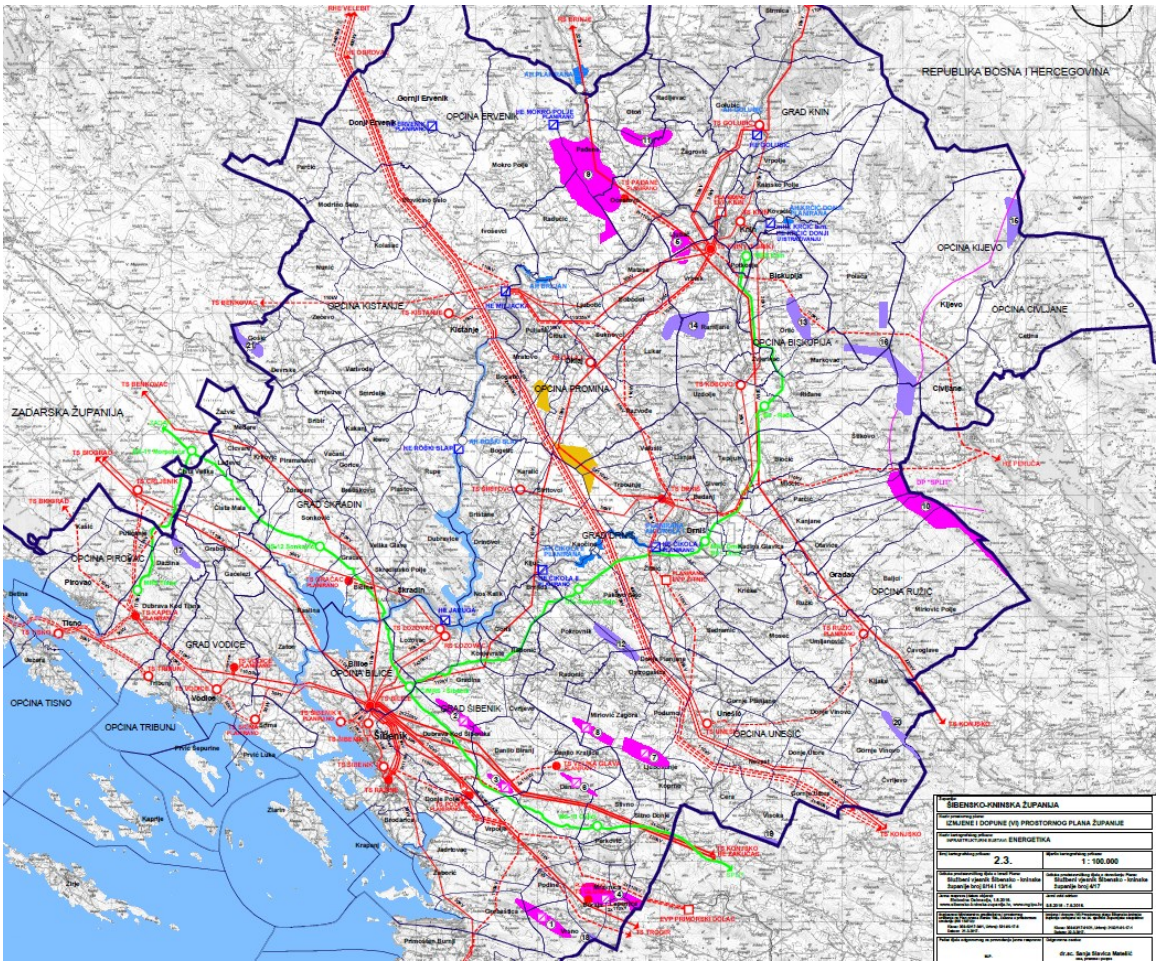


Slika 7.6: Računalna simulacije brzina vjetra (pogled) – Vortex [26]

7.1.1 Analiza prostornog plana

Slijedom provedenih analiza i mjerenja na odabranoj lokaciji, te donošenja zaključka o gradnji nove vjetroelektrane, na red dolazi pregled prostornog plana županije u kojoj se planira izgradnja vjetroelektrane, da bi se utvrdilo je li odabrana lokacija predviđena prostornim planom za iskorištavanje vjetra. Ukoliko je ona u prostornom planu uvedena kao potencijalna lokacija za buduću vjetroelektranu, može se pristupiti normalnoj proceduri traženja dozvola za izgradnju vjetroelektrane unutar dozvoljenog obuhvata. Međutim, ako lokacija nije navedena u prostornom planu kao takva, potrebno je napraviti prijedlog izmjene prostornog plana kojim se traži izmjena prostornog plana i uvrštavanje lokacije u prostorni plan kao područja za gradnju buduće vjetroelektrane.

Kao primjer prostornog plana u kojem se nalaze postojeće i potencijalne, odnosno buduće lokacije vjetroelektrana, uzet je prostorni plan šibensko-kninske županije, prikazan na slici 7.7. Ružičastom bojom označene su postojeće vjetroelektrane dok su ljubičastom bojom označene potencijalne lokacije na kojima bi se u budućnosti mogle izgraditi vjetroelektrane.



Slika 7.7: Prostorni plan šibensko-kninske županije [27]

7.1.2 Analiza pristupa lokaciji

Jedan od problema koji se javlja prilikom planiranja vjetroelektrane na određenoj lokaciji je i pristup samom mjestu na kojem će se postavljati vjetroturbine. Često to znaju biti nepristupačna mjesta do kojih nisu probijene ceste niti bilo kakvi putovi kojima bi građevinska vozila mogla pristupiti točnom mjestu gradnje. Zbog toga plan izgradnje vjetroelektrane treba obuhvatiti i izgradnju novih pristupnih cesta kojima će vozila moći dovesti komponente vjetroturbina na mjesto gradnje. Da bi se ceste izgradile, potrebno je u prostornom planu prethodno provjeriti mogućnosti i trase po kojima je dozvoljeno graditi takve ceste te tražiti dozvole i za takav zahvat. Nakon izgradnje pristupnih cesta, iste je potrebno održavati da bi se kasnije i tehničarima omogućio dolazak do vjetroturbina u sklopu redovnog održavanja vjetroelektrane.

7.1.3 Priključak na elektroenergetsku mrežu

Priključak na mrežu mora se provesti u dogovoru s Hrvatskim operatorom prijenosnog sustava. Potrebno je, u svrhu toga, izraditi elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja, skraćeno EOTRP. To je složena analiza elektroenergetske mreže koja uzima u obzir postojeće i planirano stanje mreže, ali i postojeće i planirane korisnike mreže koji mogu biti i kupci i proizvođači, te analizira mrežu u svim ekstremnim scenarijima relativnog odnosa proizvodnje i potrošnje. Rezultat EOTRP-a je optimalno tehničko rješenje priključenja i preliminarna procjena troškova, tj. na taj način donosi se zaključak o tome na koju trafostanicu, odnosno dalekovod, je moguće spojiti novu vjetroelektranu, a da pritom njen rad ne ugrozi normalno funkcioniranje mreže i ostalih elektrana.

7.2 Analiza mikrolokacije

7.2.1 Google Earth Pro

Google Earth, kao prvi korišteni program, poslužio je za pozicioniranje vjetroturbina na karti, a prednost korištenja ovog softvera je mogućnost prikaza svijeta u trodimenzionalnom prostoru. Tako se prilikom pozicioniranja agregata mogu izbjeći eventualne prepreke na terenu koje bi mogle ometati njihov rad. Uz to, 3D prikaz omogućuje i lakše pozicioniranje agregata na sam vrh brda ili planine, što je i optimalna mikrolokacija. Nakon što se položaj vjetroturbina odredio pomoću Google Earth-a, njihove koordinate prenijete su u računalni program WindPRO. Tako se stvorio novi vjetropark za koji će biti određena proizvodnja.

7.2.2 Windographer

Prije nego li se započne sama tehnička analiza, potrebno je obraditi ulazne podatke pomoću kojih će se kasnije odrediti proizvodnja koncipirane vjetroelektrane. Jedan od alata koji se koriste za obradu podataka dobivenih s mjernih stupova je i računalni program Windographer. U ovom radu poslužio je za čišćenje pogrešaka u mjernim podacima te vizualizaciju satnih mjerenja. Pogreškama u mjerenjima mogu se smatrati vremenski intervali tijekom kojih je anemometar pokazivao brzinu vjetra jednaku nuli. Pritom, naravno, brzina povremeno može iznositi nula, ali vrlo je mala vjerojatnost da će stohastička narav vjetra u stvarnosti rezultirati konstantnom brzinom nula tijekom nekoliko minuta. Takvi podaci se brišu jer su obično posljedica pogreške instrumenta.

7.2.3 WindPRO

Za izradu tehničke analize korišten je računalni program WindPRO kojim se utvrdilo koja konfiguracija vjetroturbina ostvaruje najbolju proizvodnju te koja od tih konfiguracija daje najmanje gubitaka uzrokovanih položajem agregata u zavjetrini (engl. *wake losses*).

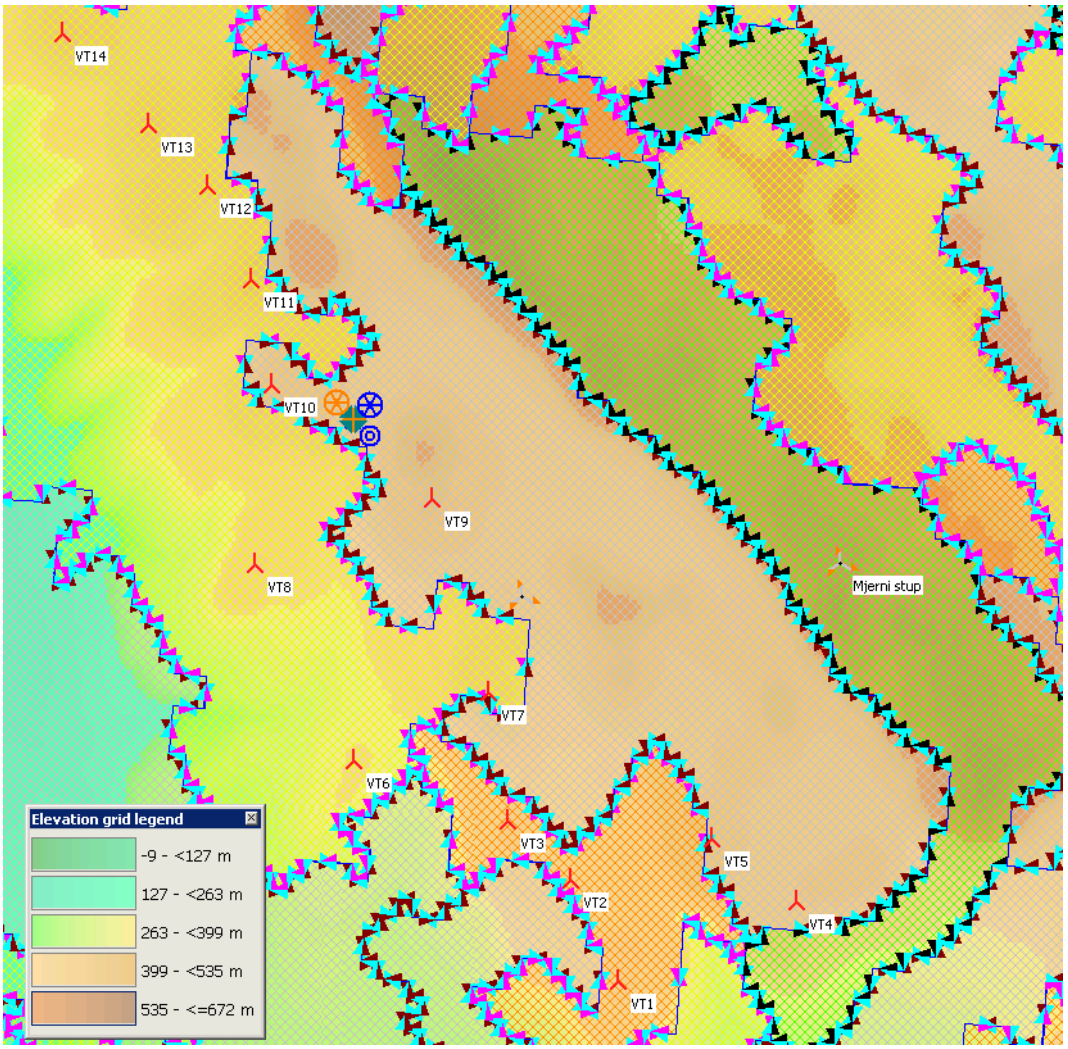
7.2.3.1 Modeliranje terena

Da bi se predvidjela proizvodnja zamišljene vjetroelektrane, najprije je bilo potrebno modelirati teren, i okolicu, na kojem će se vjetroelektrana nalaziti. To se odnosi na topografiju, u smislu nadmorskih visina na obuhvaćenom području, te na hrapavost terena koja opisuje pokrov tog područja i njen utjecaj na vjetar blizu tla.

Baza podataka koja postoji u programu WindPRO uvelike olakšava taj posao, stoga su podaci o nadmorskim visinama preuzeti iz *Shuttle Radar Topography Mission* (SRTM) baze podataka te su konvertirani u konture rezolucije deset metara kojima je pokriveno područje površine 20 x 20 km, na kojem se nalazi i vjetroelektrana. Podaci iz SRTM baze, rezolucije su 1-ark sekunde (engl. *arcsecond*) odnosno 30 metara. Stvoreni su za različita područja svijeta 2014. godine, a trenutno pokrivaju Europu, Sjevernu i Južnu Ameriku i Afriku. Njihova horizontalna točnost iznosi 20 metara (cirkularna greška uz 90 postotnu pouzdanost), a vertikalna 16 metara (linearna greška uz 90 postotnu pouzdanost) [28].

Krajolik oko VE-ID/2020 pretežno je otvorenog karaktera, s makijom kao vegetacijom, što se može aproksimirati aerodinamičkom duljinom hrapavosti z_0 od 0,05 m. Međutim, ovdje je iskorištena mogućnost kreiranja linija hrapavosti terena softverskim putem pomoću podatka preuzetih iz *Corine Land Cover 2018* (satelitske snimke terena u visokoj rezoluciji i inventar koji klasificira pokrov terena u 44 klase). Iz podataka CLC 2018 kreirana je mreža 100 x 100 metara iz čijih se točaka interpolacijom kreira triangularni model mreže (TIN, engl. *Triangular Irregular Network*) koji omogućava izračun visina u bilo kojoj točki te stvaranje linija hrapavosti na taj način [28].

Slika 7.8 prikazuje nadmorske visine opisane različitim bojama te generirane linije hrapavosti (TIN trokute).

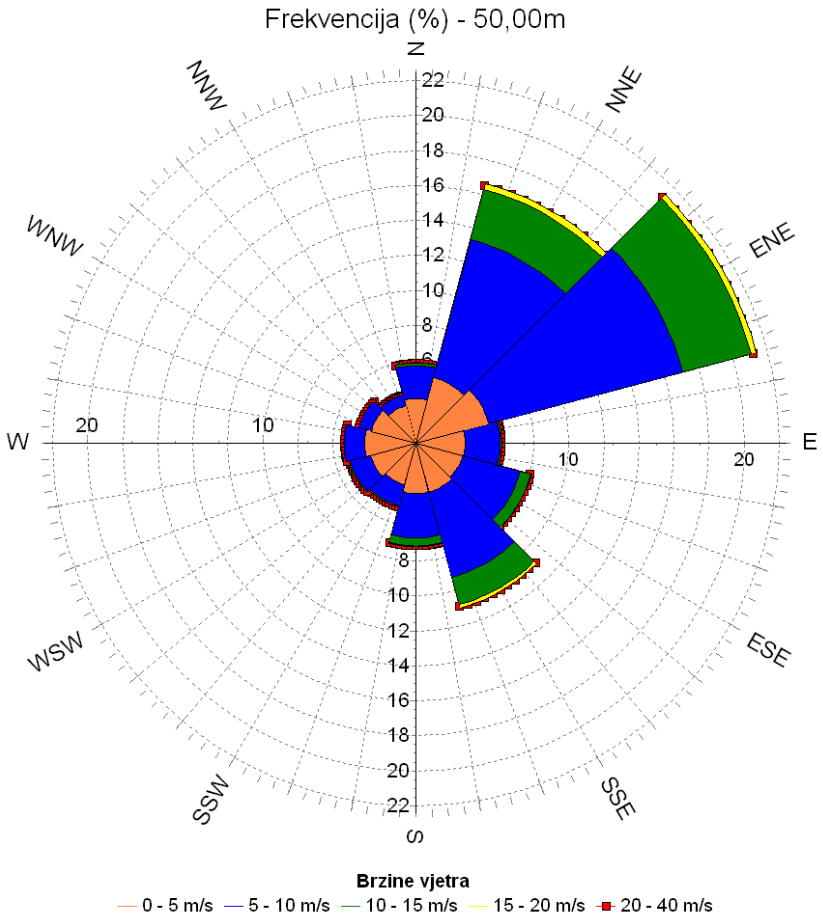


Slika 7.8: Model terena u WindPRO-u [28]

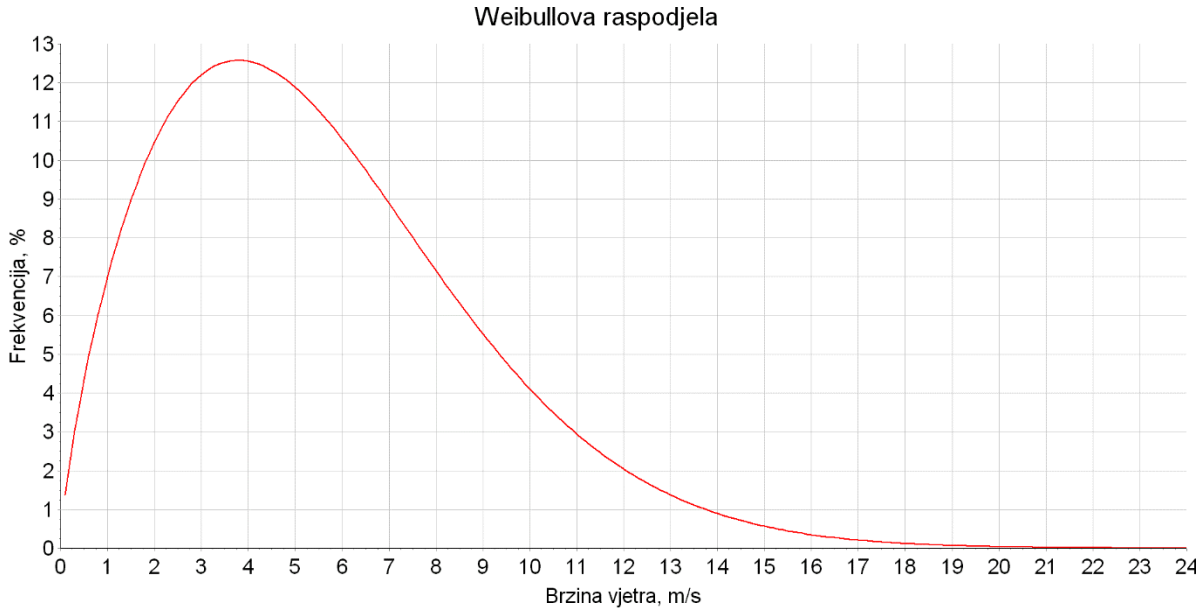
7.2.3.2 Klimatski podaci

Dugoročna mjerenja vjetra služe kao referenca i korekcija za mjerne podatke s mjernog stupa. Na temelju takvih, dugoročnih, mjerenja može se napraviti mjerna statistika za određenu lokaciju pomoću koje se procjenjuje proizvodnja električne energije na godišnjoj razini. Klimatski podaci, koji uključuju dugoročna mjerenja brzina, smjerova vjetra i njihovu frekventnost, Weibullovu raspodjelu te temperature, preuzeti su preko WindPRO softvera iz baze podataka MERRA2, NASA-ine analize atmosfere temeljene na satelitskim snimkama, snimljenim u razdoblju od 1980. godine pa sve do danas. Mjerenja su izražena za visinu, odnosno udaljenost 50 metara od tla.

Na slici 7.9 prikazana je ruža vjetrova dobivena iz izmjerenih podataka. Ona prikazuje frekvenciju smjerova i brzina vjetra, tj. iz kojih smjerova vjetar najčešće puše te o kojim se brzinama najčešće radi.



