



**UNIVERZITET U BEOGRADU
ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET**

Željko R. Đurišić

**MODELOVANJE I ANALIZA UTICAJA
PROSTORNOG I VREMENSKOG PROFILA
SNAGE VETRA U PROJEKTOVANJU I
EKSPLOATACIJI VETROELEKTRANA U
ELEKTROENERGETSKOM SISTEMU**

- doktorska disertacija -

Beograd, decembar 2012.

**UNIVERZITET U BEOGRADU
ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET**

Željko R. Đurišić

**MODELOVANJE I ANALIZA UTICAJA
PROSTORNOG I VREMENSKOG PROFILA
SNAGE VETRA U PROJEKTOVANJU I
EKSPLOATACIJI VETROELEKTRANA U
ELEKTROENERGETSKOM SISTEMU**

- doktorska disertacija -

Beograd, decembar 2012.

Mentor:

dr Jovan Mikulović, docent
(Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu)

Članovi komisije:

dr Milenko Đurić, red. prof.
(Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu)

dr Borivoj Rajković, vanr. prof.
(Fizički fakultet Univerziteta u Beogradu)

dr Zlatan Stojković, red. prof.
(Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu)

dr Slobodan Vukosavić, red. prof.
(Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu)

Datum usmene odbrane:

Zahvalnica

Zahvaljujem se profesoru Dušanu Mikičiću za sve godine saradnje na fakultetu i viziji vetroenergetike koju je preneo na mene.

Izradu moje doktorske disertacije pomogle su firme: Sirius Regulus, Beograd, Srbija; NRG Systems, Hinesburg, USA; Wellbury GmbH, Vienna, Austria; Wellbrury Wind Energy, Beograd, Srbija; H. W. E. Sjenica, Srbija; Hidroenergija, Ljubljana, Slovenia. Navedene firme su omogućile i dozvolile korišćenje realnih podataka o parametrima vetra za testiranje modela i algoritama koji su razvijeni u ovoj doktorskoj disertaciji, na šta im se zahvaljujem.

Naslov doktorske teze:

Modelovanje i analiza uticaja prostornog i vremenskog profila snage vetra u projektovanju i eksploataciji vetroelektrana u elektroenergetskom sistemu

Sažetak:

Predmet istraživanja doktorske disertacije je modelovanje i analiza uticaja prostornog i vremenskog profila snage vetra u projektovanju i eksploataciji vetroelektrana u elektroenergetskom sistemu (EES). Osnovni doprinosi radu su:

- 1. Razvijen je model za visinsku ekstrapolaciju merenih podataka o brzini vetra za procenu proizvodnje vetroelektrana. Model se bazira na metodi minimuma sume kvadrata odstupanja. Primenom ovog modela na set merenih podataka o brzini vetra sa najmanje tri visine dobija se sintetički set mernih podataka o brzini vetra na željenoj visini postavljanja vetroturbine. Estimirana baza mernih podataka se može koristiti kao ulazni set podataka za profesionalne softvere za regionalnu analizu resursa vetra, kao i procenu proizvodnje vetroelektrana. Algoritam je testiran korišćenjem realnih merenih podataka o brzini vetra sa tri lokacije koje karakterišu različiti topografski i klimatski uslovi. Sprovedene analize pokazuju da visinska ekstrapolacija merenih podataka o brzini vetra, prema predloženom modelu, daje bolje rezultate u proceni resursa energije vetra i smanjuje grešku u proceni proizvodnje vetroelektrana u odnosu na klasičnu primenu programa WAsP, koji standardno koristi podatke samo sa jedne merne visine.*
- 2. Razvijen je model dinamičkog koeficijenta smicanja vetra. Visinski profil brzine vetra se u vetroenergetici opisuje sa dva modela i to stepenim zakonom i logaritamskim zakonom. Oba modela se praktično podjednako koriste u inženjerskoj praksi. Nedostatak oba modela je što u sebi sadrže fiksne parametre, koji ne omogućavaju dinamičko sagledavanje profila brzine vetra. Kombinujući ova dva pristupa u tezi je analitički raspregnut uticaj dominantnih faktora koji utiču na visinski profil brzine vetra. U razvijenom modelu visinski profil brzine vetra se modeluje sa koeficijentom smicanja vetra koji ima dve komponente: jednu statičku, koja je posledica hrapavosti terena, i drugu, vremenski promenljivu komponentu, koja uvažava dijabatske promene visinskog profila brzine vetra. Razvijeni model ima značajnu praktičnu*

primenu u regionalnoj analizi potencijala energije vetra, kao i u proceni prosečne višegodišnje proizvodnje vetroelektrane na osnovu kratkoročnih merenja. Praktična primenljivost modela je testirana na realnim projektima vetroelektrana u regionu Banata i Pešterske visoravni.

3. *Uveden je indeks korelisanosti profila proizvodnje vetroelektrane i profila cene na berzi električne energije. Za sagledavanje ekonomičnosti projekta vetroelektrane u uslovima slobodnog tržišta, pored procene godišnje proizvodnje, u tezi je analizirana korelisanost između dijagrama proizvodnje i dijagrama cena na berzi električne energije. Definisana je indeks korelacije između vremenskog profila snage proizvodnje vetroelektrane i vremenskog profila cene na berzi, koji omogućava valorizaciju električne energije iz vetroelektrana na slobodnom tržištu električne energije. Za procenu ovog indeksa potrebno je imati podatke o prosečnom dnevnom i sezonskom profilu brzine vetra na lokaciji vetroelektrane, kao i prosečnom dnevnom i sezonskom profilu cena na analiziranoj berzi. Definisavanje indeksa korelisanosti omogućava investitoru da preciznije sagleda ekonomičnost projekta, kao i vrednost presečnog proizvedenog MWh na berzi električne energije. Za svaku berzu električne energije mogu se definisati teorijske granične vrednosti indeksa korelisanosti, koje su samo funkcije faktora kapaciteta vetroelektrane. U poređnom analizom procenjenog indeksa korelisanosti za neku vetroelektranu i odgovarajućih graničnih vrednosti može se proceniti kvalitet vetra u pogledu dnevnog i sezonskog profila.*
4. *Definisana je metodologija za procenu uticaja vremenskog profila proizvodnje vetroelektrana na gubitke u distributivnoj mreži. U radu je razvijen model za procenu uticaja vetroelektrane na gubitke snage u priključnoj distributivnoj mreži. Uveden je indeks korelisanosti profila proizvodnje i profila potrošnje, koji predstavlja meru kvaliteta vremenskog dijagrama proizvodnje vetroelektrane u pogledu gubitaka. Uvedeni indeks ima opšti karakter i za njegov proračun potrebno je poznavati profil potrošnje i profil proizvodnje odabranog vetroagregata. Njegova brojna vrednost predstavlja očekivanu relativnu promenu gubitaka na distributivnom vodu nakon priključenja vetroelektrane. Sprovedene analize omogućavaju distributivnim kompanijama da sagledaju pozitivne efekte rada vetroelektrana na distributivnu mrežu u pogledu smanjenja gubitaka.*

Ključne reči:

Vetroenergetski resursi; Visinski profil brzine vetra; Vetroelektrane; Dijagram proizvodnje; Tržište električne energije; Gubici električne energije.

Naučna oblast:

Elektrotehnika

Uža naučna oblast:

Elektroenergetski sistemi

UDK: 621.3

Title:

Modeling and analysis of influence of spatial and temporal wind power profile on the design and exploitation of wind farms in electric power system

Abstract:

The research subject in this dissertation is the modeling and analysis of the effects of spatial and temporal profiles of wind power in the design and operation of wind farms in power systems. The main contributions of this work are:

1. *A new mathematical model for vertical extrapolation of the measurement data for wind speed taken at several measurement heights.* The model is based on the method of least squares (LES). By applying the proposed model on the sets of measured data taken at least at three measurement heights, one can obtain a synthetic set of data at a desired height where the wind power potential is analyzed. The basic idea is that during the process of estimation of the wind power potential, the measurement data are first extrapolated by the proposed method, and then by using program WAsP the spatial extrapolation is carried out. The algorithm is tested by one year wind speed measurement data taken at three locations characterized by different topographies of the terrain and different climatic conditions. The performed analyses show that pre-processing of measurement data by the proposed method results in a better estimate of the wind power potential at a height which is greater than the measurement heights compared to that obtained by the standard application of WAsP program which makes use of measurement data taken at one measurement height.
2. *A new model for dynamic wind shear coefficient.* In wind energy, the height profile of the wind speed is usually described by two models based on exponential and logarithmic law. Both models are almost equally used in engineering practice. The principle lack of both models is that they contain fixed parameters, which do not allow the dynamic consideration of wind speed profiles. Combining these two approaches, the analytical decoupling of the dominant factors affecting the height profile of the wind speed is provided. In the developed model, height profile of the wind speed is modelled with two parameters, one static, which is a consequence of the terrain roughness, and other time-varying parameter, which is the consequence of atmospheric stability. The developed model has important practical applications in

regional analysis of wind energy potential, as well as in long term wind resource assessment. The practical applicability of the model was tested on real projects of wind farms in the region of Banat and the Pester plateau.

3. *Introduction of correlation index between the production profile and prices profile at an electricity market.* For the purpose of assessing the economy of the project of a wind power plant (WPP) under open market conditions, the analysis of the correlation between the production diagram and diagram of the market prices has been performed and, in addition, the annual electricity production has been estimated. In this dissertation the correlation index between the production profile and prices profile at an electricity market has been introduced. This index represents a measure of wind quality regarding the daily and seasonal variations. For the purpose of this index estimation, one should have measurement data concerning average daily and seasonal profiles of the wind at the WPP location, as well as the average daily and seasonal profile of prices at the considered auction. For each electricity market it is possible to define theoretical limiting values of the correlation index for a WPP which are functions of the capacity factor of the WPP only. By a comparative analysis of the estimated correlation index of a WPP and the corresponding limiting values, the quality of the wind regarding daily and seasonal profile can be estimated.
4. *A methodology for estimating the influence of wind power plant production time profile on distribution network losses is defined.* In this thesis, a model for estimating the optimal power of wind power plant, connected to a distribution line, providing the minimal energy losses, is developed. The correlation index between the production and load profiles is introduced which represents the measure of quality of the wind power production time diagram with respect to losses. The introduced index has a global character and it is necessary to know the load profile and production profile of the chosen wind power plant. The numerical value of the index represents the expected relative change of the distribution line losses, after the wind power plant is connected. The performed analysis introduces the necessity and provides the basis for revision of technical recommendations for connection of small-scale embedded power plants to a distribution system. This revision is necessary to ensure, in an optimal way, positive effect of operation of wind power plants and of other distributive sources in a distribution system.

Key words:

Wind resource; Wind speed profile; Wind power plants; Production time profile;
Electricity market; Power losses.

Scientific area:

Electrical engineering

Scientific sub-area:

Electric power systems

S A D R Ź A J:

1. UVOD	14
2. TRENUTNO STANJE I PERSPEKTIVE RAZVOJA VETROENERGETIKE....	18
2.1 Savremeni koncept elektromehaničke konverzije energije vetra	18
2.2 Pregled stanja u oblasti vetroenergetike u Evropi i svetu.....	20
2.3 Pravci budućeg razvoja vetroenergetike.....	21
3. TEORIJSKI ASPEKTI ANALIZE RESURSA ENERGIJA VETRA	23
3.1 Snaga vetra	24
3.1.1 Zavisnost snage vetra od pritiska i temperature vazduha	26
3.2 Statistički pokazatelji resursa energije vetra	29
3.2.1 Srednja brzina i gustina snage vetra	30
3.2.2 Ruža vetrova	30
3.2.3 Diskretni histogram brzina vetra.....	32
3.2.4 Weibullova statistika resursa energije vetra	34
3.3 Visinski profil brzine vetra	36
3.3.1 Logaritamski zakon	37
3.3.2 Stepeni zakon	39
3.4 Uticaj stabilnosti atmosfere na visinski profil brzine vetra	40
3.5 Pregled metoda za procenu stanja stabilnosti atmosfere	44
3.5.1 Procena stabilnosti atmosfere na osnovu merenja brzine vetra i merenja insolacije/oblačnosti.....	46
3.5.2 Procena stabilnosti atmosfere pomoću temperaturnog gradijenta	47
3.5.3 Procena stabilnosti atmosfere pomoću Ričardsonovog broja.....	47
3.5.4 Procena stabilnosti atmosfere pomoću merenja brzine vetra na jednoj visini i merenja temperature na dve visine.....	48
3.5.5 Procena stabilnosti atmosfere merenjem standardne devijacije smera vetra.....	49
3.6 Turbulentnost vetra.....	49
3.7 Regionalna klimatologija vetra.....	51
3.7.1 Modelovanje prepreka	52
3.7.2 Modelovanje hrapavosti terena	53
3.7.3 Modelovanje orografije terena	56
4. MODELOVANJE VISINSKOG PROFILA BRZINE VETRA PRI PROCENI PROIZVODNJE VETROELEKTRANE POMOĆU SOFTVERA WAP	58
4.1 Matematički modeli za visinsku ekstrapolaciju merenih podataka o brzini vetra.....	59
4.2 Testiranje modela	64
4.2.1 Test 1: Visinska ekstrapolacija merenih podataka o brzini vetra	65
4.2.2 Test 2: Procena godišnje proizvodnje vetroelektrane	71
4.3 Analiza visinskog profila brzine vetra pri različitim uslovima stabilnosti atmosfere	79

4.3.1 Analiza visinskog profila brzine vetra pri vedrom vetrovitom danu	80
4.3.2 Analiza visinskog profila brzine vetra pri delimično oblačnom vetrovitom danu	85
4.3.3 Analiza visinskog profila brzine vetra pri oblačnom vetrovitom danu	89
4.3.4 Analiza visinskog profila brzine vetra pri vetrovitom danu sa snežnim padavinama	94
4.4 Komparativna analiza modela za analizu visinskog profila brzine vetra pri različitim uslovima stabilnosti atmosfere	98
5. MODELOVANJE VISINSKOG PROFILA BRZINE VETRA SA RASPREGNUTIM UTICAJEM HRAPAVOSTI TERENA I STABILNOSTI ATMOSFERE	102
5.1 Matematički model statičkog i dinamičkog koeficijenta smicanja vetra	102
5.2 Praktična primenljivost modela u regionalnoj analizi resursa energije vetra	104
5.3 Testiranje modela	107
5.3.1 Test 1: Regionalna analiza resursa vetra	108
5.3.2 Test 2: Planiranje vetroelektrane i procena godišnje proizvodnje	112
5.4 Mikrolociranje i procena proizvodnje realne vetroelektrane	117
5.4.1 Analiza merenih podataka o potencijalu vetra na lokaciji Leskova	118
5.4.2 Analiza merenih podataka o potencijalu vetra na lokaciji Duga poljana	119
5.4.3 Analiza merenih podataka o potencijalu vetra na lokaciji RC Radišića brdo	119
5.4.5 Izbor mikrolokacije i procena proizvodnje vetroelektrane	124
6. MATEMATIČKI MODEL ZA PROCENU PROSEČNE VIŠEGODIŠNJE PROIZVODNJE VETROELEKTRANE NA OSNOVU KRATKOROČNIH MERENJA BRZINE VETRA	126
6.1 Matematički model za procenu višegodišnjeg potencijala energije vetra sa uvaženom dijabatskom korekcijom visinskog profila brzine vetra	127
6.2 Primena modela za analizu dugoročnog potencijala energije vetra na primeru perspektivne vetroelektrane u srednjem Banatu	132
6.2.1 Statistička analiza jednogodišnjih merenih podataka na ciljnoj lokaciji Perlez	132
6.2.2 Statistička analiza jednogodišnjih merenih podataka na lokaciji referentne meteorološke stanice Surčin	133
6.2.3 Statistička analiza višegodišnjih merenih podataka na lokaciji referentne meteorološke merne stanice Surčin	133
6.2.4 Korelaciona analiza merenih podataka	135
6.2.5 Dugoročna procena potencijala energije vetra i proizvodnje vetroelektrane na ciljnoj lokaciji Perlez	138
7. UTICAJ VISINSKOG I VREMENSKOG PROFILA BRZINE VETRA NA IZBOR VETROAGREGATA	140
7.1 Struktura troškova izgradnje vetroelektrane	141
7.1.1 Investicioni troškovi	142
7.1.2 Operativni troškovi	143

7.1.3 <i>Finansijski troškovi</i>	144
7.2 Model za analizu troškova proizvodnje električne energije vetroelektrane.....	144
7.3 Uticaj visinskog i vremenskog profila brzine vetra na izbor: visine stuba, prečnika vetroturbine i nazivne snage vetroagregata	145
7.3.1 <i>Model za procenu godišnje proizvodnje vetroagregata</i>	146
7.3.2 <i>Uticaj visine stuba vetroturbine na godišnju proizvodnju električne energije vetroagregata</i>	148
7.3.3 <i>Uticaj prečnika vetroturbine na godišnju proizvodnju električne energije vetroagregata</i>	149
7.3.4 <i>Uticaj nazivne snage vetrogeneratora na godišnju proizvodnju električne energije vetroagregata</i>	152
7.3.5 <i>Optimalan izbor vetroagregata</i>	154

8. UTICAJ VREMENSKOG PROFILA BRZINE VETRA NA EKONOMIČNOST RADA VETROELEKTRANA

8.1. Položaj vetroelektrana na tržištu električne energije	156
8.2 Procena bruto prihoda vetroelektrane.....	158
8.2.1 <i>Procena bruto prihoda vetroelektrane u uslovima subvencionisanja po modelu Fid In Tariff</i>	159
8.2.2 <i>Procena bruto prihoda vetroelektrane u uslovima slobodnog tržišta</i>	159
8.3 Matematički model za procenu indeksa korelisanosti.....	161
8.3.1 <i>Vremenski dijagrami cena električne energije na berzama</i>	162
8.4 Varijacija korelacionog indeksa	164
8.5 Granične vrednosti indeksa korelisanosti	166
8.6 Primer proračuna indeksa korelisanosti.....	167

9. UTICAJ VREMENSKOG PROFILA BRZINE VETRA NA GUBITKE SNAGE U DISTRIBUTIVNOJ MREŽI

9.1 Model distributivne mreže za proračun gubitaka aktivne snage	171
9.2 Proračun karakterističnog dijagrama potrošnje za procenu gubitaka u distributivnoj mreži	174
9.3 Uticaj vetroelektrane na gubitke snage u distributivnoj mreži.....	175
9.4 Karakterizacija vremenskog profila proizvodnje vetroelektrane u pogledu gubitaka	178
9.5 Testiranje modela - analiza gubitaka u realnoj distributivnoj mreži	182
9.5.1 <i>Opis distributivnog sistema sa vetroelektranom</i>	183
9.5.2 <i>Karakteristični dijagram potrošnje analizirane distributivne mreže</i>	184
9.5.3 <i>Dijagram snage proizvodnje vetroelektrane</i>	188
9.5.4 <i>Uticaj vetroelektrane na gubitke snage u uslovima bez kompenzacije pada napona</i>	189
9.5.5 <i>Uticaj vetroelektrane na gubitke snage u uslovima sa kompenzacijom pada napona</i>	193
9.5.6 <i>Uticaj vetroelektrane na gubitke snage u uslovima kombinovane regulacije napona</i>	197

10. ZAKLJUČAK

LITERATURA	208
PRILOZI	221
Prilog I: Izveštaj o instalaciji anemometarskog mernog stuba na lokaciji Bavaništansko polje, Kovin.....	222
Prilog II: Izveštaj o instalaciji anemometarskog mernog stuba na na lokaciji Sikole, Negotin	228
Prilog III: Izveštaj o instalaciji anemometarskog mernog stuba na lokaciji Duga poljana, Sjenica.....	231
Prilog IV: Izveštaj o instalaciji anemometarskog mernog stuba na Lokaciji Sutjeska, Sečanj	237
Prilog V: Izveštaj o instalaciji anemometarskog mernog stuba na lokaciji Perlez, Zrenjanin.....	245
BIOGRAFSKI PODACI O AUTORU DISERTACIJE	251
IZJAVA O AUTORSTVU	252
IZJAVA O ISTOVETNOSTI ŠTAMPANE I ELEKTRONSKE VERZIJE DOKTORSKOG RADA	253
IZJAVA O KORIŠĆENJU	254

1. UVOD

U svetu je prisutno permanentno povećanje potreba za električnom energijom. Sa druge strane, zbog iscrpljenosti rezervi fosilnih goriva, kao i problema zagađenja životne sredine uzrokovanih sagorevanjem ovih goriva, trenutna struktura primarnih izvora električne energije ne može dugoročno obezbediti zadovoljenje potreba za električnom energijom. Rešavanje globalnog problema dobijanja “zelene” energije je okrenuto ka korišćenju obnovljivih izvora električne energije. Od svih obnovljivih izvora električne energije najveći tehnološki napredak i najveći trend izgradnje u svetu imaju vetroelektrane [1,2]. U decembru 2011. godine učešće vetroelektrana u ukupnoj proizvodnji električne energije u svetu je bilo oko 3 %, dok je u Evropskoj Uniji (EU) 6,3% od ukupne potrošnje električne energije obezbeđeno iz vetroelektrana, [2,3]. Prema usvojenom akcionom planu EU, učešće vetroelektrana u proizvodnji električne energije u EU će do kraja 2020. biti preko 14 %, a do kraja 2050. se očekuje da bi ono moglo biti između 32 i 49%, [4]. Dakle, vetroelektrane postaju jedan od dominantnih izvora električne energije u globalnom EES. U ovakvim dinamičnim uslovima razvoja vetroenergetike istraživanje resursa energije vetra, kao i efekti rada vetroelektrana na EES, dobijaju posebnu važnost.

Eksploatacija energije vetra u vetroelektranama i njihova integracija u EES je vezana za dosta poteškoća, koje su posledica karakteristika energije vetra kao primarnog izvora električne energije. Problemi su izraženi, kako u fazi planiranja i projektovanja, tako i tokom eksploatacije vetroelektrana [5]. Predmet istraživanja ove doktorske disertacije je modelovanje i analiza uticaja prostornog i vremenskog profila snage vetra u projektovanju i eksploataciji vetroelektrana u EES.

U fazi planiranja vetroelektrane ključni zadatak je pouzdano utvrđivanje resursa energije vetra. Postojeći matematički modeli, na kojima se baziraju profesionalni softveri za regionalnu analizu resursa energije vetra, obuhvataju prostornu ali ne i vremensku promenu parametara koji utiču na visinski profil brzine vetra, [6,7,8]. Da bi se izvršio optimalan izbor vetroagregata i smanjile nesigurnosti u proceni proizvodnje vetroelektrane, neophodno je pri analizama regionalnog potencijala energije vetra uvažiti vremenske promene visinskog profila brzine vetra, odnosno visinski profil brzine vetra posmatrati kao dinamičku karakteristiku. Uključivanje vremenskih

varijacija visinskog profila brzine vetra u model za analizu resursa energije vetra i procenu godišnje proizvodnje vetroelektrane je jedna od tema koja je u ovoj doktorskoj disertaciji analizirana u poglavljima 4 i 5. Ključni rezultati ovih analiza su publikovani u [9,10].

Za sagledavanje ekonomičnosti projekta vetroelektrane potrebno je u fazi projektovanja izvršiti što bolju procenu njene godišnje proizvodnje električne energije. Za razliku od hidropotencijala rečnih tokova, gde su višedecenijska standardna hidrometeorološka merenja protoka direktno primenljiva u izboru lokacije i projektovanju hidroelektrana, istraživanje potencijala energije vetra i izbor mikrolokacije vetroelektrane je kompleksniji problem. Obično su za procenu proizvodnje vetroelektrane raspoloživa namenska merenja brzine vetra koja su vršena u relativno kratkom periodu vremena (najčešće jedna godina), u odnosu na planirani eksploatacioni vek vetroelektrane, koji iznosi 20 – 25 godina. Korišćenje jednogodišnjih merenih podataka o brzini vetra unosi neprihvatljivu nesigurnost u proceni proizvodnje vetroelektrane [11,12], jer je godina u kojoj su vršena merenja mogla biti manje ili više vetrovita u odnosu na prosečnu godinu u planiranom eksploatacionom veku vetroelektrane. Razlike u proizvodnji vetroelektrane, zbog varijacija resursa vetra, od godine do godine mogu biti i do 30%, [13]. Klimatske promene mogu bitno uticati na varijaciju resursa vetra od godine do godine [14], što dodatno aktuelizuje problem procene resursa vetra. Za smanjenje nesigurnosti u proceni proizvodnje vetroelektrane potrebno je koristiti višegodišnja merenja brzine vetra, koja su vršena u referentnim hidrometeorološkim stanicama u ciljnom regionu. Uspostavljanje korelacionih veza između merenih podataka iz udaljene (referentne) merne stanice i podataka sa anemometarskog mernog stuba na ciljnoj mikrolokaciji vetroelektrane je od suštinske važnosti u ovoj analizi, pa je potrebno razviti što bolji matematički model. U tom cilju je potrebno uvažiti vremenske promene visinskog profila brzine vetra jer je visina montaže anemometara u meteorološkim stanicama standardno 10 m iznad tla, što je najčešće značajno niža visina od visine anemometara na ciljnoj lokaciji vetroelektrane. Razvoj matematičkog modela za procenu prosečne višegodišnje proizvodnje vetroelektrane, na osnovu kratkoročnih merenja brzine vetra na ciljnoj lokaciji i standardnih višegodišnjih hidrometeoroloških podataka o brzini vetra u ciljnom regionu, je prezentovan u poglavlju 6.

Poznavanje visinskog i vremenskog profila brzine vetra je od ključnog značaja za izbor vetroagregata. Ključni elementi pri optimizaciji izbora vetroagregata su: nazivna snaga vetroagregata, prečnik vetroturbine i visina stuba. Na osnovu razvijenih modela za visinsku ekstrapolaciju merenih podataka o brzini vetra u poglavlju 7 je izvršena analiza uticaja visinskog i vremenskog profila brzine vetra na izbor komponenti vetroagregata.

Efekti rada vetroelektrana na EES su pre svega vezani za vremenske promene brzine vetra, koje direktno diktiraju vremenski profil snage vetroelektrane u tački priključenja na EES [5]. Vremenska varijacija brzine vetra, odnosno snage vetroelektrane, ima niz efekata na tehničke performanse EES [5,15-20], kao i na tržište električne energije [21-25].

Vremenski profil snage vetra je bitan za sagledavanje uslova plasmana električne energije iz vetroelektrana na berzi električne energije. Proizvodnja električne energije iz konvencionalnih elektrana je uglavnom planska i može se prilagođavati zahtevima tržišta i time ostvarivati najbolja cena za proizvedeni kWh. Proizvodnja električne energije u vetroelektranama je u velikoj meri predvidiva, ali se ne može planski uskladiti za zahtevima potrošnje jer nju diktira vetar. U cilju sagledavanja ekonomičnosti neke vetroelektrane, pored procene prosečne godišnje proizvodnje, potrebno je, u fazi njenog planiranja, izvršiti ekonomsku valorizaciju proizvedene energije. U ovoj doktorskoj disertaciji, u poglavlju 8, analizirana je korelisanost između dnevnih i sezonskih profila snage proizvodnje vetroelektrane i profila cene na tržištu električne energije. Na osnovu sprovedene analize definisani su indeksi korelisanosti, koji mogu biti kvantifikatori za valorizaciju električne energije iz vetroelektrana na slobodnom tržištu električne energije. Ključni rezultati ovih analiza su publikovani u [26-28].

Pored tržišnih efekata, analiza vremenskog profila brzine vetra je značajna i za sagledavanje uticaja vetroelektrana na gubitke u elektroenergetskoj mreži, što je jedna od tema ove doktorske disertacije koja je analizirana u poglavlju 9. Gubici energije u elektroenergetskim mrežama su nelinearna funkcija tokova snaga, pa je za njihov proračun potrebno poznavati profile potrošnje i proizvodnje. Za sagledavanje uticaja vremenskog profila proizvodnje vetroelektrana na gubitke u distributivnoj mreži u ovoj disertaciji su razvijeni, i na realnom primeru demonstrirani, odgovarajući matematički

modeli. Na osnovu razvijenih modela moguće je izvršiti procenu uticaja vetroelektrane na gubitke u distributivno mreži i sagledati uslove pod kojim vetroelektrana može pozitivno uticati na gubitke u priključnoj distributivnoj mreži.

U cilju sagledavanja aktuelnosti i značaja istraživanja koje je predmet ove doktorske disertacije, kao i terminoloških kategorija koje će biti korišćene u predmetnim analizama, u narednom, drugom poglavlju, dat je kratak osvrt na postojeće stanje i perspektive razvoja vetroenergetike u svetu. Poglavlje 3 predstavlja teorijsku osnovu za analize koje su tema doktorske disertacije. Poglavlja 4 do 9 sadrže originalna istraživanja autora i predstavljaju nužno-stručni doprinos ove disertacije. U poglavlju 4 je razvijen model za visinsku ekstrapolaciju merenih podataka o brzini vetra za procenu proizvodnje vetroelektrana. U poglavlju 5 je razvijen model dinamičkog koeficijenta smicanja vetra, koji omogućava raspregnuto sagledavanje uticaja hrapavosti terena i stabilnosti atmosfere na visinski profil brzine vetra. U poglavlju 6 je prezentovan algoritam za procenu prosečne višegodišnje proizvodnje električne energije vetroelektrane na osnovu kratkoročnih merenja. U poglavlju 7 je analiziran uticaj vremenskog i visinskog profila brzine vetra na izbor komponenti vetroagregata. Poglavlje 8 se odnosi na analize korelacije između dijagrama proizvodnje vetroelektrane i dijagrama cene na berzi električne energije. U poglavlju 9 su analizirani efekti sučeljavanja vremenskih dijagrama potrošnje i dijagrama proizvodnje vetroelektrana u pogledu gubitaka snage i naponskih prilika u priključnoj distributivnoj mreži. Definisana je metodologija i uvedeni su indeksi za valorizaciju vremenskog profila proizvodnje vetroelektrane sa aspekta gubitaka.

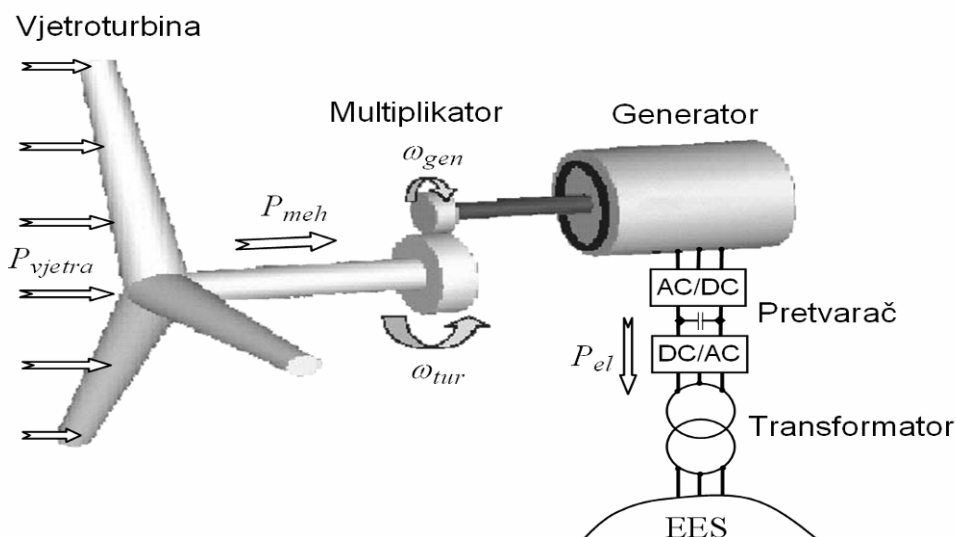
Pri sprovođenju predmetnih analiza težilo se da rezultati, odnosno doprinosi doktorske disertacije, imaju praktičnu upotrebljivost, odnosno da budu usklađeni sa postojećom inženjerskom praksom u projektovanju i eksploataciji vetroelektrana. Praktična primenljivost razvijenih matematičkih modela je u disertaciji testirana korišćenjem realnih namenskih merenih podataka o parametrima energije vetra sa više mikrolokacija različitih klimatskih i topografskih okruženja (ravničarski, brdoviti i planinski teren). Takođe su korišćeni realni podaci o elektrodistributivnoj mreži, realni podaci o karakteristikama snage komercijalnih vetroagregata, kao i dostupni podaci o satnim cenama električne energije na evropskoj berzi (*European Electricity Exchange - EEX*). Neki od rezultata doktorske disertacije su direktno primenjeni za mikrolociranje i procenu proizvodnje prve vetroelektrane koja je izgrađena u Srbiji, u mestu Leskova.

2. TRENUTNO STANJE I PERSPEKTIVE RAZVOJA VETROENERGETIKE

Drvo i energija vetra su prvi oblici primarne energije koje je čovek koristio. Veruje se da je energija vetra korišćena za navodnjavanje još pre 3000 godina. Prvi pisani tragovi datiraju iz 200. godine p.n.e. i odnose se na vetrenjače korišćene za mlevenje žita u tadašnjoj Persiji, [29]. Prvu vetroturbinu koja je korišćena za generisanje električne energije napravio je Danac Poul la Cour, 1891. godine. Interesantno je da je Poul la Cour koristio ovako proizvedenu električnu energiju za elektrolizu vode i na taj način je proizvodio vodonik za gasne lampe koje su korišćene u lokalnoj školi, [30]. Danas se može reći da je on bio 150 godina ispred svoga vremena, jer su savremene vizije razvoja vetroenergetike povezane upravo sa korišćenjem vetrogeneratora za proizvodnju vodonika u udaljenim vetrovitim lokacijama na severnom moru.

2.1 Savremeni koncept elektromehaničke konverzije energije vetra

Principska šema konverzije mehaničke energije vetra u električnu u modernim vetroagregatima koji su priključeni na elektroenergetski sistem prikazana je na slici 2.1, [31].



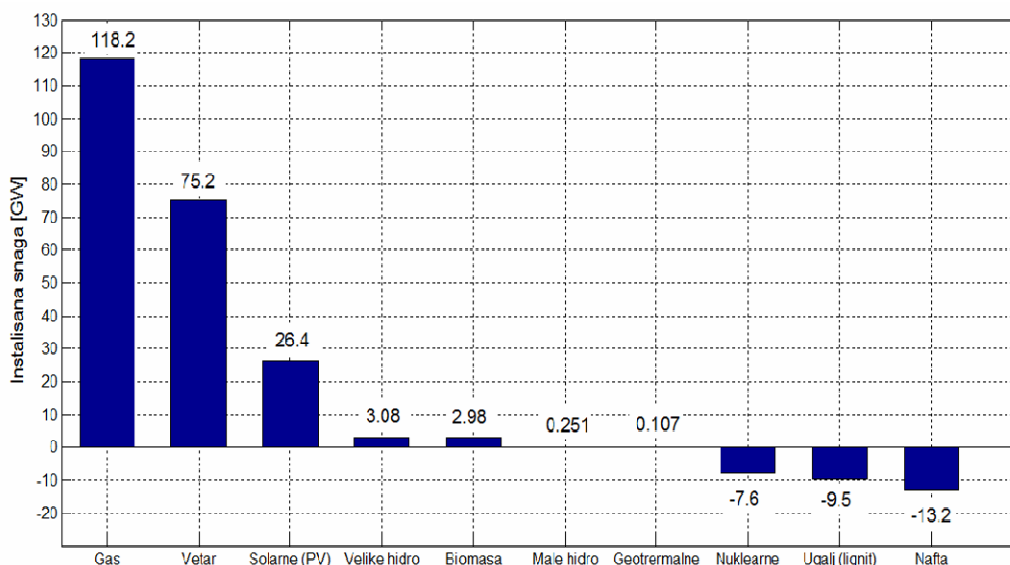
Slika 2.1: Savremeni koncept elektromehaničke konverzije energije vetra u vetroagregatima koji su priključeni na EES, [31]

U pogledu terminologije sugerišu se sledeći termini: vetroturbina, vetrogenerator, vetroagregat, vetroelektrana, [31]. Kinetička energija vetra se transformiše u mehaničku energiju pomoću *vetroturbine*. Povoljna brzina obrtanja vetroturbine zavisi od konstrukcionih karakteristika turbine i brzine vetra. U opsegu radnih brzina vetra, za vetroturbine velikih snaga (>1 MW), povoljna brzina obrtanja je u opsegu $10\div 20 \text{ min}^{-1}$, pa ju je potrebno prilagoditi zahtevanoj brzini obrtanja generatora, što se, kod većine savremenih vetroagregata, radi pomoću mehaničkog multiplikatora. *Vetrogenerator* je električna mašina koja može biti sinhrona ili indukciona (asinhrona), pri čemu može raditi sa fiksnom ili promenljivom brzinom obrtanja, [5,30]. Uloga pretvarača je da frekvencijski raspregne generator od elektroenergetske mreže, odnosno, da omogući upravljanje momentom generatora (što omogućava upravljanje brzinom obrtanja turbine), kao i da omogući razmenu reaktivne snage sa elektroenergetskom mrežom. Generator se naponski prilagođava priključnoj mreži pomoću energetskog blok-transformatora. *Vetroagregat* predstavlja kompletan funkcionalni sklop sistema za elektromehaničku konverziju energije vetra. Njega čine: vetroturbina, prenosni mehanizam, generator, blok-transformator, energetski pretvarač, sistemi za kontrolu i upravljanje, pomoćni sistemi (kran, sistemi za hlađenje, osvetljenje,...) i stub sa temeljom. Na pogodnim lokacijama se obično gradi više vetroagregata koji se povezani internom kablovskom elektroenergetskom mrežom i priključuju na EES u jednom čvorištu. Takva grupa vetroagregata čini *vetroelektranu*, koja može biti izgrađena na kopnu (*onshore*) ili moru (*offshore*).

Dinamičan razvoj vetroenergetike je pre svega omogućio visok tehnološki razvoj vetroturbina. Savremeni vetroagregati su, zahvaljujući korišćenju savremenih materijala i tehnologija, pouzdani i mehanički sigurni. Najčešće je zastupljen koncept vetroturbine sa tri lopatice sa osovinom u horizontalnoj osi koja može pratiti smer duvanja vetra [5]. Zahvaljujući aktivnom sistemu upravljanja vetroturbinom, kao i naprednim tehnologijama izrade samih lopatica, moderne vetroturbine postižu visok stepen iskorišćenja, koji, pri povoljnim brzinama vetra, može iznositi i preko 50%, dok je teorijski maksimum, shodno Betzovom zakonu, 59,9%, [29]. Prečnik rotora turbine zavisi od projektovane snage i kreće se i do 150 m za vetroturbine najvećih snaga od 6 MW, [23]. Vetroturbine se postavljaju na čelične konusne ili kombinovane čelično-betonske stubove, koji mogu biti visoki i preko 130 m.

2.2 Pregled stanja u oblasti vetroenergetike u Evropi i svetu

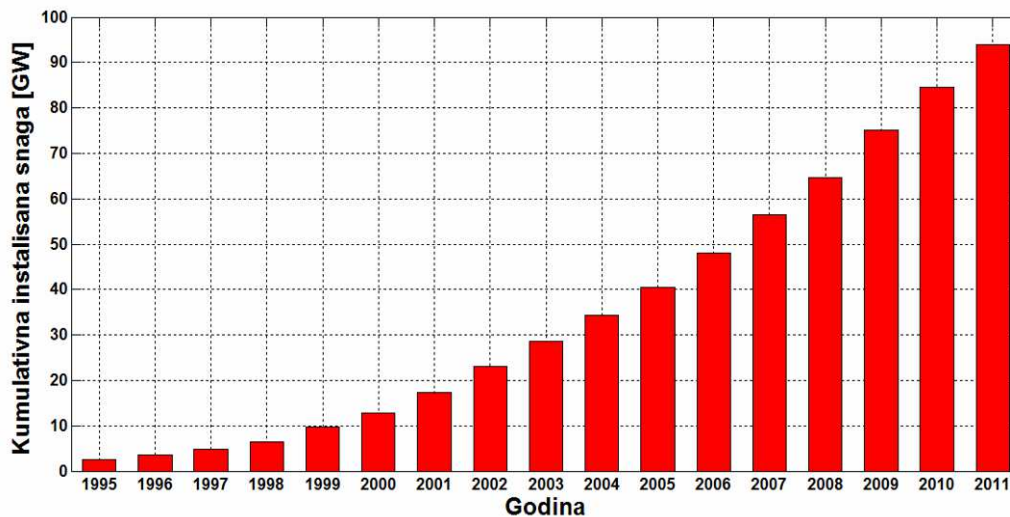
Vetroenergetika predstavlja oblast energetike sa najvećim trendom razvoja. Na slici 2.2 dat je pregled ukupnih instaliranih – dekomponovanih proizvodnih kapaciteta elektrana u Evropi u periodu 2000 - 2010. godine, [3]. Posle gasnih termoelektrana, najviše instaliranih proizvodnih kapaciteta u poslednjih 10 godina je u vetroelektranama. Sa druge strane, trend je da se konvencionalne termoelektrane na uglj i naftu, kao i nuklearne elektrane, gase.



Slika 2.2: Pregled ukupnih instaliranih-dekomponovanih proizvodnih kapaciteta elektrana u Evropi u periodu 2000 – 2010, [3]

U decembru 2011. godine ukupni instalirani kapaciteti vetroelektrana u svetu su bili 237669 MW [2], od čega 93957 MW u EU, što je 10,5 % ukupne instalirane snage svih elektrana u EU [3]. Moderna vetroenergetika je evropska inicijativa i tehnologija [33], ali je u poslednjih pet godina prihvaćena i na ostalim kontinentima, tako da je stopa rasta instaliranih kapaciteta u Kini, SAD i Indiji najveća u svetu u proteklih 5 godina [2].

Na slici 2.3 prikazan je trend porasta instaliranih vetrogeneratorskih kapaciteta u zemljama EU u periodu 1995. do 2011, [3]. Može se zaključiti da je godišnji porast instaliranih kapaciteta u zemljama EU u poslednjih pet godina oko 10 GW/god.



Slika 2.3: Trend porasta instalisanih kapaciteta u vetroelektranama u EU, [3]

2.3 Pravci budućeg razvoja vetroenergetike

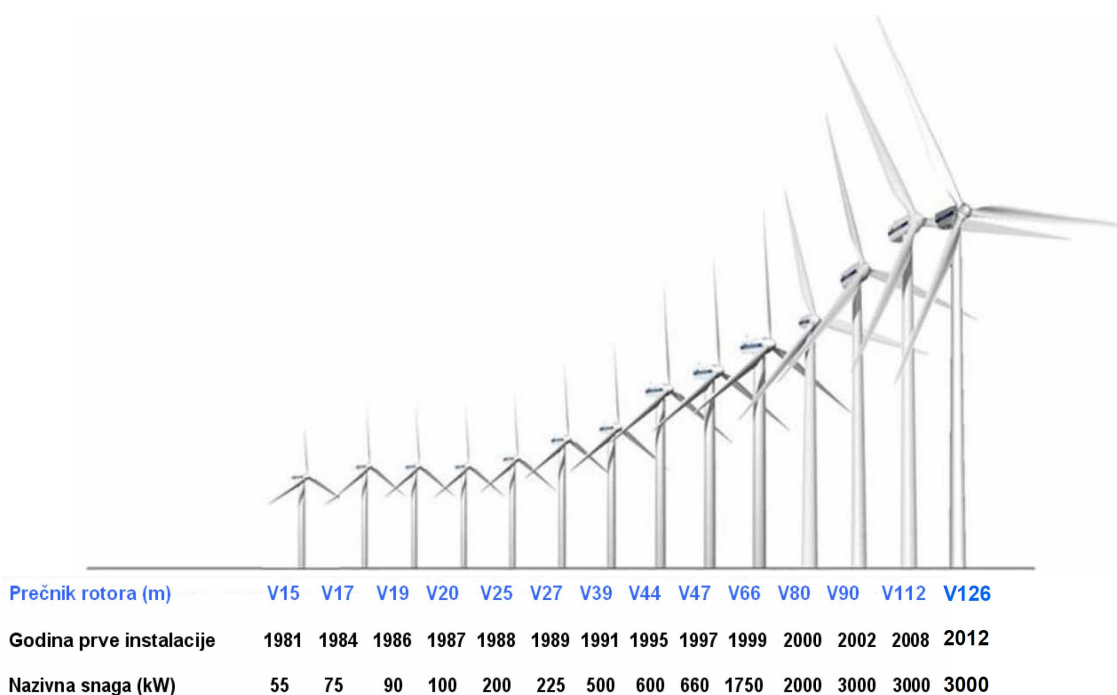
Trenutni udeo energije vetra u ukupnoj svetskoj proizvodnji električne energije je iznad 3 % (podatak se odnosi na kraj 2011.), [2]. Dalje prognoze razvoja vetroenergetike su vrlo optimistične i u svim varijantama predstavljaju vetroelektrane kao vrlo bitne izvore električne energije u budućnosti. Prema predviđanjima Evropske asocijacije za energiju vetra (*European Wind Energy Asociation – EWEA*) [34], očekuje se da će do 2020. u Evropskoj Uniji (EU-27) biti instalisano ukupno 180 GW, a do 2030. preko 300 GW u vetroelektranama na moru i kopnu, koje će podmirivati preko 22 % potreba za električnom energijom u EU. Efekti razvoja vetroenergetike u Evropi su višestruko značajni, kako sa energetske, tako i sa ekonomskog i ekološkog aspekta. U tabeli 2.1 dati su zaključci studije razvoja vetroenergetičkih kapaciteta u Evropskoj Uniji do 2030, [34].

Tabela 2.1: Pregled očekivanog stanja vetroenergetike u Evropskoj Uniji u 2030, [34].

- 300 GW instalisanih kapaciteta, uključujući 120 GW *offshore*
- Proizvodnja električne energije od 935 TWh, uključujući 469 TWh *offshore*
- 25.5% od ukupnih instalisanih elektroenergetičkih kapaciteta u EU
- Smanjenje godišnje emisije CO₂ za 575 Mt
- Godišnja ušteda na gorivu od 34.6 milijardi € (prepostavljajući cenu ekvivalentnog goriva od 90 USD za barel nafte)

U ovakvim dinamičnim uslovima razvoja vetroenergetike, istraživanje resursa energije vetra je vrlo aktuelno i predstavlja jedan od ključnih elemenata za dalji razvoj ove mlade grane energetike.

U pogledu razvoja tehnologija permanentno je prisutan trend povećanja prečnika turbine i visine stuba vetroagregata. Na slici 2.4 prikazan je hronološki pregled razvoja vetroagregata kompanije Vestas, koja je jedna od vodećih svetskih proizvođača vetroagregata.



Slika 2.4: Hronološki pregled razvoja vetroagregata kompanije Vestas

Veliki dijametar turbine i visoki stubovi na kojima se montiraju turbine sve više aktuelizuju pitanje poznavanja visinskog profila brzine vetra. Poznavanje visinskog profila brzine vetra nije samo potrebno iz razloga estimacije proizvodnje električne energije vetroelektrane, već je jedno od ključnih pitanja za sagledavanje mehaničkog opterećenja vetroturbine tokom eksploatacije [35], kao i uticaja na krivu snage vetroturbine [36].

3. TEORIJSKI ASPEKTI ANALIZE RESURSA ENERGIJA VETRA

Vetar je oblik sunčeve energije i predstavlja usmereno kretanje vazdušnih masa. Nastaje kao posledica razlika u atmosferskim pritiscima, koje su uzrokovane nejednakim zagrevanjem vazdušnih masa i rotacijom Zemlje [29, 30]. Iznad prizemnog graničnog sloja (*Planetary Boundary Layer – PBL*), na umernim i visokim geografskim širinama, vetar je približno geostrofski, što znači da duva skoro paralelno sa izobarama. Ovo je posledica dominacije Koriolisove sile i činjenice da su cirkulacioni sistemi u atmosferi velikih razmera (1000 km i više). U ovim kretanjima vazdušnih masa odnos vrtložnog i divergentnog polja vetra je oko 90% u rotacionom, a svega 10% (ili manje) u divergentnom. Što se tiče kretanja u PBL-u stvar je drugačija iz više razloga. Prvo imamo podlogu na kojoj vetar mora biti jednak 0. Imamo neravnine i pokrivenost vegetacijom. Ali dominantan novi faktor je priroda kretanja vazduha u PBL-u. Zbog zagrevanja podloge i zbog gradijenta vetra sa visinom imamo turbulentno kretanje čija je glavna karakteristika veliko mešanje u pravcu normalnom na pravac kretanja vazduha. Pored velikog mešanja zbog turbulencije, drugi dominantan faktor u određivanju smera i brzine vetra je orografija tla. Zbog nelinearnosti jednačina kretanja skoro je nemoguće uraditi analitičku analizu ovog problema jer imamo parametre stabilnosti atmosfere, geometrijske karakteristike, kao i odnos horizontalne i vertikalne razmere prepreke. Zato se ovom problemu pristupa skoro uvek korišćenjem numeričkih modela za kretanje vazduha koji uzimaju u obzir sve ove faktore. Ovo je naročito omogućeno brzim napretkom računara i numeričkih metoda. Do skora je glavna barijera bila rezmera od oko 8 km, koje je granica uoptrebljivosti hidrostatičkih modela. Sada je ona prevaziđena i pojavljuju se globalni modeli za prognozu vetra u nehidrostatičkom režimu kretanja.

Geostrofski vetrovi nastaju zbog razlike u vazdušnim pritiscima koje se javljaju zbog neravnomernog zagrevanja Zemljine površine u ekvatorijalnom pojasu i polovima. Na ekvatoru sunčevi zraci padaju na zemlju pod pravim uglom, pa je u ekvatorijalnim zonama zagrevanje tla i atmosferskog vazduha intenzivnije nego u oblasti polova, gde sunčevi zraci padaju pod ostrim uglom. Usled intenzivnog zagrevanja, gustina vazduha u prizemnim slojevima u oblasti ekvatora se smanjuje, čime on postaje lakši i uzdiže se u gornje slojeve atmosfere, što dovodi do pada pritiska u zonama oko ekvatora. Usled

stvorene razlike u atmosferskim pritiscima, dolazi do kretanja hladnih vazdušnih masa iz pravca severnog i južnog pola ka ekvatoru, gde se hladne vazdušne mase zagrevaju i ponovo uzdižu u gornje slojeve atmosfere i na većim visinama šire prema polovima. Ovo kretanje vazdušnih masa se odvija u slobodnoj atmosferi na visinama iznad 1 km [37] i predstavlja globalne ili geostrofske vetrove. Kada Zemlja ne bi rotirala, tople vazdušne mase, koje se uzdižu sa ekvatora bi stizale do severnog i južnog pola, gde bi se hladile, ponirale i vraćale nazad. Međutim, zbog Zemljine rotacije, pri kretanju vazdušnih masa na njih deluje Coriolisova sila, koja utiče na smerove geostrofskih vetrova, tako što dolazi do skretanja ovih vetrova – u severnoj hemisferi na desno, a u južnoj na levo. Usled Coriolisovog efekta, na određenim geografskim širinama, formiraju se zone sa visokim i niskim vazdušnim pritiskom koje predstavljaju izvore i ponore globalnih vetrova. Treba napomenuti da na geostrofske vetrove, pored gradijentne sile pritiska i Coriolisove sile, utiču i centrifugalna sila, gravitaciona sila i slila trenja.

Postoje vetrovi lokalnog karaktera, kao što je vetar sa mora i sa kopna i orografski izazvani vetrovi koji nastaju kao posledica nejednakog zagrevanja podloge i zato takvi vetrovi imaju izražen dnevni hod, [29]. Kopno se danju brže greje od mora, pa se topliji vazduh iznad kopna uzdiže i stvara nizak pritisak iznad tla, time se pokreće hladniji vazduh iznad mora ka kopnu. Noću, zbog bržeg hlađenja kopna, more postaje toplije, pa se menja smer vetra, od kopna ka moru. U planinama, tokom dana, kao posledica intenzivnijeg zagrevanja sunčanih strana planine, nastaju strujanja vazduha koja su usmerena uz planinu. Noću, vrhovi planina se brže hlade u odnosu na niže delove, pa je smer noćnih planinskih vetrova od vrha ka podnožju planine.

3.1 Snaga vetra

S obzirom da vetar predstavlja usmereno kretanje vazdušnih masa on poseduje određenu kinetičku energiju. Masa vazduha m koja struji brzinom V ima kinetičku energiju [29,30]:

$$E = \frac{1}{2} mV^2 \quad (3.1)$$

Diferenciranjem prethodne relacije u vremenu dobijamo snagu vetra:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} V^2. \quad (3.2)$$

Masa vazduha se može izraziti preko gustine vazduha ρ i odgovarajuće zapremine \hat{V} :

$$m = \rho \cdot \hat{V}. \quad (3.3)$$

Maseni protok vazduha \dot{m} se može predstaviti sledećom relacijom:

$$\dot{m} \equiv \frac{dm}{dt} = \rho \cdot \frac{d\hat{V}}{dt} = \rho A \frac{ds}{dt} = \rho AV, \quad (3.4)$$

gde su: A - površina poprečnog preseka kroz koji struji vazduh, s - put koji pređe vazduh u jedinici vremena pri strujanju brzinom V .

Kombinujući relacije (3.2) i (3.4) dobija se konačan izraz za snagu vetra koji struji kroz površinu A (posmatranu normalno na pravac duvanja vetra):

$$P = \frac{1}{2} \rho AV^3 \quad (3.5)$$

Snaga vetra P je proporcijalna trećem stepenu brzine vetra i površini A kroz koju se posmatra strujanje vazduha. Površina A odgovara površini koju pri rotaciji prebrišu lopatice vetroturbine, odnosno:

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \quad (3.6)$$

gde je D prečnik vetroturbine. Dakle, snaga vetra raste sa kvadratom prečnika rotora vetroturbine, pa je to razlog zašto je trend da se koriste vetroturbine sve većeg prečnika.

Da bi se vetrovi mogli porediti po snazi definiše se gustina snage vetra P' [W/m^2], koja predstavlja snagu vetra koji struji kroz površinu od 1 m^2 posmatranu normalno na njegov pravac duvanja:

$$P' = \frac{1}{2} \rho \cdot V^3. \quad (3.7)$$

Snaga vetra je proporcionalna trećem stepenu brzine vetra, što znači da se i vrlo male varijacije brzine vetra bitno odražavaju na promenu njegove snage. Jaka zavisnost između snage i brzine vetra ima niz bitnih posledica na projektovanje vetroelektrana, kako u pogledu zahtevane tačnosti merenja brzine vetra, tako i u pogledu zahtevanih eksploatacionih karakteristika vetroagregata.

3.1.1 Zavisnost snage vetra od pritiska i temperature vazduha

Pored brzine vetra, gustina snage vetra zavisi i od gustine vazduha i ta veza je linearna, shodno relaciji (3.7). Gustina vazduha dominantno zavisi od atmosferskog pritiska i temperature vazduha. Ovi meteorološki parametri se menjaju na dnevnom i sezonskom nivou, a zavise i od nadmorske visine. Standardna gustina vazduha je $\rho_0=1,225 \text{ kg/m}^3$ i ona odgovara standardnoj temperaturi vazduha $T_0=288,15 \text{ K}$ ($15 \text{ }^\circ\text{C}$) i prosečnom atmosferskom pritisku na nivou mora $p_0=1,01325 \cdot 10^5 \text{ Pa}$ (1000 mbar). S obzirom da se temperatura i pritisak vazduha menjaju u vremenu, potrebno je analizirati vremenske promene gustine vazduha. Polazi se od jednačine kontinuiteta (koja se može primeniti pod aproksimativnom pretpostavkom da je vazduh suv, kada važi jednačina za idealni gas):

$$p\hat{V} = mRT, \quad (3.8)$$

gde su:

p - apsolutni pritisak vazduha (Pa),

\hat{V} - zapremina posmatrane količine vazduha (m^3),

m – masa vazduha koja se nalazi u posmatranoj zapremini (kg),

R – specifična gasna konstanta za vazduh ($R= 287 \text{ J/kgK}$),

T - apsolutna temperatura vazduha u K ($T(\text{K}) = T(^{\circ}\text{C}) + 273,15$).

Polazeći od definicije za gustinu neke supstancije i relacije (3.8), može se napisati izraz 3.9 koji definiše gustinu vazduha ρ u funkciji temperature i atmosferskog pritiska:

$$\rho = \frac{m}{\hat{V}} = \frac{p}{RT}. \quad (3.9)$$

Relacija (3.9) se može direktno primeniti za proračun gustine vazduha ako su dostupni merni podaci o pritisku i temperaturi vazduha na željenoj visini, na kojoj se analizira vetroenergetski potencijal (npr. visina stuba vetroturbine). Ukoliko se merna visina z_1 , na kojoj se vrši merenje temperature i pritiska vazduha, razlikuje od visine vetroturbine z , potrebno je uvažiti visinski profil pritiska i temperature vazduha. Visinski profil temperature je promenljiv u vremenu i zavisi od atmosfere stabilnosti [37]. Vremensku promenu visinskog profila temperature je dosta teško proceniti jer se atmosferski uslovi (solarna iradijacija, oblačnost, vlažnost vazduha,...) menjaju i na dnevnom i na sezonskom nivou. Za procenu visinskog profila temperature i stabilnosti atmosfere korisno je vršiti merenja temperature na različitim visinama. Ukoliko su merenja temperature vršena samo na jednoj visini, onda se može usvojiti neki prosečan visinski gradijent temperature. Prosečan visinski temperaturni gradijent, dobijen na osnovu meteoroloških merenja na srednjoj geografskoj širini, je $\Delta T = -0,0066$ K/m, [30]. Treba napomenuti da se javljaju atmosferski uslovi u kojima visinski temperaturni gradijent može značajno odstupati od usvojene prosečne vrednosti, a temperaturni profil može biti različit od linearnog, uključujući i pojavu temperaturne inverzije.

Značajno veći uticaj na promenu gustine vazduha sa visinom ima visinska promena atmosferskog pritiska. Prema standardu ISO 2533 [38] i IEC 61400 [39] uvažavanje uticaja visinske promene pritiska na gustinu vazduha treba uzeti u obzir ako se merna visina z_1 i visina z razlikuju za više od 10 m. Pod pretpostavkom da je vazduh suv gas i da je temperatura konstantna sa visinom, promena pritiska sa visinom je opisana barometarskom jednačinom, [40]:

$$p = p_1 \cdot e^{-\frac{g(z-z_1)}{TR}}, \quad (3.10)$$

gde su: p (Pa) pritisak vazduha na visini z ; p_1 (Pa) izmereni pritisak vazduha na visini z_1 ; T (K) je izmerena temperatura vazduha i g je gravitaciona konstanta ($g=9,81\text{m/s}^2$).

Kombinujući relacije (3.9) i (3.10) dobija se izraz (3.11), na osnovu kojeg se može proceniti gustina vazduha ρ na željenoj visini z ako su poznata merenja temperature i atmosferskog pritiska na visini z_1 .

$$\rho = \frac{p_1}{RT} e^{-\frac{g(z-z_1)}{TR}}. \quad (3.11)$$

Pri analizama vetroenergetskog potencijala nekog regiona često nisu dostupna merenja pritiska vazduha. U takvim situacijama može se proceniti gustina vazduha prema izmerenoj prosečnoj temperaturi i nadmorskoj visini terena na kojem vršimo analize resursa vetra. Procena gustine vazduha na osnovu merenja temperature T (K) i nadmorske visine h (m) se može dobiti iz relacije (3.11) ako se u njoj zameni $z_1=0$ m (nivo mora), $p_1=p_0=1,01325 \cdot 10^5$ Pa i $z=h$. Zamenom ovih vrednosti, kao i vrednosti za konstante R i g , dobija se relacija (3.12) za procenu gustine vazduha na nadmorskoj visini h :

$$\rho = \frac{p_0}{RT} \cdot e^{-\frac{gh}{TR}} = \frac{353,05}{T} e^{-0,034 \frac{h}{T}} \text{ (kg/m}^3\text{)}. \quad (3.12)$$

Promena gustine vazduha sa promenom temperature i nadmorske visine h se može definisati u odnosu na standardnu gustinu vazduha, preko odgovarajućih koeficijenata K_t i K_a , odnosno, [40]:

$$\rho = \rho_0 K_t K_a. \quad (3.13)$$

Referentni uslovi, u odnosu na koje se računaju koeficijenti K_t i K_a su: $t_0=15^\circ\text{C}$ ($T_0=288,15$ K) i $h_0=0$ m ($p=p_0=1,01325 \cdot 10^5$ Pa), za koje je $\rho_0=1,225$ kg/m³. Prema relacijama (3.9) i (3.12) može se izvršiti proračun bezdimenzionih korekcionih koeficijenata promene gustine vazduha sa temperaturom (K_t) i nadmorskom visinom (K_a):

$$K_t = \frac{T_0}{T} = \frac{288,15}{(273,15 + t(^{\circ}\text{C}))}; \quad (3.14)$$

$$K_a = \frac{p}{p_0} = e^{-\frac{gh}{T_0 R}} = e^{-0,000118 \cdot h}. \quad (3.15)$$

Koeficijent K_t može biti veći, manji ili jednak 1, dok je koeficijent $K_a \leq 1$.

Prethodne jednačine su izvedene pod pretpostavkom da je vazduh suv gas. U realnim uslovima vazduh ima određenu vlažnost koja takođe utiče na gustinu vazduha. Generalno, pri većoj vlažnosti vazduh ima nešto manju gustinu nego kada je suv (pri istoj temperaturi i pritisku). Uvažavanje uticaja vlažnosti vazduha na njegovu gustinu je dosta kompleksno. Analize su pokazale da je u realnim uslovima uticaj vlažnosti na gustinu vazduha oko 1%, pa se za praktične analize vetroenergetskog potencijala obično ne uzima u obzir, [41].

3.2 Statistički pokazatelji resursa energije vetra

Osnovni preduslov za analizu ekonomske opravdanosti razvoja projekta vetroelektrana jeste pouzdano poznavanje resursa energije vetra na lokaciji potencijalne vetroelektrane. Da bi se izvršila analiza resursa energije vetra neophodno je izvršiti merenja uticajnih parametara sa namenskom mernom opremom. Merenje brzine vetra mora se vršiti kalibrisanom mernom opremom visoke klase tačnosti jer i mala greška u merenju brzine vetra, s obzirom na kubnu zavisnost snage vetra od brzine (relacija (3.7)), unosi veliku grešku u merenju snage vetra, a time i u procenu godišnje proizvodnje vetroelektrane. Pored brzine vetra, pri ispitivanju resursa energije vetra, neophodno je vršiti merenja smera vetra, temperature vazduha i atmosferskog pritiska.

Period merenja brzine vetra na nekoj lokaciji je minimalno jedna godina, kako bi se obuhvatile sezonske varijacije klimatologije na ciljnoj lokaciji. U vetroenergetici je usvojen period usrednjavanja merenih veličina od 10 min [5], tako da jednogodišnji set podataka sadrži 52560 vremenski ekvidistantnih zapisa. Broj podataka u jednom zapisu (koji odgovara proizvoljnom 10 min intervalu) zavisi od broja senzora koji su instalirani na mernom stubu. Za svaki senzor (anemometar, pokazivač smera vetra, termometar,...) u svakom desetominutnom intervalu standardno se memorišu 4 podatka i to:

- srednja desetominutna vrednost merene veličine,
- maksimalna srednja dvosekundna vrednost,
- minimalna srednja dvosekundna vrednost,
- standardna devijacija merene veličine.

Nakon završetka kampanje merenja potrebno je merene podatke filtrirati, odnosno evidentirati i izbaciti podatke koji nisu validni (npr. zbog zaleđivanja opreme).

Statističkom analizom merenih podataka mogu se dobiti pokazatelji resursa energije vetra na mernom mestu i mernoj visini. Osnovni statistički pokazatelji su:

- ruža vetrova,
- srednja godišnja brzina vetra,
- histogram brzina vetra,
- funkcija gustine raspodele verovatnoće učestanosti javljanja vetra.

3.2.1 Srednja brzina i gustina snage vetra

Prikupljeni podaci o brzini vetra za određeni period sadrže N zapisa (npr. $N=52560$ desetominutnih intervala u toku jedne godine). Srednja brzina vetra \bar{V} na mernom horizontu koji odgovara setu od N ekvidistantnih podataka o brzini vetra V_i se računa prema relaciji:

$$\bar{V} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i . \quad (3.16)$$

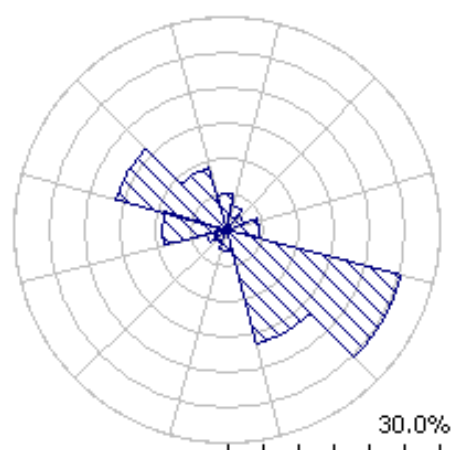
Srednja gustina snage vetra \bar{P} na analiziranom mernom horizontu (npr. jedna godina) je definisana sledećom relacijom:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \rho_i V_i^3 . \quad (3.17)$$

U prethodnoj relaciji uvažena je činjenica da se gustina vazduha ρ menja u toku vremena.

3.2.2 Ruža vetrova

Ruža vetrova predstavlja jednu vrstu polarnog dijagrama kojim se opisuje učestanost pojavljivanja vetra iz određenog smera. Ceo horizont (360°) se obično podeli na 12 sektora (svakom sektoru odgovara segment od 30°). Referentna osa, u odnosu na koju se računa smer vetra, je po konvenciji geografski sever. Referentna osa predstavlja osu simetrije prvog sektora, odnosno prvi sektor obuhvata ugao od 345° do 15° , drugi od 15° do 45° ,..., dvanaesti sektor pokriva ugao od 315° do 345° . Na osnovu merenih podataka o smeru vetra, za svaki sektor se proračunava procentualna učestanost pojavljivanja vetra čiji smer pripada tom sektoru (procenti su definisani u odnosu na posmatrani vremenski period na koji se odnose mereni podaci). Postoje različite grafičke interpretacije ruže vetrova. Na slici 3.1 prikazana je ruža vetrova dobijena pomoću softvera WAsP na osnovu merenih podataka o brzini i smeru vetra merenih u dvogodišnjem periodu na visini 60 m na lokaciji Bavaništansko polje u južnom Banatu [10,42].



Slika 3.1: Ruža vetrova na lokaciji Bavaništansko polje kod Kovina, dobijena na osnovu merenih podataka na visini 60 m

U vetroenergetici informacija o učestanosti pojavljivanja vetra iz određenog smera nije dovoljna. Potrebna je i informacija o prosečnoj brzini i snazi vetra iz određenog smera, pa se svakom sektoru grafički ili tabelarno dodeljuju podaci o srednjoj brzini vetra iz određenog smera i srednjoj gustini snage vetra u tom sektoru. U tabeli 3.1 prikazani su podaci koji se odnose na ružu vetrova prikazanu na slici 3.1, [42].

Tabela 3.1: Tabelarni prikaz ruže vetrova na lokaciji Bavaništansko polje na visini 60 m

Sektor ($^{\circ}$)	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Svi
\bar{V} [m/s]	4.51	4.15	3.26	4.21	8.31	6.08	3.26	2.58	3.49	5.02	5.56	5.24	5.80
\bar{P} [W/m 2]	109	85	49	114	611	220	45	27	91	157	190	176	272
f [%]	5.0	3.5	2.6	4.5	25.0	16.3	2.8	2.0	2.9	9.2	16.2	9.0	100

Oznake u tabeli imaju sledeće značenje:

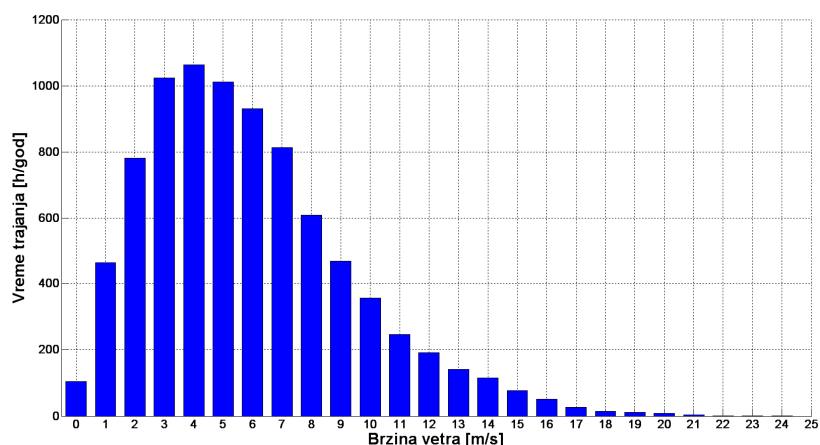
- \bar{V} – srednja brzina vetra odgovarajućeg smera (sektora) na godišnjem nivou,
- \bar{P} – srednja gustina snage vetra odgovarajućeg smera (sektora) na godišnjem nivou,
- f – učestanost pojavljivanja vetra u određenom sektoru na godišnjem nivou.

Analizom slike 3.1, kao i podataka u tabeli 3.1, može se zaključiti da ružu vetrova u južnom Banatu karakterišu dva dominantna smera vetra i to jugoistočni i severozapadni. Jugoistočni vetar (Košava) je glavni nosilac potencijala energije vetra u južnom Banatu. Trajanje Košave (centralni uglovi 120° i 150°) na mernoj lokaciji na visini 60 m je u analiziranom dvogodišnjem periodu merenja bilo 41,3% (oko 3600 h/god). Prosečna brzina jugoistočnih vetrova u analiziranom dvogodišnjem periodu merenja je 8,41 m/s na visini 60 m, a odgovarajuća srednja gustina snage je

460 W/m². Pored Košave, značajan potencijal vetra, na analiziranoj lokaciji, imaju i severozapadni vetrovi (centralni uglovi 300⁰ i 330⁰). Ukupno trajanje severozapadnih vetrova u analiziranom dvogodišnjem periodu merenja je 25,2 % (oko 2200 sati/god) sa srednjom brzinom od 6,16 m/s na visini 60 m i odgovarajućom srednjom gustinom snage od 187 W/m². Ovakva ruža vetrova, sa dominantnim opozitnim smerovima vetra, vrlo pogoduje projektovanju vetroelektrana u pogledu optimalnog iskorišćenja prostora i minimizacije efekta zavetrine (*wake effect*), [43,44].

3.2.3 Diskretni histogram brzina vetra

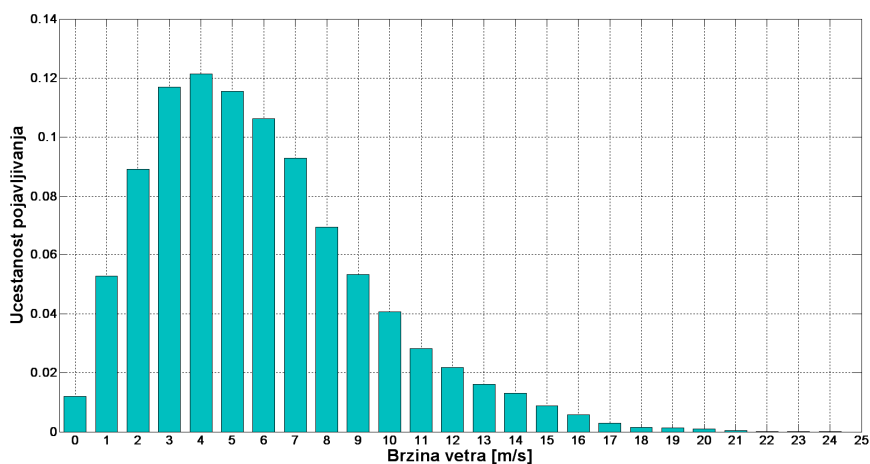
Informacija o srednjoj godišnjoj brzini vetra nije dovoljna za procenu moguće proizvodnje električne energije nekog vetroagregata. Potrebno je poznavati koliko vremena duva vetar određenim intenzitetom. Tu informaciju daje histogram brzina vetra. Da bi se formirao diskretni histogram brzina vetra, potrebno je iz vektora desetominutnih merenih podataka za određeni anemometar izdvojiti desetominutne intervale u kojima je vetar duvao između $V_j-0,5$ m/s i $V_j+0,5$ m/s, gde su $V_j=(1,2,\dots, V_{max})$ celobrojne vrednosti brzina vetra. Sumiranjem desetominutnih intervala dobija se ukupno vreme trajanja vetra brzine V_j ($V_j-0,5$ m/s ÷ $V_j+0,5$ m/s). Vetrovi čija je brzina $V \leq 0,5$ m/s se tretiraju kao tišina. Na slici 3.2 prikazan je diskretni histogram brzina vetra za lokaciju Bavaništansko polje, dobijen na osnovu dvogodišnjih merenja brzine vetra na visini 60 m,[42] .



Slika 3.2: Diskretni histogram brzina vetra za lokaciju Bavaništansko polje na visini 60 m

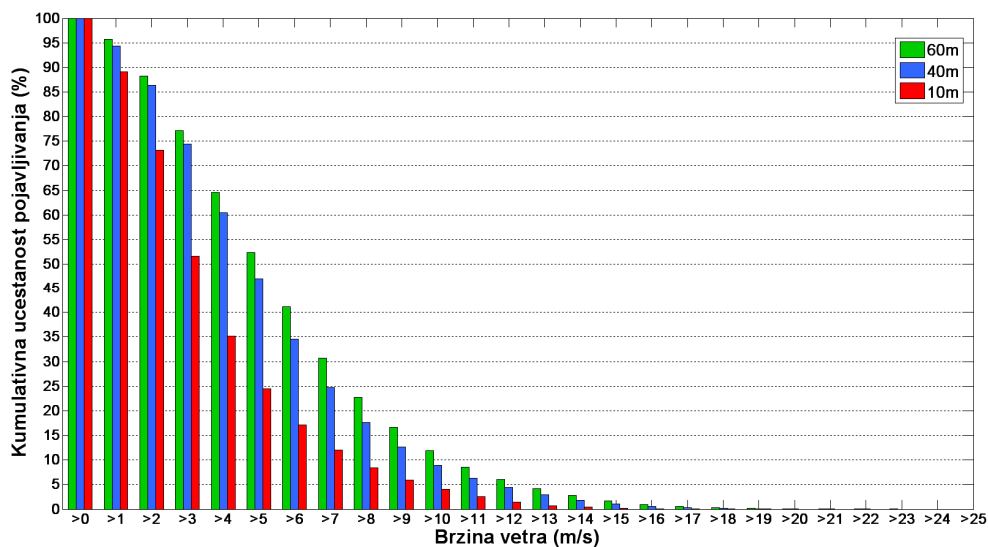
Ako se vrednosti na ordinatnoj osi podele sa 8760 h (ako se histogram odnosi na godišnji vremenski horizont) dobija se normalizovani histogram brzina vetra, koji je prikazan na slici 3.3.

Na ordinatnoj osi normalizovanog dijagrama se nalaze relativne vrednosti učestanosti pojavljivanja vetra određene brzine. Na primer, na analiziranoj lokaciji, shodno dijagramu na slici 3.3, najčešće duva vetar brzine oko 5 m/s, odnosno 12 % vremena (oko 1000 h/god) je duvao vetar u intervalu $(5 \pm 0,5)$ m/s. Ukupno vreme trajanja tišina ($V \leq 5$ m/s) je 1,2 %, odnosno oko 100 h/god.



Slika 3.3: Normalizovani diskretni histogram brzina vetra koji odgovara slici 3.2

Jedan od načina za statističko predstavljanje potencijala energije vetra jeste uređeni dijagram kumulativnog trajanja brzina vetra. Na slici 3.4 prikazan je uređeni dijagram kumulativnog trajanja brzina vetra dobijen na osnovu dvogodišnjih merenja brzina vetra na različitim visinama iznad tal na lokaciji Bavaništansko polje, [10].



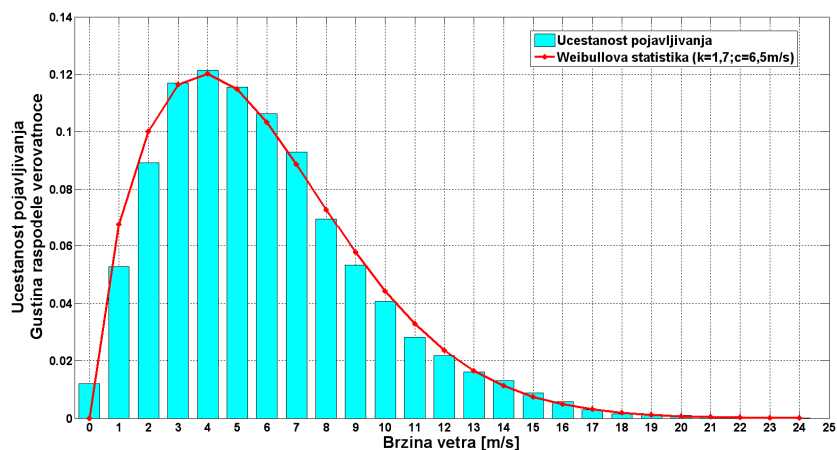
Slika 3.4: Uređeni godišnji dijagram kumulativnog trajanja brzina vetra na različitim visinama iznad tla na lokaciji Bavaništansko polje

3.2.4 Weibullova statistika resursa energije vetra

Normalizovani diskretni histogram brzina vetra se može opisati nekom funkcijom raspodele gustina verovatnoće. Pokazalo se da je za karakterizaciju statistike brzine vetra pogodno koristiti dvoparametarsku Weibullovu funkciju raspodele verovatnoće, koja je definisana sledećom relacijom, [29]:

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{c} \right)^k}, \quad (3.18)$$

gde su: k - faktor oblika i c - faktor skaliranja. Na slici 3.5 prikazan je normalizovani histogram brzina vetra sa slike 3.3 i odgovarajuća Weibullova funkcija raspodele verovatnoće.



Slika 3.5: Weibullova funkcija gustina raspodele verovatnoće javljanja brzina vetra na mikrolokaciji Bavaništansko polje na visini 60 m

Funkcija gustine raspodele verovatnoće definiše verovatnoću javljanja vetra određene brzine. Površina između krive $f(v)$ i apscisne ose je jednaka 1, jer je verovatnoća da će vetar duvati u opsegu od 0 do ∞ jednaka 1. Verovatnoća da će vetar duvati brzinom manjom od neke brzine V odgovara površini između dela krive i apscisne ose do vrednosti V i definisana je relacijom:

$$P(V < V_x) = F(V_x) = \int_0^{V_x} f(V) dV = 1 - e^{-\left(\frac{V_x}{c} \right)^k}. \quad (3.19)$$

Verovatnoća da će vetar duvati brzinom većom od V_x je definisana relacijom:

$$P(V > V_x) = 1 - F(V_x) = 1 - \left(1 - e^{-\left(\frac{V_x}{c}\right)^k} \right) = e^{-\left(\frac{V_x}{c}\right)^k}. \quad (3.20)$$

Srednja vrednost brzine vetra je definisana relacijom:

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V \cdot f(V) dV = k \cdot \int_0^{\infty} \left(\frac{V}{c}\right)^k \cdot e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} dV = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right). \quad (3.21)$$

gde je Γ standardna gamma funkcija ($\Gamma_n = \int_0^{\infty} e^{-x} \cdot x^{n-1} dx$). Srednja gustina snage vetra je definisana sledećom relacijom:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \rho (\bar{V}^3) = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} V^3 f(V) dV = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) = \frac{1}{2} \rho \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \bar{V}^3. \quad (3.22)$$

Prethodni izraz pokazuje da se srednja gustina snage vetra na nekoj lokaciji može proračunati ako se poznaje srednja godišnja gustina vazduha ρ , brzina vetra i parametar oblika k odgovarajuće Weibullove funkcije gustine raspodele verovatnoće.

Postoji više numeričkih metoda za određivanje parametara Weibullove funkcije gustine raspodele verovatnoće na osnovu seta raspoloživih merenih podataka o brzini vetra. U [45,46] je data uporedna analiza više metoda za procenu parametara k i c Weibullove statistike. Primena svake od metoda dovodi do određene greške. Jedna od metoda, koja spada u najtačnije, je metoda maksimuma verovatnoće (*maximum likelihood method*), [45 - 47]. Relacije kojima se određuju parametri k i c prema ovoj metodi su:

$$k = \left[\frac{\sum_{i=1}^N V_i^k \cdot \ln(V_i)}{\sum_{i=1}^N V_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^N \ln(V_i)}{N} \right]^{-1}; \quad (3.23)$$

$$c = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i^k \right]^{\frac{1}{k}}, \quad (3.24)$$

gde je N broj procesiranih desetominutnih intervala, a V_i je srednja desetominutna vrednost brzine vetra u i -tom desetominutnom intervalu. Rešavanje jednačine (3.23) se

vrši numeričkom iterativnom metodom. Kada se odredi vrednost faktora oblika, koristeći relaciju (3.24) može se odrediti i faktor skaliranja.

Za započinjanje iterativnog procesa potrebno je usvojiti početno pogađanje za faktor oblika k . Da bi se skratio iterativni proces, za početno pogađanje se može usvojiti procena faktora oblika k koja se dobija pomoću metode energije uzoraka (*energy pattern factor method*), [45]:

$$E_{pf} = \frac{\overline{(V^3)}}{(\overline{V})^3} . \quad (3.25)$$

Faktor oblika ima vrednost:

$$k = 1 + \frac{3.69}{E_{pf}} . \quad (3.26)$$

3.3 Visinski profil brzine vetra

Pošto je snaga vetra proporcionalna trećem stepenu brzine vetra, relacija (3.7), sa ekonomske tačke gledišta čak i najmanje povećanje brzine vetra značajno doprinosi povećanju snage vetra. Iz tog razloga, pri analizi resursa energije vetra neophodno je detaljno analizirati visinski profil brzine vetra, odnosno, analizirati promenu brzine vetra sa visinom iznad tla.

Usled trenja vazдушnih masa i površine tla (*boundary layer effect*), kao i unutrašnjeg viskoznog trenja u struji vazduha, brzina vetra generalno raste sa visinom iznad tla. Visinski profil brzine vetra najviše zavisi od hrapavosti tla i stabilnosti atmosfere, [48,49].

Glatke površine, kao što je npr. morska površina, daju veoma mali otpor strujanju vazduha, tako da je promena brzine vetra sa visinom relativno mala. Sa druge strane, kopneni vetrovi su prilično usporeni sa preprekama, kao što su na primer šume i zgrade, pa je promena brzine vetra sa visinom značajna. Egzaktno analitičko modelovanje visinskog profila brzine vetra je veoma kompleksno i za praktične proračune neprimenljivo zbog kompleksnosti površine tla i velikog broja drugih uticajnih parametara. Za praktične inženjerske proračune u vetroenergetici koriste se dva matematička modela pomoću kojih se opisuje visinski profil brzine vetra i to [50-55] :

- Logaritamski zakon (*Logaritam law*)
- Stepeni zakon (*Power law*)

3.3.1 Logaritamski zakon

Ovaj zakon proističe iz K-teorije, koja je u meteorologiji primenljiva u uslovima neutralne stabilnosti atmosfere (o uticaju stabilnosti atmosfere na visinski profil brzine vetra biće reči kasnije) i definisan je sledećom relacijom [55]:

$$V(z) = \frac{v^*}{k} \ln \frac{z}{z_0}, \quad (3.27)$$

gde su:

$V(z)$ - brzina vetra na visini z iznad zemlje,

k - von Karmanova konstanta. Njena vrednost nije precizno određena i u literaturi se sreću vrednosti u opsegu od 0,35 do 0,42, a najčešće se uzima da je 0,4, [37, 55],

v^* - brzina trenja. Ovaj parametar takođe nije jednoznačno određen zbog velikog broja uticajnih parametara (hrapavost terena i viskoznost vazduha),

z_0 - dužina hrapavosti (*roughness length*). Ovaj parametar direktno zavisi od stanja površine tla.

