

UNIVERSITETI I PRISHTINËS "HASAN PRISHTINA"

Fakulteti i Inxhinierisë Mekanike

Departamenti: Termoenergjetika dhe Energjia e Ripërtritshme



PUNIM DIPLOME MASTER

**“ANALIZIMI I SISTEMEVE TË GJENERIMIT TË ENERGJISË NGA
ERA – RAST STUDIMOR - KOZNICA”**

Mentori:

Prof. Dr. Rexhep Selimaj

Kandidati:

Bukurije Hoxha

Prishtinë, 2019

UNIVERSITY OF PRISHTINA "HASAN PRISHTINA"

FACULTY OF MECHANICAL ENGINEERING

DEPARTMENT OF THERMOTECHNICS AND RENEWABLE ENERGY



MASTER'S THESIS

**“ANALYSIS OF ENERGY GENERATION SYSTEMS FROM WIND - CASE STUDY -
KOZNICA”**

Supervisor:

Prof. Dr. Rexhep Selimaj

Student:

Bukurije Hoxha

Prishtinë, 2019

Përmbajtja:

NOMENKLATURA	6
1. HYRJE	9
2. STUDIMI I LLOJIT TË ERËRAVE, DHE PAJISJEVE THEMELORE PËR SHFRYTËZIMIN E SAJ 11	
2.1 Bazat e transformimit të energjisë së erës	11
2.1.1 Karakteristikat e erës	11
2.1.2 Fuqia e disponueshme në spektrin e erës	12
2.1.3 Lartësia gjeopotenciale	14
2.1.4 Ekstrapolimi vertikal i shpejtësisë së erës	15
2.2 Faktorët që ndikojnë në shpejtësinë e erës	15
2.2.1 Llogaritjet e shpejtësisë së erës në lartësi të ndryshme	16
2.3 Koncepti themelor i turbinës së erës	20
2.3.1 Parimi i punës së turbinave të erës	20
2.3.2 Projektimi i turbinave moderne me erë	23
2.4 Teoria momentale një dimensionale dhe kufiri i Betz – it	30
3. VLERËSIMI I BURIMEVE ENERGETIKE TË VENDIT	36
3.1 Potenciali i energjisë së erës	37
3.2 Modeli për llogaritjen e potencialit të energjisë së erës në rajonin e Koznicës	38
3.2.1 Vrazhdësia e terrenit në Koznicë	39
3.2.2 Orografia e terrenit	40
3.2.3 Harta potenciale e energjisë së erës	41
4. LLOGARITJET E PRODHIMIT VJETOR TË ENERGISË ELEKTRIKE	43
4.1 Humbjet për shkak të padisponueshmërisë së turbinës së erës	44
4.2 Humbjet e padisponueshmërisë së rrjetit elektrik	44
4.3 Humbjet në transformator	45
4.4 Humbjet si pasojë e ndotjes së lopatave të turbinës	45
4.5 Zgjedhja e turbinës me erë	45
4.5.1 Klasifikimi i vendit sipas IEC 61400-1	45
4.5.2 Turbinat e erës në Koznicë	46
4.6 Humbjet e energjisë në turbinat e erës në Koznicë	47
4.7 Vlerësimi i PVE së parkut Koznica për llojet e ndryshme të turbinave me erë	47
4.8 Llogaritja e prodhimit të energjisë elektrike për lartësi të ndryshme të vendosjes së turbinës	52
4.9 Profili i shpejtësisë së erës	52
5. KUSHTET E TERRENIT TË VENDOSJES SË PARQEVE ME ERË	62
5.1 Vlerësimi i burimeve të erës	63

5.1.2 Metodatat ekologjike	64
5.2 Çështjet e instalimit dhe të operimit	66
5.3 Vendosija e turbinave me erë	66
5.3.1 Identifikimi i zonave gjeografike që kërkojnë studime të mëtejshme	66
5.3.2 Përzgjedhja e vendeve potenciale	67
5.3.3 Vlerësimi paraprak i vendeve potenciale.....	67
5.3.4 Vlerësimi përfundimtar i terrenit	67
5.3.5 Vendosija e turbinave të erës	67
5.4 Vendosija e turbinave të erës në Koznicë	68
5.4.1 Planifikimi i parkut të erës.....	69
6. ANALIZA EKONOMIKE E INSTALIMIT TË PARKUT ME ERË NË KOZNICË	71
6.1 Kohëzgjatja e funksionimit të sistemeve të gjenerimit të energjisë nga era	72
6.2 Faktorët e kostos	72
6.2.1 Kostoja kapitale	73
6.2.2 Shpenzimet e mirëmbajtjes dhe operimit	74
6.2.3 Shpenzimet e lidhjes me rrjetin.....	74
6.2.4 Punimet ndërtimore.....	75
6.2.5 Kosto të tjera kapitale.....	75
6.3 Investimet kapitale për ngritjen e parkut energjetik Koznica 35 MW	76
6.4 Politikat për të përmirësuar efektivitetin e kostos së energjisë së erës	80
7. ANALIZAT AFATGJATA TË KORRELACIONIT	81
7.2. Studimi i erës në Koznicë.....	82
7.2.1 Përshkrimi i matjeve të erës në vend.....	82
7.2.2 Analiza e të dhënave të erës.....	83
7.2.3 Shpërndarja e shpejtësisë së erës dhe densiteti i energjisë së erës	84
7.3 Ndryshimet mujore të shpejtësisë së erës.....	88
7.3.1 Ndryshimet ditore të shpejtësisë së erës	88
7.3.1 Analiza e erës ekstreme	91
7.4 Kushtet klimatike në vend.....	91
7.5 Modeli për llogaritjen e potencialit të energjisë së erës në Koznicë	94
7.5.1 Analiza lineare e korrelacionit	94
7.5.2 Korrelacioni afatgjatë.....	95
7.5.3 Korrigjimi i WAsP	96
7.5.4 Analizat afatgjata të korrelacionit të reduktimit të erës në Koznicë	96
8. ANALIZA E REGJIMEVE TË ERËS	100

8.1 Era.....	101
8.1.1 Efektet lokale	102
8.1.2 Tendosja e erës.....	102
8.1.3 Turbulenca	103
8.1.4 Efekti i përshpejtimit.....	104
8.1.5 Variacioni i kohës	105
8.2 Energjia e vlerësuar nga regjimet e erës.....	107
9. ANALIZA E EFEKTIT TË LËKUNDJEVE, TURBULENCËS DHE AERODINAMIKËS NË TURBINAT NË KOZNICË	108
9.1 Efektet e lëkundjeve të shkaktuara nga era	109
9.2 Efekti i turbulencës në prodhimin e energjisë elektrike dhe ngarkimin mekanik të turbinës	113
9.2.1 Vlerësimi i shpërndarjes së turbulencës	114
9.2.2 Turbulencat e shpejtësisë së erës	115
9.3 Shndërrimi i energjisë së erës dhe turbullira e krijuar përreth.....	118
9.3.1. Rrjedha e turbullt drejt, afër dhe pas një turbine me erë	118
9.4 Aerodinamika	119
9.4.1 Ngritja, shtytja e turbinës me erë dhe parametrat e tjerë jo-dimensional	119
9.4.2 Sjellja e lopatave.....	122
9.4.3 Burimet e ngarkesave.....	124
10. PËRFUNDIME DHE REKOMANDIME.....	126
11. LITERATURA.....	129

NOMENKLATURA

Simboli	Njësia	Madhësia
A_T	m^2	Sipërfaqja e rotorit të turbinës me erë
A	m^2	Sipërfaqja e lopatës së turbinës
E_k	J	Energjia kinetike e erës
w	m/s	Shpejtësia e erës
w_{ref}	m/s	Shpejtësia e erës në lartësinë referuese
w_{lab}	m/s	Shpejtësia e erës në kushte laboratorike
w_{10}	m/s	Shpejtësia e erës në lartësinë 10m mbi sipërfaqe të tokës
w_f	m/s	Shpejtësia e fërkimit
w_N	m/s	Shpejtësinë në zonën N
w_m	m/s	Shpejtësia në matësin në Koznicë
w_{step}	m/s	Intervali i shpejtësisë së erës midis dy pikave ku bëhet matja e shpejtësisë së erës
w_s	m/s	Shpejtësia e matur nga MERRA
w_{nom}	m/s	Shpejtësia e operimit nominal të turbinës
z_0	m	Gjatësia e ashpërsisë
V	m^3	Vëllimi i ajrit
p	bar	Presioni i ajrit
V_G	m^3	Vëllimi i gazit
v	m^3/kg	Vëllimi specifik i ajrit
R	J/kg·K	Konstante universale e gazit
T	K	Temperatura absolute
g	m/s^2	Nxitimi gravitacional
l	m	Lartësia gjeopotenciale
G	m/s^2	Nxitimi i gravitetit në nivelin e detit
H	m	Lartësia gjeodezike
H_0	m	Lartësia referuese
$R_{tokës}$	m	Rrezja e tokës
K	-	Konstantja e Von – Karmanit për fërkimin
a	-	Faktori i induksionit aksial
\dot{m}	kg/s	Prurja masore

m	kg	Masa e ajrit
F	N	Forca e zhvilluar në diskun e rotorit
C_d	-	Koeficienti i shtytjes
N_{turbinave}	-	Numri i turbinave
E_{bruto,vjetore}	kWh	Energjia bruto vjetore e prodhuar nga turbina e erës
E_{neto,vjetore}	kWh	Energjia neto vjetore e prodhuar nga turbina e erës
P_{mes,spec}	w/m ²	Fuqia mesatare specifike e erës
CF	%	Faktori i kapacitetit të gjenerimit të energjisë nga era
E	kWh	Energjia elektrike e prodhuar
D_{cw}	m	Hapësira mbrapa në një rresht tjetër ndaj turbinës
D_{dw}	m	Hapësira midis rreshtave të turbinave
D	m	Diametri i turbinës
i	%	Norma e interesit
c	m/s	Parametri shkallë Weibulli
f	%	Frekuenca e shfaqjes së drejtimit të erës në përqindje të kohës totale të matjes
k	-	Parametri i formës Weibull
w_{mes}	m/s	Shpejtësia mesatare e erës
C	-	Korrelacioni i shpejtësisë së erës
w_{f,max}	m/s	Shpejtësia më e shpeshtë e erës
S_u	-	Funksioni i spektrit të përhapjes së turbulencës
r	-	Rrezja e rotorit të turbinës së erës
TI	%	Intensiteti i turbulencës
Re	-	Numri i Rejnolsit
M	N·m	Momenti i rrotullimit
C_m	-	Koeficienti i forcës së rrotullimit
P_{specifike,instaluar}	kW/m ²	Fuqia specifike e instaluar në një turbinë të erës (vlerë e cila merret e tillë e përafëruar)
h_{lëkundjeve}	%	Humbjet për shkak të lëkundjeve
h_{tjera,sistem}	%	Humbjet e tjera në sistemin e konvertimit të energjisë së erës
c_o	m	Gjatësia e kordës së lopatës
C_D	-	Koeficienti i tërheqjes dy – dimensionale
C_T	-	Koeficienti i shtytjes dy – dimensionale
C_p	-	Koeficienti i fuqisë

Shkurtesat

DOE	-	Departamenti Amerikan i energjisë
HAWT	-	Turbina horizontale e erës
SQIG	-	Kutia e induksionit të gjeneratorit
VAWT	-	Turbina vertikale e erës
PVE	-	Prodhimi vjetori i energjisë elektrike
PE	-	Parku i erës

Shkronjat greke

Simboli	Njësia	Madhësia
τ	s	Koha
η_T	%	Eficienca e turbinës
ω	rad/s	Shpejtësia këndore
α	-	Koeficienti i fërkimit
Ψ	-	Koeficienti i stabilitetit të atmosferës
λ	-	Koeficienti i shpejtësisë në majën e lopatës
ρ_a	kg/m ³	Dendësia e ajrit
Γ	m ² /s	Koeficienti i qarkullimit të ajrit
σ	m/s	Devijimi i shpejtësisë së erës
ϵ	-	Gabimet e vlerësimit të matjeve të caktuara
μ	Pa·s	Viskoziteti dinamik i ajrit
ν	m ² /s	Viskoziteti kinematik i ajrit
ζ	1/s	Vorticiteti i shpejtësisë së erës
β	-	Koeficienti i korrelacionit
χ	-	Përshkruan ndryshimin e erës prej turbinës fillestare tek ajo pas saj
α'	°	Këndi i devijimit të shpejtësisë nga një turbinë tek turbina në afërsi

1. HYRJE

Era është shfrytëzuar shumë shekuj më parë, pra është ndër burimet e para të ripërtërishme të përdorura nga njeriu. Era është përdorur për lundrim, pompimin e ujit dhe në mullinj për bluarjen e drithit. Egjiptasit, më shumë se 5000 vite më parë, e kanë përdorur erën, për lundrim me anije të vogla me vela përgjatë lumit Nil. Në Kinë është përdorur në mullinj për bluarjen e drithit, në Persi dhe në Lindjen e Mesme për pompimin e ujit dhe për bluarjen e drithit. Në Amerikë, era është përdorur si burim energjie për pompimin e ujit dhe për prerjen e drurëve. Nga shekulli i XI -të, në Lindjen e Mesme, mullinjtë e erës janë përdorur gjerësisht për bluarjen e drithit. Në Evropë, mullinjtë e parë të erës u shfaqën në shekullin e XII-të, ndërsa holandezët, në shekullin e XIV-të përdorën mullinj me erë për të kulluar kënetat në deltën e lumit Rhine.

Paraqitja e energjisë së erës si një burim i rëndësishëm i energjisë në botë duhet të renditet si një nga zhvillimet e rëndësishme të shekullit të XX – të. Ardhja e motorit të avullit, u ndoq nga paraqitja e teknologjive të tjera për konvertimin e lëndëve djegëse fosile në energji të dobishme. Nga fundi i vitit 1960, kemi një fillim të përdorimit të burimeve të ripërtërishme të energjisë e me theks të veçantë të energjisë së erës. Kjo dekadë pati një ringjallje të fortë në të gjithë industrinë botërore të energjisë së erës, me kapacitet të instaluar duke u rritur mbi pesëfish.[1]

Gjatë fillimit të shekullit XXI, ky trend ka vazhduar, nga vendet evropiane që udhëheqin me rritjen e kapaciteteve të gjenerimit të energjisë nga era, me anë të politikave qeveritare të fokusuara në zhvillimin e furnizimeve vendore të qëndrueshme të energjisë dhe reduktimin e emetimit të materieve ndotëse.

Për të kuptuar se çfarë po ndodhte, është e nevojshme të konsiderohen pesë faktorë kryesorë. Para së gjithash ka pasur nevojë për energji. Një ndërgjegjësim në rritje për shterjen e rezervave të lëndëve djegëse fosile të tokës si dhe nga efektet negative të djegies së këtyre lëndëve djegëse për prodhimin e energjisë, bëri që shumë njerëz të shihnin alternativa të tjera për prodhimin e energjisë. Së dyti, ekziston potencial i energjisë së erës kudo në tokë, dhe në disa vende me densitet të konsiderueshëm të energjisë. Era ishte përdorur gjerësisht në të kaluarën, për fuqi mekanike si dhe për transport. Së treti, ka pasur kapacitet teknologjik. Tre faktorët e parë ishin të nevojshëm për të nxitur ri-shfaqjen e energjisë së erës, por jo të mjaftueshëm. Duhej të ishin dy faktorë të tjerë, para së gjithash një vizion për një mënyrë të re për të përdorur energjinë nga era, dhe së dyti, vullneti politik për ta bërë atë të mundur të ndodhte. Vizioni filloi mirë para viteve '60 me të tillë individë si Poul la Cour, Albert Betz, Palmer Putnam dhe Percy Thomas. U vazhdua nga Johannes Juul, E.

W. Golding, Ulrich H, dhe William Heronemus, por shpejt u përhapë në gjenerata të tjera për tu avancuar më tutje si strukturë.[2]

Duke u bazuar në planin e lëshuar si ‘Strategjia e energjisë e Republikës së Kosovës 2017-2026’, rrjedh se: “Një interesim i madh i investitorëve privatë është edhe për sa i përket energjisë nga era, ku si rezultat, ZRrE-ja ka lëshuar lejet e autorizimit paraprak për kapacitete prej 87.75 MW dhe në proces shqyrtimi janë kërkesat për leje autorizimi edhe për 51 MW.”

Zhvillimi i teknologjive të pastra dhe efijente të energjisë dhe përdorimi i burimeve të reja dhe të ripërtritshme të energjisë do të luajnë një rol të rëndësishëm në zhvillimin e qëndrueshëm të një strategjie të ardhshme të energjisë. Promovimi i burimeve të ripërtritshme të energjisë dhe zhvillimi i sistemeve të energjisë së ripërtritshme dhe më efijente janë prioritet i lartë, për sigurinë dhe diversifikimin e furnizimit me energji, mbrojtjen e mjedisit dhe kohezionin social dhe ekonomik.[2,3]

Në këtë punim janë bërë analiza dhe janë nxjerrë rezultate se Koznica ka potencial për shfrytëzim të energjisë së erës, dhe si pasojë e kësaj më tutje janë bërë matje përmes vendosjes së anemometrave dhe matësve të tjerë të rrezatimit e presionit, duke treguar një potencial të lartë të erës në atë vend, në të cilin nga vendosja e 10 turbinave me kapacitet pothuajse 3.5 MW, arrihet që si fuqi e instaluar të kemi rreth 35MW nga tërë parku i erës. Analizat e bëra për potencialin e erës në këtë vend na tregojnë një efijencë prej 32% për lartësinë më të madhe të matjeve të bëra për vendosjen e tyre, prej 84m. Po ashtu, duke marrë parasysh se me rritjen e lartësisë rritet shpejtësia e me këtë rast edhe fuqia e gjeneruar atëherë me anë të ekstrapolimeve të shpejtësisë së erës provohet vendosja e turbinave në një lartësi tjetër prej 110m, ku me këtë rast analizohet prodhimi i energjisë prej softuerit WAsP11, dhe në mënyrë analitike, duke nxjerrë rezultate të përafërta.

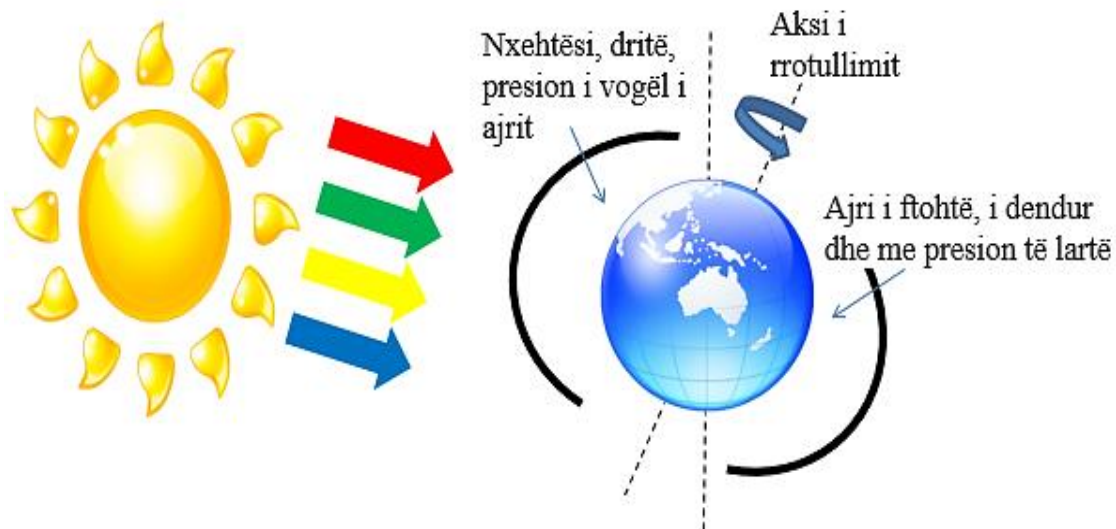
2. STUDIMI I LLOJIT TË ERËRAVE, DHE PAJISJEVE THEMELORE PËR SHFRYTËZIMIN E SAJ

2.1 Bazat e transformimit të energjisë së erës

Energjia në dispozicion në erë, është në thelb energjia kinetike e masave të mëdha të ajrit që lëvizin mbi sipërfaqen e tokës. Lopatat e turbinës së erës marrin këtë energji kinetike, e cila transformohet në forma mekanike ose elektrike, në varësi të përdorimit nga ana jonë. Eficienca e konvertimit të erës në forma të tjera të dobishme të energjisë varet shumë nga eficienca me të cilin rotori ndërvepron me rrjedhën e erës.

2.1.1 Karakteristikat e erës

Atmosfera e tokës mund të modelohet si një motor gjigant i nxehtësisë. Ajo ekstraktë energjinë nga një rezervuar (dielli) dhe shpërndan atë në një rezervuar tjetër në një temperaturë më të ulët (hapësirë). Në këtë proces, bëhet lëvizja e gazrave në atmosferë dhe mbi kufirin tokësor e atmosferik. Fuqia themelore lëvizëse e ajrit është si pasojë e dallimit në presionin e ajrit midis dy rajoneve. Ky ndryshim i presionit të ajrit përshkruhet nga disa ligje të fizikës, të cilët janë të dhëna më poshtë, duke filluar nga ai i energjisë të cilën e posedon masa ajrore.



*Fig. 2.1. Bazat e gjenerimit të energjisë së erës*¹*

¹ "WIND ENERGY EXPLAINED" J. F. Manwell and J. G. McGowan

2.1.2 Fuqia e disponueshme në spektrin e erës

Energjia kinetike e një rryme të ajrit me masë m dhe që lëviz me shpejtësi w është dhënë nga ekuacioni:

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot m \cdot w^2 \quad (1)$$

Konsiderojmë një rotor të turbinës së erës, i cili ka një sipërfaqe A , të ekspozuar ndaj një rryme të erës siç tregohet në fig. 2.2.

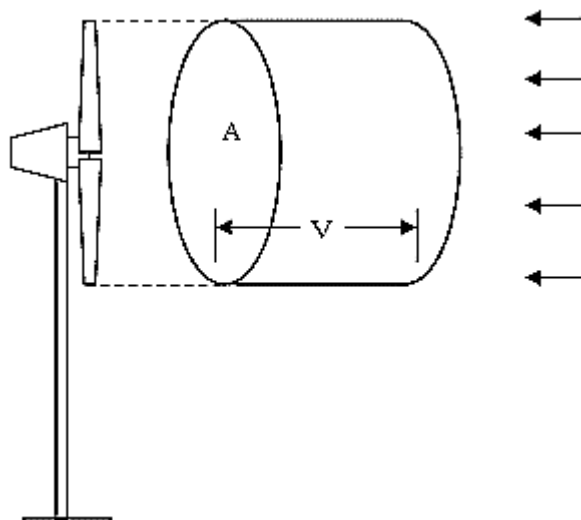


Fig. 2.2. Një masë ajrore që lëviz drejt një turbine me erë*²

Energjia kinetike e rrymës ajrore të disponueshme për turbinën mund të shprehet si:

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot w^2 \cdot \rho_a \cdot V \quad (2)$$

Ku:

ρ_a – dendësia e ajrit, në kg/m^3 , dhe

V – vëllimi i ajrit i cili i godet lopatat e rotorit, në m^3 .

Vëllimi i ajrit që bashkëvepron me rotorin për njësi kohore godet sipërfaqen e rotorit të turbinës A_T , prandaj energjia për njësi të kohës, domethënë fuqia, mund të shprehet si:

$$P = \frac{E_k}{\tau} = \frac{1}{2} \cdot A_T \cdot \rho_a \cdot w^3 \quad (3)$$

² "WIND ENERGY EXPLAINED" J. F. Manwell and J. G. McGowan

Nga ekuacionet më lartë, ne mund të shohim se faktorët që ndikojnë në fuqinë e disponueshme në rrjedhën e erës janë dendësia e ajrit, sipërfaqja e rotorit të turbinës së erës dhe shpejtësia e erës. Efekti i shpejtësisë së erës është më i dukshëm për shkak të lidhjes së tij kubike me fuqinë.

Faktorët si temperatura, presioni atmosferik, lartësia dhe përbërësit e ajrit ndikojnë në densitetin e ajrit.

Ajri i thatë mund të konsiderohet si një gaz ideal. Sipas ligjit të gazit ideal, të Bojl Mariotit kemi:

$$p \cdot v = R \cdot T \quad (4)$$

Ku:

p – presioni i gazit, në bar;

v – vëllimi specifik i gazit, në m³/kg

R – konstante universale e gazit, në J/kg·K dhe

T – temperatura, në K.

Dendësia e ajrit, që është raporti i masës prej 1 kilogram ajër dhe vëllimit të tij, është dhënë nga shprehja vijuese:

$$\rho_a = \frac{m}{V_G} \quad (5)$$

Nga ekuacionet (4) dhe (5), dendësia jepet nga:

$$\rho_a = \frac{P}{R \cdot T} \quad (6)$$

Nëse e dimë lartësinë H dhe temperaturën T në një vend, atëherë dendësia e ajrit mund të llogaritet nga shprehja [4]:

$$\rho_a = \frac{353.049}{T} \cdot e^{\left(-0.034 \frac{H}{T}\right)} \quad (7)$$

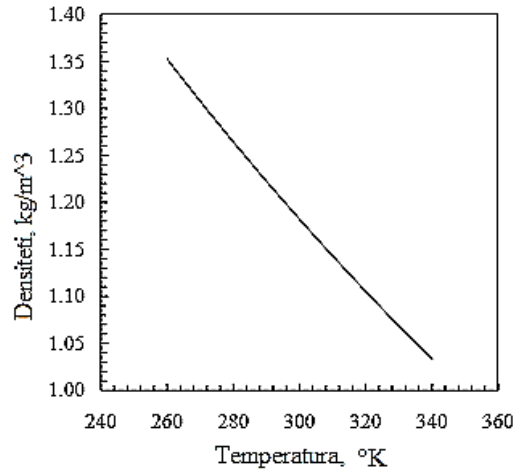


Fig. 2.3. Raporti ndërmjet dendësisë dhe temperaturës së ajrit^{*3}

2.1.3 Lartësia gjeopotenciale

Modelimi i atmosferës standarde bëhet zakonisht në drejtim të lartësisë gjeografike. Kjo është për shkak të thjeshtimit të ekuacioneve që përshkruajnë atmosferën. Ideja prapa lartësisë gjeografike është se një ndryshim sado i vogël në lartësinë e tillë do të shkaktojë të njëjtin ndryshim në energjinë e cila mund të fitohet nga një turbinë e erës.

Kjo është shprehur matematikisht si:

$$g(l)dl = G \cdot dH \quad (8)$$

Ku:

g –nxitimi gravitacional (ulët me rritjen e lartësisë), në m/s^2

l –lartësia gjeopotenciale, në m

G –nxitimi i gravitetit në nivelin e detit, në m/s^2

H –lartësia gjeodezike, në m.

Vlera e gravitetit ndryshon me lartësi, dhe është gjetur se ky ndryshim bëhet sipas ekuacionit më poshtë:

$$\frac{g(l)}{G} = \left(\frac{R_{tokës}}{l + R_{tokës}} \right)^2 \quad (9)$$

Ku:

$R_{tokës}$ – është rrezja e tokës e barabartë me 6535km.

³ “Influence Of Topographical Input Data On The Accuracy Of Wind Flow Modelling In Complex Terrain”, Niels G. Mortensen And Erik L. Petersen

2.1.4 Ekstrapolimi vertikal i shpejtësisë së erës

Në këtë studim, formulimi i ekstrapolimit të shpejtësisë vertikale të erës rrjedh në bazë të teorisë së përshpejtimit duke marrë parasysh ligjin e fuqisë dhe funksionin e shpërndarjes së probabilitetit Weibull të shpejtësisë së erës. Në metodologjinë e përdorur merren në konsideratë jo vetëm vlerat mesatare të shpejtësisë së erës në lartësi të ndryshme, por edhe devijimet e tyre standarde dhe koeficienti i korrelacionit midis lartësive të ndryshme. Zbatimi i metodologjisë së paraqitur është kryer për matjen e shpejtësisë së erës në Koznicë-Kosovë. Në këtë vend, matjet e shpejtësisë së erës për çdo orë janë në dispozicion për tri lartësi të ndryshme mbi sipërfaqen e tokës.

Energjia e erës, si një nga burimet kryesore të ripërtëritshme të energjisë në botë, tërheq atraktivitet në shumë vende, pasi zhvillohet një teknologji e turbinave të vendosura lartë.

Ekstrapolimi i shpejtësisë së erës mund të konsiderohet si një nga faktorët më të rëndësishëm të pasigurisë për të vlerësuar potencialin e energjisë së erës, kur merret parasysh madhësia në rritje e turbinave moderne me shumë MW. Nëse mungon matja e shpejtësisë së erës në lartësi të rëndësishme për shfrytëzimin e energjisë së erës, shpesh është e nevojshme të ekstrapolohen shpejtësitë e matura të erës nga lartësitë e disponueshme deri në lartësinë e vendosjes së turbinës, gjë që shkakton disa gabime kritike midis prodhimit të vlerësuar të energjisë reale, koeficientit të formës së goditjes nga era, sepse era nuk mund të përcaktohet saktësisht.