Slika 7.9: Ruža vjetrova – MERRA2 [28]

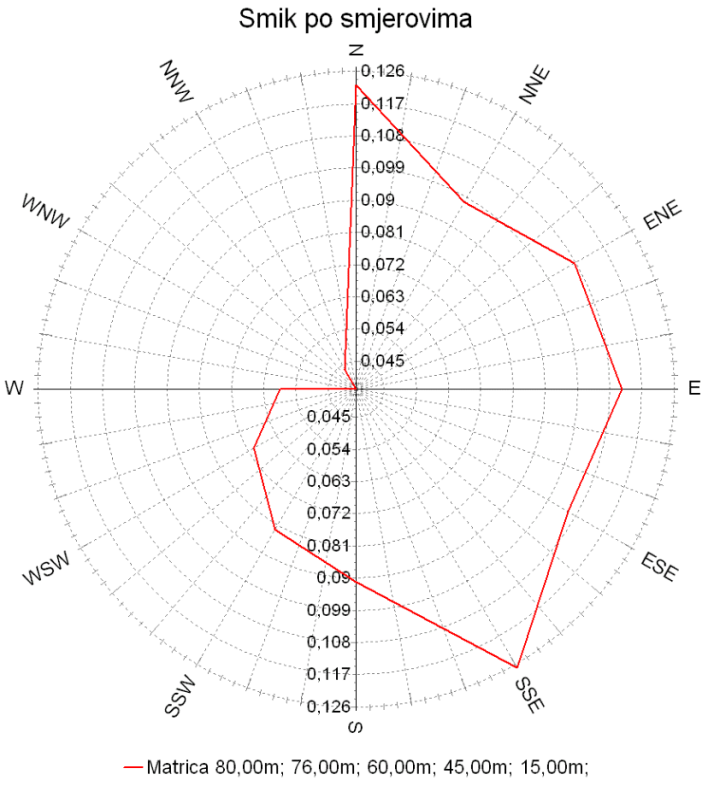


Slika 7.10: Weibullova raspodjela - MERRA2 [28]

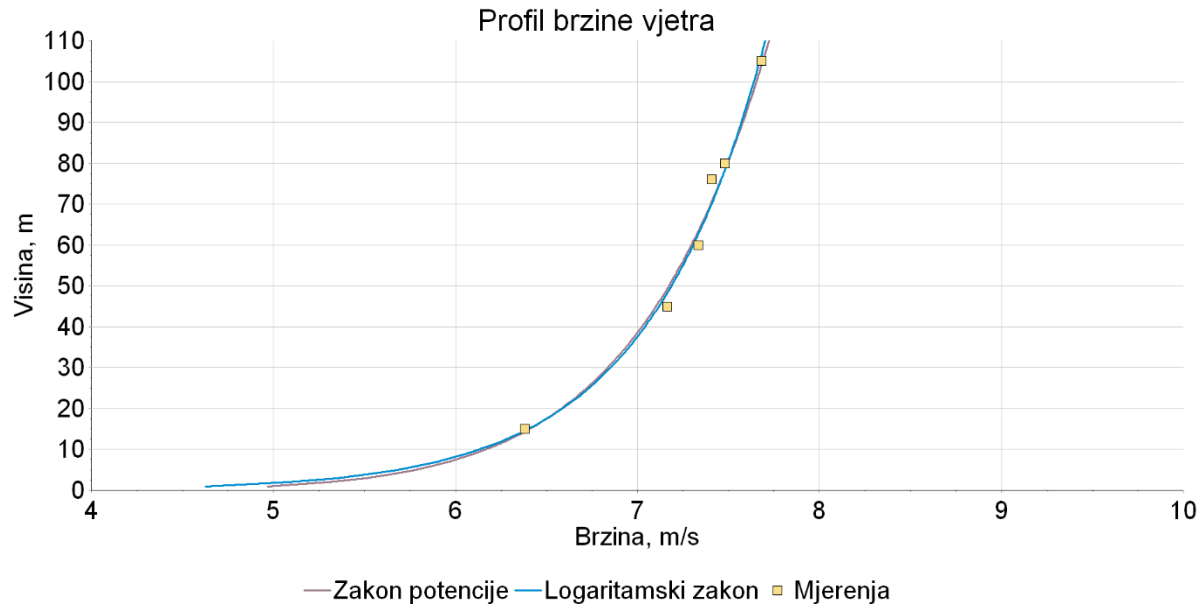
7.2.3.3 Mjerni podaci

Realni podaci korišteni u simulaciji proizvodnje električne energije, i za usporedbu s povijesnim mjerenjima, potječu s mjernog stupa koji se nalazi u blizini lokacije na kojoj je zamišljena izgradnja vjetroelektrane VE-ID/2020. Sadrže informacije o brzinama i smjerovima vjetra te intenzitetu turbulencije. Mjerenja su provedena na visinama od 15, 45, 60, 76 i 80 metara. U sljedećem poglavlju će se odabrati vjetroturbina s visinom rotora od 105 metara pa je u tu svrhu sintetizirano mjerenje i na toj visini s ciljem postizanja bolje procjene proizvodnje. Ekstrapolacija mjerenja izvodi se pomoću matrice vrijednosti smicanja, kreirane iz već poznatih podataka po visinama. Napredni kalkulator uzima poznate podatke te računa novu matricu smicanja i tako skalira mjerenja na novu visinu. Ta matrica koristi se kasnije i za procjenu proizvedene energije.

Smicanje vjetra zapravo je promjena brzine i/ili smjera vjetra na relativno kratkoj udaljenosti. Ono može biti vertikalno, gdje se događa promjena smjera i/ili brzine po visini koju registriraju minimalno dva anemometra postavljena na različitim visinama, ili horizontalno, na nekoj horizontalnoj udaljenosti, koje registriraju minimalno dva anemometra postavljena na istim visinama. Najčešći uzrok smicanju su temperaturne inverzije ili postojanje gradijenta gustoće zraka [29]. U nastavku je dan dijagramski prikaz smicanja vjetra po smjerovima, na slici 7.11.



Slika 7.11: Smik vjetra po smjerovima [28]

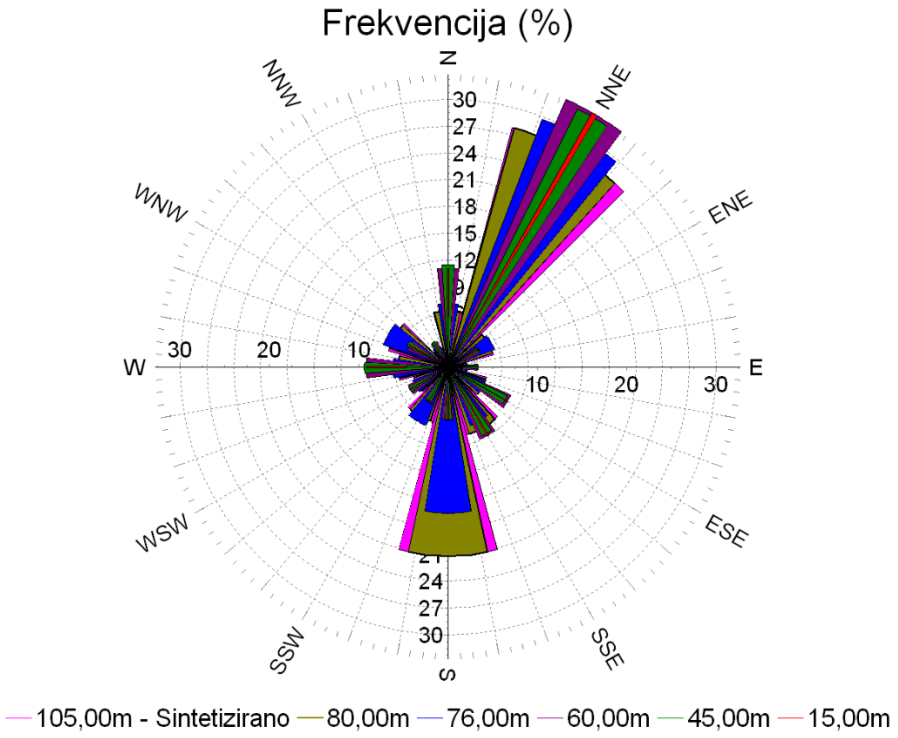


Slika 7.12: Profil brzine vjetra po visini [28]

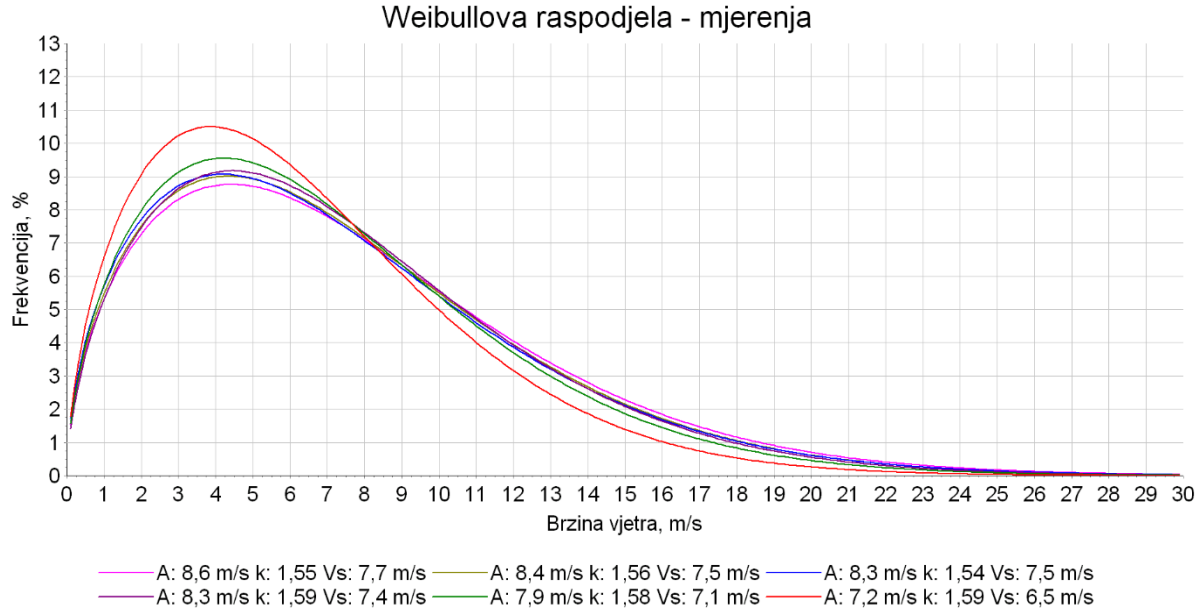
Dijagram 7.12 prikazuje kako izgleda profil brzine vjetra po visini, a na njoj se vide krivulje dvaju zakona, zakona potencije i logaritamskog zakona, koje opisuju trenje i brzinu vjetra u atmosferskom graničnom sloju odnosno u blizini površine Zemlje. Prikazani su i podaci s mjernog stupa koji se vrlo dobro aproksimiraju obama krivuljama, tj. nema znatnih odstupanja, što znači da su podaci kvalitetni te se mogu koristiti u analizama proizvodnje energije. Posljednje mjerenje na visini 105 metara je sintetizirano, a položaj te točke na dijagramu, koja leži na krivuljama obaju zakona, ukazuje na to da su se WindPRO softverom mjerenja vrlo dobro skalirala s nižih visina na visinu od 105 metara te da se i takvi podaci mogu koristiti u daljnjim proračunima.

Najlakšu usporedbu lokalnih i referentnih, povijesnih, mjerenja (MERRA2) daje grafički prikaz preko ruže vjetrova. Redom se, na slikama 7.13 i 7.14, nalazi prikaz ruže vjetrova te Weibullove raspodjele generirane iz podataka s mjernog stupa, pomoću kojih je također moguće donijeti sud o tome jesu li lokalni podaci relevantni te mogu li se koristiti u procjeni proizvodnje vjetroelektrane VE-ID/2020.

Na slici 7.13 primijeti se da je dominantan smjer vjetra S-SI što je malo sjeverniji smjer nego li u slučaju referentnih mjerenja. Taj podatak će se korigirati u kasnijim koracima proračuna prilikom kreiranja MCP statistike.



Slika 7.13: Ruža vjetrova – mjerni stup [28]



Slika 7.14: Weibullova raspodjela – mjerni stup [28]

U Weibullovoj raspodijeli *A* označava koeficijent skaliranja u m/s, a mjera je za karakterističnu brzinu vjetra određene distribucije i proporcionalan je srednjoj brzini vjetra. Faktor *k* definira oblik krivulje te poprima vrijednosti između jedan i tri. Karakteristika stabilnog vjetra visoka je vrijednost koeficijenta *k* dok nestabilan vjetar daju niže vrijednosti tog koeficijenta. *Vs* označava srednju brzinu vjetra.

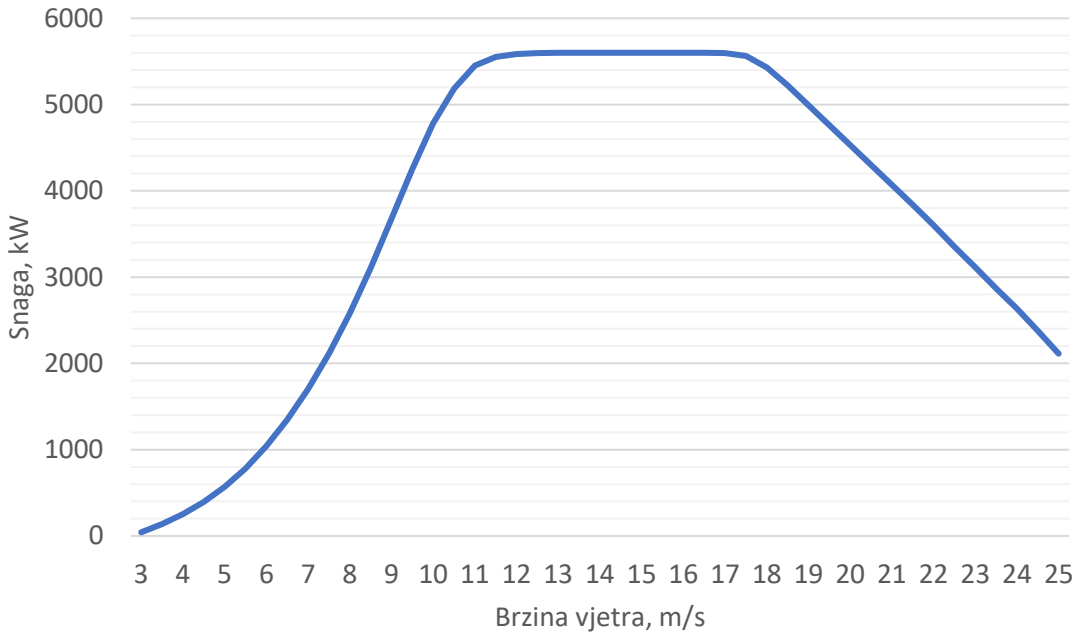
7.2.3.4 Odabrane vjetroturbine

Karakteristike vjetroturbina upotrijebljenih u simulaciji preuzete su iz WindPRO kataloga koji sadrži većinu postojećih vjetroturbina koje prodaju današnji proizvođači. Isključivo zbog potreba za što realnijom analizom proizvodnje električne energije, odabrane su turbine proizvođača Vestas čije su karakteristike navedene u tablici 7.1. Ni u kojem se slučaju ovaj izbor ne može smatrati preporukom dotičnog proizvođača.

Tablica 7.1: Karakteristike odabranih vjetroturbina [28]

Specifikacije vjetroturbina	
Proizvođač	Vestas
Model	V150-5,6-5600
Nazivna snaga, kW	5600
Visina gondole, m	105
Promjer rotora, m	150
Brzina zaustavljanja, m/s	25

Ispod je prikazana i krivulja snage za jedan od šest ponuđenih načina rada vjetroturbine. Odabrani način rada u katalogu je nazvan „*Level* 0“ i način je koji omogućava ostvarivanje nazivne snage te daje najveću proizvodnju energije.

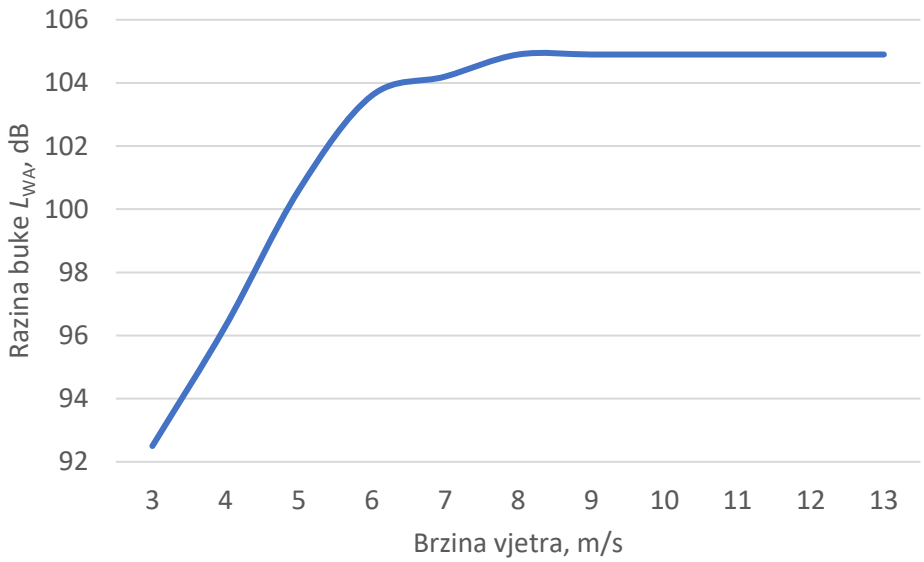


Slika 7.15: Krivulja snage vjetroturbine [28]

Korisno je dijagramski i tablično pokazati podatke o buci koju turbine proizvode u ovisnosti o brzini vjetra da bi se stekao dojam o koliko se jakim zvučnim poremećajima u okolišu radi. Podaci o buci u tablici 7.2, izraženi su za visinu gondole od 105 metara.

Tablica 7.2: Razine buke vjetroturbine [28]

Brzina vjetra, m/s	**Razina buke L_{WA}, dB**
3	92,5
4	96,3
5	100,6
6	103,6
7	104,2
8	104,9
9	104,9
10	104,9
11	104,9
12	104,9
13	104,9



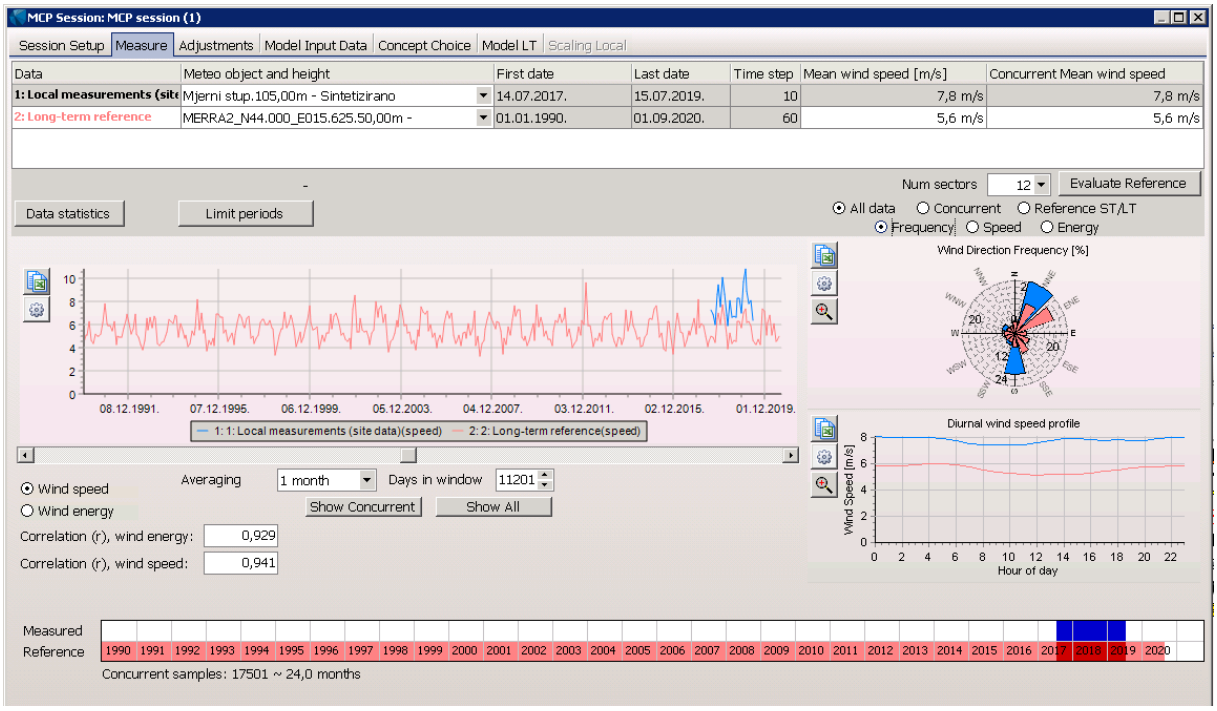
Slika 7.16: Dijagramski prikaz razina buke vjetroturbine [28]

7.2.3.5 MCP dugoročna korekcija

Proizvodnja električne energije vjetroelektrane može varirati za čak ±25% u netipičnim godinama. Kada bi temelj za izračun godišnje proizvodnje energije bila mjerenja baš iz takve godine, tada bi greška u procjeni godišnje proizvedene energije bila istog reda veličine. Zbog toga je potrebna dugoročna korekcija mjernih podataka kako bi se dobile realistične procjene godišnje proizvodnje neke vjetroelektrane. MCP (engl. *Measure, Correlate, Predict – long term correction*) modul je unutar programa WindPRO koji korigira lokalne mjerne podatke na dugoročnu razinu tako što ih uspoređuje s povijesnim mjerenjima, u ovom slučaju s MERRA2 mjerenjima. U suštini, radi se o kreiranju predviđanja dugoročnih podataka na temelju transfer funkcije između lokalnih i povijesnih mjerenja. U obzir se pritom uzimaju i lokalne karakteristike terena čiji se utjecaj ne može opisati isključivo MERRA2 mjerenjima [30].

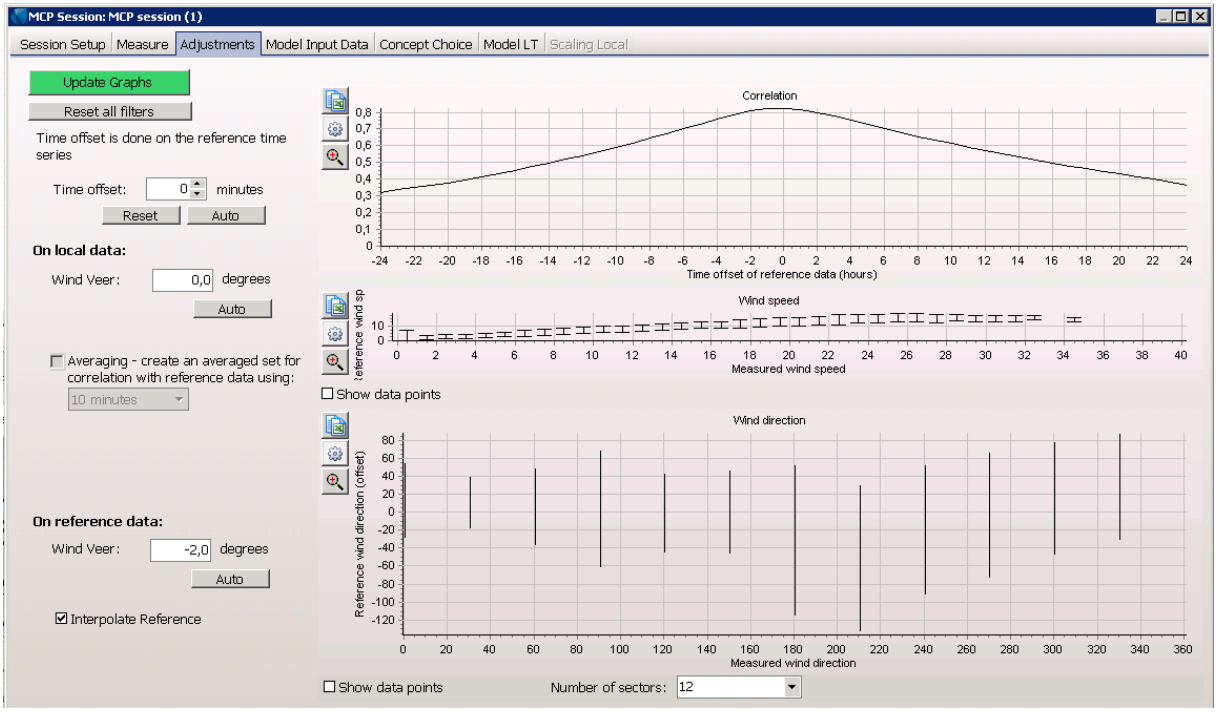
Pomoću slika u nastavku, opisat će se način postavljanja modula za korekciju i način predviđanja dugoročne statistike vjetra za lokaciju VE-ID/2020.

Najprije se odabiru podaci koji najbolje koreliraju s povijesnim mjerenjima, a to su u ovom slučaju sintetizirana mjerenja na 105 metara visine, iako su i mjerenja na 80 metara pokazala izvrsnu korelaciju.