Prethodna relacija nije praktično primjenljiva jer brzina trenja v^* obično nije poznata. Za praktičnu analizu visinskog profila brzine vetra neophodno je imati merenja brzine vetra na nekoj visini. Ako je poznata (izmerena) brzina vetra V_1 na visini z_1 iznad tla, a potrebno je odrediti brzinu vetra V na visini z , može se, koristeći jednačinu (3.27), napisati:

$$V_1 = \frac{v^*}{k} \ln \frac{z_1}{z_0}; \quad V = \frac{v^*}{k} \ln \frac{z}{z_0} \quad (3.28)$$

Deljenjem prethodnih jednačina dolazi se do praktične jednačine za analizu visinskog profila brzine vetra, koja definiše *Logaritamski zakon*:

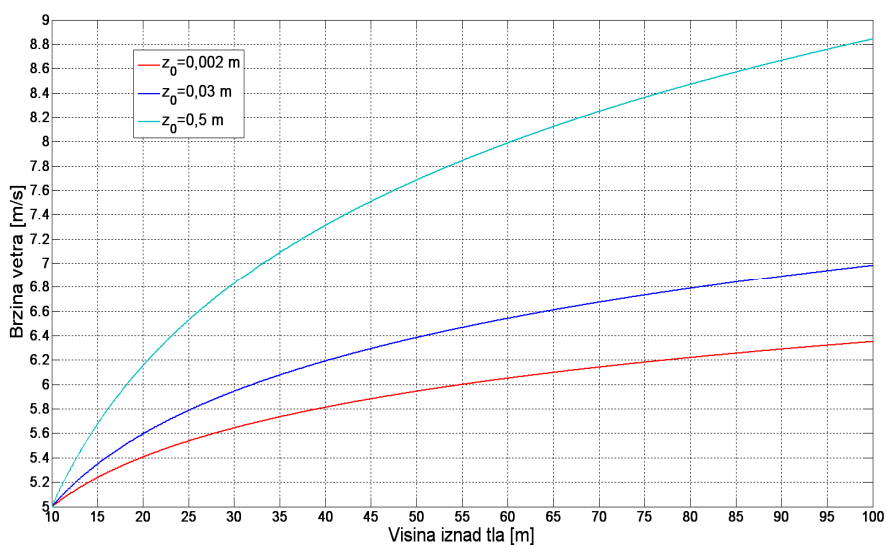
$$V = V_1 \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)}. \quad (3.29)$$

Parametar z_0 zavisi od stanja površine tla. Prema standardima iz Evropskog atlasa vetrova [55], koji je u inženjerskoj praksi široko prihvaćen za analizu vetroenergetskog potencijala, parametar z_0 se određuje na osnovu klase hrapavosti terena na kojem se analizira vetroenergetski potencijal. Klase hrapavosti terena i odgovarajuće dužine hrapavosti su date u tabeli 3.2.

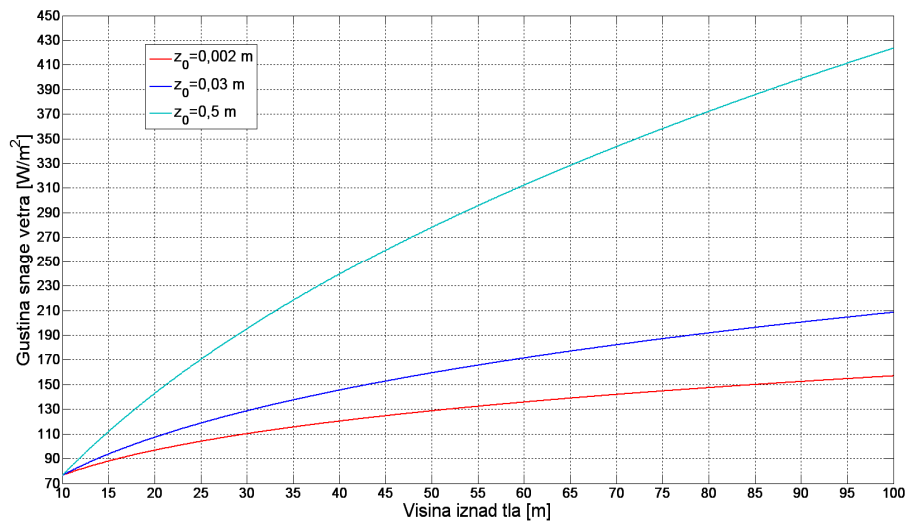
Tabela 3.2: Klase hrapavosti terena i odgovarajuće dužine hrapavosti, [55]

Klasa hrapavosti	Površina	Opis terena	z_0 [m]
1	More	<i>Otvoreno more</i>	0,0002
2	Glatka	<i>Ravne pešcare; sneg; niska vegetacija, bez prepreka</i>	0,005
3	Otvorena	<i>Ravni tereni; travnjaci, nekoliko izolovanih prepreka</i>	0,03
4	Otvorena hrapava	<i>Niski usevi; raštrkane visoke prepreke</i>	0,1
5	Hrapava	<i>Visoki usevi; raštrkane prepreke</i>	0,25
6	Veoma hrapava	<i>Voćnjaci, žbunje; brojne prepreke</i>	0,5
7	Zatvorena uređena	<i>Teran sa visokim uređenim preprekama (predgrađa)</i>	1
8	Neuredena	<i>Gradska naselja sa visokim i niskim građevinama</i>	>2

Na slici 3.5 prikazana je promena brzine vetra sa visinom za različite klase hrapavosti terena. Odgovarajuća promena gustine snage vetra sa visinom prikazana je na slici 3.6. Pretpostavljeno je da je na visini $z_1=10$ m iznad tla (standardna visina za hidrometeorološka merenja) izmerena brzina vetra $V_1=5$ m/s.



Slika 3.6: Promena brzine vetra sa visinom iznad tla za različite klase hrapavosti terena



Slika 3.7: Promena gustine snage vetra sa visinom iznad tla za različite klase hrapavosti terena i $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$

Analizirajući slike 3.6 i 3.7 može se zaključiti da je na lokacijama sa hrapavim terenom ekonomski opravdano postavljati vetroturbine na visoke stubove, jer je priraštaj snage vetra sa visinom značajan. Na lokacijama sa glatkim površinama (npr. na moru) vetroturbine se mogu postavljati i na niže stubove, jer je promena snage vetra sa visinom relativno mala. Na osnovu prethodne analize, zaključuje se da je potrebno izvršiti detaljnu analizu visinskog profila brzine vetra, kako bi se odabrala optimalna visina stubova za vetroturbine.

3.3.2 Stepeni zakon

Jedan od načina modelovanja uticaja hrapavosti terena na visinski profil brzine vetra je stepeni zakon, koji je definisan sledećom relacijom:

$$\left(\frac{V}{V_1}\right) = \left(\frac{z}{z_1}\right)^\alpha \quad (3.30)$$

gde su: V – brzina vetra na visini z ; V_1 – izmerena brzina vetra na visini z_1 ; α – koeficijent vertikalnog smicanja vetra (*wind shear*).

U slučaju modelovanja visinskog profila brzine vetra pomoću stepenog zakona, karakteristika terena u pogledu hrapavosti je opisana parametrom α . U tabeli 3.3 date su tipične vrednosti za koeficijent α na nekim grubo definisanim tipovima terena [40].

Tabela 3.3: Tipične vrednosti koeficijenta α za neke grubo definisane tipove terena, [40]

Karakteristike terena	α
Glatka tvrda zemlja; mirna voda	0,10
Visoka trava na stepenastoj zemlji	0,15
Visoko rastinje, ograde i grmovi	0,20
Pošumljeni predeli	0,25
Mali grad sa drvećem i grmovima	0,30
Veliki grad sa visokim zgradama	0,40

S obzirom da gustina snage vetra zavisi od trećeg stepena brzine vetra, može se, kombinujući relacije (3.7) i (3.30), napisati stepeni zakon za promenu gustine snage vetra sa visinom:

$$\frac{P}{P_1} = \left(\frac{z}{z_1} \right)^{3\alpha} . \quad (3.31)$$

Veza između parametra z_0 , koji figuriše u logaritamskom zakonu, i parametra α , koji figuriše u stepenom zakonu, može se definisati prema relaciji (3.32), koja se dobija iz relacija (3.29) i (3.30).

$$z_0 = e^{-\frac{z_1^\alpha \ln z - z^\alpha \ln z_1}{z_1^\alpha - z^\alpha}} . \quad (3.32)$$

3.4 Uticaj stabilnosti atmosfere na visinski profil brzine vetra

Vazduh u prizemnom sloju atmosfere, koji je od prvenstvenog interesa za vetroenergetiku, je u termodinamičkom pogledu izložen jakom uticaju zemlje, koja, u termodinamičkom smislu, predstavlja jedan toplotni rezervoar koji razmenjuje toplotu sa atmosferom. Ako se pretpostavi da je vazduh u prizemnom sloju suv (bez pare i primesa), onda se može primeniti teorija koja važi za idealan gas. Prema prvom zakonu termodinamike za zatvoren sistem sa idealnim gasom važi [30]:

$$dq = du + pd\hat{v} = dh - \hat{v}dp = c_p dT - \frac{1}{\rho} dp , \quad (3.33)$$

gde su:

T – temperatura vazduha,

Q – toplota zagrevanja vazduha,

u – unutrašnja energija,

h – entalpija,

\hat{v} – specifična zapremina i

c_p – specifični toplotni kapacitet vazduha pri konstantnom pritisku.

Pri adijabatskom procesu ($dq=0$) prethodna jednačina postaje:

$$c_p dT = \frac{1}{\rho} dp \quad (3.34)$$

Promena atmosferskog pritiska p sa visinom z je opisana jednačinom (3.10), pa se zamenom u jednačinu (3.34) dobija izraz za visinski temperaturni gradijent vazduha pri adijabatskim uslovima:

$$\left(\frac{dT}{dz} \right)_{adiabatic} = -\frac{g}{c_p} \quad (3.35)$$

Uzimajući pretpostavku da je za suv vazduh $c_p=1000$ J/kg $^{\circ}$ C dobija se visinski gradijent temperature vazduha, [30]:

$$\left(\frac{dT}{dz} \right)_{adiabatic} = -\frac{0,0098^{\circ}\text{C}}{\text{m}} \approx -\frac{1^{\circ}\text{C}}{100 \text{ m}} \quad (3.36)$$

Prethodna relacija važi pod pretpostavkom da je vazduh idealan gas i da nema razmene toplote sa okolinom (nema zagrevanja od sunca i zemlje), tj. da je proces adijabatski. S obzirom da se vazдушna masa u atmosferi nalazi između dva toplotna izvora, sa jedne strane Sunce, a sa druge Zemlja, pretpostavka o adijabatskim uslovima je u manjoj ili većoj meri ugrožena. U zavisnosti od meteoroloških uslova, dolazi do svakodnevne promene intenziteta i smera fluksa razmene toplote između zemlje i atmosfere. Smer i intenzitet fluksa razmene toplote u prizemnom sloju atmosfere definiše stabilnost atmosfere. Atmosfera može biti: nestabilna, stabilna i neutralna.

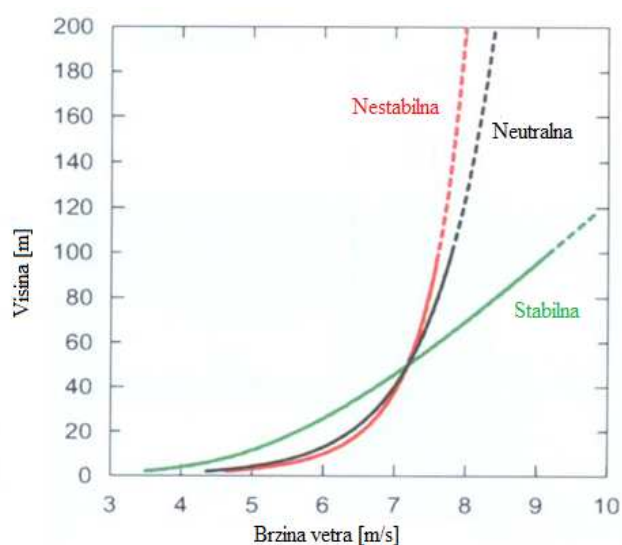
Uslovi za nestabilnu atmosferu se tipično javljaju u toku vedrog dana, kada Sunce intenzivno zagreva površinu zemlje, koja, zbog boljih apsorpcionih karakteristika

od vazduha, postaje toplija od vazduha u prizemnom sloju. Zemlja zagreva vazduh u prizemnom sloju i on se uzdiže u više slojeve (i do 2 km iznad površine zemlje) gde se hladi i ponovo ponire prema površini zemlje, tako da dolazi do intenzivnog vertikalnog strujanja (mešanja) vazdušnih masa. Nestabilnu atmosferu karakteriše negativni visinski gradijent temperature vazduha, koji je veći nego u adijabatskim uslovima. Proces nestabilnosti atmosfere obično započinje sa izlaskom sunca, a najintenzivniji je u popodnevnom satima kada je i prenos toplote (toplotni fluks) sa površine zemlje na okolni vazduh najveći. U pogledu visinskog profila vetra, nestabilnu atmosferu karakteriše relativno slab priraštaj brzine vetra sa visinom i visok nivo turbulentnosti.

Uslovi za stabilnu atmosferu se tipično javljaju noću, kada zemlja postaje hladnija od vazduha, pa je transfer toplote suprotan u odnosu na period dana. Zemlja hladi prizemne slojeve vazduha, pa je visinski gradijent temperature vazduha manji nego pri adijabatskim uslovima (u apsolutnom smislu), a može biti i pozitivan. Zona u kojoj se odvija ovaj efekat je obično u prizemnom sloju atmosfere debljine (100 – 200) m. U pogledu visinskog profila vetra, stabilnu atmosferu karakteriše jak priraštaj brzine vetra sa visinom i nizak nivo turbulentnosti.

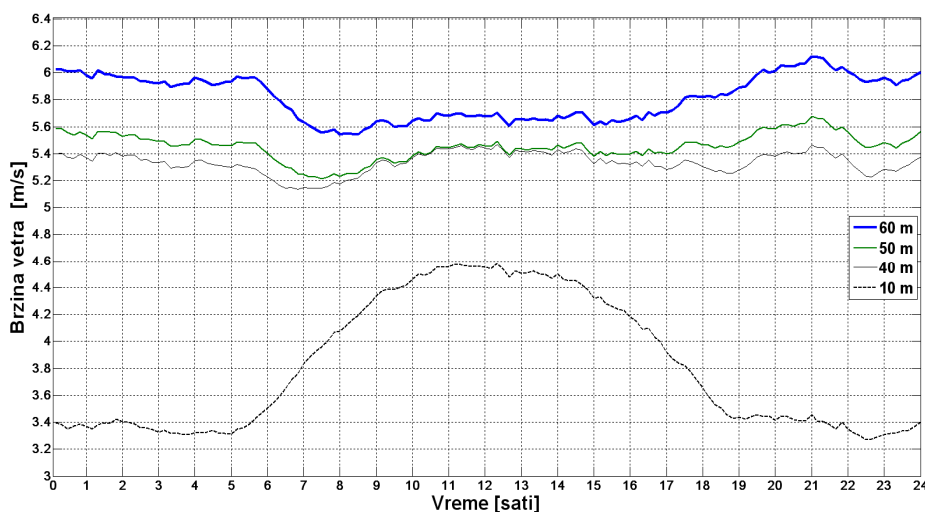
Neutralna atmosfera odgovara adijabatskim uslovima, odnosno uslovima u kojima nema razmene toplote između površine zemlje i vazduha (toplotni fluks razmene je praktično jednak nuli). U pogledu visinskog profila vetra, neutralnu atmosferu karakteriše profil kojeg određuje hrapavost terena u skladu sa logaritamskim zakonom, relacija (3.29).

Na slici 3.8 prikazan je tipični visinski profil brzine vetra za različite uslove stabilnosti atmosfere [6].



Slika 3.8: Tipični visinski profili brzine vetra za različite uslove stabilnosti atmosfere, [6]

Na slici 3.9 prikazane su vremenske promene brzine vetra za prosečan dan (na nivou godine) na visinama 10, 40, 50 i 60 m iznad tla. Merenja su izvršena na lokaciji Bavaništansko polje u južnom Banatu, [42]. Analizirajući dijagrame na slici 3.9, može se zaključiti da je u toku noći, kada je atmosfera najčešće stabilna, priraštaj brzine vetra sa visinom značajno veći nego u toku dana, kada je atmosfera najčešće nestabilna.



Slika 3.9: Brzina vetra u funkciji vremena za prosečan dan u godini na visinama 10, 40, 50 i 60 m iznad tla na lokaciji Bavaništansko polje u južnom Banatu, [42]

Matematičko modelovanje visinskog profila brzine vetra u različitim uslovima stabilnosti atmosfere je kompleksan problem. U literaturi se najčešće uticaj stabilnosti atmosfere na visinski profil brzine vetra opisuje pomoću *Monin-Obukhove* teorije sličnosti [48-50]. Kao rezultat te teorije uvodi se dijabatski korekcionni faktor u logaritamski zakon. Logaritamski zakon sa dijabatskom korekcijom je definisan relacijom (3.37), u kojoj je ψ_m parametar stabilnosti atmosfere.

$$V = V_1 \frac{\left(\ln\left(\frac{z}{z_0}\right) - \psi_m \right)}{\left(\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right) - \psi_m \right)}, \quad (3.37)$$

Parametar stabilnosti ψ_m se određuje rešavanjem jednačine (3.38), [37, 51] . Prvo rešenje odgovara neutralnoj atmosferi, dok drugo i treće rešenje odgovaraju slučajevima nestabilne i stabilne atmosfere, respektivno.

$$\psi_m = \int_0^{z/L} \frac{1-\phi(\xi)}{\xi} d\xi = 0; \quad \xi = \frac{z}{L}, \quad (3.38a)$$

$$\psi_m = \int_0^{z/L} \frac{1-\phi(\xi)}{\xi} d\xi = -b_1 \frac{z}{L}; \quad b_1 = 4,5 \div 6, \quad (3.38b)$$

$$\psi_m = \int_0^{z/L} \frac{1-\phi(\xi)}{\xi} d\xi = 2\ln\left(\frac{1+x}{2}\right) + \ln\left(\frac{1+x^2}{2}\right) - 2\arctan(x) + \frac{\pi}{2} \quad (3.38c)$$

$$x = \left(1 - a_1 \frac{z}{L}\right)^{-p_1} \quad a_1 = 15 \div 20; \quad p_1 = -\frac{1}{4} .$$

Parametri: a , b i p u jednačini (3.38) su bezdimenzioni empirijski koeficijenti. Parametar L je Obukhova dužina koja direktno definiše stabilnost atmosfere. U tabeli 3.4 su date definicije klasa stabilnosti prema dužini Obukhova, [35]. U zavisnosti od vrednosti parametra L , određuje se stanje stabilnosti atmosfere i koristi se odgovarajuća forma izraza (3.38).

Jednačine (3.37) i (3.38) čine osnovu za analizu visinskog profila brzine vetra za različite uslove stabilnosti atmosfere. Ova teorija se koristi za određivanje profila vetra u nižim slojevima atmosfere, do nekoliko stotina metara. Osnovni problem za praktičnu primenu *Monin-Obukhove* teorije za procenu visinskog profila brzine vetra predstavlja određivanje (procena) parametra L .

Tabela 3.4: Klase stabilnosti atmosfere prema dužinama Obukhova, [35]

Stanje stabilnosti	Dužina Obukhovog L [m]
<i>Vrlo stabilna</i>	$0 < L < 200$
<i>Stabilna</i>	$200 < L < 1000$
<i>Neutralna</i>	$ L > 1000$
<i>Nestabilna</i>	$-200 < L < 0$
<i>Vrlo nestabilna</i>	$-1000 < L < -200$

3.5 Pregled metoda za procenu stanja stabilnosti atmosfere

Za tačno određivanje stabilnosti atmosfere potrebno je pratiti veliki broj parametara koji se najčešće teško mere. U ovom odeljku rada dat je pregled metoda za procenu stabilnosti atmosfere na osnovu različitih merenih podataka. Stabilnost atmosfere može biti procenjena na osnovu sledećih parametara, [56, 57]:

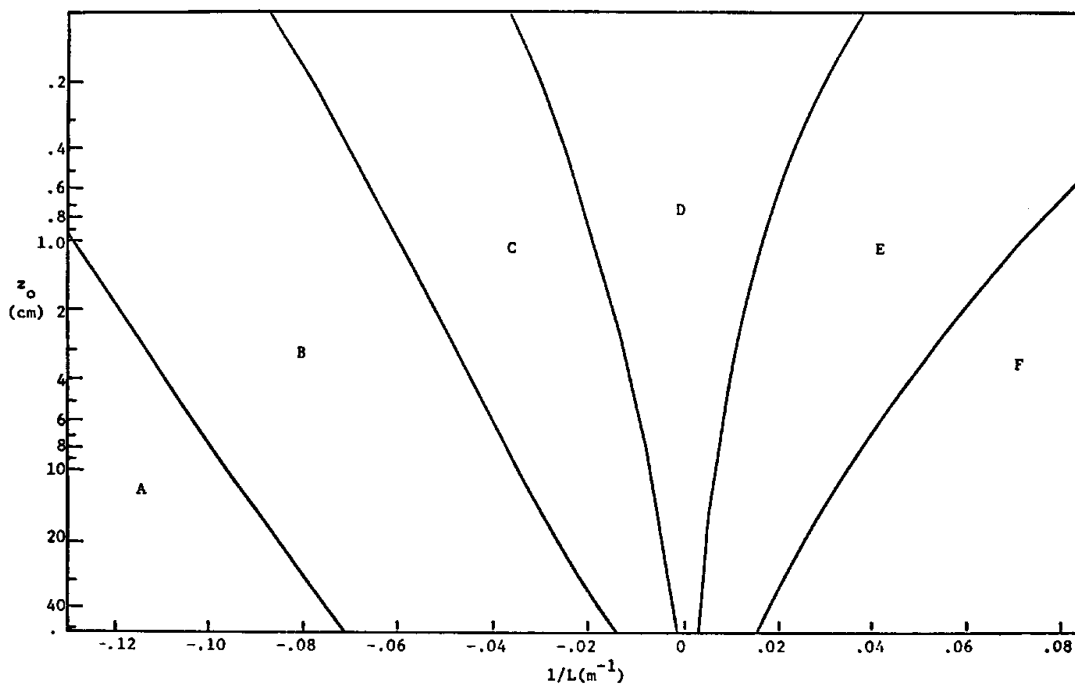
- 1) Brzina vetra, insolacija/oblačnost
- 2) Vertikalni gradijent temperature
- 3) Ričardsonov broj
- 4) Standardna devijacija smeru vetra
- 5) Brzine vetra na jednoj visini i temperature na dve visine

Za opisivanje stanja stabilnosti atmosfere često se u literaturi koriste Pasquillove klase. Pregled ove klasifikacije je dat u tabeli 3.5, [56].

Tabela 3.5: Veza Pasquillovih klasa i stabilnosti atmosfere, [56]

Stabilnost atmosfere	Pasquillove klase
<i>Vrlo nestabilna</i>	A
<i>Nestabilna</i>	B
<i>Nestabilna</i>	C
<i>Neutralna</i>	D
<i>Stabilna</i>	E
<i>Vrlo stabilna</i>	F

Veza između Pasquillovih klasa i dužine Obukhova se izvodi iz Golderovih dijagrama [58], koji su prikazani na slici 3.10.



Slika 3.10: Golderovi dijagrami, [58]

Na osnovu Golderovih dijagrama, za svaku Pasquillovu klasu stabilnosti, može se proračunati odgovarajuća vrednost dužine Obukhova prema sledećoj relaciji:

$$L = a \cdot z_0^b \quad (3.39)$$

Vrednosti koeficijenta a i b u jednačini (3.39), za različite Pasquillove klase, date su u tabeli 3.6, [56].

Tabela 3.6: Koeficijenti za procenu dužine Obukhova za različite Pasquillove klase stabilnosti, [56]

Pasquillova klasa	Koeficijenti	
	a	b
A	-11,4	0,1
B	-26	0,17
C	-123	0,3
D	0	0
E	123	0,3
F	26	0,17

3.5.1 Procena stabilnosti atmosfere na osnovu merenja brzine vetra i merenja insolacije/oblačnosti

Ovaj metod zahteva merenje brzine vetra na visini od 10 m iznad tla, merenje insolacije tokom dana i procenu oblačnosti tokom noći. Na osnovu ovih podataka, stanje stabilnosti atmosfere se može klasifikovati prema tabeli 3.7.

Tabela 3.7: Pasquillove klase stabilnosti atmosfere za različite vrednosti insolacije, oblačnosti i brzine vetra, [56]

Brzina vetra na visini 10 m (m/s)	Ukupno dolazno sunčevo zračenje (W/ m ²)				Jedan sat pre zalaska sunca i posle izlaska	Oblačnost tokom noći (okta)		
	Jako >600	umrerno 300-600	slabo <300	Oblačno		0-3	4-7	8
<2	A	A-B	B	C	D	F	F	D
2-3	A-B	B	C	C	D	F	E	D
3-5	B	B-C	C	C	D	E	D	D
5-6	C	C-D	D	D	D	D	D	D
>6	C	D	D	D	D	D	D	D

3.5.2 Procena stabilnosti atmosfere pomoću temperaturnog gradijenta

Opseg tipičnog temperaturnog gradijenta za svaku Pasquillovu klasu dat je u tabeli 3.8, [56]. Ovaj metod zahteva merenje temperature na dve visine.

Tabela 3.8: Pasquillove klase stabilnosti atmosfere u funkciji temperaturnog gradijenta

Pasquillova klasa	Temperaturni gradijent (°C/100m)
A	$\Delta T/\Delta z < -1,9$
B	$-1,9 < \Delta T/\Delta z < -1,7$
C	$-1,7 < \Delta T/\Delta z < -1,5$
D	$-1,5 < \Delta T/\Delta z < -0,5$
E	$-0,5 < \Delta T/\Delta z < 1,5$
F	$\Delta T/\Delta z > 1,5$

3.5.3 Procena stabilnosti atmosfere pomoću Ričardsonovog broja

Za primenu ovog metoda potrebna su merenja brzine vetra i temperature na dve visine. Proračun Ričardsonovog broja (R_i) se može izvršiti prema sledećoj relaciji, [58, 59]:

$$R_i = \frac{g}{T_1} \frac{\left(\frac{\theta_2 - \theta_1}{z_2 - z_1} - \Gamma \right)}{\left(\frac{V_4 - V_3}{z_4 - z_3} \right)^2} \quad (3.40)$$

gde su: θ_1 i θ_2 - potencijalne temperature na visinama z_1 i z_2 , respektivno; V_3 i V_4 - brzine vetra merene na visinama z_3 i z_4 , respektivno; T_1 [K] - apsolutna temperatura na visini z_1 ; Γ - visinski gradijent temperature u adijabatskim uslovima (koji iznosi -0,01 K/m, shodno relaciji 3.36) i g - gravitaciona konstanta. Proračun potencijalne temperature se može izvršiti na osnovu Poissonove jednačine:

$$\theta = T \left(\frac{p}{p_0} \right)^{\frac{R}{c_p}}, \quad (3.41)$$

gde su: T - apsolutna temperatura izražena u K; p - atmosferski pritisak; p_0 - referentni atmosferski pritisak ($p_0=1000$ mbar); R - specifična gasna konstanta za vazduh c_p - specifični toplotni kapacitet vazduha pri konstantnom pritisku ($c_p=1000$ J/kgK).

Na osnovu vrednosti Ričardsonovog broja može se izvršiti klasifikaciju stanja stabilnosti atmosfere prema tabeli 3.9.

Tabela 3.9: Pasquillove klase stabilnosti atmosfere u zavisnosti od Ričardsonovog broja [56]

Pasquillova klasa	Ričardsonov broj
A	$R_i < -2,038$
B	$-2,038 < R_i < -0,75$
C	$-0,75 < R_i < -0,18$
D	$-0,18 < R_i < 0,083$
E	$0,083 < R_i < 0,16$
F	$R_i > 0,16$

Teorija atmosfere u graničnom sloju daje i analitičku vezu između Ričardsonovog broja i dužine Obukhova [58]:

$$\frac{z}{L} = C_1 \cdot Ri_b \quad (3.42)$$

$$\frac{z}{L} = \frac{C_1 Ri_b}{1 - C_2 Ri_b} \quad (3.43)$$

Konstante u jednačinama su $C_1=10$ i $C_2=5$. Jednačina (3.42) odgovara rešenju za pozitivne vrednosti Ri_b , dok jednačina (3.43) odgovara rešenju za negativne vrednosti Ri_b .

3.5.4 Procena stabilnosti atmosfere pomoću merenja brzine vetra na jednoj visini i merenja temperature na dve visine

Ukoliko se rasplaže merenjima brzine vetra na visini od 10 m i merenjima temperature vazduha na dve visine, tada se može izvršiti klasifikaciju stanja stabilnosti atmosfere prema šemi datoj u tabeli 3.10.

Tabela 3.10. Klasifikacija stabilnosti atmosfere na osnovu merenja brzine vetra i temperaturnog gradijenta [56]

Brzina vetra [m/s]	Temperaturni gradijent [K/100m]						
	$\frac{\Delta T}{\Delta z} \leq -1,5$	$-1,5 < \frac{\Delta T}{\Delta z} \leq -1,2$	$-1,2 < \frac{\Delta T}{\Delta z} \leq -0,9$	$-0,9 < \frac{\Delta T}{\Delta z} \leq 0,7$	$-0,7 < \frac{\Delta T}{\Delta z} \leq 0$	$0 < \frac{\Delta T}{\Delta z} \leq 2$	$\frac{\Delta T}{\Delta z} \geq 2$
$V < 1$	A	A	B	C	D	F	F
$1 \leq V < 2$	A	B	B	C	D	F	F
$2 \leq V < 3$	A	B	C	D	D	E	F
$3 \leq V < 5$	B	B	C	D	D	D	E
$5 \leq V < 7$	C	C	D	D	D	D	E
$7 \leq V$	D	D	D	D	D	D	D

3.5.5 Procena stabilnosti atmosfere merenjem standardne devijacije smera vetra

Promena smera vetra je takođe jedan od indikatora stanja stabilnosti atmosfere. U tabeli 3.11 su date veze između standardne devijacije smera vetra i Pasquillovih klasa stabilnosti.

Tabela 3.11: Pasquillove klase stabilnosti atmosfere u funkciji standardne devijacije smera vetra [56]

Pasquillova klasa	Apsolutna devijacija smera vetra σ_θ (stepen)
A	$\sigma_\theta > 22,5$
B	$17,5 < \sigma_\theta < 22,5$
C	$12,5 < \sigma_\theta < 17,5$
D	$7,5 < \sigma_\theta < 12,5$
E	$3,75 < \sigma_\theta < 7,5$
F	$\sigma_\theta < 3,75$

3.6 Turbulentnost vetra

U realnim uslovima vetar je dinamična pojava, pri čemu se promene brzine vetra mogu posmatrati na sekundnom, minutnom, satnom, dnevnom i sezonskom nivou. Brze promene intenziteta brzine vetra u sekundnom domenu predstavljaju turbulentnost. U oblasti vetroenergetike standardni interval usrednjavanja brzine vetra je 10 min, odnosno, sa aspekta analize energije vetra, merodavni su desetominutni intervali. Svako odstupanje trenutne brzine vetra od srednje vrednosti u odgovarajućem desetominutnom intervalu predstavlja turbulentnost. Uzrok turbulentnosti vetra su: vertikalna mešanja vazduha zbog uticaja toplotnog fluksa zemlje, prepreke na površini tla i hrapavost terena. Iz tog razloga, vektor brzine vetra treba posmatrati kao prostorni vektor, koji se u vremenu menja i po smeru i po intenzitetu, tako da se može definisati: longitudinalna, lateralna i vertikalna komponenta turbulentnosti vetra. Za analize vetroenergetskog potencijala od posebnog interesa je longitudinalna komponenta turbulentnosti.

Trenutna brzina vetra $v(t)$ se može predstaviti kao zbir kvazistacionarne srednje desetominutne vrednosti V na koju se superponira turbulentna fluktuacija $v'(t)$:

$$v(t) = V + v'(t) . \quad (3.44)$$

Promenljivost brzine vetra u nekom desetominutnom intervalu se najbolje može opisati pomoću kvadrata standardne devijacije (varianse) brzine vetra:

$$\sigma^2 = \frac{1}{T} \int_{t_0-T/2}^{t_0+T/2} (v(t) - V)^2 dt, \quad (3.45)$$

gde je T interval usrednjavanja (standardno u vetroenergetici je $T=10$ min). S obzirom da se merenje brzine vetra vrši diskretno (sa odgovarajućom frekvencijom odabiranja), u odgovarajućem vremenskom intervalu T registruje se N odbiraka na osnovu kojih se može proračunati standardna devijacija brzine vetra, pa se relacija može napisati u diskretizovanom obliku:

$$\sigma^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (v_i - V)^2. \quad (3.46)$$

Kao mera turbulentnosti vetra koristi se intenzitet turbulentnosti koji se definiše kao odnos standardne devijacije brzine vetra i srednje brzine vetra V u odgovarajućem desetominutnom intervalu:

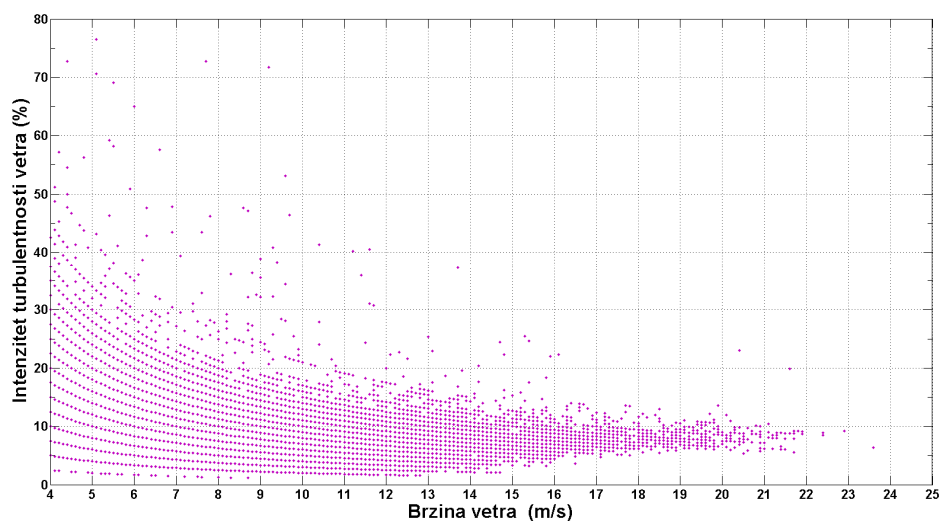
$$I = \frac{\sigma}{V}. \quad (3.47)$$

Pored intenziteta turbulentnosti, definiše se i faktor udarnosti vetra (*gustfactor*) koji predstavlja odnos maksimalne brzine vetra u posmatranom desetominutnom intervalu i odgovarajuće srednje desetominutne brzine vetra:

$$G = \frac{v_{\max}}{V}. \quad (3.48)$$

S obzirom da turbulentnost vetra zavisi od hrapavosti terena i prepreka, intenzitet turbulentnosti vetra se menja sa visinom i manji je na većim visinama. Prirodna turbulentnost vetra se obično kreće u granicama od 8 % za morske vetrove do 14 % za kopnene vetrove. Turbulentnost vetra zavisi i od brzine vetra i generalno je veća pri manjim brzinama vetra. Za vetroenergetiku od interesa su vetrovi čije su brzine $V > 3$ m/s jer se pri slabijim vetrovima ne vrši elektromehanička konverzija (vetroturbina je zaustavljena).

Na slici 3.11 prikazan je intenzitet turbulentnosti vetra na lokaciji Bavaništansko polje u južnom Banatu u funkciji brzine vetra. Podaci su dobijeni na osnovu jednogodišnjih merenja brzine vetra na visini 60 m, [10].



Slika 3.11: Intenzitet turbulentnosti vetra na lokaciji Bavaništansko polje u južnom Banatu na visini 60 m u funkciji brzine vetra merene na visini 60 m

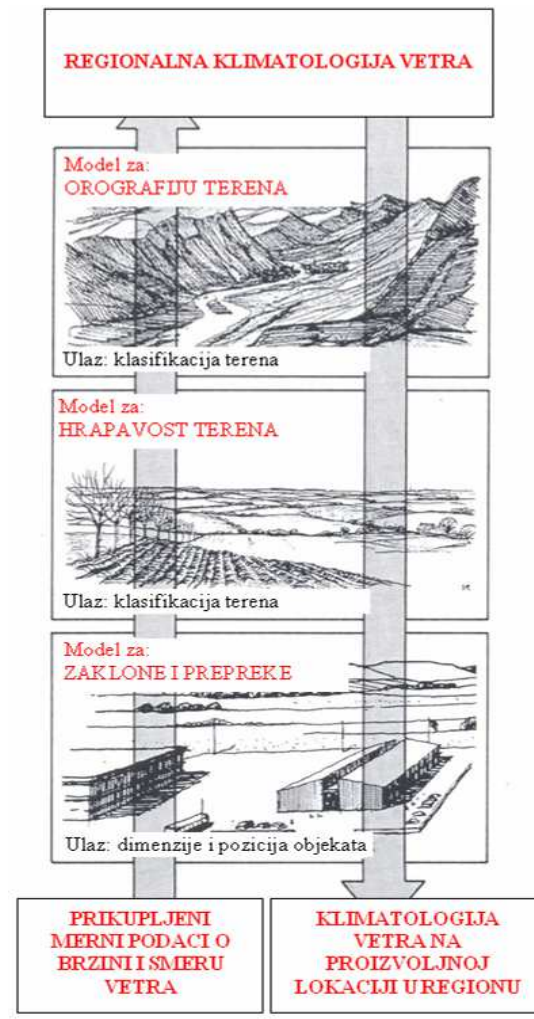
3.7 Regionalna klimatologija vetra

Merenjem brzine vetra pomoću merno-akvizicionog sistema montiranog na mernom stubu dobija se informacija o brzini vetra u jednoj tački regiona u prostornom smislu i jednoj ili nekoliko tačaka u visinskom smislu. Osnovna dva problema koja treba rešiti u analizi regionalnih resursa vetra su prostorna i visinska ekstrapolacija potencijala vetra na osnovu merenja sprovedenih u jednoj ili nekoliko tačaka u regionu.

Opšte prihvaćeni model za regionalnu klimatologiju energije vetra jeste model baziran na Evropskom atlasu vetrova [55]. Korišćenjem ovog modela može se, na osnovu merenja parametara vetra u jednoj tački, proceniti vetroenergetski potencijal u bilo kojoj tački u ciljnom regionu, koja nam može biti od interesa za izgradnju vetroelektrane. Na slici 3.12 prikazan je logički blok dijagram modela baziranog na Evropskom atlasu vetrova.

Osnovni cilj regionalne analize resursa vetra je estimacija regionalne mape vetroenergetskog potencijala, na osnovu koje se mogu identifikovati mikrolokacije koje su sa aspekta resursa vetra pogodne za gradnju vetroelektrana. Zbog kompleksnog uticaja stanja površine tla na prostornu i visinsku raspodelu potencijala energije vetra neophodno je koristiti različite softverske alate za numeričko modelovanje uticajnih

parametara u skladu sa blok dijagramom na slici 3.12, a u skladu sa procedurama računarskog modelovanja koje su opisane u [60]. Da bi se izvršila prostorna ekstrapolacija merenih rezultata o brzini vetra, u skladu sa [55], potrebno je izvršiti modelovanja: prepreka, hrapavosti terena i orografije terena.



Slika 3.12: Logički blok dijagram modela za analizu regionalne klimatologije vetra baziranom na Evropskom atlasu vetrova, [55]

3.7.1 Modelovanje prepreka

Pod pojmom prepreka obično se podrazumevaju građevinski objekti, drveće i slično, koji remete strujni tok vazduha i predstavljaju negativne elemente pri elektromehaničkoj konverziji energije vetra. Iz tog razloga njihov se uticaj mora detaljno analizirati. Svaka prepreka strujanju vetra izaziva promenu visinskog profila brzine vetra, smanjenje snage vetra i povećanje njegove turbulentnosti [13].

U pogledu uticaja na parametre vetra prepreke se pored geometrijskih elemenata opisuju sa parametrom koji se naziva poroznost. Uopšteno, poroznost P se za neku prepreku definiše kao odnos otvorene površine A_0 i ukupne površine prepreke A , [55]:

$$P = \frac{A_0}{A}. \quad (3.49)$$

Prema relaciji (3.49), zaključuje se da je poroznost 0 za čvrste građevine, dok se za drveće obično uzima 0,35 - 0,5 u zavisnosti od gustine drveća. Red sličnih građevina raspoređenih tako da je njihovo međusobno rastojanje jednako trećini dužine pojedine građevine imaće zajedničku poroznost od oko 0,33. Podaci o poroznosti za neke vrste prepreka su dati u tabeli 3.12.

Tabela 3.12: Poroznost za neke vrste prepreka, [55]

Vrsta prepreke	Poroznost (P)
<i>Zidovi</i>	0
<i>Vrlo gusta (zbijena) šuma</i>	≤ 0.35
<i>Gusta šuma</i>	$0.35 \div 0.50$
<i>Retka listopadna šuma</i>	≥ 0.50

Poroznost drveća menja se sa listanjem, odnosno sa promenom godišnjih doba, pa se poroznost, u takvim slučajevima, mora posmatrati kao klimatološki parametar.

Matematičko modelovanje uticaja prepreke na parametre brzine vetra u njenoj okolini je dosta složeno i uglavnom bazirano na poluempirijskim i empirijskim formulama [55], koje su integrisane u složene softverske alate za analizu potencijala vetra, kao što je WAsP [6]. U ovom softveru prepreka se modeluju tako što se definiše njena poroznost, geometrija i pozicija u odnosu na ciljnu tačku. Objekat se posmatra u odnosu na tačku od interesa (anemometarski merni stub ili lokacija za vetroagregat). U odnosu na ciljnu tačku treba modelovati sve objekte ako se tačka od interesa nalazi u zoni uticaja objekta na brzinu i turbulentnost vetra. Ta zona se uzima da je praktično oko 20 visina prepreke [13].

3.7.2 Modelovanje hrapavosti terena

Na visinski profil brzine vetra dominantno utiče hrapavost terena. Prema logaritamskom zakonu, relacija (3.29), hrapavost terena se opisuje odgovarajućom

dužinom hrapavosti z_0 u skladu sa kategorizacijom terena prikazanoj u tabeli 3.2. U realnim uslovima hrapavost terena nije homogena jer postoje površine koje su prekrivene različitom vegetacijom, a takođe postoje i vodene i peskovite površine. Pri duvanju vetra preko površina na granicama promene hrapavosti terena dolazi do promene visinskog profila brzine vetra, pri čemu ta promena ne može biti trenutna već se odvija postepeno [6,7].

Pri regionalnoj analizi potencijala vetra, modelovanje hrapavosti terena obuhvata identifikovanje kontura (granica) površina unutar analiziranog regiona sa različitim klasama hrapavosti. Svakoj identifikovanoj površini se dodeljuje odgovarajuća dužina hrapavosti z_0 , u skladu sa klasifikacijom iz tabele 3.2. Praktično je dovoljno obuhvatiti i modelovati hrapavosti površina u regionu u radijusu 10 km oko ciljne lokacije, [6,7]. Za formiranje modela hrapavosti terena u praksi se koriste različite podloge i vizuelna inspekcija terena. Satelitski snimci terena (*Google Earth*) mogu biti od velike koristi za identifikovanje granica promene hrapavosti terena.

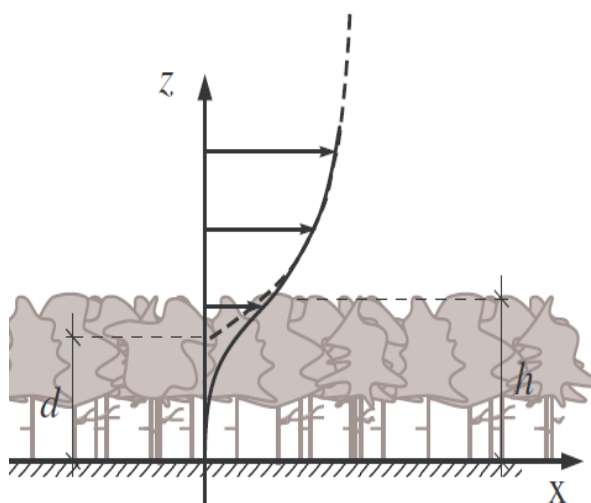
U okolini lokacija mernog stuba i mikrolokacije vetroelektrane potrebno je detaljno analizirati teren i u što preciznijoj meri identifikovati (omeđiti) površine koje imaju različite klase hrapavosti. U tom cilju neophodno je obići teren i pomoću GPS prijemnika locirati odgovarajuće konture promene hrapavosti terena.

Nedostatak ovog pristupa je subjektivnost u proceni hrapavosti terena jer je skala u tabeli 3.2 dosta gruba, a procena klase i finije definisanje parametra z_0 je subjektivna procena inženjera na osnovu vizuelne inspekcije terena. Na slici 3.13 prikazane su površi različitih klasa hrapavosti.



Slika 3.13: Slike različitih terena u pogledu klase hrapavosti

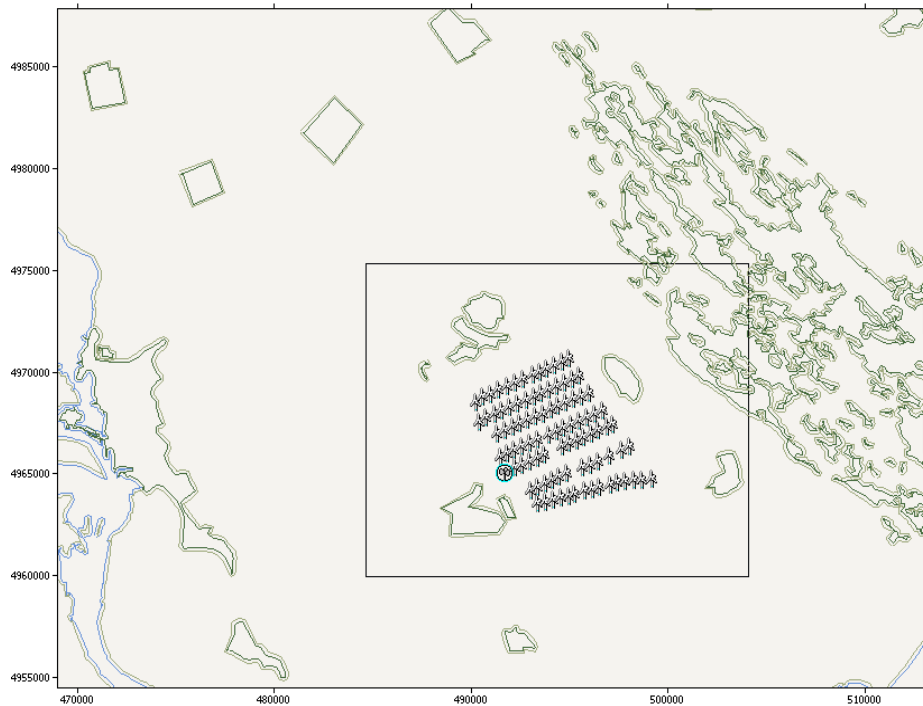
Posebnu pažnju u pogledu modelovanja hrapavosti predstavljaju predeli sa visokim šumama. Istraživanja profila vetra iznad šume [61] pokazuju da šumu visine h treba tretirati kao visoravan (breg) visine $d = 0,8h$, kada je u pitanju gusta kompaktna šuma, odnosno, $d = 0,75h$ kada je u pitanju ređa šuma, slika 3.13. Površinu iznad „formirane visoravni” treba modelovati sa dužinom hrapavosti $z_0 = 0,075h$, kada je u pitanju gusta kompaktna šuma, odnosno, $z_0 = 0,1h$, kada je u pitanju ređa šuma. Sličan pristup može se iskoristiti i za modelovanje visinskog profila brzine vetra iznad uređenog naselja.



Slika 3.14: Modelovanje visinskog profila vetra iznad šume, [61]

Nakon identifikacije kontura promene hrapavosti, pomoću odgovarajućeg softvera (npr. *WAsP Map Editor*), graničnim površinama (unutar i van konture) dodele se odgovarajuće dužine hrapavosti i na taj način se formira *vektorska mapa hrapavosti terena*. Na slici 3.15 prikazana je *WAsP* mapa hrapavosti terena za širi region Deliblatske peščare sa naznačenim konturama promene hrapavosti. U markiranom kvadratu je zona od posebnog interesa jer se u njoj nalazi lokacija mernog stuba (naznačena je kružićem) i planirana lokacija vetroelektrane (pozicije vetroagregata su naznačene simbolom turbine) [62]. U ovoj zoni je izvršena detaljna inspekcija terena i unete odgovarajuće konture hrapavosti koje se nisu mogle prepoznati na satelitskim snimcima. Mapa je prikazana u georeferentnom WGS UTM T34 koordinatnom sistemu.

Modelovanje hrapavosti terena je od velike važnosti za procenu vetroenergetskog potencijala regiona, tako da mu treba posvetiti posebnu pažnju, pri čemu treba voditi računa da hrapavost u većini slučajeva nije jednoznačno definisana.



Slika 3.15: Vektorska WASP mapa hrapavosti terena šireg regiona Deliblatske peščare sa naznačenom pozicijom mernog stuba i planirane vetroelektrane, [62]

3.7.3 Modelovanje orografije terena

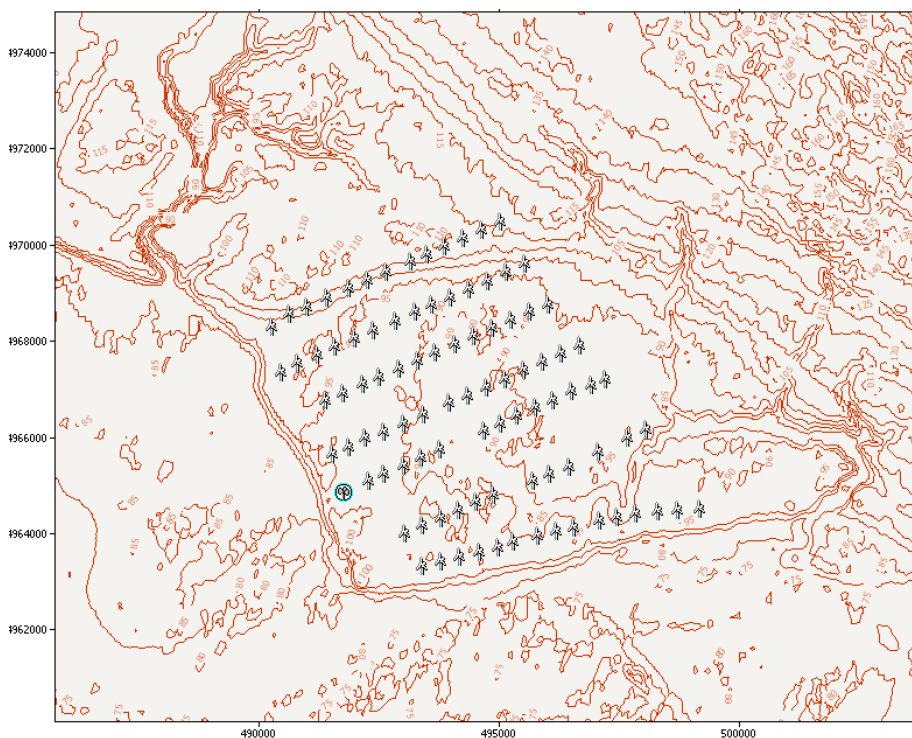
Orografija terena (varijacija visine tla) je od ključne važnosti za analizu površinskih vetrova i treba je što preciznije modelovati. Precizno modelovanje orografije terena je bitno, kako za kompleksne terene (brdovite i planinske lokacije), tako i za ravničarske regione, jer svaka promena (pa i mala) visine terena ima značajan uticaj na vazdušni tok. Zaobljen greben ubrzava tok vetra iznad sebe. Ubrzanje se javlja zbog zbijanja slojeva vazduha iznad vrha grebena. Intenzitet ubrzanja zavisi od oblika grebena. Ovaj efekat je pozitivan u pogledu izgradnje vetroelektrana ukoliko je nagib grebena između 6° i 16° . Ako je nagib veći od 27° ili manji od 3° , efekat nije od praktične koristi, [6,7]. Pored visine grebena, važan faktor je orijentacija grebena. Efekat je veći ako dominantan vetar duva u pravcu upravnom na liniju grebena, a manji ako duva paralelno sa linijom grebena. Kod grebena sa ravnim vrhom može doći do pojave turbulentnosti [6].

Efekat ubrzanja vazdušnih masa javlja se i u planinskim usecima. Brzina vetra se pri prolasku kroz planinske klance povećava usled tunel efekta. Osim toga, brda mogu u pogodnoj konfiguraciji terena za određeni smer vetra predstavljati prirodni

levak. Prolaz između dva visoka brda orijentisan paralelno sa smerom vetra često je dobro mesto za postavljanje vetroagregata.

Za regionalnu analizu potencijala vetra i projektovanje vetroelektrana vrlo je teško, a ponekad i nemoguće kod kompleksnih terena, primeniti jednostavne formule u cilju određivanja uticaja orografije na resurse vetra na određenoj lokaciji. Zbog toga se za proračune koriste numerički modeli koji su integrisani u namenske softvere za analizu resursa energije vetra (npr. *WAsP*). Za proračune primenom ovakvih softvera neophodno je pripremiti digitalizovane topografske mape terena sa izohipsama sa visinskim rasterom od najviše 5 m [6-8]. Crtanje visinskih kontura se može vršiti ručno na osnovu topografskih mapa terena u nekom od softvera za digitalizaciju (npr. *WAsP Map Editor*, *Global Mapper*, *AutoCAD*,...). Ovaj posao je vrlo zahtevan. Od velike koristi mogu biti SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*) podaci [6], koji se mogu obradom u softveru *Global Mapper* (ili nekom sličnom) prilagoditi softverima za estimaciju vetroenergetskog potencijala.

Na slici 3.16 prikazana je vektorska *WAsP* topografska mapa šireg regiona lokacije Bavaništansko polje, [62].



Slika 3.16: Vektorska *WAsP* topografska mapa šireg regiona Bavaništansko polje sa naznačenom pozicijom mernog stuba i mikrolokacijama planirane vetroelektrane, [62]

4. MODELOVANJE VISINSKOG PROFILA BRZINE VETRA PRI PROCENI PROIZVODNJE VETROELEKTRANE POMOĆU SOFTVERA WAsP

U fazi planiranja vetroelektrane od ključne važnosti je što bolje utvrđivanje resursa energije vetra u ciljnom regionu. Moderne vetroturbine se postavljaju na stubove visine i preko 130 m. Sa druge strane, mereni podaci o brzini vetra su često dostupni sa značajno nižih visina, pa je potrebno, na osnovu ovih podataka, proceniti očekivani potencijal energije vetra na visinama stubova vetroturbina. Da bi se procenila očekivana godišnja proizvodnja vetroelektrane od ključne važnosti je poznavanje visinskog profila brzine vetra.

S obzirom na složenost uticaja topografije terena na prostornu raspodelu potencijala energije vetra, za visinsku i prostornu ekstrapolaciju merenih podataka se koriste računarski programi. Jedan od najčešće korišćenih profesionalnih softvera za analizu resursa energije vetra, kako na moru, tako i na kopnu, je WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) koji su razvili stručnjaci u RISO institutu u Danskoj [63,64]. Program se bazira na metodologiji iz Evropskog atlasa vetrova, koja je prikazana na blok dijagramom na slici 3.12, [55]. Kao ulazne podatke program koristi merenja brzine vetra samo sa jedne merne visine [6]. Za prostornu i visinsku ekstrapolaciju merenih rezultata potrebno je, u skladu sa metodologijom opisanom u odeljku 3.4, formirati vektorsku topografsku mapu i mapu hrapavosti terena ciljnog regiona koja pokriva prostor u radijusu oko 10 km oko mernog stuba. Pored ovih modela, potrebno je izvršiti identifikaciju i modelovanje prepreka u okolini mernog stuba, kao što je opisano u odeljku 3.4.

Procena dužine hrapavosti prema metodologiji [55] unosi grešku, odnosno nesigurnost, zbog subjektivne klasifikacije terena. Osim toga, hrapavost terena se menja u toku godine zbog promene vegetacije, pa je treba posmatrati i kao klimatološki parametar. Pri različitim brzinama vetra hrapavost terena se može menjati usled povijanja trave i drveća ili pojave talasa, ako analiziramo vodene površine. Dakle, sa aspekta hrapavosti terena, visinski profil brzine vetra je promenljiv u vremenu. Standardna primena programa WAsP ovakve promene ne može uvažiti, jer se pri analizi resursa energije vetra nekog regiona zadaje jedinstvena mapa hrapavosti terena sa fiksiranim dužinama hrapavosti [6].

Pored hrapavosti terena, dominantan uticaj na visinski profil brzine vetra ima stabilnost atmosfere [48,57]. Kao što je opisano u poglavlju 3.3.3, stabilnost atmosfere je direktno uzrokovana razmenom toplote između vazduha u prizemnom sloju i površine zemlje. Fluks razmene toplote između atmosfere i površine zemlje zavisi od doba dana, intenziteta solarnog zračenja, vlažnosti vazduha, oblačnosti, apsorpciono-refleksionih karakteristika tla. Dakle, sa aspekta stabilnosti atmosfere, visinski profil brzine vetra je promenljiv u vremenu, kako na dnevnom, tako i na sezonskom horizontu. Standardna primena programa WAsP ovakve promene ne može uvažiti jer se zadaje jedinstvena vrednost toplotnog fluksa za region u kojem se vrše analize potencijala energije vetra.

Zbog vremenske varijacije visinskog profila brzine vetra, visinska ekstrapolacija potencijala energije vetra na osnovu merenja samo sa jedne merne visine unosi određenu nesigurnost u analizi resursa energije vetra. Sa druge strane, merenja brzine vetra na ciljnoj lokaciji se mogu vršiti sa više anemometara raspoređenih na više mernih visina. Ovo bitno ne poskupljuje troškove merenja jer su oni uglavnom određeni visinom stuba, a ne brojem anemometara.

Ideja, koja će biti analizirana u ovom poglavlju, je da se korišćenjem merenih podataka sa svih mernih visina primenom metode minimuma sume kvadrata (*LES - Least Error Square Method*) proceni visinski profil i na osnovu njega formira sintetički set merenih podataka na željenoj visini (na kojoj se vrši analiza potencijala vetra). Ovaj sintetički set podataka o brzini vetra se koristi kao ulazni set podataka za proračune regionalnog potencijala energije vetra i proračun proizvodnje vetroelektrane pomoću programa WAsP. Na ovaj način se, za svaki desetominutni interval merenja, određuje optimalni visinski profil i na taj način uvažavaju vremenske promene parametara koji utiču na profil vetra, a koje WAsP u standardnoj aplikaciji ne može uvažiti.

4.1 Matematički modeli za visinsku ekstrapolaciju merenih podataka o brzini vetra

Kao što je opisano u poglavlju 3.3, postoji više razvijenih matematičkih modela koji opisuju visinski profil brzine vetra [48,49]. U inženjerskoj praksi u Evropi se najčešće koristi logaritamski zakon, koji je opisan jednačinama (3.29) i (3.37), dok je u Americi češće zastupljen Hellmannov stepeni zakon, koji je opisan jednačinom (3.30).

Primena logaritamskog zakona u formi jednačine (3.29) daje prihvatljivu tačnost u uslovima neutralne atmosfere, jer je pod tom pretpostavkom i izveden. Primena logaritamskog zakona u formi prezentovanoj u jednačini (3.37) uvažava promenu stabilnosti atmosfere ali ima praktične poteškoće jer je teško proceniti parametar L , zato što takve analize iziskuju poznavanje nekih parametara, u skladu sa teorijom prezentovanoj u poglavlju 3.4.1, koji često nisu dostupni pri analizama vetroenergetskog potencijala na određenim lokacijama. Generalno, subjektivna procena parametra z_0 , njegova vremenska varijacija i dijabatska korekcija unosi nesigurnost u primeni Logaritamskog zakona.

Hellmannov stepeni zakon, koji je definisan relacijom (4.1) je praktičan za inženjersku primenu jer daje zavisnost brzine vetra od visine samo u funkciji jednog parametra. Praktična primena jednačina (4.1) je prihvatljiva za analizu visinskog profila brzine vetra u opsegu od 10 do 150 m iznad zemlje [66].

$$V = \left(\frac{z}{z_1} \right)^\alpha V_1. \quad (4.1)$$

Koeficijent smicanja vetra α , dominantno zavisi od hrapavosti terena i stabilnosti atmosfere. U uslovima neutralne atmosfere koeficijent α uzima vrednost u opsegu od 0.15, za vetrove iznad glatkih površina (mirnih vodenih površina, ledenih i snežnih terena), do 0.4, za razvijene urbane sredine [67], kao što je prikazano u tabeli 3.3. Uvažavanjem uticaja stabilnosti atmosfere ovaj koeficijent za umereno hrapave površine može varirati od 0.1 pri vrlo nestabilnoj atmosferi, do 1 (linearni profil) u slučaju ekstremno stabilnih uslova [68]. Osim ovih dominantnih uticaja, istraživanja u literaturi [69] pokazuju zavisnost koeficijenta α od brzine vetra.

Dakle, istraživanja pokazuju da se visinski profil brzine vetra ne može modelovati sa jedinstvenim koeficijentom α . Visinski profil brzine vetra varira u zavisnosti od stabilnosti atmosfere (doba dana, godišnjeg doba, oblačnosti, solarne iradijacije,...), stanja površine tla i brzine vetra. Ove vremenske varijacije visinskog profila brzine vetra se teško mogu analitički modelovati zbog previše uticajnih parametara i kompleksne teorije atmosfere u graničnom sloju [37].

Ukoliko se merenje brzine vetra vrši sa više anemometara postavljenih na različitim visinama, onda se visinski profil, odnosno koeficijent α , može proceniti

procesiranjem jednovremenih merenih podataka sa više mernih visina, za šta je zgodno primeniti LES tehniku. Za primenu LES metode neophodno je linearizovati matematički model visinskog profila brzine vetra. U tom pogledu zgodno je koristiti jednačinu (4.1), koja se može napisati u sledećoj linearizovanoj formi:

$$\ln\left(\frac{V}{V_j}\right) = \alpha \ln\left(\frac{z}{z_j}\right), \quad (4.2)$$

gde je V_j srednja desetominutna brzina vetra u nekom desetominutnom intervalu izmerena na visini z_j . Ukoliko se poseduju setovi merenih podataka samo sa dve merne visine ($j=1,2$), onda je koeficijent α jednoznačno određen, što je opisano i testirano u literaturi [70, 71]. Ako postoje podaci o merenjima brzine vetra na više od dve visine, onda je sistem redundantan i zgodno je primeniti metodu minimuma sume kvadrata.

Jednačina (4.2) se može napisati u sledećem eksplicitnom linearnom obliku:

$$\ln(V) = \alpha \ln(z) + (\ln(V_j) - \alpha \ln(z_j)) = \alpha \ln(z) + k, \quad (4.3)$$

gde je $k = (\ln(V_j) - \alpha \ln(z_j))$.

Ako se merenja brzine vetra vrše na M visina, onda se procena brzine vetra V na visini z može izvršiti na osnovu svake od merenih brzina V_j , pri čemu se pravi određena greška e_j zbog nesavršenosti modela:

$$\ln(V_j) = \alpha \ln(z_j) + k + e_j. \quad (4.4)$$

Suma kvadrata grešaka je definisana sledećom relacijom:

$$S = \sum_{j=1}^M e_j^2 = \sum_{j=1}^M (\ln(V_j) - (\alpha \ln(z_j) + k))^2. \quad (4.5)$$

Optimalna procena koeficijenta smicanja vetra α se može dobiti minimizacijom sume kvadrata grešaka, odnosno:

$$\begin{aligned} \frac{\partial S}{\partial \alpha} = 0 &\Rightarrow -2 \sum_{j=1}^M \ln(z_j) \cdot (\ln(V_j) - (\alpha \ln(z_j) + k)) = 0 \Rightarrow \sum_{j=1}^M \ln(z_j) \cdot \ln(V_j) - \sum_{j=1}^M \ln(z_j) \cdot k = \alpha \sum_{j=1}^M \ln^2(z_j) \\ \frac{\partial S}{\partial k} = 0 &\Rightarrow -2 \sum_{j=1}^M (\ln(V_j) - (\alpha \ln(z_j) + k)) = 0 \Rightarrow \sum_{j=1}^M \ln(V_j) - \alpha \sum_{j=1}^M \ln(z_j) = kM \end{aligned} \quad (4.6)$$

Rešavanjem prethodnog sistema jednačina po nepoznatoj α dobija se jednačina (4.7), koja definiše optimalnu procenu koeficijenta α :

$$\alpha = \frac{M \cdot \sum_{j=1}^M \ln(V_j) \cdot \ln(z_j) - \sum_{j=1}^M \ln(z_j) \cdot \sum_{j=1}^M \ln(V_j)}{M \cdot \sum_{j=1}^M \ln(z_j)^2 - \left(\sum_{j=1}^M \ln z_j \right)^2}. \quad (4.7)$$

Na osnovu raspoloživih merenih podataka o brzini vetra na visinama z_j ($j=1,2,..M$), pomoću jednačine (4.7), može se za svaki desetominutni interval i proceniti odgovarajući koeficijent smicanja vetra koji najbolje opisuje visinski profil u tom desetominutnom intervalu:

$$\alpha_i = \frac{M \cdot \sum_{j=1}^M \ln(V_{ij}) \cdot \ln(z_j) - \sum_{j=1}^M \ln(z_j) \cdot \sum_{j=1}^M \ln(V_{ij})}{M \cdot \sum_{j=1}^M \ln(z_j)^2 - \left(\sum_{j=1}^M \ln z_j \right)^2}, \quad (4.8)$$

gde su: V_{ij} - brzina vetra u i -tom desetominutnom intervalu ($i=1,2,.., N$) na visini z_j ($j=1,2,..M$); N - ukupan broj desetominutnih intervala merenja (za jednogodišnji period merenja je $N=52560$).

Koristeći relacije (4.1) i (4.8), za svaki desetominutni interval i , može se proceniti brzina vetra V_i na željenoj visini z :

$$V_i = V_{Mi} \left(\frac{z}{z_M} \right)^{\alpha_i}, \quad (4.9)$$

gde je V_{Mi} brzina vetra u i -tom desetominutnom intervalu na referentnoj visini z_M , koja obično odgovara najvišoj tački merenja. Pre primene relacije (4.9), potrebno je izvršiti filtriranje merenih podataka, tako što se izbace loši merni podaci (npr. zbog zaleđivanja merne opreme).

Na osnovu raspoloživog seta merenih podataka, primenom opisanog modela, dobija se procena desetominutnih brzina vetra V_i ($i=1,2,.., N$) na željenoj visini z (na primer visina osovine vetroturbine). U tabeli 4.1 je ilustrovana primena opisane metodologije. Prikazani su delovi baze merenih podataka o brzini vetra izmerenih na lokaciji Bavaništansko polje i odgovarajuća kolona sa ekstrapoliranim (sintetičkim) mernim podacima na visini $z=90$ m, za različite uslove vetra.

Table 4.1: Deo baze merenih podataka o brzini vetra, na visinama 60, 50, 40 i 10 m, na lokaciji Bavaništansko polje i odgovarajuće procenjene vrednosti koeficijenta α i računске (procenjene) brzine vetra $V_{90\text{ m}}$ na visini 90 m

Desetominutni interval	Mereni podaci na različitim visinama				Estimirana vrednost koeficijenta α prema relaciji (4.8)	Estimirana vrednost brzine vetra na visini 90 m prema relaciji (4.9)
	$V_{10\text{ m}}$ (m/s)	$V_{40\text{ m}}$ (m/s)	$V_{50\text{ m}}$ (m/s)	$V_{60\text{ m}}$ (m/s)	α	$V_{90\text{ m}}$ (m/s)
11/13/2008 0:00	4.9	6.9	7.6	8.4	0.277	9.4
11/13/2008 0:10	5	7.4	7.9	8.7	0.294	9.8
11/13/2008 0:20	5.2	7.3	7.9	8.7	0.268	9.7
11/13/2008 0:30	5.0	7.2	7.8	8.7	0.294	9.8
...
6/30/2009 13:30	4.9	5.9	5.9	6.0	0.117	6.3
6/30/2009 13:40	3.8	4.7	4.8	4.7	0.100	4.9
6/30/2009 13:50	3.8	4.7	4.9	4.9	0.150	5.2
6/30/2009 14:00	5.0	6.2	6.2	6.4	0.139	6.8
...
11/12/2009 23:20	7.2	10.6	11.2	12.4	0.299	14.0
11/12/2009 23:30	7.2	10.6	11.2	12.7	0.293	14.3
11/12/2009 23:40	7.6	11.3	11.9	13.3	0.297	15.0
11/12/2009 23:50	8.2	11.9	12.3	13.5	0.276	15.1

Kao što je ilustrovano u tabeli 4.1, primenom opisane metodologije formira se baza sa procenjenim desetominutnim brzinama vetra na visini z , na kojoj se želi analizirati vetroenergetski potencijal. Ovakva baza podataka se unosi u WASP kao merena baza podataka. Pomoću programa WASP se vrši prostorna ekstrapolacija izmerenog potencijala energije vetra, dok se visinska ekstrapolacija vrši opisanom metodologijom, kojom se vrši predobrada ulaznih podataka o brzini vetra.

Nesigurnost u proceni brzine vetra se povećava sa povećanjem razlike između željene visine z i referentne visine z_M . Za većinu lokacija, prihvatljiva tačnost visinske ekstrapolacije brzine vetra za procenu proizvodnje vetroturbina se može dobiti ako je $z \leq 3/2 z_M$, [72].

Proračun visinskog profila brzine vetra korišćenjem LES metode je moguće vršiti sličnom metodologijom polazeći i od logaritamskog zakona [73]. Međutim, estimacija parametra z_0 je nestabilnija od estimacije parametra α , zbog logaritamske funkcije. Ovim modelom se ne mogu opisati realne situacije u kojima se brzina vetra smanjuje sa visinom. Osim toga, parametar z_0 ima fizičko značenje, pa bi njegova estimacija primenom ovog metoda bila neprirodna, jer bi time izgubio fizički smisao i dobio statističku prirodu.

4.2 Testiranje modela

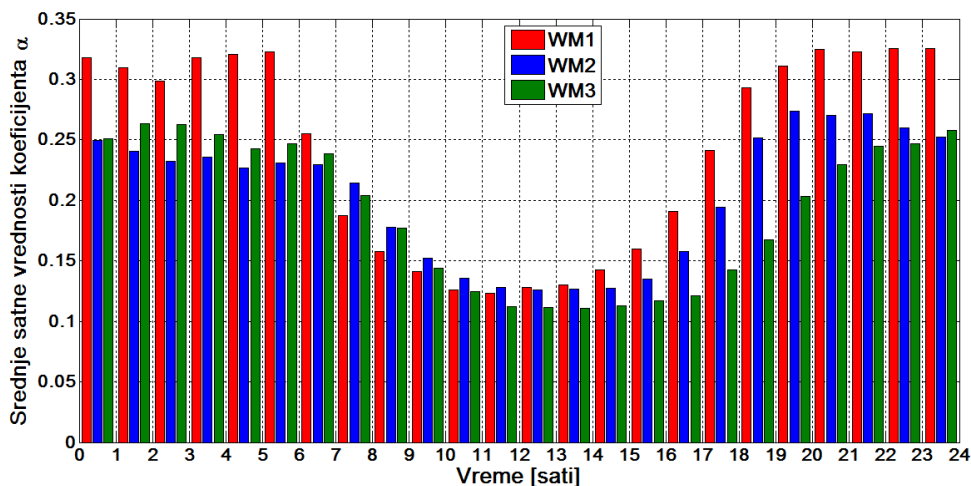
U cilju verifikacije modela i testiranja njegove praktične primenljivosti procesirani su podaci o jednogodišnjim merenjima brzine vetra sa tri lokacije, koje karakteriše različita topografija terena i nadmorska visina (ravničarski, brdoviti i planinski teren). Mikrolokacije i osnovne karakteristike mernih stanica su opisane u tabeli 4.2.

Tabela 4.2: Opis mernih lokacija i raspoloživih merenih podataka o brzini vetra

Naziv lokacije mernog stuba	Geodetske WGS koordinate mernog stuba	Nadmorska visina lokacije mernog stuba	Visine merenja brzine vetra	Period merenja	Opis terena oko mernog stuba
WM 1 (Selo Bavanište, Kovin)	N 044° 50.850' E 020° 53.465'	90 m	10 m; 40 m; 50 m i 60 m	01/10/2008. do 30/09/2009.	Otvoren, veoma ravan. Homogen u pogledu hrapavosti.
WM 2 (Selo Sikole, Negotin)	N 044°10.153' E 022°20.723'	350 m	10 m; 40 m; 50 m i 60 m	01/10/2008. do 30/09/2009.	Brdovit, sa velikim brojem zašumljenih površina.
WM 3 (Selo Duga Poljana, Sjenica)	N 043° 15.941' E 020° 12.654'	1310 m	10 m; 40 m; 50 m i 60 m	02/04/2010. do 01/04/2011.	Planinski, umereno kompleksan teren.

Svi merni stubovi i merna oprema su istih karakteristika. Merni stubovi su tubularni, visine 60 m (model NRG 60M XHD). Merenja brzine vetra su vršena na četiri visine i to: 10, 40, 50 i 60 m pomoću digitalnih anemometera sa šoljicama (model #40c NRG Systems). Pomoću data loggera (model NRG Symphonie) je vršena akvizicija srednjih desetominutnih i ekstremnih (min i max) srednjih dvosekundnih vrednosti brzina vetra u svakom desetominutnom intervalu. Tehnička dokumentacija sa detaljnim opisom merne opreme, kao i opreme za montažu, se može pronaći na zvaničnom sajtu proizvođača opreme [74]. Detaljni opisi ciljnih lokacija, parametara opreme, uslova montaže i merne kampanje su dati u Prilozima 1, 2 i 3. Svi anemometri su kalibrisani u skladu sa relevantnim međunarodnim standardima. Merna oprema je na svim stubovima postavljena u skladu sa standardom IEC 61400-12-1 [39].

Primenom relacije (4.8) na setove jednogodišnjih merenih podataka za merne lokacije opisane u tabeli 4.2 proračunate su vrednosti koeficijenta smicanja vetra za svaki desetominutni interval. Na slici 4.1 prikazane su uporedno prosečne satne vrednosti koeficijenta α proračunatog za prosečan dan u jednogodišnjem periodu merenja.



Slika 4.1: Srednje satne vrednosti koeficijenta α , proračunate na osnovu relacije (4.8), za prosečan dan u godini za tri analizirane merne lokacije opisane u tabeli 4.2.

Može se uočiti da se na sve tri merne lokacije koeficijent α menja u širokom opsegu vrednosti u toku prosečnog dana, što je dominantno posledica promene stabilnosti atmosfere. U toku noći atmosfera je najčešće stabilna, pa koeficijenta α ima vrlo visoke vrednosti, čije su prosečne vrednosti, za analizirane lokacije, u opsegu 0,23 – 0,33. U toku dana atmosfera je najčešće nestabilna, pa koeficijent α ima relativno male vrednosti, koje su, za prosečan dan, u opsegu 0,12 – 0,15.

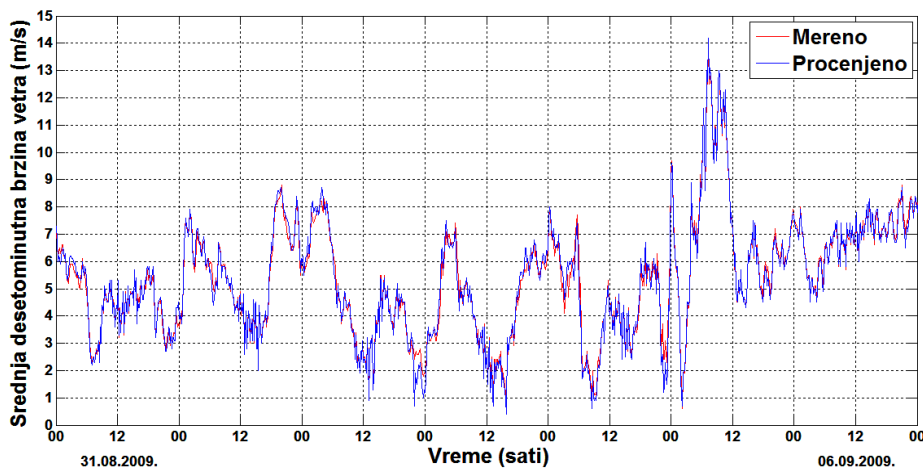
Uporednom analizom rezultata na slici 4.1 može se uočiti da je u toku prosečnog noćnog perioda na mernoj lokaciji WM1 koeficijent α značajno veći nego na mernim lokacijama WM2 i WM3, iako je koeficijent hrapavosti terena u okolini merne lokacije WM1 manji od prosečne hrapavosti terena u okolini mernih lokacija WM2 i WM3. Prethodna analiza pokazuje da je za procenu visinskog profila brzine vetra, pri analizi resursa energije vetra, neophodno uvažiti stabilnost atmosfere.

4.2.1 Test 1: Visinska ekstrapolacija merenih podataka o brzini vetra

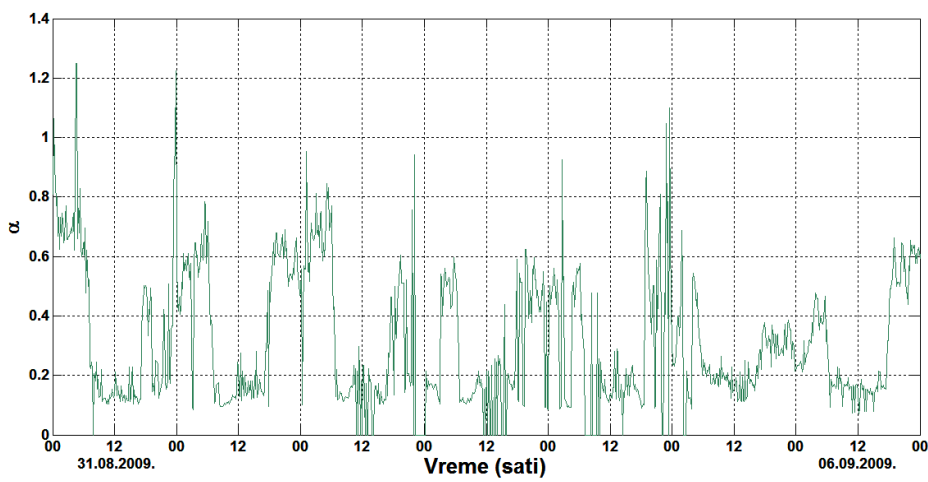
U okviru ovog eksperimenta izvršena je uporedna statistička analiza resursa energije vetra na lokaciji WM1 za mereni i estimirani set podataka o brzini vetra na visini 60 m. Na osnovu desetominutnih merenih podataka sa mernih visina: 10, 40 i 50 m, korišćenjem relacija (4.8) i (4.9), izvršena je procena brzina vetra na visini 60 m.

Na slici 4.2 prikazan su uporedno vremenski dijagrami izmerenih i estimiranih srednjih desetominutnih brzina vetra za period od sedam dana. Može se zaključiti da estimirani vremenski profili brzine vetra dobro prate stvarna merenja i pri slabim i pri

jakim vetrovima. Vrednost koeficijenta smicanja vetra α se, u analiziranom periodu, menjala u širokom opsegu, od 0 do 1,25 (slika 4.3). Može se uočiti da je koeficijent α značajno manji u toku dana u odnosu na noć, što je u skladu sa teorijom i direktna je posledica dnevnih varijacija stabilnosti atmosfere.



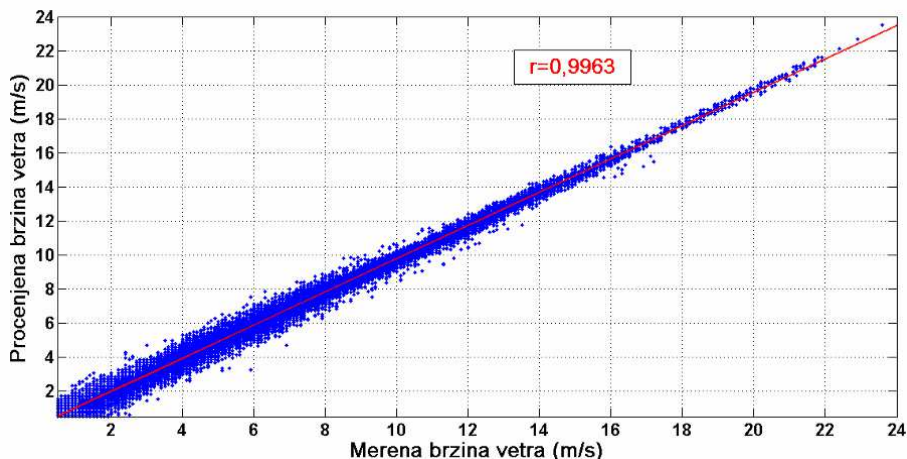
Slika 4.2: Uporedni vremenski dijagrami izmerenih i odovarajućih estimiranih srednjih desetominutnih brzina vetra na visini 60 m na lokaciji Bavaništansko polje (WM1) za period od 7 dana



Slika 4.3: Estimirane desetominutne vrednosti koeficijenta smicanja vetra α prema relaciji (4.8) za lokaciju Bavaništansko polje (WM 1) za analizirani period od 7 dana

Na slici 4.4 prikazana je linearna korelacija između merenih i odovarajućih procenjenih srednjih desetominutni brzina vetra za visinu 60 m na lokaciji WM1 za period od 1 godine. Crvenom linijom je naznačena linearna korelacija dobijena

metodom minimuma sume kvadrata odstupanja između seta merenih i odgovarajućih estimiranih podataka o brzini vetra na visini 60 m.



Slika 4.4: Korelacija između merenih i odgovarajućih procenjenih srednjih desetominutni brzina vetra za visinu 60 m na lokaciji WM1 za period od 1 godine.

Jednačina korelacione prave ima oblik dat relacijom (4.10). Korelaciona analiza pokazuje dobar stepen korelacije sa koeficijentom korelacije od 0,9963, pri čemu su odstupanja veća pri slabim vetrovima. Treba imati na umu činjenicu da vetrovi čija je brzina manja od 3 m/s nisu od značaja za analizu proizvodnje vetroelektrana jer je za taj opseg brzina vetra većina vetroturbina van pogona [5].

$$V_{mereno} = 0.9763V_{estimirano} + 0.0341 \quad (4.10)$$

U tabeli 4.3 prikazane su merene (\bar{V}_m) i estimirane (\bar{V}_e) srednje brzine vetra po sektorima ruže vetrova za analiziranu lokaciju WM1, za jednogodišnji set merenih podataka na visini 60 m. Greška u proceni srednje godišnje brzine vetra ($\Delta\bar{V}$) je -1,04 %. Analizirajući greške po sektorima, može se zaključiti da je, za većinu sektora ruže vetrova, greška u proceni srednjih brzina vetra negativna i po apsolutnoj vrednosti manja od 2 %, izuzev za sektor sa centralnim uglom 240^0 , za koji je greška -7,48%. Ovaj sektor na analiziranoj lokaciji praktično nije uticajan na potencijal vetra jer ima vrlo malu učestanost pojavljivanja od svega 3,1%, a uz to i najmanju srednju brzinu vetra od 3,1 m/s. Za dominantni vetar – Košavu (sektori sa centralnim uglovima 120^0 i 150^0), greška u proceni srednje brzine vetra na godišnjem nivou je oko -2,1%.

Tabela 4.3: Merene i estimirane srednje brzine vetra po sektorima ruže vetrova na visini 60 m za analiziranu lokaciju WM1 za jednogodišnji period merenja.