2.2 Faktorët që ndikojnë në shpejtësinë e erës

Të dhënat nga studime empirike kanë treguar se në një lartësi të madhe mbi sipërfaqen e tokës (në rajonin e një kilometri) ndikimi i sipërfaqes së tokës në erë është i papërfillshëm. Megjithatë, në shtresat atmosferike më të ulëta, shpejtësia e erës ndikohet nga faktorët e fërkimit të sipërfaqes tokësore. Topografia lokale dhe modelet e motit janë faktorë mbizotërues që ndikojnë në shpejtësinë dhe disponueshmërinë e erës. Dallimet në lartësi mund të prodhojnë efekte termike. Zakonisht shpejtësia e erës rritet me lartësi, kështu që kodrat dhe malet mund të afrohen me zonat me shpejtësi të lartë të erës, në atmosferë. Ekziston gjithashtu një përshpejtim i rrjedhave të erës rreth ose mbi kodra dhe efekti i kalimit gjatë zhvendosjes së ajrit rreth luginave ose përgjatë luginave të ngushta. Nga ana tjetër, pengesat artificiale mund të ndikojnë në shpejtësinë e erës. Shkurtimisht, ekzistojnë dy faktorë të përcaktuar mirë që ndikojnë në shpejtësinë e erës: faktorët e mjedisit, duke filluar nga topografia lokale, moti, e deri te kulturat bujqësore etj. dhe faktorët artificialë që variojnë nga strukturat e bëra nga njeriu deri në pengesa të përhershme dhe të

përkohshme siç janë ndërtesat, shtëpitë, gardhet dhe oxhaqet. Pengesat topografike natyrore ose të bëra nga njeriu ndërhyjnë në regjimin laminar të erës. Në zonat urbane lind një situatë tjetër: të ashtuquajturit "ishujt e nxehtësisë"; një efekt që do të prodhojë erëra lokale. Për shkak të këtij efekti të ngrohjes nga "ishulli", leximet e matjeve të erës në stacionet meteorologjike urbane nuk janë të dobishme për parashikimin e modeleve të erës në zona të tjera. Profili i shpejtësisë mesatare të erës në një vend është paraqitja e ndryshimeve të shpejtësisë së erës në përputhje me lartësinë ose distancën vertikale të vendit. Gjithashtu, zakonisht, profili i erës përsëritet nga viti në vit.

2.2.1 Llogaritjet e shpejtësisë së erës në lartësi të ndryshme

Matjet fillestare të erës zakonisht merren në lartësi prej dhjetë metrash, edhe pse ka matje në lartësi më të ulëta për qëllime të tjera të tilla si monitorimi bujqësor.

Teknika e përdorur zakonisht është vlerësimi i shpejtësisë në lartësi më të mëdha dhe ekstrapolimi i leximeve të marra si dhe ndërtimi i profilit të shpejtësisë së erës në vendin përkatës.

Ekzistojnë shprehje të ndryshme teorike të përdorura për përcaktimin e profilit të shpejtësisë së erës. Metoda Monin-Obukhov është metoda më e përdorur gjerësisht për të përshkruar shpejtësinë e erës w , në lartësinë H me anë të një profili të logaritmit linear të përshkruar qartë nga:

$$w(H) = \frac{w_f}{K} \cdot \left[\ln \frac{H}{H_0} - \xi \cdot \left(\frac{H}{L} \right) \right] \quad (10)$$

Ku:

H –lartësia, në m;

w_f –shpejtësia e fërkimit, në m/s;

K –konstanta e Von Karman (normalisht supozohet si 0.4);

H_0 –gjatësia e vrazhdësisë sipërfaqësore, dhe

L –gjatësia sipas Obukhovit.

Funksioni $\xi (H/L)$ përcaktohet nga rrezatimi diellor në vendin përkatës që bëhen matjet.

Ky ekuacion vlen për periudha të shkurtra kohore, p.sh. minuta dhe shpejtësi mesatare ditore të erës dhe jo për mesatare mujore ose vjetore.

Ekuacioni i tillë ka rezultuar i kënaqshëm për anketime të hollësishme në vendet kritike; megjithatë, një metodë e tillë është e vështirë për t'u përdorur për studimet e përgjithshme inxhinierike. Kështu, anketat duhet të përdorin shprehje më të thjeshta dhe të sigurojnë rezultate të kënaqshme edhe kur ato nuk janë teorikisht të sakta. Përdorimi më i zakonshëm i këtyre

shprehjeve më të thjeshta është ligji eksponencial i Hellmann – it, që korrespondon me leximet e shpejtësisë së erës në dy lartësi të ndryshme dhe shprehet me:

$$\frac{w}{w_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (11)$$

Në të cilin w është shpejtësia në lartësinë H , w_0 është shpejtësia në lartësinë H_0 (shpesh referuar si një lartësi 10 metra) dhe α është koeficienti i fërkimit ose eksponenti Hellman. Ky koeficient është një funksion i topografisë në një vend të caktuar dhe shpesh supozohet si vlerë prej 1/7 për tokën pra terrenin e hapur. Megjithatë, duhet të kihet parasysh se ky parametër mund të ndryshojë për një vend me vlerë 1/7 gjatë ditës deri në 1/2 gjatë kohës së natës. Ekuacioni (11) njihet edhe si ligji i fuqisë kur vlera e α është e barabartë me 1/7.

Tabela 1, tregon koeficientet e fërkimit të terreneve të ndryshme të tokës të cilat në çdo rast jepen në funksion të vrazhdësisë së tokës.

Tab. 1. Koeficienti i fërkimit α për një shumëllojshmëri të peizazheve *⁴

Lloji i hapësirës	Koeficienti i fërkimit α
Liqene, oqeanë dhe toka e lirë	0.10
Livadhe (niveli i tokës)	0.15
Kulturat e larta bujqësore dhe shkurret	0.20
Tokë e pyllëzuar dendur	0.25
Qytet i vogël me disa pemë dhe shkurre	0.30
Zonat e qytetit me ndërtesa të larta	0.40

Një formulë tjetër, e njohur si ligji logaritmik i profilit të erës dhe i cili përdoret gjerësisht në Evropë, është:

$$\frac{w}{w_0} = \frac{\ln\left(\frac{H}{z}\right)}{\ln\left(\frac{H_0}{z_0}\right)} \quad (12)$$

Në të cilin, z_0 quhet gjatësia e koeficientit të ashpërsisë, shprehet në metra, dhe varet kryesisht nga lloji i tokës, hapësira dhe varion nga 0.0002 deri në 1.6 ose më shumë. Përveç vrazhdësisë së tokës,

⁴ “Wind Velocity Vertical Extrapolation by Extended Power Law”, Zekai Sen, Abdusselam Altunkaynak, and Tarkan Erdik 2012, Hindawi Publishing Corporation Advances in Meteorology

këto vlera varen nga disa faktorë: ato mund të ndryshojnë gjatë ditës dhe gjatë natës dhe madje edhe gjatë vitit. Për shembull nëse stacionet e leximit ose monitorimit mund të jenë brenda tokave bujqësore dihet se lartësia apo gjatësia e kulturave të ndryshme bujqësore do të ndryshojë.

Sidoqoftë, pasi shpejtësitë janë llogaritur në lartësi të tjera, ekuacionet përkatëse mund të përdoren për llogaritjen e potencialit të fuqisë ose potencialit mesatar të energjisë përmes metodave të ndryshme të tilla si shpërndarjet Weibull ose Rayleigh. Paketa e specializuar e softuerit në dispozicion për llogaritjen e këtyre të dhënave njihet si WASP11, softuer ky i përdorur për disa nga simulimet e bëra në këtë punim.

Tab. 2. Klasat dhe gjatësitë e ashpërsisë së terrenit ^{*5}

Klasa e ashpërsisë	Lloji i sipërfaqes	Gjatësia e ashpërsisë z_0 (m)
0	Sipërfaqja e ujit	0.0002
1	Hapësira të hapura	0.03
2	Fshatrat e gjelbërta me disa reduktime të erës më shumë se 1 km larg	0.1
3	Rrethet urbane dhe tokat bujqësore me shumë pengesa	0.4
4	Zonat urbane apo pyjore me popullsi të dendur	1.6

Koeficienti i fërkimit α , fillimisht është marrë për dy lartësi dhe shpejtësi të ndryshme duke përdorur ekuacionin 11, nga kemi:

$$\alpha = \frac{\ln(w) - \ln(w_0)}{\ln(H) - \ln(H_0)} \quad (13)$$

Dhe pastaj duke përdorur ekuacionet (12) dhe (13) me koeficientin e ashpërsisë z_0 atëherë kemi:

$$z_0 = \exp \frac{H_0^\alpha \cdot \ln H - H^\alpha \cdot \ln H_0}{H_0^\alpha - H^\alpha} \quad (14)$$

⁵ “Wind Velocity Vertical Extrapolation by Extended Power Law”, Zekai Sen, Abdusselam Altunkaynak, and Tarkan Erdik 2012, Hindawi Publishing Corporation Advances in Meteorology

Tab. 3. Gjatësia e ashpërsisë për lloje të ndryshme të peizazheve*⁶

Tiparet e peizazhit	z₀ (mm)
Tokë shumë e butë; borë ose baltë	0.01
Detet e qeta dhe të hapura	0.20
Detet e trazuara	0.50
Sipërfaqja e dëborës	3.00
Kullota dhe zona të gjelbra	8.00
Zonat e kullotave	10.00
Toka e punueshme	30.00
Kulturat vjetore	50.00
Pemë të pakta	100.00
Zonat me pyje të forta dhe disa ndërtesa	250.00
Toka pyjore e mbuluar me pemë të mëdha	500.00
Periferi të qytetit	1500.00
Zonat në qendër të qytetit me shumë ndërtesa të larta	3000.00

Tab. 4. Klasat e ashpërsisë dhe kohëzgjatjet e konsideruara nga Shoqata Daneze e Industrisë së Erës *⁷

Klasa e ashpërsisë	Gjatësia e ashpërsisë (m)	Lloji i peizazhit
0	0.0002	Sipërfaqe e ujit
0.5	0.0024	Tokë plotësisht e hapur me një sipërfaqe të lëmuar, p.sh. pista të betonit në aeroporte, etj.
1	0.03	Hapësira të hapura bujqësore të pajisura me gardhe dhe pa gardhe si dhe ndërtesa shumë të shpërndara
1.5	0.055	Tokë bujqësore e mbushur me disa shtëpi brenda një distance prej rreth 1250 metrash
2	0.1	Toka bujqësore është e mbushur me disa shtëpi brenda një distance prej rreth 500 metrash

⁶ “Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region”, Francisco Bañuelos-Ruedas, César Ángeles Camacho, Sebastián Rios-Marcuello Universidad Católica de Chile

⁷ “Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region”, Francisco Bañuelos-Ruedas, César Ángeles Camacho, Sebastián Rios-Marcuello Universidad Católica de Chile

2.5	0.2	Toka bujqësore e mbushur me shumë shtëpi, shkurre dhe bimë, me rreth 8 metra të gjata
3	0.4	Fshatrat, dhe qytetet e vogla, toka bujqësore me shumë zona të kultivimit si dhe zonat pyjore me terren shumë të përafërt dhe të pabarabartë
3.5	0.8	Qytete të mëdha të mbushura me ndërtesa të larta
4	1.6	Qytete shumë të mëdha me ndërtesa të larta dhe rrokaqiej

Dy koeficientet, ai i fërkimit α dhe koeficienti i ashpërsisë z_0 duhet fillimisht të jenë plotësuar për dy matje të ndryshme gjatë ditës dhe më pas bëhet e mundur që të përshkruhet profili përkatës i erës dhe faktorët përkatës për një ditë, kohë dhe vit për drejtime të ndryshme të erës. Ka vende ku është e vështirë të përputhen këta faktorë ose rezultatet duket të jenë të gabuara, sepse ato nuk tregojnë të dhëna shumë të besueshme. Këto vende zakonisht janë në vargmalet ku, sipas rekomandimeve kombëtare dhe ndërkombëtare, ka kuptim që të merren leximet në disa lartësi gjatë një periudhe të arsyeshme kohore.[5]

2.3 Koncepti themelor i turbinës së erës

Një turbinë me erë është një pajisje rrotulluese që merr energjinë nga era. Energjia mekanike nga turbina me erë shndërrohet në energji elektrike (gjeneratori i turbinës me erë). Turbina me erë mund të rrotullohet përmes një boshti horizontal (turbinat horizontale të erës - HAWT) ose boshti vertikal (VAWT). Shumica e turbinave moderne të erës bëjnë pjesë në këto dy grupe themelore: HAWT dhe VAWT.

2.3.1 Parimi i punës së turbinave të erës

Prodhimi i energjisë elektrike nga era nuk është i thjeshtë, për faktin që era si burim energjie është vështirë për t'u parashikuar dhe kontrolluar. Pra, era nuk ka shpejtësi konstante dhe për këtë, mund të shkaktojë çrregullime në funksionimin e sistemit të energjisë elektrike. Si rezultat i rrymimit të erës përreth lopatave të turbinës së erës, një pjesë e energjisë së erës shndërrohet në energji mekanike (rrotulluese) të boshtit, pastaj kjo energji përcillet te ndërruesi i shpejtësisë dhe me tej nga ndërruesi në gjeneratorin e energjisë elektrike. Skema e sistemit për shndërrimin e energjisë së erës në energji elektrike të një turbinë me erë, është e paraqitur në figurën 2.4 dhe 2.5. Në këtë

skemë janë paraqitur elementet kryesore duke pasur parasysh tre format e energjisë: energjinë e erës (energjinë kinetike të erës), energjinë mekanike (rrotulluese) dhe energjinë elektrike.

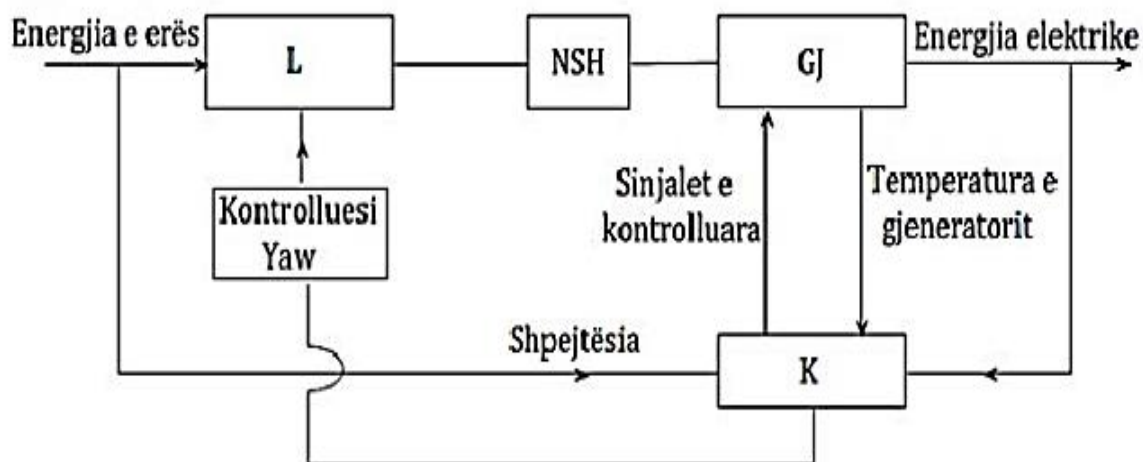


Fig. 2.4. Skema e sistemit për shndërrimin e energjisë së erës në energji elektrike^{*8}

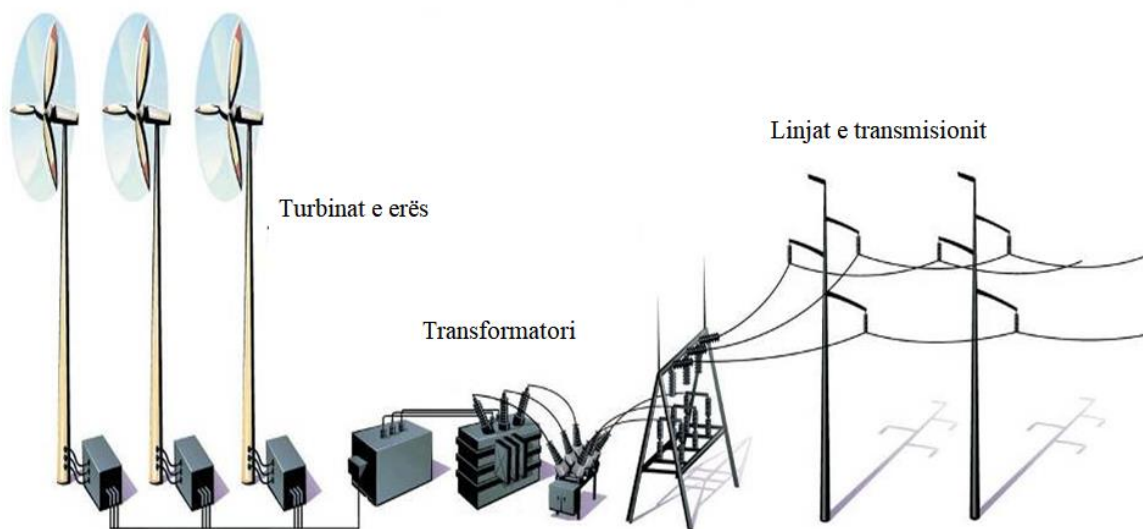


Fig. 2.5. Sistemi i gjenerimit të energjisë elektrike përmes turbinave të erës^{*9}

Sistemi i shndërrimit të energjisë së erës në energji elektrike përbëhet nga:

- ✓ Lopatat (L) – e shndërrojnë energjinë e erës në energji mekanike (rrotulluese);
- ✓ Ndërruesi i shpejtësisë (NSH) – e rrit shpejtësinë dhe e transmeton atë në rotor të gjeneratorit;

⁸ “Manuali për Burimet e Ripërtëritshme të Energjisë”, Prishtinë, 2013, Dr. sc. Naser Sahiti, Maliq Pireci, M.Sc. Besim Veselaj, Prishtinë

⁹ “Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics”, Sathyajith Mathew

- ✓ Gjeneratori (GJ) – e shndërron energjinë rrotulluese në energji elektrike;
- ✓ Kontrolluesi (K) – e regjistron drejtimin e erës, shpejtësinë e erës, temperaturën e gjeneratorit dhe jep sinjale për të marr masa të kontrollit;
- ✓ Sistemi Yaw i turbinave të erës – është komponenti përgjegjës për orientimin e rotorit të turbinës me erë në drejtim të erës.

Rrymimi i erës mbi çfarëdo sipërfaqe krijon dy llojet të forcave aerodinamike, fig. 2.6, forcën ballore në drejtimin e rrymimit të erës dhe forcën anësore, në drejtim normal ndaj drejtimit të rrymës së erës. Sipas forcës e cila krijohet nga era dhe shfrytëzohet si forcë lëvizëse, turbinat e erës mund të ndahen në dy grupe. Turbinat që shfrytëzojnë forcën anësore (= forcën ngritëse meqë forca anësore vepron nga poshtë-lartë) dhe turbinat që shfrytëzojnë forcën ballore.

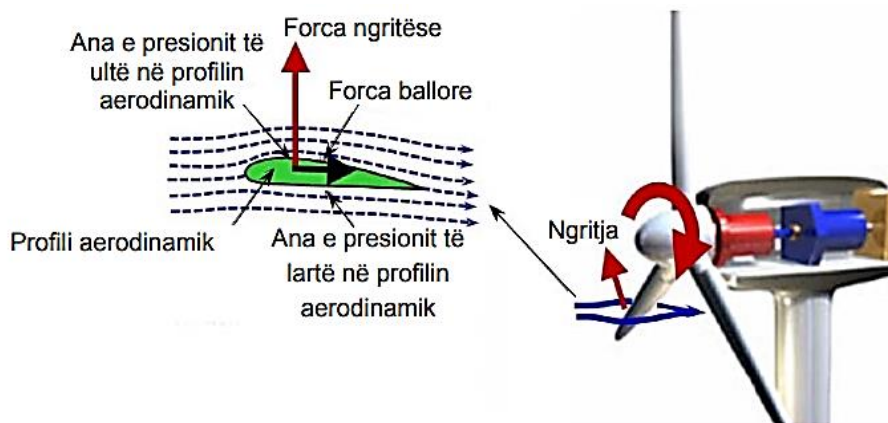


Fig. 2.6. Turbina e erës me bosht horizontal (koncepti i forcës ngritëse)*¹⁰

Përmbajtja e energjisë në erë jepen me anë të shprehjes vijuese, dhe fuqia pastaj definohet si raport ndërmjet energjisë së erës dhe kohës:

$$P = \frac{E_k}{\tau} = \frac{1}{2} \cdot A_T \cdot \rho \cdot w^3 \quad (15)$$

Ku:

E_k – energjia kinetike, në J;

A_T – sipërfaqja e turbinës, në m^2 ;

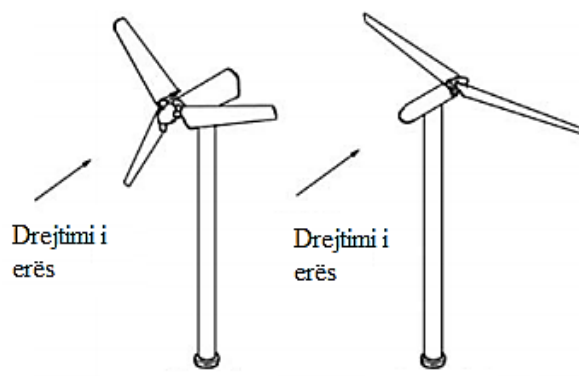
ρ – dendësia specifike e ajrit, në kg/m^3 ;

w – shpejtësia e erës, në m/s.

¹⁰ “Manuali për Burimet e Ripërtërishme të Energjisë”, Prishtinë, 2013, Dr. sc. Naser Sahiti, Maliq Pireci, M.Sc. Besim Veselaj, Prishtinë

2.3.2 Projektimi i turbinave moderne me erë

Sot, projektimi më i zakonshëm i turbinës me erë, dhe lloji që është fokusi kryesor i projektuesve të tyre, është turbina horizontale e erës (HAWT). Pra, aksi i rrotullimit është paralel me terrenin. Turbinat horizontale të erës klasifikohen zakonisht sipas orientimit të rotorit (përpjetë ose poshtë shtyllës), projektimi i nyjës (ngurtë ose i tej zgjatur), kontrolli i rotorit, numri i lopatave (zakonisht dy ose tre lopata). Figura 2.7, tregon konfigurimin e turbinave të ngritura përpjetë ose poshtë shtyllës së turbinës.



*Fig. 2.7. Konfiguracionet e turbinave horizontale të erës*¹¹*

Nënsistemet kryesore të një turbine boshtore tipike të erës tipike (të bazuar në tokë) janë paraqitur në figurën 2.8.

Kjo përfshin:

- ✓ Rotorin, i përbërë nga lopatat dhe nyja shpërndarëse;
- ✓ Boshtin, i cili përfshin pjesët rrotulluese të turbinës me erë (përfshijë rotorin);
- ✓ Zakonisht përbëhet nga boshtet, kutitë e shpejtësisë, frenat mekanike dhe gjeneratori;
- ✓ Korniza dhe trupi i turbinës, duke përfshirë edhe strehimin e turbinës së erës, shtratin e poshtëm dhe sistemin e shpërndarjes;
- ✓ Kulla dhe themeli;
- ✓ Kontrolluesi;
- ✓ Balancuesi i sistemit elektrik, duke përfshirë kabllot, stabilimentet, transformatorët

¹¹ “Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics”, Sathyajith Mathew

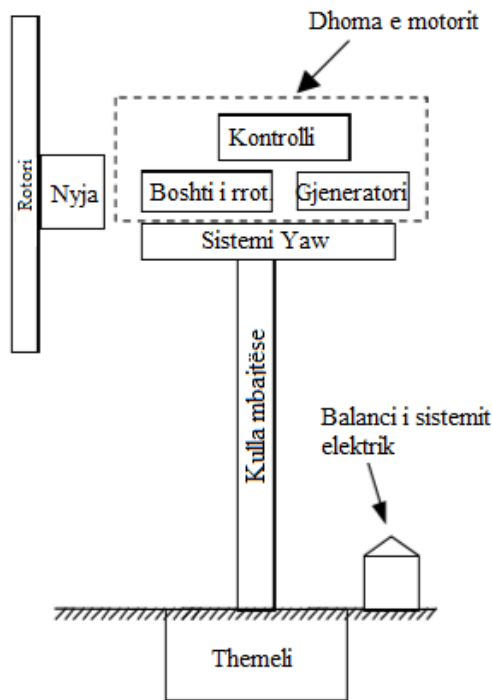


Fig. 2.8. Komponentët kryesore të një turbine të erës me aks horizontal^{3d12}

Opsionet kryesore në projektimin dhe ndërtimin e turbinës me erë përfshijnë faktorët vijues:

- ✓ numri i lopatave (zakonisht dy ose tre);
- ✓ orientimi i rotorit: me orientim teposhtë apo përpjetë në raport me shtyllën;
- ✓ materiali i lopatave, metoda e ndërtimit dhe përshkrimi;
- ✓ projektimi i shpërndarësit: i ngurtë, i përzier, ose i varur;
- ✓ kontrollin e fuqisë nëpërmjet kontrollit aerodinamik;
- ✓ shpejtësia fikse ose e ndryshueshme e rotorit;
- ✓ orientimi nga veprimi i erës ose kontrolli i drejtpërdrejtë;
- ✓ gjenerator sinkron

2.3.2.1 Rotori

Rotorët e turbinave me erë janë unikë në tipin e tyre dhe janë të projektuar veçanërisht për të shndërruar fuqinë e erës, në energji rrotulluese. Ata supozohen të jenë nën efektin e sforcimeve dhe dëmtimit nga lloj-lloj erërash, apo faktorësh atmosferikë për periudha të gjata. Kujdes i veçantë

¹² “Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics”, Sathyajith Mathew

i duhet kushtuar në fazën e projektimit, në mënyrë që problemet e përmendura më sipër, të mos shkaktojnë performancë jo të kënaqshme, pasi rotorin e transmeton të tëra këto, tek trupi i turbinës.¹³ Rotori është i lidhur me boshtin kryesor, i cili rrotullohet nga një gjenerator për të krijuar energji elektrike. Kjo është e thjeshtë, një turbinë me erë punon në të kundërt të ventilatorit. Në vend të përdorimit të energjisë elektrike për të bërë erë, si një ventilator, turbinat me erë përdorin erën për të bërë energji elektrike. Rotori përbëhet nga lopatat dhe shpërndarësi i turbinës së erës. Këto komponente shpesh merren parasysh të jenë komponentët më të rëndësishëm të turbinës si nga performanca ashtu edhe nga pikëpamja e kostos së përgjithshme.

Shumica e turbinave sot kanë rotorë me tri lopata. Ekzistojnë disa rotorë me një lopatë dhe disa dizajne me dy lopata. Turbinat me një lopatë janë ndërtuar në të kaluarën, por nuk janë më në prodhim. Lopatat e turbinës janë komponenti më i rëndësishëm i një turbine me erë pasi ato shndërrojnë fuqinë e erës në moment përdredhjeje. Gjatë fazës së konstruktimit të lopatave, përveç të tjerave, është më rëndësi të merren parasysh dy faktor të veçantë e të cilët janë aerodinamika dhe materiali i lopatave.

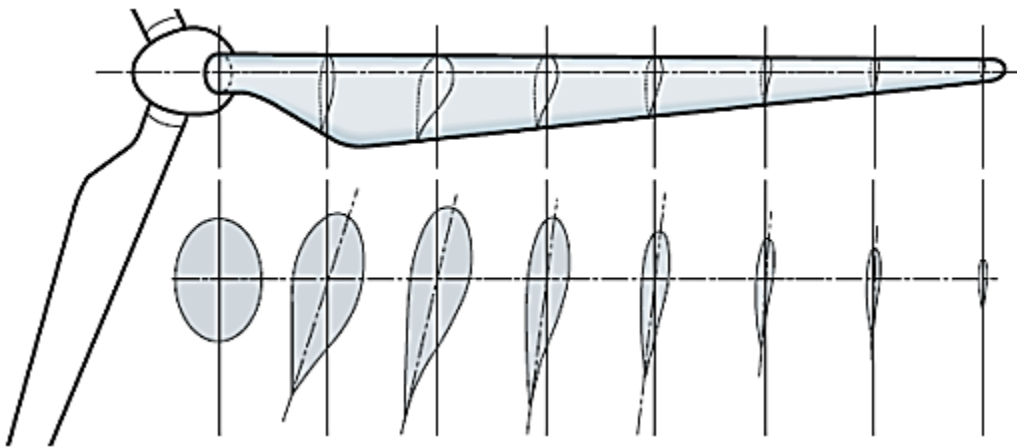


Fig. 2.9. *Ndryshimi i seksionit tërthor të lopatave përgjatë gjatësisë së tyre*¹⁴

Nyja e turbinave të erës është komponenti që lidh lopatat me boshtin kryesor. Kjo është pjesa e cila bën bartjen e energjisë nga lopatat në boshtin kryesor të turbinës i cili është i lidhur me gjeneratorin. Për shkak të sforcimeve të mëdha, të cilave i ekspozohet gjatë punës, nyja zakonisht konstruktohet nga pllakat e salduara të çelikut, nga çeliku i derdhur ose nga pjesët e çelikut të formësuar me deformim plastik.

¹³<http://www.akm.gov.al/assets/energji-e-rinovueshme.pdf>

¹⁴ “Manuali për Burimet e Ripërtërishme të Energjisë”, Prishtinë, 2013, Dr. sc. Naser Sahiti, Maliq Pireci, M.Sc. Besim Veselaj, Prishtinë

2.3.2.2 Boshti

Kjo pjesë e turbinës ka një rëndësi të veçantë. Shpesh herë i quajtur dhe si boshti i rotorit, ky është elementi kryesor rrotullues i turbinës, ku rotori është i montuar. Momenti i përdredhjes, transmetohet nga boshti kryesor tek pjesa tjetër e trupit të turbinës, për të prodhuar energji.¹⁵

Boshti i turbinës përbëhet nga pjesët e tjera për rrotullimin e turbinës së erës në rrjedhën e poshtme të rotorit. Këto zakonisht përfshijnë një bosht me shpejtësi të ulët (në anën e rotorit), një kuti të shpejtësisë dhe një bosht me shpejtësi të lartë (në anën e gjeneratorit). Komponentë të tjerë të boshtit përfshijnë kushineta mbështetëse, një ose më shumë lidhëse, frena, dhe pjesët rrotulluese të gjeneratorit. Funkcioni i kutisë së shpejtësisë është të përshejtojë shpejtësinë e rrotullimit të rotorit nga një nivel i ulët (dhjetëra rpm (rrotullime për minutë)) me një normë të përshtatshme për të ngarë një gjenerator standard (qindra ose mijëra rpm). Dy lloje të kutive të shpejtësisë përdoren në turbinat me erë: me bosht paralel dhe planetar. Për turbina më të mëdha (mbi përafërsisht 500 kW), përparësitë e peshës dhe madhësisë së kutisë së shpejtësisë planetare bëhen më të theksuara.

2.3.2.3 Ndërruesi i shpejtësisë

Në ndërruesin e shpejtësisë janë të vendosur transmetuesit me dhëmbëzor, funksioni i të cilëve është rritja e shpejtësinë së rrotullimit të boshtit të lidhur me gjeneratorin.