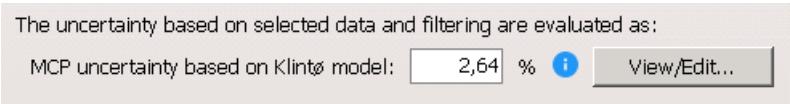
Slika 7.17: Unos mjernih podataka u MCP modul [28]

Nakon unošenja zahtijevanih podataka slijedi prilagodba modela kako bi što bolje korelirao s dugoročnim podacima te da bi nesigurnost koncepta predviđanja statistike bila što manja. U tu svrhu korigiran je smjer vjetra za povijesne podatke u odnosu na lokalne pomoću funkcije *auto wind veer*. Kao što se primijeti na slici 7.18, ta korekcija iznosila je 2,1 stupanj. Za referentne podatke izvodi se i interpolacija jer je njihova rezolucija na razini jednog sata dok je rezolucija podataka s mjernog stupa na 10-minutnoj razini. Tako se jednostavnim putem izjednačavaju rezolucije referentnih i mjernih podataka radi bolje usporedbe.



Slika 7.18: Prilagodbe MCP modela [28]

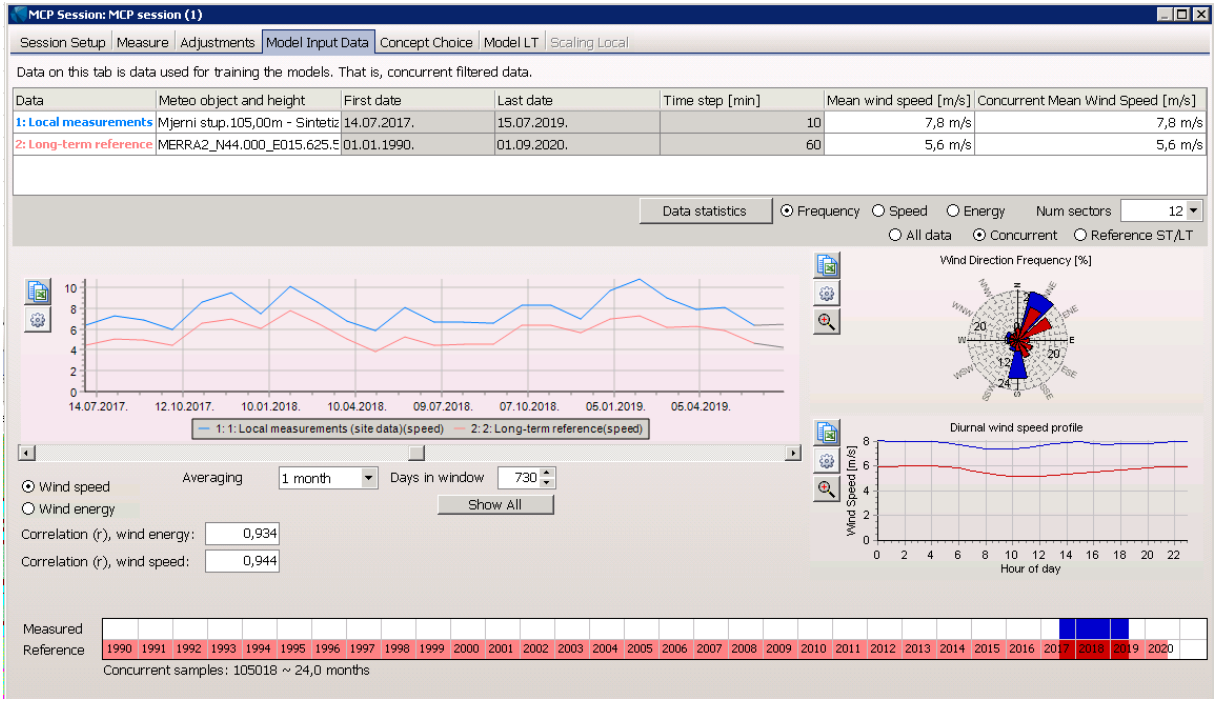
Prilagodbe koje će se koristiti, uz mjerne podatke, određuju i nesigurnost modela koja je u ovom slučaju iznosila 2,64%.



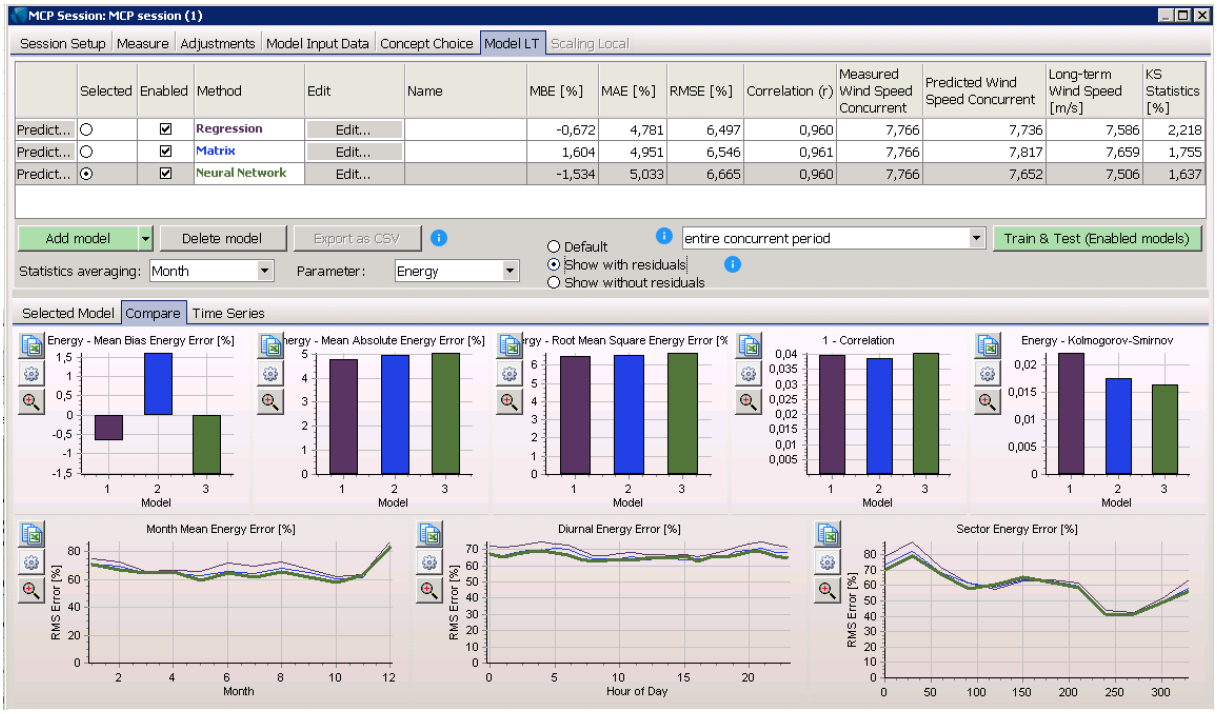
Slika 7.19: Nesigurnost MCP modela [28]

Ispod su prikazani ulazni podaci, nakon korekcija, koji će se koristiti u modelu za predviđanje i kreiranje mjerne statistike za lokaciju VE-ID/2020.

Kada se usporede ruže vjetrova na slikama 7.17 i 7.20, primijeti se da je korekcija smjera vjetra odmah stupila na snagu. Također se primijeti da je kao rezultat ostalih postupaka korekcije poboljšana i korelacija lokalnih podataka s povijesnim.



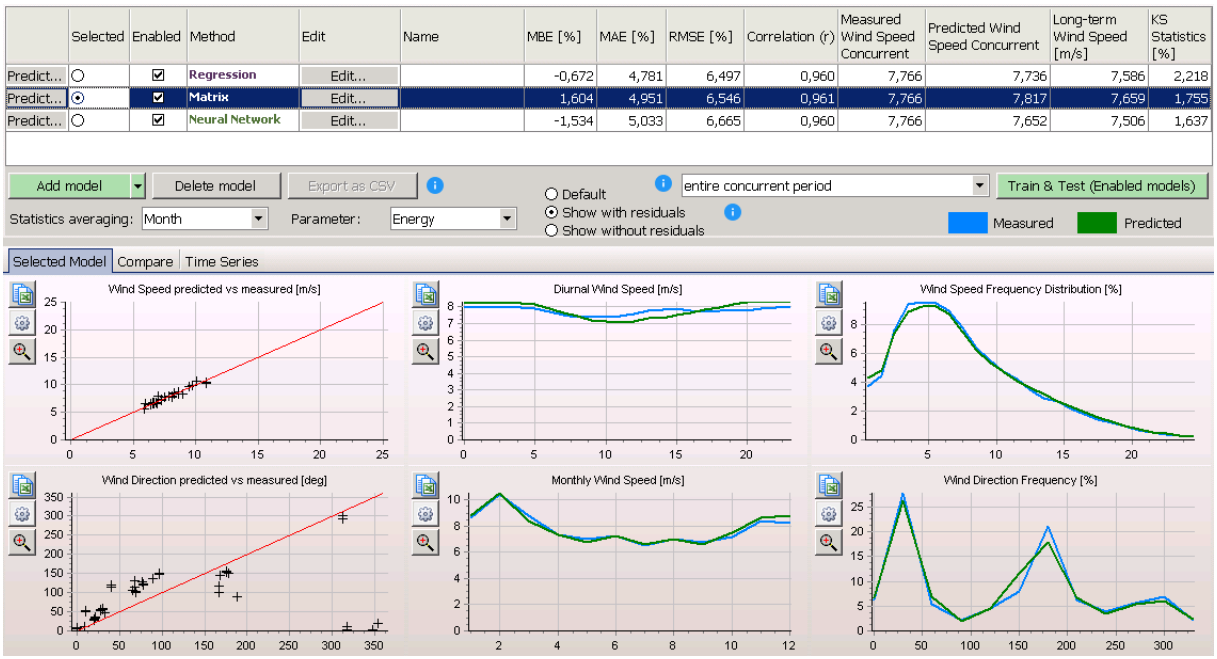
Slika 7.20: Ulazni podaci za MCP predviđanje [28]



Slika 7.21: Usporedba MCP matematičkih modela za predviđanje [28]

Nakon unosa svih traženih podataka i korekcija potrebno je odabrati model po kojem će se predviđati dugoročni podaci za lokaciju, prema slici 7.21. U WindPRO se nude četiri matematička modela pomoću kojih je to moguće napraviti, međutim, ovdje je odmah u početku odbačen model *Simple speed scaling* zbog prevelike jednostavnosti i grešaka u predviđanju koje su rezultat takve jednostavnosti.

Korištena su zato tri modela: regresijski, matrični te model neuronskih mreža. Uspoređeni su da bi se vidjelo koji će dati najbolje predviđanje te pomoću kojeg će se moći kreirati najpouzdanija dugoročna mjerna statistika. Vrijedi pravilo za stupčaste dijagrame na slici 7.21 – što su numeričke vrijednosti manje, to je bolji krajnji rezultat predviđanja. Matrični model pokazao se kao najbolja opcija za predviđanje te je, u konačnici, pomoću njega i napravljena MCP statistika. Dokaz se nalazi na slici 7.22, gdje je pokazano kakva je sposobnost predviđanja matričnog modela u usporedbi s izmjerenim podacima.



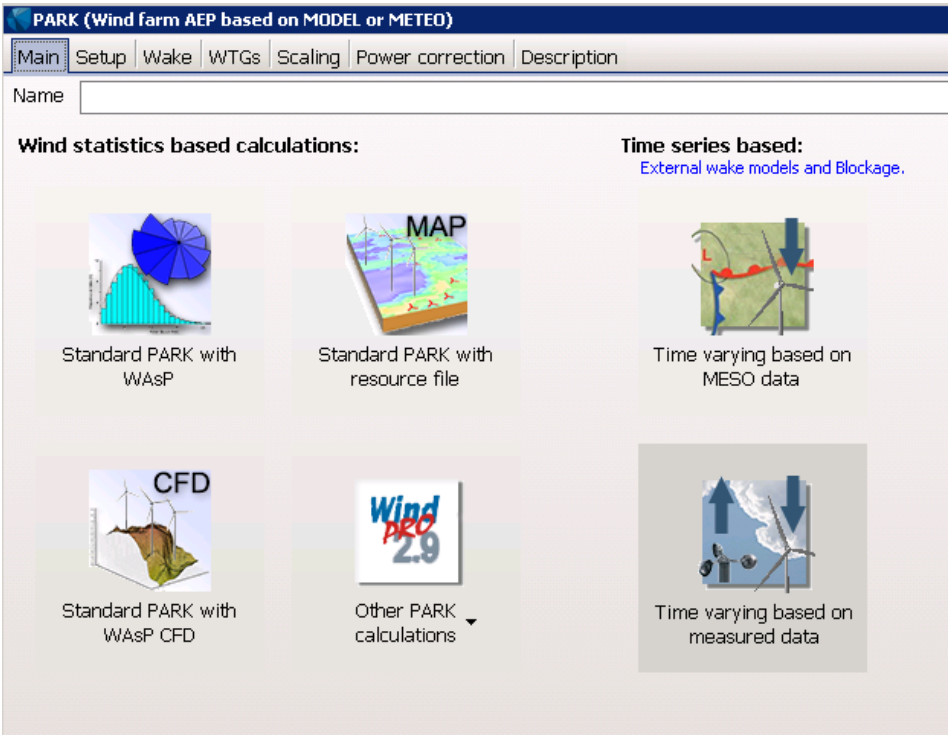
Slika 7.22: Predviđanje dugoročnih podataka MCP matričnim modelom [28]

Konačno, slijedi kreiranje MCP statistike koja se u PARK izračunima koristi kao referenca s dugoročnim mjerenjima. Ona se u obzir uzima preko *site object* za kreiranje WAsP izračuna. WAsP softver zapravo je softver u pozadini koji obavlja izračun u PARK modulu.

7.2.3.6 Izračun proizvodnje vjetroelektrane

PARK modul, kao što samo ime govori, izračunava proizvodnju cijelog vjetroparka. Djelomično modelira distribuciju vjetra na poziciji svake turbine, a djelomično zavjetrinske gubitke (*wake loss)* i tako kreira izračun godišnje proizvodnje energije za svaku vjetroturbinu [28].

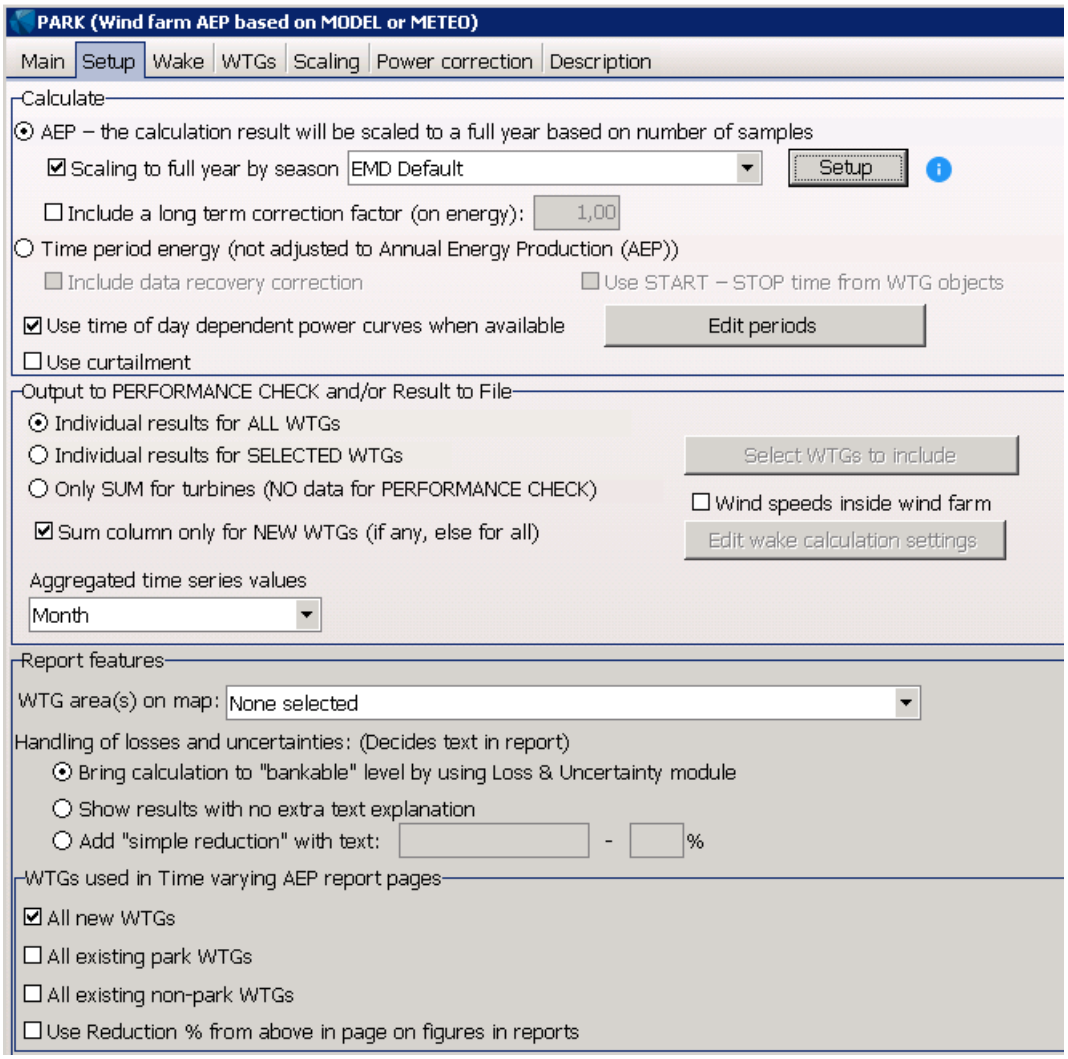
Najprije je potrebno odabrati kakav će se izračun provoditi. Da bi se dobile mjesečne proizvodnje potrebno je odabrati vremenski varijabilan izračun koji koristi 10-minutna mjerenja s mjernog stupa.



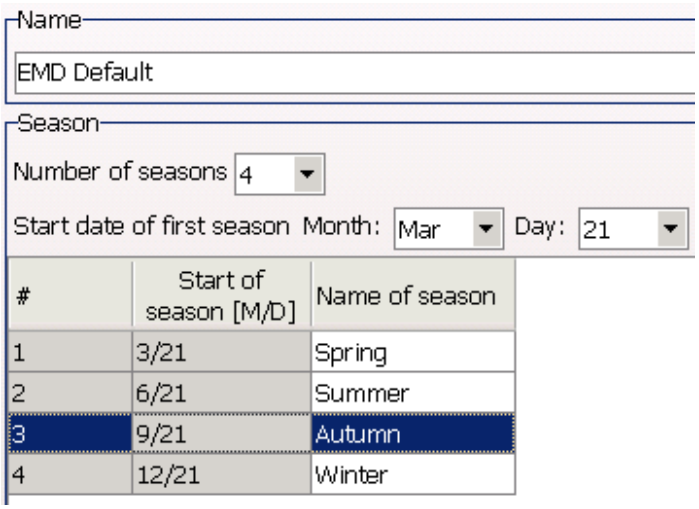
Slika 7.23: Odabir vrste PARK izračuna [28]

Slijedi izbor glavnih postavki o kojima ovisi kvaliteta procjene proizvodnje. Postavke su prikazane su na slici 7.24. Odabran je izračun godišnje proizvodnje (AEP, engl. *Annual Energy Production*) kojim se rezultati izračuna skaliraju na razinu jedne godine bez obzira koliko se dug period mjerenja koristi u izračunu.

Skaliranje se izvodi pomoću sezonskih korekcija, slika 7.25, gdje su sezone definirane kao razdoblja od četiri mjeseca (godišnja doba) za koje se računa prosječna satna proizvodnja. Taj prosjek množi se s relativnim vremenom u svakoj sezoni i skalira na ukupan broj sati u godini. Na taj način korigirana je razlika u duljini trajanja sezona i kompenzira se npr. dominantnost zimskih podataka [28].

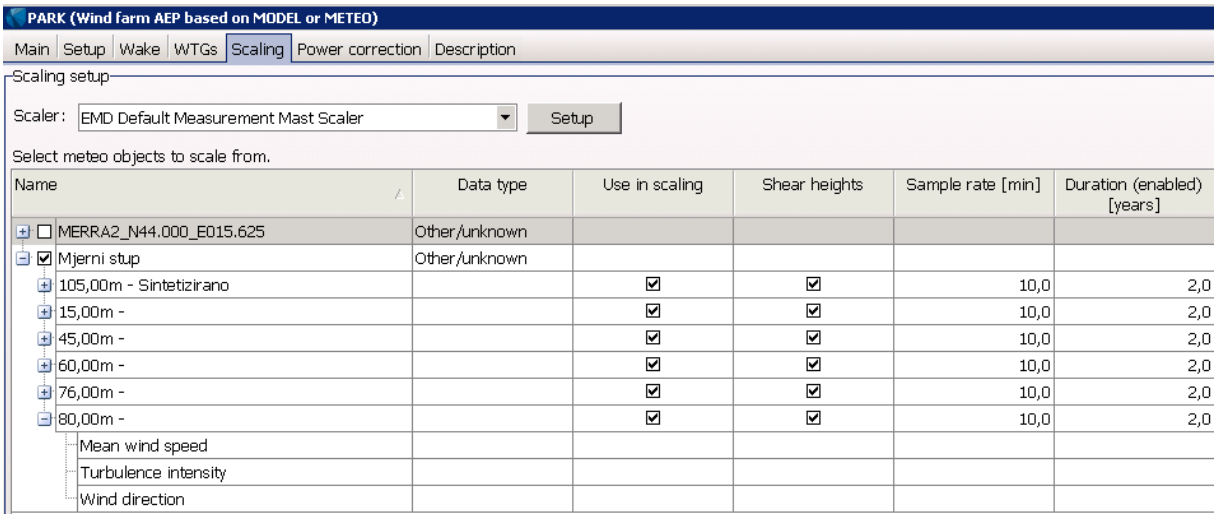


Slika 7.24: Postavke PARK modula [28]



Slika 7.25: Sezonska korekcija u PARK modulu [28]

Potrebno je još odabrati i za koje vjetroturbine u modelu će se provoditi procjena proizvodnje te mjerenja iz kojih će se skalirati proizvodnja. Odabrana mjerenja prikazana su na slici 7.26.



Slika 7.26: Odabir mjernih podataka u PARK modulu [28]

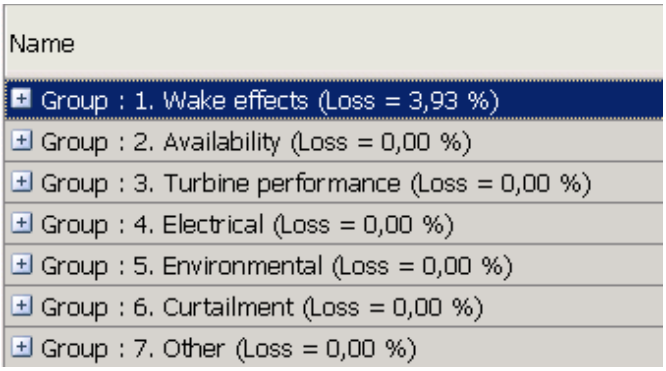
Prije pokretanja same kalkulacije omogućena je još i korekcija gustoće zraka koja, kako je poznato, ovisi o nadmorskoj visini. S obzirom na tu ovisnost, dodatno je bilo potrebno iskoristiti i mogućnost korekcije krivulje snage vjetroturbine u ovisnosti o gustoći zraka.