Sektor (°)	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Svi
f [%]	5.1	2.8	2.2	4.5	26.7	16.8	2.7	1.9	3.1	9.9	15.3	9.0	100
\bar{V}_m [m/s]	4.36	3.76	3.20	4.54	7.98	5.89	3.20	2.51	4.01	5.21	5.42	5.12	5.78
\bar{V}_e [m/s]	4.37	3.75	3.19	4.57	7.81	5.77	3.21	2.49	3.71	5.14	5.46	5.21	5.72
$\Delta\bar{V}$ [%]	0,23	-0,27	-0,31	0,66	-2,13	-2,04	0,31	-0,80	-7,48	1,34	0,74	-1,76	-1,04

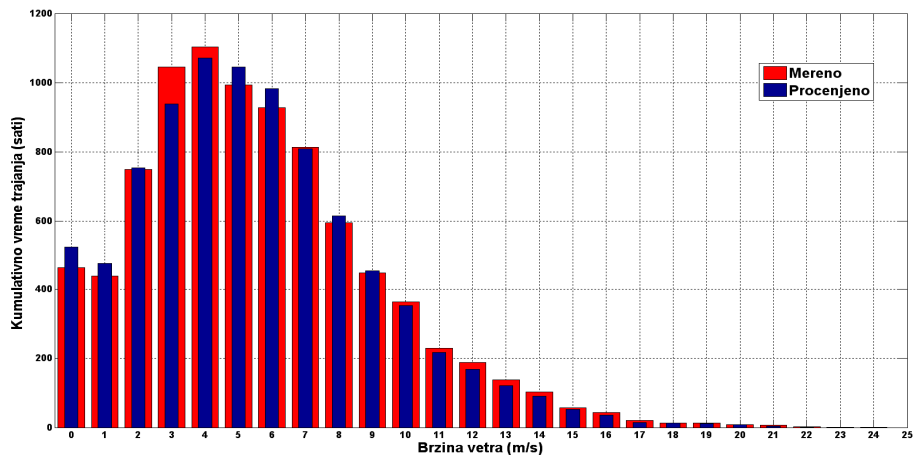
Na slici 4.5 prikazani su uporedo diskretni godišnji dijagrami trajanja vetra, za analiziranu lokaciju, za slučaj merenog i estimiranog seta podataka o brzini vetra na visini 60 m. Dijagrami su dobijeni metodologijom opisanom u odeljku 3.2.3.

U vetroenergetici se najčešće učestanost javljanja brzina vetra opisuje Weibullovom funkcijom gustine raspodele verovatnoća, koja je definisana relacijom (3.18). U ovoj analizi je izvršena komparacija funkcija gustina raspodele verovatnoća dobijenih na osnovu jednogodišnjeg seta podataka o brzini vetra merenoj na visini 60 m i odgovarajućeg seta procenjenih vrednosti brzina vetra na 60 m. Proračun parametara Weibullove raspodele je vršen prema relacijama (3.25) do (3.26). Grafički prikaz proračunatih Weibullovih funkcija je prikazan na slici 4.6. Parametri Weibullove raspodele za slučaj merenog seta podataka su: $k_m=1.721$ i $c_m=6.455$ m/s, dok su za slučaj sintetičkog (estimiranog) seta podataka: $k_e=1.733$ i $c_e= 6.349$ m/s.

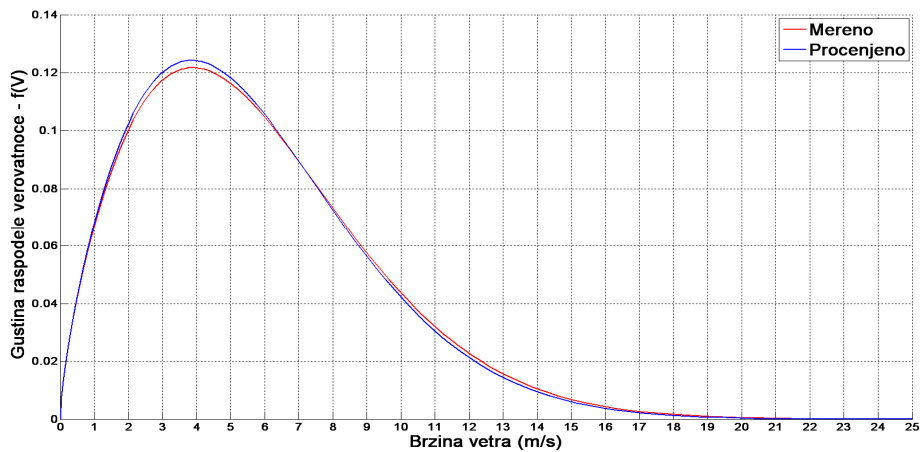
Na slici 4.7 grafički je prikazana greška u Weibullovoj statistici za analizirane merene podatke. Površina prikazana na slici 4.7 predstavlja grešku u proceni trajanja vetra u određenom opsegu brzina. Može se primetiti da, za analiziranu lokaciju, opisana metodologija daje izvesnu pozitivnu grešku u pogledu kumulativnog trajanja slabih vetrova ($<7,5$ m/s), dok je procenjeno kumulativno trajanje umerenih i jakih vetrova ($>7,5$ m/s) manje od merenih vrednosti. Shodno relaciji (3.19), kumulativna greška u proceni trajanja vetrova brzine $V<7,5$ m/s je:

$$\Delta P = \left(1 - e^{-\left(\frac{V}{c_m}\right)^{k_m}} \right) - \left(1 - e^{-\left(\frac{V}{c_e}\right)^{k_e}} \right) = -0.0108. \quad (4.11)$$

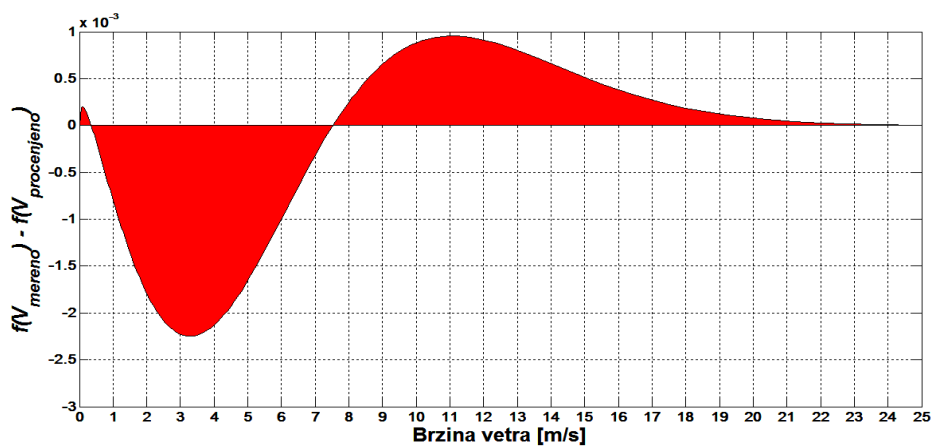
Dakle, greška u proceni trajanja vetrova $V<7,5$ m/s je -1.08 % dok, shodno relaciji (3.20), greška u proceni vetrova $V>7,5$ m/s iznosi 1.08 %.



Slika 4.5: Diskretni godišnji histogrami trajanja vetra za lokaciju Bavaništansko polje (WM 1) za slučaj merenog i estimiranog seta podataka o brzini vetra na visini 60 m.

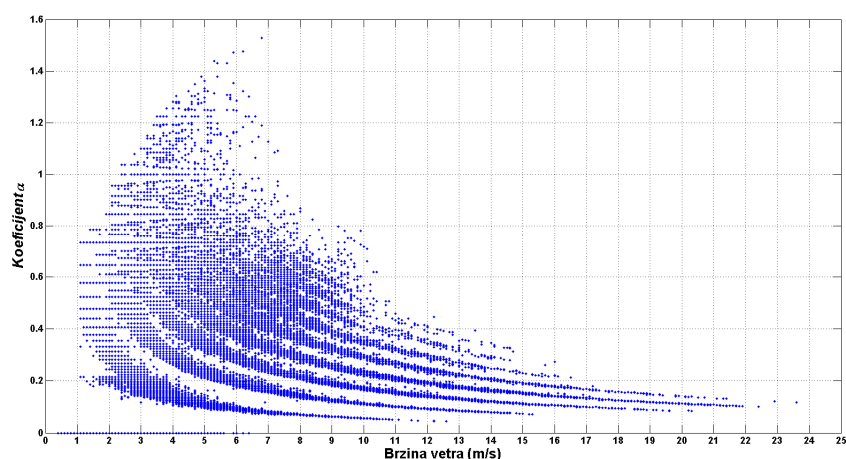


Slika 4.6: Uporedna analiza Weibullove statistike vetra na lokaciji Bavaništansko polje (WM 1) za jednogodišnji set merenih i procenjenih brzina vetra na visini 60 m

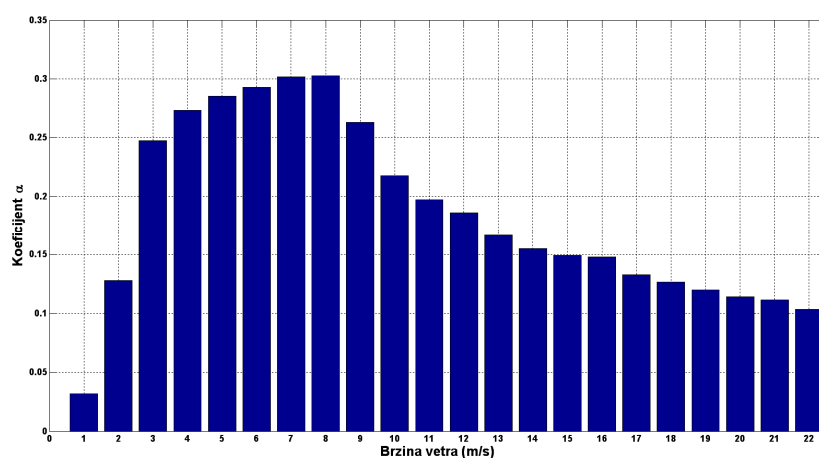


Slika 4.7: Razlika u Weibullovim funkcijama raspodele verovatnoće prikazanim na slici 4.6

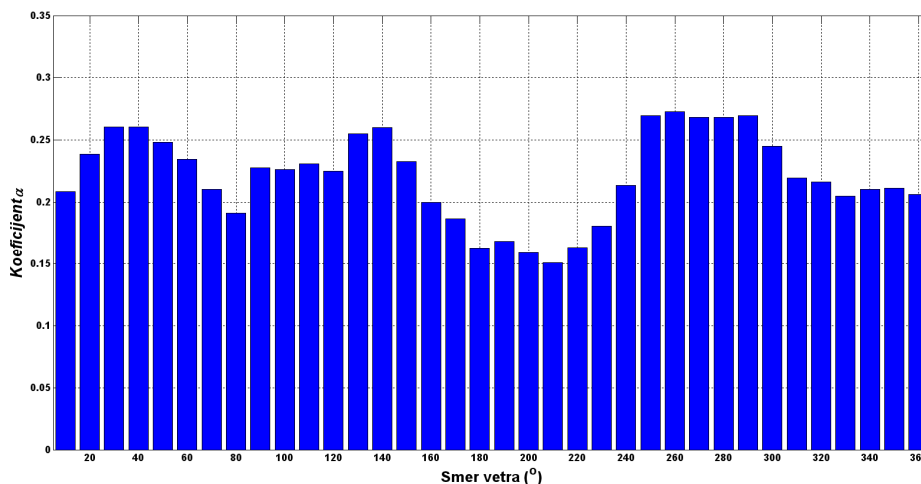
Na slikama 4.8 i 4.9 prikazani su rezultati statističke analize zavisnosti koeficijenta α od brzine vetra. Na slici 4.10 prikazana je statistička zavisnost koeficijenta α od smera vetra. Može se zaključiti da je koeficijent α u proseku veći za slabe i umerene vetrove. Interesantno je da se može uočiti relativno pravilna zavisnost između prosečne vrednosti koeficijenta α i prosečne brzine vetra. Za brzine vetra do oko 8 m/s (na visini 60 m) koeficijent α eksponencijalno raste, dok za brzine vetra > 8 m/s koeficijent α eksponencijalno opada. U pogledu zavisnosti od smera vetra, koja je prikazana na slici 4.10, može se uočiti da je za jugoistočne i severozapadne vetrove, koji su glavni nosioci energetskog potencijala vetra na analiziranoj lokaciji, koeficijent α ima najveću vrednost koja iznosi oko 0,27.



Slika 4.8: Srednje desetominutne vrednosti koeficijenta α u zavisnosti od srednjih desetominutnih brzine vetra na visini 60 m na lokaciji Bavaništansko polje (WM1) za jednogodišnji period merenja



Slika 4.9: Prosečne godišnje vrednosti koeficijenta α za različite brzine veta merene na visini 60 m na lokaciji Bavaništansko polje (WM1)

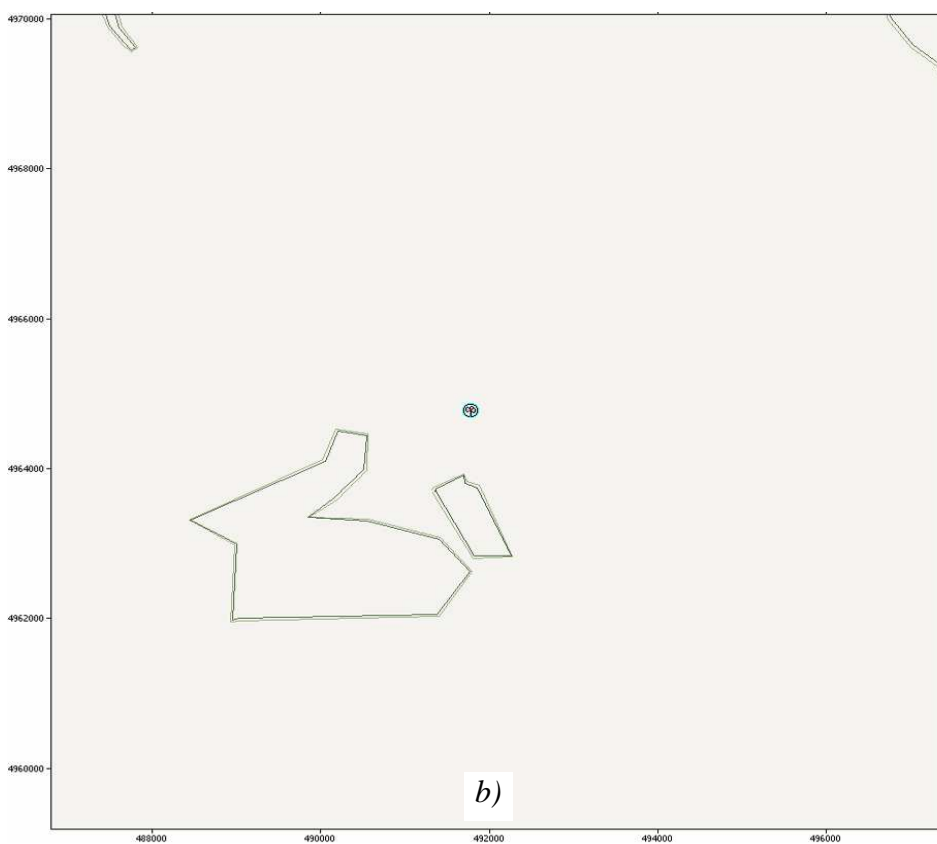
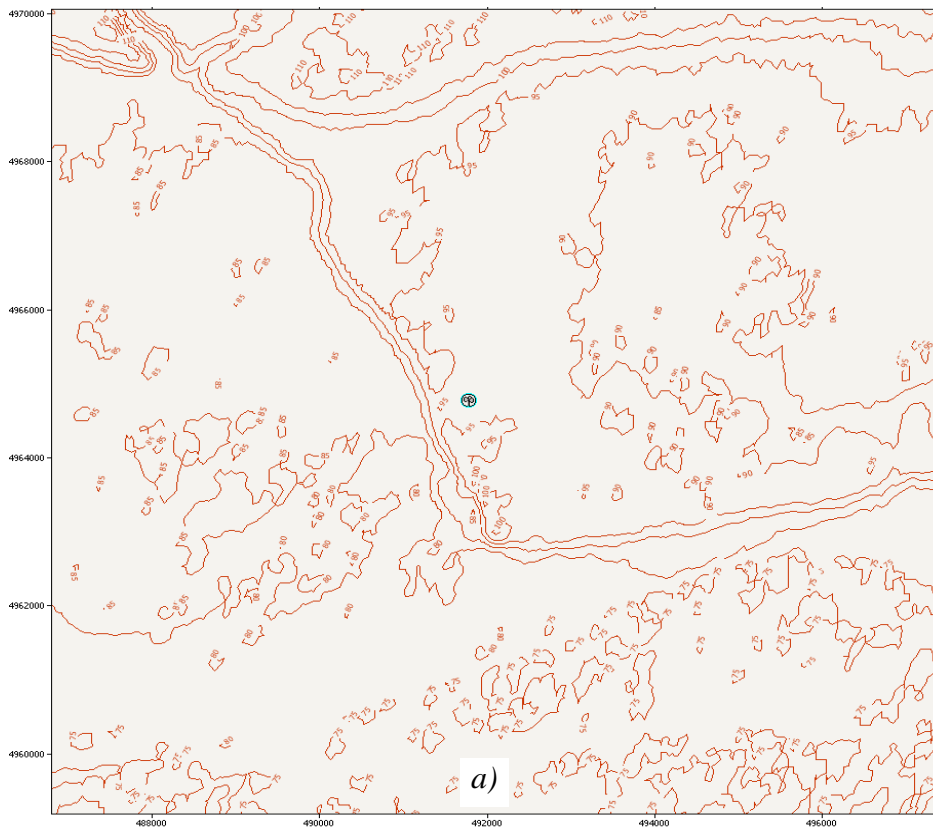


Slika 4.10: Prosečna godišnja vrednost koeficijenta α u funkciji smera vetra na lokaciji Bavaništansko polje (WM1)

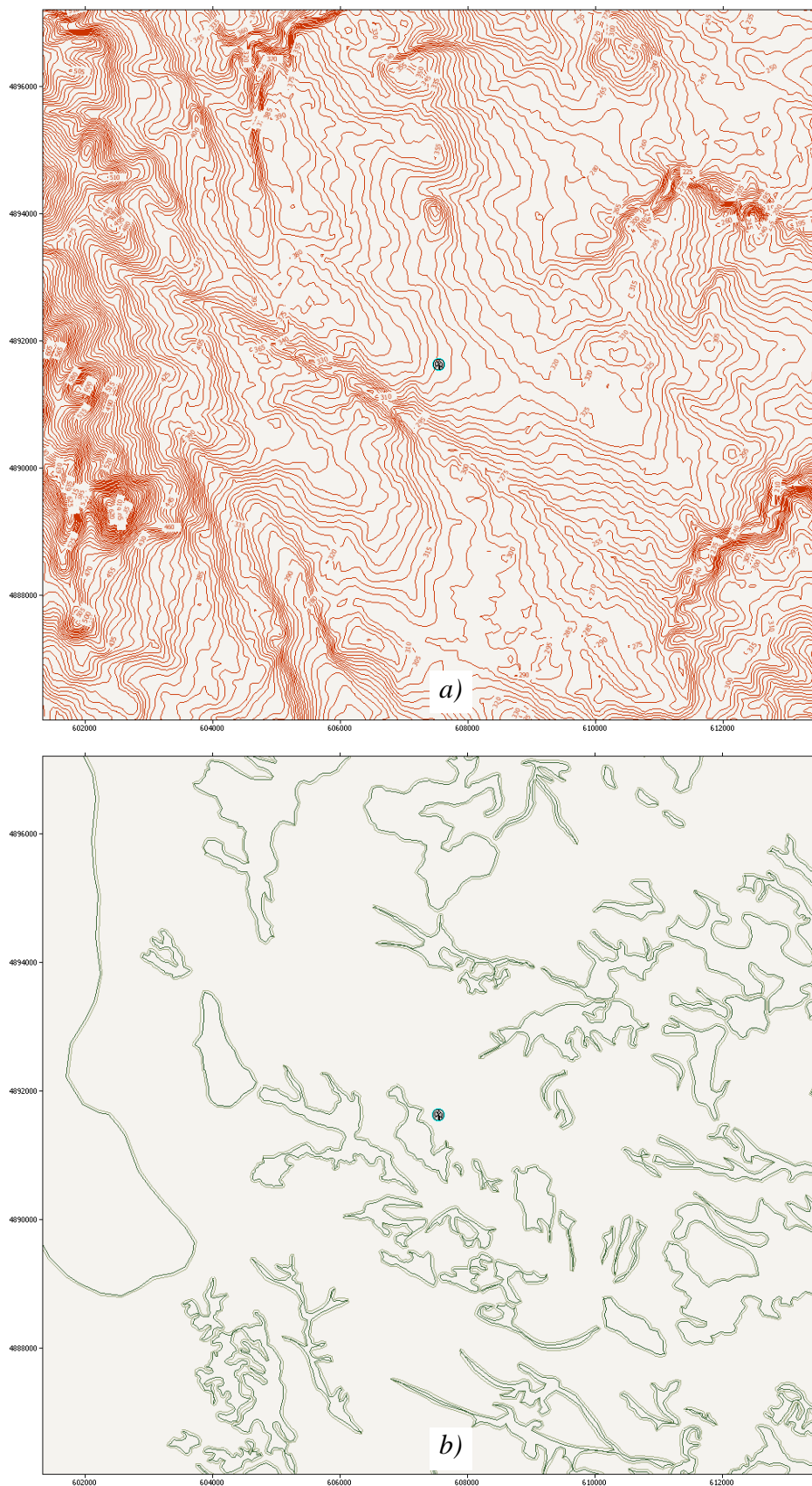
4.2.2 Test 2: Procena godišnje proizvodnje vetroelektrane

U cilju testiranja praktične upotrebljivosti i prednosti predložene metodologije za visinsku ekstrapolaciju merenja brzine vetra u odnosu na standardne metode, izvršena je procena proizvodnje komercijalne vetroturbinе na sve tri merne lokacije (opisane u tabeli 4.2) korišćenjem različitih setova ulaznih merenih podataka za WAsP. Za sve merne lokacije, prema metodologiji opisanoj u odeljku 3.7, napravljene su odgovarajuće vektorske topografske mape i mape hrapavosti terena za region (10×10) km oko mernog stuba, slike 4.11 do 4.13. Topografske mape su formirane korišćenjem SRTM baze podataka, pri čemu su formirane sa visinskim rasterom od 5 m. Mape hrapavosti terena su formirane korišćenjem metodologije opisane u odeljku 3.4, a klasifikacije terena prema tabeli 3.2. Identifikacija kontura promene hrapavosti je vršena na osnovu satelitskih snimaka terena, i obilaskom terena. Mape su formirane u softveru *WAsP Map Editor*.

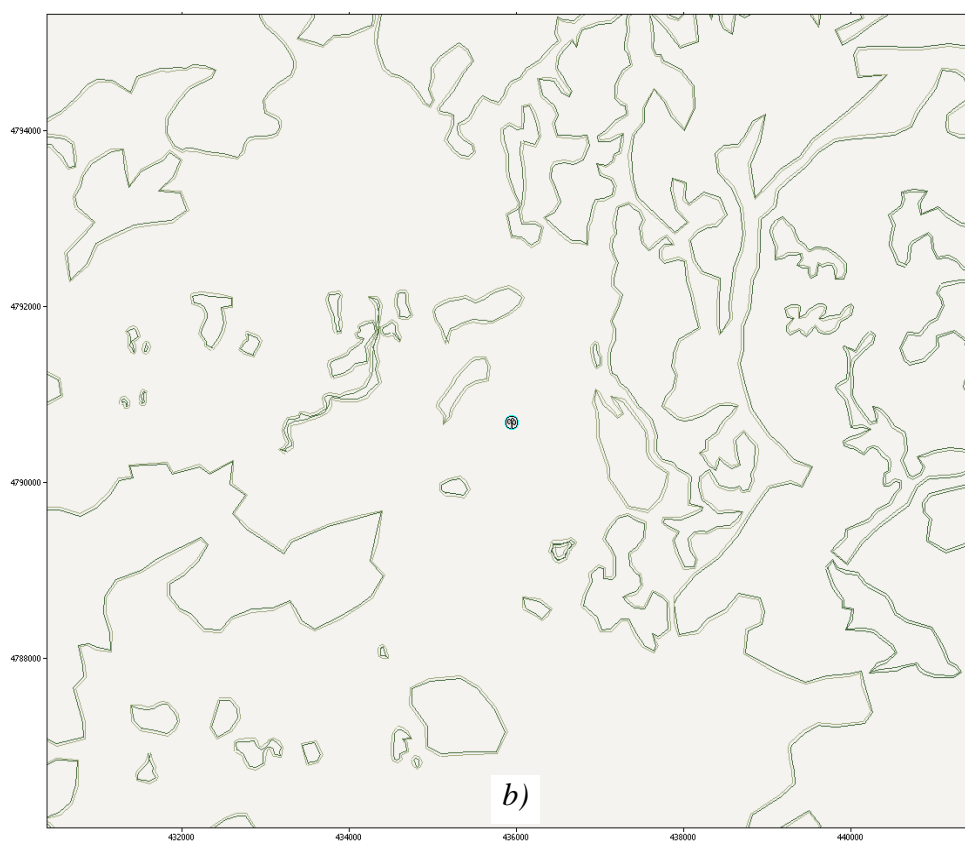
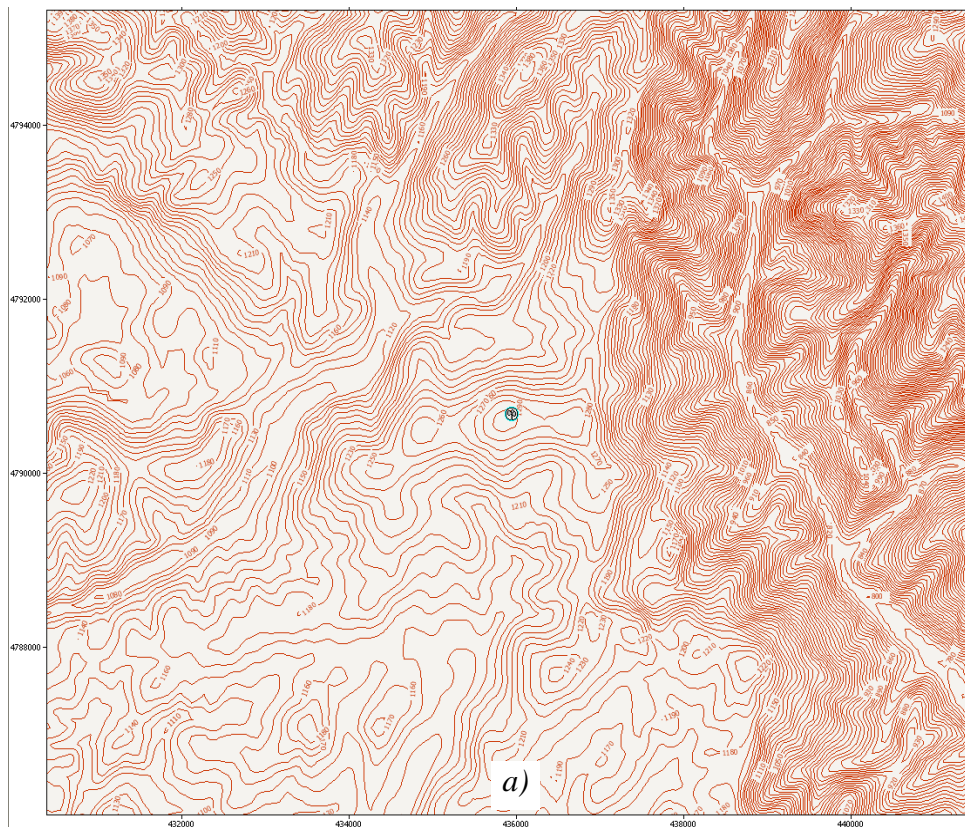
Merni stub WM1 je pozicioniran na otvorenom terenu bez prepreka. Bližu i širu okolinu stuba karakteriše veoma ravan teren. Dužina hrapavosti terena na prikazanoj mapi u okolini stuba je modelovana sa $z_0=0,05$ m. Merni stub WM 2 je pozicioniran na terenu koji poluzatvoren sa čestim promenama hrapavosti terena zbog postojanja zašumljenih površina. U blizini mernog stuba nema prepreka. Teren je umereno valovitosti. Dužina hrapavosti terena na prikazanoj mapi u okolini stuba je modelovana sa $z_0=0,1$ m. Merni stub WM 3 je pozicioniran na planinskoj visoravni. Teren je otvoren i umereno kompleksan. U okolini mernog stuba nema prepreka. Dužina hrapavosti terena na prikazanoj mapi u okolini stuba je modelovana sa $z_0=0,03$ m.



Slika 4.11: Topografska mapa (a) i mapa hrapavosti terena (b) u okolini mernog stuba na lokaciji WM1



Slika 4.12: Topografska mapa (a) i mapa hrapavosti terena (b) u okolini mernog stuba na lokaciji WM2



Slika 4.13: Topografska mapa (a) i mapa hrapavosti terena (b) u okolini mernog stuba na lokaciji WM3

Pretpostavljeno je da je na lokaciji sva tri merna stuba postavljena vetroturbina Enercon E44, 500 kW, na stubu visine 60 m (visina stuba vetroturbine odgovara najvišoj tački merenja brzine vetra na mernim stubovima). Za sve merne lokacije, na osnovu raspoloživog merenja temperature vazduha, proračunata je odgovarajuća prosečna gustina vazduha, shodno relacijama (3.12) do (3.15), i na osnovu toga odabrana odgovarajuća kriva snage vetroturbine.

Izvršeni su sledeći proračuni:

- A. Godišnja proizvodnja električne energije (W_{god}) vetroagregata pomoću softvera WASP i ulaznih podataka merenih na visini 60 m. Na ovaj proračun nema uticaja vremenska promena koeficijenta α jer mereni set podataka odgovara visini osovine vetroturbine. Ovaj proračun je uzet kao referentan, jer je turbina locirana na mestu mernog stuba, a visina osovine vetroturbine odgovara visini merenja brzine vetra. Podaci su prikazani u vrsti A tabele 4.4.
- B. Godišnja proizvodnja električne energije (W_{god}) vetroagregata pomoću softvera WASP i ulaznih podataka merenih na visini 50 m. Dobijeni rezultati su prikazani u vrsti B tabele 4.4. Ovaj proračun demonstrira klasičnu primenu programa WASP, kada je dostupan set podataka sa samo jedne merne visine (u analiziranom slučaju 50 m), a visinska ekstrapolacija se vrši sa fiksnim koeficijentom α , koji je definisan odgovarajućom mapom hrapavosti terena, slike 4.11 – 4.13. U poređnom analizom rezultata proračuna W_{god} i odgovarajuće proračunate referentne vrednosti (vrsta A u tabeli 4.4) proračunata je odgovarajuća greška u proceni W_{god} .
- C. Na osnovu merenih podataka sa mernih visina 10, 40 i 50 m, korišćenjem relacija (4.8) i (4.9), izvršena je procena srednjih desetominutnih brzina vetra na visini 60 m. Korišćenjem estimirane baze podataka o srednjim desetominutnim brzinama vetra, u programu WASP izvršen je proračun W_{god} . Podaci su prikazani u vrsti C u tabeli 4.4. Ovaj proračun demonstrira metodologiju koja je predložena i razvijena u ovoj doktorskoj disertaciji, a koja uvažava dinamičke varijacije profila brzine vetra, odnosno promenljivu vrednost koeficijenta α .
- D. U ovom slučaju za procenu brzine vetra na visini 60 m korišćene su fiksne srednje satne vrednosti koeficijenta α i ulazni podaci koji su mereni na visini

50 m. Ekstrapolacija podataka o brzini vetra je vršena prema relaciji (4.9), s tim što je svakom desetominutnom intervalu i ($i=1,2,\dots,N$), koji pripada satu k ($k=1,2,\dots,24$) dodeljivan pripadajući fiksni srednji satni koeficijent α_k . Dnevna varijacija koeficijenta α je estimirana korišćenjem predložene metodologije na osnovu poznatih dnevnih profila brzine vetra za analizirane lokacije. Odgovarajuće srednje satne vrednosti koeficijenta α_k za analizirane lokacije su prikazane na slici 4.1. Rezultati WAsP proračuna za ovaj slučaj su prikazani u vrsti D tabele 4.4. Ovaj proračun demonstrira praktičnu primenljivost predložene metodologije u slučaju kada postoji set podataka samo sa jedne visine, a poznat je srednji dnevni profil brzine vetra u analiziranom regionu.

- E. Ista metodologija kao u slučaju (D), s tim što je za procenu brzina vetra na visini 60 m korišćen set podataka sa visine 10 m. Rezultati WAsP proračuna za ovaj slučaj i odgovarajuća greška su prikazani u vrsti E tabele 4.4. Ovaj proračun demonstrira praktičnu primenljivost predložene metodologije u slučaju kada postoje merenja brzine vetra na visini koja je znatno niža od visine osovine vetroturbine.
- F. Mereni podaci sa visine 50 m su estimirani na visinu osovine vetroturbine (60 m) sa fiksnom srednjom godišnjom vrednošću koeficijenta α_a , dobijenog usrednjavanjem vrednosti α_i ($i=1,2,\dots,N$), proračunatih prema relaciji (4.8). Za analizirane tri lokacije odgovarajuće estimirane srednje godišnje vrednosti koeficijenta α su: $\alpha_{sr(WM1)}=0,24$; $\alpha_{sr(WM2)}=0,20$; $\alpha_{sr(WM3)}=0,19$. Ovaj pristup demonstrira primenu stepenog zakona sa fiksnim koeficijentom α , čija je vrednost optimizovana (usrednjene vremenske i druge varijacije). Rezultati WAsP proračuna su prikazani u vrsti F tabele 4.4.
- G. Mereni podaci sa visine 10 m su estimirani na visinu osovine vetroturbine (60 m) korišćenjem stepenog zakona sa fiksnom srednjom godišnjom vrednošću koeficijenta α : $\alpha_{sr(WM1)}=0,24$; $\alpha_{sr(WM2)}=0,20$; $\alpha_{sr(WM3)}=0,19$.
- H. Klasični WAsP proračun, opisan u tački B, samo su ovom slučaju korišćeni podaci sa merne visine od 10 m.

Table 4.4: Rezultati WAsP proračuna godišnje proizvodnje električne energije W_{god} vetroagregata Enercon E44, 500 kW, $H=60$ m na analiziranim lokacijama mernih stubova za različite pristupe u estimaciji brzine vetra na visinu postavljanja vetroturbine

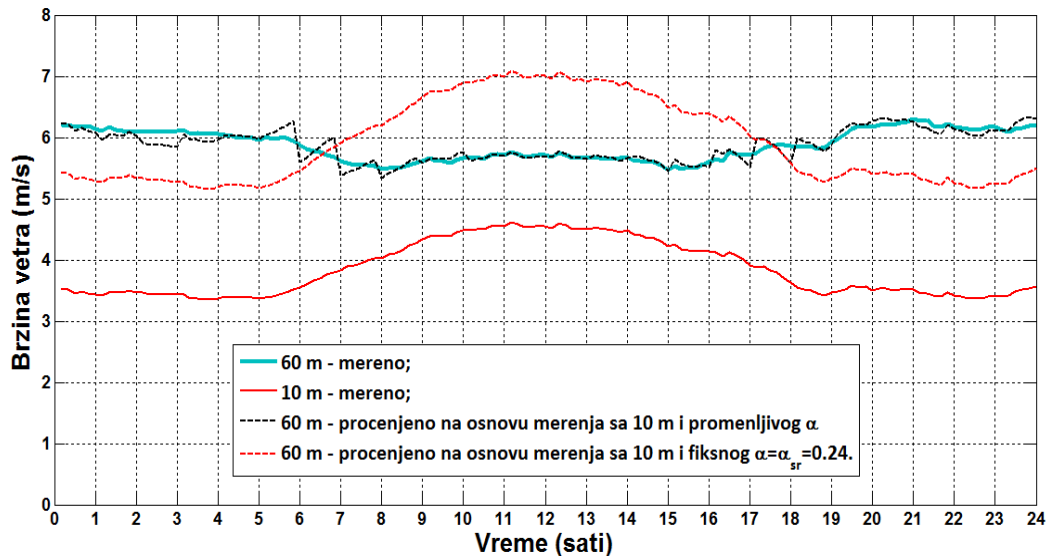
Slučaj	WAsP proračun godišnje proizvodnje vetroelektrane [MWh]			Greška u proceni godišnje proizvodnje vetroelektrane [%]		
	WM1	WM2	WM3	WM1	WM2	WM3
A.	984.5	640.5	850.5	-	-	-
B.	927.7	670.8	870.4	-5.77	+4.73	+2.34
C.	956.5	673.6	855.4	-2.84	+5.17	+0.58
D.	941.4	659.8	857.2	-4.38	+3.01	+0.79
E.	950.1	680.5	850.0	-3.49	+6.25	-0.06
F.	941.0	655.4	861.1	-4.42	+2.33	+1.25
G.	922.0	673.2	856.3	-6.35	+5.11	+0.68
H.	779.1	691.0	883.7	-20.86	+7.89	+3.90

Prethodna analiza pokazuje da se greška i nesigurnost u proceni godišnje proizvodnje vetroagregata može značajno smanjiti ako se koristi predložena metodologija za predobradu merenih podataka kod primene programa WAsP. Najmanja greška u estimaciji W_{god} se postiže korišćenjem predložene metodologije sa promenljivom desetominutnom vrednošću koeficijenta α (slučaj C). Za merne lokacije WM1 i WM3 greška u estimaciji proizvodnje prema predloženoj metodologiji je značajno niža u odnosu na standardno korišćenje programa WAsP. Za mernu lokaciju WM2, koja ima relativno slab potencijal vetra, sa čestim periodima slabog i turbulentnog vetra, predložena metodologija je dala neznatno veću grešku u odnosu na standardnu primenu WAsP. Ovo je u skladu sa analizom prikazanom na slici 4.4, gde se pokazalo da predložena metodologija čini veću grešku pri slabim vetrovima. Bez obzira na to, treba imati u vidu da procena visinskog profila, kod standardne primene programa WAsP, zavisi od subjektivne kvalifikacije hrapavosti terena, pa je greška, za drugačiju procenu hrapavosti terena, mogla biti i veća u slučaju standardne primene WAsP-a. Istraživanja koja su sprovedena u [75] pokazuju da subjektivan izbor koeficijenta hrapavosti terena uzrokuje značajnu nesigurnost u proceni proizvodnje vetroelektrane.

Osnovna prednost predložene metodologije je da ona nije zavisna od subjektivne procene hrapavosti terena i da uvažava dnevne i sezonske promene koeficijenta smicanja vetra. Nedostatak ovog pristupa je što je on primenljiv samo u slučaju kada postoje podaci o merenjima brzine vetra na više visina.

Ako postoje podaci o dnevnoj varijaciji koeficijenta α za analizirani region onda je moguće primeniti predloženu metodologiju i u slučaju kada postoje samo merenja na jednoj visini (slučajevi D i E) koji takođe daju bolje rezultate od klasičnog pristupa. Ova metodologija daje izrazito bolje rezultate u odnosu na klasičnu u slučaju kada su merenja dostupna na relativno niskoj visini, npr. 10 m, što pokazuje uporedna analiza rezultata za analizirane slučajeve E i H.

Generalno, rezultati prezentovani u tabeli 4.4, pokazuju da je greška u proceni godišnje proizvodnje vetroelektrane značajno manja ako se visinska ekstrapolacija merenih podataka vrši sa promenljivim koeficijentom α . Ovaj zaključak je ilustrovan i na slici 4.14, gde su uporedo prikazane merene i estimirane vrednosti brzine vetra za prosečan dan na lokaciji WM1.



Slika 4.14: Prosečna dnevna varijacija brzine vetra merene na lokaciji WM1 na visinama 60 m i 10 m i estimirane na osnovu merenih podataka sa visine 10 m sa fiksnim i promenljivim koeficijentom α

Na osnovu slike 4.14 može se zaključiti da ako ekstrapolaciju podataka vršimo sa fiksnim koeficijentom α , onda, u proseku, imamo precenjenu brzinu vetra tokom dana (nestabilna atmosfera) i slabiju od stvarne tokom noći (stabilna atmosfera). Ovo rezultuje nesigurnošću u estimaciji godišnje proizvodnje vetroelektrane s obzirom na nelinearnu zavisnost između brzine vetra i snage vetroturbinе. Osim toga, za analizu dnevnog dijagrama proizvodnje vetroelektrane od posebne važnosti je poznavanje dnevnog profila brzine vetra. Predložena metodologija omogućava procenu dnevnog

profila proizvodnje vetroelektrane, čije su turbine postavljene na visinama većim od one na kojoj se vrši procena brzina vetra.

4.3 Analiza visinskog profila brzine vetra pri različitim uslovima stabilnosti atmosfere

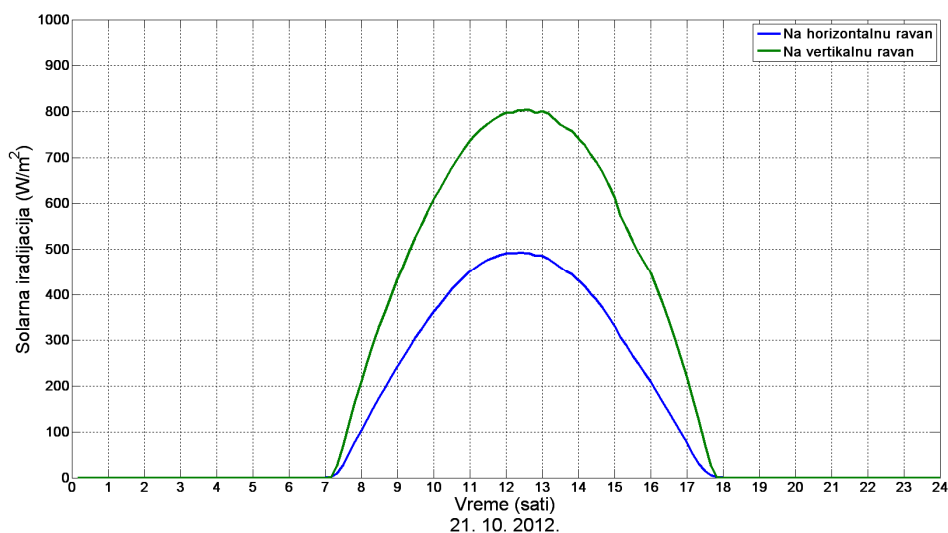
U ovom odeljku biće izvršeno testiranje predloženog modela za procenu visinskog profila brzine vetra pri različitim uslovima stabilnosti atmosfere i različitim uslovima vetra, kako u pogledu intenziteta, tako i u pogledu smera. Analiza je izvršena na osnovu namenskih merenja parametara vetra na lokaciji Sečanj – Sutjeska koja su sprovedena na anemometarskom stubu visine 60 m (model NRG 60M XHD). Merenja brzine vetra su vršena na četiri visine i to: 10, 40, 50 i 60 m pomoću digitalnih anemometara sa šoljicama (model #40c NRG Systems). U cilju određivanja stabilnosti atmosfere vršena su merenja temperature vazduha na visinama 5 m i 58 m. U istom cilju vršena su i merenja horizontalne i vertikalne solarne iradijacije pomoću dva LI-Core piranometra. Merna oprema sadrži još i barometar, postavljen na visini 5 m, i dva pokazivača smera vetra, koji su postavljeni na visinama 48 m i 58 m. Akvizicija podataka je vršena pomoću data loggera (model NRG SymphoniePLUS3), koji je vršio akviziciju srednjih desetominutnih podataka, kao i standardne devijacije svih merenih veličina. Tehnička dokumentacija sa detaljnim opisom merne opreme, kao i opreme za montažu, se može pronaći na zvaničnom sajtu proizvođača opreme [74]. Detaljan opis ciljnih lokacija, opreme i uslova montaže je dat u Prilogu 4. Merna oprema je postavljena u skladu sa standardom IEC 61400-12-1 [39].

Odabrana su četiri karakteristična dana, koji reprezentuju različite uslove u pogledu stabilnosti atmosfere, kao i u pogledu hrapavosti terena i to:

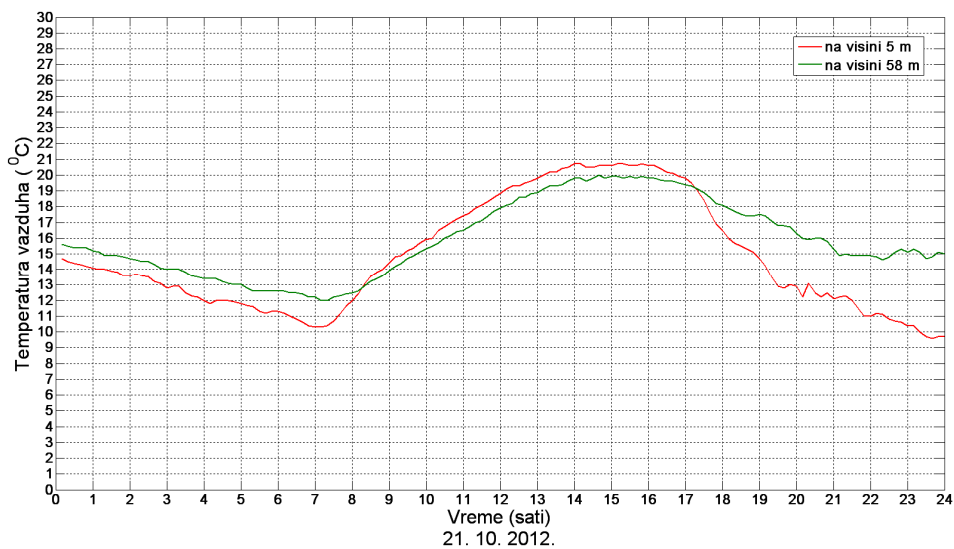
- vedar umereno vetrovit dan sa stabilnim jugoistočnim smerom vetra (Košava);
- delimično oblačan umereno vetrovit dan sa severozapadnim vetrom promenljivog intenziteta;
- potpuno oblačan umereno vetrovit dan sa severnim – severozapadnim vetrom;
- vetrovit dan sa intenzivnim snežnim padavinama i niskom temperaturom, sa istočnim vetrovima nestabilnog smera.

4.3.1 Analiza visinskog profila brzine vetra pri vedrom vetrovitom danu

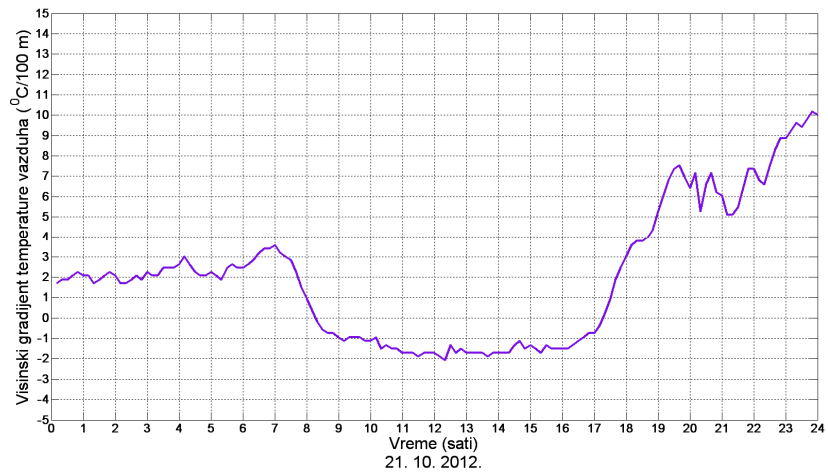
Na osnovu raspoloživih merenja odabran je 21. oktobar 2012. kao reprezentativan dan za analizu visinskog profila brzine vetra u uslovima vedrog vremena. Na slikama 4.15 do 4.22 dati su grafički prikazi dnevnih varijacija odabranih merenih veličina sa desetominutnom rezolucijom.



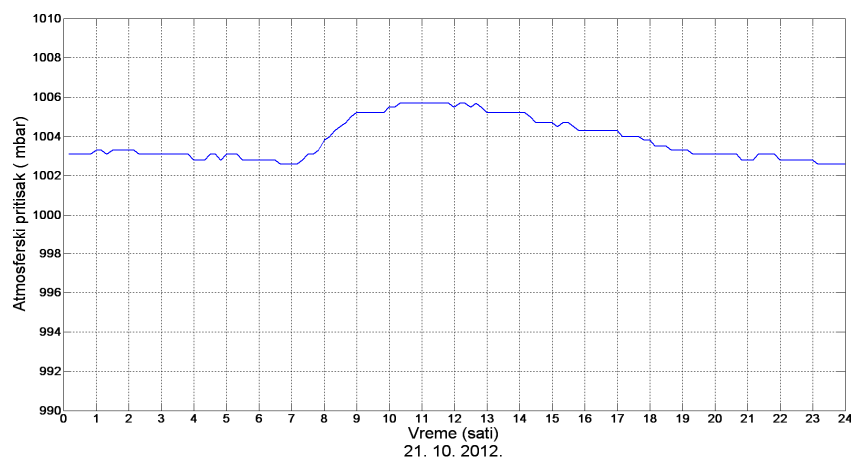
Slika 4.15: Solarna iradijacija na horizontalnu i južno orjentisanu vertikalnu ravan



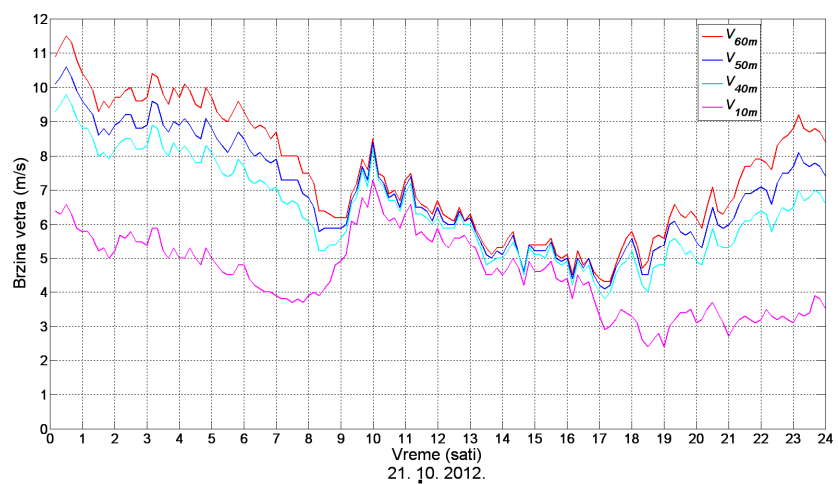
Slika 4.16: Dnevni profil temperature vazduha na visini 5 m i 58 m



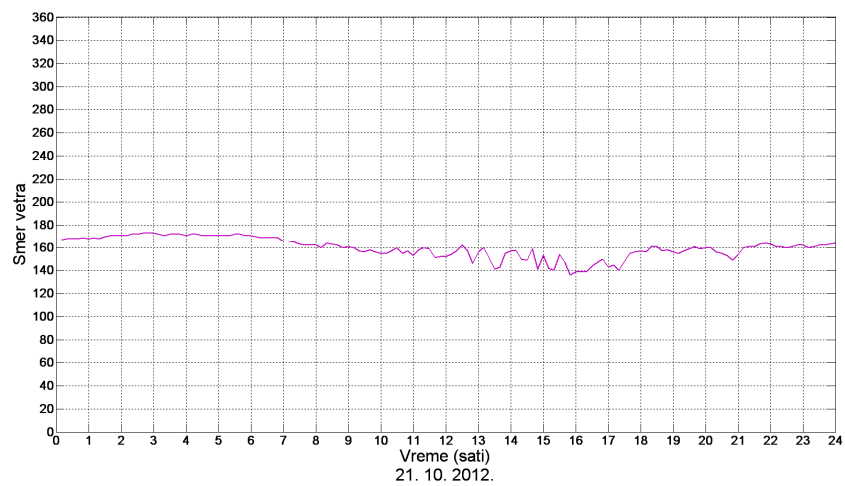
Slika 4.17: Dnevni profil visinskog gradijenta temperature vazduha



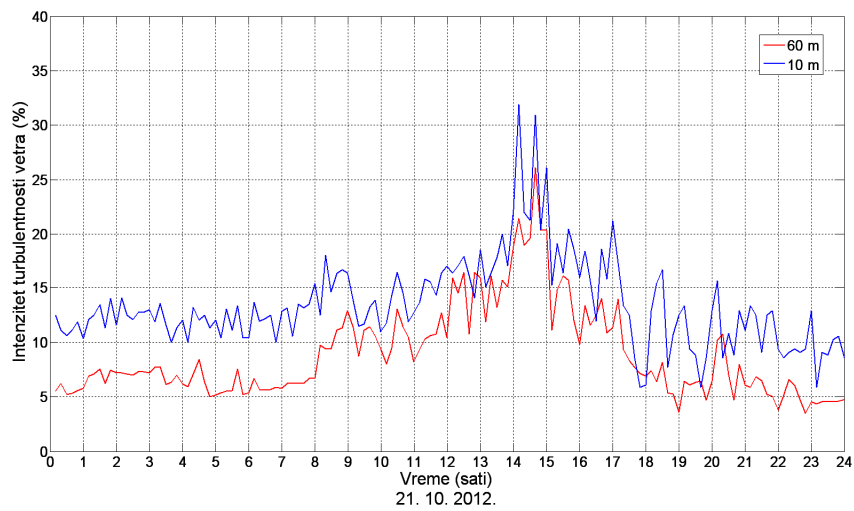
Slika 4.18: Dnevni profil atmosferskog pritiska na visini 5 m iznad zemlje



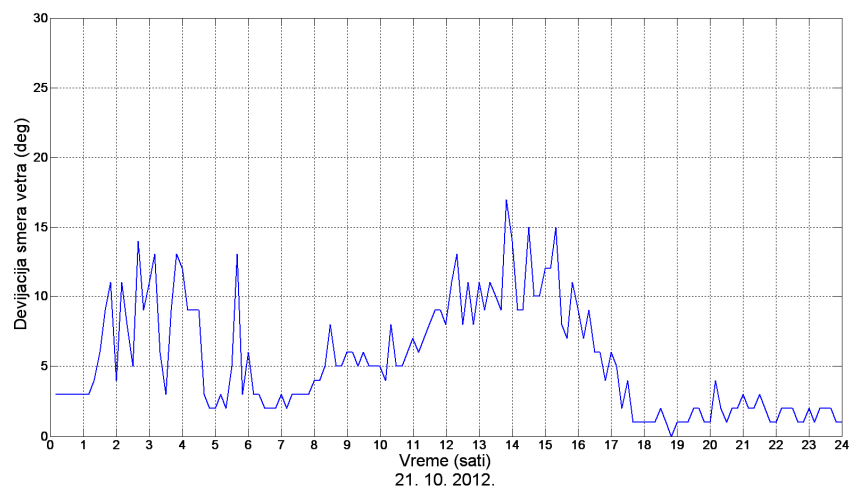
Slika 4.19: Dnevni profil brzina vetra na mernim visinama: 10, 40, 50 i 60 m



Slika 4.20: Dnevni profil smera vetra na visini 58 m



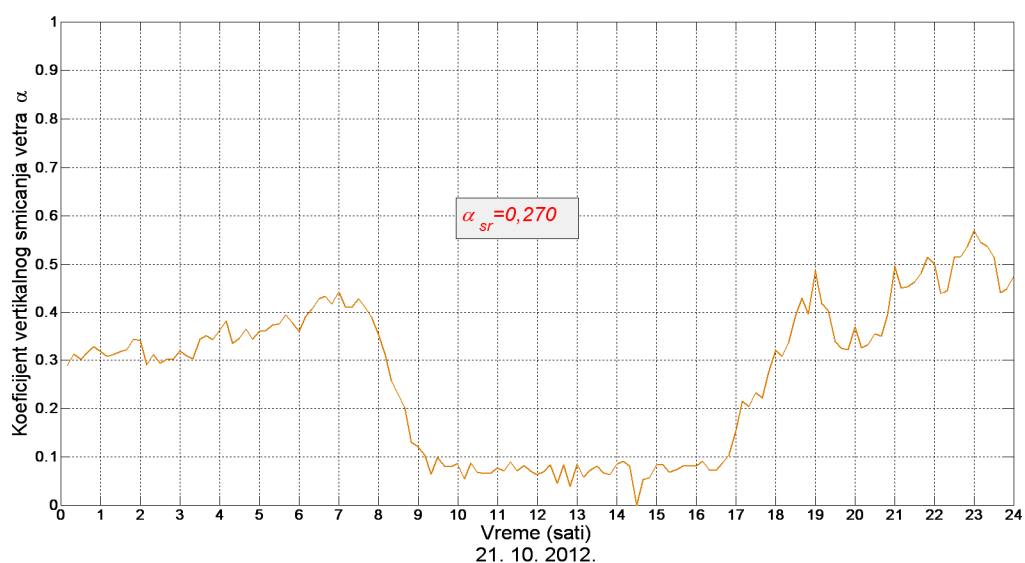
Slika 4.21: Dnevni profil intenziteta turbulencnosti vetra na visinama 10 m i 60 m



Slika 4.22: Dnevni profil devijacije smera vetra na visini 58 m

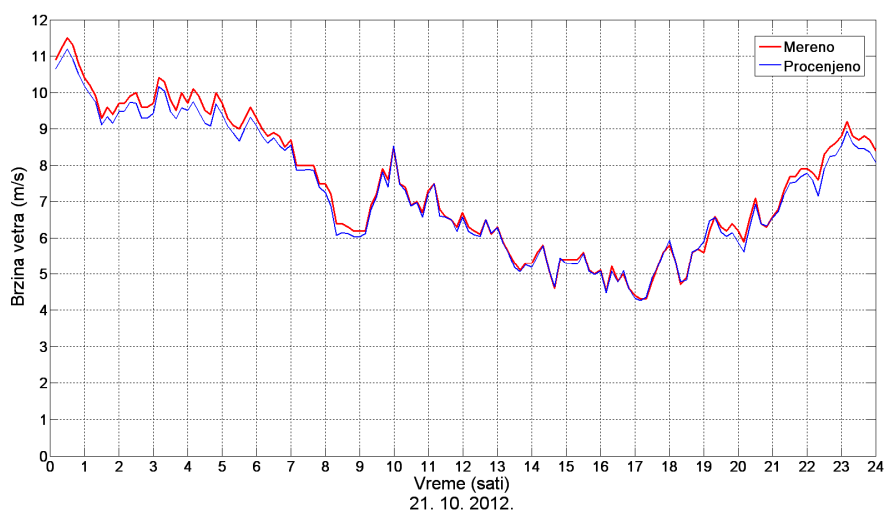
Analizom merenih podataka može se zaključiti da na mernoj lokaciji, za analizirani dan, postoje izrazite promene visinskog gradijenta temperature vazduha. Uporednom analizom dijagrama o solarnoj iradijaciji, slika 4.15, i dijagrama dnevne promene gradijenta temperature, slike 4.16 i 4.17, može se uočiti da su promene stabilnosti atmosfere u skladu sa teorijom koja je izložena u poglavlju 3.4. Tokom noći postoji izrazit pozitivan gradijent temperature, što ima za posledicu jako stabilnu atmosferu i visok gradijent priraštaja brzine vetra sa visinom. Odmah po izlasku sunca menja se smer toplotnog fluksa i temperaturni gradijent postaje negativan, atmosfera je kratkotrajan period vremena neutralna, a za oko 2 sata nakon izlaska sunca postaje nestabilna, sa gradijentom od oko $-1,7\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$. Nestabilna atmosfera traje do oko 1 h pre zalaska sunca. U ovom periodu visinski profil brzine vetra karakteriše mnogo niži priraštaj brzine vetra sa visinom, što se može videti na slici 4.19. Takođe, u periodu nestabilne atmosfere turbulentnost vetra, slika 4.21, kao i devijacija smera vetra, slika 4.22, je veća u odnosu na noćni period, što je takođe u skladu sa teorijom.

Na osnovu raspoloživih merenih podataka o brzini vetra na visinama 10, 40 i 50 m, za analizirani karakteristični dan izvršen je proračun koeficijenta α na osnovu relacije 4.8. Rezultati proračuna su prikazani na slici 4.23. U toku noćnog perioda estimirani koeficijent smicanja vetra je izrazito veći nego u toku dana. Uporednom analizom dijagrama 4.17 i 4.23 može se zaključiti da postoji potpuna sličnost između dijagrama promene gradijenta temperature i dijagrama koeficijenta smicanja vetra.

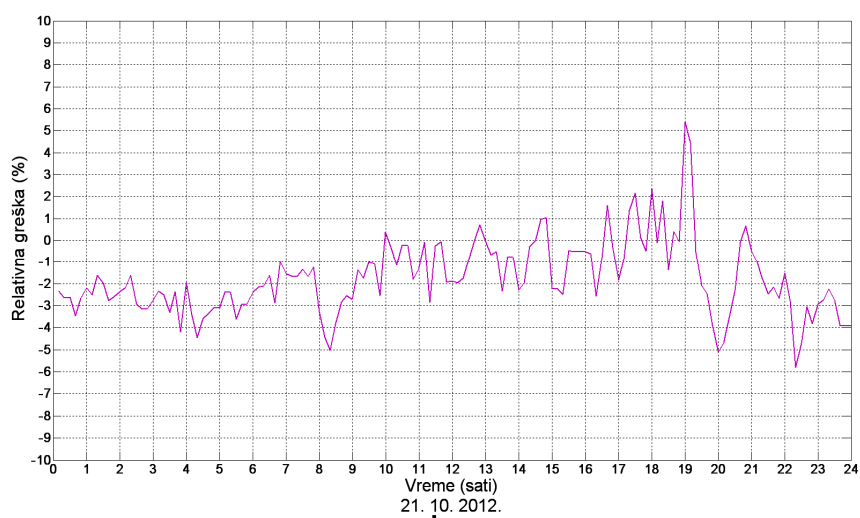


Slika 4.23: Promena koeficijenta smicanja vetra

Koristeći podatke o izmerenoj brzini vetra na visini 50 m i odgovarajuće računске vrednosti koeficijenta smicanja vetra, izvršena je procena brzine vetra na visini 60 m. Uporedna analiza izmerene i procenjene vrednosti brzine vetra je prikazana na slici 4.24, a odgovarajuća relativna greška na slici 4.25. Analizirajući grešku može se zaključiti da je srednja vrednost greške negativna, pa se, u pogledu procene potencijala energije vetra, primenom predloženog modela u analiziranom slučaju se ide na stranu sigurnosti. U toku perioda stabilne atmosfere greška je veća i iznosi u proseku oko -2,5 %, u odnosu na period nestabilne atmosfere, kada je ona u proseku oko -1%.



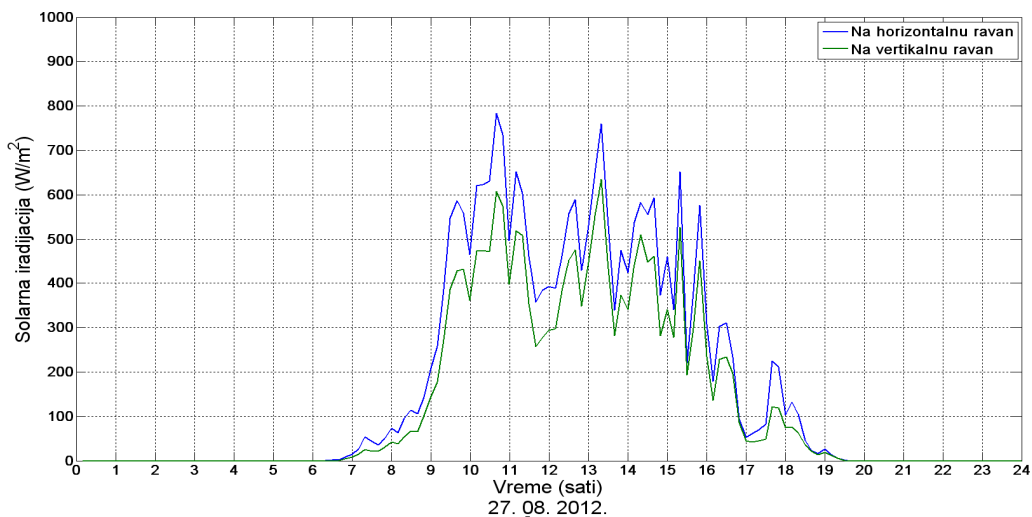
Slika 4.24: Izmereni i procenjeni dnevni profil brzine vetra na visini 60 m u toku analiziranog dana



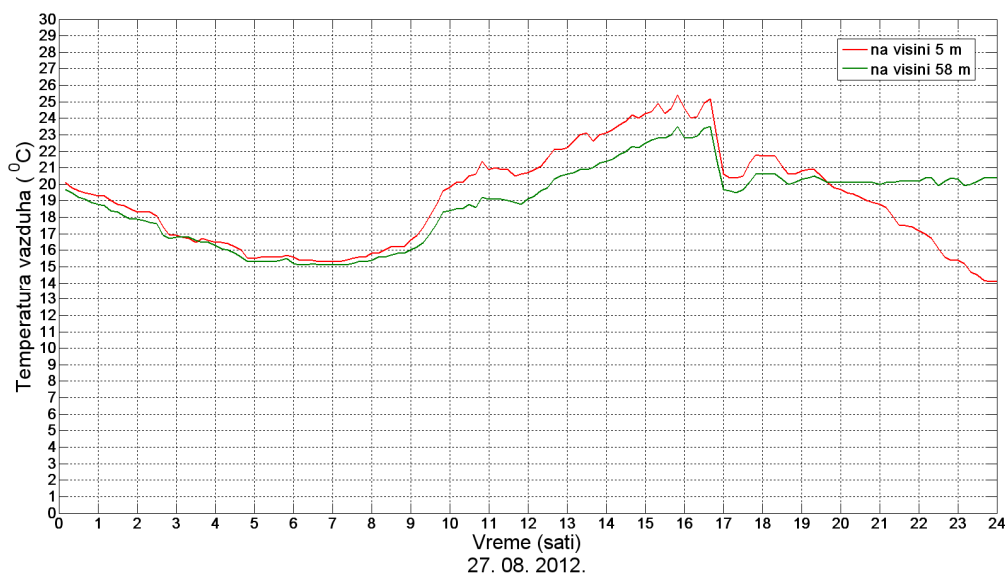
Slika 4.25: Relativna greška u proceni brzine vetra na visini 60 m u toku analiziranog dana

4.3.2 Analiza visinskog profila brzine vetra pri delimično oblačnom vetrovitom danu

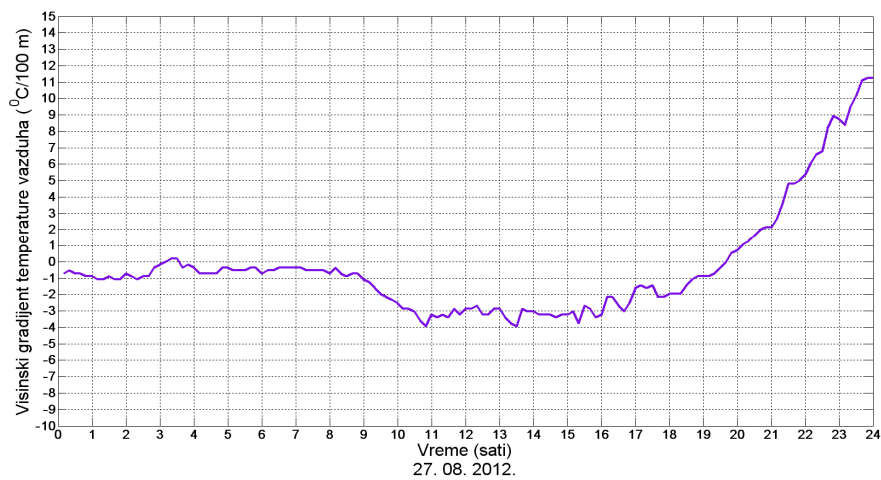
Na osnovu raspoloživih merenja odabran je 27. avgust 2012. kao reprezentativan dan za analizu visinskog profila brzine vetra u uslovima promenljive oblačnosti. Na slikama 4.26 do 4.33 dati su grafički prikazi dnevnih varijacija odabranih merenih veličina dobijenih na osnovu srednjih desetominutnih merenih podataka.



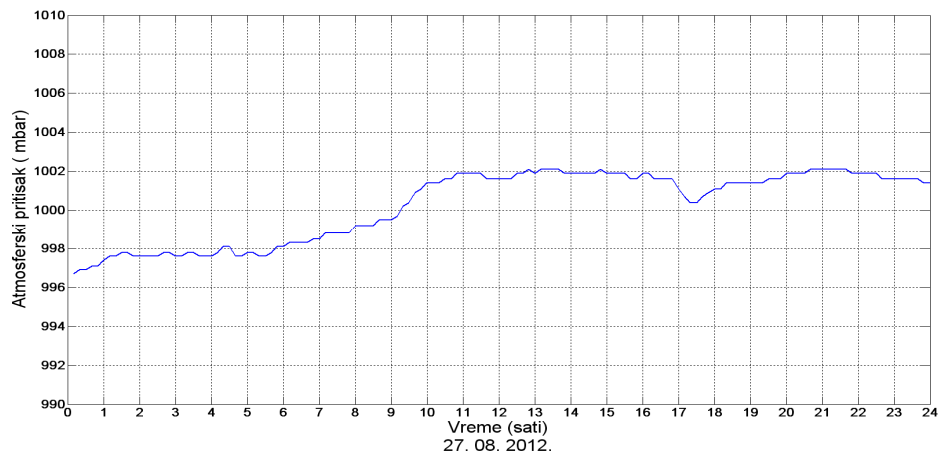
Slika 4.26: Solarna iradijacija na horizontalnu i južno orjentisanu vertikalnu ravan



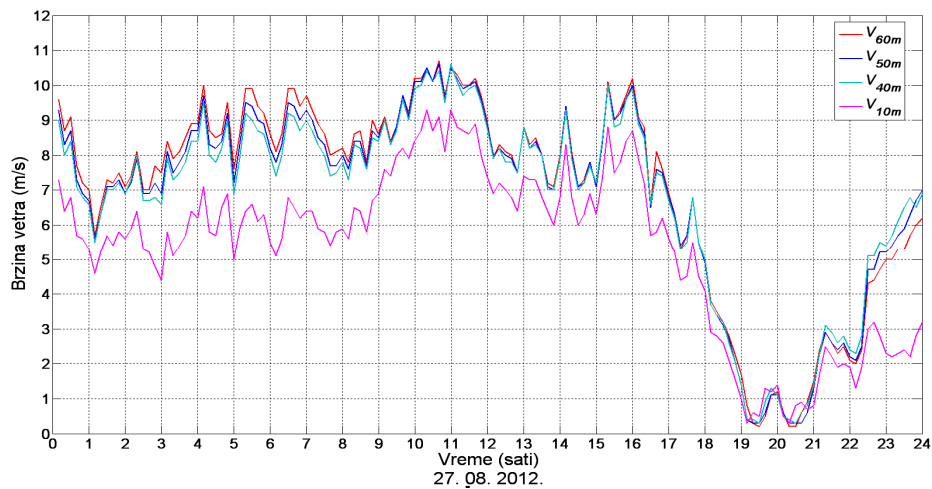
Slika 4.27: Dnevni profil temperature vazduha na visinama 5 m i 58 m



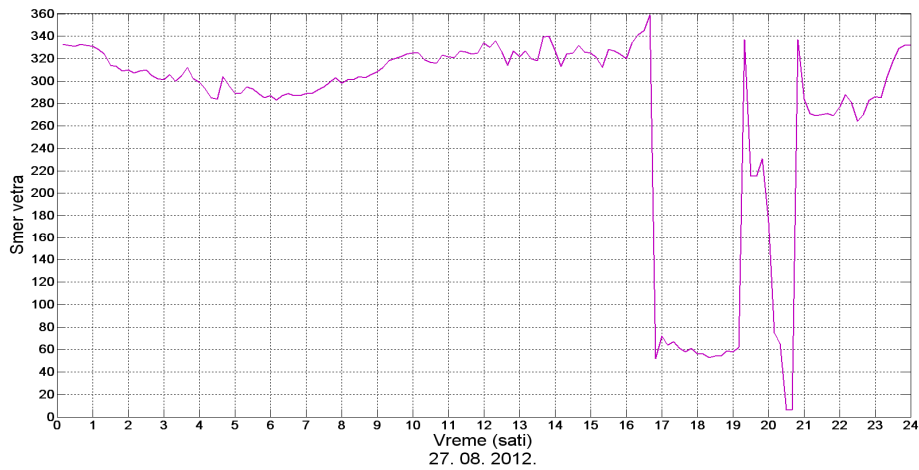
Slika 4.28: Dnevni profil visinskog gradijenta temperature vazduha



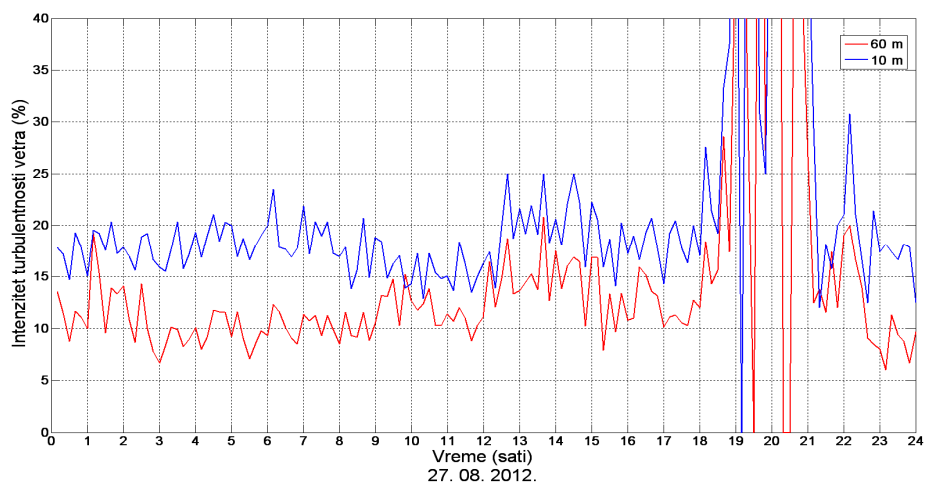
Slika 4.29: Dnevni profil atmosferskog pritiska na visini 5 m iznad zemlje



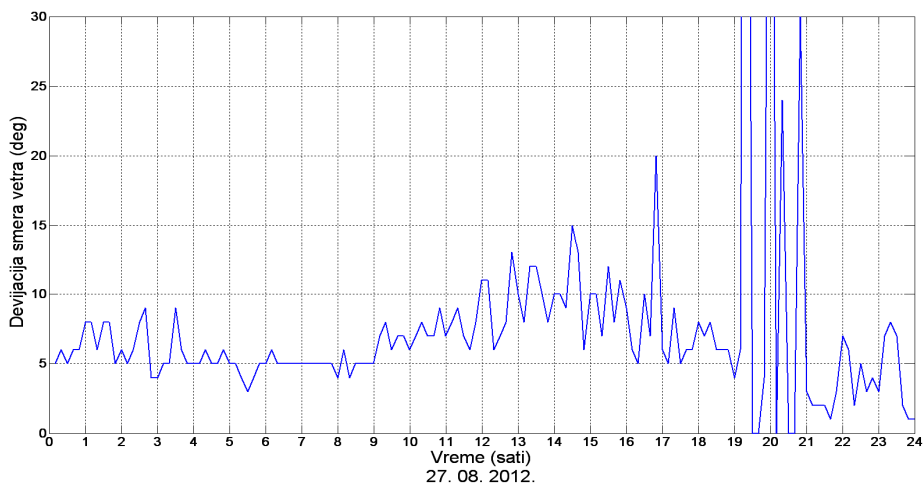
Slika 4.30: Dnevni profil brzina vetra na mernim visinama: 10, 40, 50 i 60 m



Slika 4.31: Dnevni profil smera vetra na visini 58 m

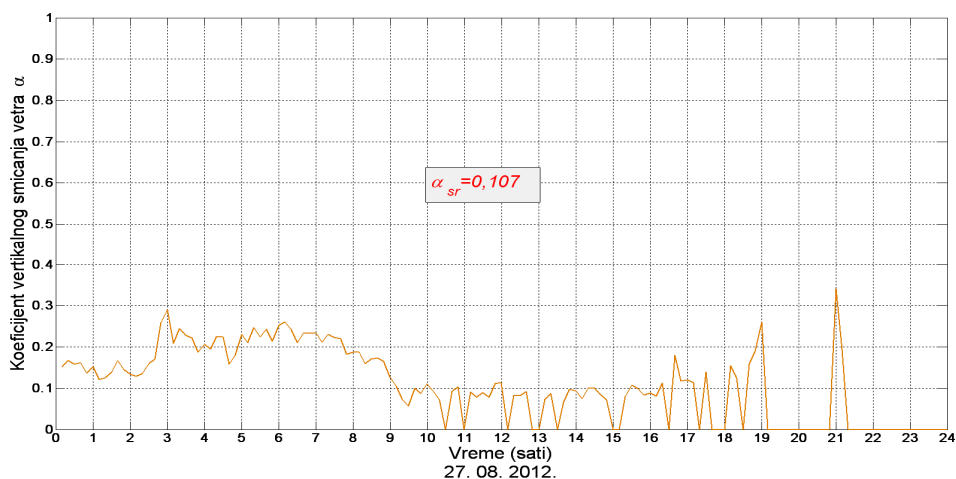


Slika 4.32: Promena intenziteta turbulentnosti vetra na visinama 10 m i 60 m



Slika 4.33: Promena devijacije smera vetra na visini 58 m

Primenom razvijenog modela za procenu visinskog profila brzine vatra, kao i u prethodnom odeljku, izvršen je proračun koeficijenta smicana vetra i visinskog profila brzine vetra. Rezultati odgovarajućih proračuna su prikazani na slikama 4.34 i 4.35. Za razliku od vedrog dana, kada je koeficijent smicanja vetra imao jako visoke vrednosti u toku noćnog perioda sa stabilnom atmosferom, za analizirani dan vrednost koeficijenta smicanja vetra je nestabilna i u proseku značajno niža ($\alpha_{sr} = 0,107$). U toku dnevnog perioda, kao posledica promenljive oblačnosti, dolazilo je do naglih promena vrednosti koeficijenta smicanja vetra, pri čemu je njegova srednja vrednost u toku dana bila uglavnom ispod 0,1. Dakle, generalni zaključak je da u toku dana sa promenljivom oblačnošću koeficijent α ima nestabilnu vrednost.

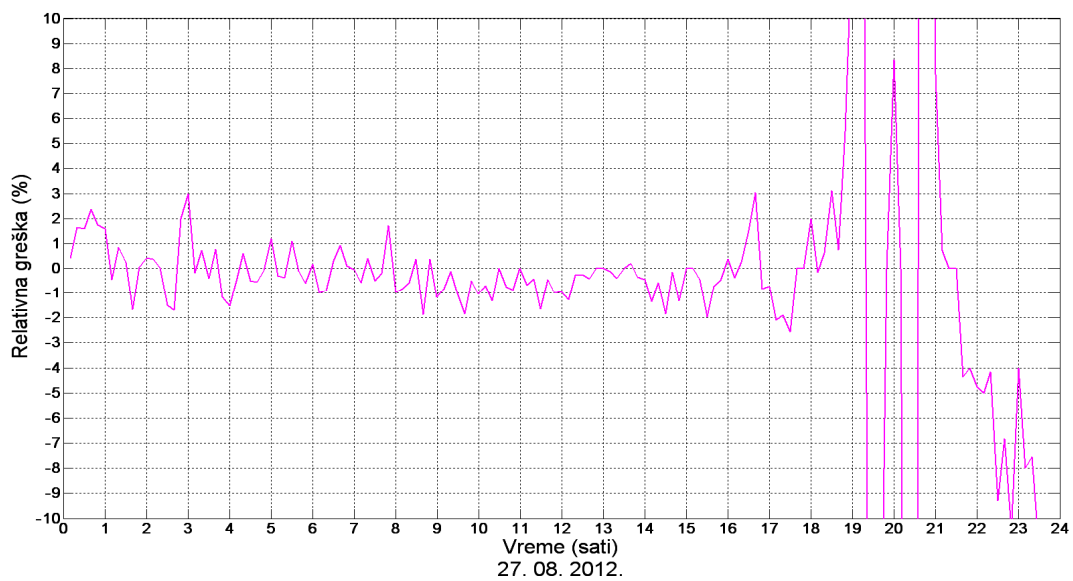


Slika 4.34: Promena koeficijenta vertikalnog smicanja vetra u toku analiziranog dana

Na slici 4.35 prikazani su uporedo izmereni i estimirani profil brzine vetra na visini 60 m. Predloženi model daje dobre rezultate u pogledu estimacije profila brzine vetra i pri promenljivo oblačnom danu sa nestabilnim profilom brzine vetra. Na slici 4.36 prikazana je apsolutna greška u estimaciji brzine vetra. Pri umerenim vetrovima greška odstupanja procenjene vrednosti u odnosu na merenu je bila u granicama $\pm 3\%$. U periodu od 19 h do 21 h vetar je vrlo slabog intenziteta sa promenljivim smerom, pa u ovom periodu nije od značaja analiza greške. U periodu od 21 h do ponoći vetar je slab i ima nestandardan profil, pri čemu je brzine vetra na 40 m veća nego na 60 m (što se može uočiti sa slike 4.30), što je uzrokovalo primetno odstupanje između merene i procenjene vrednosti brzine vetra sa greškom od oko 10 %.



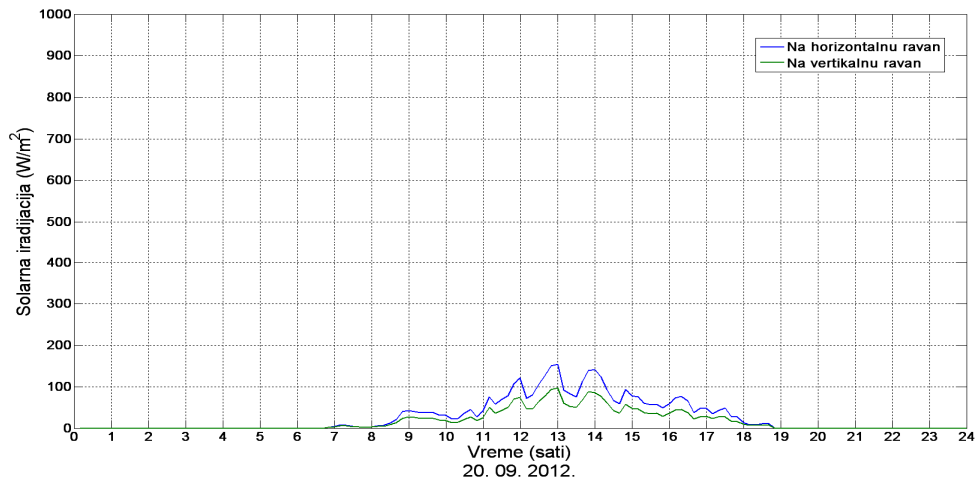
Slika 4.35: Merena i estimirana brzina vetra na visini 60 m u toku analiziranog dana



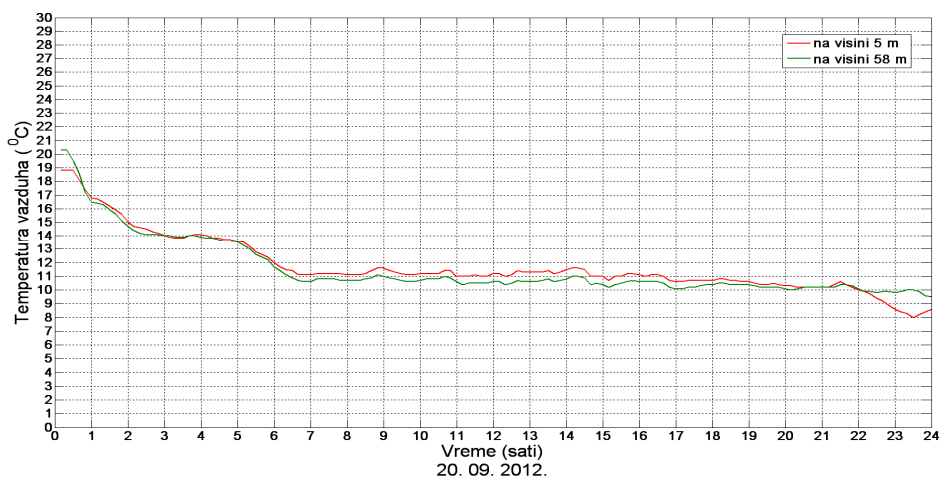
Slika 4.36: Relativna reška u proceni brzine vetra na visini 60 m u toku analiziranog dana

4.3.3 Analiza visinskog profila brzine vetra pri oblačnom vetrovitom danu

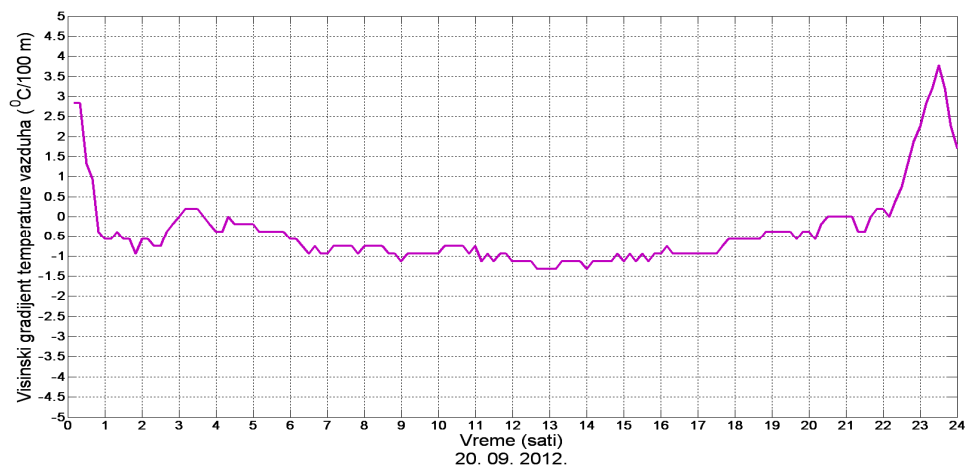
Na osnovu raspoloživih merenja odabran je 20. septembar 2012. kao reprezentativan dan za analizu visinskog profila brzine vetra u uslovima potpune oblačnosti. Na slikama 4.37 do 4.44 dati su grafički prikazi dnevnih varijacija odabranih merenih veličina dobijenih na osnovu srednjih desetominutnih podataka.