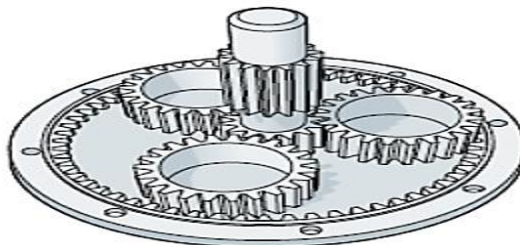


Fig. 2.10. *Transmetuesit me dhëmbëzor*^{*16}

2.3.2.4 Gjeneratori

Gjeneratori i turbinës është pjesa e turbinës që shndërron energjinë mekanike në energji elektrike.

Gjeneratorët të cilat përdoren në turbinat e erës janë gjeneratorët sinkron dhe asinkron.

Pothuajse të gjitha turbinat e erës përdorin gjenerator sinkron. Këto projektme sjellin një shpejtësi konstante ose gati konstante të rrotullimit kur gjeneratori është direkt i lidhur me një rrjet të

¹⁵<http://www.akm.gov.al/assets/energji-e-rinovueshme.pdf>

¹⁶ “Manuali për Burimet e Ripërtërishme të Energjisë”, Prishtinë, 2013, Dr. sc. Naser Sahiti, Maliq Pireci, M.Sc. Besim Veselaj, Prishtinë

shpërndarjes së energjisë. Nëse gjeneratori është përdorur me konvertuesit elektronikë të fuqisë, turbina do të jetë në gjendje të operojë me shpejtësi të ndryshueshme.

Shumë turbina të erës të instaluara në aplikacionet e lidhura me rrjetin përdorin kutinë e induksionit të gjeneratorit (SQIG). Një SQIG vepron brenda një game të ngushtë të shpejtësive pak më të larta se sa shpejtësia sinkron (një gjenerator katër polesh që vepron në një rrjet 60 Hz ka një shpejtësi sinkron 1800 rpm). Përparësitë kryesore të këtij lloji të gjeneratorit të induksionit janë se është i qëndrueshëm, i lirë dhe i lehtë për t'u lidhur me një rrjet elektrik. Një opsion gjithnjë e më popullor për gjenerimin e energjisë elektrike në shkallë të gjerë është përdorimi i turbinave të erës të cilat punojnë në shpejtësi të ndryshme të erës.

2.3.2.5 Transformatori

Energjia elektrike që prodhohet nga gjeneratori është zakonisht e tensionit të ultë. Kjo energji duhet të shndërrohet në tension të mesëm përmes transformatorit për të reduktuar humbjet në transmetim me rastin e lidhjes me rrjetin e shpërndarjes me tension të mesëm. Transformatori është i vendosur në dhomën e motorit ose shtyllën e turbinës me erë.

2.3.2.6 Korniza dhe sistemi Yaw

Kjo kategori përfshin kornizën e turbinës së erës, dhe sistemin e orientimit të turbinës. Korniza kryesore siguron shtrirjen e duhur të komponentëve të tjera të turbinës së erës. Nevojitet një sistem i orientimit Yaw që të mbajë boshtin e rotorit në mënyrë të drejtë në linjën e erës. Komponenti kryesor i tij është një shtyllë e madhe që lidh kornizën kryesore me shtyllën. Një sistem rrotullues, që përdoret gjithmonë në turbinat e erës, përmban një ose më shumë motorë, secili prej të cilëve drejton një ingranazh me rrotullim kundrejt një mekanizmi të ngjitur për të mbajtur lart turbinën. Ky mekanizëm kontrollohet nga një sistem i kontrollit automatik me anë të sensorit të drejtimit të erës zakonisht montuar në tarracën e turbinës së erës.

Dhoma e motorit është e konstruktuar asisoj, që të këtë mundësi të rrotullohet në krye të shtyllës. Rrotullimi i saj mundësohet nga sistemi aktiv Yaw, i cili përbëhet nga pajisje elektrike dhe mekanike, të cilat mundësojnë që rotorin e turbinës të jetë gjithmonë i ekspozuar ndaj erës.

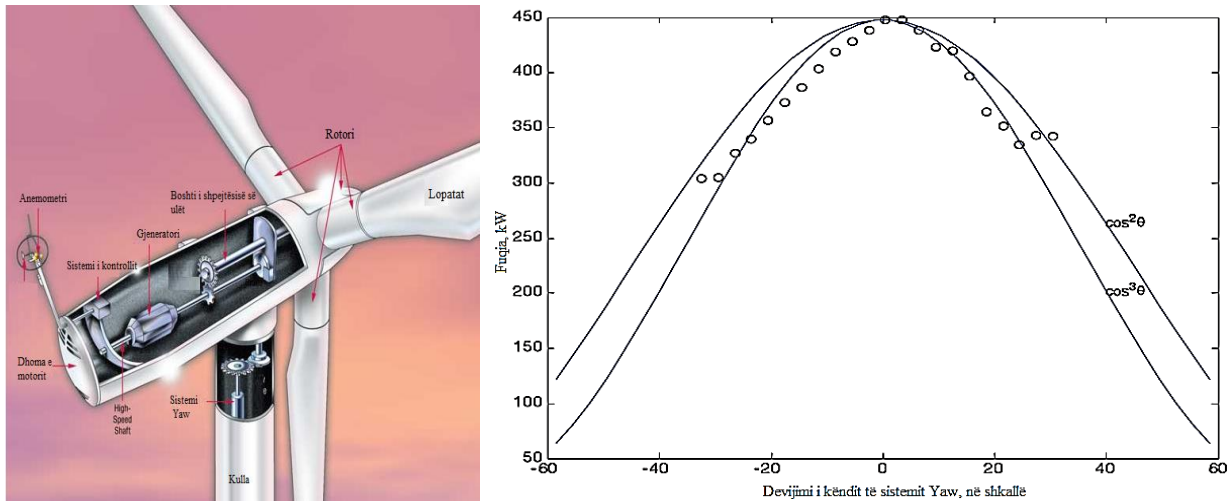


Fig. 2.11. Sistemi Yaw i turbinave me erë, dhe devijimi i këndit të sistemit Yaw*¹⁷

2.3.2.7 Frenat

Të gjitha turbinat me erë kanë një sistem frenimi mekanik të integruar në trupin e tyre. Frenat përdoren për të ndaluar turbinën por dhe për “parkim” të saj në rast mirëmbajtje, riparimi apo kur turbina nuk duhet të punojë.

Janë dy lloje të frenave mekanik të cilët përdoren:

- ✓ Frenat me disk dhe
- ✓ Frenat me friksion.

Frenat me disk funksionojnë ngjashëm me frenat e makinave që d.m.th. nëpërmjet pllakave shtrënguese ndalet së rrotulluari disku i metalit i fiksuar për boshtin i cili kërkohet të frenohet.

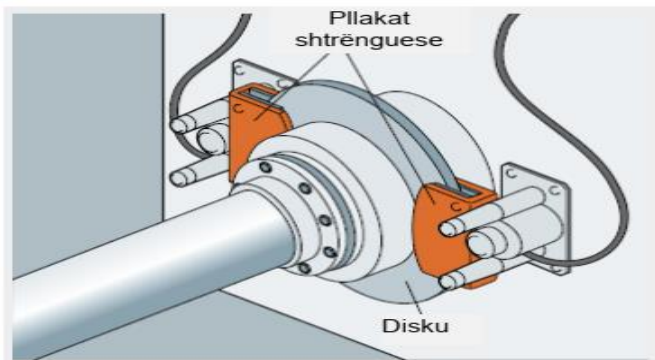


Fig. 2.12. Frenat me disk të turbinës së erës*¹⁸

¹⁷ “Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics”, Sathyajith Mathew

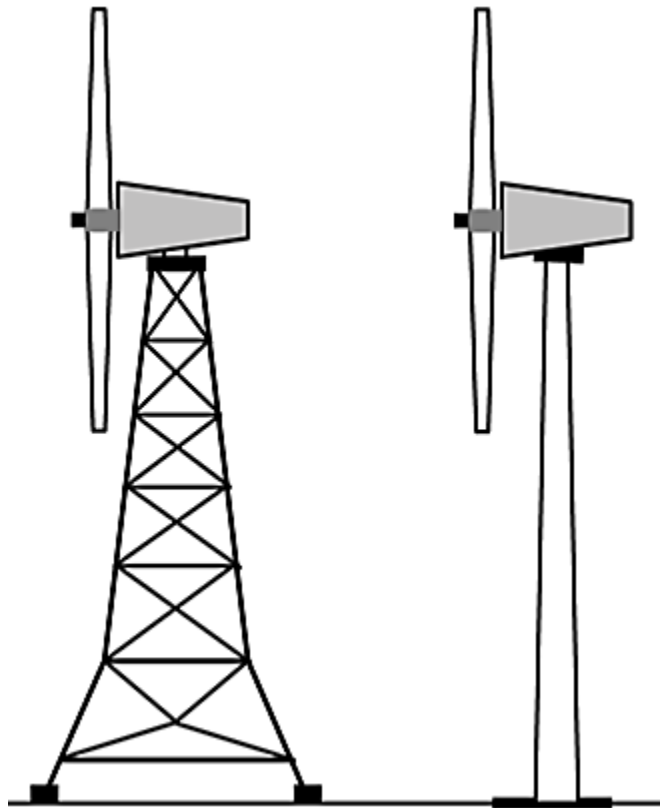
¹⁸ “Manuali për Burimet e Ripërtëritshme të Energjisë”, Prishtinë, 2013, Dr. sc. Naser Sahiti, Maliq Pireci, M.Sc. Besim Veselaj, Prishtinë

2.3.2.8 Shtylla dhe themeli

Kjo kategori përfshin vetë shtyllën dhe bazën mbështetëse. Llojet kryesore të projektimit të shtyllave aktualisht në përdorim janë lloji i lirë vertikal duke përdorur tuba çeliku, grilë dhe shtyllë betoni. Lartësia e shtyllave është zakonisht 1 deri në 1,5 herë sa diametri i rotorit, por në çdo rast normalisht të paktën 20 m më e madhe. Përzgjedhja e shtyllës ndikohet shumë nga karakteristikat e vendit. Ngurtësia e shtyllës është një faktor kryesor në dinamikën e sistemit të turbinës së erës për shkak të mundësisë së vibracioneve të shoqëruara midis rotorit dhe shtyllës.

Funksioni i shtyllës është të mbajë pjesën kryesore të turbinës lart në ajër, ku shpejtësia e erës është e madhe. Janë dy lloje të shtyllave të cilat zakonisht përdoren te turbinat me bosht horizontal:

- ✓ Rrjet (kapriat), dhe;
- ✓ Gypit cilindrik.



*Fig. 2.13. Llojet e shtyllave të turbinave me erë; kapriat a) dhe cilindër b)^{*19}*

Funksioni i pajisjeve lidhëse është të lidhë boshtet së bashku, në mënyrë që të transmetojë momentin e rrotullimit. Një grup pajisjesh lidhëse përdoret për të lidhur boshtin kryesor me

¹⁹ “Manuali për Burimet e Ripërtëritshme të Energjisë”, Prishtinë, 2013, Dr. sc. Naser Sahiti, Maliq Pireci, M.Sc. Besim Veselaj, Prishtinë

ndërruesin e shpejtësisë dhe një grup tjetër për të lidhur boshtin dalës nga ndërruesi i shpejtësisë me gjeneratorin.

2.3.2.9 Sistemi i kontrollit

Sistemi i kontrollit për një turbinë të erës është i rëndësishëm në lidhje me operimin e turbinës dhe prodhimin e energjisë. Një sistem i kontrollit të turbinës së erës përfshin komponentët e mëposhtëm:

- ✓ sensorët – shpejtësia, pozicioni, rrjedha e ajrit, temperatura, rryma, tensionet, etj;
- ✓ kontrolluesit – mekanizmat mekanike, qarqet elektrike;
- ✓ përforcuesit e energjisë – çelësin, përforcuesit elektrikë, pompat hidraulike dhe valvulet;
- ✓ aktuatorët – motorët, pistonat dhe solenoidët;
- ✓ sistemet inteligjente – kompjuterët, mikroprocesorët.

Projektimi i sistemeve të kontrollit për aplikimin e turbinës me erë ndjek kontrollin tradicional, praktikat inxhinierike. Kontrolli i turbinës së erës përfshin tri aspekte kryesore të mëposhtme dhe balancimin e duhur të kërkesave të tyre:

- ✓ Vendosja e kufijve të sipërm dhe kufizimi i çiftit të rrotullimit dhe fuqisë që përfitohet nga rrotullimi i boshtit;
- ✓ Maksimizimi i jetëgjatësisë së boshtit të rotorit dhe komponentëve të tjerë strukturore nga prania e ndryshimeve në drejtimin e erës, shpejtësisë;
- ✓ Maksimizimi i energjisë së prodhuar.

Fuqia e gjeneruar nga turbinat e erës varet nga disa faktorë, më të rëndësishëm janë lartësia mbi nivelin e tokës, sasia e lagështisë në terren dhe karakteristikat gjeografike të zonës, por faktori kryesor është shpejtësia e erës. Prandaj, hapi i parë në përcaktimin e energjisë që mund të prodhohet dhe efektet e një parku me erë në rrjetin e përgjithshëm të energjisë elektrike kërkon një kuptim të plotë të vetë erës[6].

2.4 Teoria momentale një dimensionale dhe kufiri i Betz – it

Një model i thjeshtë, që përgjithësisht i atribuohet autorit Betz (1926), mund të përdoret për të përcaktuar fuqinë nga një rotor i një turbine ideale, shtytjen e erës në rotorin ideal dhe efektin e rotorit në fushën e erës lokale. Ky model i thjeshtë bazohet në një teori të forcës lineare të zhvilluar mbi 100 vjet më parë për të parashikuar performancën e lopatave në formë të aeroplanit. Analiza

konsideron një vëllim kontrolli, në të cilin kufijtë e vëllimit të kontrollit janë sipërfaqja e lëmuar e lopatës dhe dy seksionet kryq të asaj lopate (shih figurën 2.14).

Turbina përfaqësohet nga një disk i aktuatorit uniform, i cili krijon një ndërprerje të presionit në sipërfaqen e jashtme të lopatës, që rrjedh përmes saj, dhe kjo analizë nuk është e kufizuar në ndonjë lloj të veçantë të turbinës me erë.

Kjo analizë përdor supozimet e mëposhtme:

- ✓ prurja e ajrit është e qëndrueshme, e pandryshueshme;
- ✓ nuk katër tërheqje fërkimi;
- ✓ një numër i pafund i lopatave;
- ✓ goditje uniforme mbi diskun ose zonën e rotorit;
- ✓ presioni statik deri në rrjedhën e sipërme dhe shumë larg rrjedhës së rotorit është i barabartë me presionin statik të ambientit

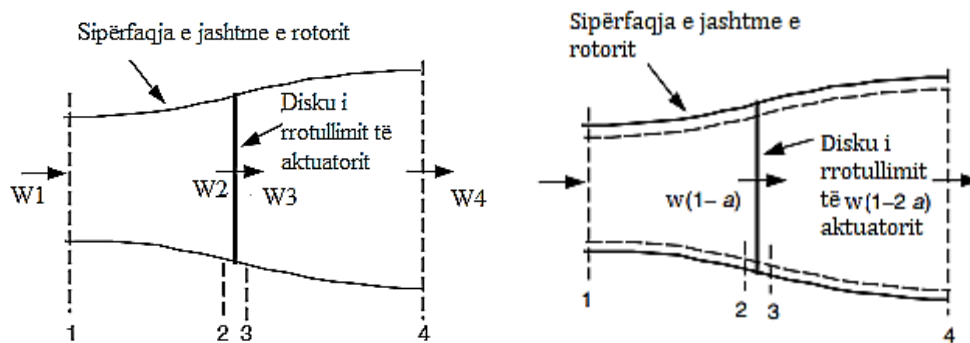


Fig. 2.14. Modeli i diskut të aktuatorit të një turbinë me erë*²⁰

Zbatimi i ruajtjes së forcës lineare në vëllimin e kontrollit që mbyll tërë sistemin, mund të shërbejë që të gjendet forca neto në përmbajtjen e vëllimit të kontrollit. Kjo forcë është e kundërt me prurjen e erës, e cila është forca e erës në një turbinë me erë. Nga ruajtja e forcës lineare për një rrjedhje një dimensionale, të pandryshuar, forca e shkaktuar në trupin e turbinës së erës është e barabartë me normën e ndryshimit të forcës të rrymës ajrore:

$$F = w_1 \cdot (\rho \cdot A \cdot w)_1 - w_4 \cdot (\rho \cdot A \cdot w)_4 \quad (16)$$

Ku:

ρ – është densiteti i ajrit, kg/m^3

A – seksioni tërthor i goditur nga era, m^2

²⁰ "WIND ENERGY EXPLAINED" J. F. Manwell and J. G. McGowan

w – shpejtësia e ajrit, m/s.

Për prurjen në gjendje të qëndrueshme, ku \dot{m} është prurja masore e ajrit, vlen:

$$F = \dot{m} \cdot (w_1 - w_4) \quad (17)$$

Shtytja është pozitive kështu që shpejtësia prapa rotorit, w_4 , është më e vogël se shpejtësia e rrjedhjes së lirë, w_1 . Asnjë veprim nuk është bërë në të dyja anët e rotorit të turbinës. Kështu ekuacioni i Bernul – it, mund të përdoret në dy vëllimet e kontrollit në të dyja anët e diskut të rotorit. Në tubin e lëmuar, në rrjedhën e sipërme të diskut do të kemi:

$$p_1 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w_1^2 = p_2 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w_2^2 \quad (18)$$

Në tubin e prurjes së ajrit poshtë diskut do të kemi:

$$p_3 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w_3^2 = p_4 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w_4^2 \quad (19)$$

ku supozohet se presionet në drejtim të prurjes janë të barabarta ($p_1 = p_4$) dhe se shpejtësia nëpër disk mbetet e njëjtë ($w_2 = w_3$).

Forca e shkaktuar nga era, mund të shprehet gjithashtu si shuma neto e forcave në secilën anë të diskut të aktuatorit:

$$F = A_2 \cdot (p_2 - p_3) \quad (20)$$

Nëse marrim se ($p_2 - p_3$) duke përdorur, ekuacionet (18) dhe (19) dhe duke zëvendësuar atë në ekuacionin (20), fitojmë:

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_2 \cdot (w_1^2 - w_4^2) \quad (21)$$

Duke barazuar vlerat e forcës dhe duke pranuar se prurja në masë është konstante, fitojmë:

$$w_2 = \frac{w_1 + w_4}{2} \quad (22)$$

Kështu, shpejtësia e erës në lopatat e rotorit, duke përdorur këtë model të thjeshtë, është mesatarja e shpejtësisë së erës në rrjedhën e sipërme dhe në drejtim të rrymës. Nëse përcaktohet faktori i induksionit aksial, si rënie e pjesshme në shpejtësinë e erës midis rrjedhës së lirë dhe lopatave të rotorit, atëherë:

$$a = \frac{w_1 - w_2}{w_1} \quad (23)$$

$$w_2 = w_1 \cdot (1 - a) \quad (24)$$

Dhe $w_4 = w_1 \cdot (1 - 2 \cdot a)$ (25)

Shprehja $w_1 \cdot a$ shpesh është referuar si shpejtësia e induktuar në rotor, në të cilin rast shpejtësia e erës në rotor është një kombinim i shpejtësisë së rrjedhës së lirë të ajrit dhe asaj të induktuar. Derisa faktori i induksionit aksial rritet më shumë se 0, shpejtësia e erës prapa rotorit ngadalësohet gjithnjë e më shumë. Nëse $a = 1/2$, era është ngadalësuar në shpejtësinë zero pas rotorit dhe teoria e thjeshtë nuk është më e zbatueshme. Fuqia në dalje, P, është e barabartë me kohën e goditjes së shpejtësisë në disk:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_2 \cdot (w_1^2 - w_4^2) \cdot w_2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_2 \cdot (w_1 + w_4) \cdot (w_1 - w_4) \cdot w_2 \quad (26)$$

Zëvendësimi për w_2 dhe w_4 nga ekuacionet jep:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot w^3 \cdot 4a \cdot (1 - a)^2 \quad (27)$$

ku zona e vëllimit të kontrollit në rotorin, A_2 , zëvendësohet nga A, si sipërfaqe e rotorit, dhe shpejtësia e prurjes së ajrit w_1 zëvendësohet nga w.

Përforma e rotorit të turbinës me erë zakonisht karakterizohet nga koeficienti i saj i fuqisë, C_p :

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w^3 \cdot A} = \frac{\text{Fuqia - e - rotorit}}{\text{Fuqia - e - erës}} \quad (28)$$

Koeficienti jo – dimensional i fuqisë përfaqëson raportin ndërmjet fuqisë në erë dhe asaj që është fituar nga rotor. Nga ekuacioni (26), koeficienti i fuqisë është:

$$C_p = 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2 \quad (29)$$

C_p maksimale përcaktohet duke marrë derivatin e koeficientit të fuqisë (ekuacioni (29)), duke dhënë një vlerë si në vijim:

$$C_{p,\max} = \frac{16}{27} = 0.5926 \quad (30)$$

kur $a = 1/3$.

Për këtë rast, rrjedha përmes boshtit korrespondon me një tub të lëmuar në pjesën e sipërme të seksionit kryq, që zë 2/3 e zonës së përgjithshme në të cilën zgjerohet rryma e ajrit. Ky rezultat tregon se, nëse një rotor ideal është projektuar dhe ka operuar në mënyrë të tillë që shpejtësia e erës në rotor ishte 2/3 e shpejtësisë së rrymimit të erës, atëherë do të themi që turbinat operojnë në pikën e prodhimit maksimal të energjisë. Për më tepër, duke pasur parasysh ligjet bazë të fizikës, kjo është fuqia maksimale e mundshme.

Nga ekuacionet (21), (24) dhe (25), forca shtytëse e zhvilluar në diskun e rotorit është:

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot w^2 \cdot [4a \cdot (1-a)] \quad (31)$$

Ngjashëm me fuqinë, rryma në një turbinë me erë mund të karakterizohet nga një tjetër koeficient jo-dimensional, si koeficienti i shtytjes:

$$C_T = \frac{F_{shtytëse}}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot w^2} = \frac{\text{Forca – shtytëse}}{\text{Forca – dinamike}} \quad (32)$$

Nga Ekuacioni (30), koeficienti i goditjes për një turbinë ideale me erë është i barabartë dhe ka një maksimum prej 1,0 kur $a = 0.5$, dhe shpejtësia e rrymimit është zero. Në maksimum prodhimi i fuqisë arrihet kur $a = 1/3$, C_T ka një vlerë prej 8/9. Një grafik i fuqisë dhe koeficienteve të goditjes (koeficienti i Betzit) për një turbinë ideale, dhe shpejtësia jo-dimensionale e erës në drejtim të rrymës janë ilustruar në figurën 2.15.

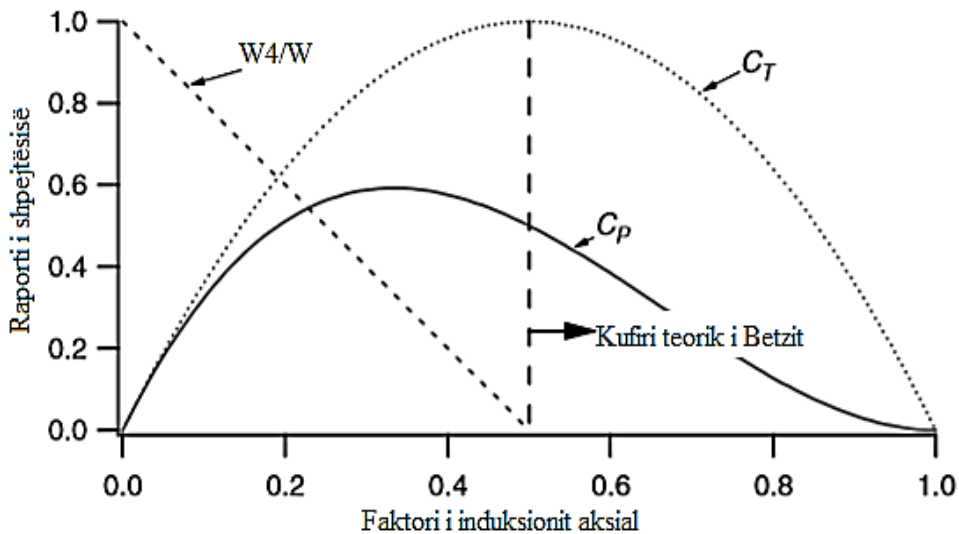


Fig. 2.15. Parametrat e operimit për një turbinë të Betz-it; w_1 shpejtësia e rrjedhjes së ajrit, w_4 shpejtësia e ajrit pas rotorit, C_p , koeficienti i fuqisë; C_T , koeficienti i shtytjes së erës^{*21}

Siç u përmend më lart, ky model i idealizuar nuk është i vlefshëm për faktorët e induksionit aksial më të madh se 0.5. Në praktikë (Wilson et al., 1976), si faktori i induksionit aksial, afrohet dhe tejkalon vlerën 0.5, dhe modelet e komplikuar të rrjedhjes që nuk janë të përfaqësuara në këtë model të thjeshtë, rezultojnë që nuk mund të shkojnë aq lart sa 2.0.

Kufiri i Betz – it, $C_{P_{max}}=16/27$, është fuqia maksimale teorikisht e mundshme e rotorit.

²¹ "WIND ENERGY EXPLAINED" J. F. Manwell and J. G. McGowan

Në praktikë, tre efekte shpijnë në një rënie në fuqinë maksimale të arritshme:

- ✓ rrotullimi në kahun e kundërt si pasojë e lëkundjeve mbrapa rotorit
- ✓ numri i madh i lopatave dhe humbjet gjatë lidhjes së tyre me boshtin
- ✓ tërheqja e çrregullt aerodinamike

Duhet të kemi kujdes, se eficiency e përgjithshme e turbinës është një funksion i të dy koeficienteve, atij të fuqisë së rotorit dhe eficiency mekanike (përfshirë edhe atë elektrike) të turbinës së erës [7]:

$$\eta_t = \frac{P_{dalje}}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot w^3} = \eta_{mekanike} \cdot C_p \quad (33)$$

Pastaj:

$$P_{në.dalje} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot w^3 \cdot (\eta_{mekanike} \cdot C_p) \quad (34)$$

3. VLERËSIMI I BURIMEVE ENERGETIKE TË VENDIT

Kosova është zotuar në përmbushjen e caktimit të kursimit prej 9% nga konsumi i gjithmbarshëm i energjisë, cak i vendosur sipas Direktivës 2006/32/EC të BE-së. Gjithashtu ka marrë obligimet për zbatimin e politikave të reja të BE-së që burojnë nga Direktiva Evropiane 2012/27/EC për eficientësinë e energjisë.

Problemi i furnizimit me energji elektrike në Kosovë e ka gjenezën në shkatërrimin e qëllimshëm të sistemit të energjisë elektrike, në të gjitha elementet e tij, nga regjimi pushtues, veçanërisht në vitet e 90-ta. Që nga viti 1984 nuk ka pasur ndërtime të kapaciteteve të reja gjeneruese të energjisë elektrike, me përjashtim të disa kapaciteteve të vogla hidrike, por që nuk kanë pasur ndikim në zgjidhjen e problemit të sigurisë së furnizimit me energji elektrike. Aktualisht shumica e blloqeve të termocentraleve janë në fundin e jetës teknike të tyre. Sikur të kishte pasur një zhvillim në kushte stabile të furnizimit me energji elektrike, praktikisht të gjitha kapacitetet gjeneruese të TC “Kosova A” do të duhej të ishin ose të dekomisionuara ose të rehabilituara (siç ka ndodhur në shumicën e rasteve të ngjashme në vendet e Evropës Jug-Lindore (EJL)).

Në vitet e mëparshme, mbulimi i kërkesave për energji elektrike është bërë në masën dërmuese nga prodhimi vendor dhe një pjesë nga importi. Në situata kryesisht të tej ngarkesave të sistemit elektroenergetik dhe/apo mungesës së energjisë nga importi në disponim me çmim të arsyeshëm atëherë ka pasur reduktime të planifikuara (sipas planit ABC). Reduktimet janë anuluar në vitet e fundit për arsye të rritjes së prodhimit vendor të energjisë elektrike. Edhe pse ky plan nuk është anuluar zyrtarisht ai për momentin nuk është duke u zbatuar. [3]

Prej vitit 2000 deri në vitin 2015 janë shpenzuar 538.25 milion euro për importin e energjisë elektrike. Në disa raste ka pasur ndërhyrje të Qeverisë për subvencionimin e importit, që nga viti 2012 janë ndërprerë subvencionimet për import. Pas privatizimit të kompanisë për shpërndarje dhe furnizim të energjisë elektrike, kostoja e importit të energjisë elektrike ka rënë ndjeshëm, veç tjerash edhe si pasojë e procedurave më eficientë të blerjes së energjisë elektrike.

Burimet e Ripërtëritshme të Energjisë (BRE) paraqesin një burim të rëndësishëm të energjisë me të cilin disponon Kosova, me një potencial ende të pashfrytëzuar sa duhet. Shfrytëzimi i këtyre burimeve për prodhimin e energjisë përbën objektivat afatgjatë për realizimin e qëllimeve të politikës energjetike të vendit siç janë: mbështetja e zhvillimit të përgjithshëm ekonomik; rritja e sigurisë së furnizimit me energji dhe mbrojtja e mjedisit. Në funksion të këtyre qëllimeve shtrohet

nevoja për aplikimin e masave stimuluese fiskale dhe financiare për të gjitha llojet e BRE-ve, duke përfshirë zbatimin e skemës mbështetëse bazuar në sistemin e certifikatës së origjinës. [6]

Ligjet e sektorit të energjisë, në veçanti Ligji për Energjinë në vazhdimësi i kanë trajtuar Burimet e Ripërtërishme të Energjisë në aspektin e promovimit të optimizimit të shfrytëzimit të tyre, duke përfshirë edhe përcaktimin e caqeve vjetore dhe afatgjata të prodhimit të energjisë nga këto burime. Në funksion të përkrahjes dhe promovimit të shfrytëzimit të Burimeve të Ripërtërishme të Energjisë, Ministria e Zhvillimit Ekonomik ka hartuar edhe planin dhjetëvjeçar të veprimit për BRE-të, si dokument i politikave për këtë sektor të rëndësishëm të energjisë. Në pajtim me obligimet ligjore dhe ato të marra në kuadër të Traktatit të Komunitetit të Energjisë (TKE), MZHE-ja ka përcaktuar caqet e BRE-ve për periudhën 2011-2020, duke marrë parasysh potencialet e Burimeve të Ripërtërishme të Energjisë me të cilat disponon Kosova. Plotësimi i këtyre caqeve monitorohet nga Ministria e Zhvillimit Ekonomik, e cila është përgjegjëse edhe për raportimin e progresit në Sekretariatit të Komunitetit të Energjisë (SKE) në Vjenë.[9]

3.1 Potenciali i energjisë së erës

Në Kosovë ende nuk ka të dhëna për tërë territorin e saj lidhur me potencialin e erës dhe karakteristikat e erës, të dhëna këto të cilat do të mund të përdoren për dimensionimin e kapaciteteve të mundshme për prodhimin e energjisë elektrike nga era. Pra, Kosova ende nuk ka atlas të erës. Të dhënat e paraqitura në vijim janë nga Instituti Hidrometeorologjik i Kosovës i cili bënë matje të vazhdueshëm në tre lokacione të Kosovës, në Prishtinë , Pejë dhe Ferizaj.