Rezultat izračuna PARK modula je bruto godišnja i mjesečna proizvodnja vjetroelektrane. To znači da ona ne uključuje nikakve druge gubitke, osim zavjetrinskih gubitaka, koji su rezultat pozicioniranja vjetroturbine u zavjetrinu neke druge turbine. Da bi se dobila neto proizvodnja elektrane koja uključuje i ostale gubitke potrebno je provesti analizu gubitaka i nesigurnosti u *Loss&Uncertainty* modulu.

7.2.3.7 Gubici i nesigurnost

Dodatno poboljšanje procjene proizvodnje, ostvarene prethodnim PARK izračunom, postiže se korištenjem *Loss&Uncertainty* modula. U njemu se mogu zadati dodatni gubici i nesigurnosti na razini cijelog vjetroparka koji do ovog koraka nisu bili uzimani u obzir, poput električnih gubitaka u dijelovima agregata i kablovima, nedostupnosti vjetroturbina zbog održavanja, nedostupnosti elektroenergetske mreže, itd. Na kraju, rezultat izračuna neto je proizvodnja vjetroelektrane koja je ujedno i polazna točka za ekonomsku analizu.

Slike ispod prikazuju samo kategorije gubitaka i nesigurnosti koje je moguće zadati. Gubici će se konkretno zadati u poglavlju o neto proizvodnji energije.



Slika 7.27: Kategorije gubitaka u Loss&Uncertainty modulu [28]

LOSS&UNCERTAINTY (Loss and uncertainty analysis in a bankable format)

Main | WTGs | Model results | Bias | Loss | Uncertainty | Results | Description

Parameter	Calculate	Edit	Value	Unit	Std dev on Value [%]	Std dev on AEP [%]
A. Wind data (AEP std dev = 0,00 %)						
Wind measurement/Wind data				WS-%	0,00	0,00
Long term correction				WS-%	0,00	0,00
Year-to-year variability				WS-%	0,00	0,00
Future climate				WS-%	0,00	0,00
Reference WTGs				AEP-%	0,00	0,00
Other wind related				WS-%	0,00	0,00
B. Wind model (AEP std dev = 0,00 %)						
Vertical extrapolation	☐			WS-%	0,00	0,00
Horizontal extrapolation	☐			WS-%	0,00	0,00
Uncertainty of Terrain data				WS-%	0,00	0,00
Other wind model related				WS-%	0,00	0,00
C. Power conversion (AEP std dev = 0,00 %)						
E. LOSS (AEP std dev = 0,00 %)						
Wake effects, all WTGs			-3,93	AEP-%	0,00	0,00

Slika 7.28: Kategorije nesigurnosti u Loss&Uncertainty modulu [28]

7.3 Tehno-ekonomska analiza

7.3.1 Tehnička analiza

Tehnička analiza obuhvaća kreiranje nekoliko varijanti pozicija vjetroturbina, na odabranoj lokaciji, sa svrhom utvrđivanja optimalnog položaja vjetroturbina koji daje najbolju proizvodnju električne energije. Varijante položaja nazvane su scenarijima te su označeni pripadajućim brojem.

Prvi scenarij zapravo je rezultat primjene svih principa odabira položaja, opisanih u prethodnim poglavljima o metodama. Najprije se upotrebom analize makro i mikrolokacije, opisanih u dotičnim metodama, lociraju sve povoljne mikrolokacije koje su obično vrhovi brda, a pritom se u obzir moraju uzeti i rezultati računalnih simulacija koje opisuju brzine vjetra na tom području. Tako se na nekom brdovitom terenu za instalaciju turbina odabiru svi vrhovi koji se smatraju povoljnim mikrolokacijama te se pomoću računalnog programa simulira proizvodnja da bi se dobio početni, tj. prvi scenarij za koji će se analizirati proizvodnja, zavjetrinski gubici, faktor kapaciteta te ekvivalentni broj radnih sati. Ključno je postići što veći faktor kapaciteta i ekvivalentni broj sati kako bi vjetroelektrana radila što profitabilnije i tim prije se isplatila. Svi ostali scenariji proizlaze iz prvog, u kojem se registriraju vjetroturbine s najvećim zavjetrinskim gubicima pa se ti gubici pokušavaju smanjiti da bi se povećao broj radnih sati i faktor kapaciteta. To se može učiniti uklanjanjem takvih vjetroturbina koje ostvaruju velike gubitke ili uklanjanjem vjetroturbina koje potencijalno uzrokuju te gubitke, odnosno onih u čijoj se zavjetrini turbine s primjetnim gubicima nalaze, gledano iz dominantnih smjerova vjetra.

Drugi scenarij kreira se uklanjanjem agregata s najvećim zavjetrinskim gubicima. Gotovo je nemoguće postići idealan položaj, onaj bez gubitaka, pa je potrebno odrediti i kriterij po kojem će se uklanjati određeni agregati. U dogovoru s investitorom, kriteriji su u ovom radu bili je srednja proizvodnja energije te određeni postotak zavjetrinskih gubitaka.

Već iz prvog ili drugog scenarija mogu se prepoznati turbine koje su potencijalni uzrok zavjetrinskih gubitaka kod ostalih pa se u trećem scenariju uklanjaju takve vjetroturbine te se analizira dobivena proizvodnja. Naravno, moguće je i pogriješiti prilikom početnog odabira pozicija vjetroturbina pa se u ovoj fazi moraju još jednom, detaljnije, proučiti pozicije turbina s velikih gubicima u slučaju da se nijednom od metoda smanjenja gubitaka ne ostvaruje značajna promjena. Tada je gubitak najvjerojatnije posljedica terena, odnosno vjetroturbina se

možda ne nalazi na vrhu uzvisine već negdje u zaleđu vrha koji stvara zavjetrinu i loš profil vjetra.

Naposlijetku se odabire scenarij koji se smatra najboljim kompromisom između predviđene proizvodnje električne energije, što boljeg faktora kapaciteta, te broja agregata. Taj scenarij služi za daljnji izračun neto proizvodnje i ekonomsku analizu.

7.4 Ekonomska analiza

7.4.1 Prihodi od prodaje električne energije

Za vjetroelektranu u premijskom sustavu temeljenom na tržišnim cijenama, kao najbolja opcija za izbor cijene pomoću koje će se računati prihodi od prodaje električne energije nameće se realna cijena s jednog od tržišta na burzi električne energije. U projektu VE-ID/2020 odabrana je srednja satna cijena električne energije, iz 2019. godine, s „dan unaprijed“ tržišta Hrvatske burze električne energije (CROPEX). Godišnja proizvodnja, izražena u MWh, množi se sa spomenutom cijenom te se tako dobivaju godišnji prihodi. Tablica 7.3 prikazuje prosječne cijene po mjesecima i srednju godišnju cijenu pomoću koje će biti izračunati prihodi.

Tablica 7.3: Prosječne satne cijene električne energije [31]

Mjesec	Cijena, €/MWh
siječanj	69,32
veljača	49,75
ožujak	39,59
travanj	45,61
svibanj	41,48
lipanj	40,36
srpanj	53,01
kolovoz	55,87
rujan	55,43
listopad	55,34
studeni	45,16
prosinac	40,10
Prosječna godišnja satna cijena	**49,28**

7.4.2 Troškovi

Priroda troškova obnovljivih izvora kapitalno je intenzivna, što znači da troškovi početne investicije, kojima pripadaju vjetroagregati, građevinski i ostali radovi, zauzimaju najveći udio ulaganja. Troškovi goriva ne postoje kod postrojenja za proizvodnju energije iz obnovljivih izvora već postoje samo troškovi održavanja kao periodički troškovi. Iako analiza troškova može biti vrlo detaljna, u ovom radu ona će se simplificirati te će se fokusirati na ukupne troškove izgradnje vjetroelektrane, umjesto na pojedinačne koji vrlo često nisu transparentni ili informacije o njima nisu lako dostupne i pouzdane, te na troškove održavanja postrojenja. Svrha je takve analize postizanje robusnog ekonomskog modela čiji su rezultati pouzdani i mogu se uspoređivati s rezultatima ostalih projekata, ne samo u Hrvatskoj već i u ostatku svijeta.

7.4.3 Kredit i rata otplate

U stvarnosti je gotovo nemoguće vlastitim sredstvima tvrtke financirati cjelokupni trošak izgradnje vjetroelektrane. Zato se infrastrukturni projekti ovakvih razmjera, osim jednim dijelom vlastitim sredstvima, financiraju i pomoću kredita koje investitori ugovaraju s nekom od banaka. Razdoblje u kojem je investitor dužan otplatiti kredit definirano je ugovorom te ne može biti dulje od vijeka trajanja postrojenja. Za potrebe izračuna rate kredita pretpostavlja se godišnja kamatna stopa (EKS), a izračun se provodi u računalnom programu Microsoft Excel. Trošak kredita pojavljuje se u financijskom novčanom toku.

Vrijednost rate kredita koju je investitor dužan uplatiti svake godine zapravo je suma glavnice i kamate čiji se udjeli u rati iz godine u godinu mijenjaju dok iznos rate ostaje konstantan. Godišnji iznos R koji je potrebno uplatiti kroz *n* godina uz kamatnu stopu, da bi se kredit isplatio unutar roka otplate, računa se prema jednadžbama [32]:

$$R = S \times (SFP\ uz\ i, n)$$

$$SFP = \frac{i}{(1+i)^n - 1}$$

R – rata; *i* – stopa; *n* – godina za koju se računa; *S* – buduća vrijednost novca (iznos kredita) koji će biti uplaćen kroz *n* godina uz kamatnu stopu *i*; SFP – kamatni faktor

U Excelu je izračun rate proveden pomoću funkcije PMT.

7.4.4 Amortizacija

Amortizacija je trošak postupnog trošenja dugotrajne imovine. Ona ne utječe na prihode vjetroelektrane već smanjuje iznos poreza koji je potrebno platiti. Što je veća za vrijeme nekog perioda, to je potrebno platiti manje poreza. Prema zakonu o porezu na dobit [33], amortizacija dugotrajne imovine priznaje se kao rashod ukoliko se obračunava prema linearnoj metodi primjenom maksimalno dozvoljenih godišnjih amortizacijskih stopa. Ta stopa u slučaju građevinskih objekata, kojima pripada i vjetroelektrana, iznosi 5% što znači da se takvi objekti mogu amortizirati kroz razdoblje od maksimalno 20 godina. Dopušteno je, također, i povećanje te amortizacijske stope maksimalno do dvostruke vrijednosti pa se razdoblje amortizacije može skratiti na deset godina. Prema tome, jednadžba pomoću koje će se utvrditi iznos godišnje amortizacije po linearnoj zakonitosti glasi [32]:

$$A_n = \frac{I - L}{t}$$

A_n – amortizacija u godini; I – početni trošak investicije; L – vrijednost na kraju korisnog vijeka; t – korisni vijek objekta u godinama

7.4.5 Dobit i porez na dobit

Prvi konkretan pokazatelj reda veličine prihoda je godišnja bruto dobit. Ona predstavlja razliku između godišnjih prihoda i rashoda vjetroelektrane. Međutim, ona se još mora umanjiti za iznos rate kredita i porez na dobit da bi se dobila neto dobit.

$$ND_n = BD_n - R - PO_n$$

ND_n/BD_n – bruto/neto dobit; R – rata kredita; PO_n – porezna osnovica; n – godina za koju se računa

Prema zakonu o porezu na dobit [33], tvrtke podliježu obvezi plaćanja poreza na dobit u iznosu od 18% ukoliko njihovi prihodi prelaze iznos od 7 i pol milijuna kuna godišnje. Porezi mijenjaju profitabilnost neke investicije jer su vrlo često značajan trošak. Investicije koje se moraju amortizirati, prema zakonima i propisima neke države, ulaze u poreznu osnovicu kao knjigovodstveni trošak, a ne stvarni. Svi ostali troškovi i prihodi ubrajaju se u poreznu osnovicu onda kada su se stvarno dogodili. U poreznu osnovicu kao jedan od troškova ubraja se i kamata na kredit. Dakle, iz porezne osnovice određuje se iznos poreza, a u ovom radu izračunata je prema jednadžbi:

$$PO_n = BD_n - A_n - K_n$$

A_n – amortizacija; K_n – iznos kamate; n – godina za koju se računa

Konačno, knjigovodstvena neto dobit je razlika između svih prihoda i rashoda, a pritom su investicijski troškovi zamijenjeni amortizacijom [32].

7.4.6 Procjena povrata ulaganja metodom sadašnje vrijednosti

U ovoj metodi procjene povrata ulaganja potrebno je cjelokupni novčani tok diskontirati na sadašnju vrijednost, korištenjem zadane diskontne stope, sumirati vrijednosti te od dobivenog iznosa oduzeti trošak početne investicije. Tokovi novca svode se na ekvivalentnu, sadašnju, vrijednost da bi se mogle uspoređivati različite varijante projekata pa čak i različiti projekte. Glavna ideja je da posjedovanje novca danas, vrijedi više od onog koji će se dobiti u budućnosti, neovisno o koliko dugom ili kratkom razdoblju se radi. Prihodi i troškovi, izraženi za n godina životnog vijeka postrojenja, zapravo su buduće vrijednosti potrebne za izračun. Te poznate buduće vrijednosti mogu se svesti na sadašnju pomoću jednadžbi [32]:

$$P = S \times (SPPW\ uz\ i, n)$$

$$SPPW = \frac{1}{(1+i)^n}$$

P – sadašnja vrijednost novca; S – buduća vrijednost novca; i – kamatna stopa; n – godina za koju se računa; $SPPW$ – kamatni faktor

Ukoliko je diskontirani novčani tok na kraju jednak ili veći od nule, investicija se može smatrati prihvatljivom. Potrebno je naglasiti da NPV jednak nuli sugerira da su prihodi dovoljni isključivo za pokrivanje rashoda te projekt neće ostvariti nikakvu zaradu. Ako NPV ima negativnu vrijednosti, prijedlog investicije se odbija.

U Excelu izračun sadašnjih vrijednosti novčanog toka proveden je funkcijom NPV.

7.4.7 Procjena povrata ulaganja metodom unutrašnje stope povrata

Unutrašnja stopa povrata, IRR (engl. *Internal Rate of Return*), za neku investiciju zapravo je diskontna stopa potrebna za izjednačenje sadašnje vrijednosti troškova te sadašnje vrijednosti prihoda. Jednostavnije, to je ona stopa koja bi neto sadašnju vrijednost (NPV) budućih tokova novca izjednačila s nulom. Ukoliko se izračunom pokaže da je IRR investicije veći od zadane diskontne stope, takva prijedlog investicije se prihvaća. U suprotnome, ako je IRR manji od zadane diskontne stope, prijedlog se odbija jer takav projekt nije profitabilan [32].

IRR se izvodi iz sadašnje vrijednosti toka jednakih rata (prihoda/rashoda). Kamatni faktor USPW u ovom primjeru određuje sadašnji iznos godišnjih prihoda i rashoda, uz kamatnu stopu, kroz životni vijek postrojenja. Dakle, sadašnja vrijednost takvog toka računa se prema jednadžbama [32]:

$$P = R \times (USPW\ uz\ i, n)$$

$$USPW = \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n}$$

P – sadašnja vrijednost novca; R – buduća vrijednost prihoda ili rashoda; $USPW$ – kamatni faktor; i – kamatna stopa; n – godina za koju se računa

Nakon određivanja vrijednosti kamatnog faktora USPW iz sadašnje vrijednosti novčanog toka, iz njega se izvodi kamatna stopa i koja zapravo predstavlja IRR.

Funkcija pomoću koje je u Excelu moguće izračunati stopu povrata nosi oznaku IRR.

7.4.8 LCOE

Nivelirani troškovi električne energije definirani su kao sadašnja vrijednost cijene električne energije proizvedene u nekom postrojenju [34].

LCOE uzima u obzir ekonomski vijek trajanja postrojenja, a formira se dijeljenjem diskontiranog zbroja troškova početne investicije, troškova održavanja i troškova goriva s diskontiranom električnom energijom proizvedenom u životnom vijeku postrojenja. To je cijena po kojoj je potrebno prodavati električnu energiju da bi se prihodi izjednačili s rashodima te da bi se ostvario povrat uloženog kapitala jednak diskontnoj stopi. Prodaja energije po cijeni iznad LCOE rezultira boljim povratom investicije, a prodaja po cijeni nižoj od LCOE donijela bi gubitak. LCOE računa se prema jednadžbi [35]:

$$LCOE = \frac{\sum_{n=1}^{t} \frac{I_n + O_n + G_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^{t} \frac{E_n}{(1+r)^n}}$$

I_n – cijena investicije; O_n – troškovi održavanja; G_n – troškovi goriva; E_n – proizvedena energija; r – diskontna stopa; n – razdoblje; t – životni vijek postrojenja

S obzirom da su postrojenja koje koriste obnovljive izvore energije za proizvodnju električne energije kapitalno intenzivne tehnologije, diskontna stopa će biti faktor s najvećim utjecajem na nivelirane troškove električne energije [35]. Upravo ta činjenica opravdava razliku u cijeni projekata s jednakom tehnologijom širom Europske unije.

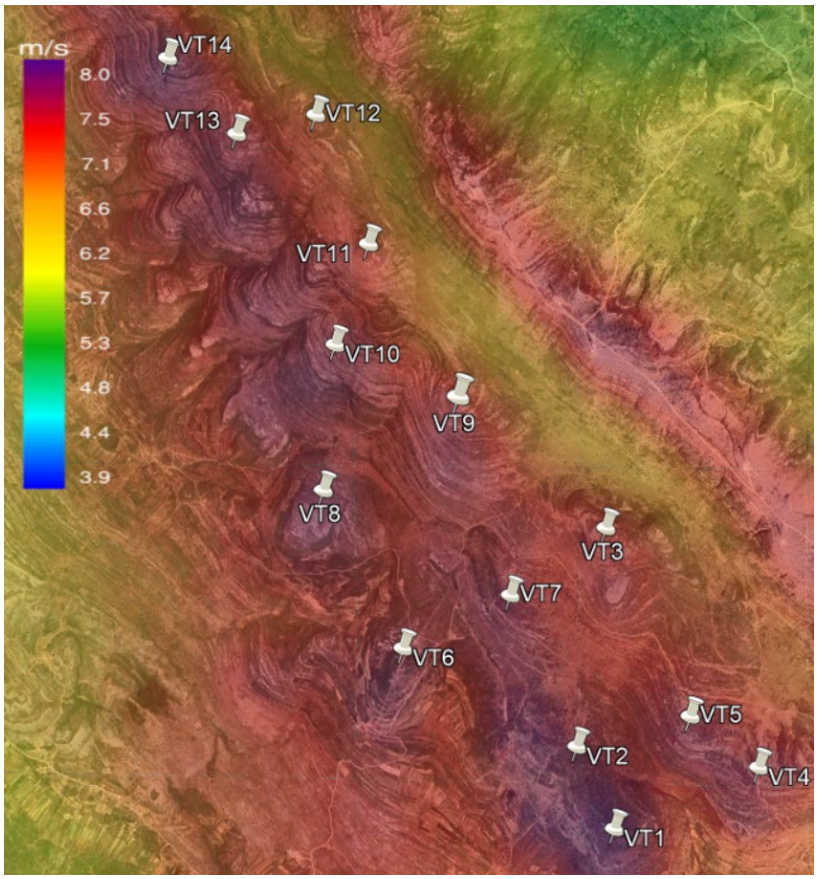
8. TEHNO-EKONOMSKA ANALIZA NOVE VJETROELEKTRANE

Tehničkom analizom definirat će se dolazi li i do međusobnog utjecaja vjetroturbina koji bi onemogućavao normalan rad neke od turbina. Također, pokušat će se pronaći i najbolja konfiguracija odnosno položaj vjetroturbina na mikrolokacijama koji omogućava postizanje maksimalne proizvodnje električne energije na razini godine, a u isto vrijeme što manje gubitke u proizvodnji. U svrhu toga analizirat će se nekoliko položaja vjetroturbina, u tri scenarija, dok se ne odredi idealan raspored za koji će se, u konačnici, napraviti i ekonomska analiza. Ekonomska analiza provest će se na varijanti vjetroelektrane VE-ID/2020 koja je proizašla kao najpovoljniji scenarij iz tehničke analize te će se kroz nju pokušati dati informacije o realnim periodima povrata investicije, prihodima te troškovima izgradnje i održavanja jednog takvog postrojenja u Hrvatskoj.

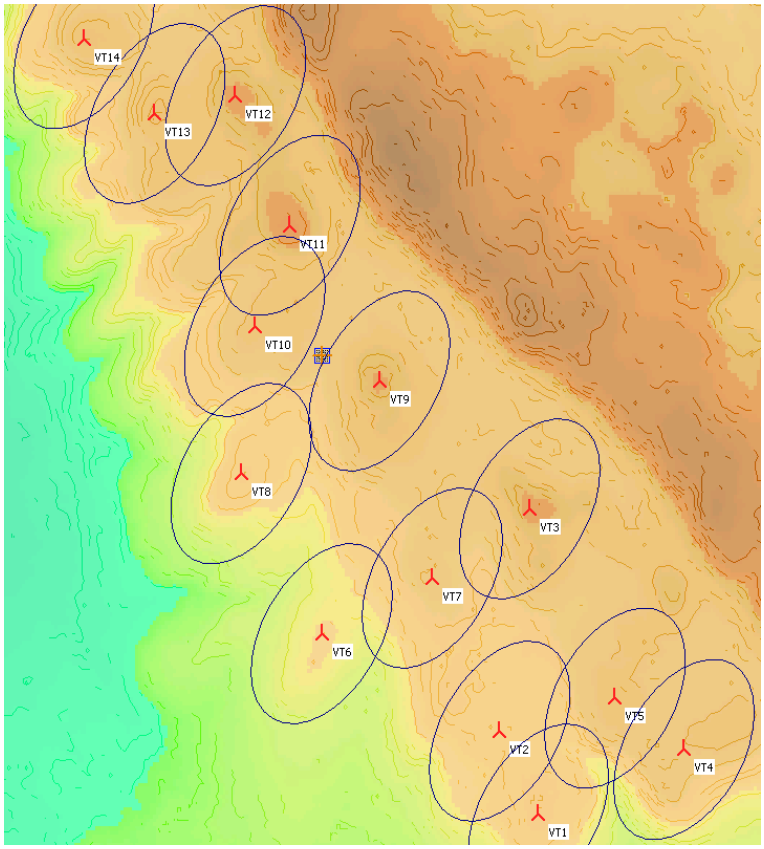
8.1 Primjena pristupa opisanog u metodi

Na slikama 7.5 i 7.6 prikazalo se brdovito područje s povoljnim vjetrom, a iz njega je izdvojen dio s najvećim brzinama vjetra pa će se za taj dio promatrati koje su mikrolokacije najpovoljnije za instaliranje turbina. Nakon što se odaberu položaji vjetroturbina, pomoću WindPRO-a se određuje i proizvodnja tako pozicioniranih turbina. Bit će modelirana tri scenarija s različitim konfiguracijama vjetroturbina koji će iznjedriti zaključke o tome koji koncept vjetroparka ostvaruje najbolju proizvodnju, a u isto vrijeme i što manje zavjetrinske gubitke Pritom je potrebno pripaziti da udaljenost između postavljenih vjetroturbina u smjeru prevladavajućeg smjera vjetra bude jednaka najmanje peterostrukom promjeru rotora, dok distanca između turbina okomito na najčešći smjer vjetra mora biti jednaka minimalno trostrukom promjeru rotora odabranog modela vjetroturbine.