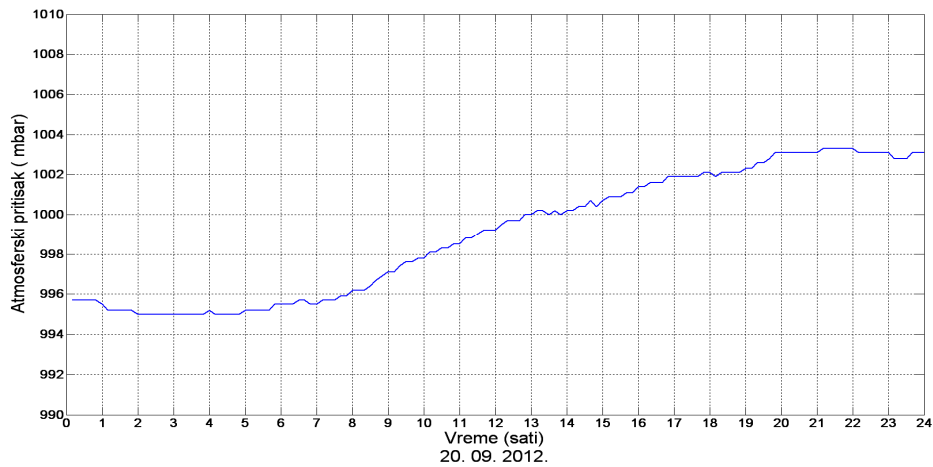
Slika 4.37: Solarna iradijacija na horizontalnu i južno orjentisanu vertikalnu ravan



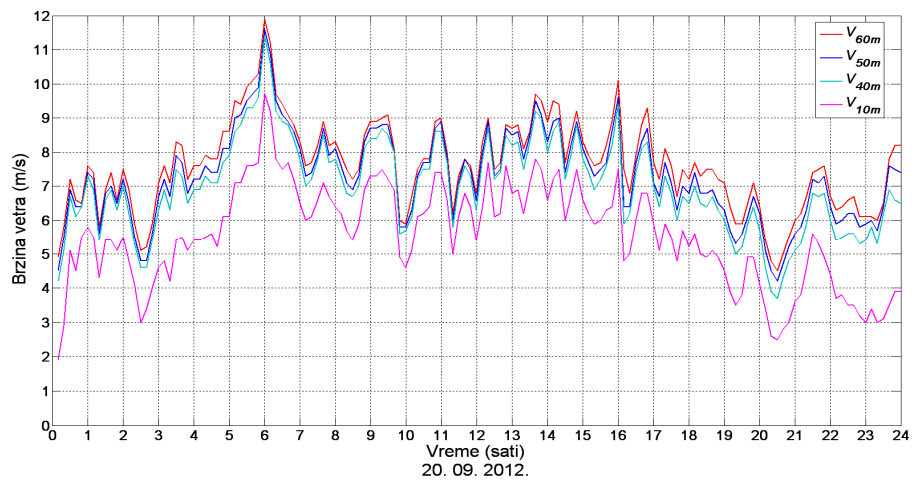
Slika 4.38: Dnevni profil temperature vazduha na visinama 5m i 58 m



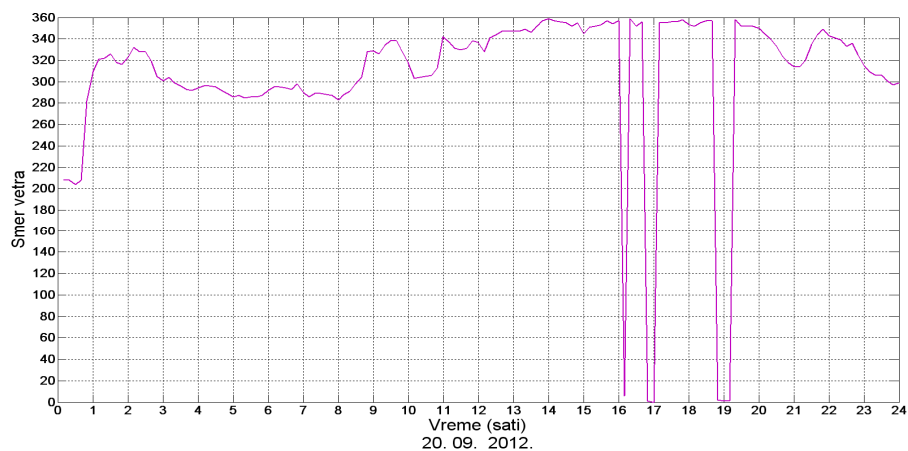
Slika 4.39: Dnevni profil visinskog gradijenta temperature vazduha



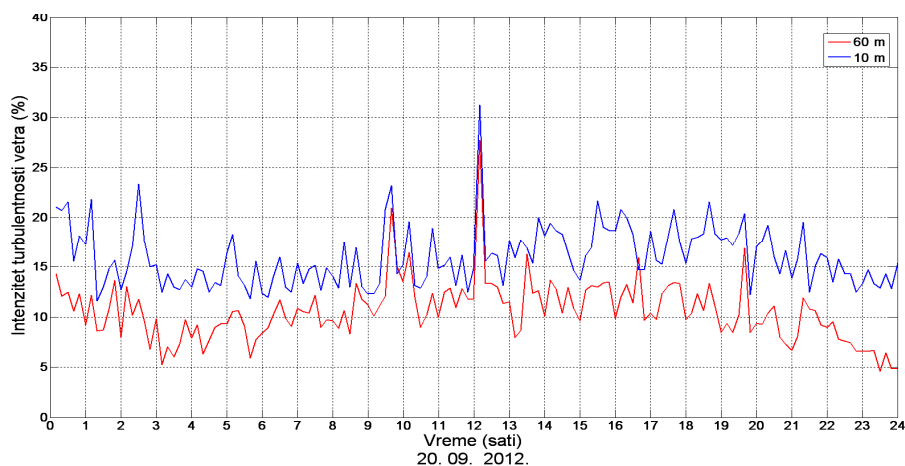
Slika 4.40: Dnevni profil atmosferskog pritiska na visini 5 m iznad zemlje



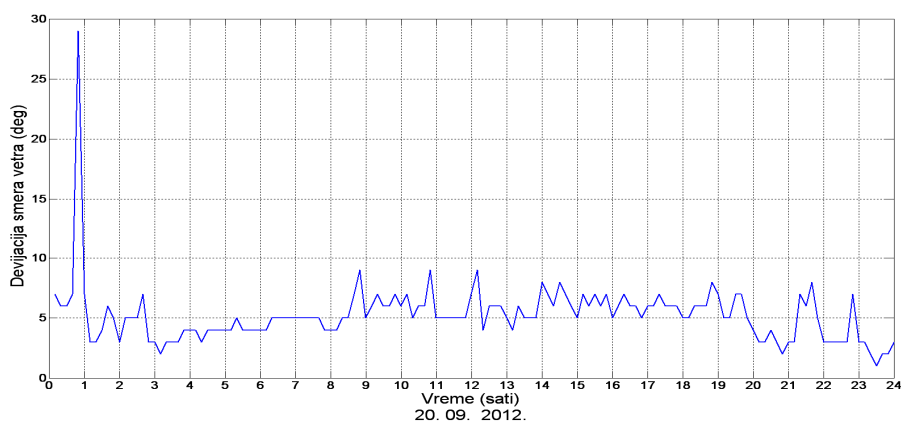
Slika 4.41: Dnevni profil brzina vetra na mernim visinama 10, 40, 50 i 60 m



Slika 4.42: Dnevni profil smeru vetra na visini 58 m



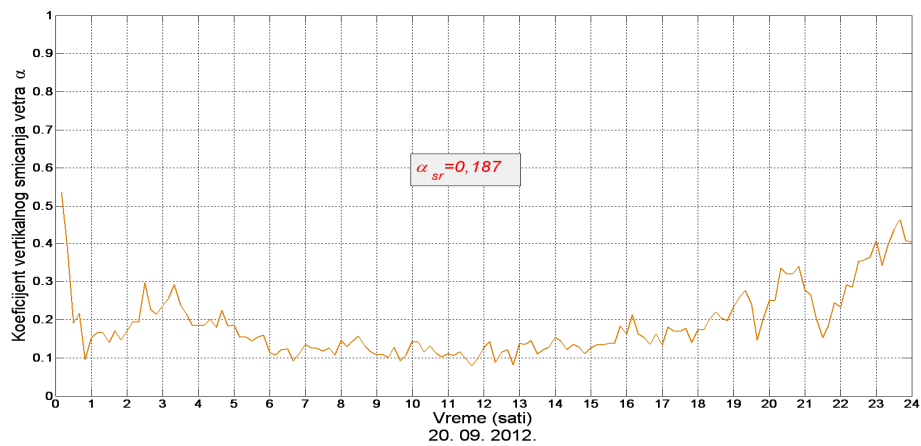
Slika 4.43: Promena intenziteta turbulentnosti vetra na visinama 10 m i 60 m u toku analiziranog dana



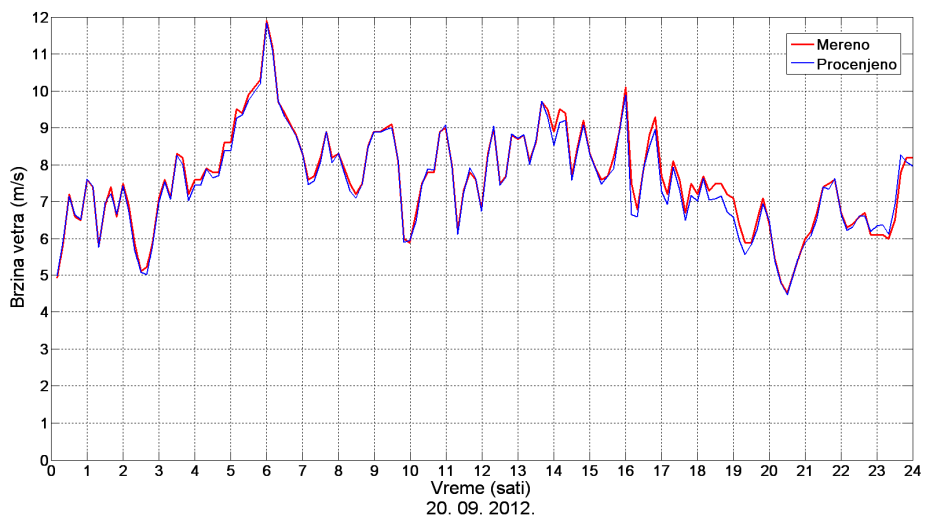
Slika 4.44: Promena devijacije smera vetra na visini 58 m u toku analiziranog dana

Kao i u analizi podataka za prethodna dva karakteristična dana, i za odabrani oblačni dan, primenom razvijenog modela izvršen je proračun i analiza dnevnog profila koeficijenta smicanja vetra. Rezultati odgovarajućih proračuna su prikazani na slikama 4.45 i 4.46. U analiziranim uslovima atmosfera je bila uglavnom neutralna, tako da je koeficijent visinskog profila brzine vetra bio u opsegu 0,1 do 0,15 tokom dana, dok je u toku noći bio nešto veći. Interesantno je primetiti da je i u ovom slučaju, kao i u slučaju vedrog dana, estimirani koeficijent smicanja vetra vrlo sličan sa profilom gradijenta temperature vazduha, slika 4.39.

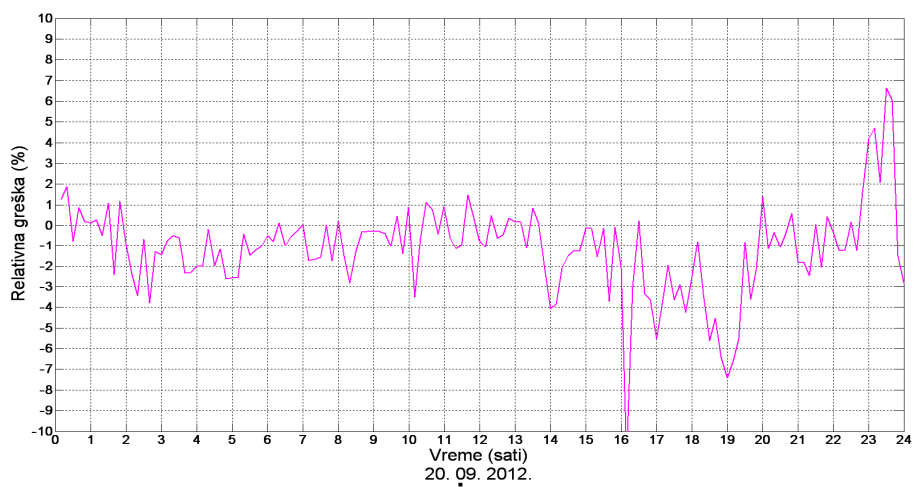
Na slici 4.46 prikazani su uporedo mereni i estimirani profil brzine vetra na visini 60 m za analizirani karakteristični dan, a na slici 4.47 odgovarajuća relativna greška. Zaključak je da, i u ovom slučaju, predložena metodologija daje dobre rezultate u pogledu procene visinskog profila brzine vetra.



Slika 4.45: Promena koeficijenta vertikalnog smicanja vetra u toku analiziranog dana



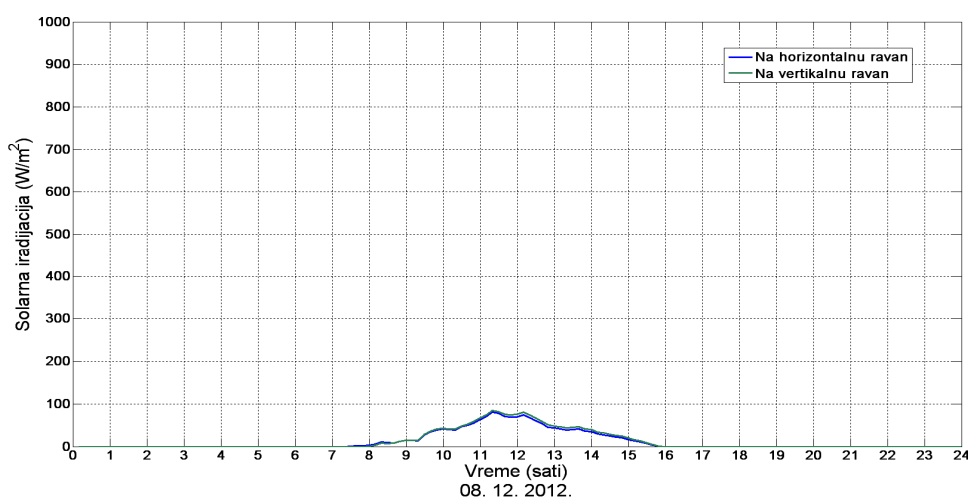
Slika 4.46: Merena i estimirana brzina vetra na visini 60 m u toku analiziranog dana



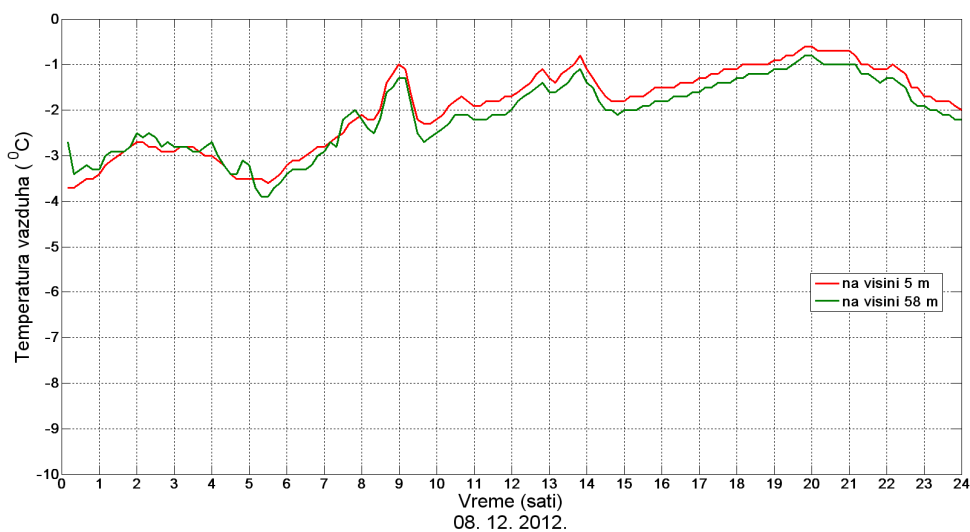
Slika 4.47: Relativna greška u proceni brzine vetra na visini 60 m u toku analiziranog dana

4.3.4 Analiza visinskog profila brzine vetra pri vetrovitom danu sa snežnim padavinama

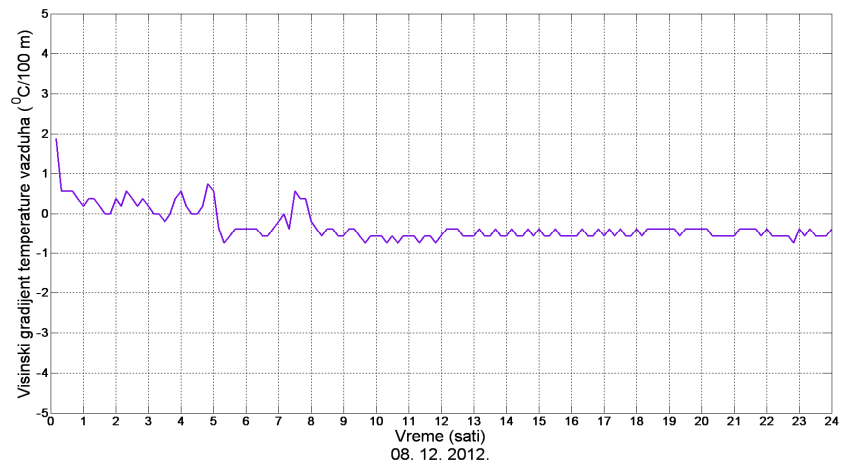
Na osnovu raspoloživih merenja odabran je 08. decembar 2012. kao reprezentativan dan za analizu visinskog profila brzine vetra u uslovima intenzivnih snežnih padavina i niske temperature. Na slikama 4.48 do 4.55 dati su grafički prikazi dnevnih varijacija odabranih merenih veličina dobijenih na osnovu srednjih desetominutnih podataka.



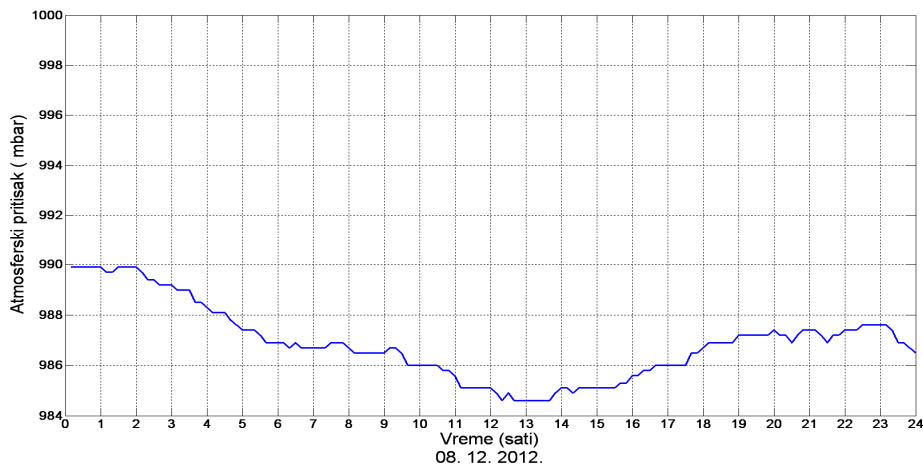
Slika 4.48: Solarna iradijacija na horizontalnu i južno orjentisanu vertikalnu ravan



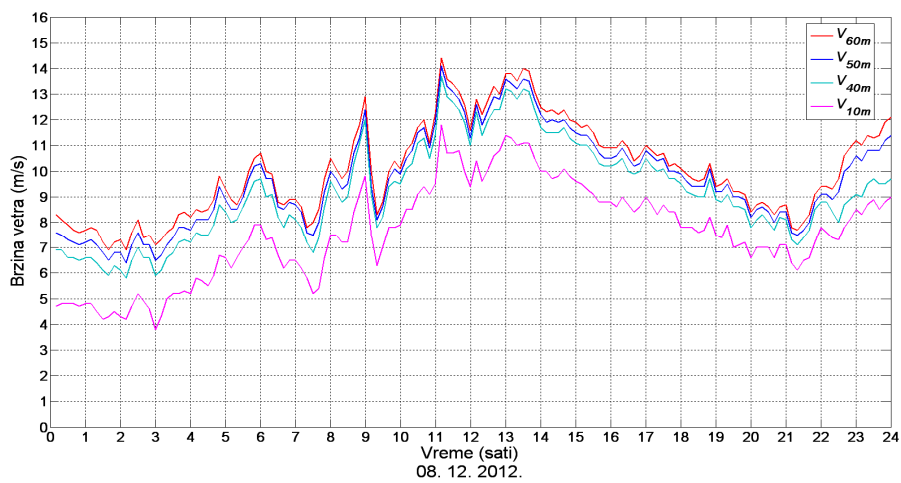
Slika 4.49: Dnevni profil temperature vazduha na visinama 5 m i 58 m



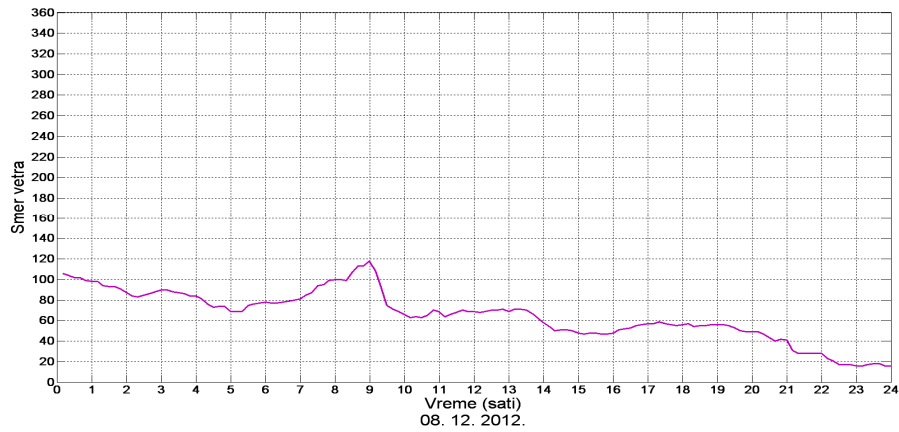
Slika 4.50: Dnevni profil visinskog gradijenta temperature vazduha



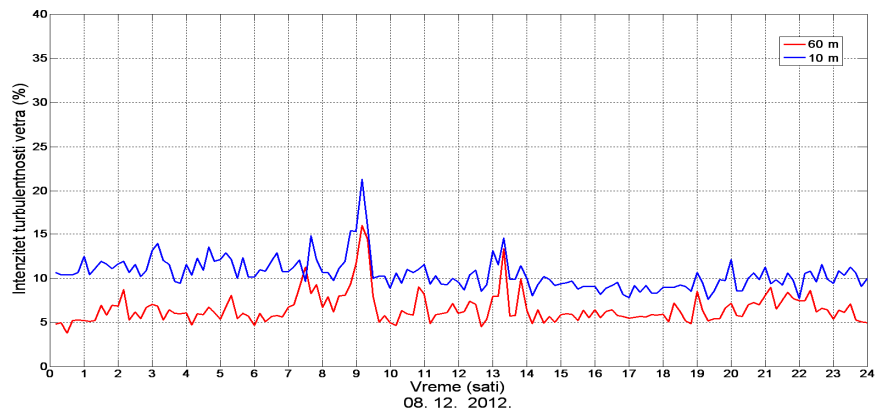
Slika 4.51: Dnevni profil atmosferskog pritiska na visini 5 m iznad zemlje



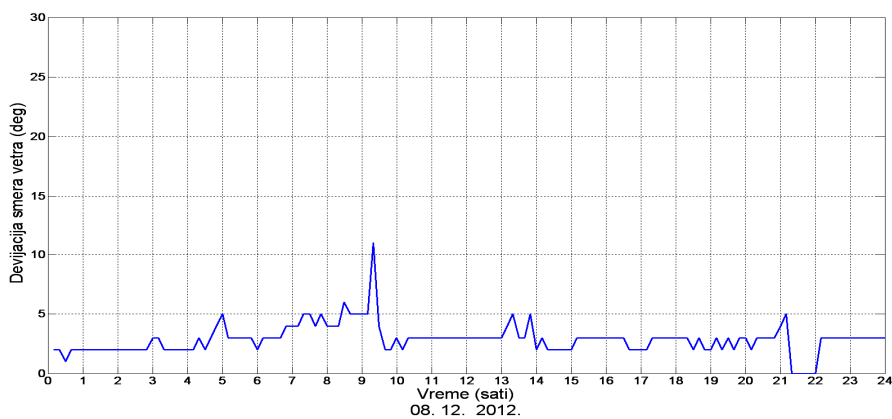
Slika 4.52: Dnevni profil brzina vetra na mernim visinama: 10, 40, 50 i 60 m



Slika 4.53: Dnevni profil smera vetra na visini 58 m



Slika 4.54: Promena intenziteta turbulencnosti vetra na visinama 10 m i 60 m u toku analiziranog dana

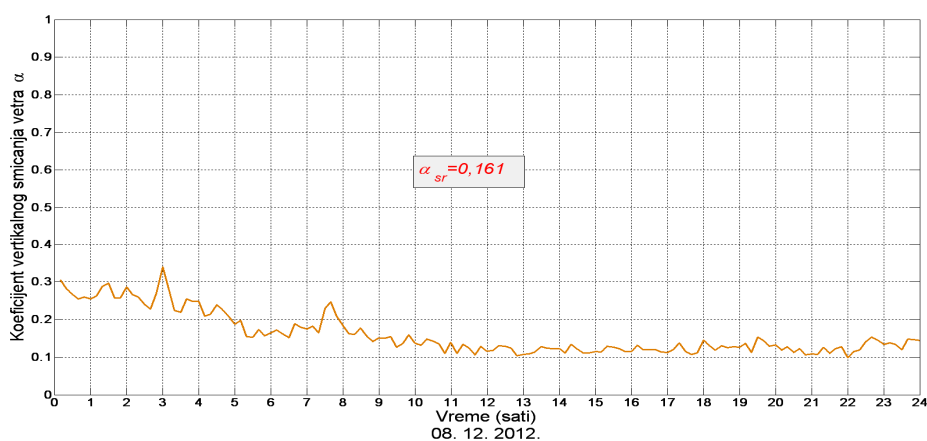


Slika 4.55: Promena devijacije smera vetra na visini 58 m u toku analiziranog dana

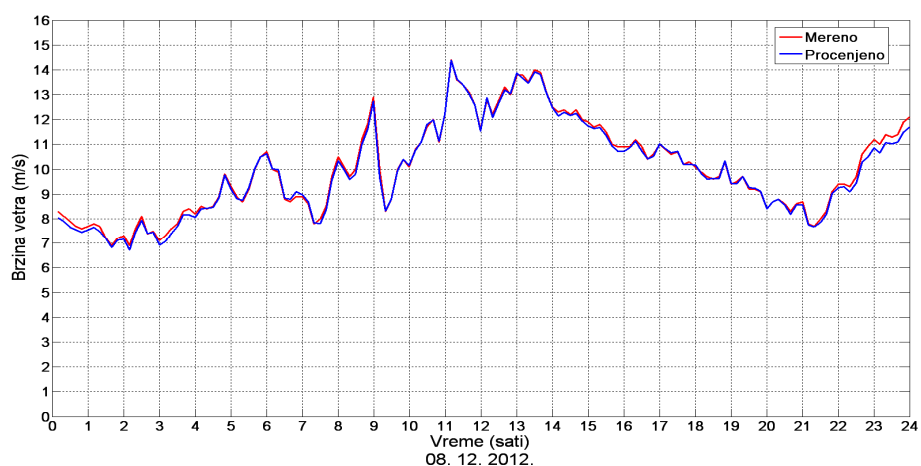
Rezultati analize dnevnog profila koeficijenta smicanja vetra za analizirani karakteristični dan su prikazani na slici 4.56. U analiziranim uslovima atmosfera je bila

neutralna, na šta ukazuju svi mereni pokazatelji definisani u odeljku 3.5. Izabrani dan je karakterističan po tome što su snežne padavine počele oko 0 sati. Formiranjem snežnog pokrivača teren je promenio karakteristike u pogledu emisije-apsorbcije toplote, a takođe je promenio i klasu hrapavosti, što se direktno odrazilo na vrednost koeficijenta smicanja vetra, tako da je u toku perioda sa snežnim pokrivačem njegova vrednost bila relativno stabilna i iznosila je oko 0,12. Može se zaključiti da je, i za ovaj karakteristični dan, estimirani koeficijenta smicanja vetra vrlo sličan sa profilom gradijenta temperature vazduha, slika 4.50.

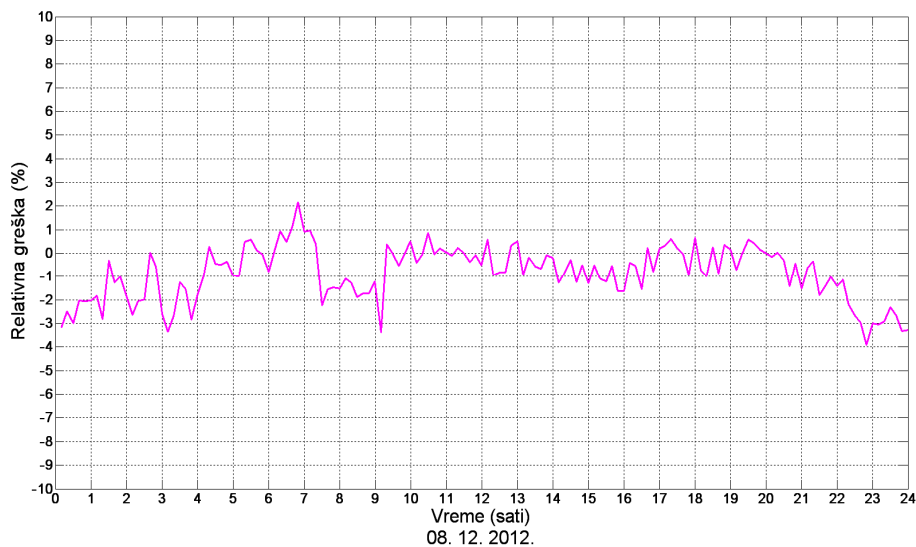
Na slici 4.57 prikazani su uporedo mereni i estimirani profil brzine vetra na visini 60 m za analizirani karakteristični dan, a na slici 4.58 odgovarajuća relativna greška. Na osnovu prikazanih dijagrama može se zaključiti da razvijeni model daje dobre rezultate u pogledu procene visinskog profila brzine vetra za analizirane meteorološke uslove.



Slika 4.56: Promena koeficijenta vertikalnog smicanja vetra u toku analiziranog dana



Slika 4.57: Merena i estimirana brzina vetra na visini 60 m u toku analiziranog dana



Slika 4.58: Relativna greška u proceni brzine vetra na visini 60 m u toku analiziranog dana

Generalni zaključak prethodnih analiza je da predložena metodologija daje dobre rezultate u pogledu procene visinskog profila brzine vetra pri svim analiziranim karakterističnim meteorološkim uslovima. U svim analizama se pokazalo da prosečna greška u proceni profila brzine vetra ima negativan predznak, što znači da metodologija ide na stranu sigurnosti, kada je u pitanju procena proizvodnje potencijalne vetroelektrane.

4.4 Komparativna analiza modela za analizu visinskog profila brzine vetra pri različitim uslovima stabilnosti atmosfere

U ovom odeljku izvršena je komparativna analiza predloženog modela i referentnog modela koji se bazira na logaritamskom zakonu sa dijabatskom korekcijom, relacije (3.37) i (3.38). Cilj analize je da se uporede karakteristike razvijenog modela, koji se temelji na iskustvenom obrascu i statističkoj analizi, sa modelom koji je razvijen na osnovu fizičkih zakona ponašanja atmosfere u graničnom sloju [37,48].

Za procenu visinskog profila brzine vetra u literaturi se koristi logaritamski zakon sa dijabatskom korekcijom, koji je opisan u poglavlju 3.4. Za primenu ovog modela potrebno je poznavati uslove stabilnosti atmosfere. U odeljku 3.5 prikazano je nekoliko modela za procenu uslova stabilnosti atmosfere. Primenom ovih modela moguće je odrediti odgovarajuće Pasquillove klase stabilnosti, na osnovu kojih se,

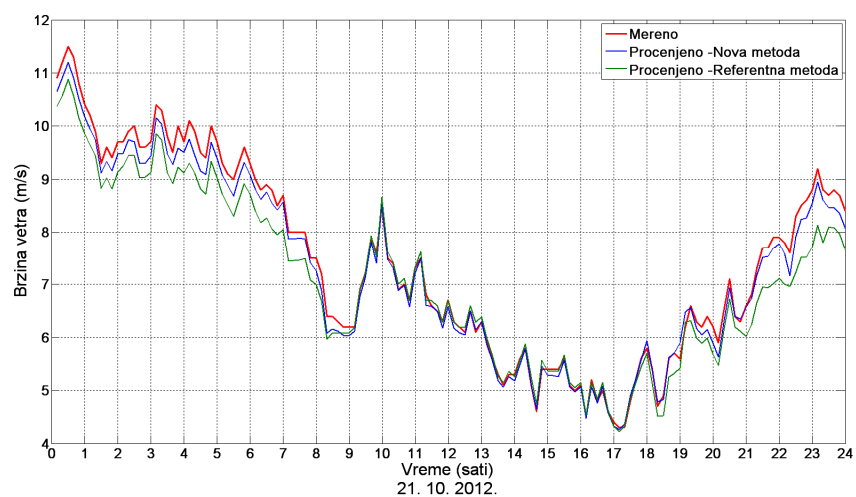
primenom Golderovih dijagrama (slika 3.9) ili relacije (3.39), može proceniti dužina Obukhova L . Jedan od najtačnijih pristupa za procenu dužine Obukhova jeste metoda koja se bazira na proračunu Ričardsonovog broja [59], koja je ukratko opisana u odeljku 3.5.3.

U ovom odeljku biće vršena uporedna analiza procene brzine vetra na visini 60 m za karakteristične dane, opisane u odeljku 4.3, na lokaciji Sutjeska – Sečanj (Prilog 4). Procene profila brzine vetra su vršene primenom dva modela:

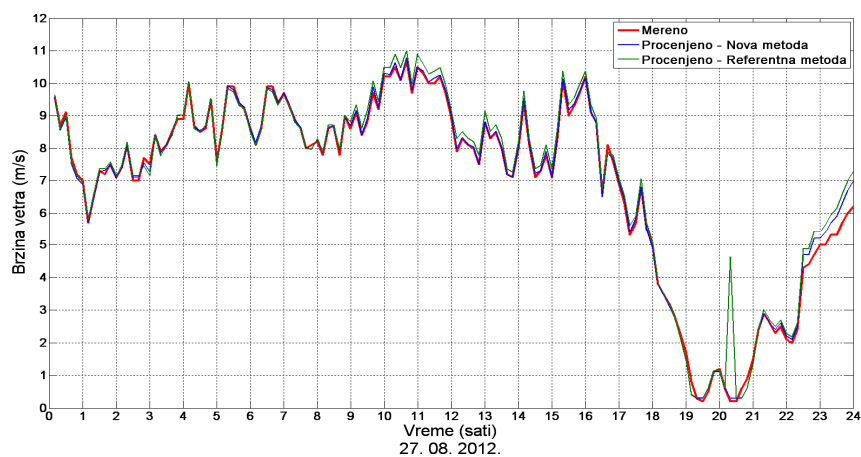
Referentni model – Procena brzine vetra na visini 60 m vršena je na osnovu merenja brzine vetra na visini 50 m primenom logaritamskog zakona sa dijabatskom korekcijom, relacija (3.37). Parametar dijabatske korekcije je računat primenom relacija (3.38). Proračun parametra L je vršen proračunom Ričardsonovog broja, relacije (3.40) do (3.43). Pri proračunu Ričardsonovog broja, relacija (3.40), korišćena su merenja temperature na visinama $z_1=5$ m i $z_2=58$ m i merenja brzina vetra na visinama $z_3=10$ m i $z_4=50$ m. Pri proračunu potencijalnih temperatura, relacija (3.41), pritisak na visini z_2 je procenjen na osnovu merenja pritiska na visini $z_1=5$ m, shodno relaciji (3.10). Pri proračunu profila vetra, shodno relacijama (3.37) i (3.38), parametar z_0 je usvojen da bude 0,2 m za slučaj analiziranog dana u avgustu, jer je merni stub bio okružen visokim usevima (kukuruz), Prilog 4. Za septembarski i oktobarski dan usvojeno je $z_0=0,05$ m jer je merni stub bio okružen njivama bez useva. Za decembarski dan sa snegom, usvojeno je $z_0=0,02$ m, zbog formiranog snežnog pokrivača.

Novi model – Procena brzine vetra na visini 60 m vršena je na osnovu merenja brzine vetra na visini 50 m, primenom modela koji je predložen u ovom radu i opisan u poglavlju 4.1. Procena brzine vetra je vršena primenom relacije (4.9). Proračun koeficijenta smicanja vetra α je vršen sa desetominutnom rezolucijom na osnovu relacije (4.8), koja je primenjena na setove merenih podataka o brzini vetra na visinama: 10, 40 i 50 m.

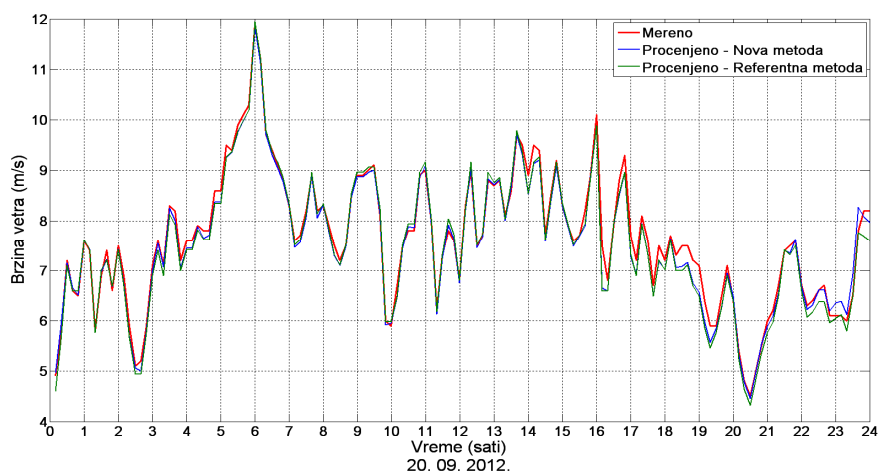
Na slikama 4.59 do 4.62 prikazani su uporedni dijagrami merenih i procenjenih profila brzine vetra za odabrane karakteristične dane. Detaljni mereni podaci, za sve analizirane karakteristične dane, su grafički predstavljani u odeljku 4.3.



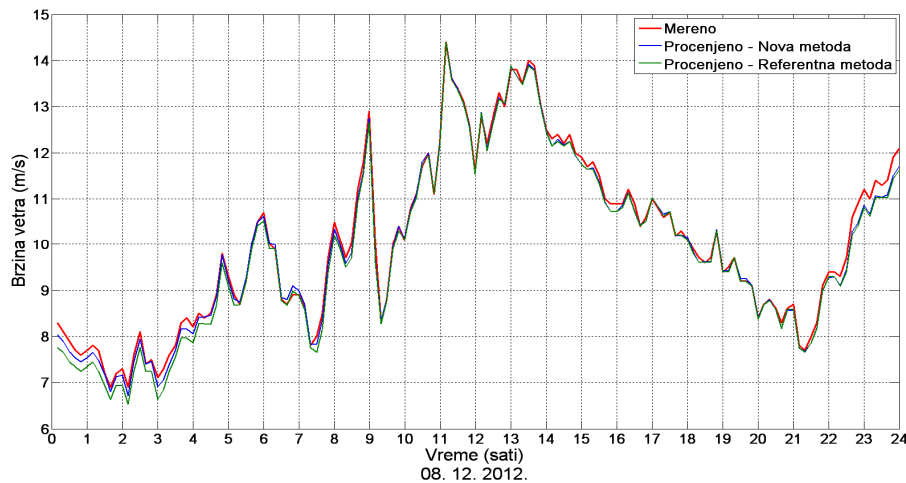
Slika 4.59: Mereni i procenjeni profili brzine vetra na visini 60 m pri vedrom danu



Slika 4.60: Mereni i procenjeni profili brzine vetra na visini 60 m pri delimično oblačnom danu



Slika 4.61: Mereni i procenjeni profil brzine vetra na visini 60 m pri oblačnom danu



Slika 4.62: Mereni i procenjeni profil brzine vetra na visini 60 m pri snežnim padavinama

Na osnovu sprovedenih analiza može se zaključiti da predloženi model ima generalno bolju tačnost u odnosu na referentni model. Bolja tačnost je naročito izražena u uslovima vrlo stabilne atmosfere, kakva je analizirana u slučaju prikazanom na slici 4.59. U uslovima nestabilne i neutralne atmosfere oba modela daju dobru tačnost. Međutim, treba imati u vidu da je za primenu referentnog modela neophodno, pored merenja brzina vetra na dve visine, vršiti i merenje temperature vazduha na dve visine, kao i pritiska. Pored toga, pri proračunu, u jednačinama (3.42) i (3.43), kao i u modelu za proračun dijabatske korekcije (3.38), potrebno je usvajati određene empirijske koeficijente, što unosi nesigurnost u primeni referentnog modela. Posebnu nesigurnost unosi izbor dužine hrapavosti z_0 , jer je ona promenljiva sa promenom vegetacija, a njena vrednost se subjektivno procenjuje. Dakle, odstupanja profila vetra, procenjenog primenom referentnog modela, mogu biti i veće nego što je prikazano u sprovedenim analizama ukoliko bi se usvojio drugi set konstanti, što je u velikoj meri subjektivna procena.

U analiziranom slučaju prikazanom na slici 4.59, može se videti da referentni model ima negativnu grešku u toku noćnog perioda sa veoma stabilnom atmosferom i pozitivnu grešku u toku obdanice, kada je atmosfera bila nestabilna. To znači da referentni model, u analiziranim uslovima ne bi mogao dati bolju procenu i ako bi se usvajala veće vrednosti za koeficijent z_0 jer bi u tom slučaju greška u toku obdanice bila još veća, dok bi greška u toku noćnog perioda bila manja.

5. MODELOVANJE VISINSKOG PROFILA BRZINE VETRA SA RASPREGNUTIM UTICAJEM HRAPAVOSTI TERENA I STABILNOSTI ATMOSFERE

Visinski profil brzine vetra dominantno zavisi od hrapavosti terena i stabilnosti atmosfere. Hrapavost terena, za određeni vremenski period, odnosno sezonu, se praktično malo menja i može se posmatrati kao fiksni parametar. Sa druge strane, stabilnost atmosfere ima i sezonske i dnevne promene i ne može se posmatrati kao fiksni parametar, što su i pokazale analize u prethodnom poglavlju. Ideja, koja je analizirana u ovom poglavlju, je da se ova dva dominantna uticajna faktora odvojeno posmatraju. Odnosno, da se visinski profil brzine vetra posmatra kroz dva parametra, jedan statički koji je posledica hrapavosti terena i drugi vremenski promenljiv parametar, koji je posledica promene stabilnosti atmosfere. Rasprezanje ova dva uticaja nije moguće izvršiti na osnovu fizičkih osnova ponašanja atmosfere u graničnom sloju. U ovom odeljku je dat jedan inženjerski praktičan pristup koji kombinuje iskustvene i fizičke pristupe u analizi visinskog profila brzine vetra.

5.1 Matematički model statičkog i dinamičkog koeficijenta smicanja vetra

Kao što je opisano u odeljku 3.3, visinski profil brzine vetra se u vetroenergetici opisuje sa dva modela i to, stepenim zakonom, koji je definisan relacijom (3.30) i logaritamskim zakonom, koji je definisan relacijom (3.29). Oba modela se praktično podjednako koriste u inženjerskoj praksi. Nedostatak ova modela je što u sebi sadrže fiksne parametre, pa ne mogu opisati dinamičke promene profila brzine vetra. U modelu koji je predložen u ovom radu kombinovana su ova dva modela u cilju rasprezanja statičke i dinamičke komponente visinskog profila brzine vetra.

Polazi se od iskustvenog, stepenog zakona, odnosno od relacije (3.30). Ako se pretpostavi da koeficijent α u jednačini (3.30) sadrži dve komponente, može se formalno napisati:

$$\alpha = \alpha_0 + \alpha_t, \quad (5.1)$$

gde je α_0 statička, odnosno terenska komponenta koeficijenta smicanja vetra, koja je uzrokovana hrapavošću terena, a α_t je dinamička, odnosno dijabatska komponenta, koja

je uzrokovana promenom stabilnosti atmosfere. Uvažavanjem pretpostavke (5.1), stepeni zakon, definisan relacijom (3.30), se može napisati u sledećem obliku:

$$V = V_1 \left(\frac{z}{z_1} \right)^{(\alpha_0 + \alpha_t)} \Rightarrow V = V_1 \left(\frac{z}{z_1} \right)^{\alpha_0} \cdot \left(\frac{z}{z_1} \right)^{\alpha_t}. \quad (5.2)$$

Za modelovanje uticaja hrapavosti terena na visinski profil pogodno je koristiti logaritamski zakon, relacija (2.29), jer on uvažava pretpostavku da je atmosfera neutralna ($\alpha_t = 0$). U uslovima neutralne atmosfere može se napisati sledeća jednakost:

$$V_{neutral} = V_1 \left(\frac{z}{z_1} \right)^{\alpha_0} = V_1 \left(\frac{\ln \frac{z}{z_0}}{\ln \frac{z_1}{z_0}} \right). \quad (5.3)$$

Korišćenjem jednakosti (5.3), relacija (5.2) se može napisati u sledećem obliku:

$$V = V_{neutral} \cdot \left(\frac{z}{z_1} \right)^{\alpha_t} = V_1 \left(\frac{\ln \frac{z}{z_0}}{\ln \frac{z_1}{z_0}} \right) \cdot \left(\frac{z}{z_1} \right)^{\alpha_t}. \quad (5.4)$$

Relacijom (5.4) definisan je visinski profil u kojem su raspregnuti uticaji hrapavosti terena i stabilnosti atmosfere. Uticaj hrapavosti terena je modelovan logaritamskim zakonom, dok je uticaj stabilnosti atmosfere modelovan stepenim zakonom.

Statička komponenta visinskog profila je lokalni pokazatelj, koji isključivo zavisi od hrapavosti terena. Procena dužine hrapavosti z_0 u jednačini (5.4) se vrši klasifikacijom terena u okolini mernog stuba na osnovu tabele 3.2. Ukoliko je teren kompleksan u pogledu hrapavosti, potrebno je formirati ružu hrapavosti, odnosno za svaki sektor ruže vetrova definisati odgovarajuću dužinu hrapavosti terena [6,55]. Ukoliko je teren zašumljen onda treba izvršiti „podizanje” visinskog profila i procenu hrapavosti prema metodologiji opisanoj u odeljku 3.7.2.

Dinamička komponenta α_t je posledica uticaja stabilnosti atmosfere na visinski profil brzine vetra. S obzirom na dnevnu i sezonsku varijaciju stabilnosti atmosfere,

koeficijent α_t je promenljiv u vremenu [76,77], kako na dnevnom, tako i na sezonskom horizontu. U uslovima neutralne atmosfere dinamički koeficijent je $\alpha_t=0$, u uslovima nestabilne atmosfere $\alpha_t<0$, dok je pri stabilnoj atmosferi $\alpha_t>0$.

Da bi se procenila vrednost koeficijenta α_t potrebno je merenja brzine vetra vršiti na najmanje dve visine z_1 i z_2 . Ako su V_{1i} i V_{2i} srednje satne brzine vetra izmerene u i -tom satu na visinama z_1 i z_2 , respektivno, onda zamenom u relaciju (5.4) možemo odrediti vrednost koeficijenta α_{ti} u odgovarajućem satu i :

$$\alpha_{ti} = \frac{\ln \left(\frac{V_{2i} \ln \frac{z_1}{z_0}}{V_{1i} \ln \frac{z_2}{z_0}} \right)}{\ln \left(\frac{z_2}{z_1} \right)}. \quad (5.5)$$

Dinamički koeficijent α_t je regionalni pokazatelj uticaja stabilnosti atmosfere na visinski profil brzine vetra. Zbog dnevnih varijacija uslova stabilnosti atmosfere procena ovog koeficijenta se može vršiti za svaki sat na osnovu srednjih satnih vrednosti brzine vetra merenih na najmanje dve visine. Poznavanjem srednjih satnih vrednosti koeficijenta α_t omogućava procenu resursa energije vetra u širem ciljnom regionu na osnovu merenja vetra na visinama znatno nižim od željene visine postavljanja vetroturbine.

5.2 Praktična primenljivost modela u regionalnoj analizi resursa energije vetra

Pri inicijalnom istraživanju potencijala vetra i pronalaženju pogodnih lokacija za izgradnju vetroelektrana potrebno je vršiti namenska merenja parametra vetra. Pronalaženje pogodnih mikrolokacija sa dobrim vetroenergetskim potencijalom je zahtevan posao zbog prirode vetra koji ima izrazit lokalni karakter. Ovaj problem je naročito izražen u uslovima kompleksnog terena, gde se sugeriše da udaljenost mernih stubova ne bi trebala da bude veća od 500 m, [7]. Ovo potvrđuju istraživanja potencijala energije vetra u umereno kompleksnom planinskom regionu Čemerno (opština Gacko, BiH). Istraživanja su vršena uporednim merenjem brzine vetra sa dva merna stuba koji su međusobno udaljeni oko 4,5 km. Unakrsna analiza (predikcija sa

jednog mernog stuba na lokaciju drugog) pokazuje neprihvatljivu grešku u prostornoj ekstrapolaciji potencijala energije vetra klasičnom primenom programa WAsP. Greška u proceni srednje godišnje brzine vetra je bila 13,4 %, dok je u proceni godišnje proizvodnje pretpostavljenog vetroagregata čak 26%. Analiza ovih rezultata je prezentovana u radu [78]. Ova analiza pokazuje potrebu da se istraživanja potencijala energije vetra u nekom regionu vrše sa više mernih stubova. Slični zaključci se mogu izvesti iz istraživanja potencijala energije vetra u širem regionu Beograda [79]. Vršena su paralelna merenja na tri lokacije koje su međusobno udaljene oko 20 km. Rezultati unakrsne analize potencijala energije vetra, koji su dobijeni primenom softvera WAsP, pokazuju odstupanja između izmerene i estimirane srednje godišnje brzine vetra i do 15 %.

S obzirom da se vetro turbine postavljaju na visokim stubovima, potrebno je i potencijal vetra utvrditi na visini osovine vetro turbine što iziskuje skupu mernu opremu. Troškovi ispitivanja potencijala vetra direktno zavise od visine i broja mernih stubova. Troškovi profesionalne merne opreme i instalacija mernog stuba visine 120 m su preko 100 000 Euro, dok su troškovi merenja brzine vetra na visini 10 m oko 4000 Euro. Pored investicionih troškova, i ostali troškovi (osiguranje, održavanje, rentiranje zemljišta za postavljanje stuba) su značajno veći kod visokih anemometrijskih stubova. Ovi troškovi se praktično linearno multipliciraju sa brojem mernih stubova. U cilju minimizacije troškova potrebno je analizirati mogućnosti minimizacije visine mernih stubova pri inicijalnom istraživanju potencijala energije vetra u nekom ciljnom regionu. Cilj ove analize je da pokaže mogućnost utvrđivanja visinskog profila brzine vetra na udaljenim mikrolokacijama od centralnog (visokog) mernog stuba na osnovu merenja brzine vetra na niskim stubovima (npr. visine 10 m).

Na osnovu razvijenog modela, prikazanog u odeljku 5.1, razvijena je metodologija za regionalnu analizu potencijala energije vetra na osnovu merenja parametara vetra na centralnom visokom mernom stubu i merenja na više disperzovanih anemometrijskih stubova male visine. Uloga centralnog stuba je da se utvrdi uticaj stabilnosti atmosfere na visinski profil brzine vetra u analiziranom regionu, odnosno da se proceni dnevni hod dinamičkog koeficijenta smicanja vetra. Uloga manjih stubova je obezbeđivanje baze mernih podataka koji uvažavaju uticaje topografije i orografije terena na prostornu raspodelu potencijala energije vetra. Mereni podaci o brzini vetra izmereni na nižim stubovima se ekstrapoliraju na željenu visinu korišćenjem razvijenog modela sa raspregnutim statičkim i dinamičkim koeficijentom smicanja vetra.

Metodologija za regionalnu analizu resursa energije vetra se može opisati sledećim algoritamskim koracima:

1. Odabere se ciljna lokacija u analiziranom regionu na kojoj se želi postaviti centralni merni stub. Pri odabiru mikrolokacije treba voditi računa da ona bude na otvorenom terenu bez prepreka. Pogodno je da ciljna mikrolokacija bude na ravnom terenu koji je homogen u pogledu hrapavosti .
2. Na odabranoj lokaciji se instalira centralni merni stub čija visina odgovara željenoj visini postavljanja vetroturbine. Merenje brzine vetra je potrebno vršiti na više mernih visina, a najmanje na dve z_1 i z_2 . Pri čemu je poželjno da visina z_2 odgovara visini osovine vetroturbine.
3. Na više mikrolokacija u širem regionu, na kojima se želi ispitati vetroenergetski potencijal, instaliraju se pomoćni niski merni stubovi. Merenje brzine i smera vetra na ovim mernim stubovima se može vršiti samo na jednoj visini, koja treba da odgovara visini z_1 (npr. 10 m). Merenja brzina vetra na glavnom (visokom) mernom stubu i pomoćnim (niskim) mernim stubovima se vrše paralelno.
4. Na osnovu izmerenih srednjih satnih vrednosti brzina vetra na centralnom mernom stubu se mogu proceniti odgovarajuće srednje satne vrednost koeficijenta α_{ii} :

$$\alpha_{ii} = \frac{\ln \left(\frac{V_{2mi} \ln \frac{z_1}{z_{0m}}}{V_{1mi} \ln \frac{z_2}{z_{0m}}} \right)}{\ln \left(\frac{z_2}{z_1} \right)}, \quad (5.6)$$

gde su V_{1mi} i V_{2mi} srednje satne brzine vetra u satu i izmerene na glavnom mernom stubu na visinama z_1 i z_2 , respektivno; z_{0m} je dužina hrapavosti terena u okolini glavnog mernog stuba koja se procenjuje na osnovu podataka iz tabele 3.2.

- 5a. Ukoliko je teren ravan i homogen u pogledu hrapavosti, onda se mereni podaci o brzini vetra na pomoćnim (disperzovanim) mernim stubovima mogu ekstrapolirati na visinu z_2 korišćenjem sledeće relacije:

$$V_{2si} = V_{1si} \left(\frac{\ln \frac{z_2}{z_{0s}}}{\ln \frac{z_1}{z_{0s}}} \right)^{\alpha_{ii}}, \quad (5.7)$$

gde su: V_{1si} - srednja satna brzine vetra u satu i izmerena na pomoćnom mernom stubu na visini z_1 ; V_{2si} - estimirana srednja satna brzine vetra u satu i na visini z_2 ; z_{0s} - dužina hrapavosti terena u okolini pomoćnog mernog stuba koja se procenjuje na osnovu podataka iz tabele 3.2. Formirana baza računskih (sintetičkih) podataka o brzini vetra na visini z_2 na lokaciji nižeg mernog stuba može biti korišćena kao ulazna baza za profesionalne softvere za procenu proizvodnje vetroelektrane na analiziranoj ciljnoj lokaciji.

5b. Ukoliko je teren brdovit ili nehomogen u pogledu hrapavosti u okolini pomoćnog mernog stuba, onda se mereni podaci sa pomoćnog mernog stuba samo delimično ekstrapoliraju na visinu z_2 korišćenjem sledeće relacije:

$$V_{2si}^t = V_{1si} \cdot \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^{\alpha_{ti}} \quad (5.8)$$

Pomoću relacije (5.8) svaki mereni podatak V_{1si} se ekstrapolira u skladu sa odgovarajućim dinamičkim koeficijentom α_{ti} , čime se dobija podatak V_{2si}^t koji uvažava promenu brzine vetra sa visinom usled dinamičkog koeficijenta smicanja vetra. Da bi se uvažila i visinska ekstrapolacije zbog topografije i orografije terena potrebno je set podataka V_{2si}^t uneti u WAsP kao merene podatke sa visine z_1 , i podesiti u WAsP-u parametre koji odgovaraju neutralnoj atmosferi. Na ovaj način se visinska ekstrapolacija merenih podataka vrši u dva odvojena (raspregnuta) koraka. Prvo se podaci skaliraju u skladu sa dinamičkim koeficijentom smicanja vetra, relacija (5.8), a zatim se pomoću WAsP-a uključi i uticaj topografije i orografije terena u skaliranje visinskog profila brzine vetra.

5.3 Testiranje modela

Kao što je u prethodnom odeljku navedeno, razvijeni model može omogućiti sagledavanje resursa energije vetra u nekom ciljnom regionu na osnovu merenja brzine vetra na niskim visinama (npr. 10 m). Ovakva merenja se mogu sprovesti sa jednostavnom i jeftinom opremom i pogodna su za izradu regionalnih atlasa vetrova. U cilju verifikacije praktične primenljivosti izvršena su dva testa sa realnim mernim podacima.

5.3.1 Test 1: Regionalna analiza resursa vetra

Procesirani su podaci o jednogodišnjim merenjima brzine vetra sa dva anemometarska stuba na kojima su uporedo vršena merenja brzine vetra. Mikrolokacije i karakteristike mernih stubova su opisane u tabeli 5.1. Oba merna stuba i merna oprema su istih karakteristika. Merni stubovi se nalaze u regionu Vojvodine, pri čemu je centralni stub lociran u južnom Banatu, na lokaciji Bavaništansko polje, a pomoćni u srednjem Banatu u blizini Zrenjanina, na lokaciji Perlez. Merne lokacije se nalaze na međusobnoj udaljenosti od 61 km. Detaljan opis mernih stubova i lokacija je dat u Prilozima 1 i 5.

Za obe merne lokacije, prema metodologiji opisanoj u odeljku 3.4, napravljene su odgovarajuće vektorske topografske mape i mape hrapavosti terena za region (10×10) km oko mernih stubova. Dužina hrapavosti terena u okolini glavnog stuba je modelovana sa $z_{0m}=0,05$ m. Dužina hrapavosti terena u okolini pomoćnog stuba je modelovana sa $z_{0s}=0,1$ m.

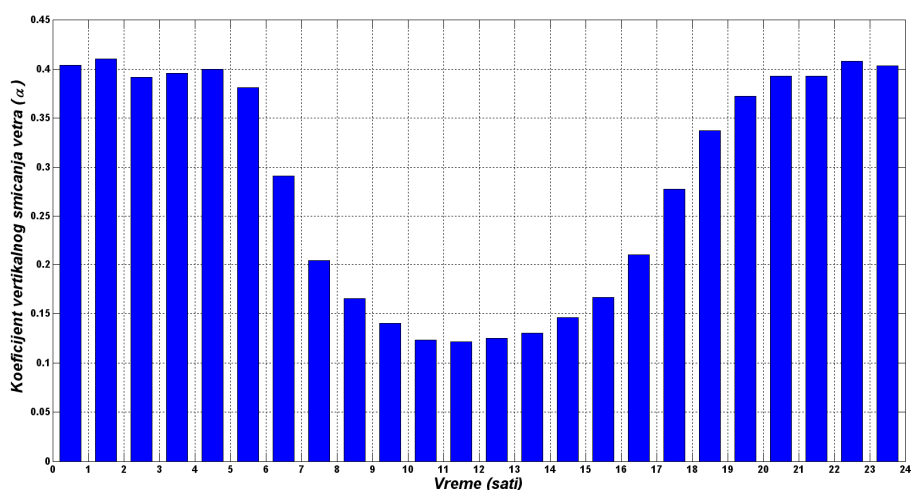
Tabela 5.1: Opis mernih lokacija i raspoloživih merenih podataka o brzini vetra

Lokacije mernih stubova	Geodetske WGS koordinate mernog stuba	Nadmorska visina lokacije mernog stuba	Visine merenja brzine vetra	Period merenja	Opis terena oko mernog stuba
Glavni (Selo Bavanište, Kovin)	N 044° 50.850' E 020° 53.465'	90 m	10 m; 40 m; 50 m i 60 m	01/07/2009. do 30/06/2010.	Otvoren, veoma ravan. Homogen u pogledu hrapavosti.
Pomoćni (Selo Perlez, Zrenjanin)	N 045° 13.114' E 020° 21.338'	71 m	10 m; 40 m; 50 m i 60 m	01/07/2009. do 30/06/2010.	Otvoren, veoma ravan sa nekoliko zašumljenim i vodenih površina

Na slici 5.1 prikazane su srednje satne vrednosti koeficijenta α proračunate na osnovu jednogodišnjih merenih podataka na lokaciji glavnog mernog stuba. Proračun koeficijenta α je vršen za svaki sat i pomoću relacije (5.9), koj direktno sledi iz relacije (3.30).

$$\alpha_i = \frac{\ln(V_{2i}) - \ln(V_{1i})}{\ln(z_2) - \ln(z_1)}, \quad (5.9)$$

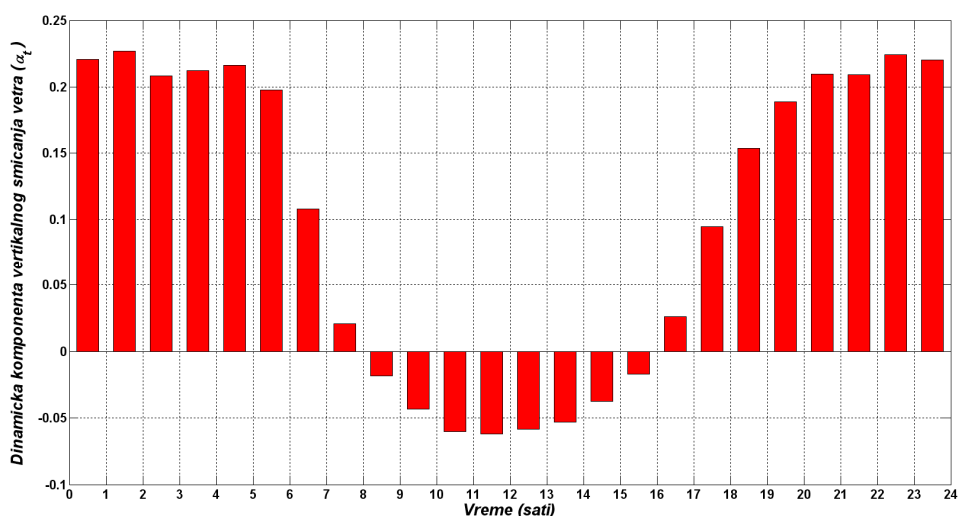
gde su V_{1i} i V_{2i} srednje satne brzine vetra izmerene u satu i na visinama $z_1=10$ m i $z_2=60$ m.



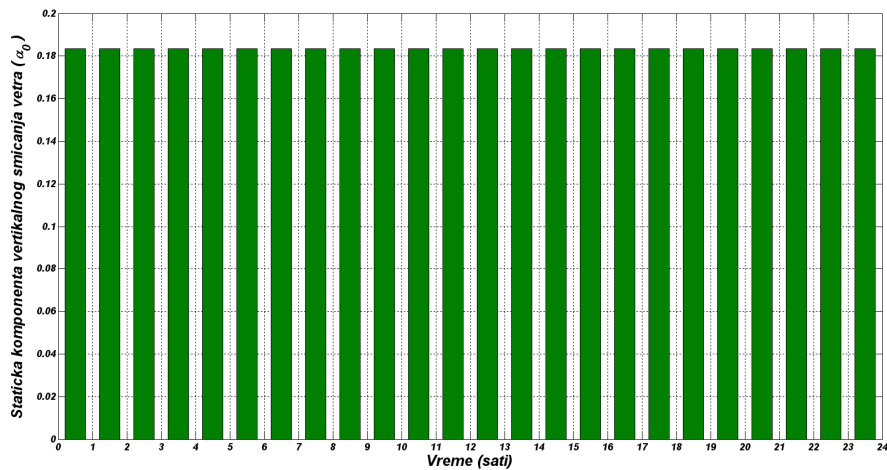
Slika 5.1: Srednje satne vrednosti koeficijenta α proračunate na osnovu jednogodišnjih merenih podataka na lokaciji glavnog mernog stuba (Bavaništansko polje)

Koeficijent α se menja u širokom opsegu vrednosti, što je posledica promene stabilnosti atmosfere. U toku noći, kada je atmosfera najčešće stabilna, koeficijent α ima vrlo visoke vrednosti, u proseku oko 0,4 za analiziranu lokaciju. U toku dana, atmosfera je najčešće nestabilna, a koeficijent α ima relativno male vrednosti, koja je u proseku 0,12 za analiziranu lokaciju.

Korišćenjem relacija (5.1), (5.6) i (5.8) izvršena je dekompozicija koeficijenta α , prikazanog na slici 5.1, na dinamičku i statičku komponentu. Srednje satne vrednosti ovih komponenti su prikazane na slikama 5.2 i 5.3.



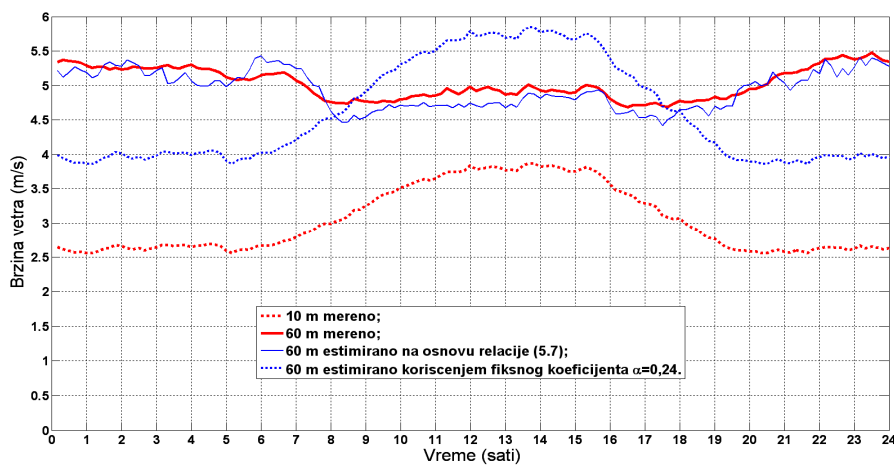
Slika 5.2: Srednje satne vrednosti dinamičke komponente koeficijenta α na lokaciji glavnog mernog stuba (Bavaništansko polje)



Slika 5.3: Srednje satne vrednosti statičke komponente koeficijenta α na lokaciji glavnog mernog stuba (Bavaništansko polje)

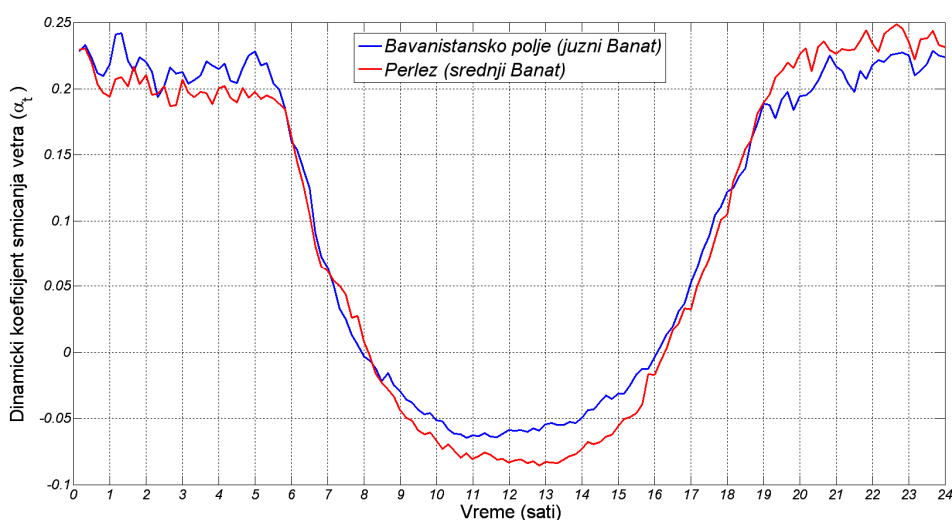
Cilj ovog testa je da se utvrdi da li se može visinski profil brzine vetra na lokaciji pomoćnog mernog stuba (Perlez) proceniti na osnovu merenja brzine vetra na visini 10 m i procenjene regionalne dinamičke komponente smicanja vetra, dobijene na osnovu merenja vetra na lokaciji udaljenog glavnog mernog stuba (Bavaništansko polje).

Na osnovu srednjih satnih brzina vetra, izmerenih na pomoćnom mernom stubu na visini $z_I=10$ m i odgovarajućih vrednosti α_{ii} , slika 5.2, korišćenjem relacije (5.7), estimirane su srednje satne vrednosti brzina vetra na visini 60 m na lokaciji pomoćnog mernog stuba. Vremenski dijagrami usrednjenih merenih i estimiranih brzina vetra na lokaciji pomoćnog mernog stuba za prosečan dan u analiziranoj godini su prikazani na slici 5.4.



Slika 5.4: Vremenski dijagrami merenih i estimiranih brzina vetra na lokaciji pomoćnog mernog stuba (Perlez) za prosečan dan u analiziranoj godini

Analizirajući rezultate prikazane na slici 5.4 može se zaključiti da primena modela sa raspregnutim komponentama koeficijenta smicanja vetra daje bolji rezultat u odnosu na standardni pristup modelovanja visinskog profila brzine vetra sa fiksnim koeficijentom α . Može se primetiti da u toku noćnog perioda (stabilna atmosfera) postoji dosta dobro poklapanje srednje estimirane i odgovarjuće srednje merene brzine vetra. Najveće odstupanje javlja se u uslovima promene stabilnosti atmosfere (rani jutarnji sati i rani večernji sati). Razlog za postrojenje veće greške u proceni visinskog profila brzine vetra u uslovima promene stabilnosti atmosfere je moguć zbog toga što u bližoj i široj okolini pomoćnog mernog stuba postoje značajne vodene površine (reke Begej i Tisa, Carska bara, veliki ribnjaci). Ove vodene površine menjaju termodinamičke karakteristike terena. U ranim jutarnjim satima, nakon izlaska sunca, kopnene površine se brže zagrevaju od vodenih, tako da atmosfera iznad kopnenih površina brže postaje nestabilna. Nakon zalaska sunca, u ranim večernjim satima, kopnene površine se brže hlade od vodenih, tako da iznad njih atmosfera brže postaje stabilna. To znači da će, u okolini glavnog mernog stuba, atmosfera brže menjati stabilnost, nego u okolini pomoćnog mernog stuba, zbog postojanja vodenih površina. Ove zaključke potvrđuje i analiza prikazana na slici 5.5, gde su uporedo prikazane dinamičke komponente smicanja vetra na lokaciji glavnog i pomoćnog mernog stuba proračunate na osnovu setova izmerenih podataka na visinama 10 i 60 m.



Slika 5.5: Dinamičke komponente smicanja vetra na lokaciji glavnog (Bavaništansko polje) i pomoćnog (Perlez) mernog stuba proračunate za prosečan dan u godini

Prethodna analiza pokazuje praktičnu primenljivost predložene metodologije da se na osnovu merenja na maloj visini (u analiziranom slučaju 10 m) može proceniti visinski profil brzine vetra na nekoj lokaciji (u analiziranom slučaju Perlez) ako u širem ciljnom regionu postoje namenska merenja na osnovu kojih se može proceniti profil dinamičke komponente smicanja vetra (u analiziranom slučaju korišćena su merenja na lokaciji Bavaništansko polje koja je udaljen preko 60 km od Perleza).

5.3.2 Test 2: Planiranje vetroelektrane i procena godišnje proizvodnje

U narednom testu je vršena procena godišnje proizvodnje vetroelektrane instalisane snage 2 MW koja je locirana u blizini naselja Perlez, u neposrednoj blizini lokacije pomoćnog mernog stuba. Vetroelektrana se sastoji od 4 vetroagregata Enercon E44, 500 kW, $H=60$ m. Na slici 5.6 prikazan je satelitski (*Google Earth*) snimak terena sa naznačenim pozicijama vetroagregata i mernog stuba.

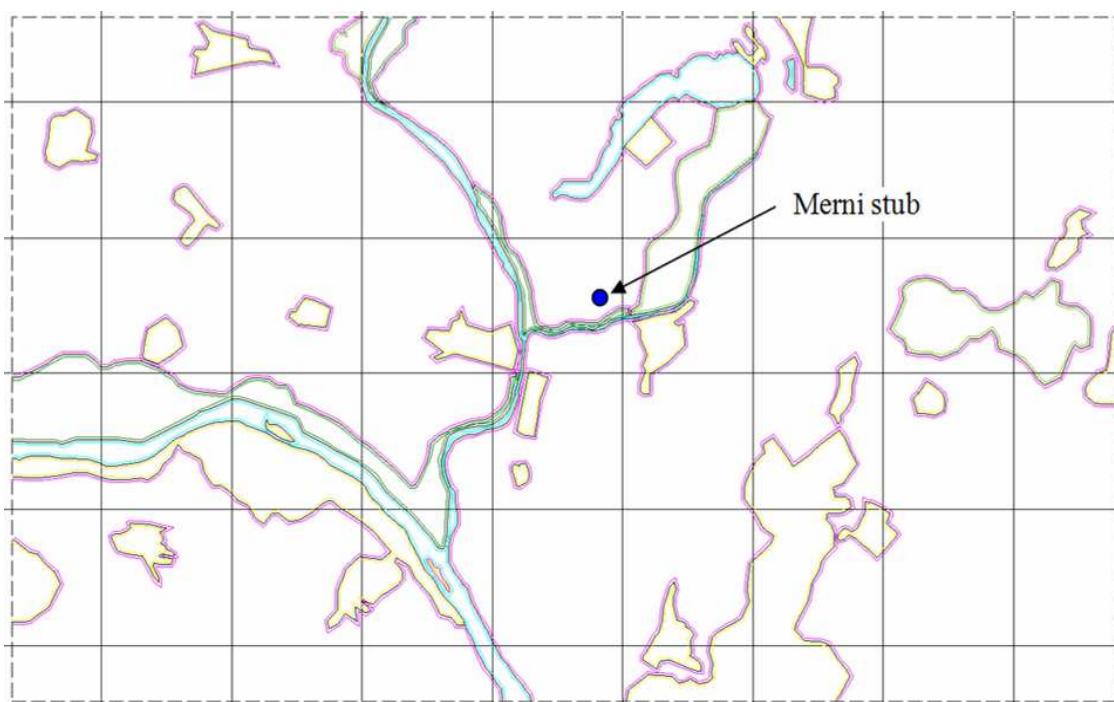


Slika 5.6: Mikrolokacija vetroelektrane ($4 \times$ Enercon E44, 500 kW) na satelitskom (*Google Earth*) snimku terena

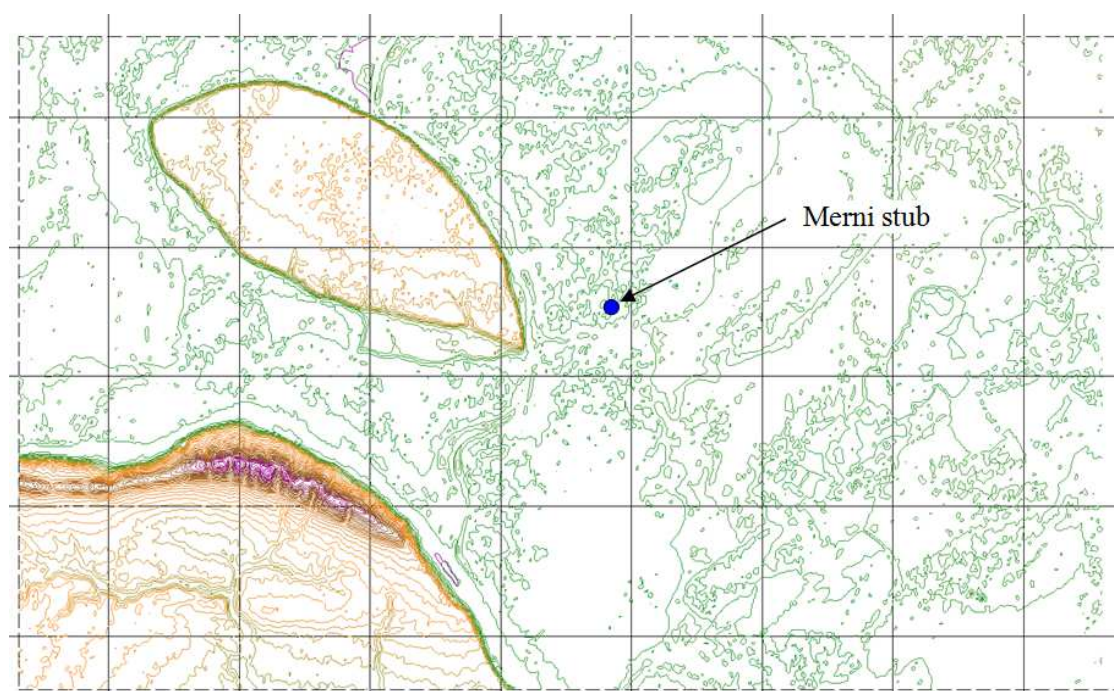
Na osnovu opisane metodologije u odeljku 3.7.2, pomoću softverskog paketa *WAsP Map Editor*, izrađena je mapa hrapavosti terena šireg ciljnog regiona koja obuhvata (25x40) km teritorije oko mernog stuba. Mapa hrapavosti terena je prikazana na slici 5.7. Skala (jedan kvadrat) na prikazanoj mapi je (5x5) km.

Modelovanje orografije terena u ciljnom regionu je izvršeno u skladu sa metodologijom opisanom u odeljku 3.7.3 pri čemu je korišćena SRTM baza podataka.

Na slici 5.8 prikazana je topografska mapa šireg ciljnog regiona (25 x 40) km sa naznačenom pozicijom mernog stuba. Visinski raster u formiranoj mapi je 5 m.



Slika 5.7: Mapa hrapavosti terena šireg ciljnog regiona vetroelektrane sa naznačenom pozicijom mernog stuba na lokaciji Perlez



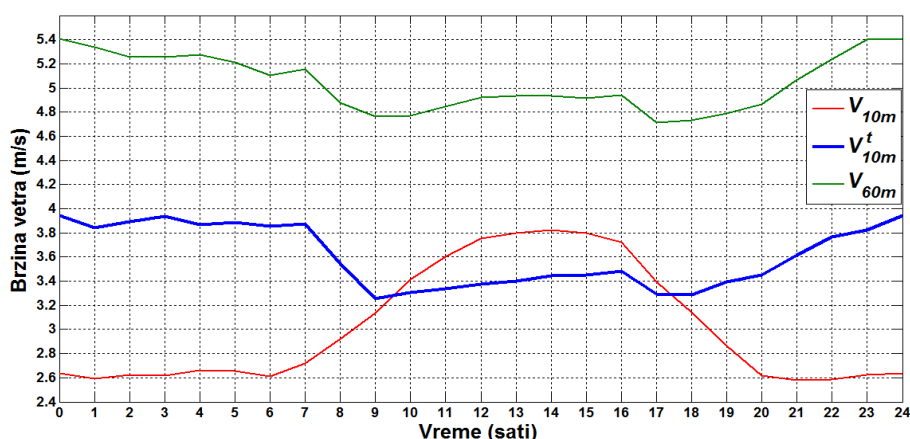
Slika 5.8: Topografska mapa šireg ciljnog regiona vetroelektrane sa naznačenom pozicijom mernog stuba na lokaciji Perlez

Procena proizvodnje pretpostavljene vetroelektrane je vršena primenom softvera WASP pri čemu su korišćeni različiti setovi ulaznih podataka o brzini vetra i to:

- A. Srednji desetominutni podaci o brzini vetra mereni na visini 60 m na lokaciji vetroelektrane. S obzirom da visina merenja brzine vetra odgovara visini stubova vetroagregata i da rezolucija merenih podataka odgovara standardnoj vrednosti (10 min), ovaj proračun je uzet kao referentan za određivanje greške za ostale proračune.
- B. Srednji satni podaci o brzini vetra mereni na visini 60 m na lokaciji vetroelektrane. Cilj ove analize je da se utvrdi greška u proceni proizvodnje kada se umesto standardnih desetominutnih podataka o brzini vetra koriste srednje satne vrednosti.
- C. Srednji satni podaci o brzini vetra mereni na visini 10 m na lokaciji vetroelektrane. Ekstrapolacija merenih podataka na visinu postavljanja vetroturbina (60 m) je vršena standardnom primenom programa WASP.
- D. Računski (sintetički) set srednjih satnih podataka o brzini vetra dobijen ekstrapolacijom odgovarajućih merenih podataka sa visine 10 m na visinu 60 m sa fiksnom vrednošću koeficijenta smicanja vetra koja odgovara srednjoj godišnjoj vrednosti $\alpha_{sv}=0,24$, koja je proračunata na osnovu raspoloživih merenja na lokaciji glavnog mernog stuba (Bavaništansko polje).
- E. Računski set srednjih satnih podataka dobijen na osnovu srednjih satnih merenja brzine vetra na visini 10 m i predložene metodologije, shodno relacijama (5.6) i (5.8). Za proračun dinamičkog koeficijenta smicanja vetra korišćena su merenja na lokaciji glavnog mernog stuba u Bavaništanskom polju.

S obzirom da je za ovu analizu od posebnog interesa formiranje seta podataka pod tačkom E, ovaj postupak će biti detaljnije objašnjen. Pretpostavka je da na lokaciji planirane vetroelektrane (Perlez) postoje jednogodišnja merenja srednjih satnih brzina vetra samo na visini 10 m. Na lokaciji Bavaništansko polje (glavni merni stub) postoje jednogodišnja merenja na visinama $z_1=10$ m i $z_2=60$ m, na osnovu kojih je, shodno relaciji (5.6), proračunat vektor srednjih satnih vrednosti dinamičke komponente smicanja vetra α_{ti} , $i=1,2,\dots,8760$. Korišćenjem ovog vektora i vektora srednjih satnih brzina vetra na lokaciji Perlez (V_{1si} , $i=1,2,\dots,8760$), shodno relaciji (5.8) proračunat je vektor računskih brzina vetra V_{2si}' , $i=1,2,\dots,8760$. Pri proračunu je uzeto da je $z_1=10$ m

(visina na kojoj su vršena merenja na lokaciji Perlez) i $z_2=60$ m (visina osovine vetroturbina pretpostavljene vetroelektrane na lokaciji Perlez). Formirani vektor podataka $V_{2,si}^t$ je uzet kao ulazni set podataka za program WAsP, u kojem su prethodno pripremljene topografska i orografska mapa terena (slike 5.7 i 5.8), pri čemu je setovano da se podaci odnose na mernu visinu 10 m. S obzirom da je u relaciji (5.8) uračunata visinska promena brzine vetra zbog stabilnosti atmosfere, u WAsP-u je potrebno podesiti parametre (*heat flux*) koji odgovaraju neutralnoj atmosferi. Dakle pomoću WAsP-a se vrši ekstrapoliranje računskih podataka zbog uticaja terena (hrapavosti i orografije), a uticaj stabilnosti atmosfere na visinski profil je uključen u predobradu podataka prema opisanoj metodologiji. Na slici 5.9 prikazani su dnevni profili merenih brzina vetra na visinama 10 m i 60 m i računska brzina vetra (V_{10m}^t) za lokaciju Perlez za prosečan dan u analiziranoj godini.