*Tab. 5. Të dhënat lidhur me shpejtësinë e erës për vitin 2012 *²²*

Vendet	Prishtinë	Pejë	Ferizaj
Shpejtësia e erës m/s	1.7	1.3	1.52
Lagështia në %	67.4	76.8	73.4

Në vitin 2010, ka përfunduar studimi i realizuar nga NEK Umwelttechnik AG (NEK) në lidhje me vlerësimin e burimeve të erës. Studimi ka pasur për qëllim të sigurojë informacione për erën dhe të identifikojë vendet e përshtatshme për zhvillimin e energjisë nga era. Janë zgjedhë 10 lokacione për instalimin e pajisjeve matëse. Pajisjet matëse janë vendosur në kullat e antenave të operatorit

²² “Manuali për Burimet e Ripërtërishme të Energjisë”, Prishtinë, 2013, Dr. sc. Naser Sahiti, Maliq Pireci, M.Sc. Besim Veselaj, Prishtinë

mobil IPKO. Të dhënat lidhur me lokacionin, lartësinë mbidetare, lartësinë e matjes dhe shpejtësinë e erës janë paraqitur në tabelën 6. Matja është bërë në një periudhë kohore prej 13 muajve.[6]

*Tab. 6. Të dhënat lidhur me erën në Kosovë *²³*

Emri i lokacionit sipas IPKO	Qyteti	Lartësia mbi detare (m)	Lartësia e matjes (m)	Shpejtësia mesatare vj. e e erës (m/s)
BBUT	Lipjan	1055	37	NE*
ETEC	Lipjan	733	33	3.6
EBUD	Gjilan	592	33	3.3
BBUD	Therandë	1667	38	7.0
SDUL	Therandë	858	34	4.4
WGJU	Klinë	578	44	3.8
EABR	Abri e Epërme	763	45	4.6
BBZYM	Prizren	658	37	3.4
SSTA	Kaçanik	578	37	4.1
BBZAT	Rahovec	1016	35	NE*

(NE*)E larguar nga vlerësimi për shkak të humbjeve të të dhënave

3.2 Modeli për llogaritjen e potencialit të energjisë së erës në rajonin e Koznicës

Objektivi kryesor i analizës rajonale të klimatologjisë së erës në rajonin e Koznicës, është vlerësimi i hartës rajonale të potencialit të energjisë së erës. Duke marrë parasysh këtë, është e mundur të identifikohen mikrolokacionet e përshtatshme për ndërtimin e parqeve me erë.

Vlerësimi i potencialit të energjisë në rajonin e parkut bëhet duke përdorur modelin e atlasit evropian të erës që integrohet në WAsP 11.

Për të kryer ekstrapolim hapësinor të rezultateve të matjes në shpejtësinë e erës, është e nevojshme të bëhet:

- ✓ modelimi i pengesave
- ✓ modelimi i ashpërsisë së terrenit,

²³ “Manuali për Burimet e Ripërtëritshme të Energjisë”, Prishtinë, 2013, Dr. sc. Naser Sahiti, Maliq Pireci, M.Sc. Besim Veselaj, Prishtinë

✓ modelimi i orografisë së terrenit.

Në mjedisin e kufirit të vendit, nuk është regjistruar asnjë pengesë, kështu që fusha e modelimit për qëllimet e kësaj analize përfshinte vetëm krijimin e hartave dixhitale të orografisë dhe ashpërsisë.

3.2.1 Vrazhdësia e terrenit në Koznicë

Vrazhdësia e terrenit përcaktohet me bazën e të dhënave ESA Globcover 2009. Duke përdorur këtë bazë të dhënash dhe paketën e softuerit WAsP Map Editor, u hartua harta e ashpërsisë së terrenit që përfshinte një rajon më të gjerë që përbëhej nga (20x20) km nga territori i rajonit të Koznicës. Terreni në të cilin është planifikuar ndërtimi i parkut Koznica është relativisht i thjeshtë në aspektin e vrazhdësisë dhe mund të përshkruhet me luginat e pyllëzuara me vrazhdësi relativisht të lartë ku është planifikuar ndërtimi i turbinave me erë.

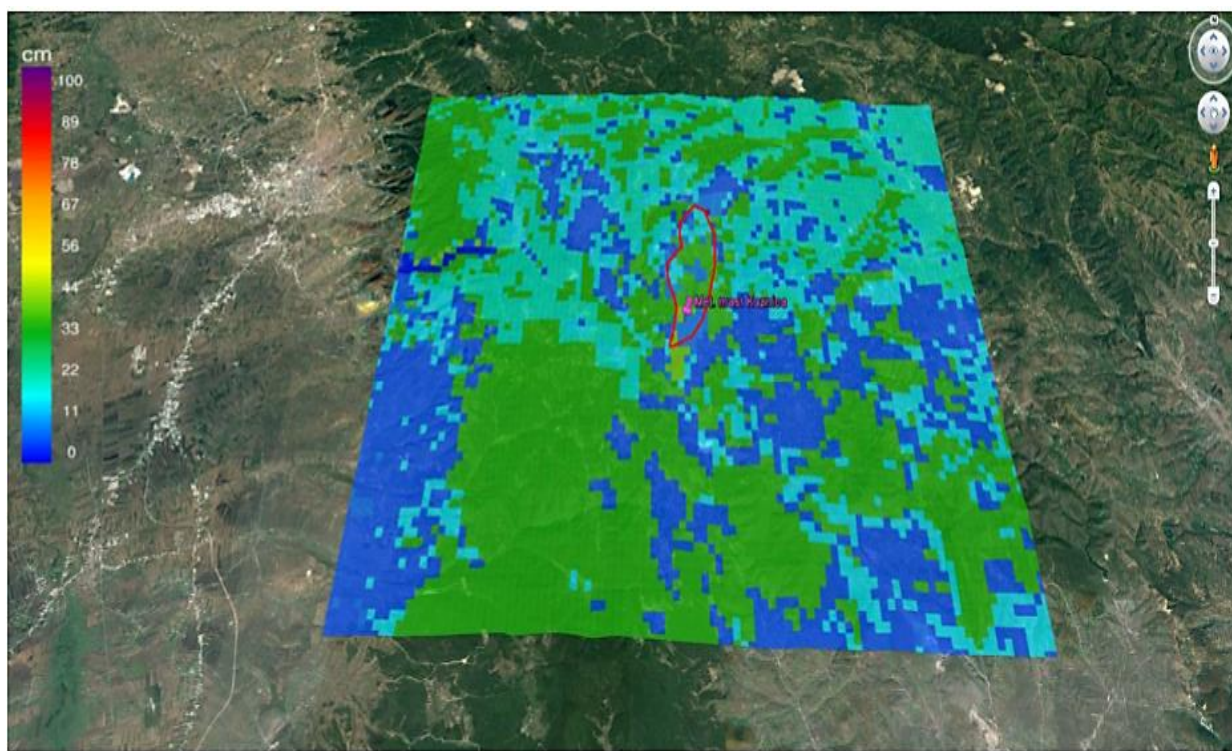


Fig. 3.1. Harta e ashpërsisë së terrenit më të gjerë në rajonin e parkut Koznica (e cila tregohet në vijën e kuqe të konturit)

3.2.2 Orografia e terrenit

Orografia e terrenit (ndryshimi në lartësinë e tokës) është vendimtare për analizën e erërave vendore dhe duhet të modelohen sa më saktë që të jetë e mundur. Modelimi i saktë i orografisë së terrenit është thelbësor, si për terren kompleks (vende kodrinore dhe malore) ashtu edhe për rajonet e ultësirave, sepse çdo ndryshim (madje edhe i vogël) në lartësinë e terrenit ka një ndikim të rëndësishëm në rrjedhën e ajrit. Modelimi i orografisë së terrenit në rajonin e Koznicës kryhet duke përdorur harta topografike që janë krijuar duke përdorur bazën e të dhënave SRTM (Shuttle Radar Topography Mission). Rrjetet e lartësisë u kontrolluan për puse, apo shtresa tjera të rrezikshme dhe konturet e lartësisë së arritur u ndërtuan duke përdorur softuerin Global Mapper. Figura 3.2 tregon hartën topografike të rajonit Koznica.

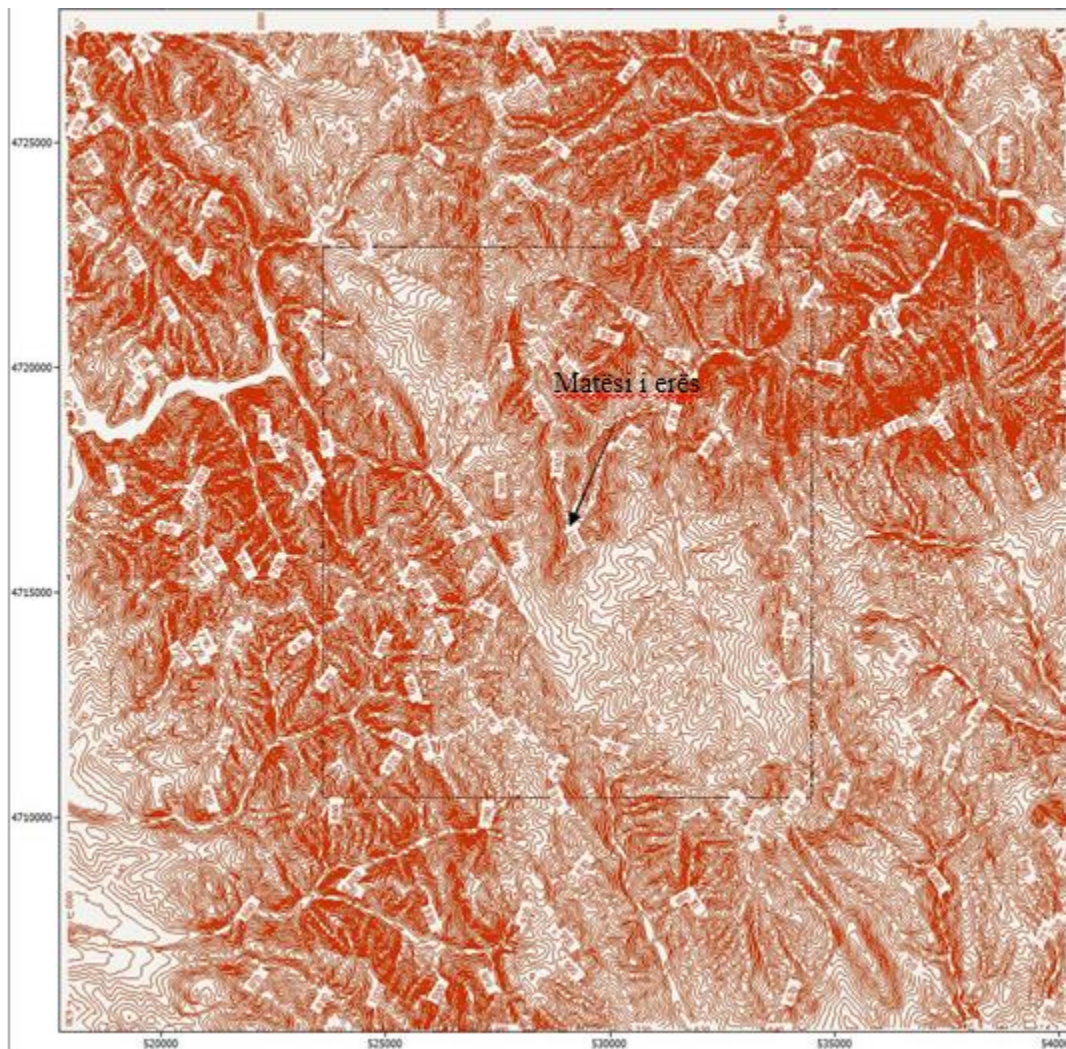


Fig. 3.2. Harta orografike e parkut Koznica

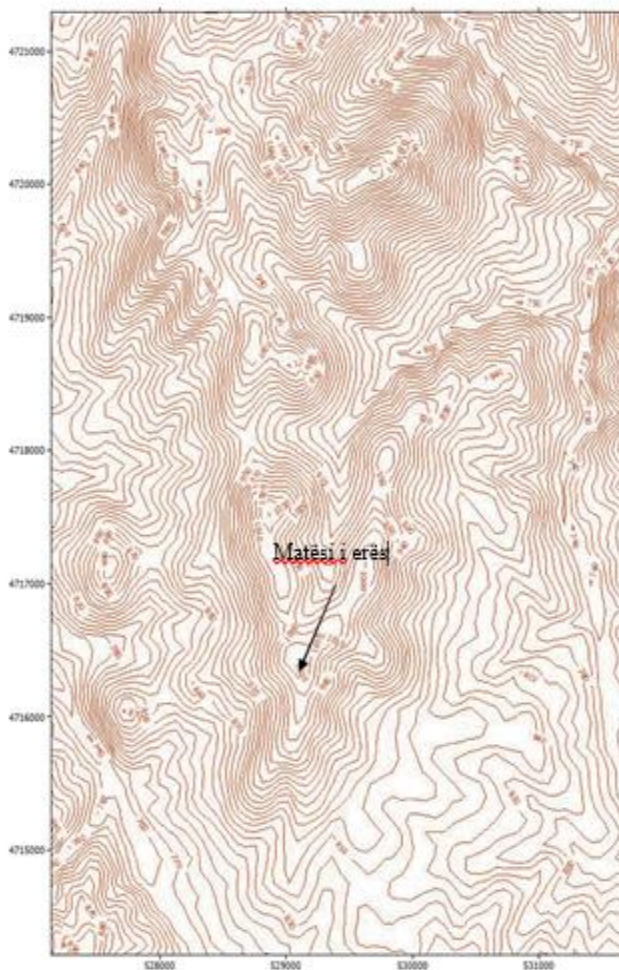


Fig. 3.3. Harta topografike e rajonit të parkut Koznica

Sa i përket topografisë së terrenit, Koznica mund të karakterizohet si rajon kompleks. Hapësira e parashikuar për ndërtimin e parkut përfaqëson periferi të kodrave të rumbullakosura. Lartësia në Koznicë, ndryshon nga 980m në 1080m. Figura 3.3, tregon një pjesë të fushës së mikrolokacionit të PE në Koznicë.

3.2.3 Harta potenciale e energjisë së erës

Shpejtësia mesatare vjetore e erës dhe fuqia specifike e gjeneruar nga era në rajonin e Koznicës në lartësinë 110m mbi nivelin e tokës janë paraqitur në fig. 3.4 dhe fig 3.5. Mund të shihet një potencial i lartë i shpejtësisë së erës në tërë territorin e paraparë e në mënyrë të ngjashme edhe fuqi specifike e lartë e mundshme për tu gjeneruar.

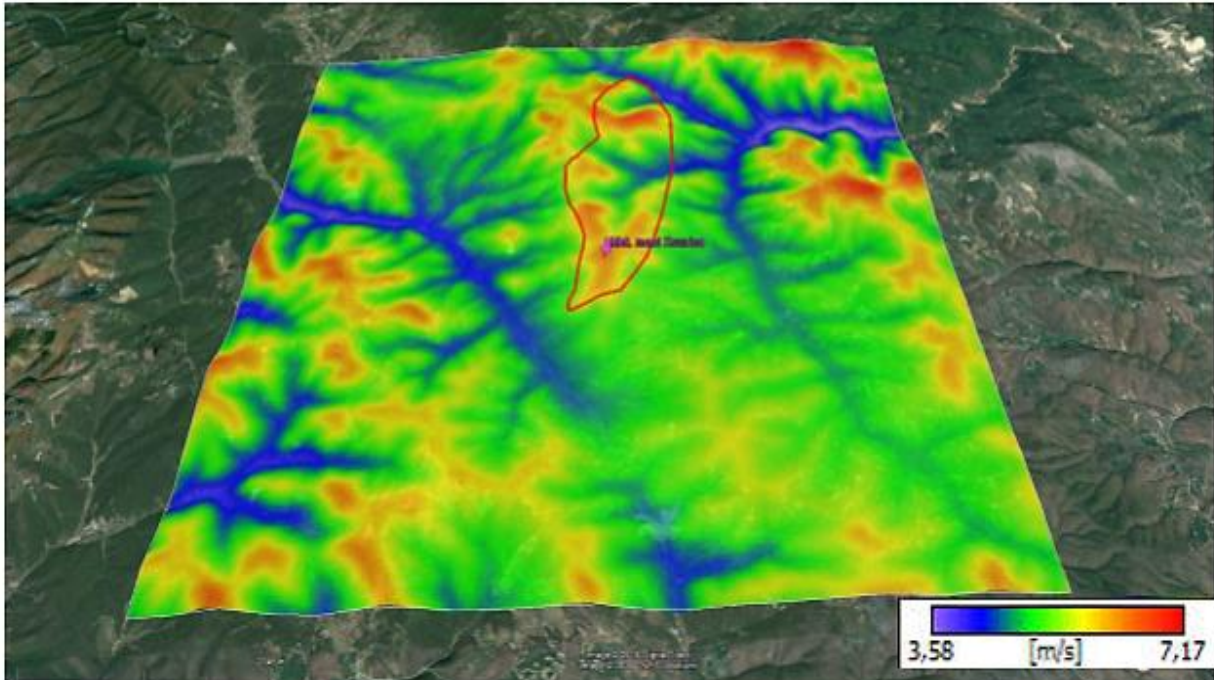


Fig. 3.4. Harta e shpejtësisë mesatare vjetore të erës në rajonin e Koznicës në lartësinë 110 m mbi nivelin e tokës

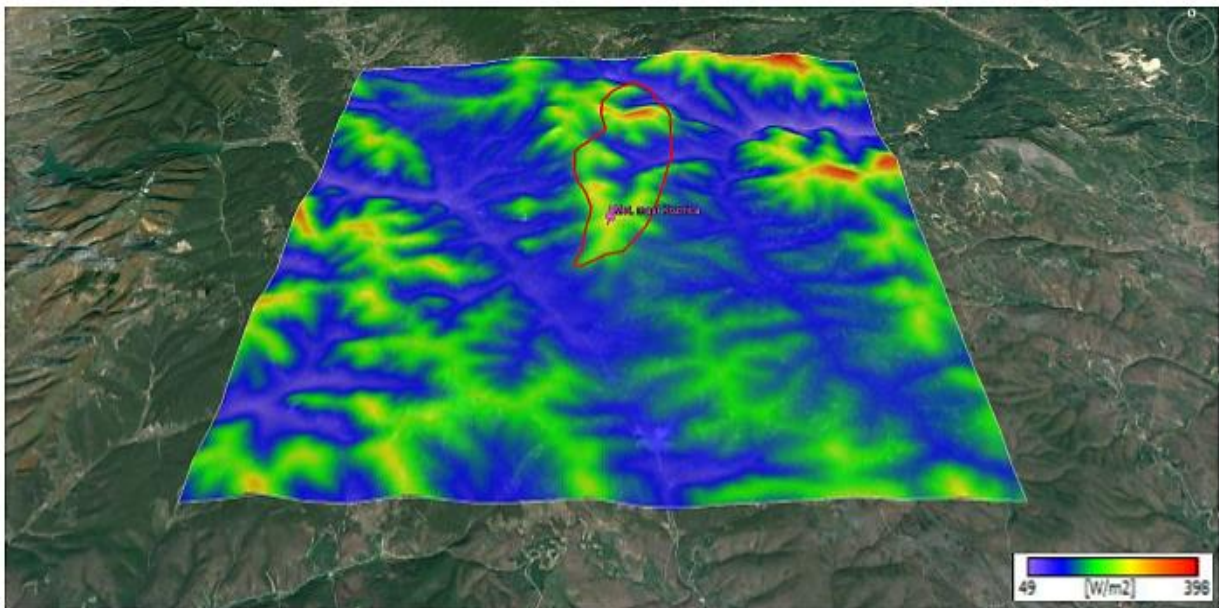


Fig. 3.5. Dendësia mesatare vjetore e fuqisë specifike të erës në rajonin e Koznicës në lartësinë 110 m mbi nivelin e tokës

4. LLOGARITJET E PRODHIMIT VJETOR TË ENERGJISË ELEKTRIKE

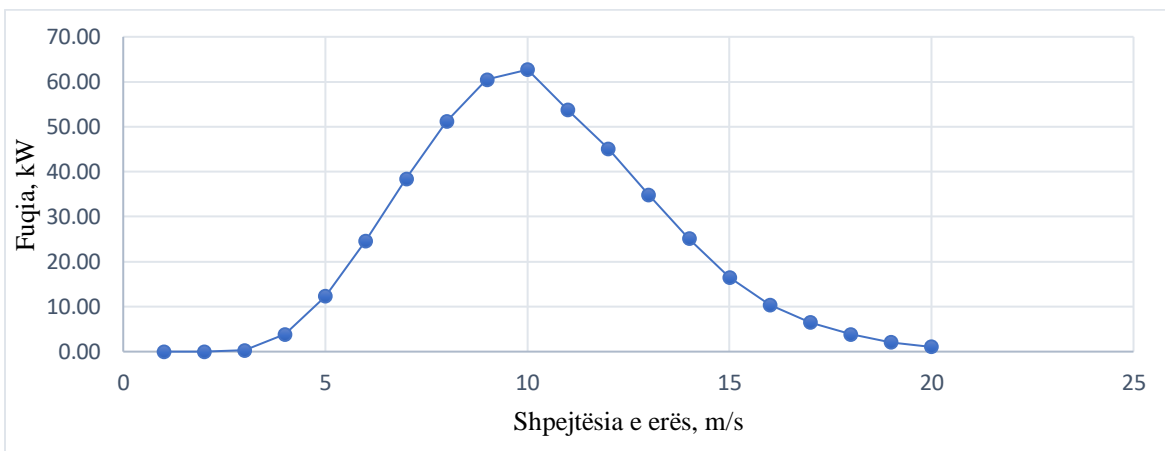
Shndërrimi i energjisë kinetike të erës në energji elektrike realizohet në turbinën e erës, ku zhvillohet me ndihmën e lopatave të rotorit të turbinës së erës. Rotori dhe gjeneratori elektrik gjenden në cilindër të përbashkët. Në gjenerator energjia mekanike shndërrohet në energji elektrike, ashtu që i tërë stabilimenti shpesh quhet edhe gjenerator i erës. Një ose më shumë turbina të erës me pajisjet përkatëse (qarku punues me lopata, gjeneratori, transmetuesi, shtëpiza, shtylla, themeli/bazamenti, rregulluesit, transformatori, etj.) përbëjnë elektranën e erës. Fuqia e erës, për shpejtësi konstante dhe sipërfaqe normale në kahun e rrymimit, shprehet me ekuacionin[10]:

$$P = \frac{1}{2} \cdot A_T \cdot \rho \cdot w^3 \quad (35)$$

Pra, për shfrytëzimin dhe llogaritjen e erës si burim i energjisë duhet merren parasysh faktorët vijues:

- ✓ Klima dhe karakteristikat fizike të saj,
- ✓ Shpejtësia mesatare e erës;
- ✓ Sipërfaqja ku do të vendosën turbinat;
- ✓ Distanca e nevojshme ndërmjet turbinave të erës sidomos në rastet e parqeve të erës, dhe
- ✓ Teknologjia e përdorur për prodhimin e energjisë elektrike.

Energjia kinetike e erës transformohet në energji rrotulluese të rotorit të turbinës së erës dhe kjo pastaj nëpërmjet gjeneratorit shndërrohet në energji elektrike. Por turbina e erës krahas shpejtësisë së startimit, asaj nominale të operimit, ka edhe shpejtësinë e frenimit apo ndaljes, e cila realizohet si pasojë e mos lejimit që të ndodhë ndonjë avari në sistem. Pra mbi këtë shpejtësi turbina fillon të ndalet, e më këtë rast siç mund të shihet në diagramin vijues fuqia e gjeneruar bie ndjeshëm.[11]



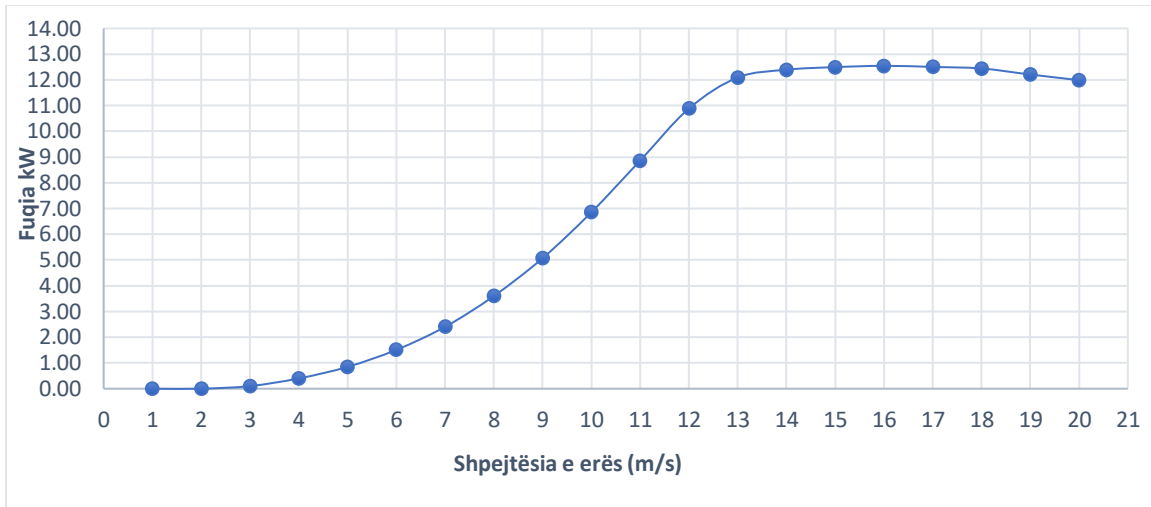


Fig. 4.1. Raporti ndërmjet shpejtësisë së erës, dhe fuqisë së gjeneruar nga turbina e erës dhe shpejtësitë specifike të një turbine me erë

4.1 Humbjet për shkak të padisponueshmërisë së turbinës së erës

Këto humbje mund të evidentohen në kushtet e testimit të turbinës me erë dhe në një masë varen nga kushtet e erës dhe rrufeve, të cilat mund të shkaktojnë keqfunksionim dhe të rrisin kohën e turbullimit të erës. Prodhuesit e llojeve të turbinave me erë kanë një rrjet shërbimi të zhvilluar mirë dhe zakonisht garantojnë, gjatë kontraktimit të një konsumatori një disponueshmëri minimale të turbinës prej 97%, e cila është pranuar si e tillë, gjithashtu në këtë studim. Për këtë arsye, është thelbësore që projektimi i turbinave me erë të parashikojë një platformë të përhershme për vinçin pranë çdo vendi të turbinave me erë, me qëllim që të ofrojë shpejtë shërbimin dhe të shkurtojë kohën e mos përdorimit të tyre.

4.2 Humbjet e padisponueshmërisë së rrjetit elektrik

Është parashikuar që parku i erës të jetë i lidhur me rrjetin transmetues 110 kV, i cili zakonisht ka një disponueshmëri të lartë. Kablloja ndodhet përgjatë një rruge të tërë të vendosur në një terren relativisht të përshtatshëm, pra një vend që i nënshtrohet shkarkimit të drejtpërdrejtë atmosferik dhe kushteve të jashtëzakonshme të motit, të cilat mund të rrezikojnë disponueshmërinë e rrjetit. Meqenëse lidhja me rrjet e parkut me erë Koznica, ka për qëllim të jetë me linjë të dyfishtë të transmetimit (tipit të kyçjes hyrje – dalje) me një gjatësi prej rreth 1.6 km, është përmbushur parimi i sigurisë, kështu që gabimet e përkohshme në linjën e energjisë elektrike nuk mund të shkaktojnë

humbje në kohë për turbinat me erë. Në këto kushte, supozohet se humbjet për shkak të mungesës së terminalit të rrjetit janë deri në 0.5%.

4.3 Humbjet në transformator

Këto humbje varen drejtpërdrejt nga përzgjedhja e kablllove dhe niveli i tensionit të rrjetit të brendshëm të parkut të turbinave me erë. Përveç kësaj, ato përfshijnë humbjet në hekur dhe bakër të transformatorit kryesor. Nëse kryhet optimizimi i kostove të investimeve dhe shfrytëzimit të kablllove (llogaritja e seksionit të kablllove) dhe një transformatori me humbje të reduktuara në hekur dhe bakër, kjo kategori e humbjeve mund të jetë më pak se 2% dhe si vlerë merret që janë rreth 1% për rastin e kalkulimit për Koznicë.