Slika 8.1 prikazuje odabrane pozicije vjetroturbina. Prvi scenarij uključuje sve prikazane agregate dok će ostali scenariji razmatrati utjecaj uklanjanja određenih vjetroturbina na rad cjelokupne vjetroelektrane.



Slika 8.1: Pregled odabranih pozicija turbina [26]



Slika 8.2: Međusobna udaljenost i položaj vjetroturbina – prvi scenarij [28]

Na slici 8.2, oko vjetroturbina su nacrtane elipse čija je duljina polumjera velike poluosi ekvivalentna peterostrukom promjeru rotora, a male trostrukom. Kut između velike poluosi i pravca sjevera podešen je prema najčešćem smjeru vjetra, a to je bura koja puše iz smjera S-SI, što bi otprilike odgovaralo kutu od 30°. Slike 8.1 i 8.2 prikazuju da su pozicije vjetroturbina dobro odabrane jer se nalaze na mjestima najvećih brzina vjetra te da su ispoštovane minimalne udaljenosti između njih.

Maksimalni broj agregata koji se pojavljuju u planirana tri scenarija bit će 14. Na slikama 8.1 i 8.2 prikazan je najnepovoljniji slučaj, što znači da u scenarijima u kojima će se turbine uklanjati neće dolaziti do kršenja uvjeta propisanih udaljenosti.

U tablici 8.1 priložene su kvantificirane udaljenosti između vjetroturbina u svrhu točnog definiranja udaljenosti.

Tablica 8.1: Međusobna udaljenost vjetroturbina - prvi scenarij [28]

VT	Najbliža VT	Horizontalna udaljenost, m	Udaljenost u promjerima rotora
1	2	698	4,7
2	3	698	4,7
3	2	915	6,1
4	5	658	4,4
5	4	658	4,4
6	7	948	6,3
7	3	810	6,1
8	10	1126	7,5
9	8	1041	6,9
10	11	816	5,4
11	12	816	5,4
12	13	633	4,2
13	12	633	4,2
14	13	786	5,2
Minimalna		633	4,2
Maksimalna		1126	7,5

8.2 Predviđena bruto proizvodnja – prvi scenarij

Kao što je prethodno rečeno, prvi scenarij uključuje postojanje agregata na svim odabranim pozicijama prema slici 8.1. Performanse vjetroelektrane snage 78,4 MW ispitane su kroz simulaciju proizvodnje u PARK modulu, a u podacima dostupnim nakon simulacije o pojedinačnim proizvodnjama i gubicima uslijed postavljanja turbine u zavjetrinu, izraženih za svaku vjetroturbinu, stoji odgovor na pitanje koje turbine bi mogle biti od najvećeg negativnog utjecaja na ukupnu proizvodnju.

U tablicama 8.2 i 8.3 prikazani su podaci o ukupnoj proizvodnji elektrane te svakog agregata zasebno.

Tablica 8.2: Bruto proizvodnja VE-ID/2020 - prvi scenarij [28]

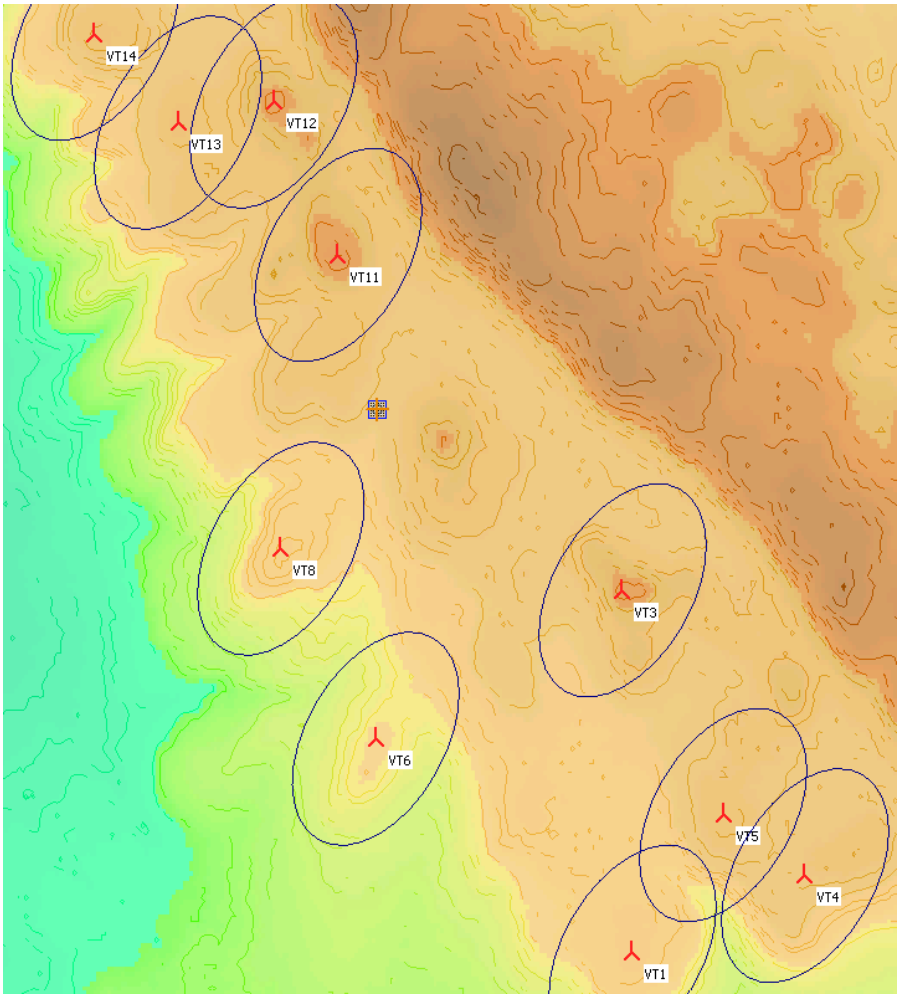
Izračunata godišnja proizvodnja za VE-ID/2020 - scenarij 1					
Bruto (bez gubitaka), MWh	PARK (uz zavjetrinske gubitke), MWh	Zavjetrinski gubici	Prosječna proizvodnja po VT, MWh	Faktor kapaciteta	Ekvivalentni broj radnih sati, h/god
253 758,3	245 107,4	3,4%	17 507,7	35,7%	3126,0

Tablica 8.3: Pojedinačna proizvodnja vjetroturbina – prvi scenarij [28]

Pojedinačna proizvodnja VT - scenarij 1		
Broj VT	**Godišnja proizvodnja, MWh**	**Zavjetrinski gubici,%**
1	17 127,9	3,5
2	15 790,0	4,4
3	18 317,8	2,6
4	17 748,7	1,4
5	17 873,9	2,3
6	16 060,3	1,8
7	16 394,4	4,2
8	17 010,0	3,4
9	17 652,5	4,9
10	16 670,9	6,2
11	18 320,2	3,3
12	17 787,6	4,2
13	18 393,8	2,8
14	19 959,4	2,6

8.3 Predviđena bruto proizvodnja – drugi scenarij

U izvještaju o bruto proizvodnji prvog scenarija primijeti se da neke turbine imaju značajan utjecaj na cjelokupnu proizvodnju vjetroelektrane. Konkretno, to su turbine označene brojevima 2, 7, 9 i 10, koje imaju velike zavjetrinske gubitke i/ili ispodprosječnu proizvodnju energije. U drugom scenariju pokušat će se riješiti problem pojave posljedica pozicioniranja spomenutih agregata u zavjetrinu tako što će ih se eliminirati iz modela. Pritom se može postaviti pitanje gdje povući granicu te koje je turbine najbolje ostaviti u modelu, a koje eliminirati. Nažalost, na to je nemoguće dati jednoznačan odgovor pa se u ovom slučaju slijedio princip po kojem su eliminirane turbine sa zavjetrinskim gubitkom većim ili jednakim 4,4%, ili ako je proizvodnja turbine bila manja od prosječne po turbini, izražene u tablici 8.2. Pritom je napravljena iznimka za agregat broj 6 koji ima manju proizvodnju, ali vrlo male gubitke. Cilj tog postupka je provjeriti može li se ostvariti veći faktor kapaciteta vjetroelektrane i veći iznos ekvivalentnog broja radnih sati.



Slika 8.3: Položaj vjetroturbina - drugi scenarij [28]

Tablica 8.4: Bruto proizvodnja VE-ID/2020 – drugi scenarij [28]

Izračunata godišnja proizvodnja za VE-ID/2020 - scenarij 2					
Bruto (bez gubitaka), MWh	PARK (zavjetrinski gubici), MWh	Zavjetrinski gubici	Prosječna proizvodnja po VT, MWh	Faktor kapaciteta	Ekvivalentni broj radnih sati, h/god
183 761,6	179 909,3	2,1%	17 990,9	36,6%	3213

Tablica 8.5: Pojedinačna proizvodnja vjetroturbina – drugi scenarij [28]

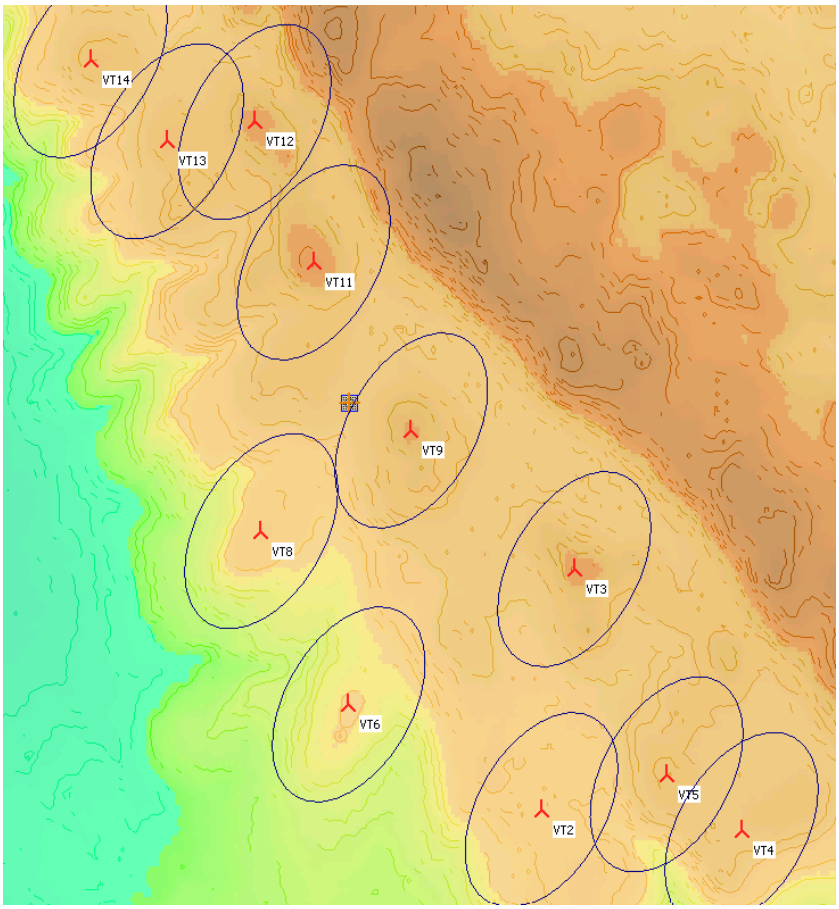
Pojedinačna proizvodnja VT - scenarij 2		
Broj VT	**Godišnja proizvodnja, MWh**	**Zavjetrinski gubici, %**
1	17 186,4	3,2%
3	18 488,6	1,7%
4	17 782,2	1,2%
5	17 955,4	1,9%
6	16 216,5	0,9%
8	17 238,7	2,1%
11	18 629,1	1,6%
12	17 890,5	3,6%
13	18 522,4	2,2%
14	19 999,5	2,5%

U tablicama 8.4 i 8.5 iskazani su glavni rezultati simulacije scenarija broj dva. Može se uočiti da su se broj radnih sati te faktor kapaciteta znatno poboljšali na razini cijele vjetroelektrane, a da su se gubici zbog pozicioniranja turbina u zavjetrinu smanjili za jednako impresivan postotak, ukupni i pojedinačni, što za posljedicu ima povećanje proizvodnje svake pojedine turbine. Međutim, kompromis koji je uvjetovao poboljšanje, uzrokovao je i drastično smanjenje ukupne proizvodnje električne energije na godišnjoj razini. U ovom scenariju ne postoji tako velik broj agregata kao u prvom scenariju, tj. snaga elektrane sada iznosi 56 MW pa se automatski smanjuje i moguća godišnja proizvodnja. Posljedice koje dolaze sa smanjenjem broja agregata su slabije iskorištenje dostupnog zemljišta te rezovi u prihodima kao rezultat smanjene godišnje proizvodnje, koji bi u slučaju ovog scenarija bili i više nego značajni.

8.4 Predviđena bruto proizvodnja – treći scenarij

U trećem scenariju također će se pokušati riješiti problem efekata zavjetrine iz scenarija jedan, međutim ovog puta, neće se eliminirati vjetroturbine s najvećim zavjetrinskim gubicima već one koje potencijalno izazivaju te gubitke. Pritom će se voditi računa o eliminiranju što manjeg broja agregata da bi se na koncu ostvarila veća godišnja proizvodnja energije pa tako i prihodi, ali će se gubici zavjetrine te faktor kapaciteta i broj ekvivalentnih radnih sati nastojati zadržati na približno jednakoj razini kao u drugom scenariju.

Pretpostavlja se da zbog svog položaja, vjetroturbine s brojevima 1, 7, 10 imaju velik utjecaj na turbine koji se nalaze blizu njih. Pozicija agregata sedam ujedno nije na vrhu brda već na padini pa je nemoguće riješiti utjecaj zavjetrine u tom slučaju. Zato je agregat uklonjen jer, osim lošije proizvodnje, potencijalno utječe i na agregate tri, šest, osam i devet. S obzirom da je jugo drugi po redu najfrekventniji vjetar uz buru, agregati jedan i deset pri pojavi juga uzrokuju dodatne velike gubitke kod bliskih agregata što na kraju godine rezultira velikim zavjetrinskim gubitkom na razini cijele vjetroelektrane.



Slika 8.4: Položaj vjetroturbina – treći scenarij [28]

U tablicama 8.6 i 8.7, ispod, prikazani su podaci o predviđenoj proizvodnji za treći scenarij.

Tablica 8.6: Bruto proizvodnja VE-ID/2020 – treći scenarij [28]

Izračunata godišnja proizvodnja za VE-ID/2020 - scenarij 3					
Bruto (bez gubitaka), MWh	PARK (uz zavjetrinske gubitke), MWh	Zavjetrinski gubici	Prosječna proizvodnja po VT, MWh	Faktor kapaciteta	Ekvivalentni broj radnih sati, h/god
201 105,5	197 090,9	2,0%	17 917,4	36,5%	3200

Tablica 8.7: Pojedinačna proizvodnja vjetroturbina – treći scenarij [28]

Pojedinačna proizvodnja VT - scenarij 3		
Broj VT	**Godišnja proizvodnja, MWh**	**Zavjetrinski gubici, %**
2	16 340,7	1,1%
3	18 453,9	1,8%
4	17 780,6	1,2%
5	17 968,3	1,8%
6	16 167,5	1,2%
8	17 210,0	2,2%
9	18 155,8	2,2%
11	18 543,9	2,1%
12	17 930,1	3,4%
13	18 494,3	2,3%
14	20 045,6	2,2%

Iako tablice iznad pokazuju da neke vjetroturbine sada ostvaruju neznatno manju proizvodnju te su kod nekih agregata povećani gubici, u globalu se ostvaruje manji ukupni zavjetrinski gubitak te znatno bolja proizvodnja nego u drugom scenariju. Rezultat je to većeg broja agregata čija ukupna snaga u trećem scenariju iznosi 61,6 MW. U usporedbi s drugim scenarijem, ekvivalentni broj radnih sati manji je za samo 13 sati, a to pokazuje da su broj agregata i pozicije izabrane gotovo idealno.

8.5 Odabrani scenarij

U prethodnim odlomcima, računalnim simulacijama predviđene su proizvodnje nekoliko varijanti vjetroelektrane VE-ID/2020, s različitim brojem i rasporedom vjetroturbina u svakoj od varijanti. Naposlijetku, treći scenarij pokazao se kao najbolji izbor pozicija vjetroturbina te je taj scenarij odabran u svrhu daljnje analize gubitaka i ekonomsku analizu.

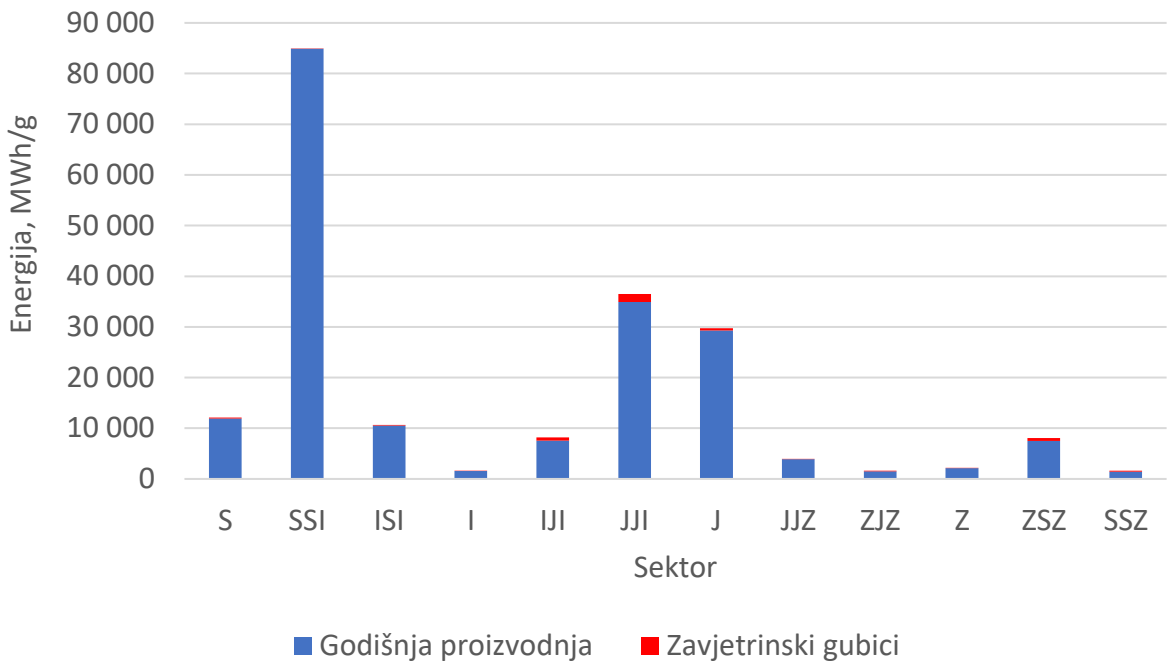
Osim podataka o proizvodnjama, u tablicama 8.6 i 8.7 za treći scenarij, kroz nekoliko slijedećih dijagrama i tablica prikazat će se i dodatni podaci dobiveni simulacijom u WindPRO-u za taj scenarij. Ti podaci pružit će širi pogled na karakteristike vjetra i proizvodnju vjetroelektrane od samih numeričkih vrijednosti iz tablica 8.6 i 8.7.

Najprije će se prikazati proizvodnja te zavjetrinski gubici po sektorima nazvanih po smjerovima iz kojih vjetar puše.

Tablica 8.8: Proizvodnja VE-ID/2020 po sektorima [28]

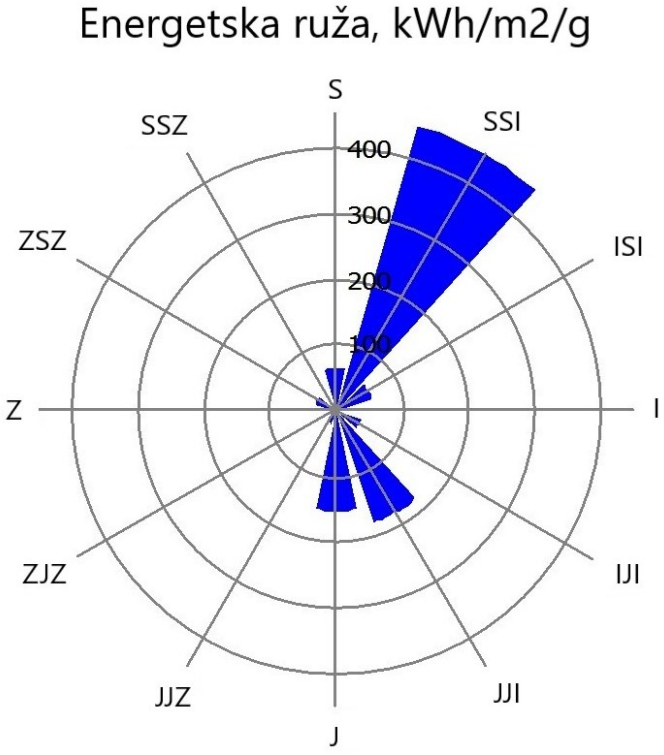
Sektor	Modelirana proizvodnja	Gubitak zbog zavjetrine		Rezultantna proizvodnja	Ekvivalentan broj radnih sati
	MWh	MWh	%	MWh	sati/godišnje
S	12 128,2	225,0	1,9%	11 903,2	193
SSI	84 920,7	43,1	0,1%	84 877,6	1378
ISI	10 642,1	113,8	1,1%	10 528,3	171
I	1610,8	72,5	4,5%	1 538,3	25
IJI	8175,5	630,9	7,7%	7 544,6	122
JJI	36 481,6	1564,5	4,3%	34 917,1	567
J	29 764,5	489,9	1,6%	29 274,6	475
JJZ	3905,8	17,4	0,4%	3 888,4	63
ZJZ	1603,9	78,1	4,9%	1 525,8	25
Z	2220,8	110,4	5,0%	2 110,4	34
ZSZ	8041,2	522,1	6,5%	7 519,1	122
SSZ	1610,5	146,9	9,1%	1 463,6	24
Ukupno	205 120,2	4 015,1	2,0%	201 105,1	3200

Tablica 8.8 potvrđuje već iznesenu činjenicu da se tijekom juga javljaju veliki gubici u proizvodnji zbog položaja vjetroturbina. Najveći gubici se ostvaruju za vrijeme vjetra koji puše iz smjera sjever-sjeverozapad, međutim zbog niske frekvencije taj smjer vjetra ne utječe značajno na cjelokupnu proizvodnju, stoga tom gubitku nije pridana velika važnost pri planiranju pozicija vjetroturbina.