Slika 5.9: Dnevni profili merenih brzina vetra na visinama 10 m i 60 m i računska brzina vetra za lokaciju Perlez za prosečan dan u analiziranoj godini

Na slici 5.9 se može jasno uočiti efekat dijabatske korekcije promene visinskog profila brzine vetra. Profil računске brzine vetra V_{10m}^t (koji je proračunat samo na osnovu merenja na visini 10 m na lokaciji Perlez i udaljenih merenja iz Bavanište) po obliku odgovara izmerenom profilu brzine vetra na lokaciji Perlez na visini 60 m. Ekstrapoliranje profila V_{10m}^t na visinu 60 m vrši WAsP na osnovu topografske i mape hrapavosti terena.

Rezultati proračuna godišnje proizvodnje vetroelektrane (W_{god}) i odgovarajuće greške za sve analizirane slučajeve A do E su prikazane u tabeli 5.2.

Table 5.2: Rezultati WASP proračuna godišnje proizvodnje električne energije planirane vetroelektrane prikazane na slici 5.6 za različite setove ulaznih podataka o brzini vetra.

Slučaj	WASP proračun W_{god} (MWh)	Greška u estimaciji W_{god} (%)
A.	2895	–
B.	2853	-1,45
C.	2164	-25,25
D.	2630	-9,15
E.	2845	-1,72

Analizom rezultata u tabeli 5.2 može se zaključiti da korišćenje srednjih satnih vrednosti brzine vetra (slučaj B) u odnosu na standardna desetominutna merenja ne unosi veliku grešku, što potvrđuju i istraživanja sprovedena u literaturi [80]. U analiziranom slučaju greška zbog usrednjavanja mernih podataka je -1,45%. Ako su na ciljnoj lokaciji dostupni samo podaci na visini 10 m (slučaj C), onda je procena proizvodnje vetroelektrane na osnovu standardnog WASP proračuna nepouzdana. U analiziranom slučaju greška u proceni proizvodnje vetroelektrane je preko 25 %. Ako se koristi fiksni koeficijent smicanja vetra (slučaj D) greška je 9,15%. Greška u proceni proizvodnje na osnovu srednjih satnih merenja na visini 10 m uz korišćenje modela za visinsku ekstrapolaciju sa raspregnutim uticajem stabilnosti atmosfere i hrapavosti terena (slučaj E), koji je predložen u ovom radu, daje grešku od svega -1,72%.

Prethodna analiza pokazuje da predložena metodologija daje vrlo dobre rezultate u pogledu procene proizvodnje električne energije vetroelektrane, pa ima praktičnu upotrebljivost za inicijalnu procenu potencijala energije vetra nekog regiona i odabir ciljnih mikrolokacija vetroelektrane. Predložena metodologija može biti samo korišćena za inicijalna sagledavanja potencijala energije vetra, koja treba da pokažu da li na određenoj lokaciji postoji tehnički i ekonomski prihvatljiv potencijal energije vetra. Ukoliko se, predloženom metodologijom, proceni da postoji dobar potencijal energije vetra potrebno je vršiti namenska merenja sa visokim mernim stubovima, kako bi se smanjila nesigurnost u proceni godišnje proizvodnje perspektivne vetroelektrane. Ukoliko inicijalna merenja pokažu slab potencijal energije vetra, troškovi istraživanja su mnogo niži nego ako bi se u inicijalnoj fazi vršila merenja sa namenskim visokim mernim stubom. Generalno nedostatak ovog pristupa je produžen period istraživanja, ali će u poglavlju 6 biti sprovedene analize koje bi mogle biti od koristi za inicijalno sagledavanje potencijala energije vetra na osnovu perioda merenja od nekoliko meseci.

5.4 Mikrolociranje i procena proizvodnje realne vetroelektrane

Verifikacija praktične primenljivosti razvijenog modela je izvršena na primeru istraživanja resursa energije vetra u regionu sela Leskova, Tutin. Zadatak je bio da se uradi mapa vetroenergetskog potencijala ciljnog regiona i da se na osnovu nje izvrši izbor mikrolokacije za instalaciju vetroagregata Enercon E40, 500 kW, $H=63$ m. Pored toga, trebalo je proceniti godišnju proizvodnju vetroagregata na osnovu koje je izvršena procena ekonomske opravdanosti gradnje vetroelektrane na odabranoj mikrolokaciji.

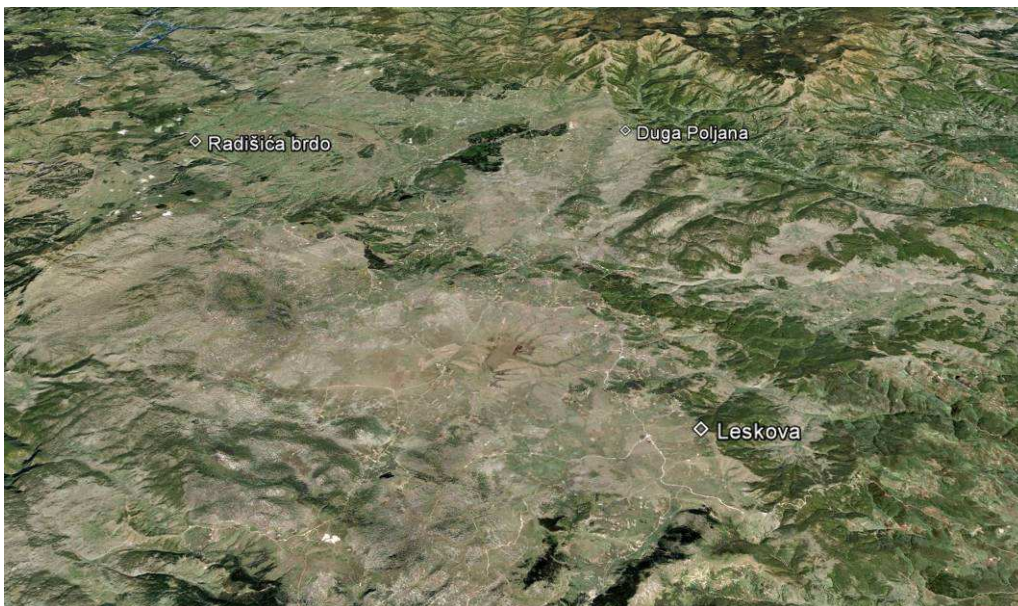
Za ovu analizu su bili na raspolaganju mereni podaci o potencijalu energije vetra sa tri merne lokacije. Opis mernih lokacija i opreme je dat u tabeli 5.3.

Tabela 5.3: Opis mernih lokacija i raspoloživih merenih podataka o brzini vetra

Naziv lokacije mernog stuba	Geodetske WGS koordinate mernog stuba	Nadmorska visina lokacije mernog stuba	Visine merenja brzine vetra	Period merenja	Opis terena oko mernog stuba
Selo Leskova, Tutin	N 043° 2.610' E 020° 11.778'	1330 m	13 m	16/02/2010. do 31/08/2010.	Planinski, kompleksan teren.
Selo Duga Poljana, Sjenica	N 043° 15.941' E 020° 12.654'	1310 m	10 m; 40 m; 50 m i 60 m	02/04/2010. do 31/08/2010.	Planinski, umereno kompleksan teren.
RC Radišića brdo, Sjenica	N 043° 15.705' E 019° 58.392'	1244 m	10 m	01/01/2000. do 31/12/2009.	Planinski, umereno kompleksan teren.

Na slici 5.10 prikazan je satelitski (Google) snimak terena sa naznačenim pozicijama mernih stubova. Merne lokacije se nalaze na Pešterskoj visoravni i karakteriše ih slična topografija terena. Merne lokacija Duga Poljana, na kojoj su postojala namenska merenja brzine vetra (Prilog 3), je udaljena 22 km od Radarskog centra Radišića brdo i 30 km od ciljne lokacije Leskova. Rastojanje između RC Radišića brdo i ciljne lokacij Leskova je oko 28 km.

S obzirom da u ciljnom regionu Leskova nisu postojali kvalitetni merni podaci, kako u pogledu visine merenja, tako i u pogledu dužine trajanja merenja, ideja je bila da se na osnovu razvijenog modela i višestruke korelacione analize između setova merenih podataka sa tri lokacije (koje su opisane u tabeli 5.3) napravi reprezentativan sintetički set podataka o brzini vetra na visini 63 m na lokaciji mernog stuba Leskova.



Slika 5.10: Satelitski (Google) snimak terena sa naznačenim pozicijama mernih stubova

5.4.1 Analiza merenih podataka o potencijalu vetra na lokaciji Leskova

Merenja brzine i smera vetra su vršena na visini 13 m pomoću anemometra sa šoljicama i pokazivača smera vetra koji su bili postavljeni na antenskom stubu mobilne telefonije. U tabeli 5.4 dati su detaljni podaci o karakteristikama ruže vetrova, koji su dobijeni na osnovu mernih podataka za period merenja od 16. 02. 2010. do 31. 08. 2010. Pokrivenost podataka za analizirani vremenski period je niska i iznosi 76%, što je bio još jedan negativan faktor u pogledu kvaliteta merenih podataka i procene potencijala energije vetra na ovoj ciljnoj lokaciji.

Tabela 5.4: Karakteristike ruže vetrova na mernom mestu Leskova na visini 13 m za analizirani period merenja

Sektor ($^{\circ}$)	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Svi
c [m/s]	5.4	4.9	3.9	3.9	3.4	3.3	3.0	2.8	4.1	5.4	5.3	5.2	4.5
k	2.07	2.32	2.38	2.85	2.59	1.61	1.96	1.49	1.33	1.50	1.64	1.73	1.57
\bar{V} [m/s]	4.75	4.37	3.44	3.48	3.06	2.97	2.63	2.56	3.75	4.91	4.73	4.60	4.02
P [W/m 2]	122	85	41	37	27	40	22	28	107	196	156	134	101
f [%]	11.3	8.6	5.8	6.5	9.7	8.2	4.3	2.5	3.7	11.7	15.1	12.8	100

Može se zaključiti da mernu lokaciju u analiziranom periodu merenja karakteriše relativno mali broj tišina u pogledu duvanja vetra. Dominantnu snagu nose severni-

severozapadni vetrovi koji su duvali oko 50% vremena u analiziranom periodu merenja sa prosečnom brzinom od 4,74 m/s na visini 13 m.

5.4.2 Analiza merenih podataka o potencijalu vetra na lokaciji Duga poljana

Merene podaci koji su korišćeni u ovoj analizi se odnose na period od 01. 04. 2010. do 30. 06. 2010. Merna oprema je u analiziranom periodu bila raspoloživa 98,94%. U tabeli 5.5 dati su detaljni podaci o karakteristikama ruže vetrova za analizirani period na visini 60 m.

Tabela 5.5: Karakteristike ruže vetrova na mernoj lokaciji Duga poljana na visini 60 m za analizirani period merenja

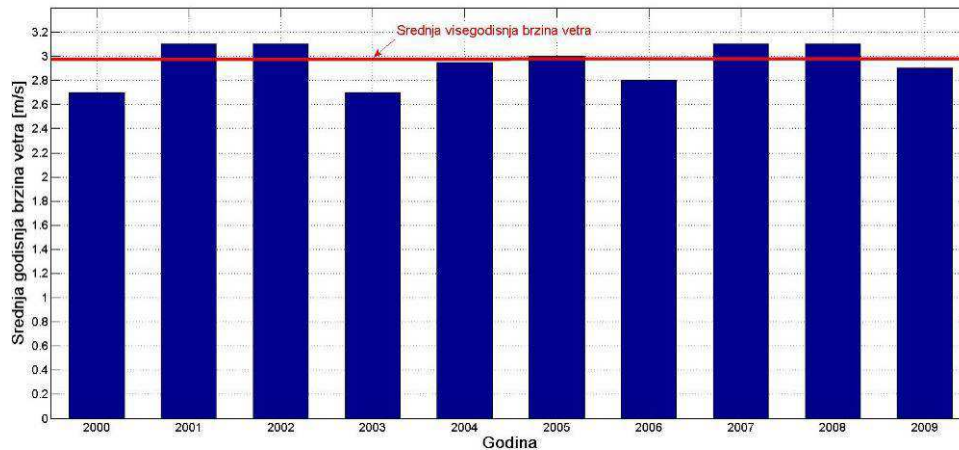
Sektor (^o)	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Svi
<i>C</i> [m/s]	6.2	3.5	2.8	3.0	5.7	3.2	3.8	6.4	6.4	5.3	6.5	6.5	5.8
<i>k</i>	2.62	1.30	1.58	1.61	2.44	1.35	1.51	1.57	2.26	2.04	1.91	2.11	1.90
\bar{v} [m/s]	5.55	3.21	2.51	2.66	5.01	2.97	3.44	5.79	5.69	4.69	5.79	5.76	5.16
<i>P</i> [W/m ²]	160	69	24	28	124	52	67	301	193	118	238	212	170
<i>f</i> [%]	7.7	1.9	1.7	2.7	15.4	4.1	3.0	8.3	10.4	13.4	16.4	14.9	100

Na lokaciji Duga poljana, kao i na lokaciji Leskova, u analiziranom periodu merenja su dominantno duvali severni-severozapadni vetrovi, sa učestanošću pojavljivanja od oko 50 %. Prosečna brzina ovih vetrova u analiziranom vremenskom intervalu je bila 5,46 m/s na visini 60 m.

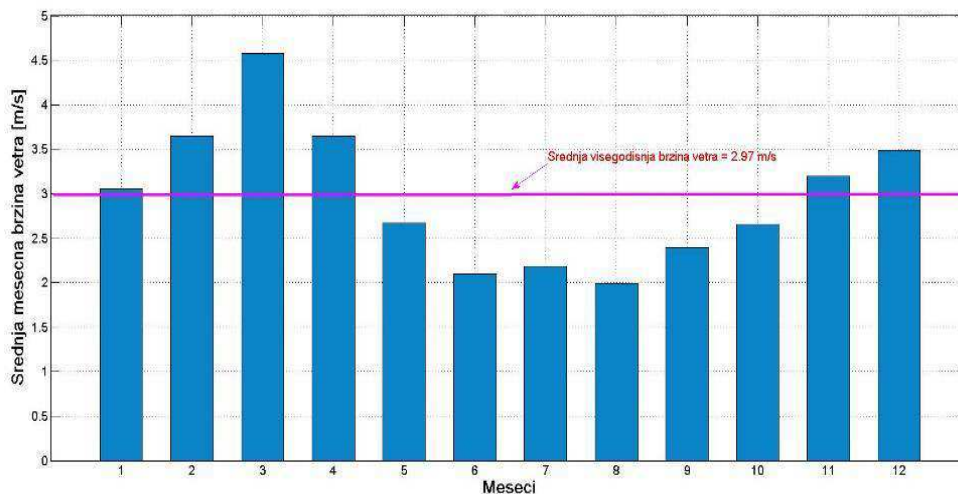
5.4.3 Analiza merenih podataka o potencijalu vetra na lokaciji RC Radišića brdo

Merenja brzine vetra u RC Radišića brdo se vrše pomoću anemometra sa trakom (anemografa) i nije postojao elektronski zapis podataka. Analize potencijala vetra su izvršene na osnovu zvaničnih godišnjih izveštaja o merenjima brzine vetra na ovoj lokaciji [81]. Na slici 5.11 su prikazane srednje godišnje brzine vetra za period 2000. do 2009. godine. Na slici 5.12 su prikazane srednje brzine vetra po mesecima koje su dobijene usrednjavanjem odgovarajućih mesečnih podataka za analizirani desetogodišnji period.

Na osnovu slike 5.11 može se zaključiti da su varijacije potencijala energije vetra od godine do godine relativno male. Srednja višegodišnja brzina vetra na lokaciji RC Radišića brdo na visini 10 m je 3 m/s. Godišnji profil brzine vetra karakteriše vetroviti period zima – proleće i slabije vetroviti period leto – jesen. Najvetroviti mesec je mart, a najmanje vetroviti avgust.



Slika 5.11: Srednje godišnje brzine vetra i srednja višegodišnja brzina vetra na visini 10 m na lokaciji RC Radišića brdo



Slika 5.12: Srednje brzine vetra po mesecima na visini 10 m na lokaciji radarskog centra Radišića brdo kod Sjenice

5.4.4 *Vetroenergetski potencijal ciljnog regiona Leskova*

Procena potencijala energije vetra ciljnog regiona nije mogla biti urađena samo na osnovu podataka sa mernog stuba na lokaciji Leskova zbog:

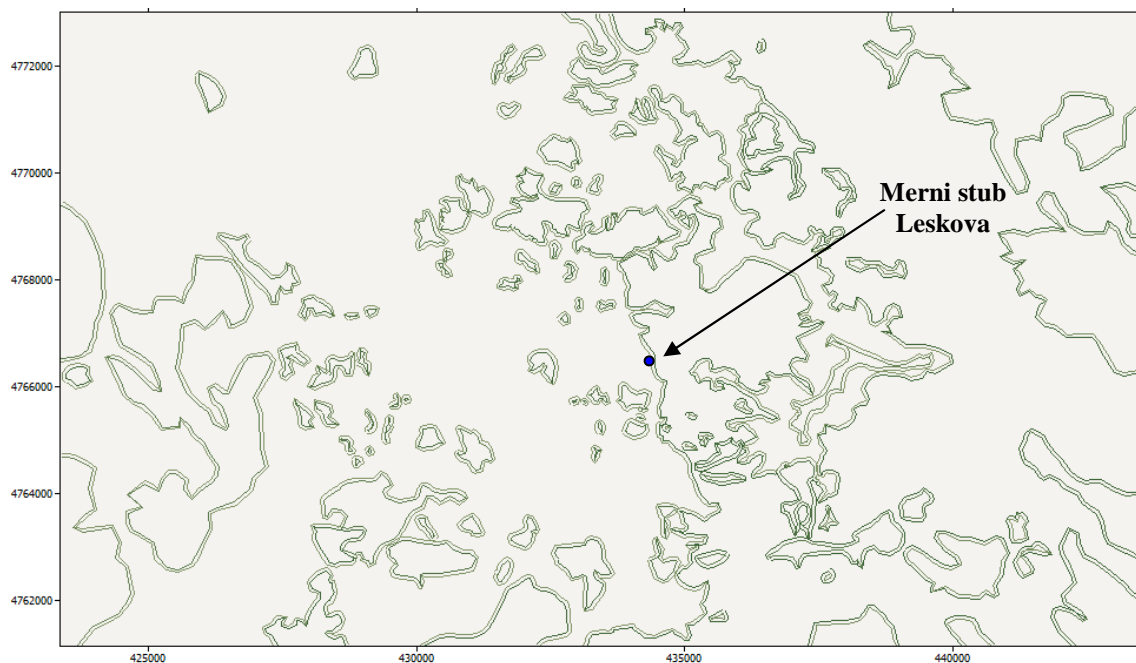
- Loše pokrivenosti mernog perioda, koja na godišnjem nivou iznosi 39%,
- Niske visine tačke merenja (13 m) u odnosu na željenu visinu postavljanja vetroturbine (63 m),
- Nemogućnosti procene visinskog profila brzine vetra zbog postojanja merenja samo na jednoj visini,

U cilju utvrđivanja da li analizirane merne lokacije pripadaju istoj klimatologiji izvršena je višestruka korelacija između raspoloživih setova merenih podataka i utvrđena je zadovoljavajuća korelisanost [82]. Pošto nisu bila na raspolaganju jednogodišnja merenja brzine vetra na lokacijama Leskova i Duga poljana, na osnovu srednjih mesečnih brzina vetra na lokaciji RC Radišića brdo, odabran je reprezentativni period za procenu godišnjeg potencijala energije vetra. Utvrđeno je da period april – jun ima prosečnu vetrovitost približno jednaku srednjoj godišnjoj, pa može biti reprezentativan za procenu godišnjeg potencijala energije vetra u ciljnom regionu.

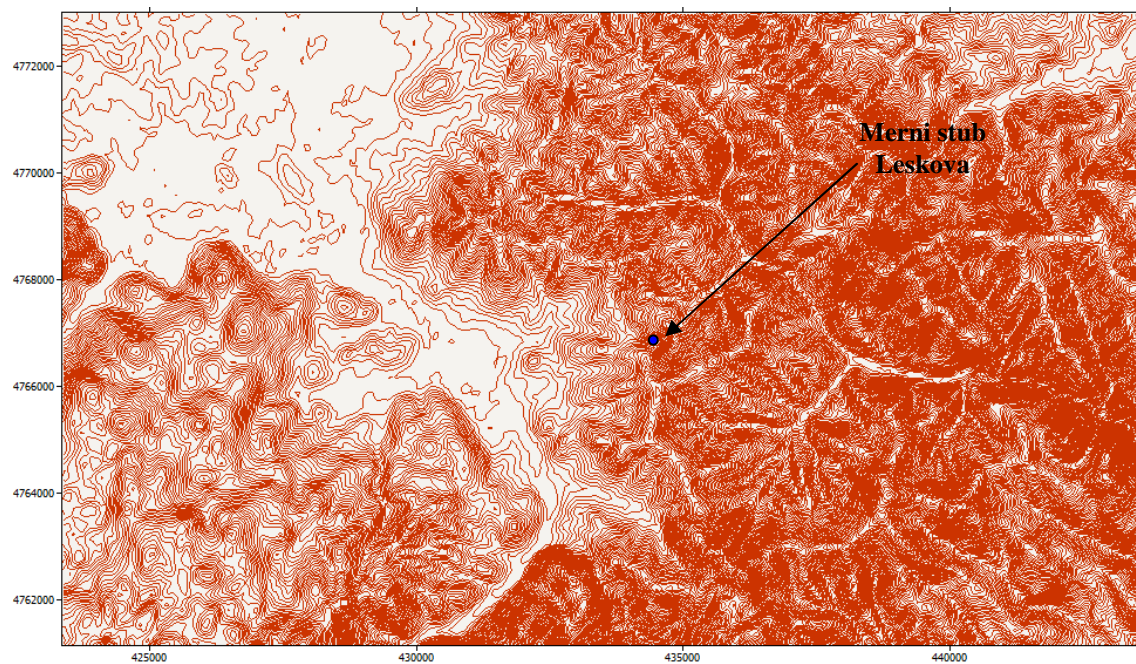
Za reprezentativan tromesečni period koji je bio pokriven merenjima na lokacijama Leskova i Duga Poljana, u skladu sa razvijenom metodologijom koja je prezentovana u odeljku 5.2, formiran je sintetički set podataka na osnovu kojeg je procenjen potencijal energije vetra u ciljnom regionu Leskova. Merni stub na lokaciji Duga Poljana je imao ulogu glavnog mernog stuba. Na osnovu merenih podataka o brzini vetra merenim na visinama 10 m i 60 m, u skladu sa relacijama (5.1), (5.6) i (5.8) izvršena je procena prosečnog dnevnog profila dinamičkog koeficijenta smicanja vetra α_r . Zatim su, na osnovu srednjih satnih brzina vetra izmerenih na lokaciji Leskova na visini $z_l=13$ m i odgovarajućih vrednosti α_{li} , korišćenjem relacije (5.7), estimirane srednje satne vrednosti brzina vetra na visini 60 m na lokaciji Leskova. Na ovaj način je formiran sintetički set reprezentativnih podataka za procenu potencijale energije vetra na visini 60 m u ciljnom regionu Leskova.

U cilju izrade mape potencijala energije vetra ciljnog regiona, u skladu sa metodologijom opisanom u odeljku 3.7.2 pripremljene su vektorske mape hrapavosti i orografije terena ciljnog regiona Leskova. Mape su prikazane na slikama 5.13 i 5.14. Mape pokrivaju površinu (12x20) km u okolini mernog stuba Leskova. U pogledu hrapavosti, ciljni region karakteriše dosta zašumljenih površina i raštrkanih retko naseljenih mesta. Identifikacija kontura promene hrapavosti je vršena na osnovu satelitskih (*Google Earth*) snimaka terena i obilaskom terena. Identifikovano je 108 kontura promene hrapavosti. Digitalizacija mape je izvršena u softverskom paketu *WAsP Map Editor*. Modelovanje orografije terena u ciljnom regionu Leskova je izvršeno pomoću topografskih mapa koje su napravljene korišćenjem SRTM baze podataka. Na slici 5.14 prikazana je topografska mapa šireg ciljnog regiona (20 x 12) km sa naznačenom pozicijom mernog stuba. Mapa se sastoji od 1624 izohipsi koje su generisane sa visinskim rasterom od 5 m pomoću softvera *Global Mapper*.

U okolini mernog stuba Leskova nisu identifikovane prepreke. Zašumljene površine su modelovane u skladu sa metodologijom opisanom u odeljku 3.4.2. Na osnovu datih mapa može se zaključiti da se radi o umereno kompleksnom terenu, kako u pogledu orografije, tako i u pogledu hrapavosti.

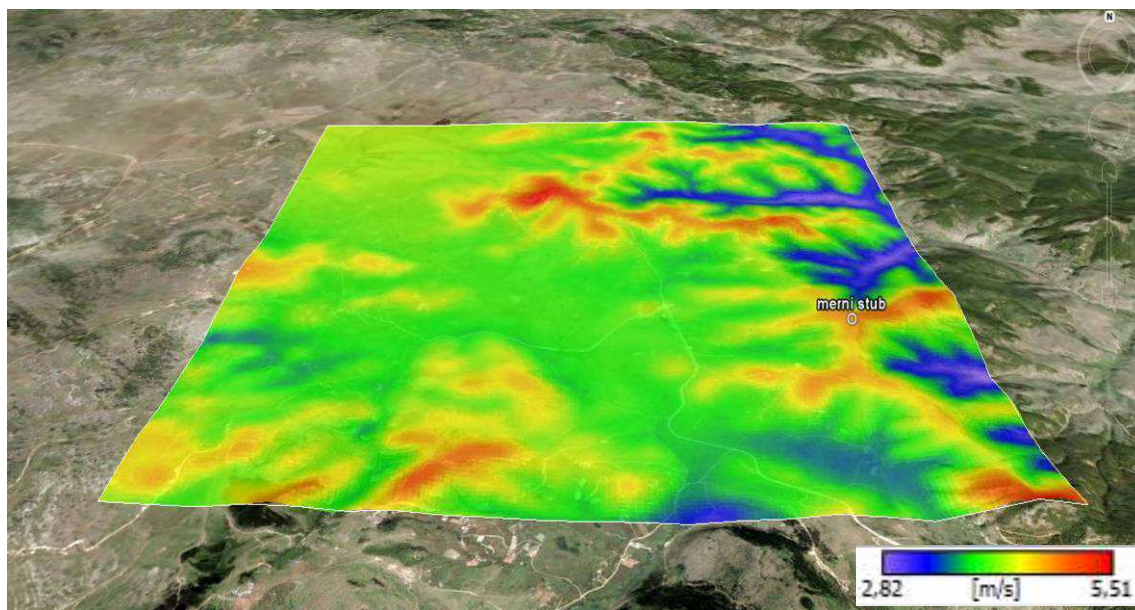


Slika 5.13: Mapa hrapavosti terena šireg ciljnog regiona Leskova sa naznačenom pozicijom mernog stuba čija je visina 13 m

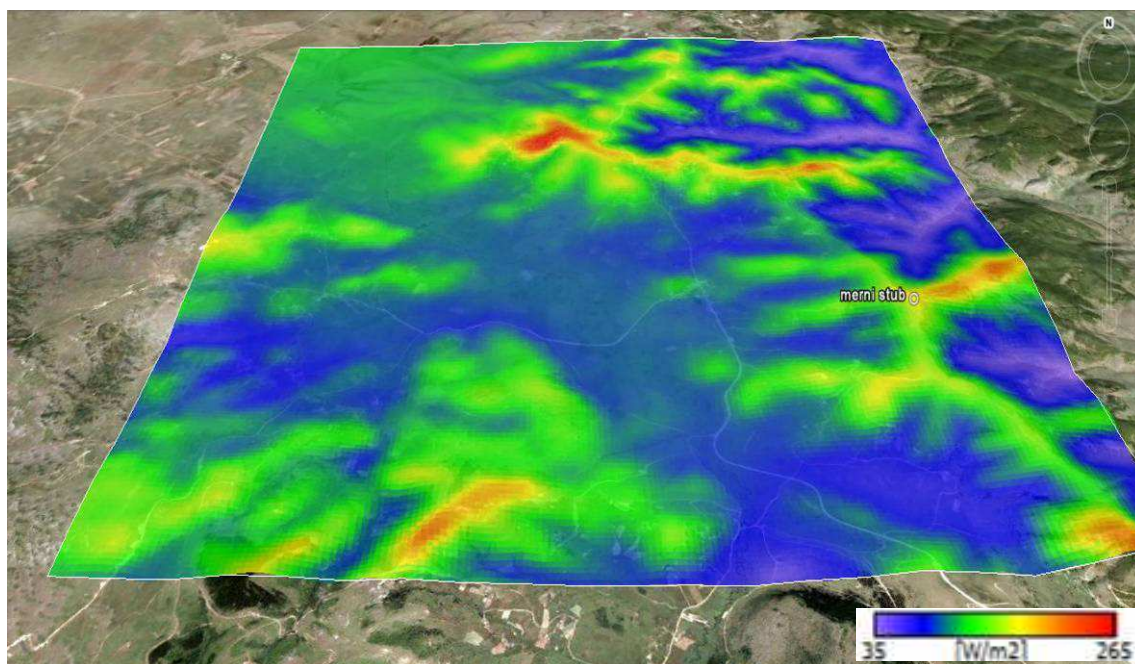


Slika 5.14: Topografska mapa šireg ciljnog regiona sa naznačenom pozicijom mernog stuba čija je visina 13 m

Na osnovu formiranih vektorskih mapa i sintetičkog seta dijabatski korigovanih merenih podataka, korišćenjem programa WAsP, izvršena je procena vetroenergetskog potencijala ciljnog regiona. Na slici 5.15 prikazana je regionalna mapa procenjenih srednjih godišnjih brzina vetra, a na slici 5.16 mapa procenjene srednje godišnje gustine snage vetra na visini 60 m.



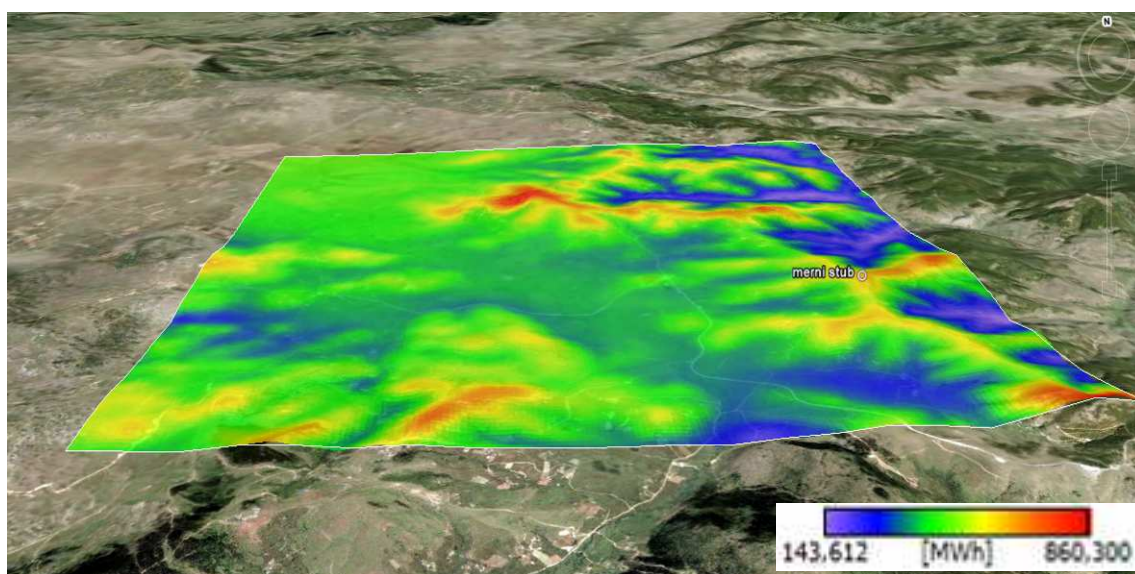
Slika 5.15: Regionalna mapa srednjih godišnjih brzina vetra na visini 60 m



Slika 5.16: Regionalna mapa srednjih godišnjih gustina snage vetra na visini 60 m

5.4.5 Izbor mikrolokacije i procena proizvodnje vetroelektrane

Analizom mapa potencijala vetra može se zaključiti da u ciljnom regionu postoje lokacije sa srednjom godišnjom brzinom vetra od 5,5 m/s i prosečnom gustinom snage od 265 W/m^2 na visini 60 m. Na ovim lokacijama postoje i ostali tehnički uslovi za instalaciju vetroagregata. Na slici 5.17 prikazana je mapa očekivane godišnje proizvodnje za vetroagregat Enercon E40, 500 kW, za stub visine 63 m. Na slici 5.18 prikazana je pozicija vetroagregata na mikrolokaciji na kojoj je ustanovljen najbolji potencijal energije vetra u analiziranom regionu.



Slika 5.17: Mapa očekivane godišnje proizvodnje električne energije za vetroagregat Enercon E40, 500kW postavljen na stub visine 63 m.



Slika 5.18: Pozicija sa najboljim potencijalom vetra u analiziranom ciljnom regionu

Procenjena bruto godišnja proizvodnja test vetroagregata na odabranoj mikrolokaciji je 840 MWh/god. Očekivani faktor iskorišćenja kapaciteta vetroagregata je oko 19 % na godišnjem nivou, odnosno ekvivalentno vreme trajanja nazivne snage na godišnjem nivou je oko 1700 h. Na osnovu ove analize [82], na izabranoj lokaciji, u aprilu 2011. izgrađen je prvi vetroagregat u Srbiji, slika 5.19. S obzirom da je vetroagregat bio u dosadašnjem radu dosta vremena neraspoloživ, iz različitih razloga, nije moguće još uvek oceniti grešku u proceni proizvodnje. Na stubu vetroturbine, na visini 63 m, su vršena merenja brzine vetra i izmerena srednja godišnja brzina vetra je 5,6 m/s (informacija dobijena od vlasnika vetroturbine), što je vrlo blisko procenjenoj brzini od 5,51 m/s prema predloženoj metodologiji, slika 5,15.



Slika 5.19: Prvi vetroagregat izgrađen u Srbiji (Enercon E40, 500 kW, $H=63$ m) na lokaciji u blizini sela Leskova. Mikrolokacija i procena proizvodnje je urađena na osnovu metodologije prezentovane u ovom radu

Iako je, u ovom projektu, predloženi model pokazao visoku tačnost, zbog nesigurnosti koje su uključene u ovakve analize, njegova primena se sugerise samo za inicijalna istraživanja vetroenergetskog potencijala. Na lokacijama na kojima se ustanovi tehnički i ekonomski prihvatljiv potencijal energije vetra, potrebno je instalirati namenski merni stub, čija visina treba da bude što je moguće bliža planiranoj visini osovine vetroturbine, a ne niža od $2/3$ planirane visine postavljanja vetroturbine.

6. MATEMATIČKI MODEL ZA PROCENU PROSEČNE VIŠEGODIŠNJE PROIZVODNJE VETROELEKTRANE NA OSNOVU KRATKOROČNIH MERENJA BRZINE VETRA

Namenska merenja brzine vetra na ciljnoj lokaciji treba vršiti minimalno jednu godinu, kako bi se obuhvatile sezonske varijacije brzine vetra. Životni vek vetroagregata je 20 do 25 godina, pa je za njegovu ekonomičnost neophodno proceniti potencijal vetra na vremenskom horizontu koji je reprezentativan za period njegove eksploatacije. Kratkoročna merenja (jednogodišnja) ne mogu biti pouzdan reprezent potencijala vetra, jer merenja mogu biti sprovedena u godini koja je manje ili više vetrovita od prosečne za višegodišnji period za koji je planirana eksploatacija vetroelektrane. Dakle, i pored kvalitetnih merenja (kalibrisana merna oprema, koja je u visinskom i prostornom smislu postavljena na mikrolokaciji vetroelektrane), proračun proizvodnje vetroelektrane, na osnovu kratkoročnog seta merenih podataka, unosi relativno veliku nesigurnost [11,12], koja može biti i do 30 %. Ovakva nesigurnost je neprihvatljiva za investitore, jer ne mogu pouzdano proceniti ukupnu proizvodnju vetroelektrane u njenom eksploatacionom veku. Iz tog razloga je potrebno ovu nesigurnost smanjiti.

U praksi se koristi više pristupa za procenu višegodišnje brzine vetra. Razvijeno je više algoritama za predikciju srednje višegodišnje brzine vetra, neki od njih su analizirani u literaturi [83-91]. U praksi se najčešće polazi od pretpostavke linearne korelacije između setova kratkoročnih merenih podataka sa ciljne lokacije i korespondentnih merenih podataka iz referentne merne stanice. Ovaj pristup je opisan u [91]. Kao rezultat te analize dobija se korekcija izmerene srednje godišnje brzine vetra na ciljnoj lokaciji. Na osnovu procenjene srednje višegodišnje brzine vetra vrši se korekcija u proceni proizvodnje vetroelektrane dobijene na osnovu kratkoročnih merenja. Korekcija u proceni proizvodnje se obično vrši prema sledećoj iskustvenoj relaciji [92]:

$$\frac{\Delta P}{P} = f \cdot \left(\frac{\Delta V}{V} \right), \quad (6.1)$$

gde su: ΔP – višegodišnja korekcija snage proizvodnje vetroelektrane u odnosu na srednju godišnju vrednosti \bar{P} , proračunatu na osnovu kratkoročnih (jednogodišnjih) merenja; ΔV – višegodišnje odstupanje prosečne brzine vetra u odnosu na srednju

godišnju vrednosti \bar{V} , dobijenu na osnovu kratkoročnih (jednogodišnjih) merenja brzine vetra; f – koeficijent srazmere, koji se obično uzima da je $f=2$, [92].

Zbog nelinearne veze između proizvodnje električne energije i brzine vetra ovakav pristup je orijentacioni i samo u izvesnoj meri može umanjiti nesigurnost zbog kratkoročnog (jednogodišnjeg) merenja brzine vetra na ciljnoj lokaciji. Ukoliko se merenja na ciljnoj lokaciji i merenja u referentnoj hidrometeorološkoj stanici vrše na različitim visinama, onda se ugrožava održivost linearne korelacije, zbog vremenski promenljivog visinskog profila vetra, pa je potrebno imati merenja na istim mernim visinama. Standardna visina na kojoj se vrše merenja u hidrometeorološkim stanicama je 10 m.

6.1 Matematički model za procenu višegodišnjeg potencijala energije vetra sa uvaženom dijabatskom korekcijom visinskog profila brzine vetra

Ideja, na kojoj se bazira model koji je predložen u ovoj disertaciji, je da se, pored korelacione analize između podataka iz referentne hidrometeorološke merne stanice i merenih podataka sa ciljne lokacije, u proceni dugoročnog potencijala energije vetra uključi i dijabatska visinska korekcija merenih podataka. Za realizaciju ovog modela neophodno je prikupiti tri seta podataka i to:

- merene podatke o srednjoj satnoj brzini i smeru vetra na ciljnoj lokaciji za određeni kratkoročni vremenski period (npr. godinu dana).
- merene podatke o srednjoj satnoj brzini i smeru vetra u referentnoj mernoj stanici za isti vremenski period u kome su sprovedena merenja na ciljnoj lokaciji,
- istorijske merene podatke o srednjim satnim brzinama i smerovima vetra za referentnu mernu stanicu za period od najmanje 10 godina.

Pored ovih podataka, potrebno je posedovati podatke o srednjim satnim vrednostima dinamičke komponente koeficijenta smicanja vetra za analizirani ciljni region. Metodologija proračuna dinamičke komponente koeficijenta smicanja vetra je analizirana u poglavlju 5.

Prvo se obrade podaci sa mernog stuba na ciljnoj lokaciji i korespondentni podaci iz referentne meteorološke stanice, tako što se odbace parovi merenih podataka u kojima jedan ili oba podatka ne zadovoljavaju u pogledu kvaliteta merenja (zaleđivanje i kvarovi na mernoj opremi). Nakon filtriranja podataka formira se baza vremenski

korespondentnih podataka o brzini i smeru vetra. Za svaki sektor ruže vetrova i se pretpostavi linearna korelaciona funkcija između seta podataka o brzini vetra merenih na ciljnoj lokaciji vetroelektrane (V_{VE}) i korespondentnog seta merenih podataka iz referentne merne stanice (V_{MS}):

$$V_{VEi} = C_{1i}V_{MSi} + C_{2i} , \quad (6.2)$$

gde su:

V_{VEi} – brzina vetra, na analiziranoj lokaciji vetroelektrane, koja pripada sektoru i ruže vetrova,

V_{MSi} – brzina vetra, merena u referentnoj mernoj stanici, koja pripada sektoru i ruže vetrova,

C_{1i}, C_{2i} – korelacione konstante koje treba odrediti za svaki sektor ruže vetrova i .

Najbolji rezultati u pogledu korelacije se postižu ukoliko su visine anemometara na lokaciji planirane vetroelektrane i u referentnoj mernoj stanici jednake. Standardno je visina merenja brzine vetra u hidrometeorološkim stanicama 10 m. Iz tog razloga, potrebno je, u fazi planiranja merne kampanje na lokaciji vetroelektrane, predvideti da se jedan od anemometara postavi na mernoj visini koja odgovara merenjima u referentnoj mernoj stanici.

Za svaki par od N podataka koji pripadaju analiziranom sektoru ruže vetrova može se napisati jednačina (6.2), tako da se dobija jedan redundantan sistem. Optimalna procena konstanti C_{1i} i C_{2i} vrši se standardnom metodom minimuma sume kvadrata odstupanja. Primenom ove metode dobijaju se optimalne procene nepoznatih konstanti:

$$C_{1i} = \frac{N \sum V_{VEi} V_{MSi} - \sum V_{VEi} \sum V_{MSi}}{N \sum (V_{MSi})^2 - (\sum V_{MSi})^2} , \quad (6.3)$$

$$C_{2i} = \frac{1}{N} \left(\sum V_{VEi} - C_{1i} \sum V_{MSi} \right) . \quad (6.4)$$

Da bi se utvrdilo da li analizirana referentna merna stanica i ciljna lokacija pripadaju istoj klimatologiji vetra, potrebno je utvrditi stepen korelacije između merenih podataka o brzini vetra sa mernog stuba i seta podataka iz referentne merne stanice. Ta procena se vrši na osnovu Pirsonovog koeficijenta korelacije (R) koji se može proračunati na osnovu sledeće relacije [93]:

$$R_i = \sqrt{\frac{(N \sum V_{VEi} V_{MSi} - \sum V_{VEi} \sum V_{MSi})^2}{(N \sum (V_{MSi})^2 - (\sum V_{MSi})^2)(N \sum (V_{VEi})^2 - (\sum V_{VEi})^2)}}. \quad (6.5)$$

Koeficijent korelacije se može naći u opsegu $0 \leq R^2 \leq 1$. Pri čemu je $R=0$ za potpuno nekorelisane podatke, a $R=1$ za idealno korelisane podatke. Praktično, ukoliko je koeficijent korelacije $R < 0,5$ to znači da referentna merna stanica i ciljna lokacija ne pripadaju istom klimatološkom području u pogledu vetra, odnosno merna stanica ne može biti odabrana kao referentna. Ako je $R \geq 0,5$ onda referentna merna stanica i ciljna lokacija vetroelektrane pripadaju istoj klimatologiji u pogledu vetra, pa se može primeniti korelaciona analiza. S obzirom da se može desiti da za neke sektore ruža vetrova bude dobra korelacija, a za druge ne, u takvom slučaju bitno je analizirati sektore sa dominantnim vetroenergetskim potencijalom. Sektori u kojima nije zadovoljen stepen korelacije se ne analiziraju, već se kratkoročni mereni podaci uzimaju kao merodavni za dugoročnu procenu potencijala vetra.

Za sektore ruže vetrova, za koje se ustanovi dobra korelacija, vrši se skaliranje merenih podataka na lokaciji vetroelektrane. Prosečna višegodišnja brzina vetra \bar{V}'_{VEi} , u sektoru ruže vetrova i , na ciljnoj lokaciji planirane vetroelektrane se procenjuje na osnovu relacije:

$$\bar{V}'_{VEi} = \left(\bar{V}_{VEi} + C_{1i} (\bar{V}'_{MSi} - \bar{V}_{MSi}) \right), \quad (6.6)$$

gde su:

\bar{V}'_{VEi} - srednja višegodišnja brzina vetra u sektoru i na ciljnoj lokaciji,

\bar{V}_{VEi} - srednja brzina vetra u sektoru i na ciljnoj lokaciji vetroelektrane za određeni kratkoročni period (npr. jednu godinu) dobijena na osnovu merenih podataka,

\bar{V}'_{MSi} - srednja višegodišnja brzina vetra (za najmanje 10 godina) u sektoru i na lokaciji referentne meteorološke stanice proračunata na osnovu seta višegodišnjih merenih podataka,

\bar{V}_{MSi} - srednja brzina vetra u sektoru i na lokaciji referentne meteorološke stanice za analizirani kratkoročni period za koji je proračunata brzina \bar{V}_{VEi} .

Prosečna višegodišnja brzina vetra \bar{V}'_{VE} na ciljnoj lokaciji vetroelektrane se procenjuje prema sledećoj relaciji:

$$\bar{V}'_{VE} = \sum_{i=1}^n f_i \left(\bar{V}_{VEi} + C_{1i} (\bar{V}'_{MSi} - \bar{V}_{MSi}) \right), \quad (6.7)$$

gde su: n – broj sektora ruže vetrova i f_i – učestanost javljanja vetra za i -ti sektor ruže vetrova

Nakon proračuna srednjih višegodišnjih brzina vetra, mogu se skalirati mereni podaci na lokaciji vetroelektrane prema sledećoj relaciji:

$$V'_{VEi(t)} = \frac{\bar{V}'_{VEi}}{\bar{V}_{VEi}} V_{VEi(t)}, \quad (6.8)$$

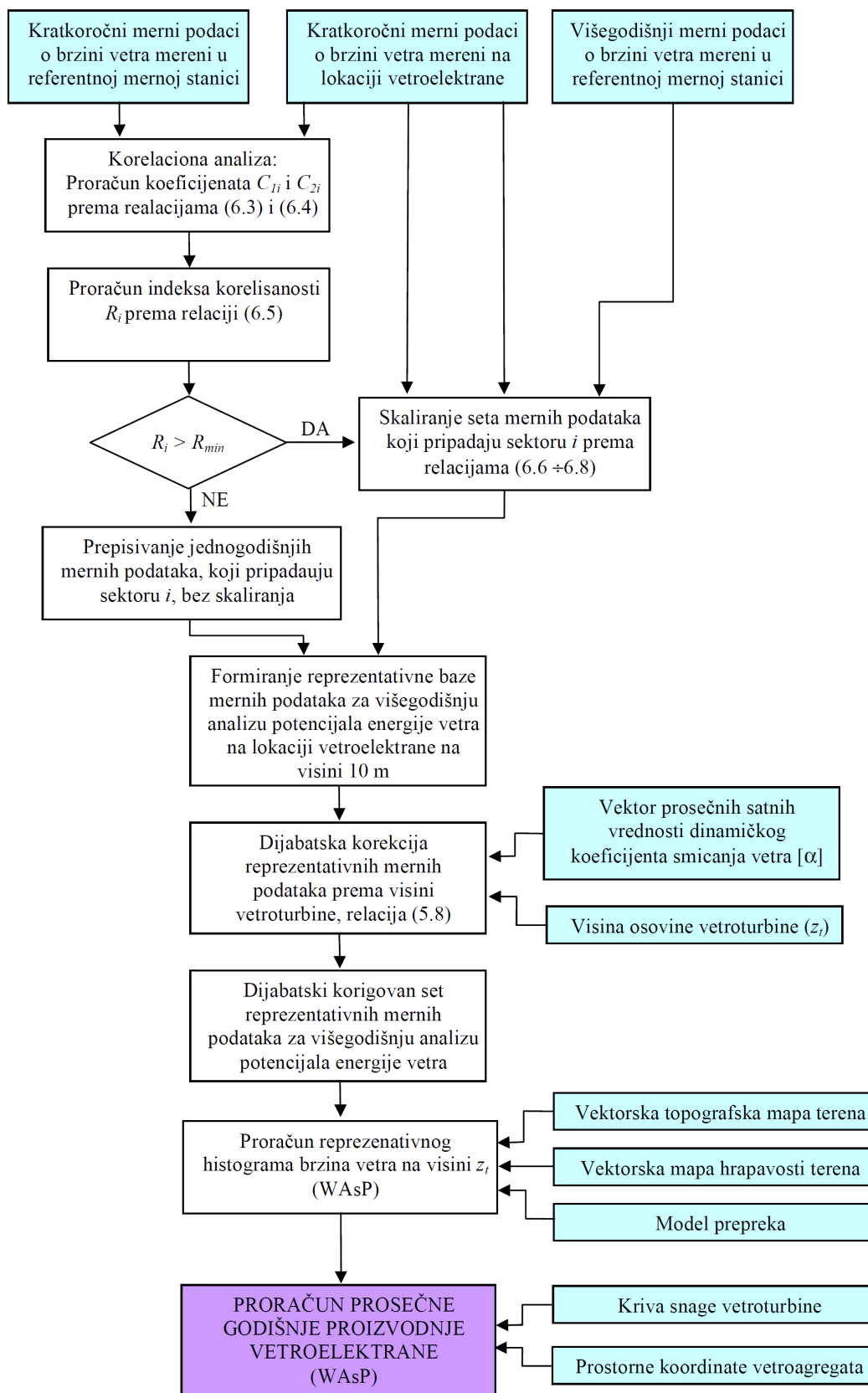
gde su:

$V_{VEi(t)}$ – brzina vetra na lokaciji vetroelektrane na visini z_m , koji je u satu t duvao u sektoru ruže vetrova i ,

$V'_{VEi(t)}$ – skalirana brzina vetra na lokaciji vetroelektrane na visini z_m , koji je u satu t duvao u sektoru ruže vetrova i .

Dobijeni set podataka se dijabatski ekstrapolira do visine osovine planiranih vetroagregata, prema metodologiji opisanoj u poglavlju 5. Pomoću namenskih računarskih programa može se izvršiti procena prosečne višegodišnje proizvodnje planirane vetroelektrane. Algoritam za procenu dugoročnog potencijala energije vetra i prosečne višegodišnje proizvodnje vetroelektrane je prikazan na slici 6.1.

Ukoliko se na mernoj lokaciji merenja vetra vrše na visini $z > z_m$, gde je z_m visina anemometra u referentnoj mernoj stanici (standardno visina merenja brzine vetra u hidrometeorološkim stanicama je $z_m=10$ m), potrebno je izvršiti dijabatsko interpoliranje merenih podataka sa visine z na visinu z_m . Dijabatsko interpoliranje se vrši shodno realaciji (5.8). Ovako formirani set podataka se obrađuje prema algoritmu na slici 6.1 i formiraju se korelacioni koeficijenti C_{1i} i C_{2i} . Na ovaj način postiže se bolji stepen korelacije (veća vrednost parametra R) [94], a samim tim i preciznije skaliranje merenih podataka. Nakon formiranja koreleacionih koeficijenata vrši se skaliranje interpoliranih podataka a zatim njihova ekstrapolacija na željenu visinu, prema algoritmu na slici 6.1.



Slika 6.1: Algoritam za procenu prosečne višegodišnje proizvodnje vetroelektrane

6.2 Primena modela za analizu dugoročnog potencijala energije vetra na primeru perspektivne vetroelektrane u srednjem Banatu

U cilju demonstracije praktične primenljivosti razvijenog modela, na konkretnom projektu vetroelektrane koja je planirana na lokaciji Perlez, izvršena je analiza dugoročnog potencijala energije vetra. Na lokaciji vetroelektrane postoji merni stub sa jednogodišnjim setom merenih podataka. Za potrebe ove analize pretpostavljeno je da postoje merenja samo na visini 10 m sa satnom rezolucijom zapisa. Detaljan opis merne opreme i mikrolokacije mernog stuba je dat u Prilogu 5.

Kao referentna hidrometeorološka merna stanica odabrana je merna stanica na lokaciji aerodroma Surčin, za koju su bili na raspolaganju mereni podaci o brzini i smeru vetra na visini 10 m za period od 24 godine.

Shodno razvijenom algoritmu, koji je ilustrovan na slici 6.1, izvršena je procena višegodišnje proizvodnje perspektivne vetroelektrane na lokaciji Perlez.

6.2.1 Statistička analiza jednogodišnjih merenih podataka na ciljnoj lokaciji Perlez

Mereni podaci se odnose na jednogodišnji period od 01. 07. 2009. do 30. 06. 2010. Odbačeno je ukupno 3,56 % (13 dana) podataka koji nisu zadovoljavali kriterijume kvaliteta i posledica su zastoja i nepravilnosti u radu merne opreme usled zamrzavanja senzora u zimskom periodu. U tabeli 6.1 dati su rezultati statističke obrade merenih podataka za analiziranu lokaciju.

Tabela 6.1: Karakteristike ruže vetra na analiziranoj mikrolokaciji Perlez na visini 10 m za jednogodišnji period merenja (01. 07. 2009. do 30. 06. 2010.).

Sektor (⁰)	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Svi
c [m/s]	3,4	2,2	2,2	2,0	2,9	4,0	2,7	2,6	2,4	3,8	4,2	3,7	3,3
k	1,63	1,55	1,63	1,42	1,29	1,89	2,59	2,26	1,42	1,31	1,60	1,51	1,44
\bar{v} [m/s]	3,04	1,96	1,92	1,84	2,80	3,59	2,39	2,29	2,20	3,39	3,89	3,37	2,98
\bar{P} [W/m ²]	41	12	11	12	41	56	13	13	20	85	82	61	47
f [%]	7,9	4,1	4,1	3,6	6,5	21,0	9,2	5,6	4,7	6,7	14,9	11,8	100

Analizom ruže vetrova, prikazane u tabeli 6.1, može se zaključiti:

- srednja godišnja brzina vetra na lokaciji vetroelektrane Perlez na visini 10 m je 2,98 m/s,
- najčešći vetrovi su jugoistočni i severozapadni,
- najveći potencijal imaju vetrovi koji duvaju u sektoru sa centralnim uglovom 150⁰.

6.2.2 Statistička analiza jednogodišnjih merenih podatka na lokaciji referentne meteorološke stanice Surčin

Merna stanica se nalazi u sklopu aerodroma „Nikola Tesla”. Koordinate merne stanice (WGS84) su: N 44.817°, E 20.283°, H=99 m. Merenje brzine i smera vetra se vrši na standardnoj visini od 10 m pomoću anemometra sa šoljicama.

U tabeli 6.2. prikazani su rezultati statističke analize merenih podatka o brzini vetra izmerenih u mernoj stanici Surčin za period u kome su vršena i merenja na lokaciji Perlez (01. 07. 2009. do 30. 06. 2010.).

Tabela 6.2: Karakteristike ruže vetra na lokaciji referentne merne stanice Surčin na visini 10 m za jednogodišnji period merenja (01. 07. 2009. do 30. 06. 2010.)

Sektor (^o)	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Svi
C [m/s]	3,2	2,6	2,5	2,9	4,9	4,7	2,9	2,7	2,6	2,9	4,5	3,7	3,3
k	1,77	1,94	2,36	1,54	1,67	1,77	2,15	2,38	1,94	1,24	1,67	1,60	1,37
\bar{V} [m/s]	2,88	2,31	2,22	2,62	4,40	4,19	2,60	2,38	2,33	2,72	3,98	3,35	3,08
\bar{P} [W/m ²]	32	15	11	29	122	98	19	14	15	46	91	57	53
f [%]	5,4	5,0	5,1	5,5	10,5	13,1	7,5	5,9	6,7	17,8	10,1	7,5	100

Analizom ruže vetrova može se zaključiti:

- Srednja godišnja brzina vetra na lokaciji merne stanice Surčin na visini 10 m, je 3,08 m/s.
- Najčešći vetrovi su jugoistočni i severozapadni, koji su glavni nosioci potencijala vetra.

6.2.3 Statistička analiza višegodišnjih merenih podataka na lokaciji referentne meteorološke merne stanice Surčin

Mereni podaci pokrivaju period od 01.01.1986. do 30. 06. 2010. sa zapisima sa polusatnom rezolucijom. Zapisi o brzini vetra su sa tačnošću na jednom decimalnom broju.

U daljoj analizi slede procene parametara vetra na lokaciji merne stanice Surčin koji su dobijeni obradom podataka za period od 24 godine i to: od 01.01.1986. do 31. 12. 2009. U tabeli 6.3 prikazani su rezultati proračuna višegodišnje brzine vetra i gustine snage vetra dobijenih obradom merenih podataka u WAsP-u.

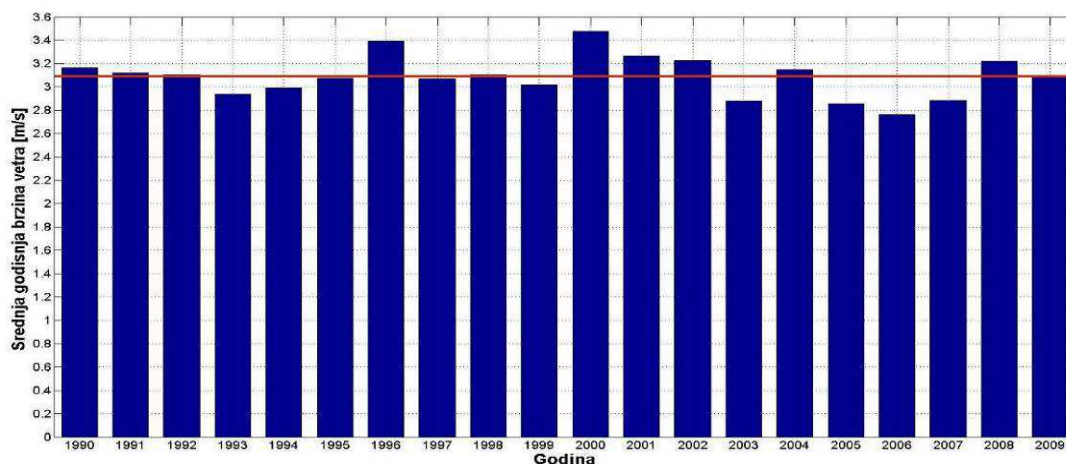
Tabela 6.3: Karakteristike ruže vetrova za mernu stanicu Surčin za period 1986. do 2009.

Sektor (^o)	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Svi
C [m/s]	3,5	2,8	2,8	3,4	5,1	4,3	3,3	2,8	2,9	3,3	4,4	4,2	3,6
k	1,54	1,74	1,93	1,46	1,72	1,49	2,04	2,11	1,89	1,55	1,85	1,69	1,47
\bar{V} [m/s]	3,15	2,54	2,45	3,08	4,57	3,85	2,89	2,50	2,58	2,97	3,88	3,73	3,11
\bar{P} [W/m ²]	50	22	18	51	133	96	28	17	21	42	74	74	53
f [%]	6,1	4,9	5,3	6,4	11,5	9,5	8,1	7,2	7,9	15,7	9,5	7,9	100

Analizom odgovarajućih podataka o ruži vetrova datih u tabeli 6.3 može se zaključiti:

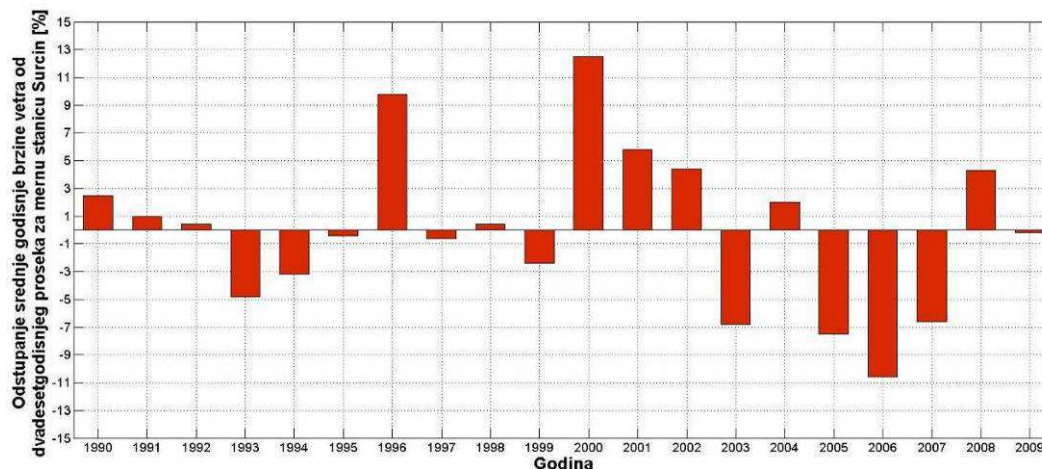
- Srednja višegodišnja brzina vetra (za period od 24 godine) na lokaciji merne stanice Surčin na visini 10 m je 3,11 m/s.
- Najčešće duvaju jugoistočni i severozapadni vetrovi, koji su glavni nosioci potencijala energije vetra.

Na slici 6.2 prikazane su srednje godišnje brzine vetra za mernu stanicu Surčin na visini 10 m za period 1990. do 2009.



Slika 6.2: Srednje godišnje brzine vetra za mernu stanicu Surčin na visini 10 m za period 1990. do 2009. sa naznačenom srednjom višegodišnjom brzinom vetra

Na slici 6.3 prikazano je odstupanje srednjih godišnjih brzina vetra od višegodišnje prosečne brzine vetra.



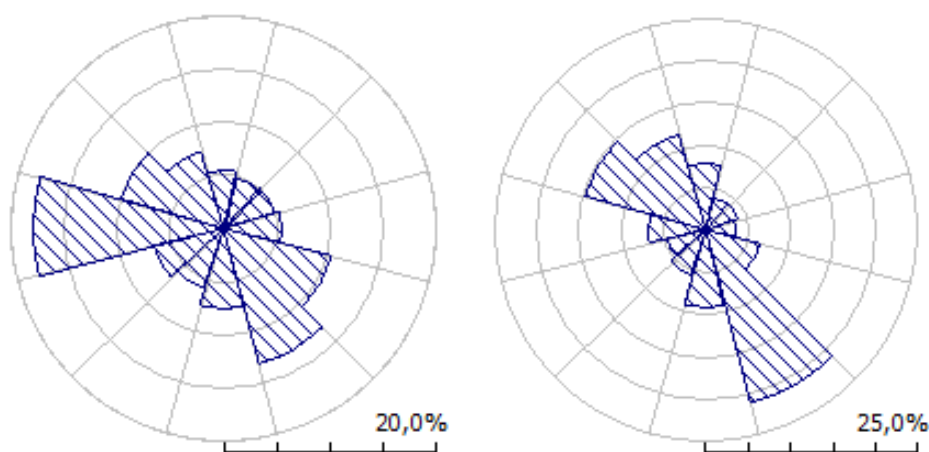
Slika 6.3: Odstupanje srednjih godišnjih brzina vetra od višegodišnje prosečne vrednosti za mernu stanicu Surčin

Na osnovu slika 6.2 i 6.3 može se zaključiti da postoji umerena varijacija srednje godišnje brzine vetra oko višegodišnjeg proseka. Može se zaključiti da je srednja godišnja brzina vetra u 2009. godini bila približno jednaka višegodišnjem proseku. To je indikator da merenja koja su u regionu sprovedena u 2009. godini mogu biti dobar reprezent za višegodišnji potencijal energije vetra, ali je potrebno uraditi korelacionu analizu po sektorima ruže vetrova.

6.2.4 Korelaciona analiza merenih podataka

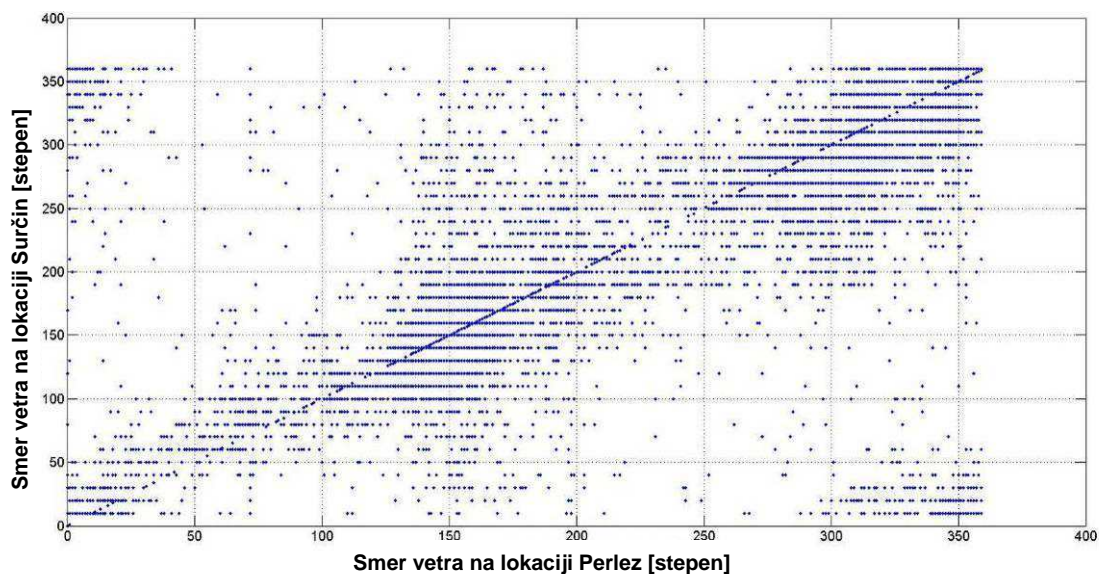
Na osnovu opisanog matematičkog modela izvršena je analiza korelacije između merenih podataka sa lokacije mernog stuba Perlez i korespondentnih jednogodišnjih merenja u referentnoj mernoj stanici Surčin za period od 01. 07. 2009. do 30. 06. 2010.

Na slici 6.4 prikazane su uporedo ruže vetrova za analizirani jednogodišnji period merenja za analizirane merne stanice i merni stub na lokaciji Perlez (rastojanje između dva susedna koncentrična kruga u skali ruže vetrova ima vrednost 5 %). Može se zaključiti da u pogledu ruže vetrova postoji veliki stepen sličnosti. Za mernu stanicu Surčin zbir učestanosti javljanja vetra u sektorima 5 i 6 je 23,6 %, što približno odgovara učestanosti javljanja jugoistočnih vetrova na lokaciji Perlez. U pogledu severozapadnih vetrova na lokaciji Surčin dolazi do zakretanja vetrova prema zapadnom sektoru.



Slika 6.4: Uporedna analiza ruža vetrova za jednogodišnji period merenja u mernim stanicama: Surčin (slika levo) i Perlez (slika desno)

Na slici 6.5 prikazan je dijagram korelacije između smera vetra na lokaciji Surčin i Perlez dobijen na osnovu raspoloživih polusatnih merenih podataka na lokaciji Surčin i odgovarajućih merenih podataka na lokaciji Perlez.



Slika 6.5: Korelacije između smera vetra na lokaciji Surčin i Perlez

U tabeli 6.4 prikazane su uporedo karakteristike vetra po sektorima za kratkoročni period za mernu stanicu Surčin i Perlez i dugoročni period za mernu stanicu Surčin.

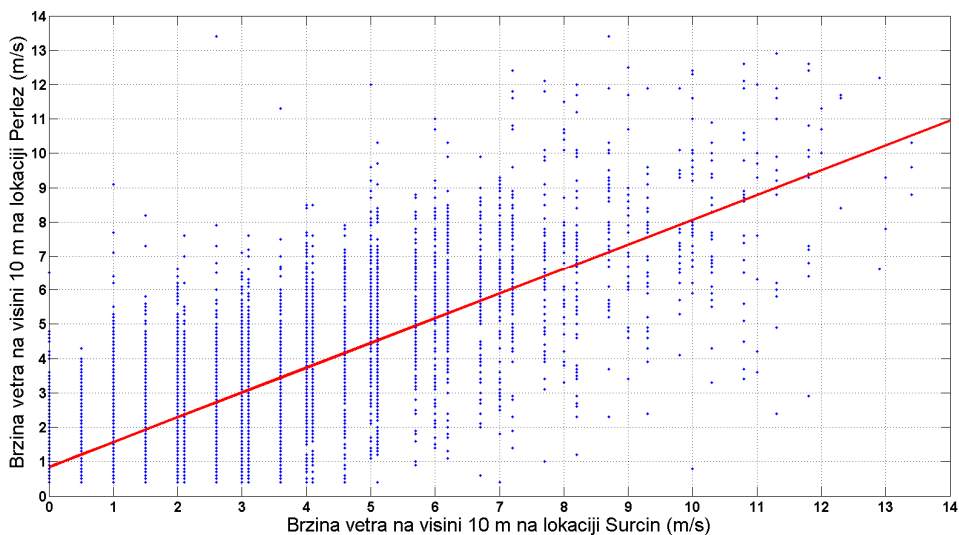
Tabela 6.4: Uporedni rezultati analiza brzina i smera vetra na visini 10 m u analiziranim mernim stanicama za kratkoročni (jednogodišnji) i dugoročni period

	Sektor	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Svi
Perlez 1 god	\bar{V} (m/s)	3,04	1,96	1,92	1,84	2,80	3,59	2,39	2,29	2,20	3,39	3,89	3,37	2,98
	f (%)	7,9	4,1	4,1	3,6	6,5	21,0	9,2	5,6	4,7	6,7	14,9	11,8	100
Surčin 1 god	\bar{V} (m/s)	2,88	2,31	2,22	2,62	4,40	4,19	2,60	2,38	2,33	2,72	3,98	3,35	3,08
	f (%)	5,4	5,0	5,1	5,5	10,5	13,1	7,5	5,9	6,7	17,8	10,1	7,5	100
Surčin 24 god	\bar{V} (m/s)	3,15	2,54	2,45	3,08	4,57	3,85	2,89	2,50	2,58	2,97	3,88	3,73	3,11
	f (%)	6,1	4,9	5,3	6,4	11,5	9,5	8,1	7,2	7,9	15,7	9,5	7,9	100

Na osnovu prezentovanog matematičkog modela za korelacionu analizu (relacije (6.3) i (6.4)) izvršen je proračun koeficijenata linearne korelacije između merenih podataka na lokaciji Perlez i odgovarajućih podataka za mernu stanicu Surčin. Dobijena je sledeća korelaciona jednačina koja se odnosi na merene podatke na visini 10 m:

$$V_s = 0,722 \cdot V_m + 1,84. \quad (6.9)$$

Korelaciona jednačina (6.9) se odnosi na sve merene podatke nezavisno od smera vetra. Faktor korelacije, shodno jednačini (6.5), je $R=0,732$. Na slici 6.6 prikazani su korespondentni mereni podaci o brzini vetra u mernim stanicama Surčin i Perlez za visinu 10 m i odgovarajuća linearna korelaciona zavisnost, relacija (6.9).



Slika 6.6: Rezultati merenja brzina vetra na ciljnoj lokaciji Perlez i referentnoj stanici Surčin i odgovarajuća linearna korelaciona zavisnost

Koeficijenti korelacione jednačine po sektorima i odgovarajući koeficijenti korelacije za setove podataka merene na visini 10 m su dati u tabeli 6.5.

Tabela 6.5: Koeficijenti korelacione jednačine po sektorima i odgovarajući koeficijenti korelacije za brzinu vetra na visini 10 m na lokaciji Surčin i Perlez

Sektor ($^{\circ}$)	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Svi
C_1	0,86	0,67	0,59	0,50	0,63	0,58	0,33	0,37	0,49	0,89	0,90	0,92	0,72
C_2	0,77	0,82	0,76	0,74	0,61	1,42	1,81	1,82	1,27	0,67	1,23	0,85	1,84
R	0,79	0,61	0,65	0,64	0,83	0,79	0,43	0,35	0,57	0,85	0,82	0,84	0,73

Na osnovu podataka iz tabele 6.5 može se zaključiti da za sektore sa dominantnim vetroenergetskim potencijalom (sektori sa centralnim uglovima: 270° , 300° , 330° , 120° i 150°) postoji dobra korelacija, sa koeficijentom $0,79 < R < 0,85$. Za ostale sektore koeficijent korelacije je lošiji, ali je procentualno učešće ovih vetrova u ukupnom potencijalu vetra malo (tabele 6.1 i 6.3), pa ovi sektori nisu od velikog značaja za analizu potencijala energije vetra.

Na osnovu sprovedene korelacione analize može se zaključiti da merna stanica Surčin može biti referentna za procenu prosečnog višegodišnjeg potencijala energije vetra na lokaciji Perlez.

6.2.5 Dugoročna procena potencijala energije vetra i proizvodnje vetroelektrane na ciljnoj lokaciji Perlez

Na osnovu rezultata korelacione analize, prikazanih u tabeli 6.5, pomoću relacije (6.8), izvršeno je skaliranje jednogodišnjeg seta merenih podataka na ciljnoj lokaciji vetroelektrane Perlez koji su mereni na visini 10 m. Na ovaj način je dobijen reprezentativan set mernih podataka za procenu dugoročnog potencijala energije vetra. Korelaciona analiza pokazuje da merni period od jedne godine, u kojoj su vršena merenja brzine vetra na lokaciji Perlez, dobro reprezentuje višegodišnji prosek u pogledu vetroenergetskog potencijala. Jugoistočni vetrovi u toku mernog perioda od jedne godine, na lokaciji Perlez, su bili svega 0,2 % jači, u pogledu srednje godišnje brzine vetra, od prosečne višegodišnje vrednosti, dok su severozapadni vetrovi bili oko 3,2 % slabiji u odnosu na višegodišnji prosek. Uporedni rezultati statističke analize kratkoročnih i dugoročnih resursa vetra na ciljnoj lokaciji vetroelektrane Perlez su prikazani u u prvom delu tabele 6.6.

Tabela 6.6: Uporedni rezultati statističke analize kratkoročnih i dugoročnih resursa energije vetra na ciljnoj lokaciji Perlez i procena proizvodnje vetroelektrane Perlez

	Parametri potencijala energije vetra na visini 10 m na lokaciji Perlez				Procena godišnje proizvodnje VE Perlez
	\bar{V} (m/s)	\bar{P} (W/m ²)	c (m/s)	k	W (MWh/god)
<i>Jednogodišnji period</i>	2,98	47	3,3	1,44	2845
<i>Višegodišnji period</i>	3,04	49	3,3	1,43	2919

U daljoj analizi vršena je procena prosečne višegodišnje proizvodnje vetroelektrane Perlez, koja je opisana u poglavlju 5.4. Da bi se izvršila procena prosečne višegodišnje proizvodnje vetroelektrane potrebno je izvršiti visinsku ekstrapolaciju seta reprezentativnih merenih podataka sa merne visine 10 m na visinu stuba vetroturbine ($H=60$ m). U tom cilju, shodno algoritmu prikazanom na slici 6.1, prvo je reprezentativni set podataka dijabatski korigovan, prema metodologiji koja je opisana u

poglavlju 5.2. Za dijabatsku korekciju korišćene su srednje satne vrednosti dinamičkog koeficijenta smicanja vetra koji je dobijen na osnovu merenja na mernoj lokaciji Bavanište, slika 5.2. Korišćenjem dobijenog reprezentativnog seta podataka izvršen je proračun proizvodnje vetroelektrane. Proračun je izvršen pomoću softverskog paketa WAsP. Procenjena prosečna godišnja proizvodnje vetroelektrane u eksploatacionom veku je $W'=2919$ MWh/god, što je za 2,6 % više od procenjene proizvodnje na osnovu jednogodišnjeg seta merenih podataka, koja iznosi 2845 MWh/god (tabela 5.2, slučaj E).

7. UTICAJ VISINSKOG I VREMENSKOG PROFILA BRZINE VETRA NA IZBOR VETROAGREGATA

Izbor vetroagregata je jedan od ključnih zadataka u fazi planiranja i projektovanja vetroelektrane. Sa aspekta investitora u vetroelektranu, optimalan izbor vetroagregata podrazumeva maksimizaciju profita koji će vetroelektrana ostvariti u toku svog eksploatacionog veka.

Formalno matematički, ovaj zadatak predstavlja minimizaciju troškova proizvodnje električne energije u vetroelektrani. Pri rešavanju ovog problema postoji niz ograničenja koja se mogu kategorisati u sledeće tri grupe:

- ograničenja koja su vezana za lokaciju vetroelektrane,
- ograničenja koja su vezana za uslove rada vetroelektrane u EES,
- ograničenja koja su vezana za karakteristike vetra.

Ograničenja koja su vezana za lokaciju vetroelektrane su najkompleksnija i često se teško mogu analitički modelovati. Ova ograničenja su vezana za: raspoloživi prostor za izgradnju vetroelektrane, blizinu i kapacitet elektroenergetske mreže, uslove transporta opreme, urbanističke uslove gradnje, uticaj na životnu sredinu i drugo.

Ograničenja koja su uslovljena od operatora prenosnog i distributivnog sistema se uglavnom odnose na: regulacione karakteristike aktivne i reaktivne snage, tranzijentnu stabilnost pri poremećajima napona i frekvencije u EES, uticaj na struje kratkog spoja i kvalitet električne energije.

U pogledu karakteristika vetra, moderne multimegavatske turbine se projektuju u četiri klase. Pri čemu ta klasifikacija uzima u obzir sledeće elemente: srednju godišnju brzinu vetra na visini osovine vetroturbine, intenzitet turbulentnosti vetra i ekstremne brzine vetra na lokaciji postavljanja vetroagregata. Kod vetroelektrana realizovanih sa više vetroturbina, za izbor vetroagregata merodavna je efektivna turbulentnost, odnosno turbulentnost vetra koja uzima u obzir, pored prirodne turbulentnosti vetra, i turbulentnost vazdušnog toka koja je posledica rada ostalih vetroagregata. U tabeli 7.1 prikazana je klasifikacija vetroturbina u pogledu karakteristika vetra. Data klasifikacija služi samo za selektovanje potrebnih karakteristika vetroturbine koje su sertifikovane za određenu klasu vetra. U okviru jedne klase na tržištu postoji veliki broj modela turbina, pa optimalan izbor vetroagregata predstavlja dosta kompleksan zadatak.

Tabela 7.1: Klasifikacija vetroturbina u pogledu karakteristika vetra prema standardu [95]

KLASA VETRA	Srednja godišnja brzina vetra na visino osovine vetroturbine (m/s)	Intenzitet turbulentnosti vetra na visini osovine vetroturbine	Ekstremna 50-godišnja srednja desetominutna brzina vetra (m/s)	Ekstremni 50-godišnji udar (srednja trosekundna vrednost) vetra (m/s)
IA	10.0	18%	50	70
IB	10.0	16%	50	70
IIA	8.5	18%	42,5	59.5
IIB	8.5	16%	42,5	59.5
IIIA	7.5	18%	37,5	52.5
IIIB	7.5	16%	37,5	52.5
S	Specificira se od strane proizvođača opreme			

Uvažavanjem definisanih ograničenja, dobija se određeni prostor za optimizaciju vetroagregata. Osnovni elementi za optimizaciju vetroagregata su: nazivna snaga vetrogeneratora, prečnik vetroturbine i visina stuba. Da bi se izvršio pravilan izbor ovih ključnih elemenata vetroagregata potrebno je detaljno istražiti karakteristike vetra i izvršiti *cost-benefit* analize za različita varijantna rešenja. Cilj ove analize je da pokaže kako utiče visinski i vremenski profil brzine vetra na optimalan izbor visine stuba, prečnika vetroturbine i nazivne snage vetrogeneratora. Da bi se ovi elementi pravilno sagledali potrebno je poznavati strukturu troškova izgradnje vetroelektrane.

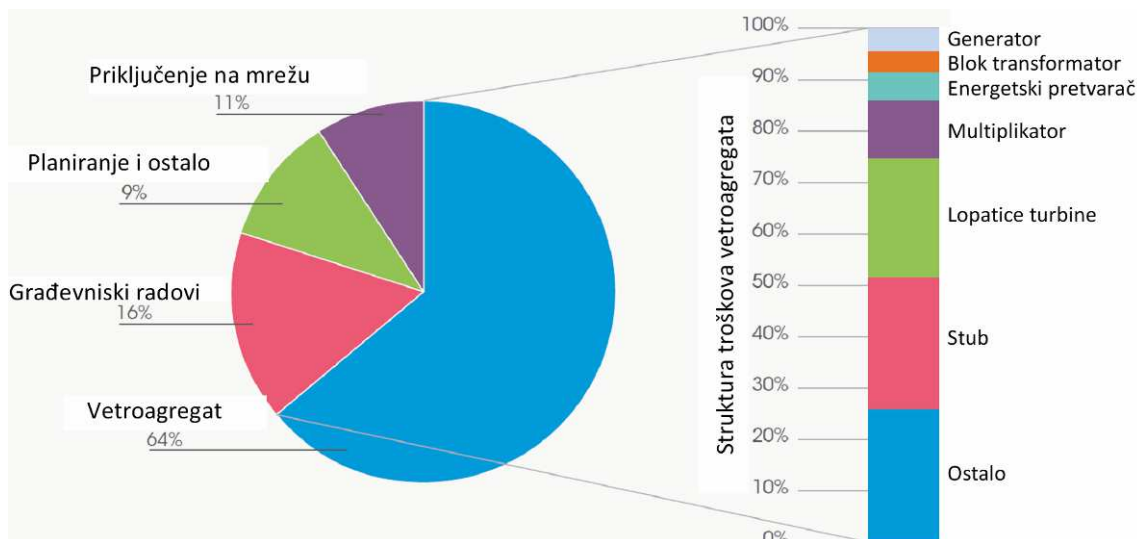
7.1 Struktura troškova izgradnje vetroelektrane

Vetroelektrane se danas rade u širokom dijapazonu snaga, izgradnja se vrši na različitim lokacijama u pogledu pristupačnosti terana, geomehanike tla, uslova priključenja na električnu mrežu. Iz tog razloga se nivo i struktura specifičnih investicionih troškova (troškova po MW instalisane snage) može u velikoj meri razlikovati za različite vetroelektrane. Troškovi izgradnje vetroelektrane se mogu podeliti na:

- 1) *Investicione troškove* – troškovi kupovine, transporta, izgradnje i priključenja vetroelektrane na EES;
- 2) *Operativne troškove* – održavanje vetroelektrane, popravka vetroagregata, rentiranja zemljišta, sopstvena potrošnja elektrane i slično;
- 3) *Finansijske troškove* – bankarska kamata na uloženi kapital.

7.1.1 Investicioni troškovi

Na slici 7.1 prikazana je tipična struktura investicionih troškova za vetroelektranu na kopnu.



Slika 7.1 Tipična struktura troškova izgradnje vetroelektrane na kopnu, [96]

Troškovi vetroagregata podrazumevaju kupovinu, transport i montažu vetroagregata. Troškovi priključenja na elektroenergetsku mrežu se odnose na izgradnju kablovske mreže, transformatorske stanice sa razvodnim postrojenjem i objekata za upravljanje. Građevinski radovi obuhvataju izgradnju putne infrastrukture, platforme za dizalice i temelj vetroagregata. Planiranje i ostali troškovi se odnose na kompletne troškove izrade projektne dokumentacije, pribavljanje dozvola za gradnju, konsultantske usluge i sve finansijske troškove tokom planiranja i projektovanja vetroelektrane. Struktura troškova na slici 7.1 se odnosi na prosečnu vetroelektranu izgrađenu u 2010. godini, [96]. Za konkretne projekte udeo pojedinih elemenata investicionih troškova može se znatno razlikovati od tipičnih vrednosti. Naročito su u tom pogledu osetljivi troškovi izgradnje prilaznog puta, priključene električne mreže i temelja vetroagregata. Što se tiče troškova kupovine vetroturbine oni se mogu definisati ukoliko se precizira tip i snaga vetroturbine, kao i visina stuba i način transporta. Dakle, da bi se sproveda precizna analiza troškova izgradnje za jednu vetroelektranu potrebno je poznavati sve relevantne parametre za konkretnu lokaciju.