4.4 Humbjet si pasojë e ndotjes së lopatave të turbinës

Këto humbje janë rezultat i llaçit që mund të formohet në bobinat e turbinave që reduktojnë performancën aerodinamike dhe efikasitetin e shndërrimit të energjisë së erës në energji mekanike, përkatësisht të rrotullimit. Gjithashtu, këto humbje përfshijnë degradimin e lopatave gjatë shfrytëzimit. Shkaqet kryesore të rritjes së humbjeve në këtë kategori janë ngricat e krijuara në lopatat e turbinave me erë. Gërvishtja e lopatave çon në zvogëlimin e efikasitetit të turbinës me erë ose ndalimin e saj nga operimi. Bazuar në përvojën në vende të ngjashme, supozohet se humbjet në këtë kategori janë deri në 2.5%, ndërsa në rastin e një mirëmbajtjeje shumë të rregullt këto humbje pranojnë rreth 1.5%. [12]

4.5 Zgjedhja e turbinës me erë

4.5.1 Klasifikimi i vendit sipas IEC 61400-1

Tabelat 7 dhe 8, tregojnë karakteristikat e klasave të sistemit të gjeneratorëve të turbinave me erë sipas IEC (International Electrotechnical Commission) 61400-1, edicionit 2 dhe edicionit 3, respektivisht. Shpejtësitë mesatare të erës të prezantuara në tabelat vijuese përcaktohen si mesatare 10-minutëshe. Tabela 7, tregon klasifikimin e vendit sipas IEC 61400-1 bazuar në shpejtësinë e matur të erës. [13]

Tab. 7. Klasifikimi i sistemit të turbinave me erë sipas IEC 61400-1, edicioni 2

Klasi i turbinës së erës	I	II	III	IV
w_{max} (m/s)	50	42.5	37.5	30
w_{mes} (m/s)	10.0	8.5	7.5	6.0
A TI (-)	0.18	0.18	0.18	0.18
B TI (-)	0.16	0.16	0.16	0.16

Tab. 8. Klasifikimi i sistemit të turbinave me erë sipas IEC 61400-1, edicioni 3 *²⁴

Klasi WTGS	I	II	III
w_{max} (m/s)	50	42.5	37.5
A TI (-)	0.16		
B TI (-)	0.14		
C TI (-)	0.12		

Tab. 9. Klasifikimi i turbinave të erës në Koznicë, bazuar në standardin IEC 61400-1, edicioni 3

Lartësia e matjes së shpejtësisë së erës	110m
Shpejtësia mesatare e erës(110m)	6.34m/s
Shpejtësia maksimale e funksionimit të turbinave të erës	36m/s
TI në shpejtësinë e erës prej 15m/s	13.8%
Klasifikimi sipas IEC 61400-1	III B

4.5.2 Turbinat e erës në Koznicë

Duke u bazuar në llojin e caktuar të turbinave të erës në Koznicë, pra në llojin e turbinave të testuara SWT-142-3.5, Vestas V136-3.6, dhe GE Energy GE-137-3.6, atëherë mund të kalkulohet prodhimi vjetor i energjisë për parkun me erë në Koznicë për të tria prej llojeve të turbinave.

Të tria llojet e turbinave të testuara kanë një fuqi nominale përafërsisht të njëjtë, rreth 3.6 MW, një fuqi tipike për turbinat e erës që vendosën në tokë në ditët e sotme, dhe të gjitha prej tyre në rajonet në të cilat janë testuar me herët kanë treguar një operim të suksesshëm.

Karakteristikat themelore të turbinave të tilla të erës janë të treguara në tabelën vijuese:

²⁴ <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/9781118900116.app2>

Tab. 10. Modelet e turbinave të erës dhe parametrat përkatës

Modeli i turbinës së erës	Fuqia nominale (MW)	Diametri i rotorit (m)	Lartësia e shtyllës (m)	Klasi i turbinave
Siemens SWT-142-3.5	3.5	142	110	IEC IIIA
Vestas V-136-3.6	3.6	136	112	IEC IIIA
GE Energy-137-3.6	3.63	137	110	IEC IIIB

4.6 Humbjet e energjisë në turbinat e erës në Koznicë

Gjatë analizimit të humbjeve të energjisë që rrjedhin në procesin e prodhimit të energjisë nga një sistem i tillë, dalin humbje të konsiderueshme e veçanërisht ato që rrjedhin si humbje aerodinamike të sistemit të shndërrimit të energjisë së erës.

Tab. 11. Humbjet e energjisë në turbinat në Koznicë

Lloji i humbjeve	Përqindja e nivelit të humbjeve (%)
Humbjet në turbinën e erës	3.0
Humbjet në rrjet	0.5
Humbjet në transformator	1.0
Humbjet në lopatat e turbinës së erës	1.5
Humbjet e përgjithshme	6.0

4.7 Vlerësimi i PVE së parkut Koznica për llojet e ndryshme të turbinave me erë

Humbjet, të përmendura në tabelën 11, janë të njëjta për të tre kombinimet e analizuara të turbinave me erë. Përveç këtyre humbjeve dhe korrigjimeve, për secilin variant të zgjidhjes, llogaritjet e humbjeve për shkak të efekteve të lëkundjeve janë kryer duke përdorur softuerin WAsP 11.

Shpejtësitë mesatare të erës në nivelet 84m, 60 e 40m janë: 6.063m/s, 5.845m/s dhe 5.582m/s.

Për të bërë llogaritjen e energjisë elektrike vjetore nga turbinat e erës, të cilat do të vendoseshin në Koznicë, fillimisht kalkulojmë fuqinë bruto të gjeneruar nga parku i erës[13]:

$$E_{bruto,vjetore} = N_{turbinave} \cdot P \cdot CF \cdot 8760h / vit \quad (36)$$

$$E_{neto-vjetore} = E_{bruto-vjetore} - h_{lëkundjeve} - h_{tjera-prezente} \quad (37)$$

Energjia vjetore e gjeneruar nga turbinat e erës mund të përcaktohet duke marrë parasysh faktorin e kapacitetit gjenerues me shprehjen:

$$CF = 0.087 \cdot w_{mes} - \frac{P}{D^2} \cdot \frac{1}{P_{instaluese,specifike}} \quad (38)$$

Vlera 0.087, në njësinë s/m, tregon se për sa sekonda arrin shpejtësia e tillë një metër të sipërfaqes së rotorit, vlerë kjo e caktuar eksperimentalisht, ndërsa $P_{instaluese,specifike}$, çdoherë merret në vlerën prej $1kW/m^2$.

Duke marrë parasysh se shpejtësitë e erës të matura për tri nivele të ndryshme, nuk përfshijnë atë të nivelit ku parashihet vendosja e turbinave me erë, pra ku në specifikat e prodhuesit thuhet se lartësia e shtyllës së turbinave të llojeve të marra në shqyrtim përfshinë nivelet 110 dhe 112m, atëherë përmes shprehjeve të ekstrapolimit linear të shpejtësisë të përmendura më sipër mund të gjendet shpejtësia mesatare për nivelin e caktuar, duke pranuar që koeficienti i fërkimit, α , të jetë në një vlerë konstante prej $1/7$, për të dy rastet.

Duke përdorur ekstrapolim linear, del se shpejtësia mesatare e erës për nivelet 110 dhe 112m, do të jetë:

$$\frac{w}{w_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \Rightarrow w = w_0 \cdot \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha = 6.063 \cdot \left(\frac{110}{84} \right)^{1/7} = 6.301m/s$$

$$\frac{w}{w_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \Rightarrow w = w_0 \cdot \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha = 6.063 \cdot \left(\frac{112}{84} \right)^{1/7} = 6.317m/s$$

Prej nga faktori i kapacitetit të turbinës së caktuar kalkulohet si në vijim:

Rasti i parë, Siemens SWT-142-3.5, lartësia e vendosjes së shtyllës 110m,

$$CF = 0.087 \cdot w_{mes} - \frac{P}{D^2} \cdot 1 = 0.087 \cdot 6.301m/s - \frac{3500}{(142)^2} = 0.3746 = 37.46\%$$

Rasti i dytë, Vestas V-136-3.6, lartësia e vendosjes së shtyllës 112m,

$$CF = 0.087 \cdot w_{mes} - \frac{P}{D^2} \cdot 1 = 0.087 \cdot 6.317m/s - \frac{3600}{(136)^2} = 0.3543 = 35.43\%$$

Rasti i tretë, GE Energy-137-3.6, lartësia e vendosjes së shtyllës 110m,

$$CF = 0.087 \cdot w_{mes} - \frac{P}{D^2} \cdot 1 = 0.087 \cdot 6.301m/s - \frac{3600}{(137)^2} = 0.3563 = 35.63\%$$

Tab. 12. Vlerësimi i PVE nga parku i erës Koznica për 10 turbina Siemens SWT-142-3.5, në lartësinë 110m

Fuqia instaluese e parkut me erë	35MW
Prodhimi vjetor bruto i energjisë për 10 turbina	114.85136 GWh/vit
Humbjet për shkak të lëkundjeve (5.67%)	-6.512 GWh/vit
Humbjet tjera të sistemit (6%)	-6.891 GWh/vit
Prodhimi vjetor neto i energjisë për 10 turbina	101.447 GWh/vit
Orët e ngarkesës së plotë	3281.4h
Faktori i kapacitetit	37.46%

Tab. 13. Vlerësimi i prodhimit vjetor të energjisë nga turbinat me erë, të tipit Siemens SWT-142-3.5, në lartësinë 110m, sipas softuer – it WAsP11

Pozita	Lokacioni (m)	Lloji i turbinës	Lartësia mbidetare (m)	Lartësia e shtyllës (m)	Neto prodhimi vjetor i energjisë elektrike (GWh)	Humbjet për shkak të lëkundjeve (%)
T1	(529087, 4716298)	SWT 142 - 3.5MW	1009	110	10.773	5.21
T2	(528927, 4716930)	SWT 142 - 3.5MW	1009	110	10.444	6.19
T3	((528909, 4717540)	SWT 142 - 3.5MW	1027	110	11.328	4.91
T4	(529631, 4717188)	SWT 142 - 3.5MW	995	110	10.379	5.19
T5	(529051, 471856)3	SWT 142 - 3.5MW	988	110	10.032	6.42
T6	(528709, 4718886)	SWT 142 - 3.5MW	998	110	9.852	6.65
T7	(528910, 4720283)	SWT 142 - 3.5MW	1084	110	11.374	3.93
T8	(529198, 4719972)	SWT 142 - 3.5MW	1052	110	10.717	5.16
T9	(529555, 4719986)	SWT 142 - 3.5MW	1081	110	11.547	8.64
T10	(529843, 4720214)	SWT 142 - 3.5MW	1071	110	12.005	4.45

Tab. 14. Vlerësimi i PVE për parkun në Koznicë për 10 turbina Vestas V-136-3.6, në lartësinë 110m

Fuqia instaluese e parkut me erë	36 MW
Prodhimi vjetor bruto i energjisë për 10 turbina	111.732 GWh/vit
Humbjet për shkak të lëkundjeve (5.78%)	-6.392 GWh/vit
Humbjet tjera të sistemit (6%)	-6.635 GWh/vit
Prodhimi vjetor neto i energjisë për 10 turbina	97.571 GWh/vit
Orët e ngarkesës së plotë	3121.1h
Faktori i kapacitetit	35.43 %

Tab. 15. Vlerësimi i prodhimit vjetor të energjisë nga turbinat me erë, të tipit Vestas V-136-3.6, sipas softuerit WAsP11

Pozita	Lokacioni (m)	Lloji i turbinës (m)	Lartësia mbidetare (m)	Lartësia e kullës së turbinës	Neto prodhimi vjetor i energjisë elektrike (GWh)	Humbjet për shkak të lëkundjeve(%)
T1	(529087, 4716298)	V1363.6MW	1009	112	10.346	5.28
T2	(528927, 4716930)	V1363.6MW	1009	112	10.021	6.23
T3	((528909, 4717540)	V1363.6MW	1027	112	10.499	5.0
T4	(529631, 4717188)	V1363.6MW	995	112	9.936	5.33
T5	(529051, 471856)3	V1363.6MW	988	112	9.595	6.53
T6	(528709, 4718886)	V1363.6MW	998	112	9.421	6.8
T7	(528910, 4720283)	V1363.6MW	1084	112	10.955	3.99
T8	(529198, 4719972)	V1363.6MW	1052	112	10.324	5.07
T9	(529555, 4719986)	V1363.6MW	1081	112	11.139	8.87
T10	(529843, 4720214)	V1363.6MW	1071	112	11.573	4.67

Tab. 16. Vlerësimi i PVE për parkun Koznica për 10 turbina GE Wind GE-137-3.6, në lartësinë 110m

Fuqia instaluese e parkut me erë	36 MW
Prodhimi vjetor bruto i energjisë për 10 turbina	112.362 GWh/vit
Humbjet për shkak të lëkundjeve (5.44%)	-5.998 GWh/vit
Humbjet tjera të sistemit (6%)	-6.610 GWh/vit
Prodhimi vjetor neto i energjisë për 10 turbina	97.559 GWh/vit
Orët e ngarkesës së plotë	3121h
Faktori i kapacitetit	35.63 %

Tab. 17. Vlerësimi i prodhimit vjetor të energjisë nga turbinat me erë, të tipit GE Wind GE-137-3.6, sipas softuer- it WAsP11

Pozita	Lokacioni (m)	Lloji i turbinës	Lartësia Mbidetare (m)	Lartësia e kullës së turbinës(m)	Neto prodhimi vjetor i energjisë elektrike (GWh)	Humbjet për shkak të lëkundjeve(%)
T1	(529087, 4716298)	GE 137 – 3.6MW	1009	110	10.331	4.99
T2	(528927, 4716930)	GE 137 – 3.6MW	1009	110	10.013	5.89
T3	((528909, 4717540)	GE 137 – 3.6MW	1027	110	10.892	4.74
T4	(529631, 4717188)	GE 137 – 3.6MW	995	110	9.930	4.99
T5	(529051, 471856)3	GE 137 – 3.6MW	988	110	9.598	6.11
T6	(528709, 4718886)	GE 137 – 3.6MW	998	110	9.424	6.32
T7	(528910, 4720283)	GE 137 – 3.6MW	1084	110	10.941	3.78
T8	(529198, 4719972)	GE 137 – 3.6MW	1052	110	10.297	4.87
T9	(529555, 4719986)	GE 137 – 3.6MW	1081	110	11.181	8.33
T10	(529843, 4720214)	GE 137 – 3.6MW	1071	110	11.591	4.32

4.8 Llogaritja e prodhimit të energjisë elektrike për lartësi të ndryshme të vendosjes së turbinës

Vlerësimi i potencialit të energjisë së erës është i një rëndësie kyçe për shqyrtimin e ekonomisë së projektit të parkut të erës. Gjatë analizës së potencialit të energjisë së erës në vendndodhjen e zgjedhur, matjet e shpejtësisë së erës zakonisht merren në lartësi më të ulëta se ato të planifikuara për turbinën me erë dhe për këtë arsye është thelbësore të ekstrapolohen rezultatet e matjes së shpejtësisë së erës. Softueri i përdorur për analizën e burimeve të erës (WASP11) bën ekstrapolim të rezultateve të matjes bazuar në ligjin unik logaritmik, duke përdorur një sërë të dhënash matëse në vetëm një lartësi. Nga ana tjetër, një ndryshim i stabilitetit atmosferik ndikon në profilin e shpejtësisë së erës, kështu që për një pasqyrë të saktë të profilit të shpejtësisë së erës është e nevojshme të modifikohet modeli matematikor i profilit të shpejtësisë së erës duke njohur stabilitetin atmosferik.[14] Bazuar në modelin e përcaktuar dhe matjet në dispozicion në pikën më të lartë, formohet një grup sintetik i të dhënave mbi shpejtësinë e erës në lartësinë e dëshiruar. Ky grup i të dhënave do të përdoret si input për WasP11, në vend të të dhënave të matjeve të shpejtësisë së erës në një lartësi matëse (më të lartë), e cila është një qasje standarde. Në këtë mënyrë merren parasysh kushtet e stabilitetit atmosferik, të cilat kanë ndikim të fuqishëm në profilin e shpejtësisë së erës. Metodologjia e sugjeruar testohet në të dhënat reale të matjes. Rezultatet tregojnë se kjo qasje gjeneron devijime më të vogla në vlerësimin e prodhimit të centraleve të erës në krahasim me përpunimin standard të të dhënave në WASP11.

4.9 Profili i shpejtësisë së erës

Aktualisht metodat më të përdorura për vlerësimin e profilit të shpejtësisë së erës janë ligji logaritmik dhe ligji i fuqisë. Ndryshimet e shpejtësisë së erës ekstrapolohet nga matjet e bëra në lartësinë më të ulët deri në një lartësi tjetër H, duke përdorur ligjin logaritmik:

$$w(H) = \frac{w_f}{K} \cdot \ln \frac{H}{H_0} \quad (39)$$

Ku:

w_f – shpejtësia e fërkimit, në m/s

K –konstantja e Von – Karmanit për fërkimin dhe

H_0 –lartësia në të cilën janë bërë matjet, lartësia referuese, në m

Ndryshimi i shpejtësisë së erës është dhënë gjithashtu nga ligji i fuqisë si:

$$\left(\frac{w}{w_0}\right) = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha \quad (40)$$

Ku:

α – koeficienti i fërkimit,

w_0 – shpejtësia e referuese në m/s dhe

Gjatë ditës, ftohja dhe ngrohja e sipërfaqes ndodh duke shkaktuar kushte të ndryshme stabiliteti. Sipas teorisë së ngjashmërisë MoninObukhov, stabiliteti atmosferik mund të përshkruhet në termat e parametrin të stabilitetit H/L, ku L është gjatësia sipas Obukhov – it.

Duke marrë parasysh stabilitetin, ekuacioni për profilin logaritmik të shpejtësisë së erës mund të shkruhet si:

$$w(H) = \frac{w_f}{K} \cdot \left[\ln \frac{H}{H_0} - \Psi\left(\frac{H}{L}\right) \right] \quad (41)$$

$\Psi(H/L)$ është parametri i cili përshkruan stabilitetin e atmosferës në të cilën bëhen matjet.

Parametri i stabilitetit rrjedh nga e ashtuquajtura rrahje nga ana e erës:

$$\Phi_m = \frac{K \cdot H}{w_f} \cdot \frac{\partial w}{\partial H} \quad (42)$$

Forma e këtij funksioni nuk mund të parashikohet, por mund të përcaktohet nga eksperimentet në terren dhe mund të jepet si:

$$\Phi_m = \begin{cases} (1 - a_1 \cdot \frac{H}{L}), & -2 \leq \frac{H}{L} \leq 0 \\ 1 + b_1 \cdot \frac{H}{L}, & 0 \leq \frac{H}{L} \leq 1 \end{cases} \quad (43)$$

Konstantet në ekuacion mund të ndryshojnë në intervalin $a_1 = (15-20)$, $b_1 = (4.5-6)$ dhe $b_1 = -0.25$.

Parametri i stabilitetit rrjedh nga integrimi i funksionit Φ_m , si vijon:

$$\psi_m = \int_0^{H/L} \frac{1 - \phi_m(\xi)}{\xi} d\xi \quad (44)$$

Kështu, për kushtet neutrale ku $\Phi_m = 1$, atëherë, $\Psi_m = 0$.

Për kushte të qëndrueshme, $\Psi_m = -b_1 \cdot \frac{H}{L}$.

Për kushte të paqëndrueshme, shprehja e tillë zëvendësohet me:

$$\Psi_m = 2 \cdot \ln\left(\frac{1+x}{2}\right) + \left[\ln\left(\frac{1+x^2}{2}\right) - 2 \tan^{-1}(x) + \frac{\pi}{2} \right], \text{ ku } x = \left(1 - a_1 \cdot \frac{H}{L}\right)^{-p_1} \quad (45)$$

Stabiliteti atmosferik mund të klasifikohet në pesë kategori sipas gjatësisë Obukhov, [15] si vijon:

Tab. 18. Ndarja e stabilitetit atmosferik sipas Obukhovit²⁵

Shumë stabile	0<L<200
Stabile	200<L<1000
Neutrale	L>1000
Jostabile	-200<L<0
Shumë jostabile	-1000<L<-200

- ✓ Konvektiv apo i paqëndrueshëm: tendosja e ajrit është gjeneruar kryesisht nga transmetimi i nxehtësisë nga sipërfaqja e tokës së ngrohtë. Rrezatimi është burimi kryesor i luhatjeve të masave ajrore në sipërfaqe, prandaj, shtresa kufitare e konveksionit fillon me rritje në mëngjes pas lindjes së diellit dhe në një ditë pa re e arrin vlerën maksimale në pasdite të vonë. Shkeljet e mëdha të turbullta karakterizojnë këtë shtresë, e cila shtrihet 1-2 km mbi tokë.
- ✓ I qëndrueshëm: Ajri statikisht i qëndrueshëm, zakonisht nga ftohja e sipërfaqes gjatë kohës së natës, tenton të shtypë turbulencën e formuar. Formohet një shtresë e qëndrueshme kufitare, zakonisht brenda 100-200 m mbi tokë, ku rrjedha karakterizohet nga rrahje e fortë e erës.
- ✓ Neutral: Ndonëse kushtet neutrale nuk janë të përcaktuara mirë në vendin përkatës, rrjedha e ajrit mund të karakterizohet nga kombinimi i rrahjes së erës dhe pa konveksion. Në shtresën kufitare neutrale, fluksi i nxehtësisë është afër zeros dhe shpejtësitë e erës tentojnë të jenë shumë të larta afër sipërfaqes, prandaj këto janë kushte ideale për shfrytëzimin e energjisë së erës.[16]

²⁵ https://www.google.com/search?q=CLASSIFICATION+OF+ATMOSPHERIC+STABILITY+ACCORDING+TO+OBUKHOV+LENGTH&rlz=1C1SQJL_en_838_838&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjW2OC EhmJhAhVd6qYKHS5BBEsQ_AUIDigB&biw=807&bih=609#imgrc=yxTtqZhN4ElfuM

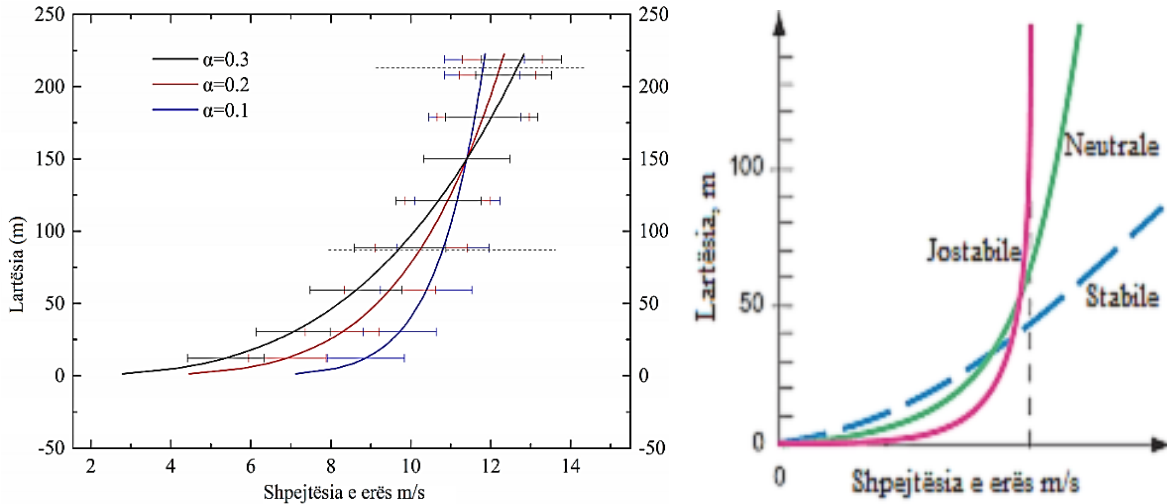


Fig. 4.2. *Sjellja tipike e rrahjes së erës për klasa të ndryshme të stabilitetit atmosferik²⁶*

Në rastin kur e analizojmë prodhimin e energjisë elektrike për lartësitë në të cilat janë bërë matjet përkatëse, duke konsideruar 3 llojet e turbinave të cilat mund të përdoren në këtë vend, rrjedh se do të kemi rezultatet e përshkruara në vijim.

Fillimisht, një element të cilin duhet ta marrim parasysh gjatë këtyre llogaritjeve është edhe koha për të cilën do të jetë në disponim parku i turbinave me erë, që të punojë në ngarkesë të plotë.

Varësisht nga faktori i kapacitetit të llojit të caktuar të turbinave, llogaritje këto të bëra më parë, caktohet edhe numri i orëve kur turbina e caktuar do të jetë në operim të plotë.

Në kushtet laboratorike të dhënat nga prodhuesi, pra fuqia instaluese e këtyre turbinave me erë është 3500kW dhe 3600kW, për secilën prej tyre, por në kushte reale, kjo fuqi nuk mund të arrihet gjatë tërë operimit apo thënë me drejt arrihet në raste shumë të rralla.

Kështu, është gjetur se e njëjta turbinë me kapacitet të njëjtë të instaluar jep rezultate të ndryshme në kushte reale të punës.

Tab. 19. *Shpejtësia mesatare vjetore për lartësi të ndryshme në Koznicë*

Lartësia e matjes (m)	84m	60m	40m
Shpejtësia mesatare e matur (m/s)	6.063 m/s	5.845 m/s	5.582 m/s

²⁶ https://www.google.com/search?q=CLASSIFICATION+OF+ATMOSPHERIC+STABILITY+ACCORDING+TO+OBUKHOV+LENGTH&rlz=1C1SQJL_en_838_838&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjW2OC EhmjhAhVd6qYKHS5BBEsQ_AUIDigB&biw=807&bih=609#imgrc=yxTtqZhN4ElfuM

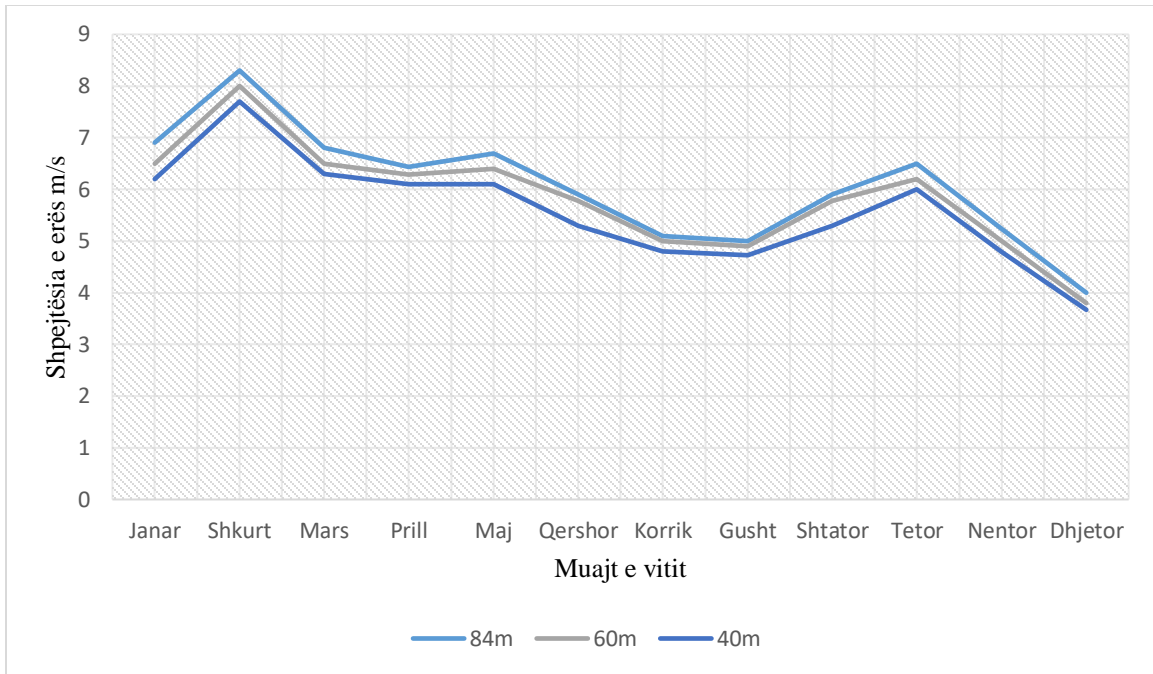


Fig. 4.3. Paraqitja grafike e ndryshimit të shpejtësisë së erës për lartësi të ndryshme dhe gjatë muajve të ndryshëm

Në qoftë se lloji i parë i turbinave të cilën e marrim në shqyrtim, është e llojit **SIEMENS**[17], nga katalogu i prodhuesit lexojmë madhësitë karakteristike:

- ✓ Temperatura standarde e operimit: nga -20°C në 40°C
- ✓ $A_{\text{turbinës}} = 15800\text{m}^2$
- ✓ Orët e ngarkesës së plotë: 3281.4h

Për përcaktimin e efijencës së turbinave me erë, së pari e marrim si vlerë konstante dendësinë e ajrit prej, $\rho = 1.22\text{kg} / \text{m}^3$

Duke u nisur nga shprehja e efijencës së turbinës me erë:

$$\eta = \frac{P_{\text{reale}}}{P_{\text{teorike}}} \quad (46)$$

$$P_{\text{teorike}} = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot w^3 \quad (44)$$

$$P_{\text{reale}} = C_{\text{Betz}} \cdot \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot w^3 \quad (48)$$

C_{Betz} – maksimumi i energjisë së erës që mund të përdoret nga lopatat e turbinës (16/27).