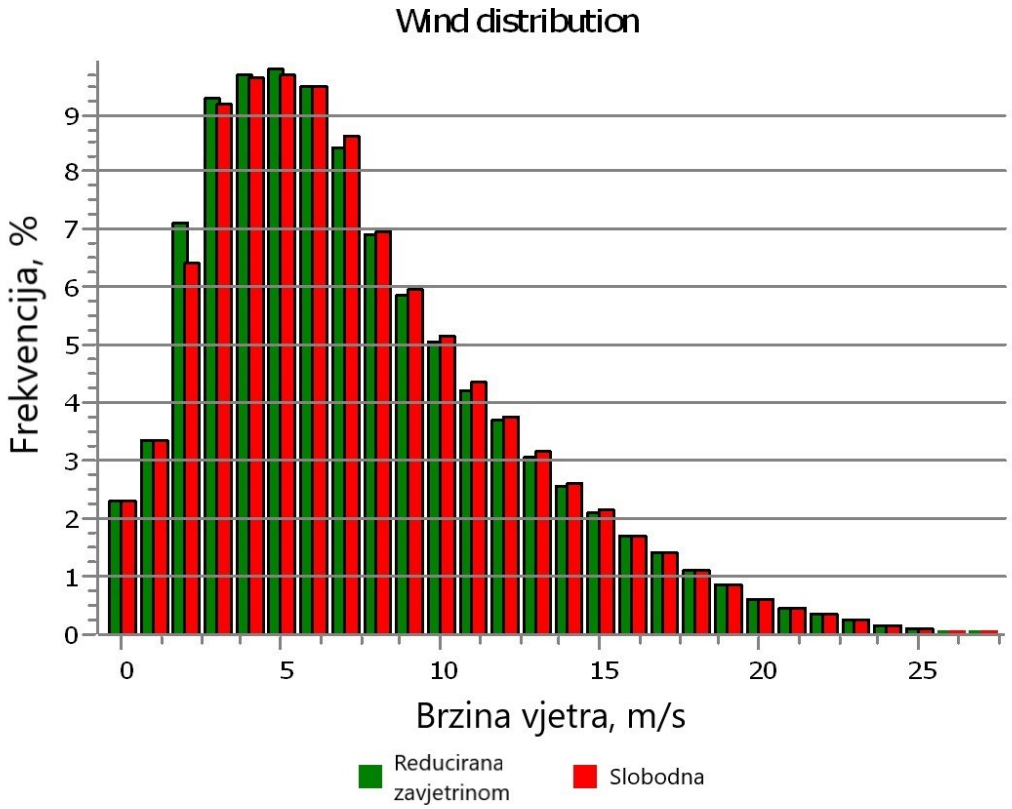


Slika 8.5: Prikaz proizvodnje i gubitaka energije po sektorima [28]

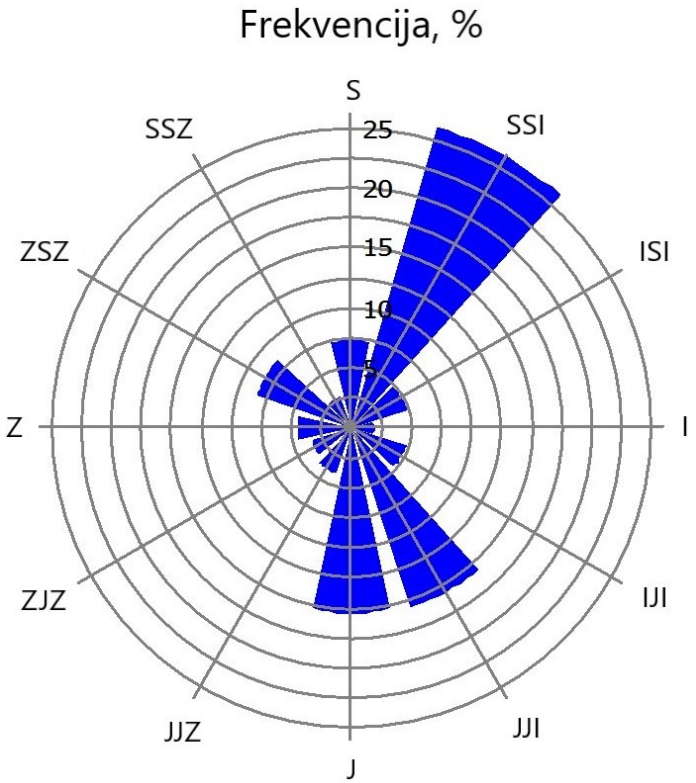
Slijedi i prikaz podataka o vjetru, specifičnih za treći scenarij, među kojima se nalazi i energetska ruža na kojoj je prikazano koliko se energije može dobiti iz vjetra određenog smjera.



Slika 8.6: Energetska ruža – treći scenarij [28]

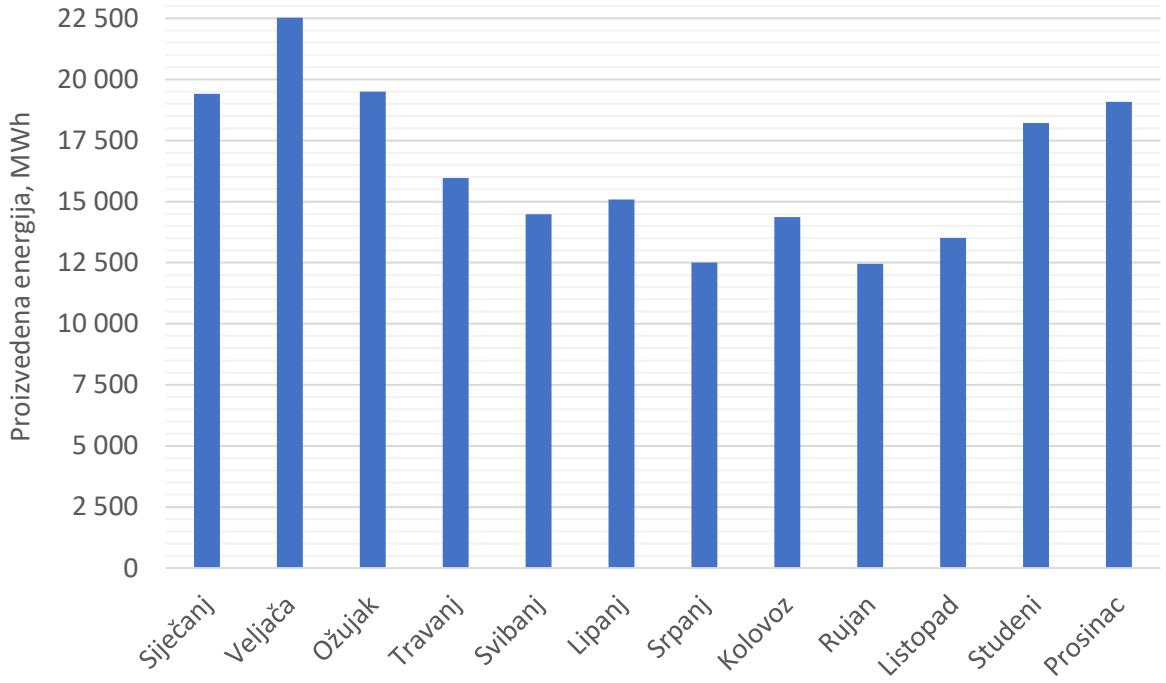


Slika 8.7: Weibullova raspodjela – treći scenarij [28]

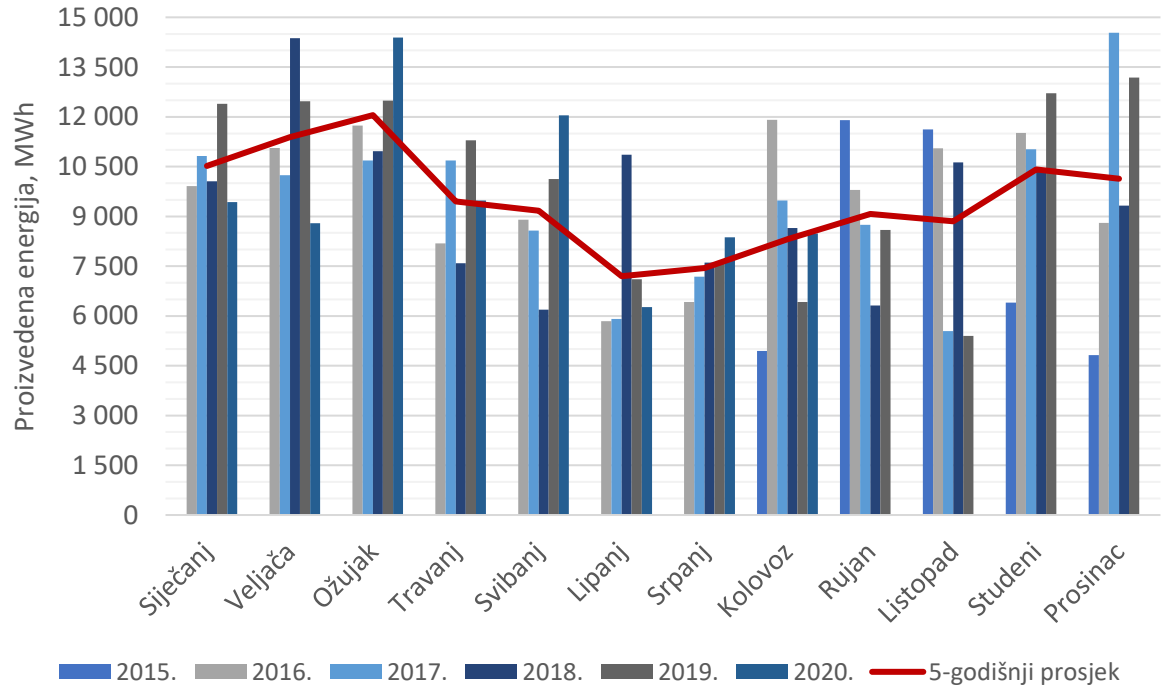


Slika 8.8: Ruža vjetrova – treći scenarij [28]

Na slici 8.9 dijagramski su prikazane predviđene mjesečne proizvodnje VE-ID/2020. Dijagram s takvim, simuliranim, mjesečnim proizvodnjama uspoređen je s dijagramom na slici 8.10, koji prikazuje podatke sustava za kontrolu i prikupljanje podataka (engl. *SCADA*) o proizvodnji obližnje vjetroelektrane proteklih pet godina.



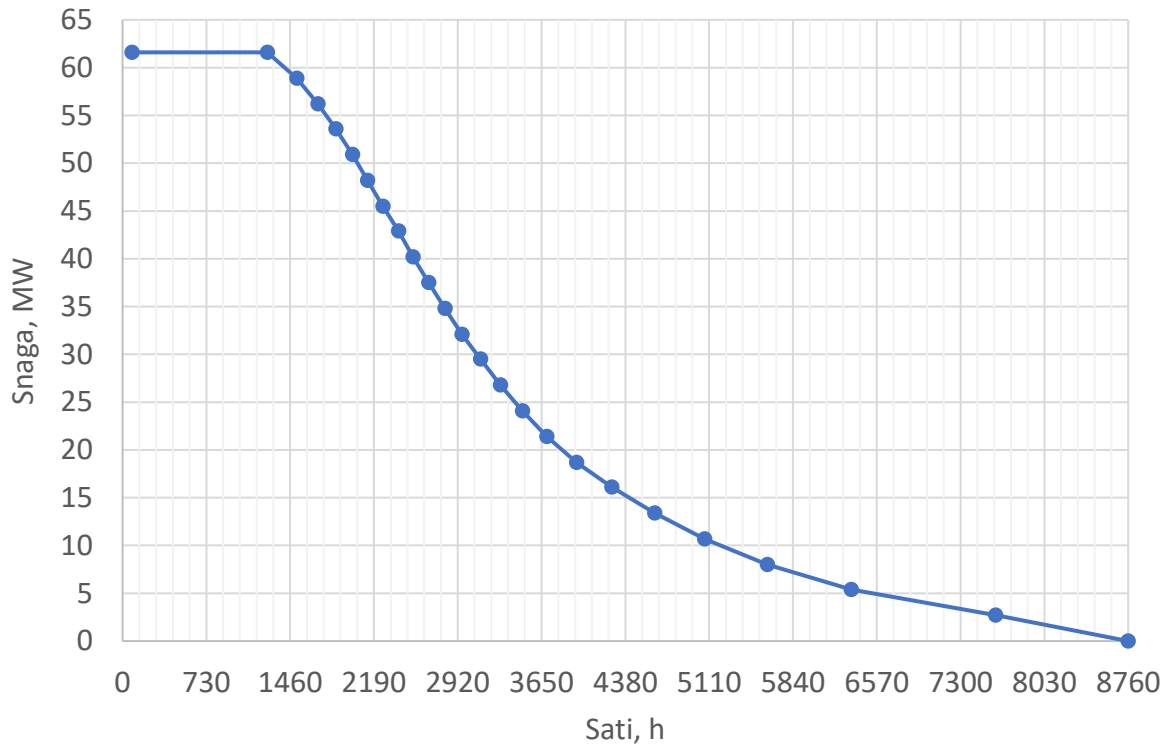
Slika 8.9: Predviđene mjesečne proizvodnje VE-ID/2020 [28]



Slika 8.10: Stvarna proizvodnja obližnje vjetroelektrane [36]

Usporedba je provedena da bi se utvrdilo odgovara li predviđena proizvodnja mjesečnim trendovima proizvodnje stvarne elektrane na bliskoj lokaciji sličnih reljefnih karakteristika. Jednostavnije rečeno, promatrano je jesu li isti mjeseci u kojima se dogodila najveća i najmanja proizvodnja, jesu li periodi dominantne proizvodnje jednaki, itd. Zaključeno je da je proizvodnja dobro predviđena jer mjesečne proizvodnje prate trendove stvarnih, izmjerenih, podataka.

Jedan od korisnih dijagrama, kojim se vrlo dobro opisuje rad vjetroelektrane tijekom godine, je i krivulja trajanja koju prikazuje dijagram 8.11. Iz takvog dijagrama jednostavno je očitati koliko je sati tijekom godine vjetroelektrana radila na određenoj razini snage.



Slika 8.11: Krivulja trajanja snage VE-ID/2020 [28]

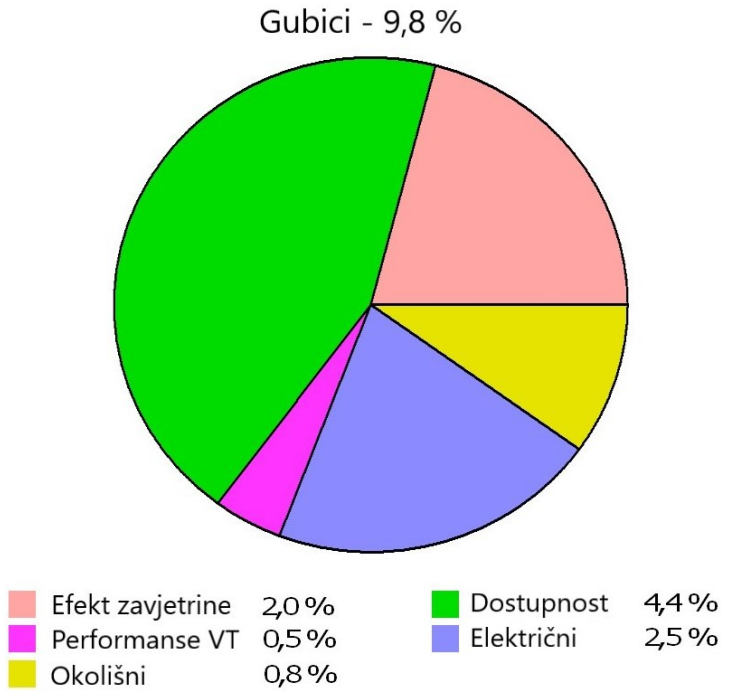
8.6 Neto proizvodnja vjetroelektrane

Neto proizvodnja dobivena je oduzimanjem zavjetrinskih i dodatnih gubitaka u cjelokupnom postrojenju od modelirane proizvodnje (bruto proizvodnja). Zavjetrinski gubici obuhvaćeni su izračunom da bi se potpuno obuhvatili svi potencijalni gubici.

U tablicama 8.9 i 8.10, te na dijagramima 8.12 i 8.13, prikazani su pretpostavljeni gubici koji će se pojavljivati u radu postrojenja te nesigurnosti koje su rezultat nesavršenosti modela i proračuna, a zbog kojih proizvodnja, također, može biti manja nego u stvarnosti.

Tablica 8.9: Pretpostavljeni gubici postrojenja [36]

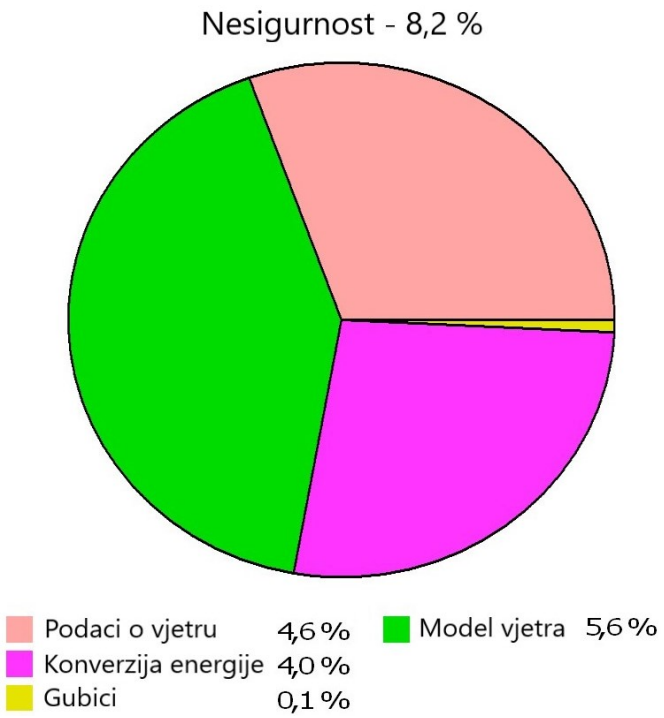
Kategorija	**Vrsta gubitka**	**Iznos gubitka**	
		%	**MWh/g**
Zavjetrinski	Zavjetrinski gubici, sve VT	2	4015
Dostupnost	Dostupnost vjetroturbina	3	6033
	Uravnoteženje postrojenja (BoP)	0,3	603
	Dostupnost mreže	1,1	2212
Performanse VT	Histereza jakog vjetra	0,5	1006
Električni	Električni gubici	2,5	5028
Okolišni	Degradacija performansi ne zbog zaleđivanja	0,5	1006
	Degradacija performansi zbog zaleđivanja	0,3	603
Ukupno:		**9,79**	**19 690**



Slika 8.12: Udjeli gubitaka u postrojenju [28]

Tablica 8.10: Pretpostavljene nesigurnosti u procjeni proizvodnje [36]

Kategorija	**Vrsta nesigurnosti**	**Standardna devijacija**	
		% brzine vjetra	**% godišnje proizvodnje**
Podaci o vjetru	Mjerenja/podaci o vjetru	2,00	2,61
	Dugoročna korekcija	1,00	1,30
	Varijabilnost od godine do godine	4,00	5,21
	Drugi gubici vezani uz vjetar	0,50	0,65
Model vjetra	Vertikalna ekstrapolacija	1,50	1,95
	Nesigurnost modela terena	4,00	5,21
Konverzija energije	Nesigurnost krivulje snage	4,00	4,00
Gubici	Zavjetrinski gubici, sve VT	2,30	0,05
	Dostupnost vjetroturbina	2,00	0,06
	Električni gubici	1,30	0,03
	Degradacija performansi ne zbog zaleđivanja	0,30	0,00
Ukupna nesigurnost godišnje proizvodnje, 20-godišnja (jednogodišnja)		**8,24 (9,68) %**	



Slika 8.13: Nesigurnosti u procjeni proizvodnje [28]

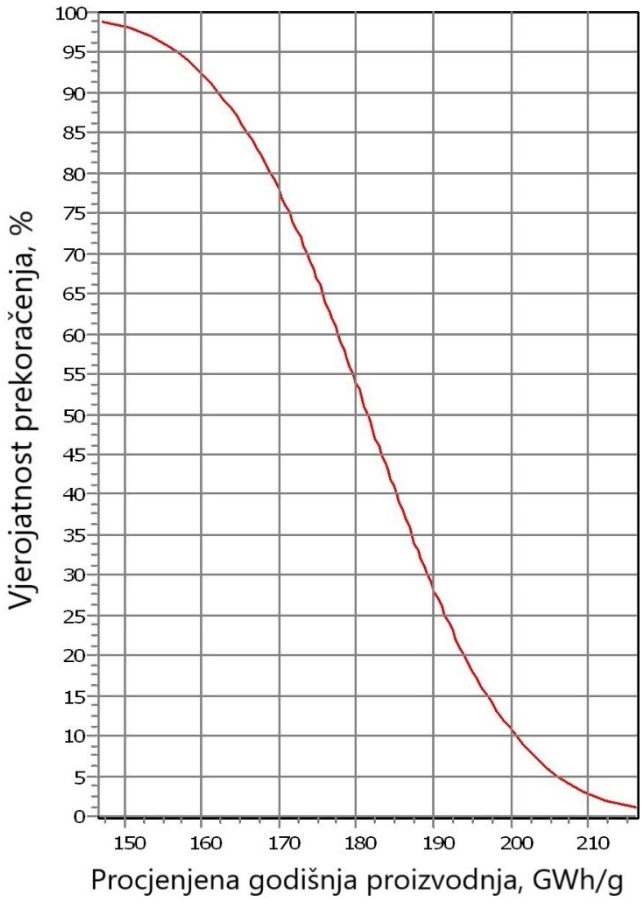
Vrijednosti dodatnih gubitaka i nesigurnosti temelje se na prethodnim analizama koje je tvrtka investitora provela na vjetroelektranama u njenom vlasništvu. Stoga, proizvodnja dobivena ovim izračunom odražava realne mogućnosti proizvodnje električne energije u modeliranoj vjetroelektrani VE-ID/2020.

Konačno, u tablici 8.11 biti će prikazane izračunate neto proizvodnje koje se mogu očekivati kroz 20 godina rada vjetroelektrane (WindPRO uprosječuje proizvodnje kroz razdoblje od 20 godina). Pritom oznake *P*, s pripadajućim brojevima od 50 do 90, označavaju proizvodnje koje će biti prekoračene s istom tom vjerojatnošću. Pritom se za P50 može reći da je to zapravo medijan proizvodnje, gdje stvarna proizvodnja prelazi dotičnu granicu 50 % vremena.