Struktura troškova kod vetroelektrana na moru se bitno razlikuje od strukture troškova vetroelektrane na kopnu. Učešće vetroagregata u ukupnim troškovima je 44%, dok su troškovi izgradnje temelja oko 16 %, troškovi priključenja na mrežu 17 %, troškovi instalacije oko 13 % i planiranja oko 10%.

Tipična vrednost specifičnih investicionih troškova (troškovi po jedinici instalisane snage) je 1100 – 1300 €/kW za vetroelektrane na kopnu (*onshore*), odnosno 2700 – 3000 €/kW za vetroelektrane na moru (*offshore*), [97]. Ovi podaci se odnose na iskustvo Danske. Za razliku od konvencionalnih elektrana, gde je ekonomija veličine jako uticajna na investicione troškove, kod vetroelektrana se pokazalo da su specifični troškovi približno isti za projekte vetroelektrana instalisane snage od 5 MW do \geq 200 MW, [96]. Uprkos trendu porasta cena gvožđa i bakra na berzi, investicioni troškovi imaju negativan trend. Analize sprovedene u [96], na primeru vetroelektrane na kopnu instalisane snage 16 MW, pokazuju da investicioni troškovi mogu u 2020. biti za oko 12 % niži nego u 2011. Dok se 2040. očekuje da će ovi troškovi biti za oko 23 % niži nego u 2011. Najveća ušteda se upravo očekuje na smanjenju troškova stuba i lopatica vetroturbin.

Specifični troškovi definisani po jedinici instalisane snage često ne mogu biti merodavni kod vetroagregata zbog toga što se za istu instalisanu snagu mogu koristiti vetroturbinе različitih prečnika. Iz tog razloga se često specifični troškovi definišu po jedinici površine koju zahvata vetroturbina pri rotaciji. Specifični investicioni troškovi izgradnje vetroelektrani izraženi po jedinici površine vetroturbinе su tipično 491 €/m² za vetroelektrane na kopnu, odnosno 684 €/m² za vetroelektrane na moru, [97].

7.1.2 Operativni troškovi

S obzirom da je energija vetra besplatna, troškovi proizvodnje se odnose na troškove redovnih servisa, popravki, osiguranja i rentiranja zemljišta na kojem je izgrađena infrastruktura vetroelektrane.

Operativni troškovi dosta zavise od kvaliteta vetra. Turbulentni vetrovi sa čestim i jakim udarima smanjuju efikasnost vetroturbinе, a mogu uzrokovati i ispade i kvarove na vitalnim elementima vetroagregata. U tom pogledu su naročito osetljivi prenosnici snage (multiplikatori) koji, pri svakom udaru vetra, trpe određene udarne momente. Pored udara vetra, dosadašnja iskustva su pokazala da atmosferska pražnjenja (direktna ili indirektna) su jedan od čestih uzroka kvarova na vetroturbini i energetskej elektronici kod vetroagregata. Od direktnog udara groma može biti oštećena lopatica vetroturbinе,

ali i sve komponente kroz koje se može zatvoriti struja groma (na primer glavni ležaj). U planinskim lokacijama operativni troškovi su nešto veći nego u ravničarskim regionima, jer se, pored udarnih vetrova i visokog kerauničkog nivoa, javljaju i problemi hvatanja leda na lopatice i merno-upravljačku opremu što smanjuje efikasnost turbine i poskupljuje održavanje.

Obično se operativni troškovi definišu kao fiksni godišnji troškovi po proizvedenom MWh. Tipična vrednost operativnih troškova je za nove vetroagregate (6-10) €/MWh. U toku eksploatacije troškovi održavanja i popravki se povećavaju, tako da su za turbine koje su u pogonu više od 10 godina operativni troškovi tipično oko (10-15) €/MWh. [98]. Prosečna vrednost operativnih troškova u toku eksploatacionog veka za vetroelektrane na kopnu je 12 €/MWh, dok je za vetroelektrane na moru oko 18 €/MWh, [97].

7.1.3 Finansijski troškovi

Finansijski troškovi direktno zavise od načina finansiranja projekta i njih definiše način kreditiranja projekta. Ovi troškove obično definiše interesna stopa i način otplate kredita.

7.2 Model za analizu troškova proizvodnje električne energije vetroelektrane

Proračun cene električne energije koju proizvodi vetroelektrana je dosta složen i mora obuhvatiti sve faktore koji utiču na troškove i procenu proizvodnje vetroelektrane. Ako se operativni troškovi modeluju kao fiksni troškovi po proizvedenom MWh električne energije, onda se mogu proračunati troškovi proizvodnje prema sledećoj relaciji [98]:

$$c = \frac{a \cdot I_{tot}}{A \cdot W} + m, \quad (7.1)$$

gde su:

c – troškovi proizvodnje električne energije (€/MWh),

a – faktor anuiteta,

I_{tot} – ukupna investicija (€),

A – raspoloživost vetroelektrane,

W – godišnja proizvodnja električne energije (MWh),

m – operativni troškovi (€/MWh).

Faktor anuiteta a se može proračunati prema sledećoj relaciji:

$$a = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (7.2)$$

gde su:

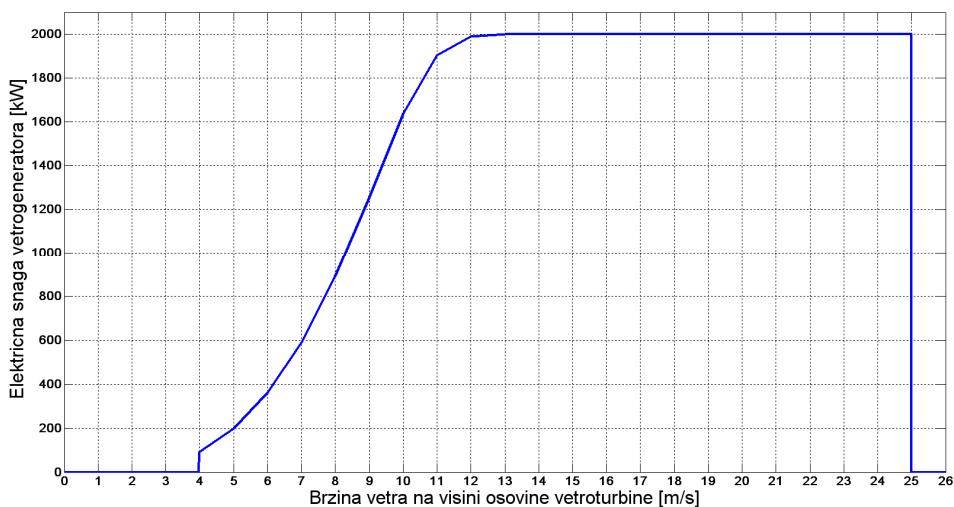
i - interesna stopa;

n - period amortizacije vetroelektrane.

7.3 Uticaj visinskog i vremenskog profila brzine vetra na izbor: visine stuba, prečnika vetroturbine i nazivne snage vetroagregata

Izbor glavnih komponenti vetroagregata predstavlja, uz zadata ograničenja, optimizacioni problem koji se rešava na osnovu raspoloživih merenja brzine vetra. Ciljna funkcija su troškovi proizvodnje električne energije definisani relacijom (7.1) koje je potrebno minimizovati. Osnovni zadatak je da se na osnovu raspoloživih merenja brzine vetra što preciznije proceni godišnja proizvodnja električne energije vetroagregata.

U ovom odeljku biće analizirana zavisnost godišnje proizvodnje vetroagregata od visine stuba vetroturbine, prečnika vetroturbine i nazivne snage vetrogeneratora. Da bi se izvršio proračun proizvodnje neophodno je posedovati krivu snage vetroagregata. U narednim analizama, kao referentna kriva snage korišćena je standardna kriva snage vetroagregata Vestas V90, 2MW, koji je sertifikovan za klasu vetrova IIA (tabela 7.1). Na slici 7.2 prikazana je standardna kriva snage odabranog test vetroagregata.



Slika 7.2: Standardna kriva snage vetroagregata Vestas V90, 2MW

Vetroagregat normalno radi u određenom opsegu brzina vetra. Taj opseg je definisan sa tri karakteristične brzine vetra, koje se definišu za svaki vetroagregat:

- minimalna radna brzina vetra V_{min} (*cut-in wind speed*) je brzina vetra pri kojoj se vetroturbina startuje i vetroagregat počinje proizvodnju električne energije. Za brzine vetra $V < V_{min}$ vetroturbina je zakočena. Tipična vrednost brzine uključenja kod trokrakih vetroturbina je $V_{min} = (2,5 \div 4)$ m/s. Za odabranu vetroturbinu Vestas V90, 2 MW brzina uključenja je 4 m/s.
- nominalna radna brzina vetra V_n (*nominal wind speed*) je minimalna brzina vetra pri kojoj vetroagregat dostiže svoju nominalnu snagu. Nominalna brzina kod vetroagregata za manje vetrovite lokacije je $V_n = (10 \div 13)$ m/s, a za vetrovite lokacije je $V_n = (14 \div 17)$ m/s. Za odabranu vetroturbinu Vestas V90, 2MW nominalna brzina vetra je 12 m/s.
- maksimalna radna brzina vetra V_{max} (*cut-out wind speed*) je brzina vetra pri kojoj se vetroturbina zaustavlja. Brzina isključenja je obično $V_{max} = 25$ m/s. Za odabranu vetroturbinu Vestas V90, 2MW maksimalna radna brzina vetra je 25 m/s. Vetroturbina je mehanički projektovana da u zakočenom stanju može izdržati i ekstremno velike brzine vetra (*survival wind speed*) od $(60 \div 70)$ m/s.

7.3.1 Model za procenu godišnje proizvodnje vetroagregata

Da bi se izvršila procena vremenskog dijagrama proizvodnje vetroelektrane, potrebno je posedovati podatke o brzini vetra na ciljnoj lokaciji za period od najmanje jedne godine. Na osnovu ovih podataka i krive snage odabrane vetroturbine može se izvršiti procena proizvodnje vetroelektrane za svaki desetominutni interval u analiziranoj godini. Kriva snage se obično zadaje za fiksnu gustinu vazduha (standardno je to $\rho_0 = 1,225 \text{ kg/m}^3$). Da bi se odredila snaga proizvodnje vetroelektrane, za proizvoljan desetominutni interval, potrebno je poznavati aktuelnu gustinu vazduha i brzinu vetra na visini stuba vetroturbine. Na osnovu raspoloživih podataka o brzini vetra i modela razvijenog u odeljku 4.1 potrebno je izvršiti proračun brzine vetra V_i na visini osovine vetroturbina za svaki desetominutni interval i . Zatim se vrši proračun odgovarajuće efektivne brzine vetra prema sledećoj relaciji [99]:

$$V_{eff\ i} = V_i \left(\frac{\rho_i}{\rho_0} \right)^{\frac{1}{3}}, \quad (7.3)$$

gde je ρ_i gustina vazduha na visini stuba vetroturbine u analiziranom vremenskom intervalu i . Gustina vazduha se može proračunati na osnovu merenja temperature vazduha i vazdušnog pritiska, shodno relacijama (3.9) do (3.15) (u zavisnosti od raspoloživih mernih podataka).

Snaga vetroagregata u svakom desetominutnom intervalu i se može proceniti na osnovu krive snage vetroturbine, odnosno:

$$E_i = E_{power\ curve}(V_{effi}), \quad (7.4)$$

gde je $E_{power\ curve}(V_{effi})$ standardna kriva snage vetroturbine za standardnu gustinu vazduha $\rho_0=1,225\text{ kg/m}^3$. Standardnu krivu snage daje proizvođač vetroturbine i obično se zadaje tabelarno.

Prethodna analiza se odnosi na vetroturbine koje imaju sistem za zakretanje lopatica (*pitch-controlled*). Za vetroturbine sa fiksnim lopaticama (*stall-controlled*) proračun snage se vrši na osnovu sledeće relacije [100]:

$$E_i = E_{power\ curve}(V_i) \frac{\rho_i}{\rho_0}. \quad (7.5)$$

Srednja godišnja snaga proizvodnje (E_{avg}) vetroelektrane se računa prema sledećoj relaciji:

$$E_{avg} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N E_i, \quad (7.6)$$

gde je N ukupan broj procesiranih desetominutnih intervala u toku analizirane godine.

Faktor iskorišćenja kapaciteta vetroelektrane na godišnjem nivou se može proračunati prema sledećoj relaciji:

$$CF = \frac{E_{avg}}{E_n}, \quad (7.7)$$

gde je E_n instalisana snaga vetroelektrane.

Procene proizvodnje vetroelektrane, prema relacijama (7.3 - 7.7), se odnose na idealizovanu bruto proizvodnju. Neto proizvodnja je manja od bruto proizvodnje za iznos električnih gubitaka i neproizvedene energije zbog nerasploživosti vetroagregata i priključne mreže.

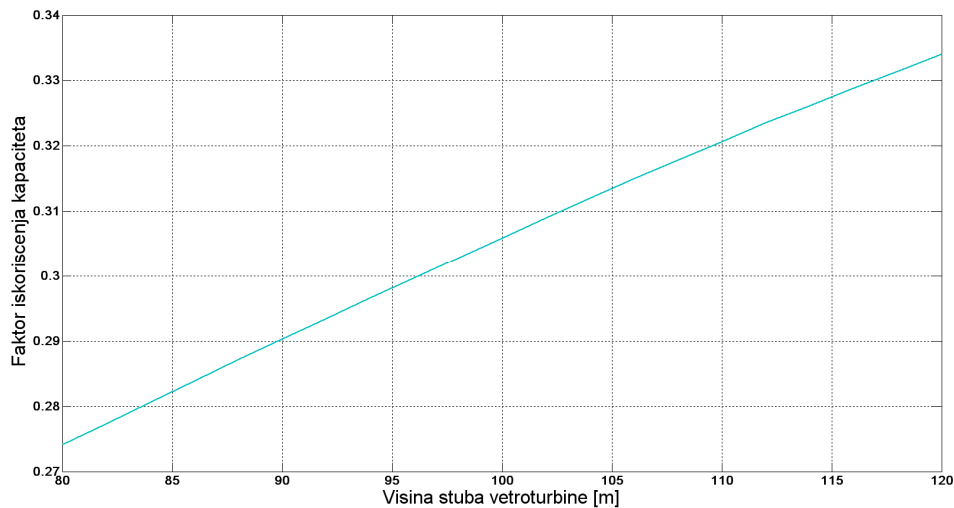
7.3.2 Uticaj visine stuba vetroturbine na godišnju proizvodnju električne energije vetroagregata

Proizvodnja električne energije vetroagregata u nekom desetominutnom intervalu zavisi od brzine vetra na visini osovine vetroturbine. Sa povećanjem visine stuba povećava se brzine vetra, a samim tim i snage proizvodnje vetroagregata. Zbog dinamičkih karakteristika profila brzine vetra, procena priraštaja godišnje proizvodnje vetroagregata na osnovu prosečne godišnje vrednosti koeficijenta smicanja vetra nije precizna. Iz tog razloga potrebno je vršiti procenu snage proizvodnje za svaki desetominutni interval.

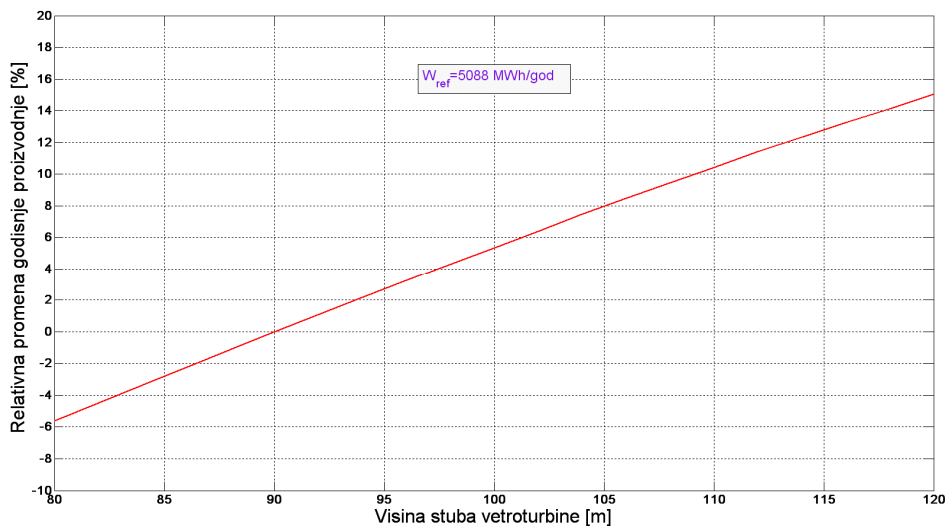
Prema metodologiji opisanoj u odeljku 7.3.1 i korišćenjem razvijene metodologije za visinsku ekstrapolaciju merenih podataka o brzini vetra, opisanoj u odeljku 4.1, izvršen je proračun godišnje proizvodnje električne energije za referentni vetroagregat V90, 2 MW sa visinom stuba $H_{ref}=90$ m. Proračun je izvršen za lokaciju Bavaništansko polje na osnovu raspoloživih jednogodišnjih podataka o brzinama vetra merenim na visinama 10, 40, 50 i 60 m. Procenjena bruto godišnja proizvodnja referentnog vetroagregata na lokaciji mernog stuba je $W_{ref}=5088$ MWh. Vršena je varijacija visine stuba od 80 m do 120 m sa korakom od 2 m. Za svaku visinu stuba je vršen proračun bruto godišnje proizvodnje (W_g). Za svako varijantno rešenje izvršen je proračun faktora iskorišćenja snage na godišnjem nivou, relacija (7.7), kao i procentualnog odstupanja godišnje proizvodnje (ΔW_g) u odnosu na referentno rešenje:

$$\Delta W_g (\%) = \frac{W_g - W_{ref}}{W_{ref}} 100. \quad (7.8)$$

Grafički prikaz sprovedenih analiza je prikazan na slikama 7.3 i 7.4. Može se zaključiti da se sa povećanje visine stuba, na analiziranoj lokaciji, može postići značajno povećanje proizvodnje. U konkretnom slučaju, procenjenoj bruto godišnjoj proizvodnji referentnog vetroagregata odgovara faktor iskorišćenja kapaciteta od oko 29%. Ako bi se, umesto stuba referentne visine od 90 m, vetroturbina postavila na stub visine 105 m (što je takođe standardna visina stuba za ovaj model vetroturbine), godišnja proizvodnja vetroagregata bi bila za oko 8% veća u odnosu na referentnu. Da bi se procenilo da li je dodatna investicija u kupovinu većeg stuba isplativa neophodno je izvršiti detaljnu *cost-benefit* analizu.



Slika 7.3: Uticaj visine stuba na vrednost bruto faktora iskoriscenja kapaciteta za vetroagregata Vestas V90, 2MW na lokaciji Bavaništansko polje

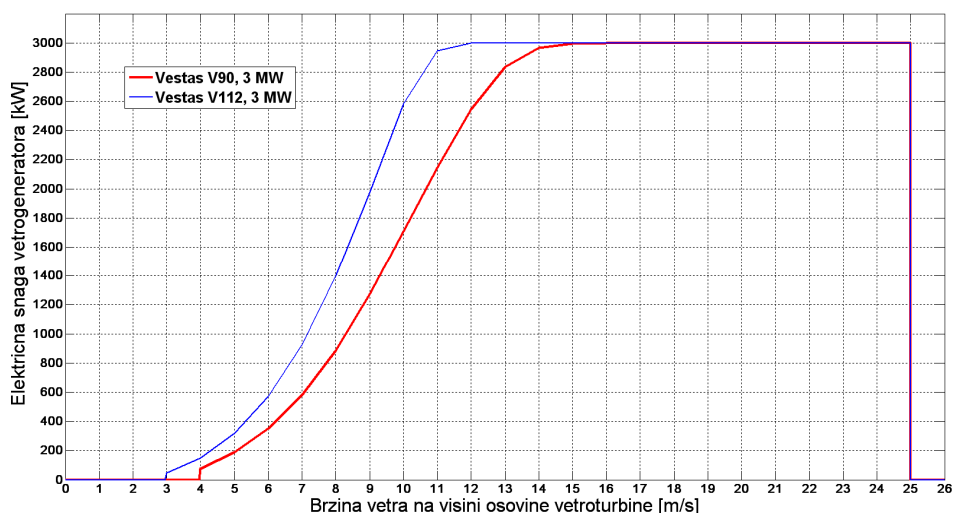


Slika 7.4: Uticaj visine stuba na procentualnu promenu godišnje proizvodnje vetroagregata Vestas V90, 2MW na lokaciji Bavaništansko polje

7.3.3 Uticaj prečnika vetroturbine na godišnju proizvodnju električne energije vetroagregata

Snaga koju, pri određenoj brzini vetra, može razviti vetroturbina na svojoj osovini zavisi od površine koju pri rotaciji prebriše vetroturbina. Ova veza je, shodno relaciji (3.7), linearna. Pri brzinama vetra $V < V_n$ vetroturbina radi sa maksimalnim mogućim stepenom iskoriscenja (izuzev u pri brzinama vetra koje su bliske nominalnoj brzini V_n), tako da je snaga koja se predaje vetrogeneraotoru srazmerna površini

vetroturbine. Iz tog razloga, za lokacije sa slabim vetrom, ekonomski je opravdano koristiti vetroturbine što većeg prečnika. Međutim, kod vetroturbina velikog prečnika, nazivna snaga vetrogeneratora se dostiže pri relativno malim brzinama vetra (npr. 10 m/s). Brzina vetra pri kojoj se dostiže nominalna snaga vetrogeneratora se naziva nominalna brzina vetra (V_n). Za sve brzine vetra koje su veće od nominalne, površina vetroturbine nije potpuno iskorišćena jer vetroturbina radi sa aeromehaničkim kočenjem, odnosno sa smanjenim koeficijentom iskorišćenja. Na vetrovitim lokacijama nije ekonomski opravdano koristiti vetroturbine sa velikim prečnikom jer će značajan deo vremena (za svaki desetominutni interval za koji je $V > V_n$) vetroturbina raditi sa smanjenim stepenom iskorišćenja, tako da njena površina nije u potpunosti iskorišćena. Iz tog razloga, na tržištu vetroagregata postoje modeli vetroturbina sa različitim prečnicima za istu instalisanu snagu. Na slici 7.5 prikazane su standardne krive snage za dva vetroagregata kompanije Vestas sa istom nazivnom snagom, ali različitim prečnikom vetroturbine.



Slika 7.5: Standardne krive snage za dva komercijalna vetroagregata kompanije Vestas, koji imaju iste nazivne snage vetrogeneratora ali različite prečnike vetroturbina

S obzirom da je vetar promenljiv u vremenu, ne može se unapred znati koja je optimalna površina vetroturbine za neku lokaciju. Za potrebe analize uticaja površine vetroturbine na godišnju proizvodnju vetroagregata, kao referentna kriva snage uzeta je standardna kriva snage vetroagregata V90, 2 MW (slika 7.2). Promenom prečnika vetroturbine menja se kriva snage, tako da se nazivna snaga vetrogeneratora dostiže pri različitim brzinama vetra za različite prečnike turbine (slika 7.5). U voj analizi pretpostavljeno je da se za sve prečnike vetroturbine zadržava stepen iskorišćenja kao i

kod referentne turbine u opsegu od brzine uključenja ($V_{cut\ in}$), pa do brzine pri kojoj se postiže nominalna snaga. Proračun krive snage za vetroagregat različitog prečnika vetroturbine je vršen prema sledećoj relaciji:

$$E_{power\ curve} = E_{power\ curve\ ref}(V_{ekv}), \quad (7.8)$$

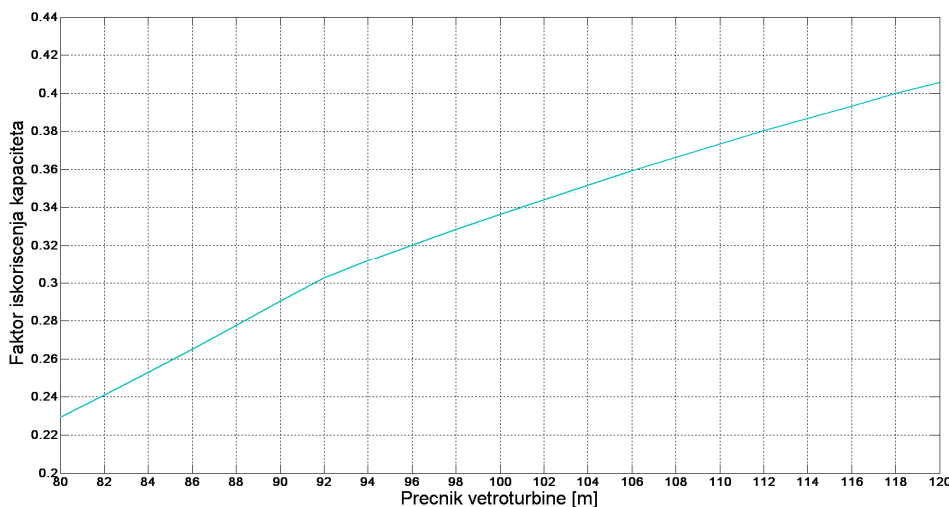
gde su: $E_{power\ curve\ ref}$ - standardna kriva snage referentne vetroturbine (Vestas V90, 2MW) prečnika $D_{ref}=90$ m; $E_{power\ curve}$ - kriva snage vetroturbine prečnika D i nazivne snage 2 MW i V_{ekv} – ekvivalentna brzina vetra koja se računa prema sledećoj relaciji:

$$V_{ekv} = V_r \left(\frac{D}{D_{ref}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (7.9)$$

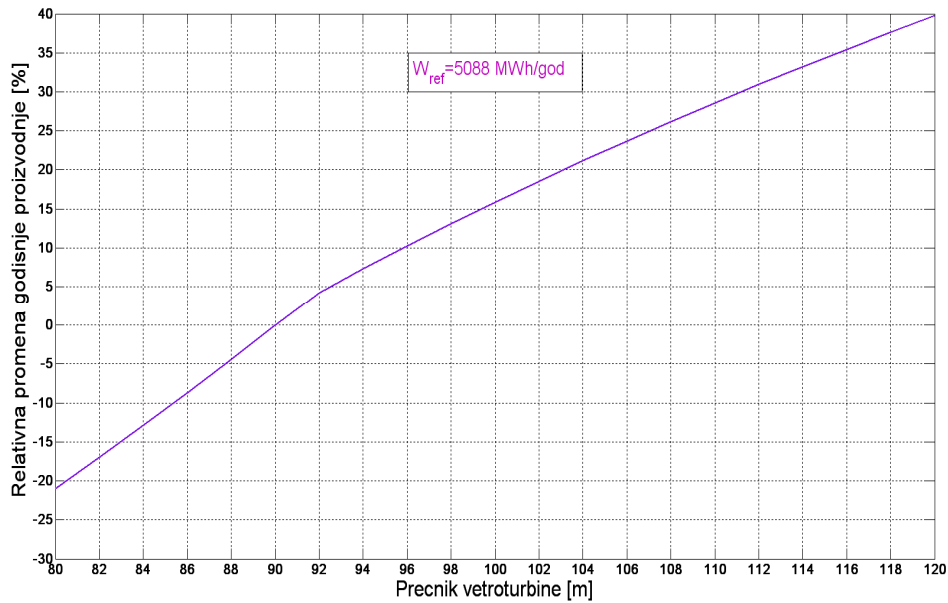
gde je V_r brzina vetra koja odgovara referentnoj krivoj snage.

Prečnik turbine je variran od 80 m do 120 m. Rezultati proračuna su grafički prikazani na slikama 7.6 i 7.7. U svim proračunima pretpostavljena je visina stuba od 90 m i nazivna snaga vetrogeneratora od 2 MW.

Sprovedene analize pokazuje da je prečnik vetroturbine ključni parametar pri izboru vetroagregata. U konkretnoj analizi pokazuje se da bi, na analiziranoj lokaciji, vetroagregat Vestas V100, 2 MW proizveo oko 16 % više energije u odnosu na agregat iste instalisane snage ali sa turbinom prečnika 90 m. Ipak, povećanje prečnika vetroturbine je povezano sa značajnim povećanjem investicionih troškova, pa optimalan izbor vetroturbine zahteva detaljnu ekonomsku analizu.



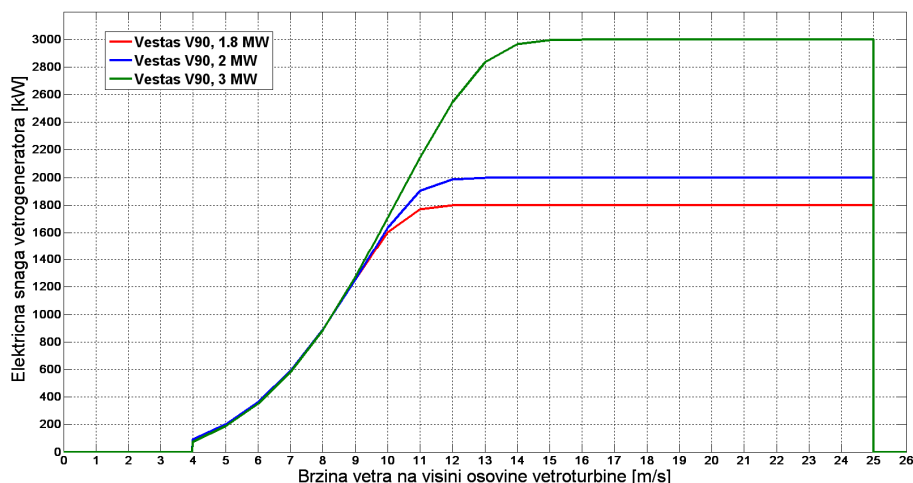
Slika 7.6: Procena bruto faktora iskorišćenja kapaciteta vetroagregata Vestas nazivne snage 2MW za različite prečnike vetroturbine instalisane na lokaciji Bavaništansko polje



Slika 7.7: Uticaj prečnika vetroturbine na promenu bruto proizvodnje vetroagregata Vestas nazivne snage 2MW instalisanog na lokaciji Bavaništansko polje

7.3.4 Uticaj nazivne snage vetrogeneratora na godišnju proizvodnju električne energije vetroagregata

Nije ekonomski isplativo projektovati vetroagregat da može raditi pri svim brzinama vetra sa maksimalnim mogućim stepenom iskorišćenja. Za svaku lokaciju, za zadata visinu postavljanja vetroturbine i snagu generatora, postoji ekonomska nazivna brzina vetra V_e vetroagregata pri kojoj se postiže minimum troškova proizvodnje. Odnosno, potrebno je odabrati takav vetroagregata kod kojeg će nominalna brzina vetra odgovarati ekonomskoj vrednosti ($V_n \approx V_e$). Ukoliko je $V_n < V_e$ onda vetroagregat nije dobro odabran jer će značajna energija vetra biti neiskorišćena zbog male nazivne snage vetrogeneratora. Ukoliko je $V_n > V_e$ onda je vetrogenerator predimenzionisan jer investiciju u njegovu snagu neće opravdati proizvodnja. Iz tog razloga, na tržištu se nude vetroagregati koji imaju različite nazivne snage vetrogeneratora za iste prečnike vetroturbina koje ih pogone. Na slici 7.8 prikazane su standardne krive snage za tri komercijalna modela vetroagregata kompanije Vestas koji imaju različite nazivne snage vetrogeneratora a iste prečnike turbina.



Slika 7.8: Standardne krive snage za tri komercijalna vetroagregata kompanije Vestas, koji imaju iste vetroturbine ali vetrogeneratore različitih nazivnih snaga

S obzirom da se koeficijent snage vetroturbine menja sa promenom nazivne snage vetrogeneratora, nije moguće dovoljno tačno aproksimirati krive snage za različite snage vetrogeneratora. U ovoj analizi izvršen je proračun za tri modela vetroagregata kompanije Vestas, čije su krive snage prikazane na slici 7.8. Kao referentan vetroagregat, kao i u prethodnim analizama, uzet je agregat Vestas V90, 2 MW. Pretpostavljeno je da je visina stuba vetroturbine 90 m. Rezultati proračuna su prikazani u tabeli 7.2.

Tabela 7.2: Uticaj nazivne snage vetrogeneratora na godišnju proizvodnju vetroagregata Vestas V90 na lokaciji Bavaništansko polje

Nazivna snaga vetrogeneratora [MW]	Prečnik vetroturbine [m]	Visina stuba vetroturbine [m]	Faktor iskorišćenja kapaciteta	Promena godišnje proizvodnje [%]
1,8	90	90	0,309	-4,2
2	90	90	0,291	0
3	90	90	0,222	+14,4

Rezultati proračuna, prikazani u tabeli 7.2, pokazuju da povećanje nazivne snage vetroagregata na analiziranoj lokaciji ne daje značajne efekte u pogledu povećanja proizvodnje. Povećanjem snage vetrogeneratora za 50% (sa 2 MW na 3 MW) rezultuje sa povećanjem godišnje proizvodnje od svega 14,4 %. Značajno veći efekat se dobija sa povećanje snage sa 1,8 MW na 2 MW, gde je povećanje proizvodnje 4,6 %. Za procenu optimalne snage vetroagregata neophodno je izvršiti detaljnu *cost-benefit* analizu.

7.3.5 Optimalan izbor vetroagregata

Optimalan izbor komponenti vetroagregata je rezultat *cost – benefit* analize uz zadata tehnička i tržišna ograničenja. U tehničkom pogledu ograničenja definišu gabarite za pojedine komponente (visina stuba, prečnik vetroturbine i snaga vetrogeneratora) koji su prihvatljivi za analiziranu lokaciju. U tržišnom pogledu, proizvođači opreme nude određene modele, tako da je izbor komponenti ograničen na određene visine stubova, prečnike turbine i snage vetrogeneratora. Na primer kompanija Vestas nudi vetroagregate sa vetroturbinom prečnika 90 m za tri snage vetrogeneratora (1,8 MW, 2 MW i 3 MW) i četiri moguće visine stuba (80, 95, 105 i 125 m).

U ovoj analizi je vršen proračun troškova proizvodnje električne energije za različita varijantna rešenja komponenti vetroagregata. Pretpostavljeno je da se test vetroagregat instalira na lokaciji Bavaništansko polje. Analizirana su varijantna rešenja prikazana u tabeli 7.3. Investicioni troškovi za analizirane vetroagregate su preuzeti iz [97] i odnose se na modele vetroagregata kompanije Vestas. Treba napomenuti da se naznačeni troškovi odnose na prosečne troškove za vetroagregate instalisane u Danskoj u periodu 2008. - 2010.

Tabela 7.3: Analizirana varijantna rešenja komercijalnih vetroagregata

Varijantno rešenje	Nazivna snaga vetrogeneratora [MW]	Prečnik vetroturbine [m]	Visina stuba vetroturbine [m]	Investicioni troškovi [mil. €]
1	3	90	80	3,02
2	3	90	90	3,18
3	1,8	90	80	2,53
4	3	112	94	4,43
5	3	112	94	4,80

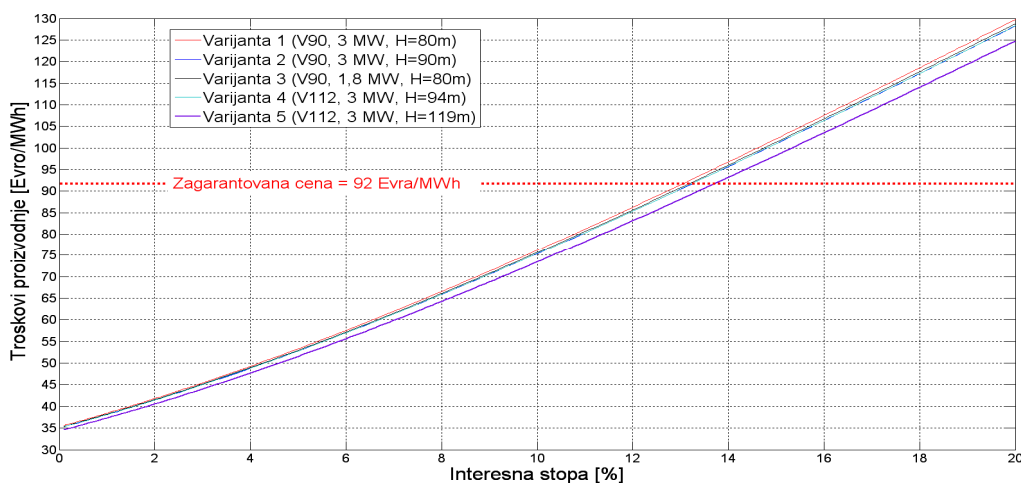
Proračun godišnje proizvodnje vetroagregata je vršen prema metodologiji opisanoj u odeljku 7.3.1. U tabeli 7.4 prikazani su rezultati proračuna bruto godišnje proizvodnje za analizirana varijantna rešenja. Proračun troškova proizvodnje je vršen prema relaciji (7.1), pri čemu je varirana interesna stopa *i*. U proračunu su usvojene sledeće pretpostavke:

- eksploatacioni vek vetroagregata: $n=25$ godina,
- raspoloživost vetroagregata: $A=0,95$,
- operativni troškovi: $m=12$ €/MWh.

Tabela 7.4: Procena godišnje proizvodnje za analizirana varijantna rešenja vetroagregata na lokaciji Bavaništansko polje

Varijantno rešenje	Nazivna snaga vetrogeneratora [MW]	Prečnik vetroturbine [m]	Visina stuba vetroturbine [m]	Godišnja proizvodnja [MWh]
1	3	90	80	5457
2	3	90	90	5821
3	1,8	90	80	4611
4	3	112	94	8105
5	3	112	119	9056

Na slici 7.9 grafički su prikazani rezultati proračuna troškova proizvodnje za analizirana varijantna rešenja.



Slika 7.9: Proračun troškova proizvodnje za različita analizirana varijantna rešenja vetroagregata instalisanog na lokaciji Bavaništansko polje

Na osnovu dijagrama na slici 7.9 može se zaključiti da svi analizirani vetroagregati mogu ostvariti profit. Najveću isplativost pokazuje varijantno rešenje 5, sa vetroagregatom Vestas V119, 3 MW, H=119 m. Ako se usvoji kamatna stopa od 6 %, ovaj vetroagregat bi ostvarivao prihod od oko 37 €/MWh, uz pretpostavljenu zagarantovanu cenu od 92 €/MWh.

8. UTICAJ VREMENSKOG PROFILA BRZINE VETRA NA EKONOMIČNOST RADA VETROELEKTRANA

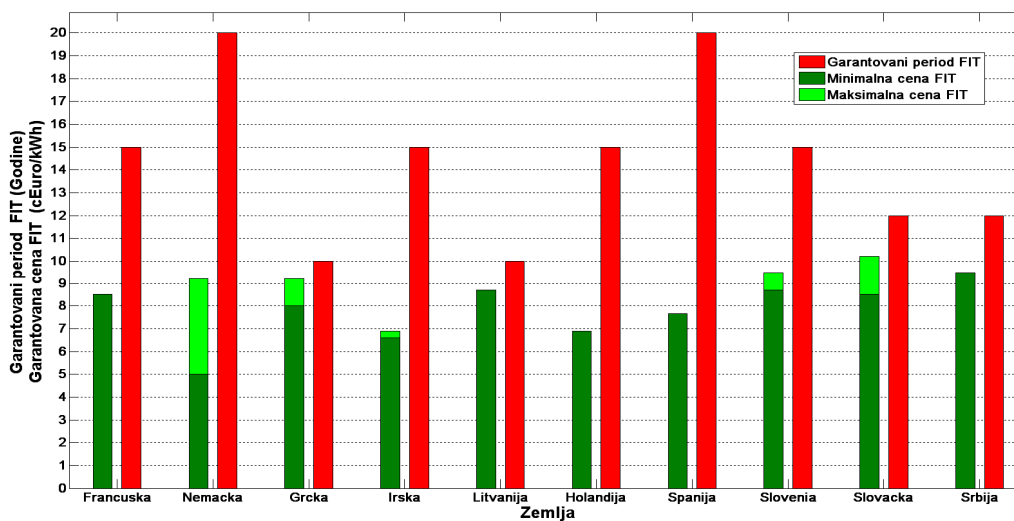
Podsticajne mere proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energiji (OIE) su garantovane na određeni vremenski period i imaju za cilj da vetroelektrane, kao i druge obnovljive izvore energije, postave u ravnopravan položaj sa konvencionalnim elektranama na tržištu električne energije. U perspektivi svi izvori električne energije će biti ravnopravni na slobodnom tržištu. U takvim uslovima prihod od proizvedene električne energije ne zavisi samo od ostvarene godišnje proizvodnje, već i od dnevnog i sezonskog profila proizvodnje. U ovom poglavlju izvršena je analiza i definisani indeksi korelacije između profila cene električne energije na slobodnom tržištu i sezonskog i dnevnog profila proizvodnje vetroelektrane. Ovi indeksi mogu poslužiti kao kvantitativna mera uticaja sezonskog i dnevnog profila brzine vetra na ekonomičnost projekta neke vetroelektrane na slobodnom tržištu električne energije.

8.1. Položaj vetroelektrana na tržištu električne energije

Troškovi proizvodnje električne energije u vetroelektrani, u postojećim tržišnim uslovima, su još uvek veći od troškova proizvodnje u konvencionalnim elektranama. Sa druge strane, troškovi proizvodnje električne energije još uvek ne obuhvataju eksterne troškove [101,102], koji će značajno opteretiti pre svega konvencionalne elektrane [102-103], čime će se steći uslovi da OIE budu konkurentni na slobodnom tržištu električne energije. U postojećim uslovima, u cilju motivisanja proizvodnje električne energije iz OIE, vlade mnogih zemalja su preduzele različite mere podsticaja izgradnje izvora „zelene” energije. U literaturi [104,105] dat je pregled različitih instrumenata podsticaja proizvodnje električne energije iz vetroelektrana, kao i ostalih OIE.

U poslednjih deset godina, *Fid In Tariff* (FIT) je postao najprihvatljiviji sistem za podsticaj proizvodnje iz OIE. Centralni princip FIT sistema je da proizvođaču električne energije iz vetroelektrane garantuje fiksnu cenu i plasman proizvedene energije, [106,107]. Ovaj mehanizam je, uz određene modalitete, široko prihvaćen u većini Evropskih zemalja [106], uključujući Nemačku, Španiju i Dansku, kao vodeće zemlje u Evropi u pogledu proizvodnje električne energije iz vetroelektrana [3,108,109]. Oko 86% svih vetroelektrana na kopnu (*onshore*) u EU je finansirano po modelu FIT [104].

Slika 8.1 prikazuje cenu i garantovani period FIT za proizvodnju električne energije iz vetroelektrana u nekim evropskim zemljama. Detaljni podaci za FIT za sve EU zemlje se mogu naći u literaturi [106]. U nekim zemljama cena koju garantuje FIT nije fiksna. Na primer, u Grčkoj postoji razlika za FIT za vetroelektrane koje su autonomni izvori i vetroelektrane koje su povezane na elektroenergetski sistem. U Irskoj i Sloveniji, FIT zavisi od instalisane snage vetroelektrane. U Slovačkoj, FIT se godišnje reviduje i menja prema stepenu inflacije u zemlji [110]. U Srbiji je FIT za vetroelektrane fiksna.



Slika 8.1: FIT za električnu energiju proizvedenu u vetroelektranama na kopnu

Vremenski period, u kome se, prema sistemu FIT, garantuje cena i plasman proizvedene električne energije za vetroelektrane je za većinu Evropskih zemalja od 10 do 20 godina [106], što je značajno kraće od životnog veka vetroelektrane, koji se obično projektuje na 20 do 25 godina [111]. Nakon isteka perioda garantovane cene, vetroelektrane će plasirati proizvedenu energiju na slobodnom tržištu, gde se cene električne energije formiraju obično na satnom nivou, prema principu ponude i tražnje. Cena električne energije na slobodnom tržištu uglavnom prati dijagram potrošnje i može se, u toku dana, višestruko menjati u odnosu na odgovarajuću srednju dnevnu cenu [112,113].

Proizvodnja električne energije iz konvencionalnih elektrana je uglavnom planska, pa se može prilagođavati zahtevima tržišta i time ostvarivati najbolja cena za proizvedeni kWh. Proizvodnja električne energije u vetroelektranama, primenom dobro razvijenih modela za kratkoročnu i dugoročnu predikciju [114,115], je u velikoj meri

predvidiva, ali se ne može planirati, jer nju diktira vetar. Odnosno, profil proizvodnje vetroelektrane prati vremenske promene brzine vetra, koje se ne mogu planirati. Ipak, vetar nije stohastična pojava, već je posledica složenih termalnih i drugih fizičkih procesa u prizemnom sloju atmosfere [37], kao i geostrofskih vetrova. Smene dana i noći, kao i promene godišnjih doba, uzrokuju periodične promene fizičkih veličina koje utiču na karakteristike vetra. Ove periodične klimatološke promene u statističkom smislu uzrokuju postojanje tipičnih dnevnih i sezonskih profila brzine vetra. U cilju sagledavanja ekonomičnosti neke vetroelektrane, potrebno je, u fazi njenog planiranja, pored procene godišnje proizvodnje, analizirati i prosečan dnevni i sezonski dijagram proizvodnje.

Osnovna ideja jeste uvođenje indeksa korelisanosti između prosečnog vremenskog dijagrama proizvodnje vetroelektrane i prosečnog dijagrama cene električne energije na slobodnom tržištu. Ovi indeksi mogu poslužiti u evoluciji ekonomskih pokazatelja projekta vetroelektrane, koja će, u toku svog životnog veka, raditi deo vremena u uslovima slobodnog tržišta.

8.2 Procena bruto prihoda vetroelektrane

Za procenu ekonomičnosti projekta neke vetroelektrane, jedan od ključnih elemenata je procena bruto prihoda u toku njenog projektovanog životnog veka. Da bi se procenio bruto prihod neophodno je poznavati očekivanu godišnju proizvodnju (*Annual Electricity Production* - AEP) za prosečnu godinu u toku životnog veka, kao i cenu električne energije za svaki proizvedeni MWh. U ovoj analizi biće pretpostavljeno da u toku projektovanog životnog veka, koji je označen sa N_{LT} godina, vetroelektrana radi N_{FIT} godina sa subvencijama po modelu FIT i $N_{OM} = N_{LT} - N_{FIT}$ godina u uslovima slobodnog tržišta, odnosno bez subvencija. Ukupan bruto prihod (W_{LT}) u toku projektovanog životnog veka vetroelektrane se može predstaviti sledećom relacijom:

$$W_{LT} = W_{FIT} + W_{OM}, \quad (8.1)$$

gde je W_{FIT} ukupni bruto prihod u toku garantovanog perioda subvencionisanja (N_{FIT}) i W_{OM} je ukupni bruto prihod u toku perioda bez subvencija (N_{OM}).

8.2.1 Procena bruto prihoda vetroelektrane u uslovima subvencionisanja po modelu *Fid In Tariff*

U periodu primene FIT sistema, bruto prihod se može jednostavno proceniti prema relaciji:

$$W_{FIT} = N_{FIT} \cdot P_{FIT} \cdot AEP, \quad (8.2)$$

gde su: P_{FIT} (Euro/MWh) - garantovana fiksna cena prema modelu FIT na fiksnom periodu od N_{FIT} godina; AEP (MWh) - procenjena prosečna neto godišnja proizvodnja vetroelektrane. Procena AEP se obično vrši na osnovu raspoloživih podataka o parametrima vetroenergetskog potencijala u nekom od namenskih softvera, kao što je WAsP.

8.2.2 Procena bruto prihoda vetroelektrane u uslovima slobodnog tržišta

Cene električne energije na slobodnom tržištu se obično formiraju na satnom nivou prema principu ponude i tražnje. Dnevni dijagram promene cene na berzi električne energije uglavnom prati dijagram zahtevane potrošnje. Dakle, za procenu bruto prihoda vetroelektrane u uslovima slobodnog tržišta nije bitno samo proceniti AEP , već i proceniti vremenski dijagram proizvodnje vetroelektrane. Procena idealizovanog bruto prihoda $W_{OMideal}$ vetroelektrane u periodu N_{OM} se može formalno matematički izraziti prema relaciji:

$$W_{OMideal} = N_{OM} \cdot P_{OMavg} \cdot AEP \cdot C_{VE}, \quad (8.3)$$

gde su: P_{OMavg} - očekivana srednja godišnja cena električne energije na berzi; C_{VE} - indeks korelisanosti između vremenskih dijagrama cene električne energije na berzi i vremenskog dijagrama proizvodnje vetroelektrane.

Procena bruto prihoda prema relaciji (8.3) je idealizovana, jer uvažava pretpostavku da se sva proizvedena energija u vetroelektrani plasira na berzi po maksimalnoj satnoj ceni. Dva su glavna razloga zbog kojih je realan bruto prihod manji od idealizovane procene prema relaciji (8.3); Prvi: u realnim uslovima postoji greška u prognozi satne snage proizvodnje vetroelektrane za dan unapred [114,115]. Greška u proceni proizvodnje umanjuje ostvarenu cenu zbog penalizacionih faktora [116]. Drugi: licitirana cena proizvedenog MWh se vrši na osnovu različitih berzanskih indeksa [117]

i po pravilu je manja od maksimalno ostvarene cene na berzi za odgovarajući sat, što takođe uzrokuje da ostvareni prihod bude manji od idealizovanog. Oba uticajna faktora su zavisna od kvaliteta prognoze proizvodnje vetroelektrane, pa je i taj element bitan za sagledavanje ekonomičnosti vetroelektrane [118,119]. Generalno, predikcija proizvodnje vetroelektrane je direktno povezana sa predikcijom brzine vetra. U uslovima kompleksnog terena, predikcija brzine vetra po pravilu ima veću grešku od predikcije za lokacije u ravničarskim regionima. Pored predikcije vetra, bitan faktor u pogledu ekonomičnosti vetroelektrane na slobodnom tržištu je predikcija kretanja cena na berzi, kako bi ponuđena cena bila što bliža maksimalnoj ostvarenoj satnoj ceni. Uvažavanje ovih realnih faktora se može matematički ekvivalentirati sa koeficijentom redukcije prihoda $\mu < 1$, tako da je realan bruto prihod:

$$W_{OM} = \mu \cdot W_{OMideal} = \mu \cdot N_{OM} \cdot P_{OMavg} \cdot AEP \cdot C_{VE} \cdot \quad (8.4)$$

Vrednost redukcionog koeficijenta μ zavisi od kvaliteta prognoze proizvodnje vetroelektrane, troškova balansiranja snage proizvodnje i kvaliteta prognoze satnih cena na berzi.

Cilj ove analize je definisanje modela za procenu bezdimenzionog indeksa C_{VE} koji je od ključne važnosti za sagledavanje ekonomičnosti vetroelektrane u uslovima slobodnog tržišta električne energije. Za fiksni profil cena na berzi električne energije, indeks C_{VE} je isključivo definisan profilom vetra, pa je on pokazatelj kvaliteta profila vetra na nekoj lokaciji. Definisanjem ovog koeficijenta omogućava investitorima kvalitetnije sagledavanje ekonomičnosti nekog projekta vetroelektrane. Ovaj koeficijent može biti od važnosti i za državne institucije u periodu subvencionisanja proizvodnje vetroelektrane (na primer po modelu FIT) jer projekti sa većim C_{VE} obezbeđuju veću prosečnu cenu MWh na tržištu, a time i bolji stepen povraćaja subvencionisanih sredstava. Osim toga, s obzirom na jaku korelisanost između cene električne energije na tržištu i dijagrama potrošnje električne energije, indeks korelisanosti C_{VE} indirektno predstavlja i indeks korelisanosti sa zahtevima potrošnje. Iz tog razloga, može se očekivati da će vetroelektrane sa većim indeksom C_{VE} pozitivno delovati u pogledu gubitaka u EES, rasterećenju elemenata distributivnog i prenosnog sistema, kao i u pogledu organizacije proizvodnih jedinica i rezerviranja snage u EES.

8.3 Matematički model za procenu indeksa korelisanosti

Indeks korelisanosti C_{VE} je jedinstveni pokazatelj za svaku vetroelektranu na određenoj berzi električne energije. Njegova procena se može izvršiti na osnovu raspoloživih podataka o merenju brzine vetra na ciljnoj lokaciji za period od najmanje godinu dana i istorijskih podataka o satnim cenama električne energije za berzu na kojoj se želi plasirati proizvedena električna energije iz vetroelektrane. Formalno matematički, indeks korelisanosti C_{VE} se može iskazati preko proizvoda dve komponente:

$$C_{VE} = C_{VEd} \cdot C_{VEs}, \quad (8.5)$$

gde su: C_{VEd} - indeks korelisanosti prosečnog dnevnog dijagrama proizvodnje vetroelektrane sa prosečnim dnevnim dijagramom cene električne energije na berzi; C_{VEs} - je sezonski indeks korelisanosti, koji se odnosi na korelisanost prosečnih mesečnih proizvodnja vetroelektrane sa prosečnim mesečnim cenama električne energije na tržištu.

Indeks C_{VEd} se može proračunati prema sledećoj relaciji [26]:

$$C_{VEd} = \frac{\sum_{j=1}^{24} E_j \cdot P_{OMj}}{24 \cdot E_{avg} \cdot P_{OMavg}} = \frac{1}{24} \sum_{j=1}^{24} e_j \cdot p_{OMj}, \quad (8.6)$$

gde su: E_j srednja satna snaga proizvodnje vetroelektrane za j -ti sat prosečnog dana izražena u MW; E_{avg} je srednja godišnja snaga vetroelektrane; P_{OMj} je cena proizvedenog MWh na berzi za odgovarajući j -ti sat prosečnog dana. Vrednosti

$e_j = \frac{E_j}{E_{avg}}$ i $p_{OMj} = \frac{P_{OMj}}{P_{OMavg}}$ su odgovarajuće normalizovane vrednosti E_j i P_{OMj} ,

respektivno.

Indeks C_{VEs} se može proračunati prema sledećoj relaciji:

$$C_{VEs} = \frac{\sum_{m=1}^{12} T_m \cdot E_m \cdot P_{OMm}}{8760 \cdot E_{avg} \cdot P_{OMavg}} = \sum_{m=1}^{12} t_m \cdot e_m \cdot p_{OMm}, \quad (8.7)$$

gde su: E_m - srednja mesečna snaga proizvodnje vetroelektrane za mesec m ; P_{OMm} - prosečna mesečna cena MWh na berzi za mesec m ; T_m - broj sati u mesecu m . Vrednosti $e_m = \frac{E_m}{E_{avg}}$ i $p_m = \frac{P_{OMm}}{P_{OMavg}}$ su odgovarajuće normalizovane vrednosti E_m i P_{OMm} respektivno, a $t_m = \frac{T_m}{8760}$ je relativni broj sati u mesecu m , posmatran u odnosu na jednu godinu.

Bitno je primetiti u jednačinama (8.6) i (8.7) da vrednosti e i p ne zavise od ukupne proizvodnje vetroelektrane i cene proizvedenog MWh na tržištu, već samo od profila dijagrama proizvodnje i profila cene na tržištu. Indeks C_{VE} može biti manji, jednak ili veći od 1. Što je veći indeks C_{VE} to vetar obzbeđuje veću tržišnu vrednost proizvedene energije, odnosno bolje je korelisan sa tržišnim cenama električne energije.

Profil proizvodnje vetroelektrane i profil cene na tržištu se razlikuju od godine do godine, pa je i njihova korelisanost različita. Da bi se procenio jedinstveni korelacioni indeks, za ceo eksploatacioni vek vetroelektrane, potrebno je definisati reprezentativne dnevne i sezonske profile proizvodnje vetroelektrane i reprezentativne profile cene na analiziranoj berzi električne energije.

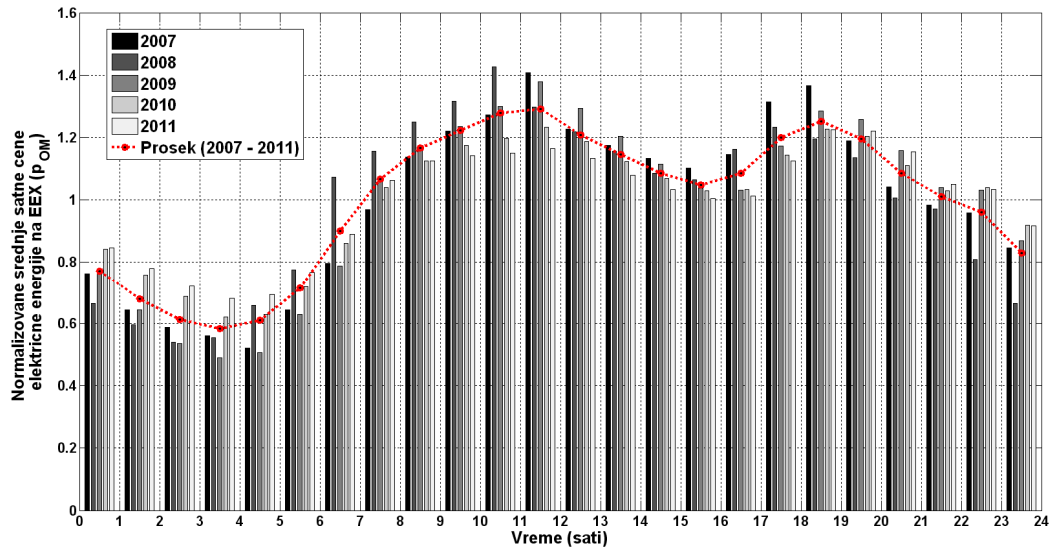
8.3.1 Vremenski dijagrami cena električne energije na berzama

Cene električne energije na berzama se obično definišu na satnom nivou, na osnovu ponude i tražnje, prema principu ponude za dan unapred (*day-ahead auction*). Dnevne promene satnih cena uglavnom prate promenu dnevnog dijagrama potrošnje, što je u radu [117] pokazano kroz uporednu analizu srednjih satnih cena na berzama Španije (OMEL) i Nemačke (EEX) i odgovarajućih dnevnih dijagrama potrošnje za Španiju i Nemačku.

Na slici 8.2 prikazane su normalizovane srednje satne cene električne energije na EEX za prosečan dan u periodu 2007. - 2011. Na osnovu prosečnih godišnjih dnevnih dijagrama za analizirani petogodišnji period formiran je odgovarajući normalizovani dijagram za prosečan dan, koji je na slici 8.2 prikazan crvenom isprekidanom linijom.

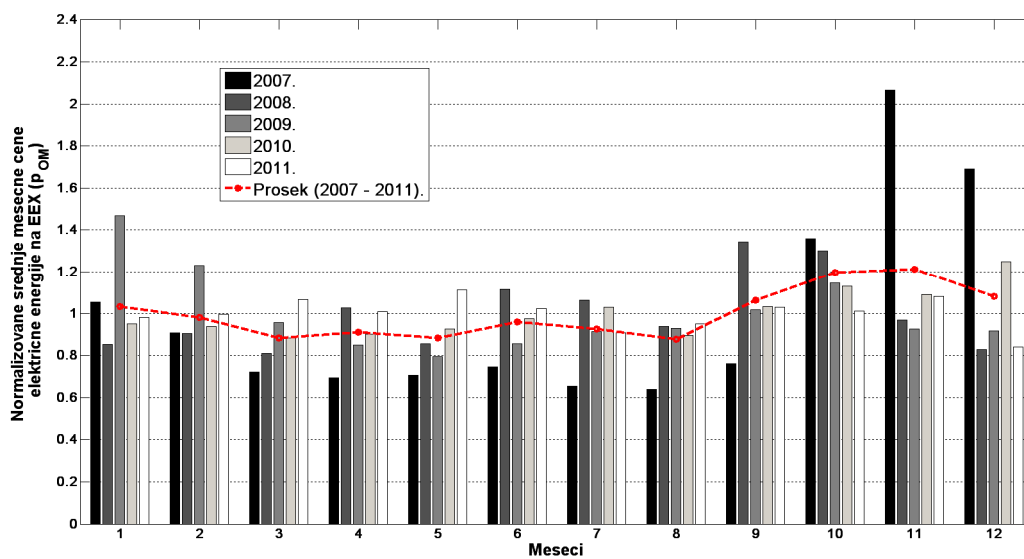
Na osnovu dijagrama na slici 8.2 može se zaključiti da je u satima sa vršnim opterećenjem električna energija u proseku skuplja oko 30% u odnosu na prosečnu cenu, dok je u satima minimalnog opterećenja ona jeftinija za prosečan dan i preko

40%. Jasno je da će vetroelektrane koje su locirane u regionima u kojima vetrovi dominantno duvaju tokom podnevnih sati ostvariti veći prihod po MWh proizvedene energije od vetroelektrana u regionima u kojima vetar dominantno duva tokom ranih jutarnjih sati.



Slika 8.2: Normalizovane srednje satne cene električne energije na EEX za prosečan dan u periodu 2007 - 2011.

Na slici 8.3 prikazane su srednje cene električne energije na EEX po mesecima za svaku godinu u periodu 2007 – 2011.



Slika 8.3: Normalizovane srednje mesečne cene električne energije na EEX za period 2007 - 2011.

Može se uočiti da je, za razliku od dnevnog dijagrama, varijacija cena tokom sezone manje izražena, odnosno tokom godine u proseku imamo ujednačenu srednju cenu po mesecima. Osim toga, odstupanje srednjih mesečnih cena od godine do godine je dosta izraženo tako da se ne može govoriti o stabilnom sezonskom profilu cena električne energije na tržištu. Dakle, sezonski indeks korelisanosti C_{VEs} je, sa aspekta valorizovanja energije proizvedene u vetroelektranama, manje uticajan u odnosu na dnevni indeks korelisanosti C_{VEd} .

8.4 Varijacija korelacionog indeksa

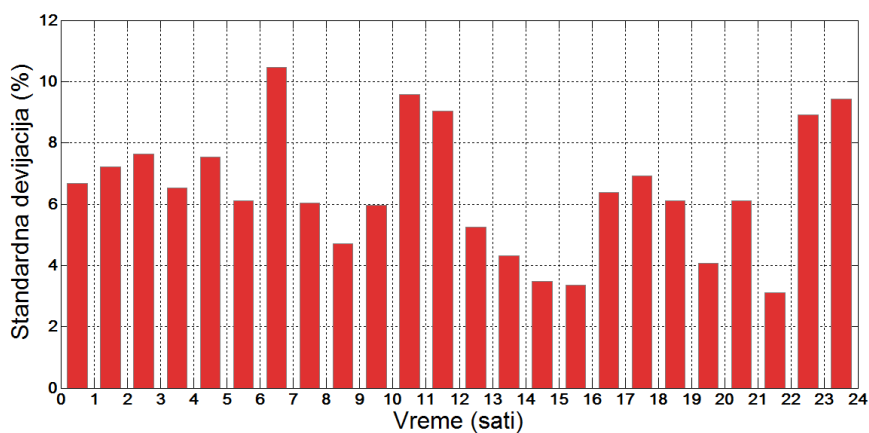
Dnevni i sezonski profil cena na tržištu električne energije zavisi od dosta faktora i mogu se značajno menjati iz godine u godinu. Dominantan uticaj na profil cene imaju dijagrami potrošnje [23], ali može značajno da utiče i struktura proizvodnje. U poslednjih nekoliko godina povećanje učešća intermitentnih izvora električne energije, kao što su vetroelektrane i fotonaponske elektrane, ima značajnog uticaja na profil cene električne energije na tržištu. Naročito je taj uticaj primetan na berzama u regionima u kojima postoje značajni instalisani kapaciteti ovakvih izvora. Efekti obnovljivih izvora električne energije sa intermitentnom proizvodnjom na profil cene na tržištu su analizirani u [21-25].

Postoji dosta tržišnih efekata koji utiču na profil cene električne energije i koje je dugoročno teško proceniti. Reprezentativni sezonski i dnevni dijagram cene električne energije se može proceniti na osnovu statističke analize dijagrama za duži niz godina, kao što je prikazano na slici 8.2. Može se uočiti da je dnevni profil relativno stabilan, sa malom varijansom u odnosu na srednji višegodišnji profil. Za analizirani petogodišnji period izvršena je analiza standardne devijacije srednjih dnevnih profila cene električne energije na EEX. Standardna devijacija cene za j -ti sat prosečnog dana (σ_{Dj}) je računata prema sledećoj relaciji:

$$\sigma_{Dj} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_{ij} - \bar{x}_j)^2}, j=1,2,\dots,24. \quad (8.8)$$

gde su: n – analizirani broj godina (u analiziranom slučaju $n=5$); x_{ij} – normalizovana satna cena električne energije u prosečnom danu i -te godine u j -tom satu; \bar{x}_j – normalizovana srednja višegodišnja cena električne energije u j -tom satu.

Primenom relacije (8.13) na dijagrame prikazane na slici 8.2 dobijen je dijagram standardne devijacije satnih cena električne energije za prosečan dan, slika 8.4.

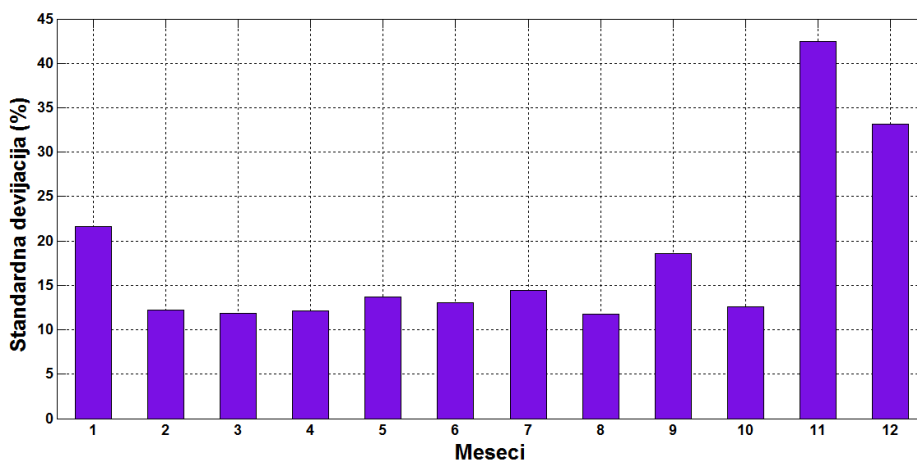


Slika 8.4: Standardna devijacija prosečnog dnevnog profila cena na EEX od godine do godine, proračunat za period 2007 - 2011.

U pogledu srednjih mesečnih cena električne energije, slika 8.3, postoji značajno veće odstupanje od godine do godine. Disperzivnost je naročito izražena u jesenjim i zimskim mesecima. Standardna devijacija prosečne cene za k -ti mesec (σ_{Mk}) je računata prema relaciji (8.9). Rezultati proračuna su prikazani na slici 8.5.

$$\sigma_{Mk} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_{ik} - \bar{y}_k)^2}, \quad k=1,2,\dots,12. \quad (8.9)$$

gde su: y_{ik} – normalizovana srednja mesečna cena električne energije u i -toj godini u k -tom mesecu; \bar{y}_k – normalizovana srednja višegodišnja cena električne energije u k -tom mesecu.

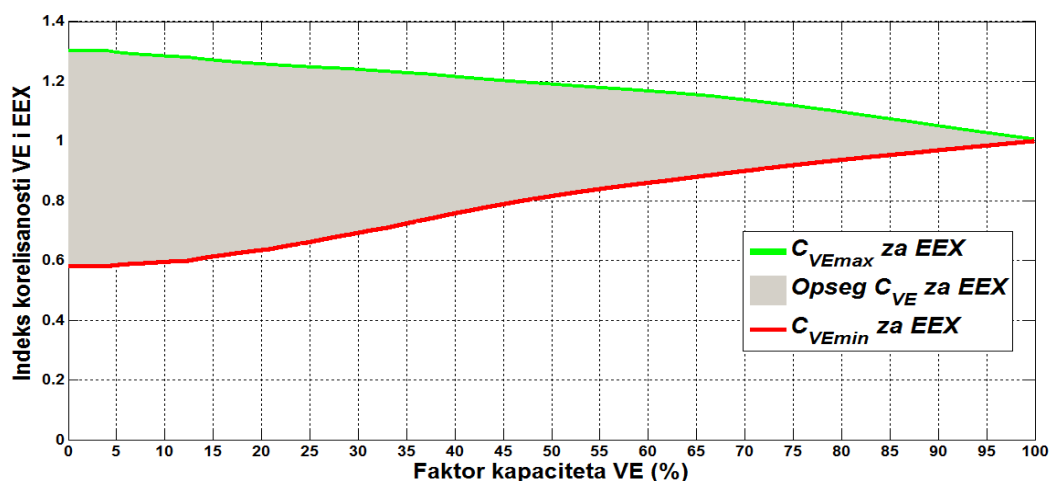


Slika 8.5: Standardna devijacija srednjih mesečnih cena na EEX za period 2007 - 2011.

Devijacije korelacionih indeksa se mogu proračunati za svaku vetroelektranu za odgovarajuće tržište. Ovaj proračun omogućava procenu nesigurnosti pri proračunu bruto prihoda zbog varijacija proizvodnje električne energije vetroelektrane i varijacija cena na tržištu električne energije.

8.5 Granične vrednosti indeksa korelisanosti

Za svaku berzu električne energije mogu se definisati teorijske granične vrednosti indeksa korelisanosti C_{VE} . Granične vrednosti C_{VEmin} i C_{VEmax} su samo funkcije faktora kapaciteta vetroelektrane, koji je definisan relacijom (7.7). Teorijski minimalni indeks korelisanosti C_{VEmin} bi se dobio kada bi vetroelektrana svu energiju generisala u satima sa najmanjom cenom na analiziranoj berzi. Analogno se definiše i C_{VEmax} . Proračun graničnih vrednosti indeksa korelisanosti se vrši na osnovu histograma normalizovanih cena na analiziranoj berzi. Na slici 8.6 prikazan je opseg mogućih vrednosti indeksa korelisanosti C_{VE} za EEX za različite vrednosti CF .



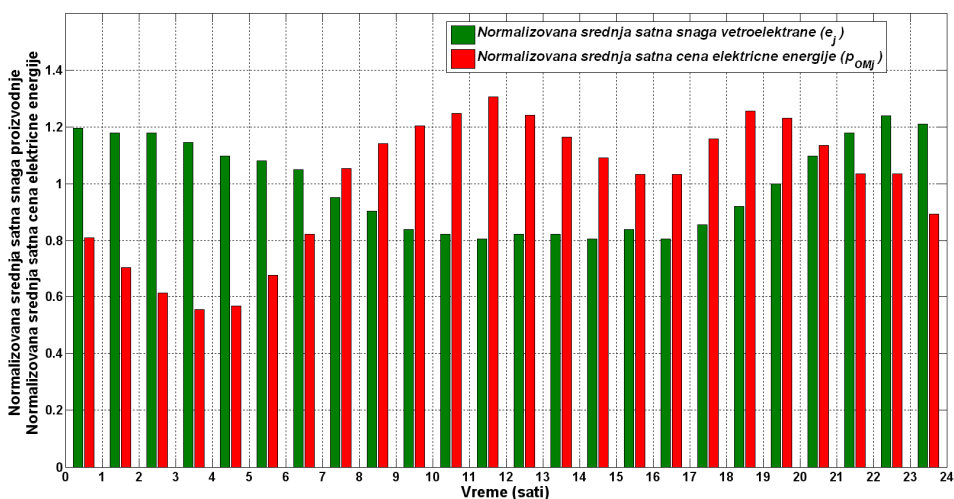
Slika 8.6: Opseg mogućih vrednosti indeksa korelisanosti C_{VE} za EEX za različite vrednosti faktora kapaciteta vetroelektrane

Slika 8.6 je jedinstvena za berzu EEX. Slični dijagrami mogu se napraviti za bilo koju berzu. Za određenu vetroelektranu, ovakvi dijagrami omogućavaju procenu graničnih vrednosti za indeks korelisanosti ako je poznat faktor kapaciteta vetroelektrane. Na osnovu metodologije opisane u odeljcima 7.3.1 i 8.3 može se proceniti faktor kapaciteta CF i indeks korelisanosti C_{VE} za konkretnu vetroelektranu. Uporednom analizom estimiranog C_{VE} i odgovarajućih graničnih vrednosti C_{VEmin} i C_{VEmax} može se proceniti kvalitet vetra u pogledu dnevnog i sezonskog profila.

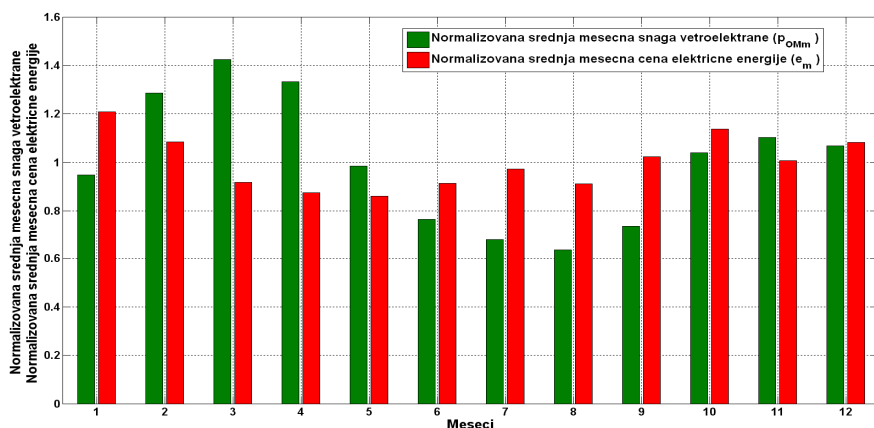
8.6 Primer proračuna indeksa korelisanosti

U ovom primeru analiziran je uticaj vremenskih varijacija brzina vetra na procenu bruto prihoda VE Bavaništansko polje projektovane nazivne snage 188 MW [61]. Analize su izvršene uz pretpostavku da je VE Bavaništansko polje realizovana sa vetroturbinama Vestas V90, 2 MW, $H=105$ m. Neto estimirana godišnja proizvodnja VE Bavaništansko Polje je 484,2 GWh. Proračun godišnje proizvodnje je izvršen u programskom paketu WAsP. Shodno relaciji (7.7), faktor kapaciteta VE Bavaništansko polje na godišnjem nivou je $CF=29,4$ %. Na osnovu sprovedenih dvogodišnjih (2009 – 2010) merenja brzine vetra na lokaciji vetroelektrane i metodologije opisane u poglavlju 7.3.1 izvršena je procena dnevnog i godišnjeg profila proizvodnje VE Bavaništansko polje. Visinski profil brzine vetra je procenjen na osnovu metodologije opisane u odeljku 4.1. Bruto procenjena proizvodnja je umanjena za 14% zbog gubitaka usled efekta zavetrine i ostalih gubitaka (nerasploživost vetroturbine, zaleđivanje vetroturbine, nesigurnosti krive snage, ...).

Na slici 8.7 prikazan su uporedo dijagrami normalizovanih srednjih satnih snaga proizvodnje VE Bavaništansko polje za prosečan dan i normalizovanih srednjih satnih cena električne energije na EEX za prosečan dan u dvogodišnjem periodu 2009 – 2010. Na slici 8.8 su prikazani uporedni dijagrami normalizovanih prosečnih mesečnih proizvodnja i prosečnih mesečnih cena električne energije na EEX.



Slika 8.7: Normalizovana srednja satna proizvodnja VE Bavaništansko polje i normalizovane srednje satne cene električne energije na EEX za prosečan dan



Slika 8.8: Estimirane normalizovane prosečne mesečne proizvodnje VE Bavaništansko polje i normalizovane srednje mesečne cene električne energije na EEX

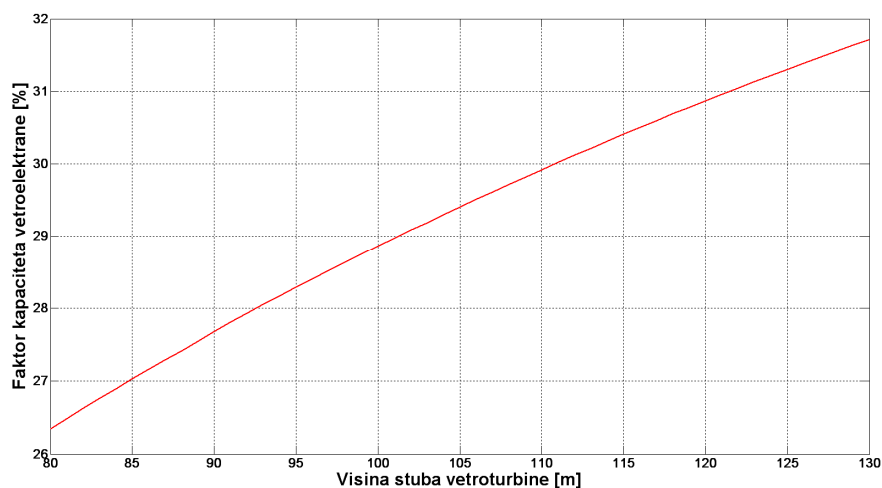
Uporednom analizom dijagrama na slici 8.7 može se zaključiti da je korelisanost između srednje dnevne promene cene električne energije i srednje dnevne promene snage generisanja VE Bavaništansko polje relativno slaba. Na osnovu relacije (8.6) proračunat je prosečni dnevni indeks korelisanosti $C_{VE,d}=0,975$. Korelisanost na sezonskom nivou je povoljnija, slika 8.8. Na osnovu relacije (8.7) proračunat je prosečni sezonski indeks korelisanosti $C_{VE,s}=0,998$. Konačno, indeks korelisanosti proizvodnje VE Bavaništansko polje prema EEX berzi je proračunat na osnovu relacije (8.5) i on iznosi $C_{VE}=0,973$.

Na osnovu prethodne analize i relacije (8.4) može se zaključiti da je za procenu bruto prihoda VE Bavaništansko polje, u uslovima plasmana proizvedene energije na EEX, merodavna prosečna godišnja cena MWh umanjena za 2,7%.

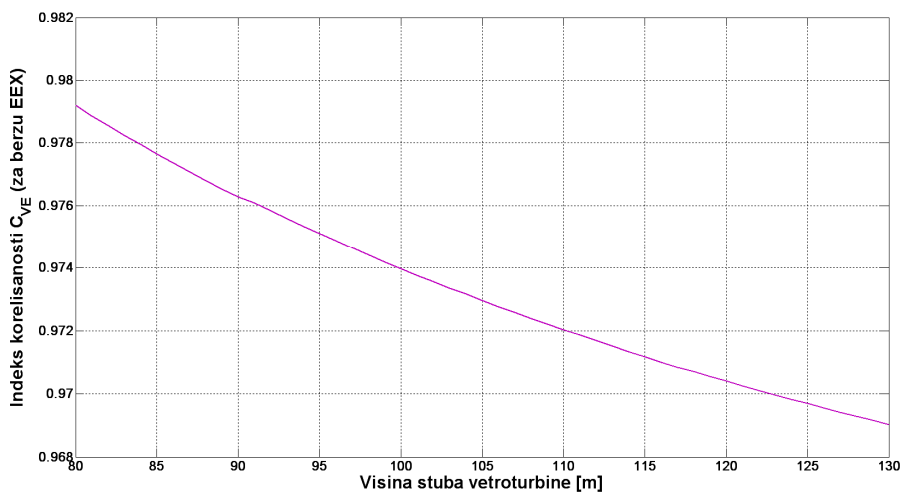
Generalni zaključak prethodne analize je da indeks korelisanosti može predstavljati kvantitativnu meru kvaliteta vetra u pogledu zahteva tržišta električne energije. Za procenu indeksa korelisanosti (C_{VE}) potrebno je imati merene podatke o prosečnom dnevnom i sezonskom profilu brzine vetra na lokaciji vetroelektrane, kao i prosečnom dnevnom i sezonskom profilu cena na analiziranoj berzi. Na primer, procenjeni faktor kapaciteta VE Bavaništansko polje je $CF=29,4\%$, a procenjeni indeks korelacije sa berzom EEX je $C_{VE}=0.973$. Na osnovu slike 8.6, za procenjenu vrednost CF , vidi se da indeks korelisanosti na berzi EEX može biti u teorijskom opsegu vrednosti od 0,7 do 1,25. Teorijski minimalna cena (najgori slučaj) bi bila oko 30 % niža od prosečne godišnje, dok je teorijski maksimalna cena (najbolji slučaj) oko 25% veća od prosečne cene na berzi EEX. Na osnovu prethodne analize zaključuje se da će profil vetra na lokaciji VE Bavaništansko polje generisati električnu energiju koja će ostvariti jediničnu cenu (cenu po MWh) koja je za 2,7 % manja od prosečne godišnje vrednosti. Na ovaj način se u ekonomsku analizu projekta vetroelektrane, pored

ostvarene proizvodnje, može uključiti i profil snage proizvodnje, što omogućava preciznije sagledavanje ekonomičnosti projekta i smanjenje rizika investicije.

Analize u prethodnim poglavljima su pokazale da se dnevni profil brzine vetra menja sa visinom. To znači da će normalizovani profil proizvodnje vetroelektrane zavisiti od visine stuba vetroturbine. Od visine stuba zavise investicioni troškovi i faktor kapaciteta vetroelektrane. Optimizacija visine stuba treba, pored visinskog profila brzine vetra i investicionih ulaganja, da u model uključi i promenu vremenskog dijagrama proizvodnje, odnosno zavisnost indeksa C_{VE} od visine postavljanja vetroturbine. Na slici 8.9 prikazana je promena faktora kapaciteta VE Bavaništansko polje za različite visine stubova vetroturbine. Na slici 8.10 prikazana je promena indeksa korelisanosti C_{VE} za različite visine stubova vetroturbine.



Slika 8.9: Promena faktora kapaciteta (CF) VE Bavaništansko polje sa promenom visine stuba vetroturbine



Slika 8.10: Promena indeksa korelisanosti C_{VE} (za EEX) za VE Bavaništansko polje sa promenom visine stuba vetroturbine

Analizirajući dijagrame na slikama 8.9 i 8.10, može se zaključiti da se sa povećanjem visine stuba značajno povećava proizvodnja vetroelektrane, odnosno faktor kapaciteta CF . Sa druge strane, taj pozitivan efekat, u određenoj meri, umanjen je zbog smanjenja indeksa korelisanosti C_{VE} sa povećanjem visine stuba vetroturbine. Efekat promene indeksa C_{VE} sa promenom visine stuba vetroturbine će biti izraženiji kod vetroagregata srednje snage, zbog nižih visina postavljanja vetroturbina, gde je efekat uticaja stabilnosti atmosfere na priraštaj brzine vetra sa visinom izraženiji.

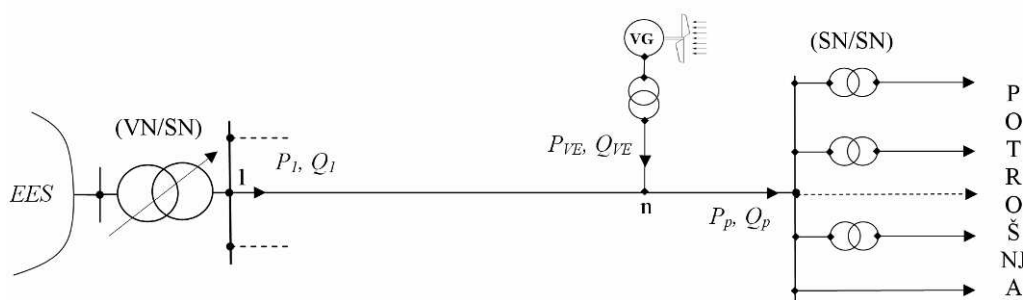
Efekat smanjenja indeksa C_{VE} sa povećanjem visine stuba vetroturbine je posledica uticaja stabilnosti atmosfere na visinski profil brzine vetra. Sa povećanjem visine stuba relativno će se više povećati brzina vetra tokom noći, kada je atmosfera najčešće stabilna, u odnosu na period dana, kada je atmosfera obično nestabilna.

9. UTICAJ VREMENSKOG PROFILA BRZINE VETRA NA GUBITKE SNAGE U DISTRIBUTIVNOJ MREŽI

Distributivne mreže su razvijene u skladu sa tradicionalnim centralizovanim konceptom elektroenergetskog sistema, u kojem je proizvodnja bila centralizovana, a distributivna mreža pasivna sa radijalnom topologijom. Tokovi aktivnih snaga u tradicionalnoj distributivnoj mreži su bili jednosmerni i definisani profilom potrošnje. Razvojem distribuirane proizvodnje suštinski se menja koncept elektroenergetskog sistema. Savremena distributivna mreža je aktivna, a tokovi snaga dvosmerni i definisani profilom potrošnje i proizvodnje distribuiranih izvora [120]. Priključenjem distribuiranih izvora na distributivnu mrežu, kao posledica promena tokova snaga, menjaju se gubici snage i naponi u čvorištima mreže [121 - 124]. U ovom odeljku rada analiziran je uticaj profila proizvodnje vetroelektrana na gubitke u distributivnoj mreži.