Rasti i parë:

$$\eta = \frac{P_{reale}}{P_{teorike}} = \frac{0.59 \cdot \frac{1}{2} \cdot 15800 \cdot 1.22 \cdot (6.063)^3}{3500} = \frac{1267.364}{3500} = 0.362$$

Rasti i dytë:

$$\eta = \frac{P_{reale}}{P_{teorike}} = \frac{0.59 \cdot \frac{1}{2} \cdot 15800 \cdot 1.22 \cdot (5.845)^3}{3500} = \frac{1135.513}{3500} = 0.324$$

Rasti i tretë:

$$\eta = \frac{P_{reale}}{P_{teorike}} = \frac{0.59 \cdot \frac{1}{2} \cdot 15800 \cdot 1.22 \cdot (5.582)^3}{3500} = \frac{989.027}{3500} = 0.2825$$

Në qoftë se lloji i dytë i turbinave të cilën e marrim në shqyrtim, janë të llojit **Vestas V-136-3.6**, [18] nga katalogu i prodhuesit lexojmë madhësitë karakteristike:

- ✓ Temperatura standarde e operimit: nga -20°C në 45°C
- ✓ $A_{turbinës} = 14527m^2$
- ✓ Orët e ngarkesës së plotë: 3121.1h

Rasti i parë:

$$\eta = \frac{P_{reale}}{P_{teorike}} = \frac{0.59 \cdot \frac{1}{2} \cdot 14527 \cdot 1.22 \cdot (6.063)^3}{3600} = \frac{1165.013}{3600} = 0.3236$$

Rasti i dytë:

$$\eta = \frac{P_{reale}}{P_{teorike}} = \frac{0.59 \cdot \frac{1}{2} \cdot 14527 \cdot 1.22 \cdot (5.845)^3}{3600} = \frac{1044.026}{3600} = 0.290$$

Rasti i tretë:

$$\eta = \frac{P_{reale}}{P_{teorike}} = \frac{0.59 \cdot \frac{1}{2} \cdot 14527 \cdot 1.22 \cdot (5.582)^3}{3600} = \frac{909.342}{3600} = 0.2525$$

Në qoftë se lloji i tretë i turbinave të cilën e marrim në shqyrtim, është e llojit **GE Wind – GE-137-3.6**, [19] nga katalogu i prodhuesit lexojmë madhësitë karakteristike:

- ✓ Temperatura standarde e operimit: nga -20°C në 45°C
- ✓ $A_{turbinës} = 14741m^2$

✓ Orët e ngarkesës së plotë: 3121h

Rasti i parë:

$$\eta = \frac{P_{reale}}{P_{teorike}} = \frac{0.59 \cdot \frac{1}{2} \cdot 14741 \cdot 1.22 \cdot (6.063)^3}{3600} = \frac{1182.419}{3600} = 0.3284$$

Rasti i dytë:

$$\eta = \frac{P_{reale}}{P_{teorike}} = \frac{0.59 \cdot \frac{1}{2} \cdot 14741 \cdot 1.22 \cdot (5.845)^3}{3600} = \frac{1059.405}{3600} = 0.2942$$

Rasti i tretë:

$$\eta = \frac{P_{reale}}{P_{teorike}} = \frac{0.59 \cdot \frac{1}{2} \cdot 14741 \cdot 1.22 \cdot (5.582)^3}{3600} = \frac{922.737}{3600} = 0.2563$$

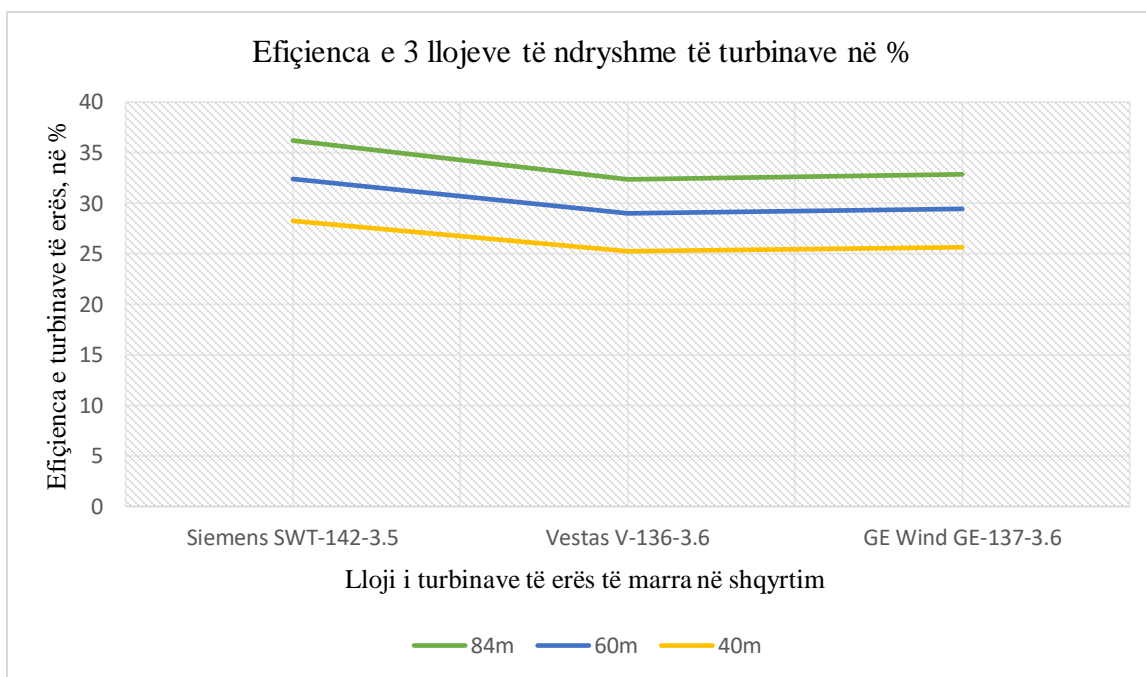


Fig. 4.4. Eficienca e 3 llojeve të ndryshme të turbinave të cilat janë si mundësi për implementim, në lartësi të ndryshme të vendosjes së tyre

Në qoftë se e konsiderojmë gjenerimin e energjisë elektrike nga një turbinë me erë gjatë një dite, duke marrë parasysh faktin se koha optimale e mundësisë së shfrytëzimit të turbinës me erë do të jetë 12 orë në ditë, do të kemi këto rezultate:

Energjia elektrike ditore e gjeneruar nga një turbinë me erë do të jetë:

$$E = P \cdot \tau \tag{49}$$

Në qoftë se lloji i parë i turbinave të cilën e marrim në shqyrtim, janë të llojit **SIEMENS**, do të kemi:

Rasti i parë:

$$E = P \cdot \tau = 1267.364kW \cdot 12h / ditë = 15208.368kWh / ditë$$

Rasti i dytë:

$$E = P \cdot \tau = 1135.513kW \cdot 12h / ditë = 13626.156kWh / ditë$$

Rasti i tretë:

$$E = P \cdot \tau = 989.027kW \cdot 12h / ditë = 11868.324kWh / ditë$$

Në qoftë se lloji i dytë i turbinave të cilën e marrim në shqyrtim, janë të llojit **Vestas V-136-3.6**, do të kemi:

Rasti i parë:

$$E = P \cdot \tau = 1165.013kW \cdot 12h / ditë = 13980.156kWh / ditë$$

Rasti i dytë:

$$E = P \cdot \tau = 1044.026kW \cdot 12h / ditë = 12528.312kWh / ditë$$

Rasti i tretë:

$$E = P \cdot \tau = 909.342kW \cdot 12h / ditë = 10912.104kWh / ditë$$

Në qoftë se lloji i tretë i turbinave të cilën e marrim në shqyrtim, janë të llojit **GE Wind – GE-137-3.6**

Rasti i parë:

$$E = P \cdot \tau = 1182.419kW \cdot 12h / ditë = 14189.028kWh / ditë$$

Rasti i dytë:

$$E = P \cdot \tau = 1059.405kW \cdot 12h / ditë = 12712.86kWh / ditë$$

Rasti i tretë:

$$E = P \cdot \tau = 922.737kW \cdot 12h / ditë = 11072.844kWh / ditë$$

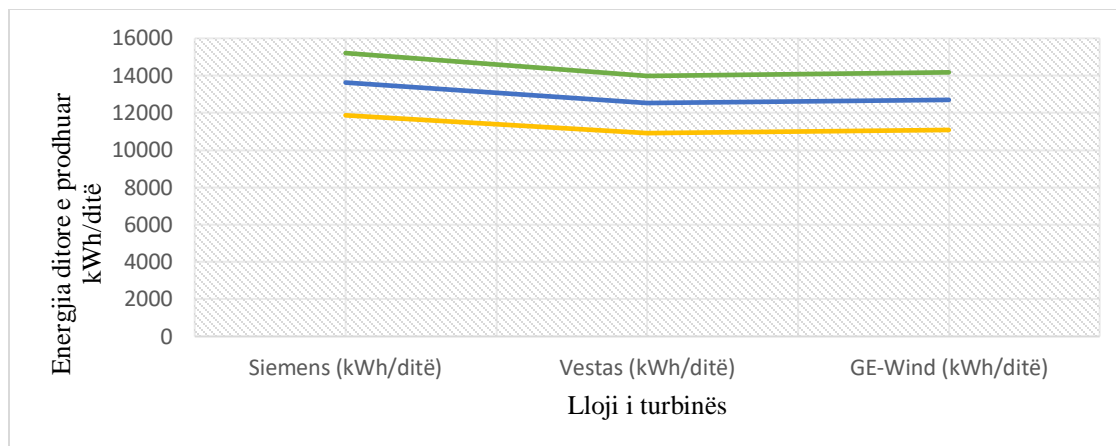


Fig. 4.5. Energjia ditore e prodhuar nga një turbinë e vetme për 3 lloje të ndryshme të turbinave të cilat janë si mundësi për implementim, në lartësi të ndryshme të vendosjes së tyre

Ndërsa energjia vjetore e gjeneruar nga një turbinë e erës kalkulohet duke marrë parasysh fillimisht faktorin e kapacitetit të llojit të caktuar të turbinave. Nga faktori i kapacitetit kalkulohet numri i orëve kur turbina është duke punuar me kapacitet të plotë.

Në qoftë se lloji i parë i turbinave të cilën e marrim në shqyrtim, janë të llojit **SIEMENS**, do të kemi:

Rasti i parë:

$$E = P \cdot \tau = 1267.364kW \cdot 3281.4h / vit = 4158728.23kWh / vit = 4158.728MWh / vit$$

Rasti i dytë:

$$E = P \cdot \tau = 1135.513kW \cdot 3281.4 = 3726072.358kWh / vit = 3726.072MWh / vit$$

Rasti i tretë:

$$E = P \cdot \tau = 989.027kW \cdot 3281.4h / vit = 3245393.198kWh / vit = 3245.393MWh / vit$$

Në qoftë se lloji i dytë i turbinave të cilën e marrim në shqyrtim, janë të llojit **Vestas V-136-3.6**, do të kemi:

Rasti i parë:

$$E = P \cdot \tau = 1165.013kW \cdot 3121.1h / vit = 3636122.074kWh / vit = 3636.122MWh / vit$$

Rasti i dytë:

$$E = P \cdot \tau = 1044.026kW \cdot 3121.1h / vit = 3258509.549kWh / vit = 3258.509MWh / vit$$

Rasti i tretë:

$$E = P \cdot \tau = 909.342kW \cdot 3121.1h / vit = 2838147.316kWh / vit = 2838.147MWh / vit$$

Në qoftë se lloji i tretë i turbinave të cilën e marrim në shqyrtim, janë të llojit **GE Wind – GE-137-3.6**

Rasti i parë:

$$E = P \cdot \tau = 1182.419kW \cdot 3121h / vit = 3690329.699kWh / vit = 3690.329MWh / vit$$

Rasti i dytë:

$$E = P \cdot \tau = 1059.405kW \cdot 3121h / vit = 3306403.005kWh / vit = 3306.403MWh / vit$$

Rasti i tretë:

$$E = P \cdot \tau = 922.737kW \cdot 3121h / vit = 2879862.177kWh / vit = 2879.862MWh / vit$$

Duke supozuar orët punuese optimale të turbinës, arrijmë të analizojmë rastin e prodhimit vjetor të energjisë elektrike nga turbinat e erës, në lartësinë prej 84m, si lartësi optimale për prodhimin e energjisë elektrike, po ashtu duke marrë parasysh se planifikohet të instalohen 10 turbina, atëherë do të fitojmë rezultatet vijuese:

Lloji i parë i turbinave të cilat i marrim në shqyrtim, janë të llojit **SIEMENS**

$$E = P \cdot N_{turbinave} = 4158.728MWh / vit \cdot 10turbina = 41587.28 \frac{MWh}{vit}$$

Lloji i dytë i turbinave të cilat i marrim në shqyrtim, janë të llojit **Vestas V-136-3.6**

$$E = P \cdot N_{turbinave} = 3636.122MWh / vit \cdot 10turbina = 36361.22MWh / vit$$

Lloji i tretë i turbinave të cilat i marrim në shqyrtim, janë të llojit **GE Wind – GE-137-3.6**

$$E = P \cdot N_{turbinave} = 3690.329MWh / vit \cdot 10turbina = 36903.29MWh / vit$$

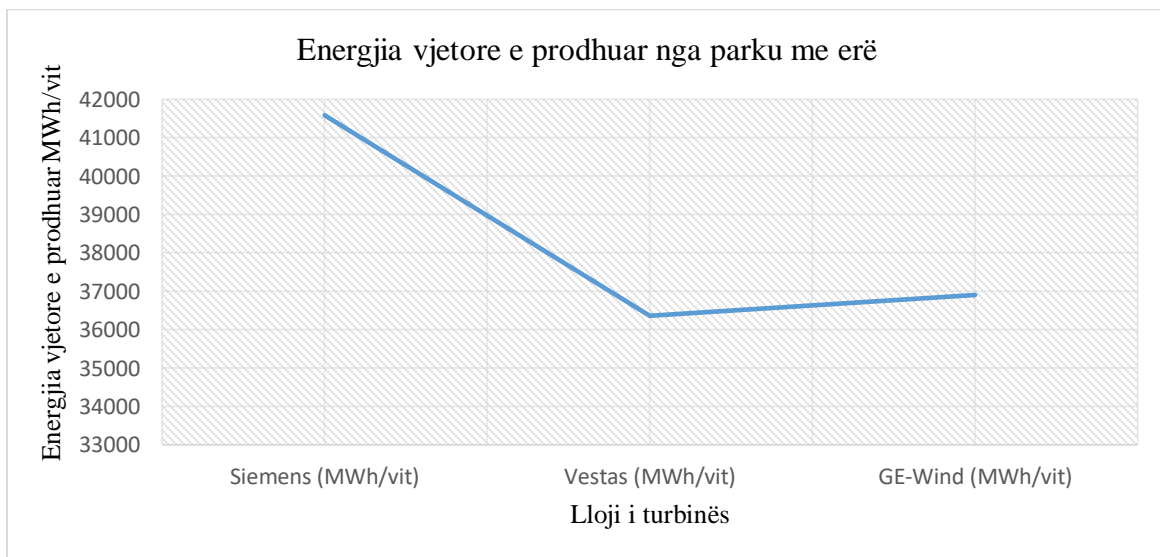


Fig. 4.6. Energjia vjetore e prodhuar nga parku i turbinave për 3 lloje të ndryshme të turbinave të cilat janë si mundësi për implementim, në lartësi të vendosjes së tyre prej 84m

5. KUSHTET E TERRENIT TË VENDOSJES SË PARQEVE ME ERË

Turbinat me erë funksionojnë si pjesë e sistemeve të prodhimit dhe konsumimit të energjisë, siç janë rrjetet e mëdha elektrike. Procesi i integrit të energjisë së erës në sisteme të tilla përfshin vlerësimet rreth vendosjes së turbinave, lidhjes së sistemeve të konsumit të energjisë dhe të elementeve përkatëse ndihmëse. Ndërkohë, projektimi dhe operimi i turbinës duhet të marrin në konsideratë llojet e shumta të ndërveprimeve midis turbinave dhe sistemeve të lidhura me rrjetin elektrik. Turbinat me erë mund të instalohen si njësi të vetme ose në vargje të mëdha të njohura si 'ferma të erës' ose 'parqe të erës'. Instalimi i njëpasnjëshëm në turbinat e erës kërkon një masë të madhe të planifikimit, koordinimit dhe punës së projektimit. Gabimet mund të jenë shumë të kushtueshme. Para se turbinat me erë të jenë të instaluar dhe të lidhura me sistemin elektrik, duhet të përcaktohen vendet e sakta të vendosjes së tyre. Si konsideratë primare është maksimizimi i kapjes së energjisë, por kufizimet e shumta mund të ndikojnë në vendosjen e tyre.[20]

Sasia e reduktimit të energjisë së prodhuar nga parku i erës, është një funksion i veprimit dinamik të erës, turbulencës në erë, turbulencës së shtuar nga turbinat dhe terrenit të vendosjes së turbinave me erë. Zhvendosja e turbinave në distanca të mëtejshme do të prodhojë më shumë energji, por në anën tjetër nevojiten më shumë tokë, më shumë rrugë për të iu qasur vendndodhjeve të tilla, dhe më shumë tela elektrike. Dy distancat kryesore të një turbine, janë D_{cw} si hapësira mbrapa në një rresht tjetër të turbinës, dhe D_{dw} si ndarje midis rreshtave të turbinave. Rreshtat do të rreshtohen përgjatë drejtimit mbizotërues të erës, zakonisht në një drejtim lindje – perëndim, ku erërat e forta zakonisht janë nga veriu apo jugu.

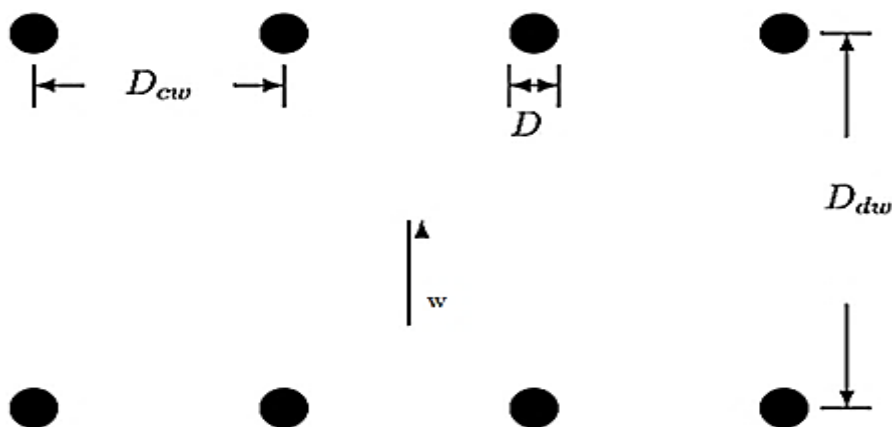


Fig. 5.1. Distancat e turbinave në një park të erës*²⁷

²⁷ "Effects of a three-dimensional hill on the wake characteristics of a model wind turbine", Xiaolei Yang, Kevin B. Howard, Michele Guala, and Fotis Sotiropoulos

Ndërsa gjatësia e rrugëve të hyrjes për qasje në vendin përkatës dhe gjatësia e telit elektrik të kërkuar për ndërlidhjen e turbinave është e lehtë për t'u llogaritur për një vend të caktuar me një plan urban të dhënë.

Duke ditur fuqinë e një turbine individuale si P_{tur} dhe numrin e turbinave të erës si

$N_{turbinave\ në\ parkun\ e\ erës}$, atëherë fuqia totale e gjeneruar prej energjisë së erës, $P_{p,erës}$, është:

$$P_{p,erës} = N_{turbinave,në,parkun,e,erës} \cdot P_{turbinës} \quad (50)$$

Çdo rresht do të ketë një gjatësi D_{dw} që përcaktohet nga toka dhe kufizimet elektrike.

Numri tentativë i turbinave në një rresht, $N_{turbinave\ në\ një\ rresht}$, për një hapësirë të rreshtuar sipas rreshtit D_{cw} , do të jepet nga ekuacioni vijues:

$$N_{turbinave-në-një-rresht} = \frac{D_{dw}}{D_{cw}} + 1 \quad (51)$$

Pasi të zgjidhen vendet për turbinat, instalimi dhe integrimi i turbinave me erë në rrjetet e mëdha të energjisë kërkon marrjen e lejeve, përgatitjen e terrenit, vendosjen e turbinave dhe lëshimin e tyre në punë. Ndërveprime të dukshme mund të ndodhin midis turbinave me erë dhe me sistemet për të cilat ato janë të lidhura. Kur turbina të shumta janë të vendosura së bashku në afërsi të njëra – tjetrës, sforcimet gjatë jetëgjatësisë dhe operimi i turbinave me erë që ndodhen poshtë valës së turbinave të tjera mund të jenë më të mëdha. Së fundi, turbinat me erë të lidhura me rrjetet elektrike të mëdha mund të kenë efekte lokale në rrjet dhe, si pjesë e energjisë së gjeneruar nga era, do të ketë efekte mbi funksionimin e përgjithshëm dhe kontrollin e energjisë.

5.1 Vlerësimi i burimeve të erës

Një vlerësim i burimit të erës në vendet potenciale është çështja kryesore e procesit të përcaktimit të vendndodhjes. Derisa procesi i përcaktimit të vendndodhjes vazhdon, kërkohet njohja e burimit të erës në detaje të hollësishme. Fillimisht, zonat me erë do të duhet të identifkohen. Për vendosjen e turbinave me erë dhe vlerësimin përfundimtar të ekonomisë së një projekti, sa më shumë detaje të jetë e mundur që të sigurohen në të gjithë vendin është më e dëshiruar.[21]

Ka një numër të qasjeve të mundshme për përcaktimin e burimeve të erës në vendet e ashtuquajtura potenciale. Secila prej tyre ka avantazhe dhe disavantazhe dhe, në këtë mënyrë, mund të përdoret në faza të ndryshme të procesit të vendndodhjes, në varësi të informacionit të nevojshëm.

Këto metoda përfshijnë:

- ✓ metoda ekologjike;

- ✓ përdorimi i të dhënave të atlasit të erës;
- ✓ modelimi kompjuterik;
- ✓ modelimi i natyrës përkatëse të terrenit;
- ✓ metoda statistikore dhe
- ✓ grumbullimi afatgjatë i të dhënave në vendin specifik.

Disa nga metodat e paraqitura këtu gjithashtu mund të përdoren për vlerësime më të përgjithshme të burimeve të erës.

5.1.2 Metodat ekologjike

Bimësia e deformuar nga erërat mesatare të larta mund të përdoret si për të vlerësuar shpejtësinë mesatare vjetore të erës ashtu edhe për të krahasuar vendet potenciale, edhe kur nuk ka të dhëna të erës. Këto metoda janë më të dobishme gjatë përzgjedhjes fillestare të vendit dhe në zona gjeografike me shumë pak të dhëna të erës në dispozicion. Kjo teknikë funksionon më së miri në tri rajone: rajonet bregdetare, në luginat e lumenjve dhe grykët që shfaqin 'kanalizim' të fortë të erës si dhe në terrenet malore. Treguesit ekologjikë janë veçanërisht të dobishëm në terrenin e largët malor, jo vetëm për shkak se atje ka të dhëna të pakta, por edhe për shkak se ato janë shumë të ndryshueshme mbi zonat e vogla dhe janë të vështira për t'u karakterizuar e definuar. Ndër efektet e shumta të erës në rritjen e bimëve, efektet e erës në pemë janë më të dobishme për fazat e kërkimeve të erës (Hiester and Pennell, 1981). Ka tri lloje të problemeve.

Tre nga ato më të zakonshmet janë indeksi Griggs-Putnam për drurët e butë, që shpjegohet më poshtë, indeksi Barsch për drurët e forta dhe raporti i deformimit, i cili zbatohet për të dy drurët e fortë dhe një lloj i drurit të butë.

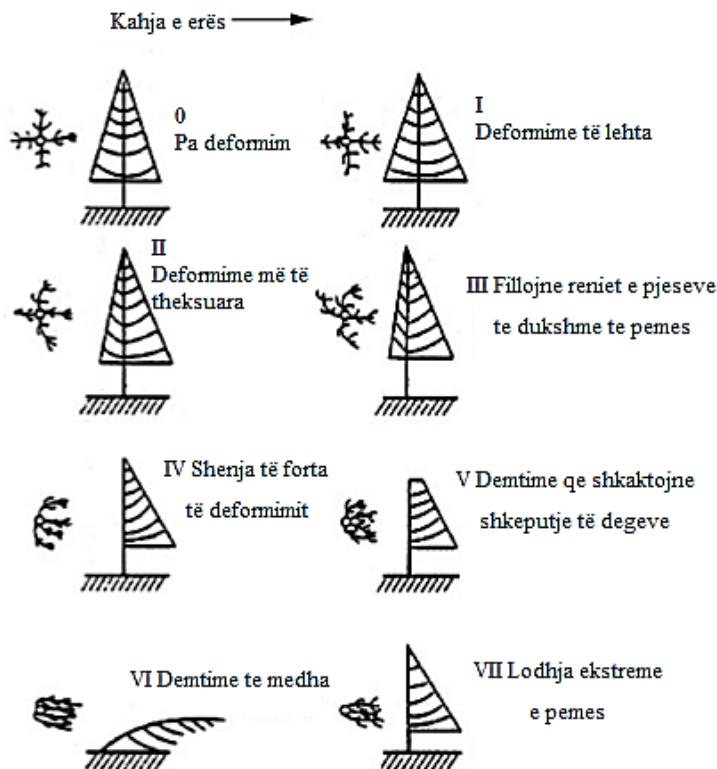


Fig. 5.2. Indeksi Griggs-Putnam i deformimit të drunjëve prej erës

Tab. 20. Kuantifikimi i indeksit Griggs-Putnam *²⁸

Lloji i deformimit (indeksi Griggs-Putnam)	Përshkrimi	Lartësia e pemëve (m)	Rangu i shpejtësisë në lartësinë e pemës, m/s
Rëniet fillestare të degëve – I	Drunjë pyjor	12.2	3.1–4.1
Lodhje të lehta të degëve të drurit (II)	Pisha e bardhë, (bimë barishtore helmuese)	12.2	3.8-5.2
Lodhje të degëve të drurit (III)	Drunjë pyjor	9.1	4.7–6.3
Lodhje më të mëdha të degëve të drurit (IV)	Drunjë pyjor të dendur	9.1	5.4–7.4
Prerjet e drurit nga era e fortë (V)	Pisha, bimë halore me gjatësi deri në 1.3m	1.2	6.3–8.5
Hedhjet e gjetheve (VI)	Bimë halore	7.6	7.2–9.7
Hedhjet e degëve (VII)	Pisha, bimë halore me gjatësi deri në 0.3m	0.3	>7.9

²⁸ ” WIND ENERGY SYSTEMS”, Gary L. Johnson

(klasa 0) në dominimin e rritjes anësore në të cilën pema merr formën e një kaçube (klasa VII). Indeksi Griggs-Putnam për lloje të ndryshme të pemëve mund të lidhet me shpejtësinë mesatare të erës në pjesën e pemës, siç tregohet në tabelën 20.

5.2 Çështjet e instalimit dhe të operimit

Instalimi i një parku të energjisë së erës është një proces kompleks që përfshin një sërë hapash dhe çështje ligjore e teknike. Procesi fillon me sigurimin e të drejtave ligjore dhe aprovimeve.

Pasi të merren lejet, vendi duhet të përgatitet dhe turbina të transportohet në vend dhe të ngrihet në operim. Vetëm pasi që turbina të jetë e lidhur me rrjetin dhe të testohet fillon operacioni i rregullt.

5.3 Vendosja e turbinave me erë

Para se turbinat e erës të instalohen, ato duhet të vendosën për të përcaktuar vendndodhjen më të përshtatshme të lokacionit të tyre. Qëllimi kryesor i procesit të vendndodhjes është përcaktimi i një vendndodhjeje të një turbine me erë (ose turbinat) që maksimizojnë të ardhurat neto duke minimizuar gjëra të tilla si zhurma, ndikimet mjedisore dhe vizuale dhe koston e përgjithshme të energjisë. Fushëveprimi i këtij procesi mund të ketë një gamë shumë të gjerë, e cila mund të përfshijë çdo gjë nga kërkimi i saktë i potencialit të erës për shfrytëzimin e energjisë në një zonë të gjerë gjeografike, duke konsideruar vendosjen e një turbine të vetme në një vend ose turbinat e shumta në një park me erë. Vendimi se cilat elemente të merren parasysh për vendosjen e parqeve me erë dhe ku të vendosen turbinat në kuadër të një projekti është vetëm një aspekt i procesit të zhvillimit që përfshin marrjen e të drejtave të tokës, aplikimin për leje, arritjen e marrëveshjeve të blerjes së energjisë, financimin dhe mbështetjen publike, dhe instalimin e turbinës së erës ose të parkut së erës. Vendosja e një turbine të vetme ose një sistemi të madh të erës për ndërlidhjen e shërbimeve mund të ndahen në pesë faza kryesore:

5.3.1 Identifikimi i zonave gjeografike që kërkojnë studime të mëtejshme

Zonat me shpejtësi të lartë mesatare të erës brenda rajonit ku parashihet vendosja e turbinave të erës identifikohen duke përdorur një atlas të burimeve të erës dhe çdo të dhënë tjetër të erës në dispozicion. Karakteristikat e llojeve të turbinave ose projekteve në konsideratë përdoren për të përcaktuar shpejtësinë minimale të dobishme të erës për secilin lloj.

5.3.2 Përzgjedhja e vendeve potenciale

Vendndodhjet e mundshme të erërave brenda rajonit identifikohen aty ku instalimi i një ose më shumë turbinave të erës duket të jetë praktike nga aspekti inxhinierik dhe pikëpamjet e pranimi publik. Në këtë fazë, konsideratat topografike, vëzhgimet ekologjike dhe modelimi kompjuterik mund të përdoren për të vlerësuar burimin e erës. Çështjet gjeologjike, sociale dhe kulturore gjithashtu merren parasysh.

5.3.3 Vlerësimi paraprak i vendeve potenciale

Në këtë fazë çdo vend kandidat si potencial renditet sipas potencialit të tij ekonomik dhe vendet më të qëndrueshme shqyrtohen për çdo ndikim në mjedis, pranim publik, siguri dhe probleme operacionale që do të ndikojnë negativisht në përshtatshmërinë e tyre si një vend me turbina me erë.

5.3.4 Vlerësimi përfundimtar i terrenit

Për vendet më të mira “kandidate”, mund të kërkohet një matje më e plotë e resurseve. Në këtë pikë, matjet duhet të përfshijnë trysninë e erës (ndryshimi në shpejtësinë e erës që ndodh përgjatë një drejtimi në kënde të drejta përgjatë drejtimit të erës dhe që tenton të ushtrojë një forcë kthyese) dhe turbulencën përveç shpejtësisë së erës dhe drejtimeve mbizotëruese të erës.