Tablica 8.11: Neto godišnja proizvodnja, faktor kapaciteta i broj radnih sati [28]

Rezultat izračuna	**Vjerojatnost**		
	P50	**P84**	**P90**
Neto godišnja proizvodnja, GWh/g	181,4	166,6	162,3
Faktor kapaciteta, %	33,6	30,9	30,1
Ekvivalentni broj radnih sati, h/g	2945	2704	2634

Slikovito se vjerojatnosti prekoračenja proizvodnji, danih u tablici 8.11, mogu prikazati dijagramom kakav se nalazi na slici 8.14.



Slika 8.14: Dijagram vjerojatnosti prekoračenja predviđenih proizvodnji [28]

Detaljniji prikaz proizvodnji koje se mogu očekivati kroz jednu do 20 godina, s malo širim rasponom vjerojatnosti prekoračenja određenih proizvodnji može se vidjeti u tablici 8.12.

Tablica 8.12: Detaljni prikaz proizvodnji i vjerojatnosti prekoračenja istih [28]

Vjerojatnost, %	**Vremenski horizont i proizvodnja energije, MWh**			
	1 g.	5 g.	10 g.	20 g.
50	181 416	181 416	181 416	181 416
75	169 575	171 039	171 237	171 337
84	163 958	166 116	166 408	166 556
90	158 918	161 699	162 075	162 266
95	152 540	156 110	156 592	156 837

WindPRO nudi i mogućnost prikaza svih zadanih gubitaka te proizvodnje s određenom vjerojatnošću za svaku vjetroturbinu. Softver u izvještaju prikazuje godišnje proizvodnje dobivene kao aritmetičku sredinu svih izračunatih godišnjih proizvodnji u dugotrajnom razdoblju od 20 godina. Proizvodnje svake od vjetroturbina i vjerojatnosti prekoračenja istih prikazane su u tablici 8.13. Kao što je već spomenuto, oznake P50 – P90 označavaju proizvodnje koje će biti prekoračene s 50-90% vjerojatnošću.

Tablica 8.13: Pojedinačna neto proizvodnja vjetroturbina [28]

Broj VT	**Izračunata bruto proizvodnja**	**Gubitak**	**Nesigurnost**	**P50**	**P84**	**P90**
	MWh/g	%	%	MWh/g	MWh/g	MWh/g
2	16 524,9	9,0	9,1	15 041,1	13 686,6	13 295,5
3	18 801,1	9,7	7,8	16 986,3	15 673,2	15 294,1
4	18 002,4	9,1	8,3	16 366,5	15 011,1	14 619,8
5	18 300,9	9,6	8,1	16 539,3	15 192,5	14 803,7
6	16 359,0	9,0	9,4	14 881,7	13 484,3	13 080,9
8	17 606,1	10,0	8,9	15 841,3	14 440,9	14 036,6
9	18 571,2	10,0	8,1	16 711,8	15 368,0	14 980,0
11	18 939,9	9,9	8,0	17 069,1	15 712,5	15 320,8
12	18 564,8	11,1	8,1	16 504,1	15 180,6	14 798,5
13	18 932,8	10,1	7,8	17 023,5	15 695,1	15 311,7
14	20 502,3	10,0	7,0	18 451,3	17 160,4	16 787,8
Ukupno:	**201 105,4**	**9,8**	**8,2**	**181 416,0**	**166 605,2**	**162 329,4**

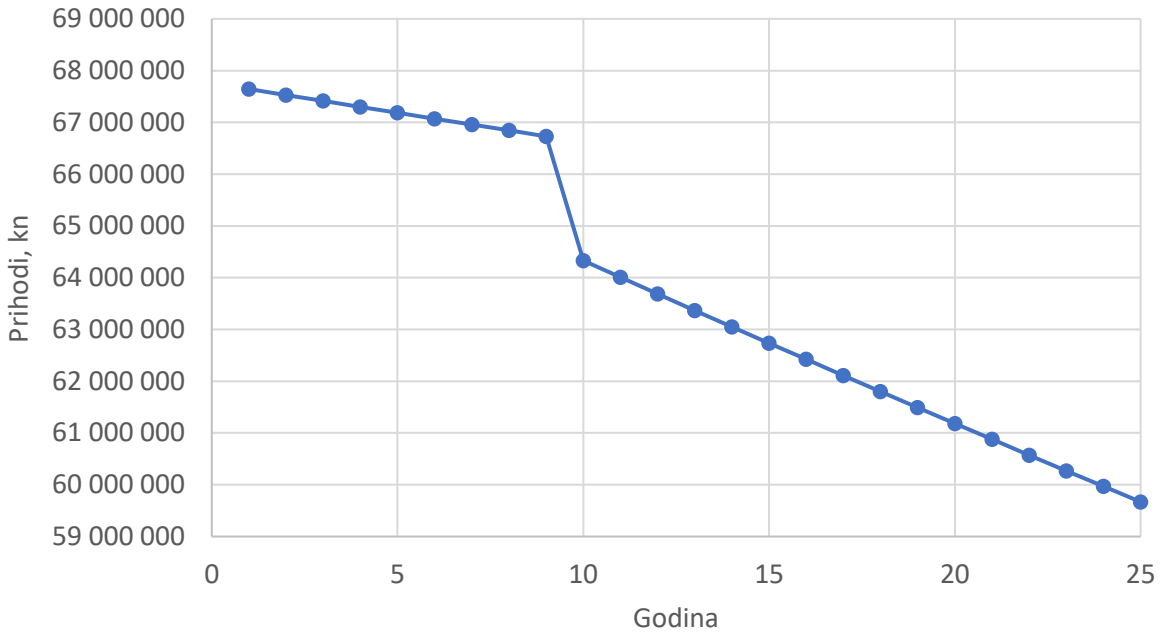
8.1 Prihodi od prodaje električne energije

Prihodi vjetroelektrana ostvaruju se prodajom proizvedene električne energije. Za iznos proizvodnje s kojom će se započeti izračun proizvodnje i prihoda odabrana je P50 proizvodnja prikazana u tablici 8.12. Ta proizvodnja ne može se proglasiti konstantnom svake godine jer je potrebno uzeti u obzir i smanjenje proizvodnje iz godine u godinu uzrokovano degradacijom elemenata turbina i ostatka postrojenja. Prikaz smanjenja proizvodnje i prihoda po godinama priložen je u tablici 8.14.

Tablica 8.14: Proizvodnja i prihodi VE-ID/2020 po godinama

Godina	Proizvedena energija, MWh	Prihodi, kn
1	181 416,00	67 644 981,58
2	181 107,59	67 529 985,12
3	180 799,71	67 415 184,14
4	180 492,35	67 300 578,33
5	180 185,51	67 186 167,34
6	179 879,20	67 071 950,86
7	179 573,40	66 957 928,54
8	179 268,13	66 844 100,06
9	178 963,37	66 730 465,09
10	172 520,69	64 328 168,35
11	171 658,09	64 006 527,51
12	170 799,80	63 686 494,87
13	169 945,80	63 368 062,40
14	169 096,07	63 051 222,09
15	168 250,59	62 735 965,98
16	167 409,34	62 422 286,15
17	166 572,29	62 110 174,71
18	165 739,43	61 799 623,84
19	164 910,73	61 490 625,72
20	164 086,18	61 183 172,59
21	163 265,75	60 877 256,73
22	162 449,42	60 572 870,45
23	161 637,17	60 270 006,09
24	160 828,98	59 968 656,06
25	160 024,84	59 668 812,78
Ukupno	**4 280 880,42**	

Istraživanje degradacije proizvodnje vjetroturbina [37], pokazalo je da se godišnja proizvodnja modernih vjetroturbina, puštenih u pogon nakon 2008. godine, smanjuje za 0,17% svake godine. Ta vrijednost upotrijebljena je za izračun proizvodnje u prvih devet godina u tablici 8.14. Vrijednosti pada proizvodnje u desetoj godini, te u razdoblju nakon deset godina pogona, izražene su u [37] samo za tzv. „starije turbine“, puštene u pogon prije 2008. godine. U prvih deset godina rada, starijim turbinama proizvodnja je padala za 0,53% po godini. Zanimljiv, u desetoj godini događa se nagli pad proizvodnje u iznosu od 3,6%, što je također uzeto u obzir pa se taj drastičan pad u desetoj godini primijeti i na prihodima u dijagramu 8.15. Od jedanaeste godine nadalje, starim turbinama proizvodnja je padala za 1,23% godišnje. Međutim u ovom izračunu, za dotično razdoblje pretpostavljen je pad od 0,5% godišnje jer je tehnologija znatno napredovala posljednjih deset godina pa se kod turbina današnjih generacija ne očekuje toliki pad proizvodnje.



Slika 8.15: Prihodi VE-ID/2020 po godinama

Ovdje se korisnim čini argumentirati i odabir životnog vijeka od 25 godina. Postrojenje bi vjerojatno moglo i duže koristiti iste agregate za proizvodnju energije, zahvaljujući kvaliteti današnjih materijala, ali razvoj vjetroturbina napreduje tolikom brzinom da bi već za 20-ak godina današnja tehnologija mogla biti smatrana zastarjelom i skupom za održavanje. Nakon 25 godina očekuje se postavljanje novih i jačih vjetroturbina koje će zamijeniti trenutno planirane, stoga je odabran i takav vijek trajanja postrojenja.

8.2 Troškovi

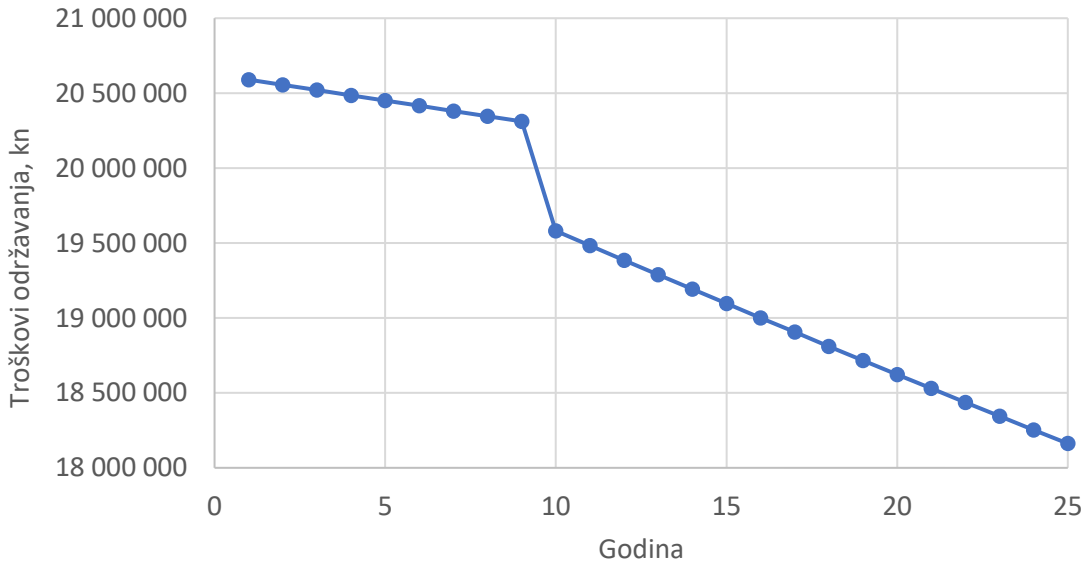
8.2.1 Investicijski troškovi

Prema IRENA-i, ukupna cijena izgradnje za kopnene vjetroelektrane kretala se u svijetu, 2018. godine, između 1200 USD/kW u Kini i Indiji, i 1660 USD/kW u ostatku svijeta. Srednja vrijednost ukupnih troškova izgradnje iznosila je 1210 USD/kW u 2018. godini što je predstavljalo pad od 13% u odnosu na 2017. godinu. Kada se to preračuna u iznos u eurima, dobiva se cijena od 1022 EUR/kW [35].

Iako su cijene padale i protekle dvije godine, trošak kapitala za istu tehnologiju nešto je veći u Republici Hrvatskoj nego u ostatku Europe [38] pa će se, shodno tome, za izgradnju VE-ID/2020 pretpostaviti kompletni troškovi izgradnje u iznosu od 1000 EUR/kW. Konačno, ukupan trošak investicije u vjetroelektranu snage 61,6 MW, iznosi 466 090 240,00 kn.

8.2.2 Troškovi održavanja

Prema analizama iz [35], troškovi održavanja vjetroelektrana u Europi, 2018. godine, kretali su se uglavnom između 10 i 30 EUR/MWh proizvedene energije. Uzimajući u obzir i to da su cijene održavanja padale posljednje dvije godine, današnji troškovi održavanja u RH mogu se procijeniti na 15 EUR/MWh. Cijena uključuje sve varijabilne i fiksne troškove svedene na zajednički nazivnik - proizvedenu električnu energiju. Iznos troškova prikazan je na dijagramu 8.16.



Slika 8.16: Troškovi održavanja VE-ID/2020 po godinama

8.3 Plan otplate kredita

Odlučeno je da će se vjetroelektrana financirati iz vlastitih izvora iznosom jednakim 30% investicijskih troškova, a ostatak će biti financiran pomoću bankovnog kredita. Pretpostavljena je efektivna kamatna stopa (EKS) koja će se obračunavati na godišnjoj razini u iznosu od 4% iznosa kredita. Pretpostavljeno je i trajanje razdoblja otplate kredita od 12 godina, prema prethodnim iskustvima investitora u dogovaranju kredita s predstavnicima banaka.

Tablica 8.15: Podaci o kreditu

Kredit	
Cijena investicije	466 090 240,00 kn
Udio vlastitih sredstava	30%
Potreban kredit	326 263 168,00 kn
Rok otplate, god	12
Kamatna stopa	4%

Tablica 8.16: Plan otplate kredita

Godina	**Glavnica**	**Kamata**	**Rata**
1	21 713 522,70 kn	13 050 526,72 kn	34 764 049,42 kn
2	22 582 063,61 kn	12 181 985,81 kn	34 764 049,42 kn
3	23 485 346,15 kn	11 278 703,27 kn	34 764 049,42 kn
4	24 424 760,00 kn	10 339 289,42 kn	34 764 049,42 kn
5	25 401 750,40 kn	9 362 299,02 kn	34 764 049,42 kn
6	26 417 820,41 kn	8 346 229,01 kn	34 764 049,42 kn
7	27 474 533,23 kn	7 289 516,19 kn	34 764 049,42 kn
8	28 573 514,56 kn	6 190 534,86 kn	34 764 049,42 kn
9	29 716 455,14 kn	5 047 594,28 kn	34 764 049,42 kn
10	30 905 113,35 kn	3 858 936,07 kn	34 764 049,42 kn
11	32 141 317,88 kn	2 622 731,54 kn	34 764 049,42 kn
12	33 426 970,59 kn	1 337 078,82 kn	34 764 049,42 kn

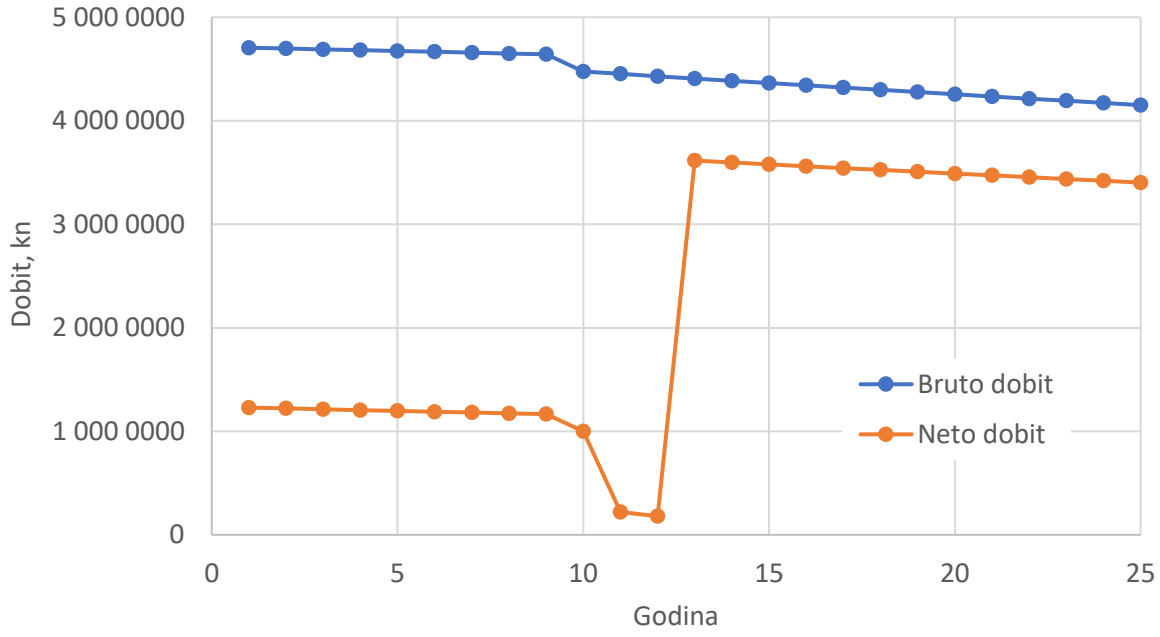
8.4 Amortizacija

Spomenuto je da je prema zakonu o porezu na dobit dozvoljeno udvostručiti dopuštenu stopu amortizacije od 5% pa je tako napravljeno u ekonomskoj analizi. Stopom od 10% amortizirano je cjelokupno postrojenje kroz prvih deset godina rada postrojenja. Stopa je udvostručena da bi se amortizacija skratila jer je vremenska vrijednost od velikog značaja, posebice kod ovakvih projekata gdje se radi o svotama novca milijunskih iznosa. Godišnja amortizacija, izračunata prema jednadžbi iz poglavlja 7.4.4, iznosi:

$$A_n = \frac{I - L}{t} = \frac{466\,090\,240{,}00\ kn - 0{,}00\ kn}{10\ g} = 46\,609\,024{,}00\ kn/g$$

8.5 Dobit i porez na dobit

Dijagram na slici 8.17 prikazuje kretanje bruto i neto dobiti po godinama. Zanimljivo je vidjeti koliki utjecaj na neto dobit ima iščezavanje amortizacije kao knjigovodstvenog rashoda u desetoj godini. Dolazi do strmoglavog pada neto dobiti zbog toga što u tom trenutku ostaju još dvije rate kredita za otplatu, a trošak rate kredita vrlo je velik. Kao i sve nagle promjene, i ova može rezultirati šokom na financije kompanije investitora. Nagli pad prihoda mogao bi se ublažiti produljenjem amortizacije na 12 godina. Tako bi se u periodu nakon desete godine krivulja neto dobiti izravnala te bi njen nagib bio jednak kao kod krivulje bruto dobiti, sve dok u 13. godini ponovo ne dođe do skoka.



Slika 8.17: Bruto i neto dobit po godinama

Tablica 8.17 detaljnije prikazuje bruto i neto dobit kroz godine. Također su u njoj prikazane i porezna osnovica te porez na dobit. Kao što se može vidjeti, ukoliko je porezna osnovica negativna, tvrtka nije dužna platiti porez. To je svojevrsna pomoć države kompaniji koja ima rashode veće od prihoda. I ovdje se još jednom može vidjeti pozitivan utjecaj amortizacije na neto dobit jer je u prvih deset godina upravo zbog amortizacije porezna osnovica jednaka nuli. Time je omogućeno ostvarenje veće neto dobiti i lakše funkcioniranje kompanije za vrijeme razdoblja otplaćivanja kredita.

Tablica 8.17: Bruto i neto dobit, porezna osnovica i porez na dobit

Godina	Bruto dobit, kn	Porezna osnovica	Porez na dobit	Neto dobit
1	47 054 991,25 kn	-12 604 559,47 kn	0,00 kn	12 290 941,83 kn
2	46 974 997,76 kn	-11 816 012,05 kn	0,00 kn	12 210 948,34 kn
3	46 895 140,27 kn	-10 992 587,00 kn	0,00 kn	12 131 090,85 kn
4	46 815 418,53 kn	-10 132 894,89 kn	0,00 kn	12 051 369,11 kn
5	46 735 832,32 kn	-9 235 490,71 kn	0,00 kn	11 971 782,90 kn
6	46 656 381,40 kn	-8 298 871,60 kn	0,00 kn	11 892 331,98 kn
7	46 577 065,55 kn	-7 321 474,64 kn	0,00 kn	11 813 016,14 kn
8	46 497 884,54 kn	-6 301 674,32 kn	0,00 kn	11 733 835,12 kn
9	46 418 838,14 kn	-5 237 780,14 kn	0,00 kn	11 654 788,72 kn
10	44 747 759,97 kn	-5 720 200,11 kn	0,00 kn	9 983 710,55 kn
11	44 524 021,17 kn	41 901 289,63 kn	7 542 232,13 kn	2 217 739,61 kn
12	44 301 401,06 kn	42 964 322,24 kn	7 733 578,00 kn	1 803 773,64 kn
13	44 079 894,05 kn	44 079 894,05 kn	7 934 380,93 kn	36 145 513,12 kn
14	43 859 494,58 kn	43 859 494,58 kn	7 894 709,03 kn	35 964 785,56 kn
15	43 640 197,11 kn	43 640 197,11 kn	7 855 235,48 kn	35 784 961,63 kn
16	43 421 996,13 kn	43 421 996,13 kn	7 815 959,30 kn	35 606 036,82 kn
17	43 204 886,14 kn	43 204 886,14 kn	7 776 879,51 kn	35 428 006,64 kn
18	42 988 861,71 kn	42 988 861,71 kn	7 737 995,11 kn	35 250 866,61 kn
19	42 773 917,41 kn	42 773 917,41 kn	7 699 305,13 kn	35 074 612,27 kn
20	42 560 047,82 kn	42 560 047,82 kn	7 660 808,61 kn	34 899 239,21 kn
21	42 347 247,58 kn	42 347 247,58 kn	7 622 504,56 kn	34 724 743,02 kn
22	42 135 511,34 kn	42 135 511,34 kn	7 584 392,04 kn	34 551 119,30 kn
23	41 924 833,78 kn	41 924 833,78 kn	7 546 470,08 kn	34 378 363,70 kn
24	41 715 209,62 kn	41 715 209,62 kn	7 508 737,73 kn	34 206 471,89 kn
25	41 506 633,57 kn	41 506 633,57 kn	7 471 194,04 kn	34 035 439,53 kn

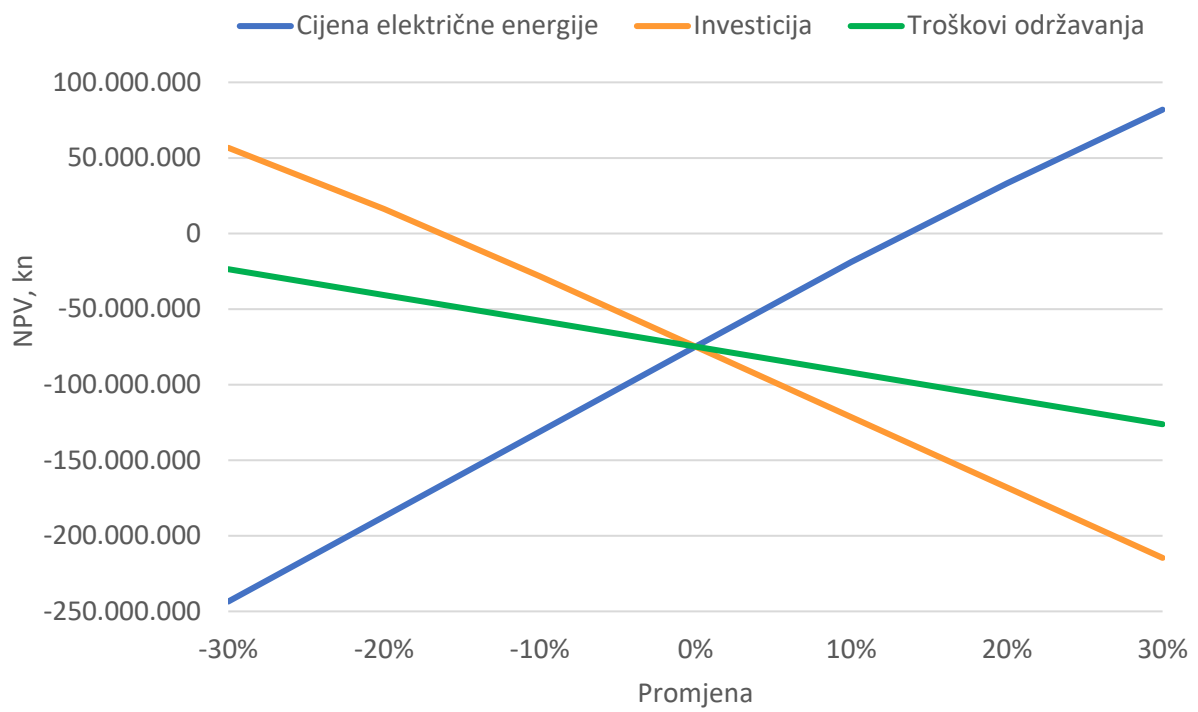
8.6 Procjena povrata ulaganja metodom sadašnje vrijednosti

NPV projekta, sa svim već navedenim prihodima, troškovima i porezima, na kraju iznosi -74 863 118,41 kn. Iz negativnog iznosa NPV-a može se zaključiti da su prihodi premaleni odnosno troškovi projekta su preveliki. Cijena ovakve tehnologije očito je u Hrvatskoj još uvijek preskupa da bi se vjetroelektrane mogle natjecati u tržišnim uvjetima bez poticaja. Prihodi su računati sa srednjom tržišnom cijenom od 49,28 EUR/MWh što je premala cijena da bi vjetroelektrane postigle profitabilno poslovanje.