9.1 Model distributivne mreže za proračun gubitaka aktivne snage

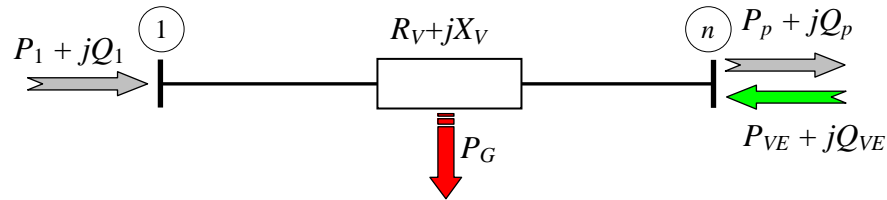
Vetroelektrane instalisane snage do 20 MW se obično priključuju na srednjenaponsku (SN) distributivnu mrežu nazivnog napona do 35 kV, [120,125]. Tipična šema priključenja male vetroelektrane na distributivnu mrežu je prikazana na slici 9.1.



Slika 9.1: Tipična šema priključenja vetroelektrane na distributivnu mrežu.

Nakon priključenja vetroelektrane na srednjenaponsku distributivnu mrežu u čvoru n promeniće se tokovi snaga u delu SN mreže od čvora 1 do čvora n . Tokovi snaga u ostatku mreže će ostati nepromenjeni, ako se pretpostavi da neće doći do promene napona u tački priključenja vetroelektrane, koja bi uzrokovala promenu snage potrošnje P_p i Q_p srazmerno odgovarajućim statičkim koeficijentima potrošnje, [126].

Na slici 9.2 je prikazan ekvivalent distributivnog sistema za proračun gubitaka električne energije, koji odgovara šemi na slici 9.1.



Slika 9.2: Ekvivalent distributivne mreže za proračun gubitaka električne energije

Oznake na slici 9.2 imaju sledeća značenja:

P_1 – aktivna snaga na SN izvodu transformatora VN/SN, koji napaja analizirani deo distributivnog sistema električnom energijom,

Q_1 – reaktivna snaga na SN izvodu transformatora VN/SN, koji napaja analizirani deo distributivnog sistema električnom energijom,

P_p – ukupna (bruto) aktivna snaga potrošnje u čvoru n ,

Q_p – ukupna (bruto) reaktivna snaga potrošnje u čvoru n ,

P_{VE} – aktivna snaga proizvodnje vetroelektrane, koju injektira u čvor n ,

Q_{VE} – reaktivna snaga proizvodnje vetroelektrane, koju injektira u čvor n ,

R_V – ekvivalentna pogonska otpornost dela napojnog voda između čvorova 1 i n ,

X_V – ekvivalentna pogonska reaktansa dela napojnog voda između čvorova 1 i n ,

P_G – gubici aktivne snage na delu napojnog voda između čvorova 1 i n .

U skladu sa modelom distributivne mreže, prikazanom na slici 9.2, može se izvršiti proračun gubitaka u delu distributivne mreže između čvorova 1 i n . Mogu se napisati sledeće jednakosti:

$$P_1 = P_p + P_G - P_{VE}, \quad (9.1)$$

$$Q_1 = Q_p + Q_G - Q_{VE}. \quad (9.2)$$

Za proračune gubitaka aktivne snage (reč je o gubicima usled *Jouleovog* efekta) polazi se od osnovne relacije za izračunavanje gubitaka:

$$P_G = R_V \cdot I^2 = R_V \frac{S_1^2}{U_1^2}, \quad (9.3)$$

u kojoj su: I - računaska struja, S_1 - prividna snaga injektiranja u čvoru 1 i U_1 - međufazni (linijski) napon u čvoru 1.

Uvažavajući relacije (9.1) i (9.2) prethodna relacija može da se iskaže preko trofaznih snaga generisanja i potrošnje:

$$P_G = R_V \cdot \frac{(P_1^2 + Q_1^2)}{U_1^2} = R_V \frac{(P_p - P_{VE} + P_G)^2 + (Q_p - Q_{VE} + Q_G)^2}{U_1^2}. \quad (9.4)$$

Na potpuno analogan način se određuju i gubici reaktivne snage:

$$Q_G = X_V \cdot \frac{(P_p - P_{VE} + P_G)^2 + (Q_p - Q_{VE} + Q_G)^2}{U_1^2}. \quad (9.5)$$

Kombinujući jednačine (9.4) i (9.5) dobija se izraz (9.6) u kojem je jedina nepoznata snaga gubitaka:

$$\frac{P_G U_1^2}{R_V} - (P_p - P_{VE} + P_G)^2 - (Q_p - Q_{VE} + \frac{X_V}{R_V} P_G)^2 = 0. \quad (9.6)$$

Napon na mestu priključenja vetroagregata na distributivnu mrežu (čvor n) je dat sledećom relacijom:

$$U_{VG} = \sqrt{U_{Re}^2 + U_{Im}^2}, \quad (9.7)$$

gde su U_{Re} i U_{Im} realna i imaginarna komponenta napona u tački priključenja vetroelektrane, koje su definisane sledećim relacijama, [127]:

$$U_{Re} = \frac{U_1}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{U_1}{2}\right)^2 - \frac{(X_V(P_p - P_{VE}) - R_V(Q_p - Q_{VE}))^2}{U_1^2} - (R_V(P_p - P_{VE}) + X_V(Q_p - Q_{VE}))} \quad (9.8a)$$

$$U_{Im} = \frac{(X_V(P_p - P_{VE}) - R_V(Q_p - Q_{VE}))}{U_1}. \quad (9.8b)$$

Na osnovu jednačina (9.6 – 9.8), za svako radno stanje, mogu se proračunati gubici snage P_G i napon u tački priključenja vetroelektrane U_{VE} .

9.2 Proračun karakterističnog dijagrama potrošnje za procenu gubitaka u distributivnoj mreži

Proračun snage gubitaka može biti vršen za svaki sat u toku godine na osnovu odgovarajućih srednjih satnih vrednosti snage potrošnje i snage proizvodnje vetroelektrane. Iako ovakav proračun daje najtačniju procenu gubitaka, on zahteva poznavanje jednogodišnjih merenih podataka o brzini vetra, kao i jednogodišnje dnevne dijagrame potrošnje za analiziranu distributivnu mrežu. Često podaci o potrošnji nisu dostupni za ceo jednogodišnji period (365 dana) već samo za neke karakteristične dane (npr. centralne srede u mesecu) ili su poznati samo podaci o karakterističnim vrednostima snage opterećenja (minimalna i maksimalna snaga). Za slučaj da se poseduju samo podaci o dijagramima potrošnje za karakteristične dane (npr. centralni dan u mesecu) moguće je primeniti statističku metodu [128] za određivanje reprezentativnog dijagrama potrošnje, koja se pokazala kao pogodna za proračun gubitaka u industrijskoj, distributivnoj i prenosnoj mreži [128-130].

Za proračun karakterističnih dijagrama potrošnje, koji su merodavni za analizu gubitaka, definišu se sledeći karakteristični pokazatelji [128]:

- srednja vrednost kvadrata aktivne snage:

$$\tilde{P}_{pk} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{i=24} P_{pji}^2, \quad k=1,2,\dots, M. \quad (9.9)$$

- srednja vrednost kvadrata reaktivnih snage:

$$\tilde{Q}_{pk} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{i=24} Q_{pji}^2, \quad k=1,2,\dots, M. \quad (9.10)$$

U relacijama (9.9) i (9.10) vrednost M se odnosi na broj dana koji su na raspolaganju za statističku analizu.

Za oba pokazatelja određuju se srednje vrednosti (matematičko očekivanje) i verovatne donje i gornje granične vrednosti ovih pokazatelja (granice intervala poverenja).

Matematičko očekivanje neke statističke promenljive X se definiše sledećim izrazom:

$$\bar{X} = \frac{1}{M} \sum_{k=1}^M X_k, \quad (9.11)$$

gde su: X_k - vrednosti pokazatelja X ; M - obim posmatranog statističkog uzorka.

Sa statističkom verovatnoćom 0,95, veličina X nalazi se u intervalu:

$$\bar{X} - t_{0,975} \frac{\sigma_{M-1}}{\sqrt{M}} < X < \bar{X} + t_{0,975} \frac{\sigma_{M-1}}{\sqrt{M}}. \quad (9.12)$$

U relaciji (9.12) parametar “ t ” je koeficijent poverenja, koji se određuje za Studentovu raspodelu („ t ” raspodelu). Ona se primenjuje umesto normalne raspodele kod malog obima uzorka. Obim uzorka M u ovom slučaju predstavlja razmatrani (raspoloživi) broj dnevnih dijagrama opterećenja. Parametar σ_{M-1} je srednje kvadratno odstupanje, koje se određuje korišćenjem relacije:

$$\sigma_{M-1} = \sqrt{\frac{1}{(M-1)} \sum_{k=1}^M (\bar{X} - X_k)^2} \quad (9.13)$$

Na osnovu opisane statističke analize vrši se izbor reprezentativnog dnevnog dijagrama opterećenja $\tilde{P}_p(t)$ koji ima najmanje odstupanje od definisanih statističkih pokazatelja. Ovaj dijagram je merodavan za proračun gubitaka u distributivnoj mreži.

9.3 Uticaj vetroelektrane na gubitke snage u distributivnoj mreži

Gubici aktivne energije (W_G), u delu distributivnog sistema, koji je prikazan na slici 9.1, posmatrani na vremenskom intervalu T , mogu se formalno matematički definisati sledećom relacijom:

$$W_G = \int_0^T P_G(t) dt \cong \sum_{j=1}^N P_{Gj}, \quad (9.14)$$

gde je N broj sati koji pripadaju vremenskom intervalu T . Ukoliko se analiziraju prosečni godišnji gubici, onda je potrebno da T sadrži ceo broj godina zbog sezonskih varijacija dijagrama potrošnje, kao i dijagrama proizvodnje vetroelektrane. Proračun snage gubitaka se vrši za svaki sat prema relaciji (9.6).

Prosečna snaga gubitaka (\bar{P}_G), na posmatranom vremenskom intervalu T , je definisana sledećom relacijom:

$$\bar{P}_G = \frac{W_G}{N}. \quad (9.15)$$

Godišnji gubici aktivne energije u delu distributivnog voda od čvora 1 do n (slika 9.1) mogu biti veći ili manji od odgovarajućih gubitaka nakon priključenja vetroelektrane. Odnos gubitaka pre i posle priključenja zavisi od odnosa kvadrata snaga injektiranja i potrošnje i korelisanosti dijagrama proizvodnje vetroelektrane i dijagrama potrošnje.

Odnos srednjih snaga gubitaka u satu i pre i nakon priključenja vetroelektrane se formalno matematički može iskazati relacijom (9.16), koja je dobijena koršćenjem izraza (9.4) i (9.14).

$$k_{VEGi} = \frac{P_{Gi}}{P_{G0i}} = \frac{\frac{R_{Vi}}{U_{li}^2} \left[((P_{pi} - P_{VEi}) + P_{Gi})^2 + ((Q_{pi} - Q_{VEi}) + Q_{Gi})^2 \right]}{\frac{R_{Vi}}{U_{10i}^2} \left[(P_{pi} + P_{G0i})^2 + (Q_{pi} + Q_{G0i})^2 \right]}, \quad (9.16)$$

Gde su P_{G0i} i Q_{G0i} srednje satne snage gubitaka aktivne i reaktivne energije na vodu pre priključenja vetroelektrane.

Karakterizacija dijagrama proizvodnje vetroelektrane u pogledu gubitaka se može vršiti na osnovu indeksa k_{VEG} , koji predstavlja prosečnu godišnju vrednost indeksa koji je definisan relacijom (9.16).

$$k_{VEG} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{\frac{R_{Vi}}{U_{li}^2} \left[((P_{pi} - P_{VEi}) + P_{Gi})^2 + ((Q_{pi} - Q_{VEi}) + Q_{Gi})^2 \right]}{\frac{R_{Vi}}{U_{10i}^2} \left[(P_{pi} + P_{G0i})^2 + (Q_{pi} + Q_{G0i})^2 \right]}. \quad (9.17)$$

Cilj ove analize je da se definiše praktični pokazatelj kvaliteta profila vetra sa aspekta uticaja na gubitke. Da bi se dobila jednostavna i generalna mera kvaliteta profila vetra, sa aspekta gubitaka, potrebno je uvesti određene pretpostavke. U tom cilju uvedene su sledeće pretpostavke:

- a) Snaga gubitaka je mnogo manja od snage koja se prenosi vodom,
- b) Tokovi reaktivnih snaga su kompenzovani, tako da gubitke dominantno stvaraju tokovi aktivnih snaga,
- c) Naponi na početku distributivnog voda su jednaki pre i nakon priključenja vetroelektrane,
- d) Pogonska otpornost voda je konstantna.

Navedene pretpostavke u realnim distributivnim mrežama mogu biti prihvatljive, s obzirom na cilj analize. Gubici aktivne snage, i kod jako opterećenih vodova, po pravilu ne prelaze 10 % ukupne aktivne snage koja se prenosi vodom [131], pa je pretpostavka (a) održiva. Distributivne mreže uglavnom imaju visok faktor snage. Istraživanja koja su sprovedena u [132] pokazuju da je faktor snage, za sve kategorije potrošača (stambene, komercijalne i industrijske), po pravilu $\cos(\phi) \geq 0,9$, pa je navedena pretpostavka (b) održiva za predmetnu analizu. Napon u tački priključenja voda se malo menja sa promenom opterećenja, pošto se VN mreža (najčešće je to 110 kV) može smatrati krutom tačkom u pogledu snaga potrošnje i generisanja na jednom izvodu. Projektovana snaga trofaznog kratkog spoja za 110 kV mrežu je 5000 MVA, dok je za 35 kV projektovana snaga trofaznog kratkog spoja 750 MVA [133], pa je varijacija napona na priključcima transformatora VN/SN usled promene opterećenja prihvatljivo mala. Pretpostavka (c) može, u određenoj meri, biti ugrožena ako se regulacija napona u TS VN/SN vrši na različit način pre i nakon priključenja vetroelektrane. Pogonska otpornost voda je promenljiva zbog promene temperature voda [134], ipak ove promene u realnim uslovima ne prelaze nekoliko procenata. Osim toga, za isto opterećenje, sa i bez snage generisanja vetroelektrana, otpornost voda, a time i gubici, će biti manji u slučaju postojanja vetroelektrana jer su uslovi hlađenja provodnika bolji [134, 135]. Dakle, pretpostavka (d) je održiva i ide na stranu sigurnosti u pogledu vrednosti indeksa k_{VEG} .

Uvažavajući navedene aproksimativne pretpostavke, izraz (9.17) se može napisati u sledećoj jednostavnoj formi:

$$k_{VEG} \approx \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \frac{(P_{pi} - P_{VEi})^2}{P_{pi}^2} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(1 - \frac{P_{VEi}}{P_{pi}}\right)^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(1 - \frac{mP'_{VEi}}{P_{pi}}\right)^2. \quad (9.18)$$

U izrazu (9.18), parametar m je broj vetroagregata u analiziranoj vetroelektrani, a P'_{VEi} je srednja satna snaga proizvodnje prosečnog vetroagregata u vetroelektrani u i -tom satu.

Praktični zadatak ove analize je da odredi m pri kojem će biti minimalni gubici energije na godišnjem nivou za zadatu potrošnju i profil brzine vetra na visini osovine izabrane vetroturbine. Formalno matematički potrebno je naći minimum funkcije definisane izrazom (9.18), pa važi:

$$\begin{aligned} \frac{\partial k_{VEG}}{\partial m} &= \frac{\partial}{\partial m} \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(1 - \frac{m P'_{VEi}}{P_{pi}} \right)^2 \right) = \frac{\partial}{\partial m} \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(1 - 2m \frac{P'_{VEi}}{P_{pi}} + m^2 \left(\frac{P'_{VEi}}{P_{pi}} \right)^2 \right) \right) = 0 \\ &= \frac{\partial}{\partial m} \left(1 - \frac{2m}{N} \sum_{i=1}^N \frac{P'_{VEi}}{P_{pi}} + \frac{m^2}{N} \sum_{i=1}^N \left(\frac{P'_{VEi}}{P_{pi}} \right)^2 \right) = 0 \Rightarrow \frac{-2}{N} \sum_{i=1}^N \frac{P'_{VEi}}{P_{pi}} + \frac{2m}{N} \sum_{i=1}^N \left(\frac{P'_{VEi}}{P_{pi}} \right)^2 = 0 \end{aligned} \quad (9.19)$$

Iz prethodnog računa sledi izraz za procenu broja turbina u vetroelektrani pri kojem će gubici snage u priključnom distributivnom vodu biti minimalni:

$$m^* = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{P'_{VEi}}{P_{pi}}}{\sum_{i=1}^N \left(\frac{P'_{VEi}}{P_{pi}} \right)^2} \quad (9.20)$$

Instalisana snaga vetroelektrane (P_{VE}^*), za odabrani model vetroagregata nazivne snage P'_{VEi} , pri kojoj su gubici u priključnom vodu minimalni je:

$$P_{VE}^* = m_1^* P'_{VEi}, \quad (9.21)$$

gde je m_1^* ceo deo od m^* .

Praktični značaj prethodne analize je što ona omogućava jednostavno određivanje instalisane snage vetroelektrane koja će obezbediti minimum gubitaka u priključnom vodu. Za distributivnu kompaniju, na čiju mrežu se priključuje mala elektrana, najpovoljnije bi bilo da ta elektrana ima instalisanu snagu definisanu relacijom (9.21). Pri toj instalisanoj snazi, za zadate vremenske dijagrame potrošnje i profila vetra, gubici u priključnoj mreži bi bili minimalni.

9.4 Karakterizacija vremenskog profila proizvodnje vetroelektrane u pogledu gubitaka

Koliko će neka vetroelektrana uticati na gubitke u priključnom distributivnom vodu zavisi od korelisanosti vremenskih profila proizvodnje vetroelektrane i profila potrošnje. Cilj ove analize je da definiše praktičnu kvantitativnu meru kvaliteta profila proizvodnje vetroelektrane sa aspekta uticaja na gubitke u priključnom distributivnom vodu.

Kombinujući relacije (9.18) i (9.20) dobija se izraz (9.22) koji definiše minimalnu vrednosti indeksa k_{VEG} :

$$k_{VEG \min} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(1 - \frac{P'_{VEi} \cdot \sum_{i=1}^N \frac{P'_{VEi}}{P_{pi}}}{P_{pi} \cdot \sum_{i=1}^N \left(\frac{P'_{VEi}}{P_{pi}} \right)^2} \right)^2. \quad (9.22)$$

Prethodni izraz se može napisati u normalizovanoj formi, pri čemu se normalizacija snaga generisanja i potrošnje može vršiti nezavisno (npr. normalizacija dijagram potrošnje se može vršiti prema vršnoj snazi, a normalizacija dijagrama proizvodnje prema nazivnoj snazi vetroelektrane):

$$k_{VEG \min} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(1 - \frac{p_{VEi} \cdot \sum_{i=1}^N \frac{p_{VEi}}{p_{pi}}}{p_{pi} \cdot \sum_{i=1}^N \left(\frac{p_{VEi}}{p_{pi}} \right)^2} \right)^2, \quad (9.23)$$

gde su: $p_{VEi} = \frac{P'_{VEi}}{P'_{VEn}} = \frac{P_{VEi}}{P_{Ven}}$ i $p_{pi} = \frac{P_{pi}}{P_{pmax}}$ normalizovane vrednosti srednjih satnih snaga proizvodnje i potrošnje, respektivno; P_{Ven} je nazivna snaga vetroelektrane; P_{pmax} je vršna snaga potrošnje.

Indeks k_{VEGmin} je mera kvaliteta vremenskog dijagrama proizvodnje vetroelektrane u pogledu gubitaka. Treba primetiti da ovaj koeficijent zavisi samo od profila potrošnje i profila proizvodnje odabranog vetroagregata, a ne od njihovih apsolutnih vrednosti. Procena dijagrama proizvodnje vetroagregata se može vršiti na osnovu modela opisanog u odeljku 7.3.1. Dijagram potrošnje se dobija na osnovu merenja ili na osnovu procene prema metodologiji opisanoj u odeljku 9.2.

Ako se količnik relativne snage generisanja p'_{VEi} i relativne snage potrošnje p_{pi} u satu i označi sa $a_i = \frac{p_{VEi}}{p_{pi}}$, onda se izraz (9.23) može napisati u sledećoj formi:

$$k_{VEG\min} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(1 - \frac{a_i \cdot \sum_{i=1}^N a_i}{\sum_{i=1}^N a_i^2} \right)^2, \quad (9.24)$$

Izraz (9.24) se može napisati i u sledećoj formi:

$$k_{VEG\min} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(1 - \frac{\bar{a}}{\bar{a}^2} a_i \right)^2, \quad (9.25)$$

gde su \bar{a} i \bar{a}^2 srednja vrednost i srednja vrednost kvadrata računskog signala $a(t)$, respektivno:

$$\bar{a} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i; \quad \bar{a}^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2. \quad (9.26)$$

Konačno, sređivanjem relacije (9.25), dobija se jednostavan izraz za proračun indeksa $k_{VEG\min}$:

$$k_{VEG\min} = 1 - \frac{(\bar{a})^2}{\bar{a}^2}. \quad (9.27)$$

Na osnovu teoreme *Cauchy-Schwartz-Bunyakovsky* važi da je $(\bar{a})^2 \leq \bar{a}^2$, pa se zaključuje da je $0 \leq k_{VEG\min} \leq 1$. U pogledu gubitaka, vetroelektrana će imati najpovoljniji dijagram ako je $k_{VEG\min} = 0$. Ovaj uslov se postiže ako profil proizvodnje odgovara profilu potrošnje, odnosno:

$$k_{VEGideal} = \lim_{a_i \rightarrow 1} \left\{ \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(1 - \frac{a_i \cdot \sum_{i=1}^N a_i}{\sum_{i=1}^N a_i^2} \right)^2 \right\} = 0. \quad (9.28)$$

Ukoliko je celokupna potrošnja koncentrisana u čvorovima iza tačke priključenja vetroelektrane (slika 9.1), što je najčešće u praksi slučaj, teorijski je moguće da vetroelektrana snabdeva celokupni konzum, tako da bi gubici snage u delu priključnog voda od čvora 1 do n bili jednaki 0, što je i pokazano relacijom (9.28).

Za sagledavanje efekata priključenja neke vetroelektrane na gubitke snage u distributivnom sistemu potrebno je normalizovati dijagrame proizvodnje i potrošnje i naći njihov količnik. Na osnovu dobijenih vrednosti a_i ($i=1,2,..N$), koristeći relaciju (9.24) ili (9.27), može se odrediti vrednost indeksa k_{VEGmin} . Maksimalna moguća procentualna promena prosečnih gubitka (η_{VEGmax}), na analiziranom delu distributivnog sistema, nakon priključenja vetroelektrane na distributivnu mrežu, može se definisati sledećom relacijom:

$$\eta_{VEGmax} (\%) = (1 - k_{VEGmin}) \cdot 100 = \frac{(\bar{a})^2}{\bar{a}^2} 100. \quad (9.29)$$

Ukoliko vetroelektrana ima snagu različitu od vrednosti definisane relacijama (9.20) i (9.21), onda se proračun procentualne promene gubitaka nakon priključenja vetroelektrane vrši prema relaciji:

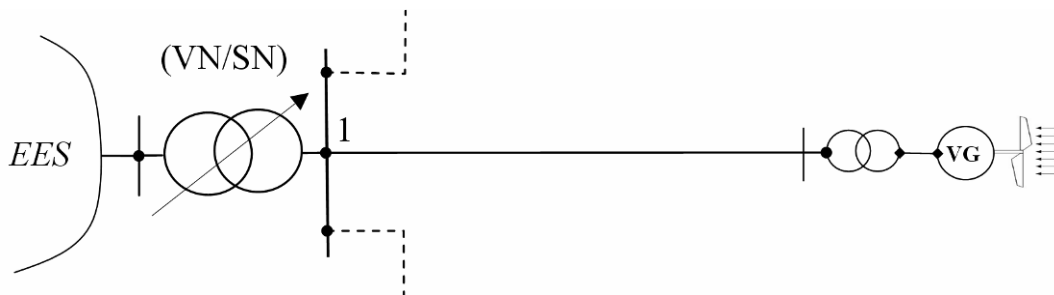
$$\eta_{VEG} (\%) = (1 - k_{VEG}) \cdot 100 \quad (9.30)$$

Proračun indeksa k_{VEG} u prethodnoj relaciji se vrši na osnovu jednačine (9.18). Treba primetiti da se u ovom slučaju mora proračun vršiti sa apsolutnim vrednostima jer se dijagrami $P_{VG}(t)$ i $P_p(t)$ ne mogu normalizovati sa različitim baznim snagama.

Shodno teoremi *Cauchy-Schwartz-Bunyakovsky* indeks η_{VEGmax} , koji je definisan relacijom (9.29), teorijski može imati vrednosti od 0 do 100 %. Vrednost indeksa zavisi isključivo od korelisanosti dijagrama proizvodnje vetroelektrane i dijagrama opterećenja voda pre priključenja vetroelektrane. Indeks $\eta_{VEG} (\%)$, koji je definisan relacijom (9.30), može imati proizvoljnu vrednost, uključujući i negativne vrednosti. Negativna vrednost indeksa znači da bi priključenjem vetroelektrane prosečni godišnji gubici snage na vodu se povećali.

Praktični značaj relacije (9.29) je u tome što se na osnovu nje mogu porediti dva profila vetra u pogledu uticaja na smanjenje gubitaka u distributivnoj mreži čiji je profil potrošnje poznat. Definisani indeks ima opšti karakter i primenljiv je za sve male elektrane (vetroelektrane, fotonaponske elektrane, male hidroelektrane,...).

Prethodna analiza se odnosi na slučaj kada se vetroelektrana priključuje na postojeći distributivni vod. Često je slučaj da se vetroelektrana priključuje u TS VN/SN preko sopstvenog voda (antenski vod), slika 9.3.



Slika 9.3: Principalska šema priklučenja vetroelektrane na EES preko sopstvenog voda

Tokovi snaga na priključnom vodu, slika 9.3, su diktirani samo proizvodnjom vetroelektrane. Za određenu energiju koju injektira vetroelektrana u EES, najmanji gubici bi se javili ako bi vetroelektrana radila sa stalnom snagom, odnosno ako je $P_{VE}(t) = \bar{P}_{VE}$, gde je \bar{P}_{VE} prosečna godišnja snaga vetroelektrane.

Za sagledavanje pogodnosti dijagrama proizvodnje u odnosu na gubitke na antenskom priključnom vodu može se definisati indeks k_{VEG0} :

$$k_{VEG0} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{P_{VEi}^2}{(\bar{P}_{VE})^2} = \frac{N \sum_{i=1}^N P_{VEi}^2}{\left(\sum_{i=1}^N P_{VEi} \right)^2} = \frac{N \sum_{i=1}^N P_{VEi}^2}{\left(\sum_{i=1}^N P_{VEi} \right)^2} = \frac{\bar{P}_{VE}^2}{(\bar{P}_{VE})^2}. \quad (9.31)$$

Treba imati u vidu da indeksi definisani relacijama (9.31) i (9.23) nemaju isto značenje. Indeks definisan relacijom (9.23) predstavlja prosečan odnos gubitaka pre i nakon priklučenja vetroelektrane, dok indeks (9.31) definiše koliko su stvarni gubici na antenskom vodu veći od teorijskih minimalnih gubitaka za istu proizvedenu aktivnu energiju.

Za indeks k_{VEG0} , shodno teoremi *Cauchy-Schwartz-Bunyakovsky*, važi da je $k_{VEG0} \geq 1$. Što je indeks k_{VEG0} veći od 1, to je profil proizvodnje vetroelektrane, odnosno profil brzine vetra, lošiji sa aspekta gubitaka na antenskom vodu.

9.5 Testiranje modela - analiza gubitaka u realnoj distributivnoj mreži

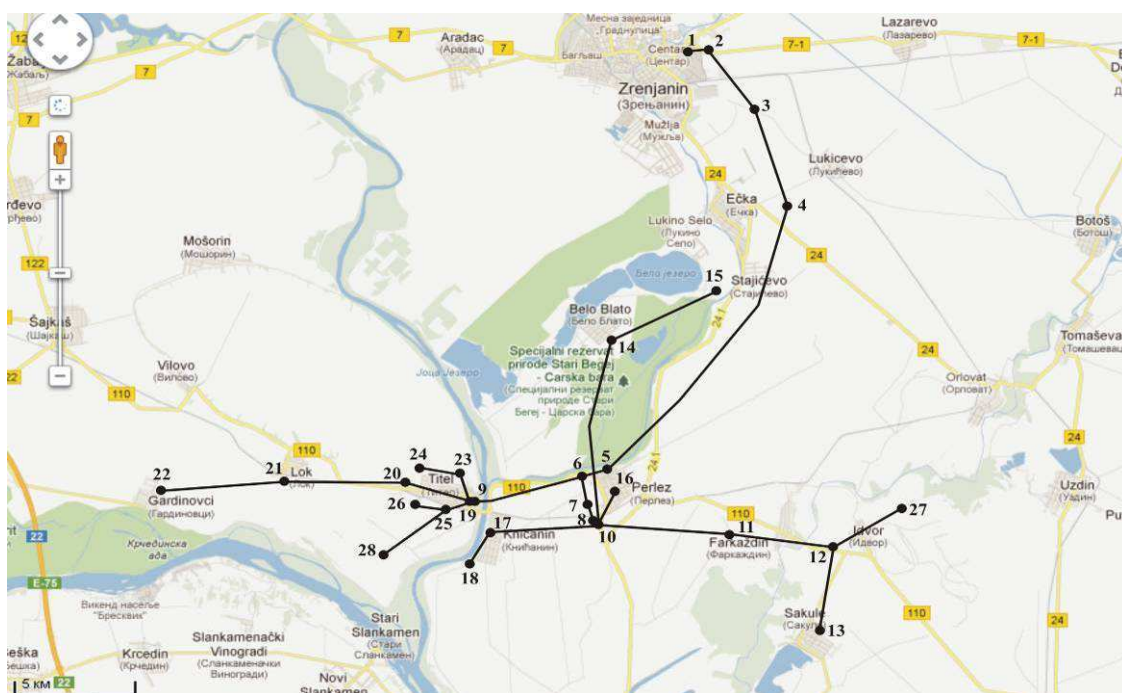
U cilju demonstracije razvijenog modela, kao i izvođenja odgovarajućih zaključaka u pogledu uticaja vetroelektrana na gubitke u distributivnoj mreži,

analizirana je realna distributivna mreža u okolini Zrenjanina, na koju je planirano priključenje vetroelektrane na lokaciji blizu sela Perlez.

9.5.1 Opis distributivnog sistema sa vetroelektranom

Analizira se distributivni sistem koji napaja nekoliko sela u regionu Banata. Analizirani region poseduje tehnički iskoristive resurse vetra [136-140]. Raspoloživi resursi i postojeći regulatorni okvir za subvenciju proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora u Srbiji daje ekonomsku opravdanost za perspektivan razvoj projekata vetroelektrana u analiziranom regionu [141]. U ovom ciljnom regionu razvija se projekat vetroelektrane u neposrednoj blizini naselja Perlez gde se nalazi i anemometarski merni stub, koji je opisan u Prilogu 5.

Distributivna mreža, na koju je planirano priključenje vetroelektrane, je prikazana na geografskoj podlozi na slici 9.4. Predviđeno mesto priključenja vetroelektrane je u čvoru 6.



Slika 9.4: Srednjenaponska distributivna mreža koja je korišćena za analizu gubitaka

Distributivna mreža je radijalna i napaja se u čvoru 1 iz TS 110/35 kV Zrenjanin. Svi vodovi su nadzemni i izvedeni su sa provodnicima različitih poprečnih preseka. Parametri mreže su dati u tabeli 9.1.

S obzirom na planirano mesto priključenja, od interesa za ovu analizu je deo distributivne mreže od čvora 1 – 6. Na osnovu podataka iz tabele 9.1 proračunate su vrednosti pogonske otpornosti i reaktanse voda, koje figurišu u modelu datom na slici 9.2:

$$R_V \equiv R_{16} = 9,44\Omega; \quad X_V \equiv X_{16} = 8,98\Omega.$$

Table 9.1: Parametri dela mreže prikazane na slici 9.4

Vodovi	Naponski nivo [kV]	Dužina voda [km]	Pogonska otpornost [Ω]	Pogonska reaktansa [Ω]
1-2	35	0.7	0.4	0.24
2-3	35	4.1	1.7	1.44
3-4	35	5.4	0.64	1.9
4-5	35	13.4	5.5	4.7
5-6	35	1.9	1.2	0.7
6-7	35	1.96	0.6	0.7
6-9	35	5.0	3	1.77
7-8	35	0.4	0.1	0.07

9.5.2 Karakteristični dijagram potrošnje analizirane distributivne mreže

U pogledu opterećenja, za analiziranu distributivnu mrežu dostupni su bili samo podaci o vršnim opterećenjima u pogledu aktivne snage u čvoru 1 za dan sa maksimalnim i za dan sa minimalnim opterećenjem. Podaci su dati u tabeli 9.2.

Tabela 9.2: Vršne snage opterećenja za maksimalan i minimalan dan za izvod 35 kV Perlez u TS Zrenjanin 1 (čvor 1 na slici 9.4)

Godina	Vršno opterećenje 35 kV izvoda Perlez u TS Zrenjanin 1 (MVA)	
	Maksimalan dan	Minimalan dan
2010	14.9	12.4
2009	16.4	12.4
2008	16.0	11.7
2007	15.3	9.5
2006	16.0	12.4
2005	15.3	11.7
2004	14.6	10.2
2003	14.6	11.0
2002	14.6	11.0
2001	14.6	11.0

Zbog nelinearne zavisnosti gubitaka od snage opterećenja, neophodno je poznavati dnevni dijagram opterećenja dalekovoda kako bi se mogli proračunati gubici. Pošto se nije raspolagalo ovakvim podacima, formirani su dijagrami potrošnje za izvod Perlez u

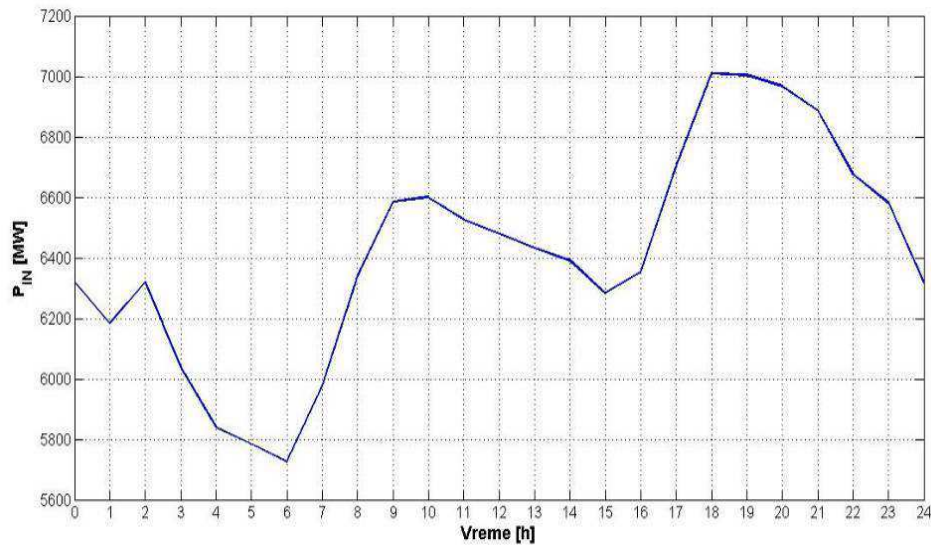
TS Zrenjanin 1 na osnovu karakterističnih dijagrama za maksimalan i minimalan dan na nivou EPS. Pretpostavljeno je da dijagrami na nivou EPS i na izvodu Perlez u TS Zrenjanin 1 za karakteristične dane imaju isti oblik. Vršno opterećenje izvoda Perlez je dobijeno kao srednja vrednost vršnih opterećenja u periodu od 2006. do 2010. godina, na osnovu podataka iz tabele 9.2. Ovi dijagrami ne mogu biti reprezentativni za procenu gubitaka jer predstavljaju dva ekstremna dana. Iz tog razloga, potrebno je bilo definisati reprezentativan dijagram u pogledu gubitaka.

Na osnovu izmerenih satnih vrednosti aktivne i reaktivne snage za karakteristične dane (centralna sreda u mesecu) u EPS-u za period 2005. do 2007, predloženom statističkom analizom (relacije (9.9) do (9.13)) određeni su dijagrami potrošnje koji se mogu smatrati karakterističnim dijagramima za periode *oktobar-mart* i *april-septembar* pri analizama gubitaka energije u EES Srbije [131]. Podela na dve sezone je izvršena iz dva razloga; prvo što se potrošnje tokom zimskog i tokom letnjeg perioda razlikuju, a drugo, zato što period oktobar – mart predstavlja košavski period, u kome je prosečna snaga vetra značajno veća nego u drugom delu godine (april-septembar) [10]. Ovom podelom se može postići precizniji proračun gubitaka na osnovu karakterističnih dijagrama potrošnje. Na osnovu vrednosti karakterističnih pokazatelja izabrana su dva karakteristična dijagrama snaga injektiranih u sistem za prenos električne energije u EES Srbije, prvi za period *oktobar–mart* i drugi za period *april–septembar* i to 17.01.2007. i 19.09.2007, respektivno. U tabeli 9.3 date su vrednosti karakterističnih pokazatelja za izabrane dane.

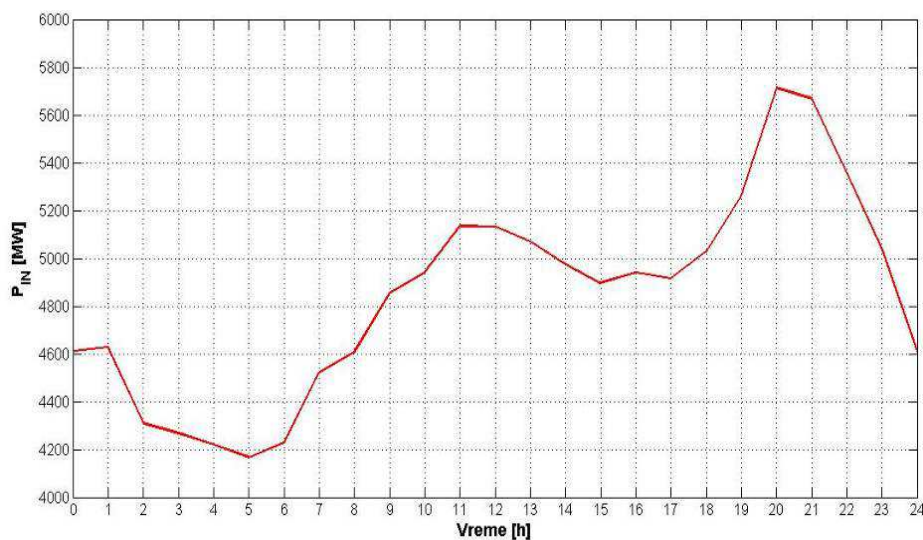
Tabela 9.3: Podaci statističke obrade dijagrama potrošnje za reprezentativne dane, [131]

Pokazatelj	Matematičko očekivanje	Stvarna vrednost	Odstupanje (%)
17. januar 2007.			
\hat{P}_{sr} (MW) ²	$4,17 \cdot 10^7$	$4,13 \cdot 10^7$	-0,99
\hat{Q}_{sr} (Mvar) ²	$2,37 \cdot 10^6$	$2,03 \cdot 10^6$	-14,39
19. septembar 2007.			
\hat{P}_{sr} (MW) ²	$2,30 \cdot 10^7$	$2,37 \cdot 10^7$	3,37
\hat{Q}_{sr} (Mvar) ²	$1,09 \cdot 10^6$	$1,11 \cdot 10^6$	1,13

Na osnovu podataka u tabeli 9.3, može se konstatovati da statistički pokazatelji za karakteristične dane zadovoljavaju granice intervala poverenja. Na slikama 9.5 i 9.6 prikazani su dijagrami potrošnje na nivou EPS za izabrane karakteristične dane.



Slika 9.5: Karakterističan dnevni dijagram aktivnih snaga injektiranih u sistem za prenos električne energije Republike Srbije za period *oktobar–mart*



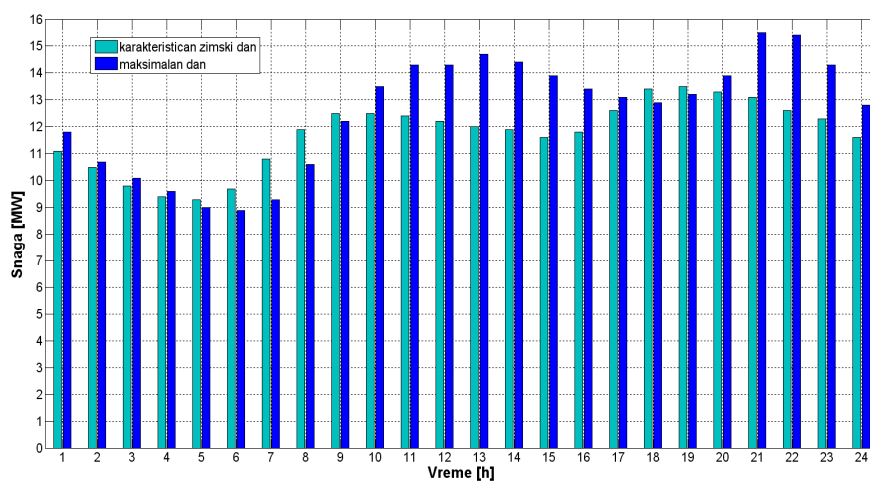
Slika 9.6: Karakterističan dnevni dijagram aktivnih snaga injektiranih u sistem za prenos električne energije Republike Srbije za period *april–septembar*

Linearnim skaliranjem određeni su karakteristični dijagrami opterećenja za izvod Perlez u TS Zrenjanin 1 za zimski (oktobar-mart) i letnji (april-septembar) period. Procenjene satne vrednosti opterećenja za analizirani distributivni izvod za ekstremne i karakteristične dane su date u tabeli 9.4.

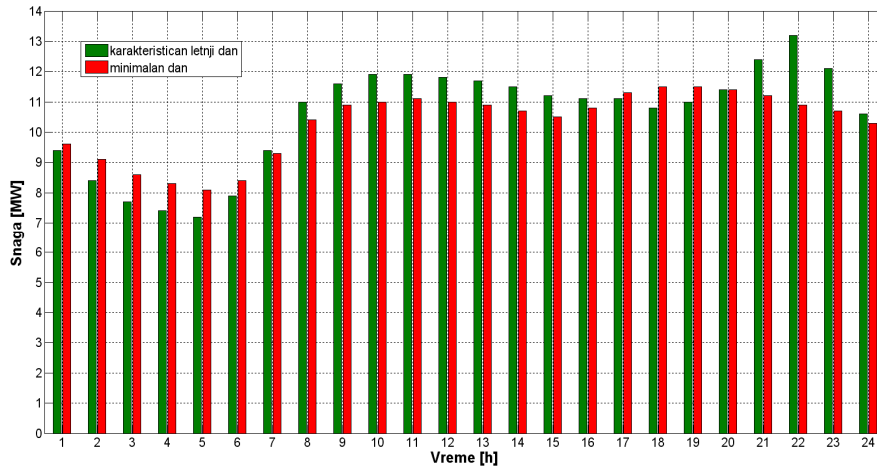
Tabela 9.4: Procenjene satne vrednosti opterećenja za karakteristične dane za 35 kV izvod Perlez u TS Zrenjanin 1

Vreme (h)	Snaga za maksimalan dan [MW]	Snaga za karakterističan zimski dan [MW]	Snaga za minimalan dan [MW]	Snaga za karakterističan letnji dan [MW]
1	11.8	11.1	9.6	9.4
2	10.7	10.5	9.1	8.4
3	10.1	9.8	8.6	7.7
4	9.6	9.4	8.3	7.4
5	9.0	9.3	8.1	7.2
6	8.9	9.7	8.4	7.9
7	9.3	10.8	9.3	9.4
8	10.6	11.9	10.4	11.0
9	12.2	12.5	10.9	11.6
10	13.5	12.5	11.0	11.9
11	14.3	12.4	11.1	11.9
12	14.3	12.2	11.0	11.8
13	14.7	12.0	10.9	11.7
14	14.4	11.9	10.7	11.5
15	13.9	11.6	10.5	11.2
16	13.4	11.8	10.8	11.1
17	13.1	12.6	11.3	11.1
18	12.9	13.4	11.5	10.8
19	13.2	13.5	11.5	11.0
20	13.9	13.3	11.4	11.4
21	15.5	13.1	11.2	12.4
22	15.4	12.6	10.9	13.2
23	14.3	12.3	10.7	12.1
24	12.8	11.6	10.3	10.6

Na osnovu podataka u tabeli 9.4 može se zaključiti da je analizirani distributivni izvod vrlo opterećen, kako u zimskom, tako i u letnjem periodu. Grafički prikaz rezultata je dat na slikama 9.7 i 9.8.



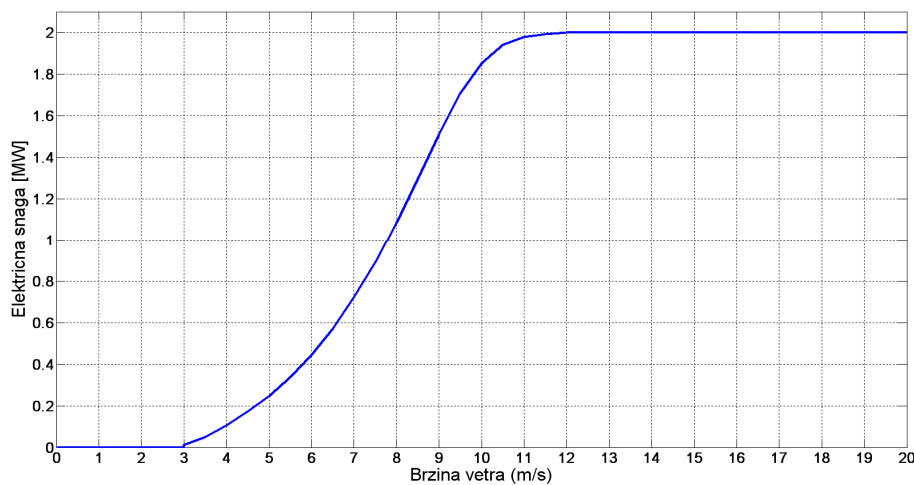
Slika 9.7: Dijagrami opterećenja za maksimalan i karakterističan zimski dan za izvod Perlez u TS Zrenjanin 1



Slika 9.8: Dijagrami opterećenja za minimalan i karakterističan letnji dan za izvod Perlez u TS Zrenjanin 1

9.5.3 Dijagram snage proizvodnje vetroelektrane

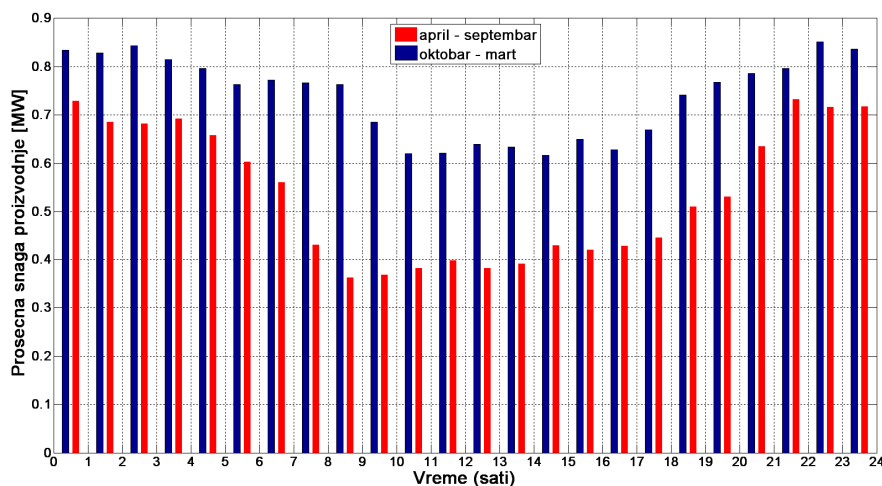
Za analizu proizvodnje vetroelektrane odabran je vetroagregat Vestas V100, 2 MW, koji je postavljen na stub visine 100 m. Kriva snage analiziranog vetroagregata je prikazana na slici 9.9 [142].



Slika 9.9: Kriva snage vetroagregata Vestas V100, 2MW

Na osnovu raspoloživih merenja brzine vetra na ciljnoj lokaciji vetroelektrane i karakteristike snage odabrane vetroturbine, izvršen je proračun dijagrama srednjih satnih vrednosti aktivne snage vetroelektrane na godišnjem nivou. Na slici 9.10 prikazani su prosečni dijagram proizvodnje vetroagregata Vestas V100, 2 MW, na

lokaciji Perlez za periode april – septembar i oktobar-mart. Dijagrami proizvodnje su procenjeni na osnovu metodologije opisane u poglavlju 7.3.1. Visinska ekstrapolacija merenih podataka na visinu osovine vetroturbine je urađena prema metodologiji opisanoj u poglavlju 4.



Slika 9.10: Srednje satne snage proizvodnje vetroagregata Vestas V100, 2MW, $H=100$ m, na lokaciji Perlez

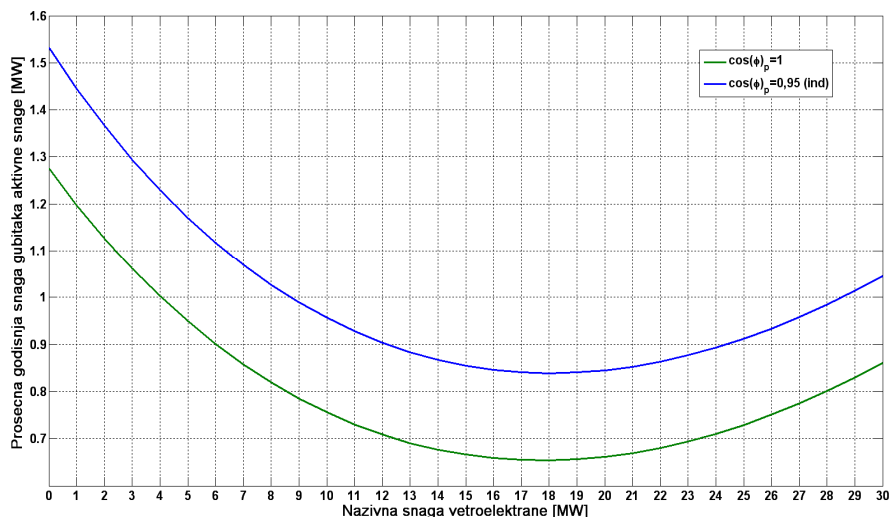
Za analiziranu lokaciju postoje značajne sezonske razlike u snazi proizvodnje, pri čemu je u proseku proizvodnja električne energije veća u noćnom periodu. Neravnomernost dijagrama proizvodnje se generalno povećava sa povećanjem visine stuba vetroturbine zbog uticaja stabilnosti atmosfere na visinski profil brzine vetra.

9.5.4 Uticaj vetroelektrane na gubitke snage u uslovima bez kompenzacije pada napona

Analize, sprovedene u odeljku 9.3, su pokazala da za zadati dijagram potrošnje postoji instalisana snaga vetroelektrane pri kojoj su gubici minimalni. Na osnovu poznatih profila proizvodnje vetroagregata i profila potrošnje, shodno relacijama (9.20 – 9.22), proračunata je teorijska snaga vetroelektrane i odgovarajuće očekivano relativno smanjenje gubitka nakon njenog priključenja na distributivnu mrežu: $P_{VE_{n\ opt}} = 16$ MW i $\eta_{VEG\ max} = 46,47$ % .

U cilju testiranja modela, u ovoj analizi vršena je varijacija instalisane snage vetroelektrane od 0 MW do 30 MW. Za svaku instalisanu snagu proračunati su srednji satni gubici snage, shodno relaciji relacije (9.6). Na osnovu relacije (9.14) proračunati

su ukupni godišnji gubici energije (relacije (9.6) i (9.14)) i odgovarajuća prosečna snaga gubitaka, relacija (9.15). Rezultati ove analize su prikazani na slici 9.11. Analiza je sprovedena za slučaj da je reaktivna snaga potrošnje potpuno kompenzovana ($\cos(\phi)_p = 1$) i za slučaj da je reaktivna snaga potrošnje induktivna sa faktorom snage $\cos(\phi)_p = 0,95$.



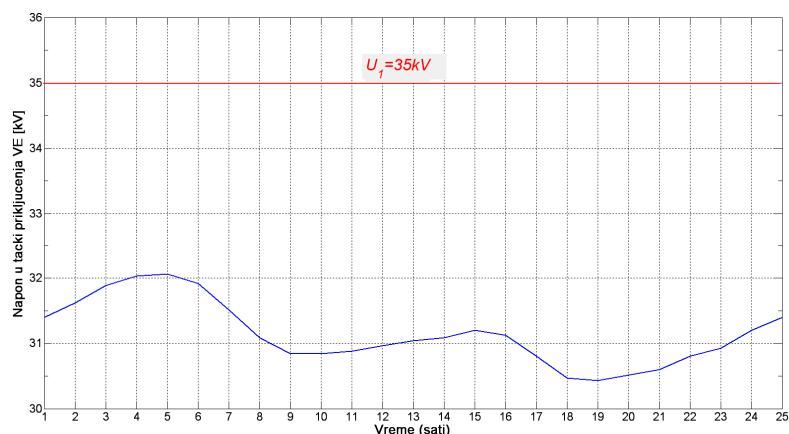
Slika 9.11: Zavisnost prosečne godišnje snage gubitaka na priključnom vodu od instalisane (nazivne) snage vetroelektrane

Na osnovu dijagrama na slici 9.11 može se zaključiti da je, sa aspekta gubitaka, optimalna snaga vetroelektrane na analiziranoj lokaciji 18 MW. Pri ovoj instalisanoj snazi vetroelektrane postiže se prosečna godišnja snaga gubitaka od 0,654 MW za slučaj ($\cos(\phi)_p = 1$), odnosno 0,839 MW za slučaj ($\cos(\phi)_p = 0,95$ ind). U slučaju kada vetroelektrana nije priključena na mrežu, prosečna godišnja snaga gubitaka je 1,275 MW za slučaj čisto aktivnog opterećenja, odnosno, 1,532 MW za slučaj ($\cos(\phi)_p = 0,95$ ind). Ova analiza pokazuje pozitivan efekat priključenja vetroelektrane u pogledu gubitaka. Pri instalisanoj snazi vetroelektrane od 18 MW, godišnji gubici energije u analiziranom slučaju su za 48,7% manji u slučaju $\cos(\phi)_p = 1$, odnosno 45,2% u slučaju $\cos(\phi)_p = 0,95$ ind.

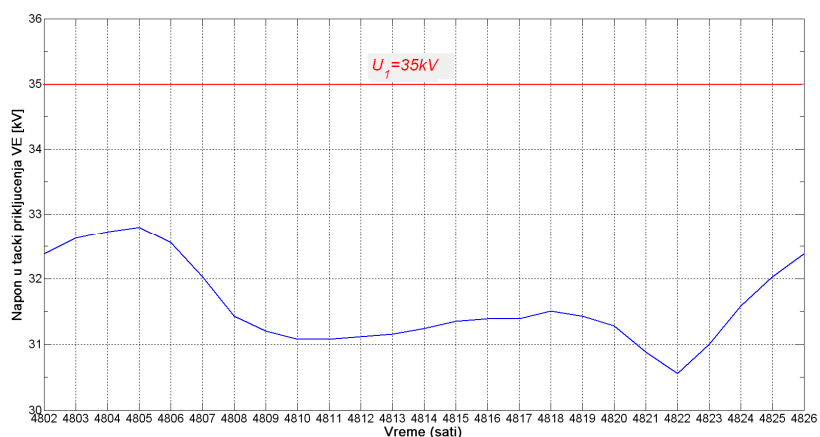
Prethodna analiza pokazuje da su modeli za kategorizaciju vetroelektrane u pogledu gubitaka u distributivnoj mreži, koji su opisani u odeljcima 9.3 i 9.4, praktično upotrebljivi. Greška analitičkih modela za procenu uticaja priključenja vetroelektrane na

gubitake u distributivnom vodu, koji su opisani u odeljcima 9.3 i 9.4, je 4,5% za slučaj $\cos(\phi)_p = 1$, odnosno, -2,9% za slučaj $\cos(\phi)_p = 0,95$ ind.

Glavni negativan efekat rada vetroelektrane na distributivnu mrežu je kolebanje napona, koje je posledica intermitentnosti proizvodnje. Na slici 9.12 i 9.13 prikazani su dijagrami srednjih satnih vrednosti napona u tački priključenja vetroelektrane za karakterističan zimski i letnji dan, kada vetroelektrana nije u pogonu ($P_{VE}=0$ i $Q_{VE}=0$). Obe analize se odnose za slučaj da je faktor snage potrošnje $\cos(\phi)_p = 1$.



Slika 9.12: Naponi na sabirnicama 1 (crvena linija) i u tački priključenja vetroelektrane (plava linija), pre njenog priključenja, za karakterističan dan u periodu oktobar – mart



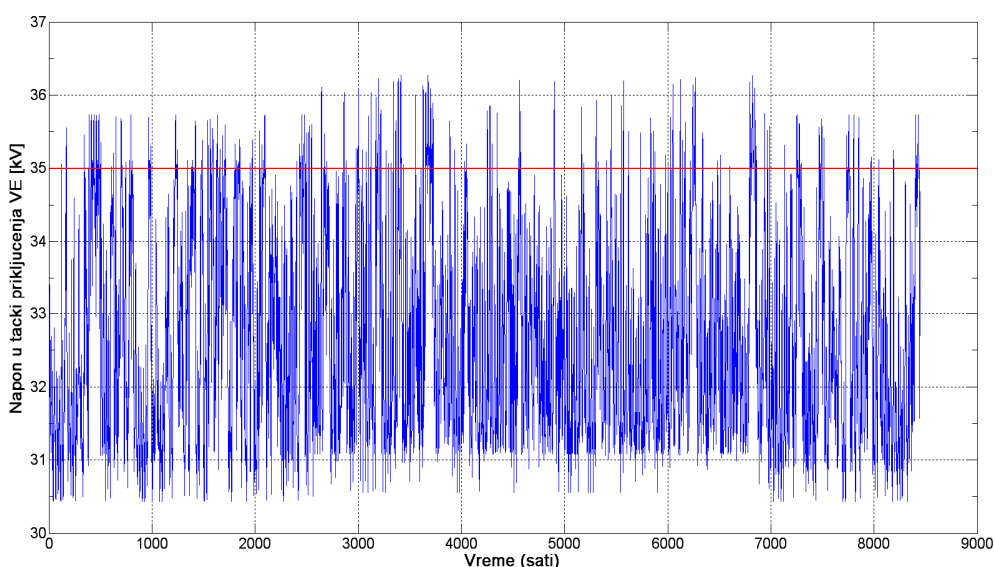
Slika 9.13: Naponi na sabirnicama 1 (crvena linija) i u tački priključenja vetroelektrane (plava linija), pre njenog priključenja, za karakterističan dan u periodu april - septembar

Može se zaključiti da je napon u tački priključenja vetroelektrane, u periodima vršnog opterećenja, ispod propisom dozvoljene vrednosti (31,5 kV) [133]. Ovo je

posledica slabe mreže (fazni provodnici malog poprečnog preseka u odnosu na snagu koja se prenosi) koja uzrokuje veliki pad napona. Neprihvatljivo nizak napon u potrošačkim čvorovima se, u analiziranom slučaju, popravlja izborom regulacionog odcepa u transformatoru 110/35 kV/kV u TS Zrenjanin 1.

Na slici 9.14 prikazan je vremenski dijagram srednjih satnih vrednosti napona u tački priključenja kada je vetroelektrana, instalisane snage 18 MW, u pogonu. Analiza se odnosi za slučaj kada je faktor snage potrošnje $\cos(\phi)_p = 1$ i vetroelektrana generiše samo aktivnu snagu ($Q_{VE}(t)=0$). Pretpostavljeno je da je napon u čvoru 1 (slika 9.4) fiksiran i iznosi 35 kV. Može se zaključiti da nakon priključenja vetroelektrane dolazi do povećanja kolebanja napona u tački priključenja.

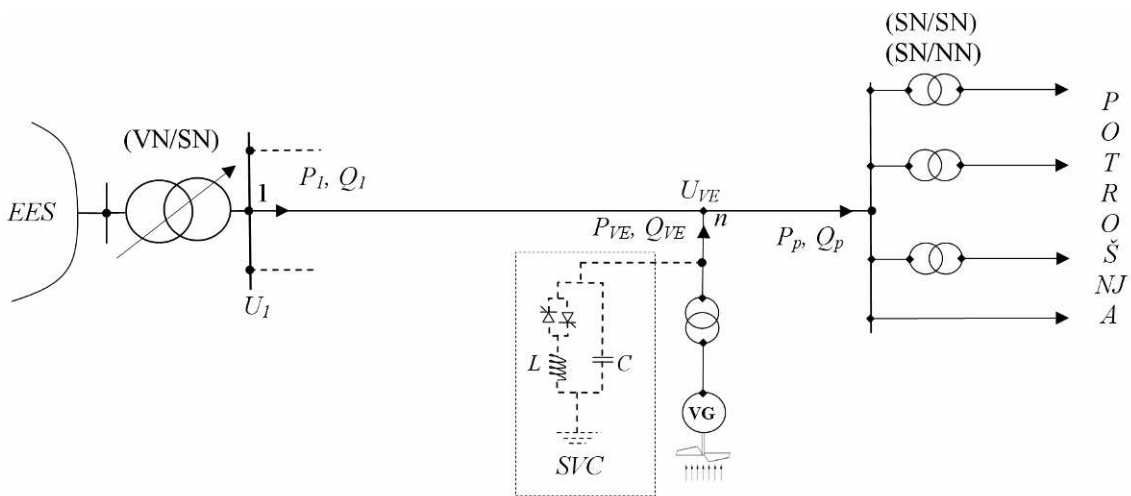
Generalno, vetroelektrana dovodi do povećanja srednje vrednosti napona u tački priključenja, što je posledica rasterećenja napojnog voda u deonici od čvora 1 do 6 (slika 9.4). Ipak, donja granica napona je ostala nepromenjena i ona je definisana režimom vršne potrošnje u uslovima kada vetroelektrana ne generiše električnu energiju (brzina vetra je manja od brzine uključanja vetroturbine). Gornja granica napona je definisana režimom minimalne potrošnje uz maksimalno (nominalno) generisanje snage vetroelektrane.



Slika 9.14: Srednje satne vrednosti napona u tački priključenja vetroelektrane (plava linija) kada je napon na početku voda $U_I=35$ kV=const. (crvena linija)

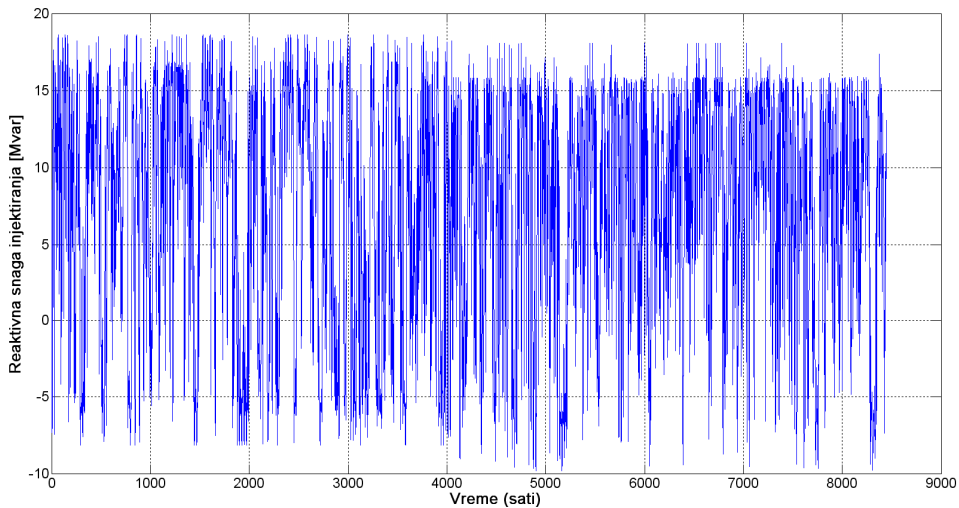
9.5.5 Uticaj vetroelektrane na gubitke snage u uslovima sa kompenzacijom pada napona

Da bi se napon u tački priključenja vetroelektrane održavao na određenu vrednost, npr. nominalnu, potrebno je vršiti injektiranje-apsorbovanje reaktivne snage u tački priključenja vetroelektrane. S obzirom na varijabilnu snagu potrošnje i varijabilnu snagu proizvodnje vetroelektrane, injektiranje reaktivne snage treba da bude dinamičkog karaktera. Na dijagramu na slici 9.14 može se primetiti da pri pojedinim režimima napon u tački priključenja vetroelektrane može biti veći od nazivnog napona mreže. U takvim režimima potrebno je vršiti apsorpciju reaktivne energije, dok je u režimima sa nižim naponom od nazivnog potrebno generisanje reaktivne energije. Kontrola reaktivne snage u tački priključenja vetroelektrane se može vršiti upravljanjem faktorom snage vetroelektrane [142] ili instalacijom FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) uređaja [143-145], kao što je *Static Var Compensator (SVC)* [146,147], u tački priključenja vetroelektrane na distributivnu mrežu. Na slici 9.15 prikazana je principiska šema sistema koji se analizira.



Slika 9.15: Principiska šema dela distributivne mreže koja se analizira sa SVC uređajem na mestu priključenja vetroelektrane

Na slici 9.16 prikazana je vremenska promena potrebne reaktivne snage injektiranja u tački priključenja vetroelektrane, instalisane snage (18 MW), tako da se napon u toj tački održava na fiksnu vrednost od 35 kV. Analiza se odnosi za slučaj da je faktor snage potrošnje $\cos(\phi)_p = 1$ i da je napon u čvoru 1 $U_1 = 35 \text{ kV} = \text{const}$.



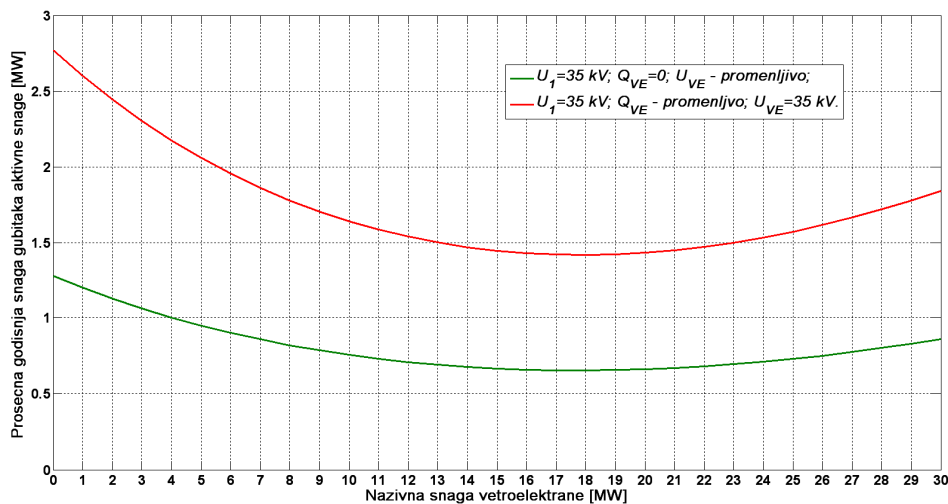
Slika 9.16: Srednje satne vrednosti reaktivne snage injektiranja (Q_{VE}) u tački priključenja vetroelektrane na distributivnu mrežu

Proračun potrebne reaktivne snage injektiranja Q_{VE} u tački priključenja vetroelektrane je vršen za svaki sat i u analiziranom jednogodišnjem periodu na osnovu relacije (9.32). Relacija (9.32) je dobijena na osnovu izraza (9.7) i (9.8) postavljanjem uslova $U_{VE}=U_I$ gde je U_{VE} napon u tački priključenja vetroelektrane, a U_I je napon u krutoj tački mreže (čvoru 1 na slici 9.4).

$$\left(\frac{U_1}{2} - \sqrt{\left(\frac{U_1}{2} \right)^2 - \frac{(X_E(P_{pi} - P_{VEi}) - R_E(Q_{pi} - Q_{VEi}))^2}{U_1^2} - (R_E(P_{pi} - P_{VEi}) + X_E(Q_{pi} - Q_{VEi}))} \right)^2 + \left(\frac{(X_E(P_p - P_{VE}) - R_E(Q_{pi} - Q_{VEi}))}{U_1} \right)^2 - U_1^2 = 0 \Rightarrow Q_{VEi} \quad (9.32)$$

Treba napomenuti da je, pri ovom režimu, napon duž deonice voda između tačaka 1 i 6 na slici 9.15 niži od 35 kV.

Analizirajući vremenski dijagram na slici 9.16 može se zaključiti da održavanje napona u tački priključenja vetroelektrane na konstantnu (nazivnu) vrednost zahteva relativno veliku snagu reaktora i kapaciteta u SVC uređaju. Osim toga, generisanje-apsorbovanje reaktivne snage u tački priključenja vetroelektrane će uzrokovati povećanje struje u deonici voda između čvora 1 i 6, pa će, kao posledica toga, gubici snage biti veći. Na slici 9.17 grafički su prikazani rezultati proračuna prosečne godišnje snage gubitaka za ova dva slučaja za različite instalisane snage vetroelektrane.



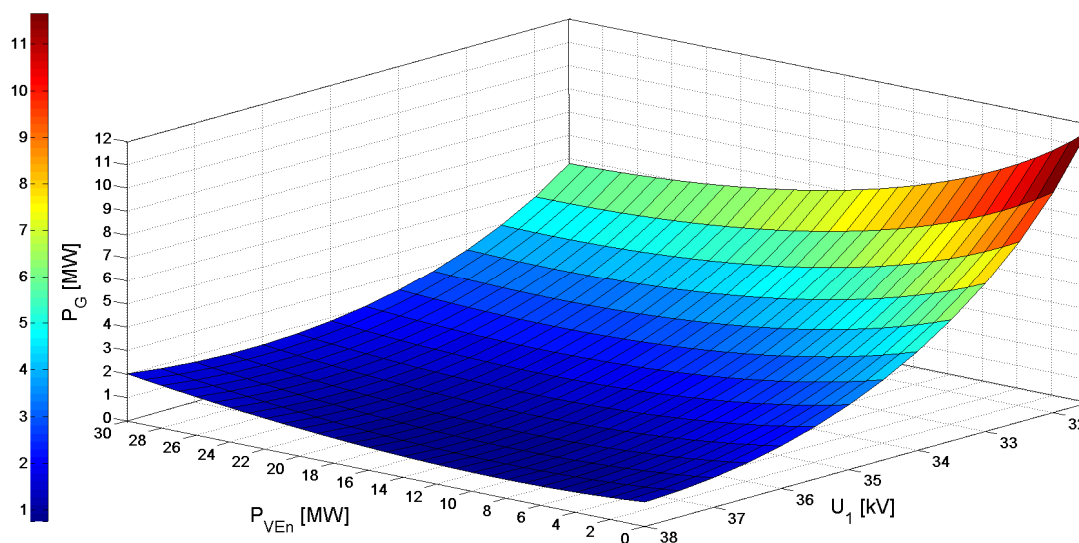
Slika 9.17: Uporedna analiza gubitaka snage za različite instalisane snage vetroelektrane, za slučaj sa i bez kompenzacije pada napona na priključnom vodu

Na osnovu rezultata prikazanih na slici 9.17 može se zaključiti da je instalisana snaga vetroelektrane pri kojoj su minimalni godišnji gubici u oba slučaja ista (18 MW). Održavanje napona u tački priključenja vetroelektrane na nominalnu vrednost značajno povećava gubitke zbog dodatnih tokova reaktivnih snaga. U konkretnom primeru, prosečni godišnji gubici snage za slučaj održavanja napona na konstantnu vrednost 35 kV iznose 1,42 MW, dok je za slučaj bez kompenzacije pada napona 0,654 MW. Treba primetiti da je relativan uticaj vetroelektrane na promenu gubitaka u distributivnoj mreži nakon njenog priključenja ostao približno isti. U analiziranom slučaju, vetroelektrana će i za slučaj kada se vrši kompenzacije padova napona smanjiti gubitke za 48,7%.

Trajno dozvoljene vrednosti napona u SN distributivnim mrežama imaju određenu toleranciju u odnosu na nazivnu vrednost. U elektrodistributivnom sistemu Srbije te granice su $U_n \pm 10\%$ [133], dakle, u konkretnom primeru $31,5\text{ kV} \leq U \leq 38\text{ kV}$. Održavanje napona U_1 iznad minimalne propisane granice se vrši regulacijom prenosnog odnosa transformatora $110 \pm 35\text{ kV/kV}$ u TS Zrenjanin 1. Postavlja se pitanje kako će vrednost napona na početku voda uticati na gubitke snage u uslovima rada vetroelektrane na distributivnu mrežu.

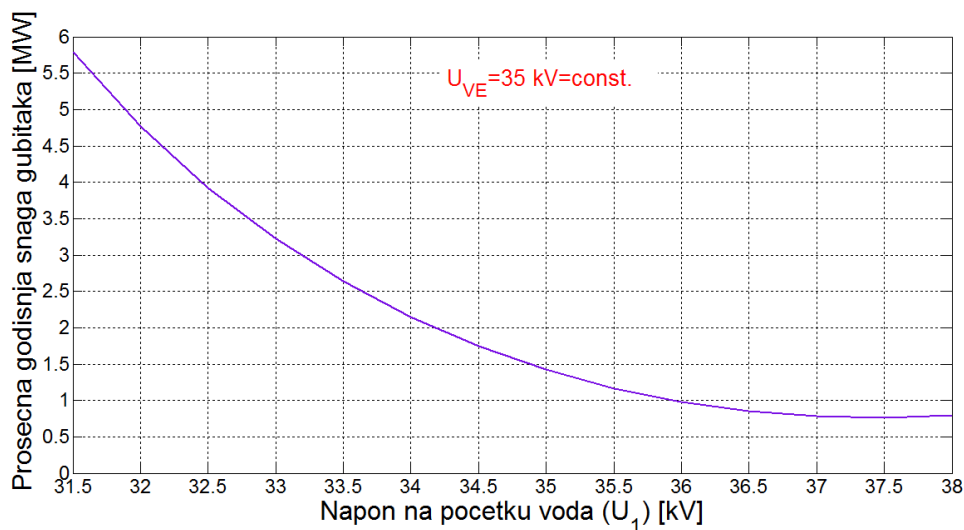
U narednoj analizi uzeta je pretpostavka da je napon u tački priključenja vetroelektrane konstantan i nominalan ($U_{VE}=35\text{ kV}$). Napon U_1 je takođe nepromenljiv

ali je analiza izvršena za više njegovih vrednosti, koje su varirane od 31.5 kV (donja propisana granica) do 38 kV (gornja propisana granica), sa korakom 0,5 kV (u realnosti ovaj korak zavisi od finoće, odnosno koraka regulatora u TS VN/SN). Za svaku vrednost napona U_I izvršen je proračun srednje godišnje snage gubitaka P_G na deonici voda od čvora 1 do čvora 6 (slika 9.4). Proračuni su izvršeni za različite vrednosti instalisane snage vetroelektrane P_{VEinst} . Rezultati proračuna su prikazani na slici 9.18.



Slika 9.18: Snaga gubitaka P_G za različite instalisane snage vetroelektrane (P_{Ven}) i različite vrednosti napona U_I (koji je variran od 31,5 do 38 kV) pri konstantnom naponu $U_{VE}=35$ kV

Pri svakom zadatom naponu U_I postoji određena instalisana snaga vetroelektrane pri kojoj su godišnji gubici minimalni. Na osnovu dijagrama na slici 9.18 može se zaključiti da se minimalni gubici postižu pri naponu $U_I=37,5$ kV i instalisanoj snazi vetroelektrane od 10 MW. Minimalna prosečna snaga gubitaka, koja se može postići priključenjem vetroelektrane na analiziranoj lokaciji, uz uslove $U_I=const.$ i $U_{VE}=35$ kV= $const.$, iznosi $P_G =0.763$ MW i postiže se pri $U_I=37,5$ kV. Ova analiza je prikazana na slici 9.19.



Slika 9.19: Minimalne prosečne godišnje snage gubitaka za različite vrednosti napona U_1

9.5.6 Uticaj vetroelektrane na gubitke snage u uslovima kombinovane regulacije napona

Prethodna analiza nameće zaključak da je održavanje napona u tački priključenja vetroelektrane na nominalnu vrednost optimalno vršiti kombinovanom regulacijom prenosnog odnosa transformatora (izborom regulacionog odcepa u TS VN/SN) i dinamičkom kompenzacijom reaktivne snage u tački priključenja vetroelektrane. Zbog intermitentnosti proizvodnje vetroelektrane, upravljanje naponom samo promenom regulacionih odcepa u TS VN/SN nije prihvatljivo jer je ova regulacija spora da bi mogla pratiti promene proizvodnje vetroelektrane. Osim toga, regulacija je diskretna, a česte promene regulacionih odcepa nisu prihvatljive zbog skraćenja životnog veka regulatora.

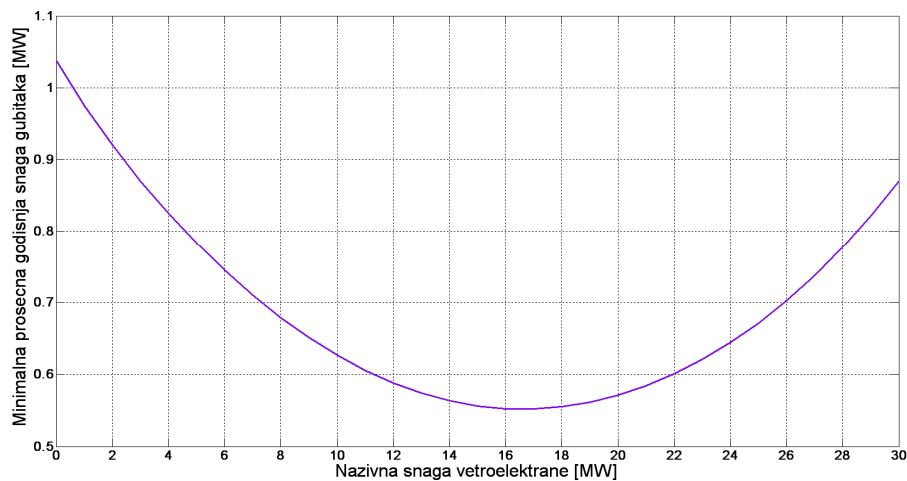
U narednoj analizi pretpostavljeno je da se napon u tački priključenja vetroelektrane održava na konstantnu vrednost $U_{VE}=35 \text{ kV}=\text{const.}$ pri svim snagama potrošnje i proizvodnje. Za svaki sat i , u toku jednogodišnjeg perioda, variran je prenosni odnos transformatora, odnosno napon U_1 je menjan u opsegu 31,5 do 38 kV sa korakom 0,5 kV. Za svaku vrednost napona U_{1ij} ($i=1,2,\dots,8760$; $j=1,2,\dots,14$; gde se indeks i odnosi na sat u godini, a indeks j na položaj regulatora u TS VN/SN) proračunata je odgovarajuća reaktivna snaga injektiranja Q_{VEij} prema relaciji (9.33), koja sledi iz izraza (9.7) i (9.8).

$$\left(\frac{U_{ij}}{2} - \sqrt{\left(\frac{U_{ij}}{2} \right)^2 - \frac{(X_E(P_{pi} - P_{VEi}) - R_E(Q_{pi} - Q_{VEij}))^2}{U_{ij}^2} - (R_E(P_{pi} - P_{VEi}) + X_E(Q_{pi} - Q_{VEij}))} \right)^2 + \left(\frac{(X_E(P_{pi} - P_{VEi}) - R_E(Q_{pi} - Q_{VEij}))}{U_{ij}} \right)^2 - U_{VE}^2 = 0 \Rightarrow Q_{VEij} \quad (9.33)$$

Za svaku vrednost napona U_{ij} , i odgovarajuću proračunatu vrednost Q_{VEij} , izvršen je proračun gubitaka snage P_{Gij} prema relaciji (9.34), koja direktno sledi iz izraza (9.6).

$$\frac{P_{Gij} U^2}{R_V} - (P_{pi} - P_{VEi} + P_{Gij})^2 - (Q_{pi} - Q_{VEij} + \frac{X_V}{R_V} P_{Gij})^2 = 0 \quad (9.34)$$

Za svaki sat i određena je optimalna vrednost para U_{iopt} i Q_{VEiopt} pri kojem su gubici snage P_{Gi} minimalni. Celokupan proračun je vršen za različite vrednosti instalisane snage P_{VEi} , koja je varirana od 0 do 30 MW. Pri proračunu je pretpostavljeno da je $Q_{pi}=0$. Rezultati proračuna su prikazani na slici 9.20.

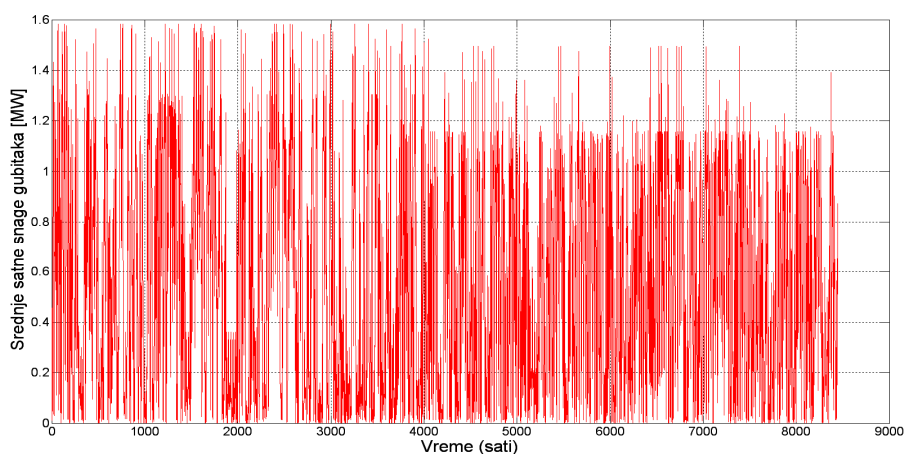


Slika 9.20: Minimalni prosečni godišnji gubici snage za različite instalisane snage vetroelektrane

Analizirajući dijagram na slici 9.20 može se zaključiti da se kombinovanim upravljanjem naponima mogu postići najbolji efekti u pogledu smanjenja gubitaka u distributivnoj mreži pri radu vetroelektrane. U analiziranom slučaju, pri kombinovanom upravljanju naponima, instalisana snaga vetroelektrane od 16 MW će obezbediti

minimalne godišnje gubitke energije. Pri ovoj instalisanoj snazi, prosečni godišnji gubici aktivne snage su 0,553 MW, dok je snaga gubitaka bez vetroelektrane, pod istim uslovima u pogledu napona, 1,037 MW. Relativno smanjenje gubitaka je $\eta_{VEG}=46,67\%$.

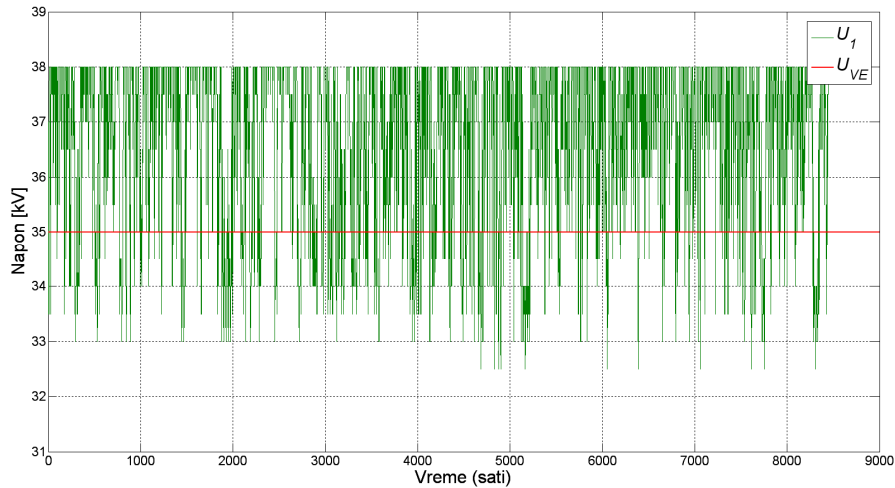
U narednoj analizi vršen je proračun gubitaka kada je na distributivni vod priključena vetroelektrana snage $P_{VE_n}=16$ MW. Pretpostavljeno je da se napon U_I može menjati u granicama 31,5 – 38 kV, sa korakom od 0,5 kV, dok je napon $U_{VE}=35$ kV=*const*. Vremenski dijagram snage gubitaka za analizirane uslove je prikazan na slici 9.21.