5.3.5 Vendorsja e turbinave të erës

Pasi të zgjidhet një vend ose ndoshta si pjesë e vlerësimit përfundimtar të vendit, duhet të përcaktohen vendet e sakta të turbinave dhe prodhimi i energjisë nga to. Kjo mund të jetë në gjendje të bëhet me programe kompjuterike që mund të modelojnë zonën e erës dhe ndërveprimet e ndryshme aerodinamike midis turbinave që ndikojnë në kapjen e energjisë. Sa më kompleks të jetë terreni, dhe sa më pak të dhëna të disponueshme nga vendet e afërta, aq më të pasakta janë këto modele. Një vend me terren kompleks mund të kërkojë matje të hollësishme në vende të shumta për të përcaktuar hapësirën lokale të erës për vendimet e vendorsjes. Figura vijuese tregon profilet vertikale të vektorëve të shpejtësisë horizontale të erës në afërsi të turbinës së erës. Në këtë kohë, rrjedha është plotësisht e zhvilluar. As ndarja e masave ajrore, as formimi i vazhdueshëm i vorbullës nuk ndodh në ajër ose poshtë turbinës. (Figura 5.3 (a)). Ndërsa për shpërndarjen vertikale të shpejtësisë horizontale të erës në lartësi në të gjithë zonën tjetër,

shpërndarja është gati uniforme për atë turbinë të erës (Figura 5.3 (b)). Figura 5.3 (b) gjithashtu tregon se shpejtësia horizontale e erës është rritur në nivel lokal në disa lartësi brenda zonës së mbuluar nga turbina e erës për shkak të efekteve topografike.

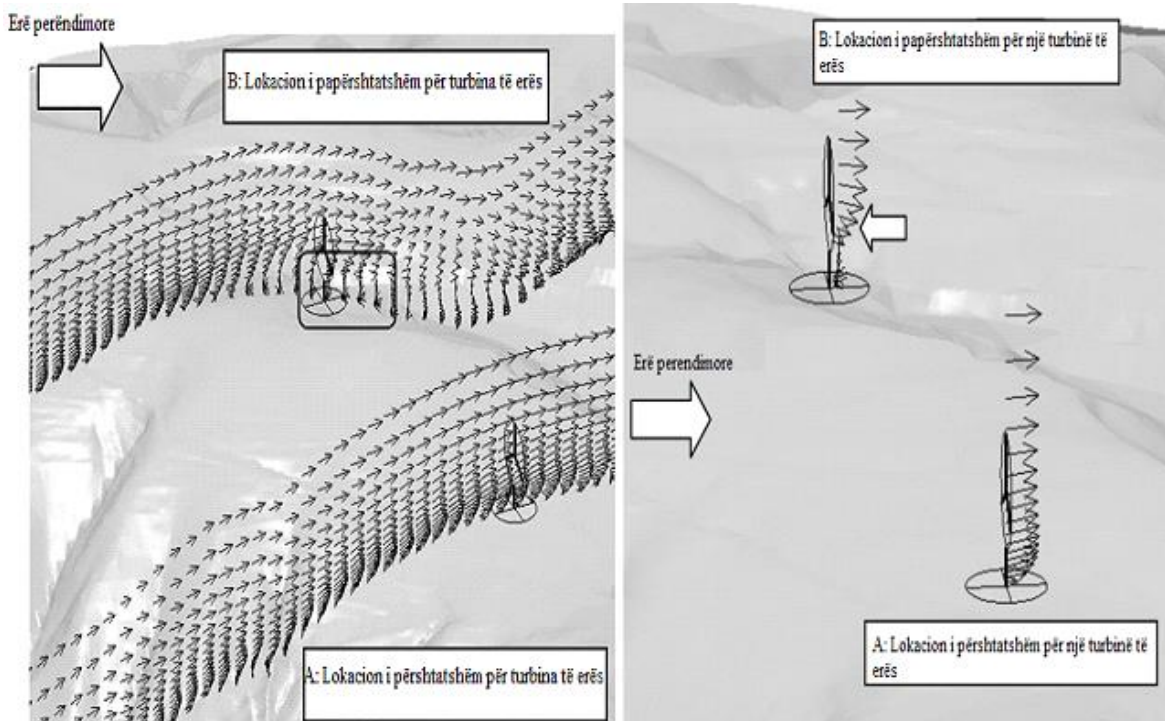


Fig. 5.3. Vektorët e shpejtësisë së erës në dhe në afërsi të turbinës së erës. (a) Profilet vertikale të shpejtësisë horizontale të erës në dhe në afërsi të vendeve të turbinave të erës. (b) Profilet vertikale të shpejtësisë horizontale të erës për një turbinë të erës nga e njëjta kohë si në figurën 5.3 (a)^{*29}

Më konkretisht, turbina e erës në lokacionin B, i nënshtrohet efekteve të turbulencës në vend (turbulenca e shkaktuar nga terreni), sepse kjo turbinë ndodhet në një distancë të shkurtër larg nga një kreshtë lokale topografike dhe kështu është në një lartësi më të ulët se kreshta.[22]

5.4 Vendosja e turbinave të erës në Koznicë

Paraqitja optimale më poshtë është zhvilluar me turbinën e erës SWT142-3.5 të Siemens, kjo si turbina me performancën më të mirë. Kjo është bërë për të përshtatur më mirë vendosjen e turbinave me diametër më të madh të rotorit dhe prandaj mund të jetë gjithashtu i rëndësishëm për modelin tjetër të turbinës me erë me diametër të njëjtë ose më të vogël. Vendndodhja konsideron shpërndarjen hapësinore të potencialit të energjisë së erës, qasjen e terrenit, si dhe minimizimin e

²⁹ “Effects of a three-dimensional hill on the wake characteristics of a model wind turbine”, Xiaolei Yang, Kevin B. Howard, Michele Guala, and Fotis Sotiropoulos

ndërveprimit midis turbinave të erës për shkak të efektit të lëkundjeve. Problemet e mundshme mjedisore nuk janë marrë në konsideratë në këtë pikë.

5.4.1 Planifikimi i parkut të erës

Distanca ndërmjet turbinave është treguar në tabelën 21. Vendosja e propozuar e turbinave siguron distancën minimale midis turbinave, me të paktën tre diametra të rotorit.



Fig. 5.4. Terreni i vendosjes së turbinave të erës në Kozhnicë

Tab. 21. Koordinatat e themelit të turbinave me erë

Turbina nr.	Koordinatat e zonës		Lartësia mbidetare (m)
	X(m)	Y(m)	
"T1"	529087	4716298	1009
"T2"	528927	4716930	1009
"T3"	528909	4717540	1027
"T4"	529631	4717188	996
"T5"	529051	4718563	988
"T6"	528709	4718886	998
"T7"	528910	4720283	1084
"T8"	529198	4719972	1052
"T9"	529555	4719986	1081
"T10"	529843	4720214	1071

Pamja e terrenit të vendosjes së turbinave në Koznicë, pas vendosjes së tyre dhe duke marrë parasysh aspektet teknike është paraqitur në figurën vijuese.

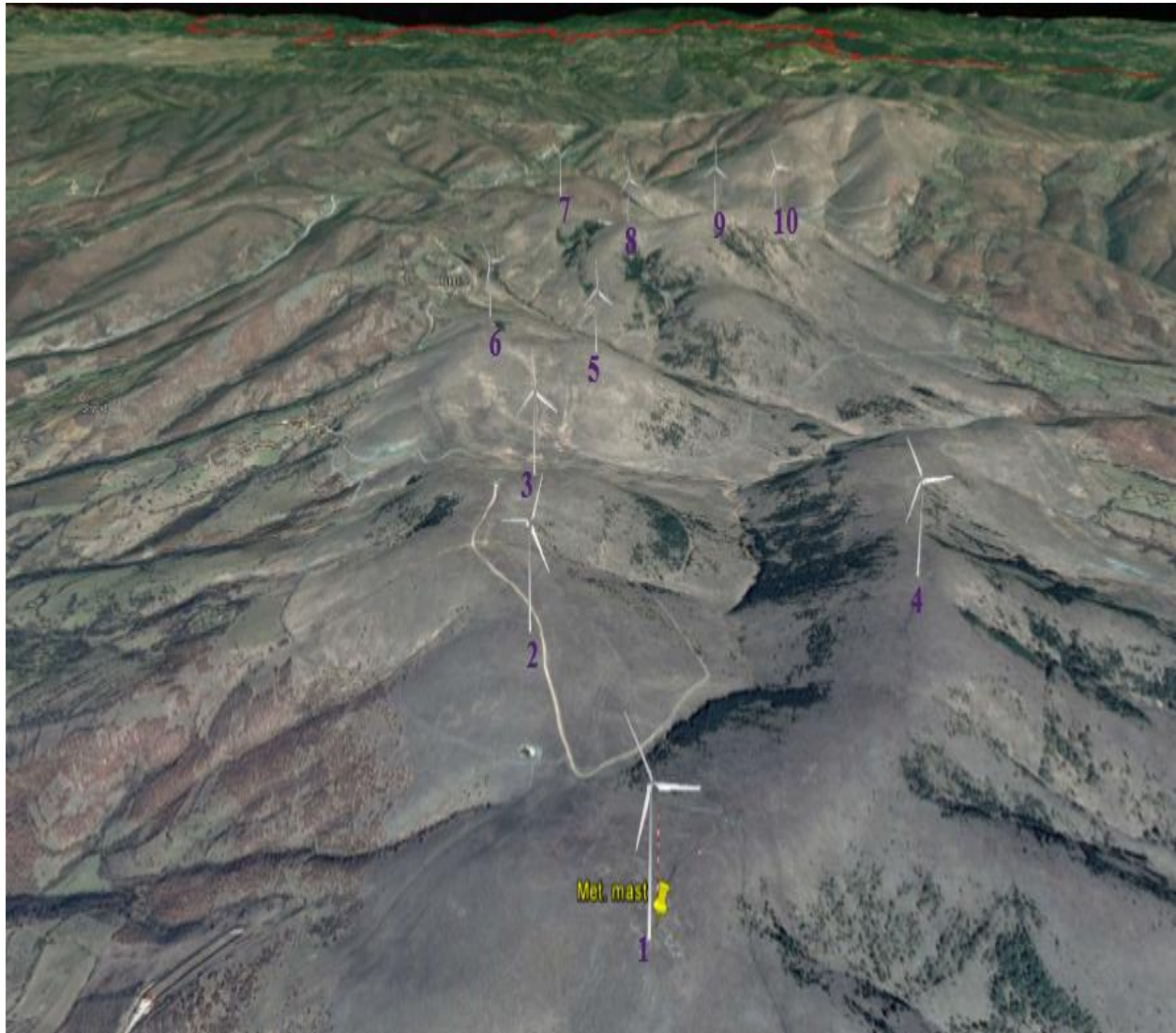


Fig. 5.5. Pamja për 10 turbinat për parkun e erës në Koznicë

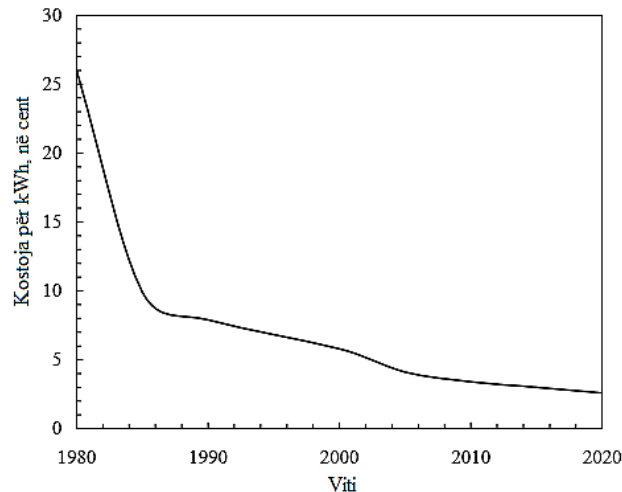
6. ANALIZA EKONOMIKE E INSTALIMIT TË PARKUT ME ERË NË KOZNICË

Në praktikë, përzgjedhja e një opsioni të gjenerimit të energjisë për një aplikim nuk bëhet vetëm në bazë të fizibilitetit teknik të tij. Aspekti ekonomik i prodhimit të energjisë gjithashtu luan një rol kyç në vendimmarrje. Kështu, së bashku me çështjet si "sa eficient është sistemi" dhe "sa energji do të prodhohet?", pyetja "me çfarë kosto mund të gjenerojmë energji?" është gjithashtu e rëndësishme në zgjedhjen e një burimi nga opsionet e disponueshme. Kjo do të thotë që projekti duhet të optimizohet për koston më të ulët të mundshme për gjenerim të një kWh.

Një nga faktorët kryesorë që kufizon pranimin e gjerë të teknologjive të ripërtëritshme është kostoja e lartë e gjenerimit të saj. Megjithatë, me teknologjinë e sotme dhe mbështetjen institucionale, energjia e erës është ekonomikisht konkurruese me burime të tjera konvencionale si qymyri dhe gazi natyror. Është më e lirë se të gjitha burimet e ripërtitshme si energjia diellore, hidroenergja, biomasa dhe ajo gjeotermale. Me kërkime rigoroze dhe përpjekje zhvillimore, kostoja e energjisë elektrike të prodhuar nga era është duke u zvogëluar. Për shembull, gjatë dy dekadave të fundit, kostoja e energjisë së erës ka rënë në më shumë se 80 për qind. Pritet që ky trend të vazhdojë edhe në vitet e ardhshme.[23]

Çështjet ekonomike të sistemeve të energjisë së erës janë shumëdimensionale. Ekzistojnë disa faktorë që ndikojnë në koston njësi të energjisë elektrike të prodhuar nga një turbinë me erë.

Këto mund të ndryshojnë nga vendi në vend dhe nga rajoni në rajon. Merita ekonomike e një parku të gjenerimit të energjisë me erë varet shumë nga kushtet lokale. Për një turbinë me erë, 'karburanti është i lirë', por investimi kapital është i lartë. Gjatë vlerësimit të investimit fillestar për projektin, përveç koston së turbinës me erë, duhet të llogariten edhe investimet për kërkesat e tjera thelbësore si toka në shfrytëzim, linjat e transmetimit, sistemet e kontrollimit të energjisë së prodhuar etj. Për marrjen e një vendimi të drejtë për investime, duhet të vlerësohet kthimi financiar neto nga projekti që është duke u planifikuar për një profil të gjenerimit të energjisë. Për këtë, ne duhet të vlerësojmë kostot e përfshira në gjenerim si dhe përfitimet që priten nga projekti. Kalkulimi i koston është relativisht i thjeshtë dhe i drejtpërdrejtë pasi mund të përcaktohet duke shtuar kostot fikse dhe variabile. Megjithatë, vlerësimi i përfitimeve është më tepër një proces kompleks, pasi vlera e energjisë së gjeneruar është ndikuar nga disa faktorë që lidhen me industrinë lokale të energjisë. Në figurën 6.1, mund të shihet qartë se si ka ndryshuar kostoja e gjenerimit të energjisë me erë nga viti në vit.



*Fig. 6.1. Ndryshimi i koston së gjenerimit të energjisë nga era ndër vite^{*30}*

6.1 Kohëzgjatja e funksionimit të sistemeve të gjenerimit të energjisë nga era

Nuk është praktike që të mos jetë e nevojshme për të parë ekonominë e sistemit të gjenerimit të energjisë nga era gjatë tërë jetëgjatësisë së tij. Në Evropë, një periudhë prej 20 vjetësh supozohet shpesh për vlerësimin ekonomik të sistemeve të energjisë së erës. Kjo ndjek rekomandimet e Shoqatës Daneze të Industrisë së Erës, e cila thotë se një jetëgjatësi 20 deri 25 – vjeçare, e projektimit është një kompromis i dobishëm ekonomik që përdoret për inxhinierët të cilët zhvillojnë komponentë për turbinat me erë. Pas përmirësimeve në projektimin e turbinës me erë, një jetëgjatësi operative prej 30 vitesh është përdorur për studime të hollësishme ekonomike. Ky supozim kërkon që mirëmbajtja adekuate vjetore të kryhet në turbinat me erë dhe se rinovimet e mëdha të mirëmbajtjes dhjetëvjeçare të kryhen për të zëvendësuar pjesët kyçe. Energjia e erës, në kapacitetin e saj teknologjik aktual, është parë të japë dyshime për palët e interesuara në lidhje me atë nëse është një investim i denjë apo jo. Kjo, sepse sistemet e energjisë së erës vijnë me një kosto shumë të lartë fillestare dhe zakonisht do të varen investime të mëdha nga qeveria dhe/ose ndërmarrjet e tjera private. Përfitimet nga gjenerimi i energjisë me erë, mendohet se japin një kthim më të mirë të investimeve në krahasim me qymyrin dhe lëndët djegëse fosile.[24]

6.2 Faktorët e koston

Për të parë nëse zbatimi i turbinave me erë është një investim i vlefshëm, disa llogaritje themelore duhet të bëhen si një metodë paraprake vlerësimi.

³⁰ "Energy, Economic and Environmental Impact of Wind Power in Malaysia" M. Faizal, R. K. Chelvan, and A. Amirah, 2017

Faktorët që duhet të trajtohen në llogaritje përfshijnë elementet si në vijim:

- ✓ Kostoja e turbinave individuale të erës;
- ✓ Kostoja e instalimit (në tokë/në det të hapur);
- ✓ Blerja/dhënia me qira e tokës për parkun e erës;
- ✓ Shpenzimet e operimit dhe mirëmbajtjes;
- ✓ Shpenzimet e lidhjes me rrjetin, etj.

Hulumtimet e bëra në lidhje me koston e instalimit të turbinave të erës, tregojnë se kostot e gjenerimit të një parku me erë në tokë janë midis 4.5 dhe 8.7 cent/kWh; 6-11.1 cent/kWh kur gjendet në det të hapur, me numrin e orëve të plota dhe nivelin e koston kapitale duke qenë elementët më ndikues. Shpenzimet e gjenerimit janë rritur me më shumë se 20%, në 3 vitet e fundit kryesisht për shkak të një rritje të çmimit të disa materialeve të papërpunuara në një kohë kur kërkesa globale ka lulëzuar. Në planin afatgjatë, do të prisnim që shpenzimet e prodhimit të ulëshin; nëse kjo do të jetë e mjaftueshme për të kompensuar çmimin më të lartë të inputeve do të varet shumë nga aplikimi i politikave të sakta.

6.2.1 Kostoja kapitale

Një turbinë me erë e përdorur për prodhimin e energjisë elektrike përmban shumë komponentë. Në pjesën e sipërme të kullës së një turbine të boshtit horizontal janë rotorin, kutia e shpejtësisë, gjeneratori, pjesa e poshtme, dhe sensorë të ndryshëm, sisteme kontrolli, elemente lidhëse, frenuese dhe mbrojtje nga rrufeja. Në pjesën e poshtme të kullës janë transformatorët, stabilimentet e pjesës elektrike, reletë mbrojtëse, instrumentet e nevojshme matëse dhe kontrollet.

Toka, rruga e qasjes dhe ndërtimi gjithashtu duhet të kenë një sistem pune. Kostot kapitale të të gjitha këtyre elementeve duhet të ekzaminohen me kujdes në çdo studim inxhinierik.

Disa shpenzime kapitale, të tilla si linjat e shpërndarjes, toka dhe rruga e qasjes, mund të ndryshojnë shumë nga vendi në vend. Këto shpenzime do të minimizoheshin duke vendosur turbinat me erë përgjatë një rruge ekzistuese. Kjo do të ishte praktika normale kur nuk ka ndryshime të mëdha në topografi.

Kostoja për kW të prodhimit maksimal të fuqisë ndryshon me madhësinë e turbinës me erë. Shpenzimet e komponentëve për njësi tentojnë të ulen ndërkohë që madhësia rritet. Kthesa të ngjashme do të jenë të vlefshme për transformatorët, linjat shpërndarëse dhe pajisjet e tjera elektrike.

6.2.2 Shpenzimet e mirëmbajtjes dhe operimit

Një turbinë moderne e erës do të projektohet në mënyrë që të punojë për 120000 orë gjatë kohës së jetëgjatësisë së saj, afro 20 vjet. Turbina do të duhet të funksiononte rreth 66% për dy dekada. Kjo pra, është më shumë se një motor i zakonshëm i cili është menduar të zgjasë për 4000 deri në 6000 orë në përdorim. Nga përvoja në Danimarkë, kostoja e mirëmbajtjes së një turbine të re të erës është shumë më e vogël se ajo e një turbine të vjetër. Turbina e erës në det mund të qëndrojë më shumë se në tokë, për arsye të thjeshtë që ajo nuk ballafaqohet me pengesa të erës brenda detit dhe turbullira është shumë më e ulët. Në të vërtetë, kjo do të rezultonte me një kosto të ulët të mirëmbajtjes, por kjo do të balancohet nga shpenzimet në mënyrë që të arrijnë turbinat brenda detit dhe të bëjnë çdo aktivitet mirëmbajtjeje.

Për sa i përket objekteve për t'u siguruar dhe mirëmbajtur, është e domosdoshme që këto pajisje t'i kenë punëtorët e mirëmbajtjes, pastruesit, rojet e sigurisë dhe teknikët e tjerë të disponueshëm në të gjitha rrethanat. Mirëmbajtësit dhe kujdestarët janë përgjegjës për pastrimin por dhe sigurimin e personave në afërsi, e me fjalë të tjera ata duhet të sigurohen që nuk ka persona të jashtëm në vend.

Punëtorët e mirëmbajtjes janë përgjegjës për pjesën e makinerisë, ata kanë detyrë për të mbajtur një turbinë që vepron në kushte të sigurta dhe të mund të riparohet çdo dëmtim. Teknikët e turbinave të erës janë përgjegjës për mbajtjen e drejtimit të turbinës në një mënyrë të duhur, ata teknikë ngjiten lart e poshtë kullës për të arritur që lopatat të jenë të rregulluara në mënyrë të drejtë dhe nga kahja e erës. Kur ka një problem, ata teknikë duhet të jenë në dispozicion në mënyrë që të rregullojnë atë sa më shpejt që të jetë e mundur. Për të ndërtuar dhe mbajtur një turbinë kërkohen një numër i madh makinistësh, teknikë, duke punuar në parqet e erës në baza ditore. Secili prej këtyre punëtorëve përgjatë furnizimit zinxhiror kontribuon në krijimin e një burimi praktik të energjisë.

6.2.3 Shpenzimet e lidhjes me rrjetin

Në të kaluarën, shumica e projekteve të parqeve të erës janë lidhur me rrjetin e tensionit të shpërndarjes (8-30 kV) përmes transformatorëve të tensionit të ulët dhe të mesëm. Megjithatë, po bëhet gjithnjë e më e zakonshme që parqet e erës të lidhen me rrjetin e transmisionit, gjë që rezulton me kosto më të larta. Përveç kësaj, rregullorja përcakton se kush mban koston e kyçjes dhe - nëse është e nevojshme - përmirësimi i linjës ndryshon në çdo vend. Në disa vende, operatori i sistemit

të bartjes do të kujdeset për një pjesë ose të gjitha shpenzimet e rrjetit. Në të tjerat, zhvilluesi do të duhet të paguajë koston e plotë të lidhjes dhe përmirësimin e linjës nëse rregullatori konsideron se kjo është e nevojshme. Çmimet e lidhjes në rrjet mund të rregullohen dhe të jenë transparente ose mund të jenë subjekt i pasigurisë thelbësore.

6.2.4 Punimet ndërtimore

Situata është më heterogjene për këtë kategori. Disa vende, si Spanja raportojnë një zvogëlim gradual, të cilat i atribuojnë ekonomive të shkallës që lindin kur rritet numri dhe madhësia e turbinave me erë në fermën e erës. Megjithatë, në Mbretërinë e Bashkuar, kostot e infrastrukturës, duke përfshirë punimet ndërtimore, pritet të mbeten të qëndrueshme në terma realë deri në vitin 2020, ndërsa në vende të tjera si Franca ato janë në rritje.

6.2.5 Kosto të tjera kapitale

Elementet që përbëjnë këtë kategori përfshijnë kostot e zhvillimit të parkut të erës, kostot e tokës, masat e shëndetit dhe sigurisë, taksat, licencat dhe lejet etj. Mund të jenë mjaft të larta në disa zona për shkak të kërkesave të rrepta, siç janë vlerësimet e ndikimit në mjedis. Planifikimet institucionale, veçanërisht planifikimi hapësinor dhe praktikat e lejimit të popullatës, kanë një ndikim të rëndësishëm në kostot (si dhe nëse është ndërtuar një park me erë). Në përgjithësi, ka një dallim për zonat në të cilat zhvillohen projektet e erës dhe rrjedhimisht shumë rajone mund të përfitojnë nga rritja e konsiderueshme e produktivitetit nëse sistemet rregullatore dhe administrative përshtaten për të gjetur vende të përshtatshme për zhvillimin e energjisë së erës.[25]

Tab. 22. *Përqindja e komponentëve përbërës të turbinës së erës në koston totale**³¹

Komponenti	Përqindja nga kostoja totale
Turbina e erës	68-84
Bazamenti	1-9
Lidhja me rrjetin	2-10
Toka në shfrytëzim	1-5
Kostot financiare	1-5
Ndërtimi i rrugëve	1-5
Konsulentë	1-5

³¹ "The economics of wind energy", Mari´a Isabel Blanco

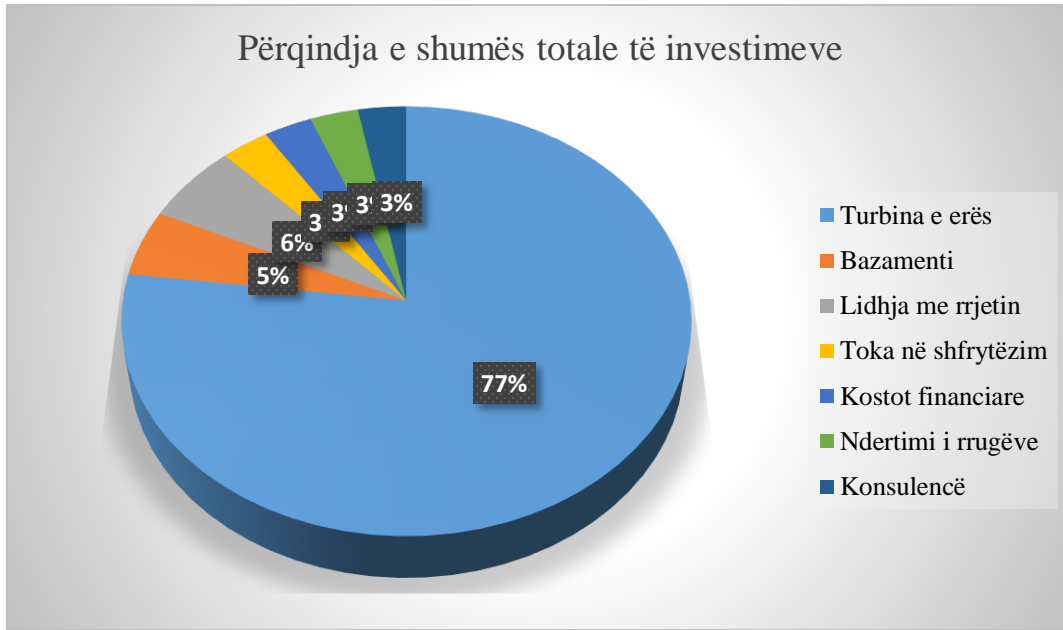


Fig. 6.2. Përqindja e komponentëve përbërës të turbinës së erës në koston totale në mënyrë grafike

6.3 Investimet kapitale për ngritjen e parkut energjetik Koznica 35 MW

Analizimi i anës ekonomike përqendrohet në ekonominë e sistemeve të mëdha të energjisë së erës, duke përfshirë çdo kosto që i shoqërohet sistemit të gjenerimit të energjisë nga era.

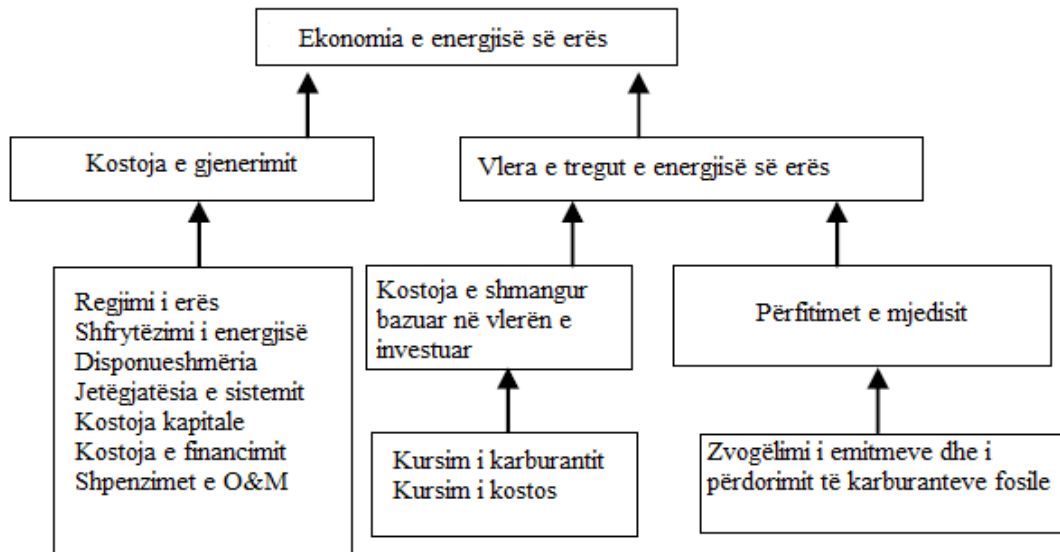


Fig. 6.3. Kostot e gjenerimit të energjisë prej turbinave me erë të lidhura me rrjetin*³²

³² "Energy, Economic and Environmental Impact of Wind Power in Malaysia" M. Faizal, R. K. Chelvan, and A. Amirah, 2017

Janë përcaktuar kostot totale gjeneruese për një park të turbinave me erë që prodhon energji elektrike pasi janë bërë analiza edhe nga ana e faktorëve të mëposhtëm:

- ✓ regjimi i erës;
- ✓ eficiency e kapjes së energjisë nga turbinat me erë;
- ✓ disponueshmëria e sistemit;
- ✓ jetëgjatësia e sistemit;
- ✓ shpenzimet kapitale;
- ✓ kostot e financimit;
- ✓ kostot e operimit dhe shpenzimeve të mirëmbajtjes.

Parku i erës në Koznicë parashihet të ndërtohet në Kosovë, rreth 16 km në jug-lindje të Prishtinës dhe 7 km në perëndim të Novobërdës. Parku energjetik do të përfshijë 10 turbina të erës me kapacitet të instaluar me nga 3.5MW, gjithsej $P_{total}=35$ MW.

Investimet kapitale të nevojshme për ndërtimin e parkut Koznica 35 MW janë paraqitur në Euro në vijim.