Radi boljeg razumijevanja utjecaja troškova i prihoda na profitabilnost, napravljena je i analiza osjetljivosti NPV-a u ovisnosti o troškovima investicije i cijeni električne energije. Tablica 8.18 i dijagram 8.18 pokazuju konačne rezultate.

Tablica 8.18: Analiza osjetljivosti NPV-a

Promjena	Investicija	NPV
-30%	326 263 168,00 kn	56 711 016,66 kn
-20%	372 872 192,00 kn	16 211 083,67 kn
-10%	419 481 216,00 kn	-28 278 309,56 kn
0%	466 090 240,00 kn	-74 863 118,41 kn
10%	512 699 264,00 kn	-121 447 927,26 kn
20%	559 308 288,00 kn	-168 032 736,12 kn
30%	605 917 312,00 kn	-214 617 544,97 kn
Promjena	**Cijena el. energije, €/MWh**	**NPV**
-30%	34,50	-243 483 941,00 kn
-20%	39,42	-187 277 000,14 kn
-10%	44,35	-131 070 059,27 kn
0%	49,28	-74 863 118,41 kn
10%	54,21	-18 847 335,15 kn
20%	59,14	33 143 886,60 kn
30%	64,06	81 932 216,46 kn
Promjena	**Troškovi održavanja, €/MWh**	**NPV**
-30%	10,50	-23 613 791,40 kn
-20%	12,00	-40 646 230,71 kn
-10%	13,50	-57 754 674,56 kn
0%	15,00	-74 863 118,41 kn
10%	16,50	-91 971 562,26 kn
20%	18,00	-109 080 006,11 kn
30%	19,50	-126 188 449,96 kn



Slika 8.18: Analiza osjetljivosti NPV-a

S obzirom da je prema [35] pad troškova od 13% ostvaren samo u jednoj godini, zahvaljujući padu cijene vjetroturbina, promjenu troškova investicije do minus 30% sasvim je razumno očekivati u sljedećih nekoliko godina koliko će biti potrebno da se izgradnja vjetroelektrane realizira. Kao što dijagram 8.18 pokazuje, uz jednaku prodajnu cijenu električne energije od 49,28 EUR/MWh, promjena od oko minus 20% utjecala bi pozitivno na NVP projekta koji bi tada postao isplativ. Međutim, kao i kod svake procjene rizika investicije potrebno je uzeti u obzir i moguće povećanje troškova. Postoji mogućnost porasta troškova priključenja na mrežu, koji su također uračunati u investicijske troškove, zbog eventualne nepovoljne pozicije elektrane pa je analiziran i slučaj povećanja investicijskih troškova do 30%. Logično, ako investicija sa sadašnjim troškovima nije bila profitabilna bez poticaja, ne može biti ni s povećanjem troškova.

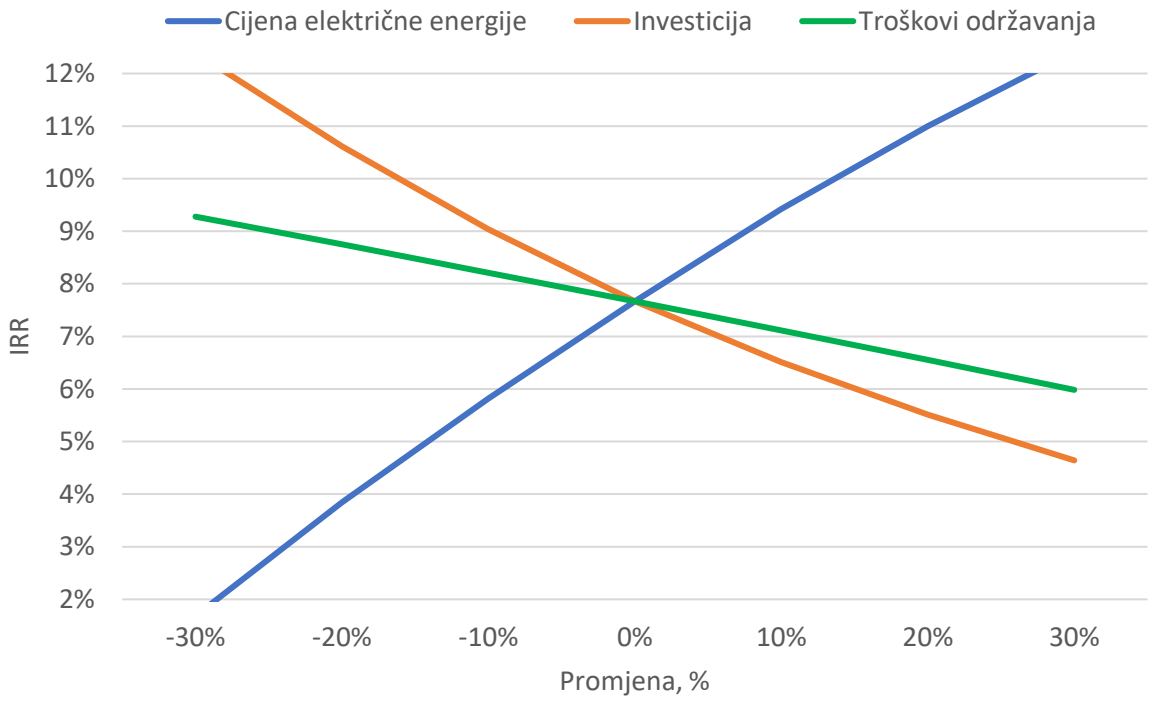
Što je veći porast prodajne cijene električne energije to je investicija bliža isplativosti. U poglavlju o procjeni LCOE bit će definiran točan iznos cijene električne energije potreban za postizanje isplativosti investicije.

8.7 Procjena povrata ulaganja metodom unutrašnje stope povrata

Unutrašnja stopa povrata za ovaj projekt jednaka je 7,67%, što je manje od zadane diskontne stope od 10%. To samo potvrđuje činjenicu koja je već konstatirana u procjeni projekta NPV-om, a to je da projekt nije profitabilan uz trenutne troškove, odnosno prihode. Potrebna je veća prodajna cijena električne energije da bi se postigla isplativost. U nastavku je analizirana osjetljivost IRR-a u ovisnosti o promjenama cijene električne energije, investicije te troškova održavanja.

Tablica 8.19: Analiza osjetljivosti IRR

Promjena	IRR - promjena cijene električne energije	IRR - promjena cijene investicije	IRR - promjena troškova održavanja
-30%	2%	12%	9%
-20%	4%	11%	9%
-10%	6%	9%	8%
0%	8%	8%	8%
10%	9%	7%	7%
20%	11%	6%	7%
30%	12%	5%	6%



Slika 8.19: Analiza osjetljivosti IRR

Zanimljivo je proučiti troškove održavanja koji čak i slučaju smanjenja od 30% ne bi omogućili postizanje isplativosti investicije. Iz dijagrama 8.19 primijeti se da bi najveći utjecaj na isplativost imala promjena cijene električne energije te investicije. U stvarnosti je vrlo teško promijeniti trošak investicije, ali se zato upotreba obnovljivih tehnologija može potaknuti kroz poticaje u obliku premije na ostvarenu tržišnu cijenu električne energije. Upravo se na taj način omogućuje isplativost vjetroelektrana.

8.8 LCOE

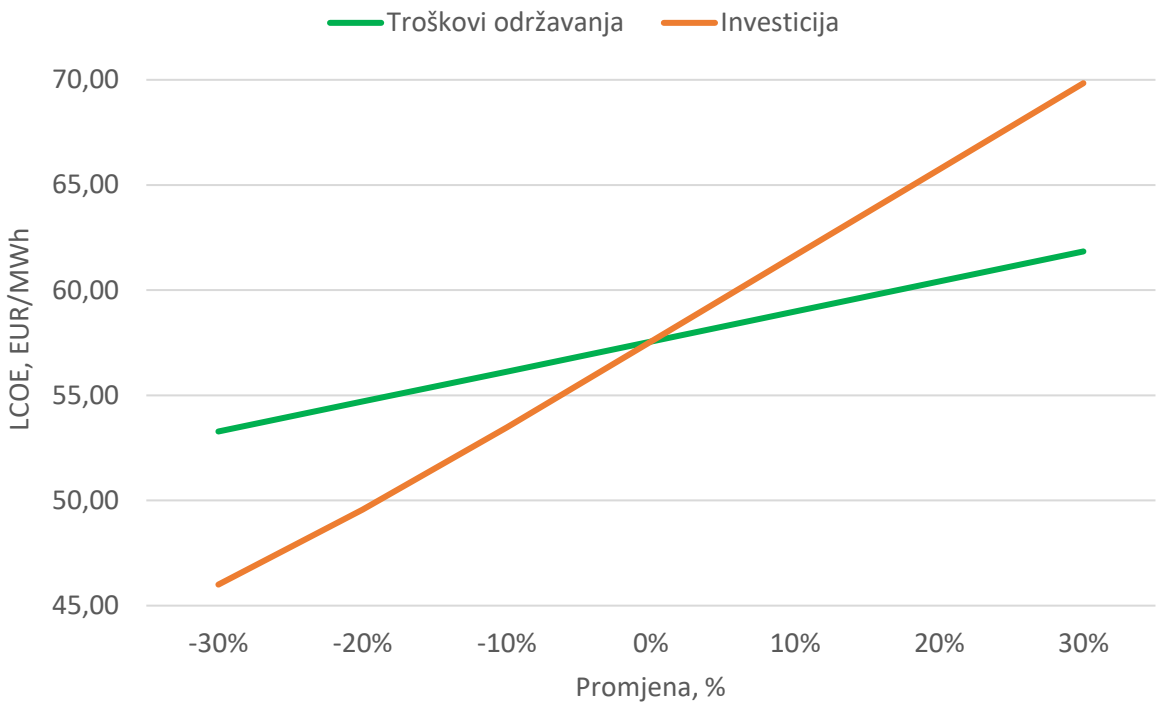
Konačno, cijena po kojoj bi se proizvedena električna energija trebala prodavati na tržištu, da bi vjetroelektrana VE-ID/2020 postala profitabilna, iznosi 57,56 EUR/MWh. Prema podacima sa slike 2.5, očito je da ta cijena odgovara i trendovima u ostatku Europe. Takva cijena dovela bi projekt „na nulu“ odnosno omogućila izjednačenje prihoda i rashoda, uz uzimanje diskontne stope u obzir kao što je opisano u poglavlju 7.4.8.

Naravno, iako su vjetroelektrane od velikog značaja za zajednicu, investitoru je potrebno omogućiti i zaradu da bi postojala motivacija za realizacijom ovako kompleksnih projekata. Stoga cijena po kojoj će se na tržištu prodavati električna energija iz vjetroelektrana mora biti malo veća od izračunatog LCOE. Kao što se pokazalo analizom IRR-a, 20 do 30 postotno povećanje prodajne cijene električne energije pružilo bi investitorima osjećaj sigurnosti te mogućnost povrata investicije, na kraju i profit. Ipak, određivanje referentne cijene električne energije za vjetroelektrana u Hrvatskoj vrlo je opsežna tema koja izlazi iz domene ovog rada pa se neće obrađivati. U tablici 8.20 provedena je analiza osjetljivosti LCOE u ovisnosti o troškovima investicije i održavanja, a rezultati su dijagramski prikazani na slici 8.20.

Tablica 8.20: Analiza osjetljivosti LCOE

Promjena	LCOE - promjena troškova održavanja, EUR/MWh	LCOE - promjena investicije, EUR/MWh
-30%	53,28	46,00
-20%	54,70	49,56
-10%	56,13	53,47
0%	57,56	57,56
10%	58,99	61,65
20%	60,42	65,74
30%	61,84	69,84

Iz dijagrama 8.20 se primijeti da je osjetno veći utjecaj investicijskih troškova na LCOE vjetroelektrane nego troškova održavanja, ali to je očekivano s obzirom da su obnovljivi izvori energije primarno kapitalno intenzivne investicije. S porastom investicijskih troškova vrlo brzo raste i potrebna prodajna cijena električne energije, a time i premija koju država mora isplatiti da bi vjetroelektrana postala isplativa investicija.



Slika 8.20: Analiza osjetljivosti LCOE

9. ZAKLJUČAK

Ovim radom opisani su svjetski, europski i hrvatski trendovi na području razvoja i implementacije obnovljivih izvora energije, a poseban naglasak stavljen je na proučavanje razvoja vjetroelektrana u Hrvatskoj. Pritom je opisano i stanje elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske kako bi se dobio uvid u današnje trendove proizvodnje električne energije te da bi se tako pokazalo gdje postoji prostor za napredak u pogledu implementacije dodatnih kapaciteta postrojenja za proizvodnju obnovljive energije. Rad obuhvaća pogled na razvoj vjetroelektrana u Hrvatskoj od prve izgrađene vjetroelektrane pa sve do danas, popis izgrađenih vjetroelektrana te podatke o njihovoj ukupnoj proizvodnji i udjelu u pokrivanju satnih opterećenja. Uključuje i osvrt na buduće projekte planirane u kratkoročnom i desetogodišnjem razdoblju. Dano je i pojašnjenje koraka razvoja projekata vjetroelektrana te opis aktualnog procesa dobivanja dozvola za njihovu izgradnju, gdje je argumentirana i potreba za skraćenjem zakonskih procedura u svrhu brže integracije obnovljivih izvora energije u sustav. U radu je pružen i osvrt na budućnost vjetroelektrana u Hrvatskoj kroz opis budućeg sustava poticaja i pravila natječaja koji će se u skoroj budućnosti provoditi u Hrvatskoj, te njihovog utjecaja na obnovljive izvore energije.

Konačno, radi demonstracije načina projektiranja vjetroelektrana, u računalnom programu WindPRO modelirana je vjetroelektrana na stvarnoj lokaciji u Hrvatskoj pomoću stvarnih klimatskih podataka, podataka o terenu i realnih mjerenja s mjernog stupa. U programu je provedena i optimizacija broja agregata i njihovog položaja u svrhu ostvarenja što bolje proizvodnje. Za tako modeliranu vjetroelektranu provedena je i ekonomska analiza koja je za cilj imala pokazati isplativost ulaganja u primjer vjetroelektrane, pri današnjim troškovima investicije i srednjoj cijeni na dan-unaprijed tržištu električne energije u Hrvatskoj u 2019. godini. Proveden je i izračun LCOE koji pokazuje kolika je danas okvirna cijena proizvedenog MWh električne energije iz vjetroelektrane u Hrvatskoj te koja se cijena danas, uz ovako zadane parametre, može očekivati na aukcijama. Također, napravljena je i analiza osjetljivosti isplativosti vjetroelektrane te osjetljivosti LCOE, a rezultati pokazuju da bi vjetroelektrana na dobroj lokaciji mogla uskoro postati isplativa i bez državnih poticaja jer cijene investicije još uvijek veoma brzo padaju te je izvjesno da će doći do smanjenja investicijskih troškova i do 20% u skorije vrijeme.

LITERATURA

[1] Bloomberg/EGE, »Proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora,« *EGE 03 - Obnovljivi izvori energije,* p. 21, lipanj 2020.

[2] Bloomberg NEF, »https://about.bnef.com/blog/scale-up-of-solar-and-wind-puts-existing-coal-gas-at-risk/,« 28. travnja 2020.

[3] D. Hatić, »Izazovi obnovljivih izvora i zaštite okoliša,« *EGE 03 - Obnovljivi izvori energije,* lipanj 2020.

[4] E. Hodge, »Superconductors for bulk power transfer,« u *Horizon 2050*, Bruxelles, veljača 2020.

[5] WindEurope, »All you need to know about onshore wind,« WindEurope, Bruxelles, rujan 2020.

[6] Europska Komisija, »The European Green Deal,« Bruxelles, 2019.

[7] D. Van Hertem, »European perspective: making DC as easy as AC,« u *Horizon 2050*, Bruxelles, veljača 2020.

[8] reNEWS, »Only 10% of utilities prioritising renewables,« https://renews.biz/62829/only-10-of-utilities-prioritising-renewables/, rujan 2020.

[9] HOPS, »Godišnje izvješće,« Hrvatski operator prijenosnog sustava, 2019..

[10] HOPS, »Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže 2020.-2029.,« Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o., Zagreb, 2019.

[11] HOPS, »Godišnji izvještaj o proizvodnji vjetroelektrana u Hrvatskoj,« Hrvatski operator prijenosnog sustava, 2019.

[12] Interaktivna karta Hrvatske, »https://oie-aplikacije.mzoe.hr/InteraktivnaKarta/«.

[13] C.I.A.K. d.o.o., »Elaborat zaštite okoliša za postupak ocjene o potrebi procjene utjecaja na okoliš za zahvat - Izmjena tehničkog rješenja vjetroelektrane (VE) ZD3P,« Zagreb, svibanj 2020.

[14] HROTE, »http://www.hrote.hr/trzisni-sudionici,« Hrvatski operator tržišta energije d.o.o., 2020.

[15] HROTE, »https://www.hrote.hr/model-trzista,« Hrvatski operator tržišta energije d.o.o., 2020.

[16] HERA, »Odluka o davanju prethodne suglasnosti na Prijedlog Pravila organiziranja tržišta električne energije,« Hrvatska energetska regulatorna agencija, Zagreb, 2015.

[17] HROTE, »https://www.hrote.hr/eko-bilancna-grupa,« Hrvatski operator tržišta energije d.o.o., 2020.

[18] Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, »Priručnik za postupanje u postupcima odobravanja dozvola za PCI (Project of Common Interest) projekte,« verzija 1.5, prosinac 2017.

[19] Hrvatski sabor, »Zakon o izmjenama i dopunama zakona o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji,« Narodne novine, Zagreb, 2018.

[20] J. Trstenjak, »Energetska tranzicija: zašto prelazimo na feed-in premije,« OIE Hrvatska, 22. svibnja 2020.

[21] J. Blackledge, D. Kearney i E. Dermot Coyle, »Non-Gaussian Analysis of Wind Velocity Data for the Determination of Power Quality Control,« ResearchGate, 2015.

[22] M. Hutchins, »Hybrid power plants, and the move beyond LCOE,« PV magazine, 28. studenog 2019.

[23] DHMZ, »Srednja godišnja brzina vjetra,« DHMZ - https://meteo.hr/klima.php?section=klima_hrvatska&param=k1_8.

[24] ResearchGate, »Wind loading on tall buildings,« https://www.researchgate.net/publication/270162977_Wind_loading_on_tall_buildings, siječanj 2007.

[25] H. Kozmar, K. Butler i A. Kareem, »Transient cross-wind aerodynamic loads on a generic vehicle due to bora gusts,« *ELSEVIER,* rujan 2012.

[26] Google Earth Pro, 2020.

[27] Šibensko-kninska županija, »Prostorni plan,« http://sibensko-kninska-zupanija.hr/stranica/prostorni-plan-sibensko-kninske-zupanije/110, 2020.

[28] WindPRO, EMD International, 2020.

[29] SKYbrary, »Low Level Wind Shear,« https://www.skybrary.aero/index.php/Low_Level_Wind_Shear, 2020.

[30] EMD International, »WindPRO User Manual,« lipanj 2020.

[31] CROPEX, »Dan unaprijed tržište,« Hrvatska burza električne energije, 2019.

[32] FSB, »EnerPEDIA,« Fakultet strojarstva i brodogradnje, Sveučilište u Zagrebu, 2020.

[33] Ministarstvo financija - Porezna uprava, »Zakon o porezu na dobit,« Republika Hrvatska, 2020.

[34] M. Ragheb, »Economics of Wind Power Generation,« u *Wind Energy Engineering*, ScienceDirect, 2017, pp. 537-555.

[35] IRENA (2019), Renewable Power Generation Costs in 2018, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2019.

[36] ENCRO d.o.o., 2020.

[37] S. D. Hamilton, D. Millstein, M. Bolinger, R. Wiser i S. Jeong, »How does Wind Project Performance Change with Age in the United States,« Elsevier, svibanj 2020.

[38] FSB, »Energy Economy - LCOE,« Fakultet strojarstva i brodogradnje, Sveučilište u Zagrebu, 2019.