Slika 9.21: Vremenski dijagram snage gubitaka

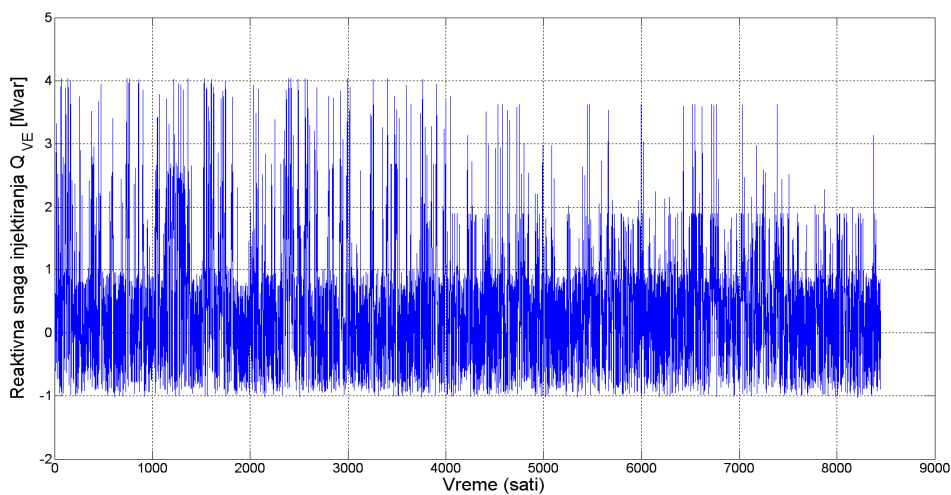
U analiziranom slučaju, snaga gubitaka se menja u granicama od približno 0 do 1,58 MW. Srednja snaga gubitaka je $\bar{P}_G = 0,553$ MW i to predstavlja minimalnu snagu gubitaka koja se može postići uz navedena naponska ograničenja. Treba primetiti, da pri pojedinim režimima rada srednja satna snaga gubitaka može biti veća u odnosu na maksimalnu snagu gubitaka pre priključenja vetroelektrane, što bi moglo biti neprihvatljivo zbog preopterećenja voda. Međutim, analize sprovedene u radovima [134,135] pokazuju da pri uslovima generisanja snage iz vetroelektrane i sami provodnici nadzemnog voda su izloženi vetru, pa je njihov prenosni kapacitet i do 100 % veći u odnosu na stanje bez vetra. Ipak, treba ovaj efekat pažljivo uzeti u obzir pošto je provodnik linijski element, pa treba sagledati najtopliju tačku na njemu uzimajući u obzir sve efekte generisanja i odvođenja toplote.

Na slici 9.22 prikazana je promena napona U_I u toku analiziranog jednogodišnjeg perioda. Napon se menjao u granicama od 32,5 kV do 38 kV. Broj promena položaja regulatora napona u TS VN/SN je bio ukupno 4017, što je u proseku oko 11,4 dnevno.



Slika 9.22: Promena napona U_I u toku analiziranog jednogodišnjeg perioda

Na slici 9.23 prikazana je promena reaktivne snage injektiranja u tački priključenja vetroelektrane.



Slika 9.23: Srednje satne reaktivne snage injektiranja Q_{VE}

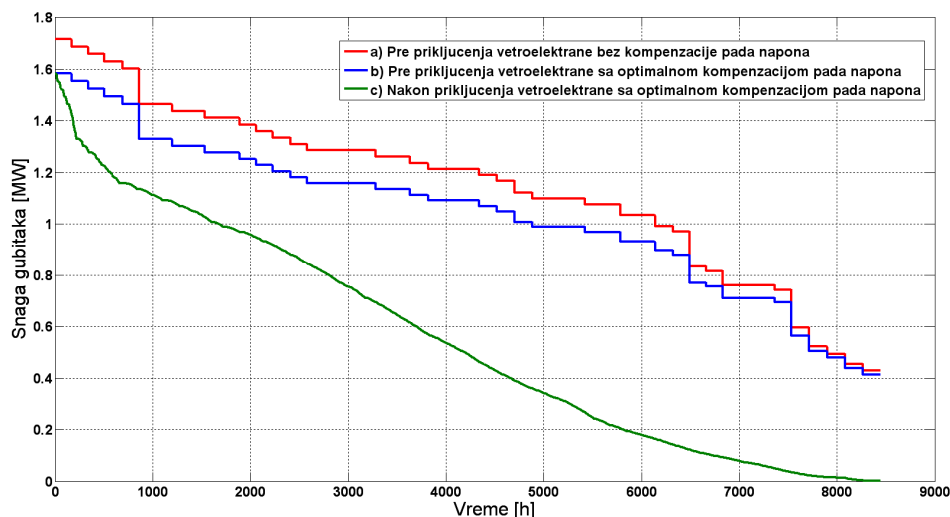
Snaga injektiranja se menjala u granicama 1,02 Mvar (ind) do 4,02 Mvar (cap). S obzirom na nivo zahtevane reaktivne snage ona može biti generisana i od same

vetroelektrane. U konkretnom primeru, granice generisanja reaktivne snage vetroelektrane realizovane sa vetroagregatima Vestas V100, 2 MW je $\pm 7,68$ Mvar, pri čemu ta snaga može biti generisana i u slučaju kada vetrogenerator ne generiše aktivnu snagu, [142]. Ukoliko vetroelektrana nema mogućnosti generisanja zahtevane reaktivne snage, onda ona može biti obezbeđena iz SVC uređaja priključenog u tački priključenja vetroelektrane na distributivnu mrežu, slika 9.15.

Realizacija prethodnog modela u praksi zahteva koordinaciju rada regulatora napona u TS VN/SN i regulacije reaktivne snage injektiranja u vetroelektrani. Da bi ovakav sistem praktično funkcionisao potrebno je, na početku svakog sata, predvideti prosečnu snagu potrošnje i proizvodnje vetroagregata za tekući sat i proračunati optimalnu poziciju regulatora napona, prema relacijama (9.33) i (9.34). Procena potrošnje za sat unapred se može vršiti sa velikom tačnošću jer je ona po pravilu slabo promenljiva. Procena proizvodnje vetroelektrane ima generalno veću grešku, ali su razvijeni algoritmi za prognozu vetra, koji mogu obezbediti prihvatljivu grešku za kratkoročnu procenu proizvodnje vetroelektrane [114,115]. Preliminarna istraživanja, koja su sprovedena u radu [148], pokazuju da se u analiziranom regionu Banata može vršiti predikcija satne proizvodnje vetroelektrana za dan unapred sa normalizovanom greškom manjom od 10 %. Greška u proceni proizvodnje za sat unapred može iznositi u proseku nekoliko procenata.

Zaključak prethodnih analiza je da vetroelektrana generalno smanjuje gubitke aktivne snage u distributivnoj mreži. Razvijeni modeli mogu poslužiti kao osnov za reviziju tehničkih preporuka koje regulišu uslove priključenja malih elektrana na distributivnu mrežu. Revizija je potrebna kako bi se uključio pozitivan efekat rada vetroelektrane na distributivnu mrežu. U konkretnom primeru, priključenjem vetroelektrane snage 16 MW bi rezultovalo smanjenje gubitaka energije od oko 4200 MWh/god, što iznosi oko 11 % od ukupne procenjene proizvodnje vetroelektrane na analiziranoj lokaciji. Na slici 9.24 dati su uporedo krive trajanja (histogrami) snage gubitaka za tri slučaja. Kriva (a) približno odgovara postojećem stanju gde je pretpostavljeno da je napon na početku voda $U_I=36,5$ kV i da je nepromenljiv. Napon u centru potrošnje je manji za odgovarajuću vrednost pada napona. Kriva (b) uvažava pretpostavku da se pad napona na deonici voda od čvora 1 do 6 (slika 9.4) kompenzuje kombinovano, promenom regulacionih odcepa u TS VN/SN i injektiranjem reaktivne snage u čvoru 6. Koordinacija regulacije u TS i injektiranja snage u čvoru 6 se vrši tako

da gubici u svakom satu budu minimalni. Kriva (c) podrazumeva identičan pristup upravljanju napona kao u slučaju (b), s tim što postoji injektiranje aktivne snage u čvoru 6 od vetroelektrane instalisane snage 16 MW.



Slika 9.24: Krive trajanja gubitaka na distributivnom vodu pre i nakon priključenja vetroelektrane instalisane snage 16 MW (snaga pri kojoj su gubici minimalni)

Uporednom analizom dijagrama može se zaključiti da optimalnom kompenzacijom pada napona u uslovima kada nema vetroelektrane, efekat na smanjenje gubitaka je značajan ali višestruko manji nego što je efekat smanjenja gubitaka nakon priključenja vetroelektrane instalisane snage 16 MW. Pored značajnog smanjenja gubitaka energije na godišnjem nivou, priključenjem vetroelektrane se značajno smanjuje trajanje vršnih gubitaka, koji su merodavni za termička naprezanja voda i ostalih elemenata distributivnog sistema. Nakon priključenja vetroelektrane ukupno vreme trajanja gubitaka snage većih od 1 MW je oko 1700 h/god, dok je u slučaju pre priključenja vetroelektrane to vreme oko 4900 h/god. Ovaj efekat se značajno odražava na životni vek elemenata u sistemu, pa je to još jedan pozitivan efekat rada vetroelektrane priključene na distributivni sistem.

Nedostatak predloženog modela upravljanja naponima, koji može ograničiti njegovu praktičnu primenljivost, je činjenica da će promenu napona na sabirnicama TS VN/SN imati svi potrošači na ostalim izvodima koje napaja TS VN/SN, a na kojima je priključena samo potrošnja. Ovaj nedostatak otvara pravce daljeg razvoja sistema za optimalnu integraciju vetroelektrana u elektrodistributivnu mrežu sa aspekta gubitaka.

Jedan od mogućih pravaca razvoja ovog sistema je koordinirano upravljanje između vetroelektrane i regulacionih sistema u napojnoj transformatorskoj stanici. Ovaj sistem bi omogućio optimalnu koordinaciju napona na izvodima, tako da gubici u celom distributivnom sistemu budu minimalni, uz zadovoljavanje tehničkih performansi sistema u pogledu kvaliteta napona. Za razvoj ovakvog sistema potrebno je razviti koncept inteligentne distributivne mreže, koja će omogućiti komunikaciju između svih elemenata u distributivnom sistemu. Dalja istraživanja na ovu temu su povezana i sa pitanjem optimalne strukture distribuiranih izvora koji su priključeni na distributivnu mrežu [149]. U tom pogledu, kombinacija komplementarnih izvora, kao što su vetroelektrane i solarne elektrane, može obezbediti još povoljnije efekte distribuiranog generisanja na gubitke u distributivnoj i prenosnoj mreži EES.

10. ZAKLJUČAK

Vetroenergetika predstavlja oblast energetike sa najvećim trendom razvoja u poslednjih deset godina. Za realizaciju scenarija daljeg razvoja vetroenergetike, istraživanja resursa energije vetra imaju poseban značaj. Za razliku od planiranja hidroelektrana, planiranje vetroelektrana se u mnogo manjoj meri može osloniti na istorijske merene podatke iz hidrometeoroloških stanica. Uticaj konfiguracije i hrapavosti terena na prostornu i visinsku raspodelu potencijala energije vetra je vrlo izražen. Iz tog razloga, razvoj metoda i novih algoritama za procenu visinskog i prostornog profila snage vetra predstavlja aktuelnu problematiku u stručnim i naučnim krugovima. Ključni doprinosi doktorske disertacije u pogledu istraživanja resursa energije vetra u fazi planiranja i projektovanja vetroelektrana su:

Razvijen je model za visinsku ekstrapolaciju merenih podataka o brzini vetra za procenu proizvodnje vetroelektrane. Model se bazira na metodi minimuma sume kvadrata odstupanja. Korišćenjem ove metode razvijen je originalan matematički model za procenu visinskog koeficijenta smicanja vetra za slučaj kada postoje merenja brzine vetra na najmanje tri merne visine. Primenom ovog modela na bazu merenih podataka na nižim visinama, dobija se sintetički set podataka na željenoj visini postavljanja vetroturbine. Estimirani set sintetičkih (ekstrapoliranih) podataka se može koristiti kao ulazni set podataka za profesionalne softvere za regionalnu analizu resursa vetra, kao i procenu proizvodnje vetroelektrana. Algoritam je testiran korišćenjem realnih merenih podataka o brzini vetra sa tri lokacije koje karakterišu različiti topografski i klimatski uslovi. Sprovedene analize pokazuju da predobrada merenih podataka, prema predloženom modelu, daje tačnije rezultate u proceni resursa energije vetra i proceni proizvodnje vetroelektrana u odnosu na klasičnu primenu programa WASP, koji koristi podatke samo sa jedne merne visine. Osnovna prednost predložene metodologije je da ona nije zavisna od subjektivne procene hrapavosti terena i da uvažava dnevne i sezonske promene koeficijenta smicanja vetra. Nedostatak modela je što je on primenljiv samo u slučaju kada postoje podaci o merenju brzine vetra na više visina na mernom stubu. Ako postoje podaci o dnevnoj varijaciji koeficijenta visinskog smicanja vetra (α) za analizirani region, onda je moguće primeniti predloženu metodologiju i u slučaju kada postoje samo merenja na jednoj visini. Testovi na realnim mernim

podacima o brzini vetra pokazuju da predložena metodologija daje izrazito bolje rezultate u odnosu na klasičnu u slučaju kada su merenja brzine vetra dostupna na relativno niskoj visini, npr. 10 m. Na osnovu realnih merenih podataka, u radu je analizirana greška modela u uslovima različitih vremenskih uslova i različitih uslova stabilnosti atmosfere. Generalni zaključak sprovedenih testova je da predložena metodologija daje dobre rezultate u pogledu procene visinskog profila brzine vetra pri svim analiziranim karakterističnim meteorološkim uslovima.

Razvijen je model dinamičkog koeficijenta smicanja vetra. Visinski profil brzine vetra se u vetroenergetici opisuje sa dva osnovna modela i to stepenim zakonom i logaritamskim zakonom. Oba modela se praktično podjednako koriste u inženjerskoj praksi. Nedostatak oba modela je što u sebi sadrže fiksne parametre, koji ne omogućavaju dinamičko sagledavanje profila brzine vetra. Kombinujući ova dva pristupa, u tezi su analitički raspregnuti ovi dominantni faktori koji utiču na visinski profil brzine vetra. U razvijenom modelu, visinski profil brzine vetra se modeluje sa koeficijentom smicanja vetra koji ima dve komponente: jednu statičku, kojom se modeluje uticaj hrapavosti terena, i drugu, vremenski promenljivu komponentu, koja uvažava dijabatske promene visinskog profila brzine vetra. Razvijeni model može imati značajnu praktičnu primenu u regionalnoj analizi potencijala energije vetra. Na osnovu predloženog modela razvijen je algoritam za regionalnu analizu potencijala energije vetra na osnovu distribuiranih merenja na niskim mernim stubovima. Mereni podaci o brzini vetra izmereni na nižim stubovima se ekstrapoliraju na željenu visinu korišćenjem razvijenog modela sa raspregnutim statičkim i dinamičkim koeficijentom smicanja vetra. Ovaj pristup može imati praktičnu primenljivost za izradu atlasa vetrova nekog regiona, kao i u fazi inicijalnog istraživanja vetroenergetskog potencijala u cilju pronalaženja najpovoljnijih lokacija za izgradnju vetroelektrana. Model je testiran na realnom projektu prve vetroelektrane u Srbiji, koja je izgrađena u mestu Leskova kod Tutina. Ovaj i drugi sprovedeni testovi pokazuju dobru praktičnu primenljivost razvijenog modela. Posebna pažnja u pogledu primene razvijenog modela je u radu posvećena višegodišnjoj proceni potencijala vetra na osnovu kratkoročnih merenja. Model je integrisan u algoritam za linearnu korelacionu analizu sa podacima iz meteoroloških stanica. Uvođenjem dijabatske korekcije u proceni visinskog profila dobijen je pouzdaniji model za procenu prosečne snage vetroelektrane u toku njenog eksploatacionog veka.

Visnski i vremenski profil brzine vetra je nepohodno analizirati pri izboru komponenti vetroagregata u fazi projektovanja vetroelektrane. Ključni elementi u pogledu optimalnog izbora vetroagregata su vezani za izbor visine stuba, prečnika vetroturbine i nazivne snage vetrogeneratora. Na osnovu raspoloživih mernih podataka sa lokacije Bavaništansko polje analizirani su efekti visnskog i vremenskog profila brzine vetra na izbor vetroagregata. Analize su pokazale da se i malo povećanje visine stuba, kao i prečnika vetroturbine, može bitno odraziti na povećanje proizvodnje vetroagregata. Ipak, optimalan izbor komponenti vetroagregata je kompleksan problem koji, pored parametara vetra, zahteva uključivanje i drugih uticajnih faktora i tehničkih i netihničkih ograničenja.

Vetroelektrane predstavljaju izvor energije čija se proizvodnja ne može planirati, već je ona diktirana profilom vetra. Iz tog razloga, sve veće učešće vetroelektrana u proizvodnji električne energije u globalnom elektroenergetskom sistemu, zahteva istraživanja i razvoj modela za analizu uticaja vremenskog profila proizvodnje vetroelektrana na tržište električne energije, gubitke snage u distributivnoj i prenosnoj mreži i regulaciju snaga u sistemu. Ključni doprinosi doktorske disertacije u pogledu analize uticaja vremenskog profila snage vetra na eksploatacione karakteristike vetroelektrana su:

Uveden je indeks korelisanosti profila proizvodnje vetroelektrane i profila cene na berzi električne energije. Za sagledavanje ekonomičnosti projekta vetroelektrane u uslovima slobodnog tržišta, pored procene godišnje proizvodnje, potrebno je analizirati i profil proizvodnje vetroelektrana, koji je diktiran vremenskim profilom brzine vetra. U 8. poglavlju, ove doktorske disertacije, analizirana je korelisanost između dijagrama proizvodnje i dijagrama cena na berzi električne energije. Definisana je indeks korelacije između profila proizvodnje i profila cene na berzi, koji omogućava valorizaciju električne energije iz vetroelektrana na slobodnom tržištu električne energije. Za procenu ovog indeksa potrebno je imati merene podatke o prosečnom dnevnom i sezonskom profilu brzine vetra na lokaciji vetroelektrane, kao i prosečnom dnevnom i sezonskom profilu cena na analiziranoj berzi. Indeks korelisanosti omogućava investitoru da preciznije sagleda ekonomičnost projekta vetroelektrane, kao i vrednost prosečnog proizvedenog MWh na berzi električne energije. Za svaku berzu električne energije mogu se definisati teorijske granične vrednosti indeksa korelisanosti, koje su samo funkcije faktora kapaciteta vetroelektrane. Uporednom analizom procenjenog

indeksa korelisanosti za neku vetroelektranu i odgovarajućih graničnih vrednosti, može se proceniti kvalitet vetra u pogledu dnevnog i sezonskog profila. Praktična primenljivost razvijenog matematičkog modela je testirana na primeru perspektivne vetroelektrane u južnom Banatu za koju je pretpostavljeno da plasira električnu energiju na evropskoj berzi (EEX). Zaključci ove analize pokazuju da u analiziranom regionu korelisanost između cene električne energije na berzi i dijagrama proizvodnje perspektivnih vetroelektrana je relativno slaba, što će umanjiti profit vlasniku vetroelektrane u odnosu na procenu prema srednjoj ceni električne energije na berzi.

Definisana je metodologija i odgovarajući indeksi za kvantitativnu procenu uticaja vremenskog profila proizvodnje vetroelektrana na gubitke u distributivnoj mreži. Gubici električne energije u distributivnoj mreži sa priključenim vetroelektranama su rezultat sučeljavanja dijagrama potrošnje i dijagrama proizvodnje u elementima distributivnog sistema (vodovima i transformatorima). U radu je definisan model za sagledavanje uticaja vetroelektrane na gubitke u priključnom distributivnom vodu. Uveden je i analitički definisan indeks η_{VEG} koji predstavlja meru kvaliteta vremenskog dijagrama proizvodnje vetroelektrane u pogledu gubitaka. Uvedeni indeks ima opšti karakter i za njegov proračun potrebno je poznavati profil relativne potrošnje i profil relativne proizvodnje odabranog vetroagregata. Njegova brojna vrednost predstavlja relativnu promenu godišnjih gubitaka energije na distributivnom vodu nakon priključenja vetroelektrane. Testiranje razvijenih modela je vršeno na primeru realne distributivne mreže, korišćenjem realnih merenih podataka o brzini vetra. Sprovedene analize pokazuju da se, konceptom kombinovanog upravljanja naponima u distributivnoj mreži, mogu postići višestruki pozitivni efekti rada vetroelektrane u pogledu smanjenja gubitaka, poboljšanja naponskih prilika i rasterećenja elemenata u distributivnoj i prenosnoj mreži. Sprovedene analize mogu poslužiti distributivnim kompanijama da sagledaju pozitivne efekte rada vetroelektrana, kao i ostalih distribuiranih izvora, na distributivnu mrežu.

LITERATURA

- [1] J. K. Kaldellis, D. Zafirakis, The wind energy (r)evolution: a short review of a long history, *Renewable Energy* 36 (2011), pp. 1887-1901.
- [2] *Global wind report 2011*, Global Wind Energy Council (GWEC), 2012.
- [3] *Wind in power: 2011 European statistics*, European Wind Energy Association (EWEA), 2012.
- [4] *EU energy roadmap 2050*, European Commission, Directorate-General for Energy, 2011.
- [5] T. Ackermann, *Wind power in power systems*, John Wiley & Sons, Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex, England, 2005.
- [6] N. G. Mortensen, O. Rathmann, M. Nielsen, *WAsP 9 - course notes*, Roskilde, Denmark, September 2008.
- [7] A. Neubert, W. Winkler, *Wind farm design - course notes*, Garrad Hassan Deutschland GmbH, 2009.
- [8] <http://www.emd.dk>
- [9] Ž. Đurišić, J. Mikulović, A model for vertical wind speed data extrapolation for improving wind resource assessment using WAsP, *Renewable Energy* 41 (2012), pp. 407-411.
- [10] Ž. Đurišić, J. Mikulović, Assessment of the wind energy resource in the south Banat region, Serbia, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012), pp. 3014-3023.
- [11] W. G. Früh, Long-term wind resource and uncertainty estimation using wind records from Scotland as example, *Renewable Energy* 50 (2013), pp. 1014-1026.
- [12] G. Sinden, Characteristics of the UK wind resource: long-term patterns and relationship to electricity demand. *Energy Policy* 35 (2007), pp.112-127.
- [13] S. Mathew, *Wind energy, fundamentals, resource analysis and economics*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Printed in The Netherlands, 2006.
- [14] S. Pryor, R. Barthelmie, Climate change impacts on wind energy: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010), pp. 430-437.

- [15] A. G. Marinopoulos, M. C. Alexiadis, P. S. Dokopoulos, Energy losses in a distribution line with distributed generation based on stochastic power flow, *Electric Power Systems Research* 81 (2011), pp. 1986-1994.
- [16] D. Jakus, R. Goic, J. Krstulovic, The impact of wind power plants on slow voltage variations in distribution networks, *Electric Power Systems Research* 81 (2011), pp. 589-598.
- [17] M.H. Albadi, E.F. El Saadany, Overview of wind power intermittency impacts on power systems, *Electric Power Systems Research* 80 (2010), pp. 627-632.
- [18] Y. C. Chen, A. D. Domínguez-García, A method to study the effect of renewable resource variability on power system dynamics, *IEEE Transactions on Power Systems* 27 (2012), pp.1978 - 1989 .
- [19] B. C. Ummels, M. Gibescu, E. Pelgrum, W. L. Kling, A. J. Brand, Impacts of wind power on thermal generation unit commitment and dispatch, *IEEE Transactions on Energy Conversion* 22 (2007), pp.44-51.
- [20] Ž. Đurišić, B. Đukić, N. Šijaković, D. Balkoski, D. Popović, Analiza karakteristika vetra u južnom Banatu i uslovi integracije vetroelektrana u EES Srbije, *Elektroprivreda*, vol. 64, br. 3, 2011.
- [21] H. Chao, Efficient pricing and investment in electricity markets with intermittent resources, *Energy Policy* 39 (2011), pp. 3945-3953.
- [22] M. O. Buygi, H. Zareipour, W. D. Rosehart, Impacts of large-scale integration of intermittent resources on electricity markets: A supply function equilibrium approach, *IEEE Systems journal* 6 (2012), pp.220 - 232.
- [23] C. K. Woo, I. Horowitz, J. Moore, A. Pacheco, The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: The Texas experience, *Energy Policy* 39 (2011), pp. 3939-3944.
- [24] N. J. Cutler, N. D. Boerema, I. F. MacGill, H. R. Outhred, High penetration wind generation impacts on spot prices in the Australian national electricity market, *Energy Policy* 39 (2011), pp. 5939-5949.
- [25] A. Cruz, A. Munoz, J. L. Zamora, R. Espinola, The effect of wind generation and weekday on Spanish electricity spot price forecasting, *Electric Power Systems Research* 81 (2011), pp. 1924-1935.

- [26] Ž. Đurišić, J. Mikulović, I. Babić, Impact of wind speed variations on wind farm economy in the open market conditions, *Renewable Energy* 46 (2012), pp.289-296.
- [27] Ž. Đurišić, N. Rajaković, P. Krička, M. Obradović, Impact of daily and seasonal variations of a wind speed on wind farm economy in the open market conditions, *Proc. of European Wind Energy Conference (EWEC 2009)*, Marseille, France, 2009.
- [28] Ž. Đurišić, J. Mikulović, I. Babić, Analiza uticaja vremenske promene brzine vetra na ekonomičnost vetroelektrana, *Zbornik radova prve konferencije o obnovljivim izvorima električne energije, SMEITS*, Beograd, Septembar, 2011.
- [29] Q. Volker, *Understanding renewable energy systems*, Carl Hanser Verlag GmbH & Co KG, 2005.
- [30] J. F. Manwell, J. G. McGowan, A. L. Rogers, *Wind energy explained*, John Wiley & Sons, Ltd, 2002.
- [31] M. Đurić, Ž. Đurišić, A. Čukarić, V. Ilić, *Elektrane*, Beopres, 2010.
- [32] Haliade 150-6 MW Offshore Wind Turbine, Wind product solutions - Alstom, 2012; <http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/offshore-wind-turbine-6mw-robust-simple-efficient.pdf> (na dan 08.10.2012.)
- [33] D. Mikičić, Ž. Đurišić, B. Radičević, "Vetrogeneratori – perspektivni izvori električne energije", *Elektroprivreda*, vol. 55, br. 4, 2002.
- [34] www.ewea.org
- [35] A. Sathe, W. Bierbooms, Influence of different wind profiles due to varying atmospheric stability on the fatigue life of wind turbines. *Journal of Physics* 75 (2007), 012056.
- [36] S. Wharton, J. K. Lundquist, *Atmospheric stability impacts on power curves of tall wind turbines – an analysis of a west coast north American wind farm*, Department of Energy by Lawrence Livermore National Laboratory, 2010.
- [37] B. Rajković, F. Mesinger, *Mikrometeorologija*, Univerzitet u Beogradu, 2002.
- [38] *ISO 2533. Standard atmosphere. 1st ed.* Technical Committee 20. Subcommittee 6, 1975.
- [39] *IEC 61400-12-1 Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*, International Electrotechnical Committee (IEC), 2005.

- [40] G. M. Masters, *Renewable and efficient electric power systems*, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2004.
- [41] J. A. Carta, D. Mentado, A continuous bivariate model for wind power density and wind turbine energy output estimations, *Energy Conversion and Management* 48 (2007), pp. 420-432.
- [42] Ž. Đurišić, Analiza resursa energije vetra u južnom Banatu, Zbornik radova 30 savetovanja CIGRE, Zlatibor, 2011.
- [43] G. Dobrić, Ž. Đurišić, Multi-criteria optimization of wind farm layout for WAsP application, Proc. of European Wind Energy Association (EWEA 2012), Copenhagen, Denmark, 2012.
- [44] A. Savić, Ž. Đurišić, N. Rajaković, “Optimalno pozicioniranje vetrogeneratora u okviru farme vetrogeneratora uz uvažavanje “Wake efekta”, *Energetika*, Zlatibor, 2010.
- [45] P. A. Costa, R. C. Sousa, C. F. Andrade, M. E. V. Silva, Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil, *Applied Energy* 89 (2012), pp. 395-400.
- [46] T. P. Chang, Performance comparison of six numerical methods in estimating Weibull parameters for wind energy application, *Applied Energy* 88 (2011), pp. 272-282.
- [47] J. V. Seguro, T. W. Lambert, Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 85 (2000), 75-84.
- [48] A. Peña, *Sensing the wind profile*, PhD thesis, Risø National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark, Roskilde, Denmark, 2009.
- [49] S. E. Gryning, E. Batchvarova, B. Brümmer, H. Jørgensen, S. Larsen, On the extension of the wind profile over homogeneous terrain beyond the surface layer, *Boundary-Layer Meteorology* 124 (2007), pp. 30-43.
- [50] H. Dobesch, G. Kury, *Basic meteorological concepts and recommendations for the exploitation of wind energy in the atmospheric boundary layer*, Central Institute for Meteorology and Geodynamics, Vienna, Austria, 2002.

- [51] G. Gualtieri, S. Secci, Comparing methods to calculate atmospheric stability-dependent wind speed profiles: A case study on coastal location, *Renewable Energy* 36 (2011), pp. 2189-2204.
- [52] S. Rehman, N. M. Al-Abbadi, Wind shear coefficients and their effect on energy production, *Energy Conversion and Management* 46 (2005), pp. 2578-2591.
- [53] F. B. Ruedas, C. A. Camacho, S. R. Marcuello, Analysis and validation of the methodology used in the extrapolation of wind speed data at different heights, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010), pp. 2383-2391.
- [54] G. Gualtieri, S. Secci, Methods to extrapolate wind resource to the turbine hub height based on power law: A 1-h wind speed vs. Weibull distribution extrapolation comparison, *Renewable Energy* 43 (2012), pp. 183-200.
- [55] I. Troen, E. L. Petersen, *European wind atlas*, Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1989.
- [56] M. Mohan, T. A. Siddiqui, Analysis of various schemes for the estimation of atmospheric stability classification, *Atmospheric Environment* 32 (1998), pp. 3775-3781.
- [57] N. Sučević Ž. Đurišić, Vertical wind speed profiles estimation recognizing atmospheric stability, *Procc. of Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 10th International Conference on, Rome, Italy, May 2011.*
- [58] D. Golder, Relations among stability parameters in the surface layer, *Boundary-Layer Meteorology* 3 (1972), pp. 47-58.
- [59] J. S. Irwin, F. S. Binkowski, Estimation of the Monin-Obukhov scaling length using on-site instrumentation, *Atmospheric Environment* 15 (1981), pp.1091-1094.
- [60] Z. Stojković, *Computer-aided design in power engineering - application of software tools*, Springer Berlin Heidelberg, 2012.
- [61] S. Hui, A. Crockford, Wind profiles and forests, *European Wind Energy Conference EWEC 2009, Marseille, France, March, 2009.*
- [62] Ž. Đurišić, M. Obradović, N. Arsenijević, Uslovi razvoja projekta vetroparka „Bavaništansko polje“ snage 188 MW, *Zbornik radova, 29 savetovanje CIGRE, Zlatibor, 2009.*

- [63] N. G. Mortensen, L. Landberg, I. Troen, E. L. Petersen, *Wind atlas analysis and application program (WAsP)*, Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1993.
- [64] B. Lange, J. Højstrup, Evaluation of the wind-resource estimation program WAsP for offshore applications, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 89 (2001), pp. 271-291.
- [65] N. Sučević, Ž. Đurišić, Influence of atmospheric stability variation on uncertainties of wind farm production estimation, *Proc. of European Wind Energy Association (EWEA 2012)*, Copenhagen, Denmark, April, 2012.
- [66] G. Gualtieri, S. Secci, Analysis and validation of the methodology used in the extrapolation of wind speed data at different heights, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010), pp. 2383-2391.
- [67] I. A. Perez, M. A. Garcia, M. L. Sanchez, B. Torre, Analysis and parameterisation of wind profiles in the low atmosphere, *Solar Energy* 78 (2005), pp. 809-821.
- [68] S.P. Arya, *Air Pollution Meteorology and Dispersion*. Oxford University Press, New York. 1999.
- [69] M. Hussain, Dependence of power law index on surface wind speed, *Energy Conversion and Management* 43 (2002), pp. 467-472.
- [70] M. A. Lackner, A. L. Rogers, J. F. Manwell, J. G. McGowan, A new method for improved hub height mean wind speed estimates using short-term hub height data, *Renewable Energy* 35 (2010), pp. 2340-2347.
- [71] G. Gualtieri, S. Secci, Wind shear coefficients, roughness length and energy yield over coastal locations in Southern Italy, *Renewable Energy* 36 (2011), pp. 1081-1094.
- [72] *WAsP best practices and checklist*, The WAsP team @ Risø DTU, September 2010.
- [73] Ž. Đurišić, J. Mikulović, I. Babić, M. Đedović, Matematički model za visinsku ekstrapolaciju mernih rezultata o brzini vetra pri proceni vetroenergetskih resursa korišćenjem softvera WAsP, *Proc. of Conference of Industrial Electronics - INDEL*, Banja Luka, November 2010.
- [74] www.nrgsystems.com

- [75] S. Jung, O. A. Vanli, S.D. Kwon, Wind energy potential assessment considering the uncertainties due to limited data, *Applied Energy* 102 (2013), pp. 1492-1503.
- [76] E. Firtin, O. Guler, S. A. Akdag, Investigation of wind shear coefficients and their effect on electrical energy generation, *Applied Energy* 88 (2011), pp. 4097-4105.
- [77] N.I. Fox, A tall tower study of Missouri winds, *Renewable Energy* 36 (2011), pp. 330-337.
- [78] I. Nenčić, Ž. Đurišić, Analiza nesigurnosti WAsP modela u proceni proizvodnje vetroelektrane na kompleksnom terenu, *Zbornik radova 30 savetovanja CIGRE, Zlatibor, 2011.*
- [79] Ž. Đurišić, J. Trifunović, M. Zindović, M. Milinković, I. Babić, M. Mišković, G. Dobrić, S. Kerečki, Assessment of wind power resource in Belgrade region, Poster presentation at European Wind Energy Association Conference (EWEA 2012), Copenhagen, Denmark, April, 2012.
- [80] B. Rajković, Z. Popov, *Procena brzine vetra na izabranim lokacijama*, Centar za meteorologiju i modelovanje životne sredine, Novi Sad, 2005.
- [81] *Meteorološki godišnji izveštaji (2000. do 2009.) - klimatološki podaci*, Republički hidrometeorološki zavod Srbije,
http://www.hidmet.gov.rs/ciril/meteorologija/klimatologija_godisnjaci.php
- [82] Ž. Đurišić, *Analiza vetroenergetskog potencijala ciljnog regiona Leskova*, Studija, Naručilac: Hidrowind d.o.o., Tutin, 2010.
- [83] E. Sreevalsan, S. S. Das, R. Sasikumar, M. P. Ramesh, Wind farm site assessment using measure-correlate-predict (MCP) analysis, *Wind Engineering* 31 (2007), pp.111-116.
- [84] R. García-Rojo, Algorithm for the estimation of the long-term wind climate at a meteorological mast using a joint probabilistic approach, *Wind Engineering* 28 (2004), pp. 213-223.
- [85] P. J. M. Clive, Non-linearity in MCP with Weibull distributed wind speeds, *Wind Engineering* 32 (2008), pp.319-323.
- [86] D. A. Bechrakis, J. P. Deane, E. J. McKeogh, Wind resource assessment of an area using short term data correlated to a long term data set, *Solar Energy* 76 (2004), pp. 725-732.

- [87] A. Öztopal, Artificial neural network approach to spatial estimation of wind velocity data, *Energy Conversion and Management* 47 (2006), pp. 395-406.
- [88] J. A. Carta, S. Velázquez, J. M. Matías, Use of Bayesian networks classifiers for longterm mean wind turbine energy output estimation at a potential wind energy conversion site, *Energy Conversion and Management* 52 (2011), pp. 1137-1149.
- [89] J. A. Carta, S. Velazquez, A new probabilistic method to estimate the long-term wind speed characteristics at a potential wind energy conversion site, *Energy* 36 (2011), pp. 2671-2685.
- [90] A. L. Rogers, J. W. Rogers, J. F. Manwell, Comparison of the performance of four measure–correlate–predict algorithms, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 93 (2005), pp. 243–264.
- [91] A. Derrick, Development of the measure–correlate–predict strategy for site assessment, *Proceedings of the European Wind Energy Conference (EWEC)*, 1993.
- [92] O. Rathmann, N. G. Mortensen, Uncertainties when “production-estimating” with WASP, *Vindkraftnet meeting, Suzlon*, 2009.
- [93] J. L. Rodgers, W. A. Nicewander, Thirteen ways to look at the correlation coefficient, *The American Statistician* 42 (1988), pp. 59-66.
- [94] O. Probst, D. Cárdenas, State of the art and trends in wind resource assessment, *Energies* 3 (2010), pp. 1087-1141.
- [95] Wind turbines - Part 1: Design requirements, *International standard, IEC 64100-1, Third edition*, 2005.
- [96] Renewable energy technologies: cost analysis series - wind turbine, *The International Renewable Energy Agency (IRENA)*, Vol. 5, issue 5/5, 2012.
- [97] P. Nielsen at al, *Vindmøllers økonomi* , *UEDP projekt 33033-0196*, ISBN 978-87-993698-0-5, 2010.
- [98] Ž. Đurišić, M. Đurić, D. Mikičić, Đ. Diligenski, Ekonomičnost vetrogeneratora, Treća međunarodna konferencija o upravljanju zaštitom okoline – ELECTRA III, Herceg Novi, 7-11. juni 2004., *Zbornik radova*, pp. 124-130.

- [99] A. W. Dahmouni, M. B. Salah, F. Askri, C. Kerkeni, S. B. Nasrallah, Assessment of wind energy potential and optimal electricity generation in Borj-Cedria, Tunisia, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011), pp. 815-820.
- [100] I. Ullah, Q. Z. Chaudhry, A. J. Chipperfield, An evaluation of wind energy potential at Kati Bandar, Pakistan, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010), pp. 856-861.
- [101] M.N. El-Kordy, M.A. Badr, K.A. Abed, S. M.A. Ibrahim, Economical evaluation of electricity generation considering externalities, *Renewable Energy* 25 (2002), pp. 317-328.
- [102] Ž. Đurišić, N. Rajaković, Ekološki i ekonomski motivi proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora, *Energija*, br. 1-2, Mart 2006.
- [103] D. Owen, Renewable energy: Externality costs as market barriers, *Energy Policy* 35 (2006), pp. 632-642.
- [104] R. Saidur, M.R. Islam, N.A. Rahim, K.H. Solangi, A review on global wind energy policy, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010), pp. 1744-1762.
- [105] R. Madlener, S. Stagl, Sustainability-guided promotion of renewable electricity generation, *Ecological Economics* 53 (2005), pp. 147-167.
- [106] A. Klein, E. Merkel, B. Pfluger, A. Held, M. Ragwitz, G. Resch, S. Busch, *Evaluation of different feed-in tariff design options – Best practice paper for the International Feed-In Cooperation*, The Report of a research project funded by the German Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) - 3rd edition, update by December 2010.
- [107] T. Couture, Y. Gagnon, An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment, *Energy Policy* 38 (2010), pp. 955-965.
- [108] A. Ciarreta, C. Gutiérrez-Hitab, S. Nasirovc, Renewable energy sources in the Spanish electricity market: Instruments and effects, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011), pp. 2510-2519.

- [109] P. Michalak, J. Zimny, Wind energy development in the world, Europe and Poland from 1995 to 2009; current status and future perspectives, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011), pp. 2330-2341.
- [110] M. Ragwitz, E. Stricker, G. Resch, *Recent experiences with feed-in tariff systems in the EU – A research paper for the International Feed-In Cooperation*, A report commissioned by the German Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), November 2010.
- [111] R.H. Crawford, Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009), pp. 2653-2660.
- [112] J. Viehmann, Risk premiums in the German day-ahead electricity market, *Energy Policy* 39 (2011), pp. 386-394.
- [113] S. Schlueter, A long-term/short-term model for daily electricity prices with dynamic volatility, *Energy Economics* 32 (2010), pp. 1074-1081.
- [114] A. M. Foley, P. G. Leahy, A. Marvuglia, E. J. McKeogh, Current methods and advances in forecasting of wind power generation, *Renewable Energy* 37 (2012), pp. 1-8.
- [115] P. Pinson, R. Girard, Evaluating the quality of scenarios of short-term wind power generation, *Applied Energy* 96 (2012), pp. 12-20.
- [116] C. Brunetto, G. Tina, Wind generation imbalances penalties in day-ahead energy markets: The Italian case, *Electric Power Systems Research* 81 (2011), pp. 1446-1455.
- [117] P. Falbo, M. Fattore, S. Stefani, A new index for electricity spot markets, *Energy Policy* 38 (2010), pp. 2739-2750.
- [118] J. M. Morales, A. J. Conejo, J. Perez-Ruiz, Short-term trading for a wind power producer, *IEEE Trans Power System* 25 (2010), pp. 554 - 564.
- [119] P. Pinson, C. Chevallier, G. Kariniotakis, Trading wind energy from short-term probabilistic forecasts of wind power, *IEEE Trans Power System* 22 (2007), pp. 1148 - 1156.
- [120] N. Rajaković, Ž. Đurišić, Distribuirana proizvodnja električne energije – definicije i podele, *Energija*, br. 2, Jun 2005.

- [121] L. Hocine, M. Mounira, Effect of nonlinear energy on wind farm generators connected to a distribution grid, *Energy* 36 (2011), pp. 3255-3261.
- [122] J. V. Paatero, P. D. Lund, Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks, *Renewable Energy* 32 (2007), pp. 216-234.
- [123] M. Stojanović, N. Šijaković, J. Mikulović, Ž. Đurišić, Impact of large scale wind farm integration to active power losses in transmission network of Serbia, *Proc. of European Wind Energy Conference (EWEC 2010)*, Warsaw, Poland, April, 2010.
- [124] N. G. Boulaxis, S. A. Papathanassiou, M.P. Papadopoulos, Wind turbine effect on the voltage profile of distribution networks, *Renewable Energy* 25 (2002), pp. 401-415.
- [125] *Osnovni tehnički zahtevi za priključnje malih elektrana na mrežu Elektrodistribucije Srbije – Tehnička preporuka br. 16*, JP EPS Direkcija za distribuciju električne energije Srbije, 2011.
- [126] N. Rajaković, *Analiza elektroenergetskih sistema I*, Akademska misao, 2002.
- [127] M. Đurić, *Elementi elektroenergetskih sistema*, Beopres, 2005.
- [128] J. Nahman, D. Salamon, Z. Stojković, J. Mikulović, Rationalization of operation of an industrial network, *Electric Power Systems Research* 78 (2008), pp. 1664–1671.
- [129] J. Trifunović, J. Mikulović, Ž. Đurišić, M. Kostić, Reductions in electricity losses in the distribution power system in case of the mass use of compact fluorescent lamps, *Electric Power Systems Research* 81 (2011), pp. 465-477.
- [130] J. Trifunović, J. Mikulović, Ž. Đurišić, M. Đurić, M. Kostic, Reductions in electricity consumption and power demand in case of the mass use of compact fluorescent lamps, *Energy* 34 (2009), pp. 1355-1363.
- [131] M. Đurić, E. Turković, Ž. Đurišić, J. Mikulović, J. Trifunović, I. Živković, *Analiza ukupnih gubitaka u penosnoj mreži Srbije i ocena mogućih mera za njihovo smanjenje*, (Studija) Naručilac: Ministarstvo nauke i zaštite životne sredine republike Srbije. Korisnik: Elektromreža Srbije, 2006 – 2007.
- [132] N. Rajaković, M. Đurić, Ž. Đurišić, J. Mikulović, I. Nenčić, A. Ivanković, M. Gostović, *Analiza karakterističnih dijagrama opterećenja u ED Beograd sa ciljem tipizacije dijagrama aktivnog i reaktivnog opterećenja i utvrđivanja*


pokazatelja kvaliteta električne energije, (Studija), Naručilac: Elektrodistribucija Beograd, 2008 - 2009.

- [133] G. Dotlić, *Elektroenergetika kroz standarde zakone pravilnike i tehničke preporuke*, SMEITS, Beograd, 2009.
- [134] Ž. Đurišić, B. Poučković, Real current carrying capacity of overhead line for wind farm connection to power system, Poster presentation at European Wind Energy Conference (EWEC 2010), Warsaw, Poland, April, 2010.
- [135] B. Poučković, Ž. Đurišić, Current carrying capacity of overhead line that connects wind power plant to the grid, Proc. of Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 10th International Conference on, Rome, Italy, May 2011.
- [136] Ž. Đurišić, M. Bubnjević, D. Mikičić, N. Rajaković, Wind atlas of Serbian region Vojvodina, Proc. of European Wind Energy Conference (EWEC 2007) Milano, Italy, May 2007.
- [137] *Atlas vetrova Vojvodine*, Tehnički fakultet Univerziteta u Novom Sadu, Rukovodilac studije: V. Katić, Naručilac: Pokrajinski sekretarijat za energetiku i mineralne sirovine AP Vojvodine, Novi Sad, 2008.
- [138] Ž. Đurišić, N. Rajaković, D. Mikičić, M. Bubnjević, Feasibility analysis of wind-plant in the region of Deliblatska Peščara (Serbia), Zbornik radova, ISBN:961-243-040-3, 6th Balcan Power Conference, Ohrid, Macedonia, June 2006.
- [139] Ž. Đurišić, N. Rajaković, I. Nenčić, S. Pejičić, Hybrid wind-diesel system for electricity supply of isolated consumers in South-Banat region (Serbia), Proc. of European Wind Energy Conference (EWEC 2009), Marseille, France, Marth 2009.
- [140] Ž. Đurišić, M. Zindović, Uslovi razvoja projekta perspektivne vetroelektrane u južnobanatskom regionu, Energetičar, Izdavač: Savez energetičara Republike Srpske, br. XIV, 2009. pp. 9-18.
- [141] M. Tešić, F. Kiss, Z. Zavargo, Renewable energy policy in the Republic of Serbia, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011), pp. 752-758.
- [142] *General Specification V100-2.0 MW GridStreamer*, Vestas Wind Systems A/S, Document no.: 0019-2725 V02, 2011.

- [143] M. K. Dosoglu, A. Ozturk, Investigation of different load changes in wind farm by using FACTS devices, *Advances in Engineering Software* 45 (2012), pp. 292-300.
- [144] D. Ramirez, S. Martinez, F. Blazquez, C. Carrero, Use of STATCOM in wind farms with fixed-speed generators for grid code compliance, *Renewable Energy* 37 (2012), pp. 202-212.
- [145] M. Oshiro, K. Tanaka, A. Uehara, T. Senjyu, Y. Miyazato, A. Yona, T. Funabashi, Optimal voltage control in distribution systems with coordination of distribution installations, *Electrical Power and Energy Systems* 32 (2010), pp. 1125-1134.
- [146] N. A. Lahacani, D. Aouzellag, B. Mendil, Static compensator for maintaining voltage stability of wind farm integration to a distribution network, *Renewable Energy* 35 (2010), pp. 2476-2482.
- [147] N.A. Lahacani, D. Aouzellag, B. Mendil, Contribution to the improvement of voltage profile in electrical network with wind generator using SVC device, *Renewable Energy* 35 (2010), pp. 243-248.
- [148] U. Marković, D. Todorović, Ž. Đurišić, Prediction of production of perspective wind farms in South-Banat region, Serbia, *Procc. of European Wind Energy Association Conference (EWEA 2013)*, Wien, Austria, February 2013.
- [149] Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, R. Seethapathy, Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization, *IEEE Transactions on Power Systems* 25 (2010), pp. 360 - 370.

PRILOZI

**Prilog I: Izveštaj o instalaciji anemometarskog mernog stuba
na lokaciji Bavaništansko polje, Kovin**

Investitor	Wellbury Wind Energy, Beograd
Datum instalacije	30. 06. 2008.
Inženjer za pripremu merne opreme i obradu mernih podataka	Željko Đurišić
Potpis	

INFORMACIJE O LOKACIJI	
Naziv lokacije	Bavanište, Kovin
Geodetske koordinate (WGS 84)	Lat: N 044° 50.850' Long: E 020° 53.465'
Nadmorska visina	90 m
Datum instalacije	30. 06. 2008.
Opis mikrolokacije	<p>U pogledu hrapavosti terena ciljnu lokacija karakteriše teren sa poljoprivrednim površinama na kojima se uzgajaju pšenica, kukuruz, suncokret i detelina. U uticajnoj okolini mernog stuba se nalazi nekoliko manjih naselja, od kojih je najbliže selo Bavanište, koje se nalazi sa jugozapadne strane, na udaljenosti od oko 1 km..</p> <p>U pogledu orografije, širi ciljni region karakteriše ravan teren sa vrlo malim varijacijama visine terena.</p>

INFORMACIJE O STUBU	
Tip/model	Cevasti, model NRG NOW XHD 60
Dijametar	254 – 205 mm

INFORMACIJE O MERNOJ OPREMI	
Opis merne opreme i načina montaže	<p>Proizvođač mernog stuba i opreme je američka firma NRG System Inc. Merenja brzine vetra se vrše na četiri visini i to: 10 m, 40 m, 50 m i 60 m. Na visinama 50 m i 60 m su montirana po dva anemometra, a na visinama 10 m i 40 m po jedan anemometar. Svi montirani anemometri su kalibrisani u skladu sa Oteach preporukama. Merenje smera vetra je na dve visine i to 50 m i 60 m. Merenje temperature vazduha se vrši na visini 6 m. Merenje solarnog zračenja se piranometrom, koji je montiran u horizontalnoj ravni. Na vrhu stuba je montirano svetlo za označavanje stuba i gromobrankska štapna hvataljka dužine 1 m, koja obezbeđuje zahtevanu zonu zaštite instrumenata od atmosferskih pražnjenja prema standardu IEC 61400-12-1. Prostorna orijentacija instrumenata je izvršena na osnovu analize ruže vetrova dobijene obradom višegodišnjih mernih podataka o brzini i smeru vetra u hidrometeorološkoj stanici u Banatskom Karlovcu. Raspored i orijentacija nosača anemometara i pokazivača smera vetra je u skladu sa preporukama o smanjenju uticaja stuba i konzola na grešku merenja, a u skladu sa standardom IEC 61400-12-1.</p>

Specifikacija merne opreme					
Opis opreme	Model	Visina montaže (m)	Serijski broj	Nosač Orjentacija /Dužina	Broj kanala na loggeru
Logger	NRG Symphonie	4 m	17726	180°	
iPack	NRG GSM w/gprs	4 m	3969	180°	
Anemometar	NRG #40C	60 m	65570	150°/1,54 m	1
Anemometer	NRG #40C	60 m	65572	60°/1,54 m	2
Anemometar	NRG #40C	49 m	65577	150°/1,54 m	3
Anemometar	NRG #40C	49 m	65578	60°/1,54 m	4
Anemometar	NRG #40C	40 m	65583	60°/1,54 m	5
Anemometar	NRG #40C	10 m	65584	60°/1,54 m	6
Pokazivač smeru vetra	NRG #200P	60 m	55511	240°/1,54 m	7
Pokazivač smeru vetra	NRG #200P	49 m	55512	240°/1,54 m	8
Termometar	NRG #110S	6 m	55513	180°/1,54 m	9
iPack Voltmetar	iPack voltm. SCM	4 m	55514	180°	10
Piranometar	LiCor 200	5 m	59043	180°/0,3 m	11
PV panel	Sunwize 5W	4 m		180°	
Svetlo za označavanje	RSL-2007	60 m	3008	180°	

FOTOGRAFIJE TERENA U OKRUŽENJU MERNOG STUBA



Slika 1: Pogled ka severu



Slika 2: Pogled ka severoistoku



Slika 3: Pogled ka istoku



Slika 4: Pogled ka jugoistoku



Slika 5: Pogled ka jugu



Slika 6: Pogled ka jugozapadu



Slika 7: Pogled ka zapadu



Slika 8: Pogled ka severozapadu

FOTOGRAFIJE MONTIRANE MERNE OPREME



Slika 1: Merna oprema na visini 60 m



Slika 2: Merna oprema na visini 50 m



Slika 3: Merna oprema na visini 40 m




Slika 4: Merna oprema na visini 10 m

FOTOGRAFIJA MERNOG STUBA



**Prilog II: Izveštaj o instalaciji anemometarskog mernog stuba
na na lokaciji Sikole, Negotin**

Investitor	Wellbury GmbH, Wien, Austrija
Datum instalacije	19. 09. 2008.
Inženjer za pripremu, instalaciju merne opreme i obradu mernih podataka	Željko Đurišić
Potpis	


INFORMACIJE O LOKACIJI	
Naziv lokacije	Sikole, Negotin
Geodetske koordinate (WGS 84)	Lat: N 044°10.153' Long: E 022°20.723'
Nadmorska visina	350 m
Datum instalacije	19. 09. 2008.
Opis mikrolokacije	<p>Stub je lociran na poljoprivrednoj površini na kojoj se uzgajala pšenica. U pogledu hrapavosti ciljnu lokaciju karakteriše teren sa dosta raštrkanih zašumljenih površina.</p> <p>U pogledu orografije, širi ciljni region karakteriše brdovit teren. Sa istočne i jugoistočne strane teren je otvoren, dok se zapadne i severozapadne strane na udaljenosti od oko 10 km prostire venac planine Deli Jovan.</p>

INFORMACIJE O STUBU	
Tip/model	Cevasti, model NRG NOW XHD 60
Dijametar	254 – 205 mm

INFORMACIJE O MERNOJ OPREMI	
Opis merne opreme i načina montaže	<p>Proizvođač mernog stuba i opreme je američka firma NRG System Inc. Merenja brzine vetra se vrše na četiri visini i to: 10 m, 40 m, 50 m i 60 m. Na visinama 50 m i 60 m su montirana po dva anemometra, a na visinama 10 m i 40 m po jedan anemometar. Svi montirani anemometri su kalibrisani u skladu sa Oteach preporukama. Merenje smera vetra je na dve visine i to 50 m i 60 m. Merenje temperature vazduha se vrši na visini 6 m. Merenje solarnog zračenja se piranometrom, koji je montiran u horizontalnoj ravni. Na vrhu stuba je montirano svetlo za označavanje stuba i gromobranska štapna hvataljka dužine 1 m, koja obezbeđuje zahtevanu zonu zaštite instrumenata od atmosferskih pražnjenja prema standardu IEC 61400-12-1. Prostorna orijentacija instrumenata je izvršena na osnovu analize ruže vetrova dobijene obradom višegodišnjih mernih podataka o brzini i smeru vetra u hidrometeorološkoj stanici u Banatskom Karlovcu. Raspored i orijentacija nosača anemometara i pokazivača smera vetra je u skladu sa preporukama o smanjenju uticaja stuba i konzola na grešku merenja, a u skladu sa standardom IEC 61400-12-1.</p>

Specifikacija merne opreme					
Opis opreme	Model	Visina montaže (m)	Serijski broj	Nosač Orjentacija /Dužina	Broj kanala na loggeru
Logger	NRG Symphonie	4 m	17726	180°	
iPack	NRG GSM w/gprs	4 m	63969	180°	
Anemometar	NRG #40C	60 m	67268	150°/1,54 m	1
Anemometer	NRG #40C	60 m	67263	60°/1,54 m	2
Anemometar	NRG #40C	50 m	65429	150°/1,54 m	3
Anemometar	NRG #40C	50 m	65430	60°/1,54 m	4
Anemometar	NRG #40C	40 m	65433	60°/1,54 m	5
Anemometar	NRG #40C	10 m	65431	60°/1,54 m	6
Pokazivač smeru vetra	NRG #200P	60 m		240°/1,54 m	7
Pokazivač smeru vetra	NRG #200P	50 m		240°/1,54 m	8
Termometar	NRG #110S	5 m		180°/1,54 m	9
iPack Voltmetar	iPack voltm. SCM	4 m		180°	10
Piranometar	LiCor 200	5 m	59075	180°/0,3 m	11
PV panel	Sunwize 5W	4 m		180°	
Svetlo za označavanje		60 m		180°	

**Prilog III: Izveštaj o instalaciji anemometarskog mernog stuba
na lokaciji Duga poljana, Sjenica**

Investitor	Hydrowind, Tutin
Datum instalacije	01. 04. 2010.
Inženjer za pripremu, instalaciju merne opreme i obradu mernih podataka	Željko Đurišić
Potpis	

INFORMACIJE O LOKACIJI	
Naziv lokacije	Duga Poljana, Sjenica
Geodetske koordinate (WGS 84)	Lat: N 043° 15.941' Long: E 020° 12.654'
Nadmorska visina	1307 m
Opis mikrolokacije	<p>U pogledu hrapavosti terena ciljna lokacija je umereno kompleksna sa dominantnim površinama koje su kategorisane kao pašnjaci. U uticajnoj okolini mernog stuba se nalazi nekoliko manjih naselja. Najbliže naselje je selo Duga Poljana, koje je udaljeno oko 2 km od mikrolokacije mernog stuba u smeru jugoistoka. Površina u neposrednoj okolini mernog stuba je modelovana sa dužinom hrapavosti $z_0=0,03$ m.</p> <p>U pogledu orografije, teren se može okarakterisati kao planinska visoravan. U neposrednoj okolini mernog stuba teren je umereno valovit. U široj okolini mernog stuba se nalaze planinski useci sa velikim promenama nadmorske visine.</p>

INFORMACIJE O STUBU	
Tip/model	Cevasti, model NRG NOW XHD 60
Dijametar	254 – 205 mm

INFORMACIJE O MERNOJ OPREMI	
Opis merne opreme i načina montaže	<p>Proizvođač mernog stuba i opreme je američka firma NRG System Inc. Merenja brzine vetra se vrše na četiri visini i to: 10 m, 40 m, 50 m i 60 m. Merenje smera vetra se vrše na dve visine i to 48,5 m i 58,5 m. U tabeli 5.1 dati su podaci o opremi montiranoj na mernom stubu. Dužina horizontalnih nosača (<i>boom</i>) na kojima su montirani anemometri i pokazivači smera vetra je 1,5 m. Merna oprema je u skladu sa standardom IEC 61400-12-1. Anemometri su kalibrisani prema MEASNET proceduri. Na vrhu stuba je montirano svetlo za označavanje stuba i gromobrnska štapna hvataljka dužine 1 m, koja obezbeđuje zahtevanu zonu zaštite instrumenata od atmosferskih pražnjenja prema standardu IEC 61400-12-1. Prostorna orijentacija instrumenata je izvršena na osnovu analize ruže vetrova dobijene obradom višegodišnjih mernih podataka o brzini i smeru vetra u hidrometeorološkoj stanici u Sjenici. Raspored i orijentacija nosača anemometara i pokazivača smera vetra je u skladu sa preporukama o smanjenju uticaja stuba i konzola na grešku merenja brzine vetra.</p>

Specifikacija merne opreme					
Opis opreme	Model	Visina montaže (m)	Serijski broj	Nosač Orjentacija /Dužina	Broj kanala na loggeru
Data Logger	Symphonie	4	17724	180 ⁰	
iPack	Symphonie	4		180 ⁰	
Anemometar	NRG #40	60	37600	270 ⁰ /1,5m	1
Anemometar	NRG #40	50	37603	270 ⁰ /1,5m	2
Anemometar	NRG #40	40	37608	270 ⁰ /1,5m	3
Anemometar	NRG #40	10	65431	270 ⁰ /1,5m	4
Anemometar	NRG #40	60	67263	90 ⁰ /1,5m	5
Anemometar	NRG #40	50	65433	90 ⁰ /1,5m	6
Pokazivač smeru vetra	#200P Wind Vane	58.5		265 ⁰ /1,5m	7
Pokazivač smeru vetra	#200P Wind Vane	48.5		265 ⁰ /1,5m	8
Termometar	NRG #110S	6		0 ⁰ /0,3m	9
iPack Voltmeter	Voltmeter	4			11
Pyranometer	Licor Pyran	5	59075	180 ⁰ /0,5m	10

FOTOGRAFIJE TERENA U OKRUŽENJU STUBA



Slika 1: Pogled ka severu



Slika 2: Pogled ka severoistoku



Slika 3: Pogled ka istoku



Slika 4: Pogled ka jugoistoku



Slika 5: Pogled ka jugu



Slika 6: Pogled ka jugozapadu



Slika 7: Pogled ka zapadu



Slika 8: Pogled ka severozapadu

FOTOGRAFIJE MONTIRANE OPREME



Slika 1: Oprema na visini 58,5 - 60 m



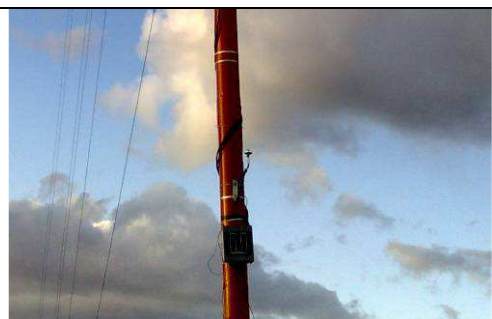
Slika 2: Oprema na visini 48,5 - 50 m



Slika 3: Oprema na visini 40 m



Slika 4: Oprema na visini 10 m




Slika 5: Oprema na visini 4 - 5 m

FOTOGRAFIJA MONTIRANOG MERNOG STUBA



**Prilog IV: Izveštaj o instalaciji anemometarskog mernog stuba
na Lokaciji Sutjeska, Sečanj**

Investitor	Sirius Regulus, Beograd
Datum instalacije	21. 06. 2012.
Inženjer za pripremu, instalaciju merne opreme i obradu mernih podataka	Željko Đurišić
Potpis	

INFORMACIJE O LOKACIJI	
Naziv lokacije	Sutjeska, Sečanj
Geodetske koordinate (WGS 84)	Lat: N 045° 25.058' Long: E 020° 42.292'
Nadmorska visina	74 m
Datum instalacije	21. 06. 2012.
Opis mikrolokacije	<p>U pogledu hrapavosti terena ciljna lokacija karakteriše homogen teren sa dominantnim poljoprivrednim površinama na kojima se uzgajaju pšenica i kukuruz. U uticajnoj okolini mernog stuba se nalazi nekoliko manjih naselja. Sa južne strane, na udaljenosti od 3,5 km, nalazi se naselje Sutjeska. Sa severoistočne strane najbliže naselje je selo Krajišnik, koje se nalazi na udaljenosti od oko 4 km.</p> <p>U pogledu orografije, širi ciljni region karakteriše ravan teren sa vrlo malim varijacijama visine terena. Lokacija mernog stuba se nalazi na nadmorskoj visini od 74 m.</p>

INFORMACIJE O STUBU	
Tip/model	Cevasti, model NRG NOW XHD 60
Dijametar	254 – 205 mm

INFORMACIJE O MERNOJ OPREMI	
Opis merne opreme i načina montaže	<p>Proizvođač mernog stuba i opreme je američka firma NRG System Inc. Merenja brzine vetra se vrše na četiri visini i to: 10 m, 40 m, 50 m i 60 m. Na visinama 50 m i 60 m su montirana po dva anemometra, a na visinama 10 m i 40 m po jedan anemometar. Svi montirani anemometri su kalibrisani u skladu sa protokolima ASTM D 5096-02, ISO 17713-1 i IEC 61400-12-1. Merenje smera vetra je na dve visine i to 48,5 m i 58,5 m. Merna oprema je u skladu sa standardom IEC 61400-12-1. Merenje temperature vazduha se vrši na dve visine i to 6 i 58 m. Merenje solarnog zračenja se vrši sa dva piranometra, od kojih je jedan montiran u horizontalnoj ravni, a drugi i vertikalnoj. Na vrhu stuba je montirano svetlo za označavanje stuba i gromobrnska štapna hvataljka dužine 1 m, koja obezbeđuje zahtevanu zonu zaštite instrumenata od atmosferskih pražnjenja prema standardu IEC 61400-12-1. Prostorna orijentacija instrumenata je izvršena na osnovu analize ruže vetrova dobijene obradom višegodišnjih mernih podataka o brzini i smeru vetra u hidrometeorološkoj stanici u Zrenjaninu. Raspored i orijentacija nosača anemometara i pokazivača smera vetra je u skladu sa preporukama o smanjenju uticaja stuba i konzola na grešku merenja, a u skladu sa standardom IEC 61400-12-1.</p>

Specifikacija merne opreme					
Opis opreme	Model	Visina montaže (m)	Serijski broj	Nosač Orjentacija /Dužina	Broj kanala na loggeru
Logger	NRG Symphonie Plus3	5	1099	180 ⁰	
iPack	NRG GSM w/gprs	5	38605171	180 ⁰	
Anemometar	NRG #40C	60	00200691	180 ⁰ /2,5m	1
Anemometar	NRG #40C	50	00200664	180 ⁰ /2,5m	2
Anemometar	NRG #40C	40	00200665	180 ⁰ /2,5m	3
Anemometar	NRG #40C	10	00200693	180 ⁰ /2,5m	13
Anemometar	NRG #40C	50	00200690	0 ⁰ /2,5m	14
Anemometar	NRG #40C	60	00200692	0 ⁰ /2,5m	15
Pokazivač smeru vetra	NRG #200P	58		180 ⁰ /2,5m	7
Pokazivač smeru vetra	NRG #200P	48		180 ⁰ /2,5m	8
Barometar	BP-20 Barom.	5	80517714	180 ⁰ /2,5m	9
Termometar	NRG #110S	5		0 ⁰ /0,3m	11
Termometar	NRG #110S	58		0 ⁰ /0,3m	12
Pyrianometar	Li-Cor #LI-200SZ	5 horizontal	PY76676	180 ⁰ /0,5m	4
Pyrianometar	Li-Cor #LI-200SZ	5 vertical	PY76677	180 ⁰ /0,6m	5
iPack Voltmetar		5			10
Svetlo za označavanje		Top			
PV panel za svetlo		4		180 ⁰	
PV panel za iPack i logger		5		180 ⁰	

FOTOGRAFIJE TERENA U OKRUŽENJU MERNOG STUBA



Slika 1: Pogled ka severu



Slika 2: Pogled ka severoistoku



Slika 3: Pogled ka istoku



Slika 4: Pogled ka jugoistoku



Slika 5: Pogled ka jugu



Slika 6: Pogled ka jugozapadu



Slika 7: Pogled ka zapadu

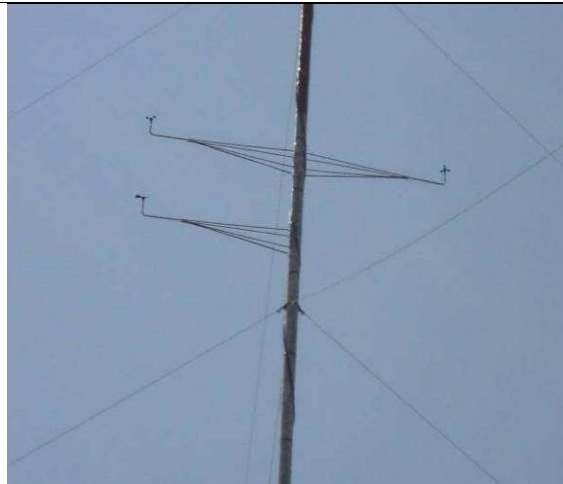


Slika 8: Pogled ka severozapadu

FOTOGRAFIJE MONTIRANE OPREME



Slika 1: Merna oprema na visini 58 - 60 m



Slika 2: Merna oprema na visini 48 - 50 m



Slika 3: Merna oprema na visini 40 m



Slika 4: Merna oprema na visini 10 m



**Slika 5: Merna i akviziciona oprema
na visini 4 - 5 m**

FOTOGRAFIJE MERNOG STUBA ZA VREME MONTAŽE



FOTOGRAFIJA MERNOG STUBA NAKON MONTAŽE



**Prilog V: Izveštaj o instalaciji anemometarskog mernog stuba
na lokaciji Perlez, Zrenjanin**

Investitor	Notos d.o.o, Beograd
Datum instalacije	14. 06. 2009.
Inženjer za pripremu, instalaciju merne opreme i obradu mernih podataka	Željko Đurišić
Potpis	

INFORMACIJE O LOKACIJI	
Naziv lokacije	Perlez, Zrenjanin
Geodetske koordinate (WGS 84)	Lat: N 045° 25.058' Long: E 020° 21.338'
Nadmorska visina	71 m
Opis mikrolokacije	<p>U pogledu hrapavosti terena ciljna lokacija je relativno kompleksna sa dominantnim poljoprivrednim površinama na kojima se uzgajaju niske poljoprivredne kulture, kukuruz i suncokret. U širem regionu ciljne lokacije se nalaze veće vodene površine (reke, ribnjaci, bare, kanali). U uticajnoj okolini mernog stuba se nalazi nekoliko manjih naselja. Najbliže i najuticajnije naselje u pogledu potencijala vetra je selo Perlez, koje je udaljeno 1,2 km od mikrolokacije mernog stuba u smeru jugo-istoka. S obzirom da je naselje locirano relativno blizu merne lokacije i na liniji je dominantnog smera vetra ono utiče na vetroenergetski potencijal na mestu mernog stuba, tako da u izvesnoj meri smanjuje potencijal vetra i povećava turbulentnost vetra. Pored naselja, na merenja potencijala vetra značajan uticaj imaju šumski pojasevi koji prate rečne tokove i kanale kojim je ispresecan ciljni region. Šumske pojaseve karakteriše relativno gusta šuma sa visinom drveća do 10 m.</p> <p>U pogledu orografije, širi ciljni region karakteriše ravan teren sa vrlo malim varijacijama visine terena. Sa severozapadne strane se nalazi visoravan Titelski breg koji obuhvata površinu od oko 80 km² sa nadmorskom visinom od oko 120 m, što je oko 50 m iznad nadmorske visine terena na kojem je montiran stub. Breg je udaljen od merne lokacije 3,6 km. Uticaj Titelskog brega na vetroenergetski potencijal na mernoj lokaciji može biti osetan u pogledu redukcije potencijala severo-zapadnih vetrova, koji po pravilu duvaju u toplijem delu godine. Pored Titelskog brega, u širem regionu mernog stuba nalazi se i uzvišenje iznad Slankamena na desnoj obali Dunava. Ovo uzvišenje dominira po nadmorskoj visini koja se kreće do 200 m. S obzirom da je uzvišenje locirano jugo-zapadno od mernog stuba njegov uticaj na potencijal vetra na mernoj lokaciji je neznatan. Sa jugo-istočne strane teren je otvoren bez većih varijacija tla sa blagim porastom nadmorske visine u smeru prema Deliblatskoj Peščari.</p>

INFORMACIJE O STUBU	
Tip/model	Cevasti, model NRG NOW XHD 60
Dijametar	254 – 205 mm

INFORMACIJE O MERNOJ OPREMI

Opis merne opreme i načina montaže	<p>Proizvođač mernog stuba i opreme je američka firma NRG System Inc. Merenja brzine vetra se vrše na četiri visini i to: 10 m, 40 m, 50 m i 60 m. Na visinama 50 m i 60 m su montirana po dva anemometra, a na visinama 10 m i 40 m po jedan anemometar. Svi montirani anemometri su kalibrisani u skladu sa protokolima ASTM D 5096-02, ISO 17713-1 i IEC 61400-12-1. Merenje smera vetra je na dve visine i to 48,5 m i 58,5 m. Merna oprema je u skladu sa standardom IEC 61400-12-1. Merenje temperature vazduha se vrši na visini 6 m. Na vrhu stuba je montirano svetlo za označavanje stuba i gromobrnska štapna hvataljka dužine 1 m, koja obezbeđuje zahtevanu zonu zaštite instrumenata od atmosferskih pražnjenja prema standardu IEC 61400-12-1. Prostorna orijentacija instrumenata je izvršena na osnovu analize ruže vetrova dobijene obradom višegodišnjih mernih podataka o brzini i smeru vetra u hidrometeorološkoj stanici u Zrenjaninu. Raspored i orijentacija nosača anemometara i pokazivača smera vetra je u skladu sa preporukama o smanjenju uticaja stuba i konzola na grešku merenja, a u skladu sa standardom IEC 61400-12-1.</p>
---	--

Specifikacija merne opreme

Opis opreme	Model	Visina montaže (m)	Serijski broj	Nosač Orijentacija /Dužina	Broj kanala na loggeru
Logger	NRG Symphonie	4.5 m	19829	180°	
iPack	NRG GSM w/gprs	4.5 m		180°	
Anemometar	NRG #40C	60 m	00085004	125°/2,5 m	1
Anemometar	NRG #40C	60 m	00084270	215°/2,5 m	2
Anemometar	NRG #40C	50 m	00084267	125°/2,5 m	3
Anemometar	NRG #40C	50 m	00085010	215°/2,5 m	4
Anemometar	NRG #40C	40 m	00084153	215°/2,5 m	5
Anemometar	NRG #40C	10 m	00084264	215°/2,5 m	6
Pokazivač smera vetra	NRG #200P	58.5 m		305°/2,5 m	7
Pokazivač smera vetra	NRG #200P	48.5 m		305°/2,5 m	8
Termometar	NRG #110S	6 m		0°/0,2 m	9
iPack Voltmetar		5			10
Svetlo za označavanje		Top			
PV panel za iPack i logger		5		180°	

FOTOGRAFIJE TERENA U OKRUŽENJU STUBA



Slika 1: Pogled ka severu



Slika 2: Pogled ka severoistoku



Slika 3: Pogled ka istoku



Slika 4: Pogled ka jugoistoku



Slika 5: Pogled ka jugu



Slika 6: Pogled ka jugozapadu



Slika 7: Pogled ka zapadu

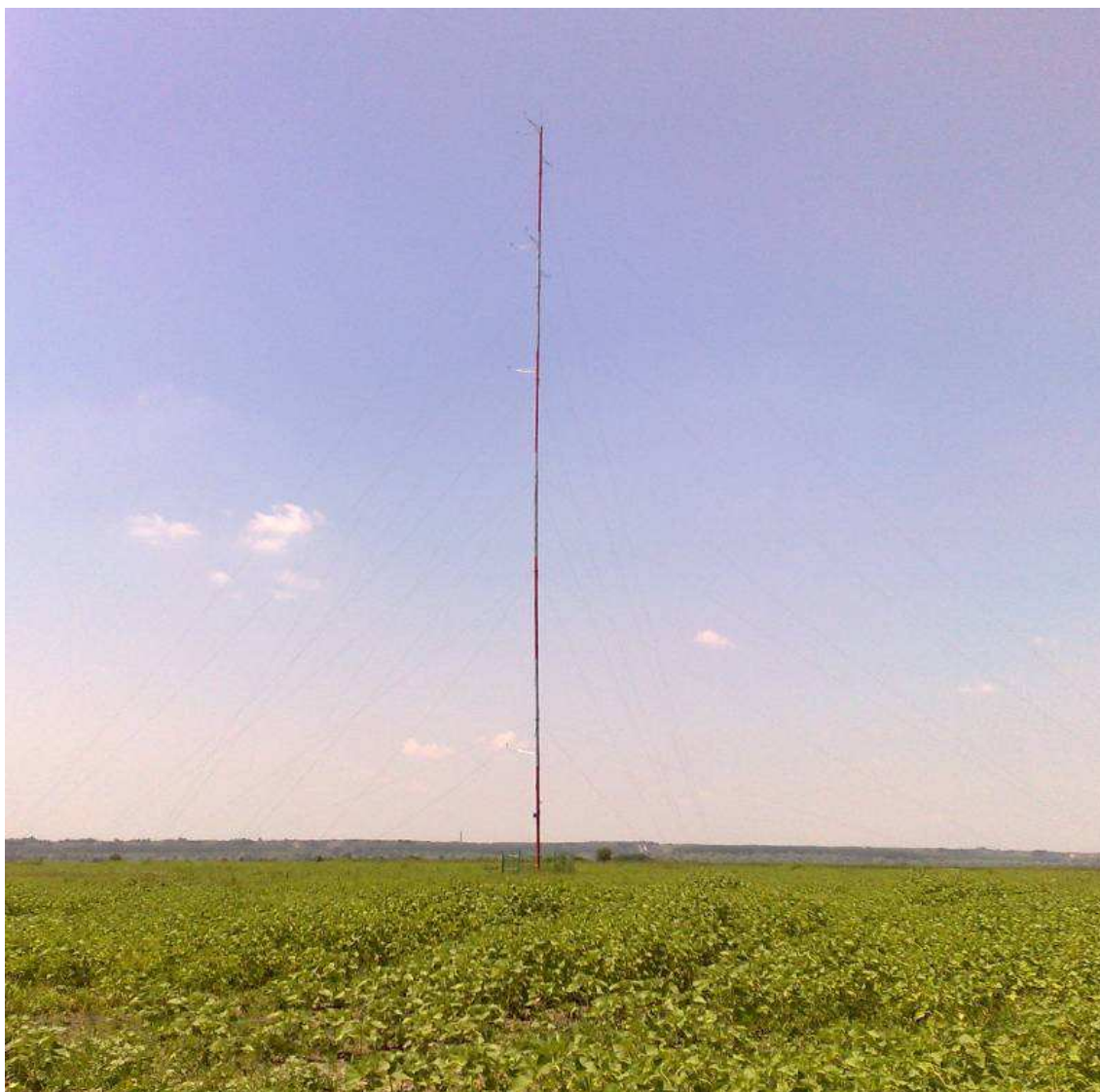


Slika 8: Pogled ka severozapadu

FOTOGRAFIJA MERNOG STUBA ZA VREME MONTAŽE



FOTOGRAFIJA MONTIRANOG MERNOG STUBA



Biografski podaci o autoru disertacije

Željko R. Đurišić je rođen 12. februara 1972. godine u selu Babino, Berane, Crna Gora. Osnovnu školu je završio u rodnom selu, a srednju elektrotehničku školu u Beranama. Studije elektrotehnike je započeo na Elektrotehničkom fakultetu u Podgorici, a nastavio na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu, na smeru Elektroenergetski sistemi (EES). Diplomski rad „Analiza uslova za prebacivanje visokonaponskih asinhronih motora sa jednog na drugi sistem sabirnica“ je odbranio 1999. godine. Postdiplomske studije je upisao 1999. godine na smeru Elektroenergetske mreže i sistemi. Magistarski rad “Razvoj algoritama za digitalne frekvencijske releje u uslovima velikih izobličenja ulaznih signala” je odbranio 2006. godine. U toku oktobra 2008. boravio je na RISO institutu - *Danish Technical University*, gde je završio kurs za projektovanje vetroelektrana korišćenjem *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)*.

Na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu zaposlio se 2001. godine u zvanju asistent pripravnika pri Katedri za EES. U aktuelno zvanje, asistent pri Katedri za EES, izabran je 2007. godine. U nastavi na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu angažovan je na izvođenju računskih vežbi iz predmeta: Mehanika, Elementi elektroenergetskih sistema, Praktikum iz elemenata EES, Elektrane, Razvodna postrojenja, Obnovljivi izvori energije, Kvalitet električne energije i Digitalne relejne zaštite.

Oblasti naučnoistraživačkog rada kojima se do sada bavio su: obnovljivi izvori energije, digitalne relejne zaštite, kvalitet električne energije, električne mašine, nadzemni vodovi i plazma tehnologije tankih prevlaka. Koautor je dve knjige (udžbenika) i autor/koautor 108 naučnih/stručnih radova (9 radova u međunarodnim časopisima sa SCI liste, 2 rada u međunarodnim časopisima koji nisu na SCI listi, 25 radova na međunarodnim konferencijama, 22 rada u domaćim časopisima i 50 radova na domaćim/ regionalnim konferencijama).

Dobitnik je jedne od četiri ravnopravne nagrade za najbolji poster rad na međunarodnom naučno-stručnom skupu *European Wind Energy Conference (EWEC)*, Marseille, France, 2009. Autor je rada *Karakteristike vetra u južnom Banatu i uslovi integracije vetroelektrana u EES Srbije*, koji je proglašen za najzapaženiji referat u okviru studijskog komiteta C1 na 30. nacionalnom savetovanju CIGRE, Zlatibor, 2011.

Recenzent je međunarodnog časopisa (M21) *Renewable & Sustainable Energy Reviews* za oblast vetroenergetike. Recenzent je domaćih časopisa *Elektroprivreda* i *Elektrodistribucija*. Recenzent je studija iz oblasti energije vetra za potrebe *Elektroprivrede Srbije*. Član je Saveta i inicijativnog Odbora sekcije za obnovljive izvore električne energije u Savezu inženjera Srbije.

Učestvovao je u realizaciji većeg broja projekata i rukovodio izradom više studija iz oblasti vetroenergetike. Posедуje licence za rad sa profesionalnim softverima za projektovanje vetroelektrana: *WAsP*, *WAsP Engineering* i *WindPRO*. Autor je elaborata *Analiza vetroenergetskog potencijala ciljnog regiona Leskova*, na osnovu kojeg je izgrađena prva vetroelektrana u Srbiji.

Izjava o autorstvu

Potpisani: Željko R. Đurišić

Izjavljujem

da je doktorska disertacija pod naslovom

Modelovanje i analiza uticaja prostornog i vremenskog profila snage vetra u projektovanju i eksploataciji vetroelektrana u elektroenergetskom sistemu

- rezultat sopstvenog istraživačkog rada,
- da predložena disertacija u celini ni u delovima nije bila predložena za dobijanje bilo koje diplome prema studijskim programima drugih visokoškolskih ustanova,
- da su rezultati korektno navedeni i
- da nisam kršio/la autorska prava i koristio intelektualnu svojinu drugih lica.

Potpis doktoranta

U Beogradu, 28. 12. 2012.



Izjava o istovetnosti štampane i elektronske verzije doktorskog rada

Ime i prezime autora: Željko R. Đurišić

Studijski program: Elektrotehnika i računarstvo

Naslov rada: Modelovanje i analiza uticaja prostornog i vremenskog profila snage vetra u projektovanju i eksploataciji vetroelektrana u elektroenergetskom sistemu

Mentor: Dr Jovan Mikulović, docent

Potpisani: Željko R. Đurišić


Izjavljujem da je štampana verzija mog doktorskog rada istovetna elektronskoj verziji koju sam predao za objavljivanje na portalu **Digitalnog repozitorijuma Univerziteta u Beogradu**.

Dozvoljavam da se objave moji lični podaci vezani za dobijanje akademskog zvanja doktora nauka, kao što su ime i prezime, godina i mesto rođenja i datum odbrane rada.

Ovi lični podaci mogu se objaviti na mrežnim stranicama digitalne biblioteke, u elektronskom katalogu i u publikacijama Univerziteta u Beogradu.

Potpis doktoranta

U Beogradu, 28. 12. 2012.



Izjava o korišćenju

Ovlašćujem Univerzitetsku biblioteku „Svetozar Marković“ da u Digitalni repozitorijum Univerziteta u Beogradu unese moju doktorsku disertaciju pod naslovom:

Modelovanje i analiza uticaja prostornog i vremenskog profila snage vetra u projektovanju i eksploataciji vetroelektrana u elektroenergetskom sistemu

koja je moje autorsko delo.

Disertaciju sa svim prilozima predao/la sam u elektronskom formatu pogodnom za trajno arhiviranje.

Moju doktorsku disertaciju pohranjenu u Digitalni repozitorijum Univerziteta u Beogradu mogu da koriste svi koji poštuju odredbe sadržane u odabranom tipu licence Kreativne zajednice (Creative Commons) za koju sam se odlučio/la.

1. Autorstvo
2. Autorstvo - nekomercijalno
3. Autorstvo – nekomercijalno – bez prerade
4. Autorstvo – nekomercijalno – deliti pod istim uslovima
5. Autorstvo – bez prerade
6. Autorstvo – deliti pod istim uslovima

Potpis doktoranta

U Beogradu, 28. 12. 2012.