Tab. 23. Investimet e mundshme për parkun e erës në Koznicë

Kapaciteti total i instaluar i PE Koznica 35 MW:	35000 [kW]
Prodhimi vjetor i vlerësuar (Lloji i turbinave Siemens)	101,557,000 [kWh/vit]
Investimet kapitale:	46,887,000 [€]
Mjetet qarkulluese:	249,631 [€]
Kostoja e investimeve për kW fuqi të instaluar:	1,339 [€/kW]
Kostoja e investimeve për kWh të prodhuar në një vit	0.461 [€/kWh]
Kostot e operimit dhe të mirëmbajtjes për një vit vlerësohen rreth 2 % të investimit kapital ose:	937740 [€/vit]

$$C_{kt} = \frac{\text{Investimet} - \text{kapitale}}{\text{Fuqia} - e - \text{gjeneruar}} = \frac{46887000 \text{euro}}{35000 \text{kW}} = 1339.628 \text{euro} / \text{kW}$$

Në analizë është konsideruar që projekti do të zhvillohet dhe ndërtohet për një periudhë 2 vjeçare me një dinamikë dhe strukturë teknike të përcaktuar të investimeve të cilat për parkun energjetik Koznica P=35MW, janë paraqitur në tabelën 24, në vazhdim:

Tab. 24. Investimet përgjatë viteve në Koznicë

Nr.	Emërtimi	Viti – 1	Viti – 2	Shuma [Euro]
1	Investimet për parkun Koznica 35 MW	4,707,000	42,429,631	47,136,631
2	Investimet ndërtimore	3,300,000	2,200,000	5,500,000
3	Pajisjet e nevojshme, largpërçuesit dhe lidhjet elektrike	0	39,980,000	39,980,000
4	Investimet për themelin e turbinave	1,407,000	0	1,407,000
5	Mjetet qarkulluese	0	249,631	249,631

Çmimi i energjisë elektrike, feed-in është marrë sipas tarifave të udhëzimeve të ZRrE të Kosovës në vlerë prej 0.085 [€/kWh].

Kostoja e investimeve kapitale për parkun Koznica 35 MW së bashku me mjetet qarkulluese arrin vlerën prej 47,136,631 euro.

Tab. 25. Kostoja e investimeve për PE Koznica, për 10 – të turbinat

Nr.	Emërtimi	Vlera [€]
1	Investimet për PE Koznica 35 MW	47,136,631
2	Investimet ndërtimore	5,500,000
3	Pajisjet e nevojshme, largpërçuesit dhe lidhjet elektrike	39,980,000
4	Investimet në themelin e turbinave	1,407,000
5	Mjetet qarkulluese	249,631

Paketa financiare e investimeve për ndërtimin e parkut energjetik Koznica 35 MW

Tab. 26. Paketa financiare për ndërtimin e parkut energjetik Koznica 35 MW

Nr.	Emërtimi	Vlera (Euro)
1	Investimet ndërtimore në PE	5,500,000
1.1	Bazamenti i turbinave, 10 copa	2,200,000
1.2	Rrugët e qasje, lidhëse dhe platformat	1,550,000
1.3	Mbikëqyrja ndërtimore	250,000
1.4	Kostot e paparapara	1,500,000

2	Pajisjet e PE, largpërçuesit dhe lidhjet elektrike	39,980,000
2.1	Turbinat e erës SWT-3.5-130, 3.5 MW, 10 copa	34,500,000
2.2	Lidhja e rrjetit të brendshëm	630,000
2.3	Lidhja e rrjetit të jashtëm deri në nënstacion	1,350,000
2.4	Ndërtimi i nënstacionit	1,100,000
2.5	Montimi i turbinave dhe lëshuarja në punë	500,000
2.6	Transporti prej prodhuesit deri në vendin e montimit	1,400,000
2.7	Sigurimi gjatë transportit	500,000
3	Investimet themelore	1,407,000
3.1	Studimet gjeoteknike, shpimet	150,000
3.2	Matjet e erës dhe modelimet	400,000
3.3	Projektet teknike dhe studimet e fizibilitetit	200,000
3.4	Studimet e mjedisit	50,000
3.5	Çështjet ligjore	100,000
3.6	Administrimi, kostot e funksionimit të ndërmarrjes	100,000
3.7	Udhëtimet zyrtare	80,000
3.8	Shpronësimi i tokave	250,000
3.9	Taksat, lejet, pëlqimet e tjera	77,000
4	Mjetet qarkulluese	249,631
Total		47,136,631€

Supozojmë se norma e interesit me të cilën pritet investimi është 15%, atëherë mund të llogaritim se sa do të jetë shuma e parave që do të paguhet për çdo vit. Po ashtu vitet në të cilët pritet kthimi i investimeve me marrëveshje është 25 vite, aq sa edhe projekti ka jetëgjatësi.

Pagesa vjetore e kredisë:

$$\begin{aligned}
 \text{Pagesa} - \text{vjetore} - \text{e} - \text{kredisë} &= \text{Totali, } i, \text{ investimeve} \cdot \left[\frac{i(1+i)^{\text{vitet, për, kthim, të, kredisë}}}{(1+i)^{\text{vitet, për, kthim, të, kredisë}} - 1} \right] \\
 &= 47136631 \cdot \left[\frac{0.15 \cdot (1+0.15)^{25}}{(1+0.15)^{25} - 1} \right] = 47136631 \cdot \left[\frac{4.937}{31.918} \right] = 7290763.893 \frac{\text{euro}}{\text{vit}}
 \end{aligned}$$

Duke marrë parasysh vlerën e çmimit të rregulluar si tarifë nxitëse për shitjen e energjisë elektrike të gjeneruar nga era, mund të llogarisim se sa do të jetë fitimi për çdo vit nga shitja e energjisë elektrike.

Përfitimet – nga – shitja – e – energjisë – elektrike = Energjia – elektrike – e – gjeneruar

$$\cdot \text{çmimi} - i - \text{shitjes} = 101,557,000 \cdot 0.085 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}} = 8632345 \text{Euro} = 8.6 \text{milonEuro} / \text{vit}$$

6.4 Politikat për të përmirësuar efektivitetin e kostos së energjisë së erës

Qëllimi i hartimit të tarifave nxitëse është të propozojë një zgjedhje të masave politike, që mund të kontribuojnë në reduktimin e kostove afatgjata të gjenerimit të energjisë së erës. Natyrisht, masat duhet të përqendrohen në variablat që ndikojnë më shumë në koston e përgjithshme të një investimi të energjisë së erës, dhe ato janë:

- ✓ faktori i kapacitetit;
- ✓ kostoja kapitale, e cila vjen nga kostoja e turbinës së erës dhe nën komponentëve të ndryshëm;
- ✓ përmirësimi i pajisjeve të kontrollit të largët, më të qëndrueshëm dhe bazamente apo themele të lira, e materiale me kualitet më të lartë për parqet e erës në det të hapur;
- ✓ sistemi bankar, ekzistenca e informacionit të saktë mbi rreziqet reale dhe përfitimet e energjisë së erës përballë opsioneve të tjera të prodhimit të energjisë elektrike dhe stabilitetin e kornizës politike.

Faktorët e kapacitetit të parkut të erës mund të rriten nëpërmjet optimizimit të madhësisë së turbinave me erë, aplikimit të materialeve të avancuara, përmirësimit të teknikave të parashikimit dhe të vendosjes e futjes së teknologjive “smartgrid” që i lejojnë sasi më të larta të energjisë elektrike të gjeneruar prej erës rrjetit të distribuimit. Por jo të gjitha teknologjitë përballen me të njëjtën pasiguri dhe kështu çdo teknologji duhet të ketë normën e vet të diskontimit. Energjia e erës, duke qenë një opsion me rrezik të ulët, duhet të ketë një normë të lartë diskontimi (pra, një vlerë më e lartë aktuale neto dhe një kosto më të ulët të gjenerimit); ndërkohë që impiantet e gazit natyror dhe opsionet e tjera të karburanteve fosile do të duhet të reflektojnë gjasat më të larta që kostoja e tyre e gjenerimit të rritet në të ardhmen.

7. ANALIZAT AFATGJATA TË KORRELACIONIT

Bazën e llogaritjeve e përbëjnë të dhënat e shpejtësisë dhe drejtimit të erës që janë matur në vend. Matjet e erës janë kryer në një lartësi prej 84 m gjatë periudhës 12 mujore që prej 01-05-2015 deri në 30-04-2016.

Vlerësimet e rendimentit energjetik janë kryer për 3 konfigurimet e parkut të erës të paraqitura me pastaj me anë të tabelave duke përdorur metodën e atlasit të erës. Fig. 7.1, paraqet lokacionin e parkut energjetik Koznica në hartën regionale.

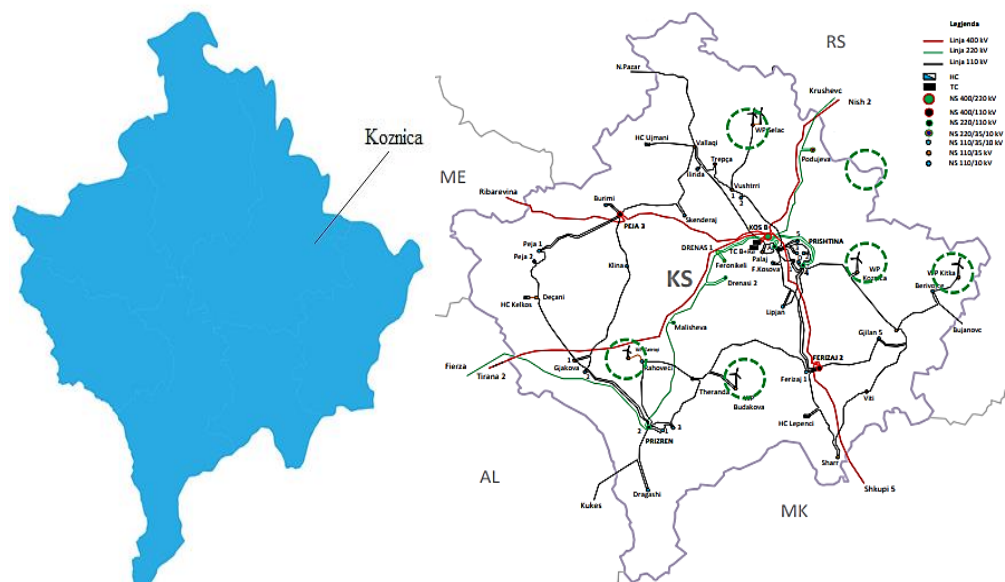


Fig. 7.1. Vendndodhja e planifikuar e parkut me erë

Mikrolokacioni i planifikuar i vendosjes së turbinave me erë në Koznicë, gjendet në komnatat e Prishtinës dhe Novobërdës, figura 7.2. Fshatrat më të afërt nga Koznica, janë Dragovac dhe Kukavicë. Nuk ka ndërtesë të ndërtuar në atë vend. Figura vijuese tregon terrenin në të cilin është paraparë që të ndërtohet parku i Koznicës. Zona e vendosjes së tubinave me erë në Koznicë, mund të kategorizohet si një terren me lartësi të ndryshme prej 900 deri 1100 metra mbi nivelin e detit. Vendi i planifikuar për vendosje të turbinave me erë është afërsisht 6 km².



Fig. 7.2. Pjesa e terrenit në mikrolokacionin e paraparë për vendosjen e turbinave

Parku i erës në Koznicë përmban 10 turbina me erë të cilat janë pjesë e një parku të erës.

Modeli i turbinës me erë që është marrë në konsideratë si model më i përshtatshëm, duke marrë parasysh edhe çmimin e kushtimit të elementeve të tij, në këtë studim është: SIEMENS SWT-142-3.5 (lartësia e kullës: 110 m), duke rezultuar në një kapacitet të planifikuar me kapacitet 35 MW. Përveç kësaj, prodhimi vjetor i energjisë, është llogaritur edhe për dy lloje tjera të turbinave: VESTAS V-136-3.6 (lartësia e kullës: 112 m) dhe GE-137-3.6 (lartësia e kullës: 110 m).

7.2. Studimi i erës në Koznicë

7.2.1 Përshkrimi i matjeve të erës në vend

Me qëllim të vlerësimit të potencialit të erës, janë kryer matjet me anemometër të vendosur në një shtyllë në formë kapriate, në lartësi të ndryshme. Matjet kanë qenë aktive për 12 muaj me qëllim që të ketë një vit të plotë të të dhënave në bazë të të cilave është bërë vlerësimi i potencialit të erës dhe rrjedhimisht vlerësimi i prodhimit mesatar vjetor të energjisë.

Tab. 27. Konfigurimet e ndryshme të parkut të erës në Koznicë

Konfigurimi i parkut me erë	Konfigurimi i parë	Konfigurimi i dytë	Konfigurimi i tretë
Lloji i turbinës	Siemens SWT-142-3.5	Vestas V-136-3.6	GE-137-3.6
Nr. i turbinave	10	10	10
Fuqia nominale e prodhuar nga të gjitha turbinat	35	36	36.3
Lartësia e vendosjes së tyre	110	112	110

7.2.1.1 Pajisjet matëse të përdorura

Pajisja matëse e montuar në terren përbëhet nga 5 anemometra, dy matës të drejtimit të erës, termometër, barometër dhe regjistruer të të dhënave.

Në bazë të kësaj analize u konkludua se drejtimet mbizotëruese të erës në mikrolokacionin e parkut me erë në Koznicë janë në veriperëndim dhe në juglindje. Duke marrë parasysh këto të dhëna, orientimet e anemometrit dhe shiritave të matësve të drejtimit të erës, përcaktohen sipas IEC 61400-12-1³³ dhe rregullave të praktikës së mirë inxhinierike. Krahët e anemometrit drejtohen përgjatë vijës së mesit të këndeve mes kablllove shtrënguese, duke minimizuar ndikimin e kablllove në matjet e shpejtësisë së erës.

Figura 7.3, tregon vendosjen e matësve në Koznicë gjatë dhe pas instalimit.



Fig. 7.3. Fotot e pajisjeve matëse në mikrolokacionin e parkut Koznica gjatë dhe pas instalimit

7.2.2 Analiza e të dhënave të erës

Për analizën e karakteristikave të erës dhe potencialin e energjisë së erës në zonën e Koznicës, janë përdorur të dhënat e matjes për periudhën një vjeçare 01/05/2015 - 30/04/2016. Bazuar në devijimet standarde të matura të shpejtësisë dhe drejtimit të erës, temperaturës dhe lagështirës së ajrit, janë identifikuar ditët kur anemometri dhe boshtet e bllokut matës janë ngrirë. Këto të dhëna

³³ <https://webstore.iec.ch/publication/60076>

matëse janë eliminuar. Janë eliminuar gjithsej 40 orë (rreth 0,45% të periudhës totale të matjeve). Përveç kësaj, ka mungesë të të dhënave në dispozicion gjatë periudhës prej 14 ditësh (03/08/2015 - 18/08/2015). Disponueshmëria e përgjithshme e të dhënave duke marrë parasysh një periudhë kohore prej vitit për të cilën bëhet llogaritja është 95.7%.

7.2.3 Shpërndarja e shpejtësisë së erës dhe densiteti i energjisë së erës

Histogrami i shpërndarjes së frekuencës së shpejtësisë së erës për periudhën e matur njëvjeçare në lartësitë e matjes 84, 60 dhe 40 m është treguar në figurën 7.4.

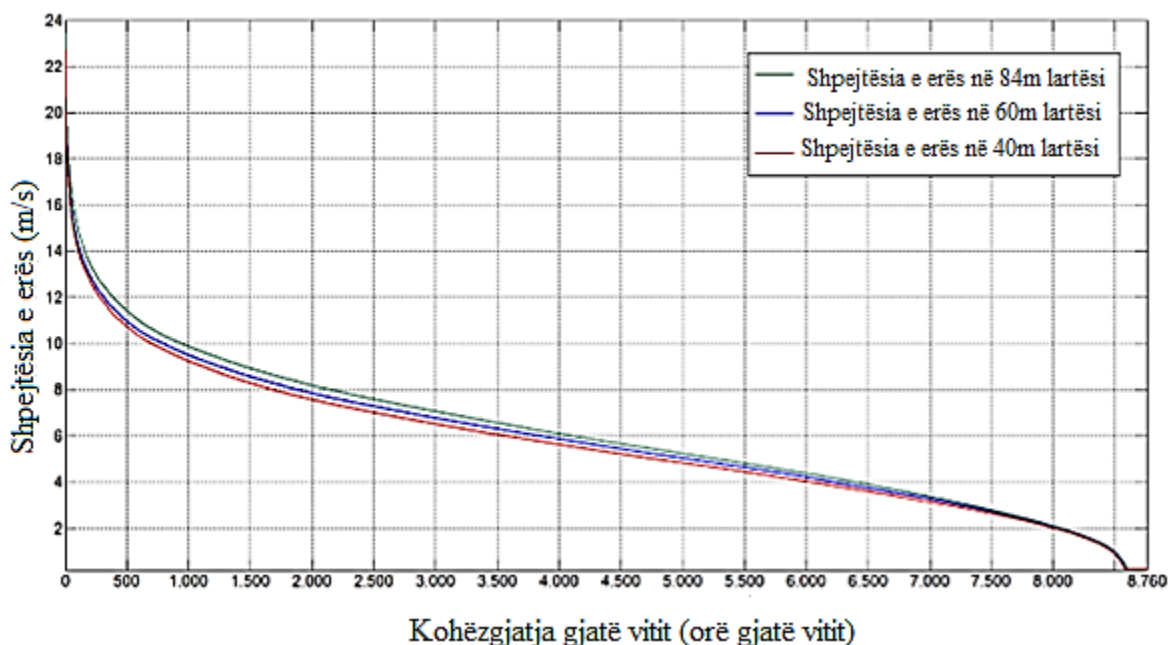


Fig. 7.4. Shpërndarja e frekuencës të shpejtësisë së erës për tre lartësi matëse, për Koznicën gjatë një viti

Vendndodhja e matjes karakterizohet nga një numër i vogël orësh me një erë të qetë. Rreth 7000 orë gjatë gjithë vitit shpejtësia e erës në lartësinë prej 84 m është më e lartë se 3 m/s (kufiri 3 m/s është i rëndësishëm pasi kjo është shpejtësia e prerjes së shumë turbinave komerciale). Kjo do të thotë se, në vendin e matjes së erës, turbinat me erë do të funksiononin më shumë se 6500 orë në vit, nëse parku i turbinave me erë do të ishte në lartësinë 84 m. Duke rritur lartësinë e turbinës, numri i orëve të punës do të rritet. Rreth 400 orë kohë gjatë gjithë vitit, shpejtësia e erës në lartësinë 84 m është më e lartë se 12 m/s (kufiri 12 m/s është i rëndësishëm pasi kjo është shpejtësia nominale e erës së turbinave të erës për lokacionin Koznica). Në këtë vend shpejtësitë e erës mbi 20 m/s janë të rralla. Gjatë periudhës së matjes prej dy vjetësh (2015 dhe 2016), shpejtësia mesatare e erës për kohën prej 10 minuta në lartësinë 84 m ishte 23.46 m/s. Kjo do të thotë se në këtë vend,

turbinat me erë rrallë do të ishin jashtë funksionit për shkak të erës së fortë (shpejtësia e frenimit të turbinave komerciale është 25 m/s).

Figura 7.5, tregon shpërndarjen e frekuencave të shpejtësisë së erës në lartësinë 84 m dhe shpërndarjet përkatëse Weibull. Parametrat e shpërndarjes Weibull janë llogaritur duke përdorur softuerin WASP 11 dhe më pastaj duke e përdorur anën analitike.

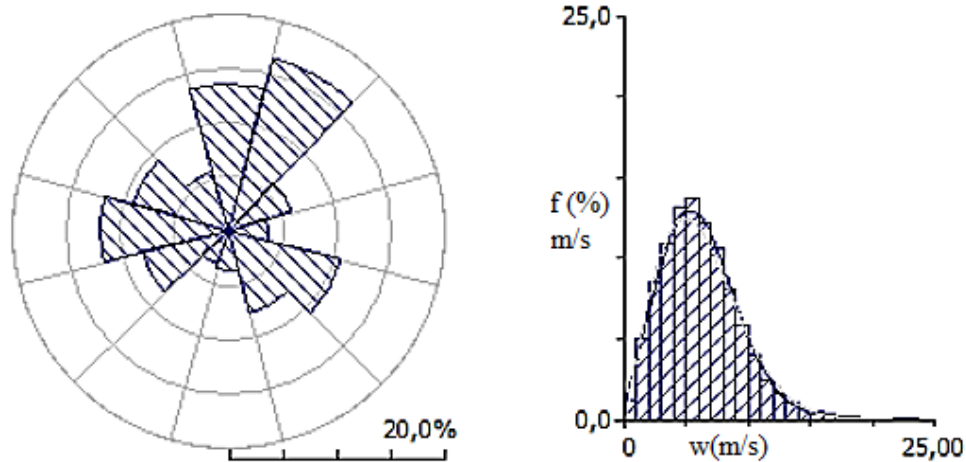


Fig. 7.5. Trëndafili i erës dhe shpërndarja Weibull në lartësinë 84 m në zonën e Koznicës gjatë periudhës matëse njëvjeçare

Shpërndarja Weibull – it, është e përkufizuar me anë të shprehjes [26]:

$$f(w) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{w}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{w}{c}\right)^k\right] \quad (52)$$

Ku:

w – shpejtësia e ajrit, në m/s

k – është parametri i formës Weibull

c – është parametri shkallë Weibullit, në m/s, dhe

f (%) – frekuenca e shfaqjes së drejtimit të erës në përqindje të kohës totale të matjes.

Pasi të dihet shpejtësia mesatare, dhe devijimi i të dhënave, shprehja më poshtë mund të përdoret për të llogaritur parametrin e Weibull – it, k si vijon:

$$k = \left(\frac{\sigma}{w_{mes}}\right)^{-1.086} \quad (53)$$

Ku:

σ – devijimi standard i shpejtësisë së erës, në m/s.

Ndërsa koeficienti shkallë i Weibullit, llogaritet me anë të shprehjes:

$$c = \left(\frac{2 \cdot w_m}{\pi} \right) \quad (54)$$

Shpërndarjet Weibull përshkruajnë shumë mirë shpërndarjet e frekuencave të shpejtësisë së erës në vend. Më pastaj si një element i rëndësishëm janë përdorur trëndafilat dymbëdhjetë segmentesh apo drejtimesh të erës, me tutje janë formuar tabelat 28-30 që tregojnë këndet qendrore të çdo sektori të llogaritur.

Duke analizuar të dhënat e tabelave 28-30 mund të konkludohet se shpejtësitë mesatare vjetore të erës në lartësitë 84, 60 dhe 40 m janë: 6.063 m/s dhe 5.845 m/s dhe 5.582 m/s respektivisht. Për shpejtësitë më të shpeshta të paraqitura në Koznicë, është konstruktuar shpërndarja e Weibullit.

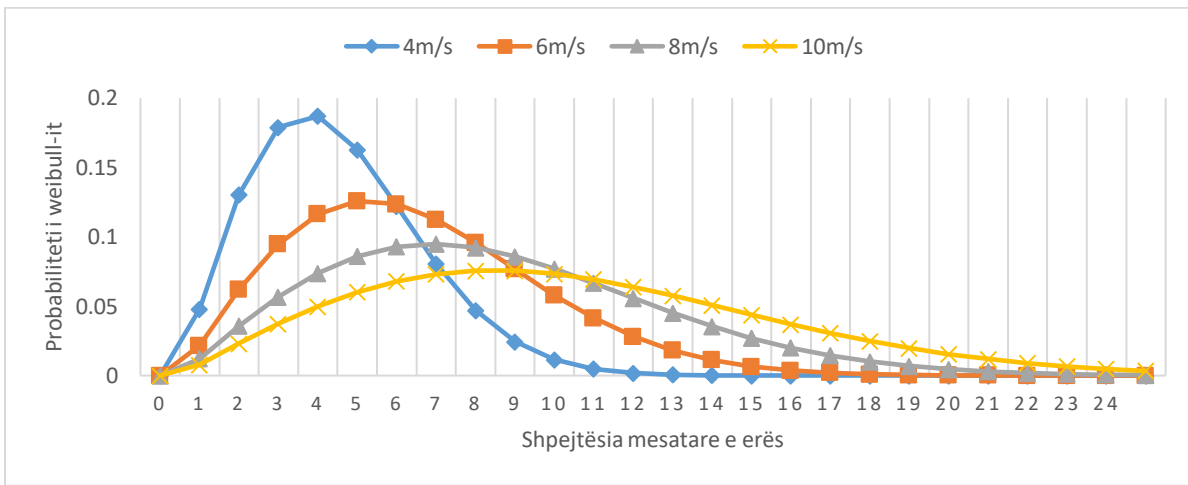


Fig. 7.6. Konstruktimi i shpërndarjes së Weibullit për shpejtësi të ndryshme të erës

Tab. 28. Rezultatet e analizës statistikore të të dhënave të matura për shpejtësinë e erës në Koznicë në nivelin 84 m

	Konstruktimi i këndit të sektorit të trëndafilat të erës (në °)												
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Të gjitha
w_{mes} (m/s)	6.7	7.2	5.8	5.0	7.2	6.4	5.4	4.7	8.4	8.1	7.3	6.1	6.16
k	2.42	2.67	2.44	2.16	2.21	1.32	1.34	1.40	1.99	2.52	2.87	2.06	6.9
c(m/s)	5.93	6.43	5.16	4.42	6.36	5.89	4.94	4.24	7.46	7.21	6.46	5.43	2.0
P_{mes,spec} (W/m ²)	181	216	118	82	240	364	211	124	428	316	209	159	236
f (%)	13.5	16.5	6.2	3.6	10.6	7.7	3.7	3.2	8.1	11.9	9.2	5.7	100

Tab. 29. Rezultatet e analizës statistikore të të dhënave të matura për shpejtësinë e erës në Koznicë në nivelin 60 m

	Konstruktimi i këndit të sektorit të trëndafilut të erës (në °)												
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Të gjitha
$w_{mes}(m/s)$	6.4	7.0	5.8	4.8	6.8	5.7	4.9	4.5	7.5	7.8	7.0	5.9	5.85
k	2.35	2.70	2.47	2.13	2.14	1.23	1.30	1.35	1.91	2.43	2.81	2.03	6.6
$c(m/s)$	5.70	6.24	5.16	4.26	6.04	5.32	4.54	4.10	6.69	6.89	6.24	5.21	2.0
$P_{mes,spec}(W/m^2)$	164	196	117	75	212	310	171	119	322	282	191	143	206
$f(\%)$	13.4	16.1	6.3	3.7	10.6	7.7	3.8	3.3	8.1	11.9	9.3	5.8	100

Tab. 30. Rezultatet e analizës statistikore të të dhënave të matura për shpejtësinë e erës në Koznicë në nivelin 40 m

	Konstruktimi i këndit të sektorit të trëndafilut të erës (në °)												
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Të gjitha
$w_{mes}(m/s)$	6.1	6.9	5.8	4.8	6.5	5.3	4.4	4.2	7.5	7.5	6.7	6.1	5.64
K	2.28	2.76	2.48	2.16	2.02	1.18	1.24	1.30	1.87	2.30	2.72	2.28	6.4
$c(m/s)$	5.39	6.11	5.18	4.26	5.80	4.97	4.13	3.90	6.62	6.63	5.99	5.39	1.97
$P_{mes}(W/m^2)$	143	181	119	74	199	275	142	109	320	264	172	143	190
$f(\%)$	13.4	16.1	6.3	3.7	10.6	7.7	3.8	3.3	8.2	11.9	9.2	9.2	100

7.3 Ndryshimet mujore të shpejtësisë së erës

Figura 7.7, tregon shpejtësinë mesatare të erës, muaj për muaj, për tri lartësi për periudhën një vjeçare të matjes.

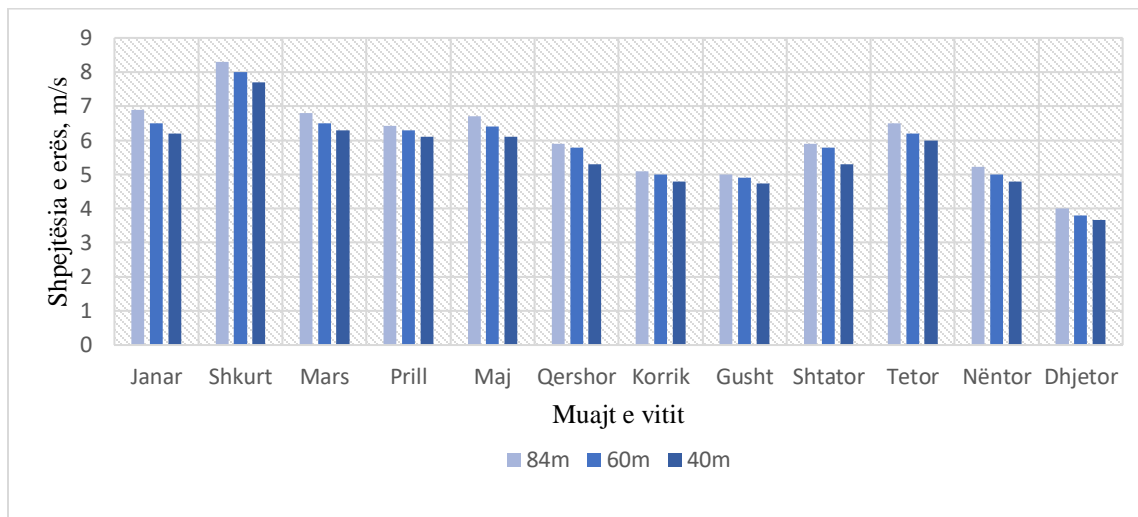


Fig. 7.7. Shpejtësia mesatare mujore e erës në lartësi të ndryshme në Koznicë gjatë periudhës së matur prej një viti

7.3.1 Ndryshimet ditore të shpejtësisë së erës

Figura 7.8, tregon diagramin e përditshëm krahasues të ndryshimeve të shpejtësisë së erës në lartësi të ndryshme në vendin e matjes në Koznicë. Diagramet janë marrë duke përlogaritur shpejtësinë korresponduese 10 minutëshe të erës gjatë periudhës së matjes së një viti.

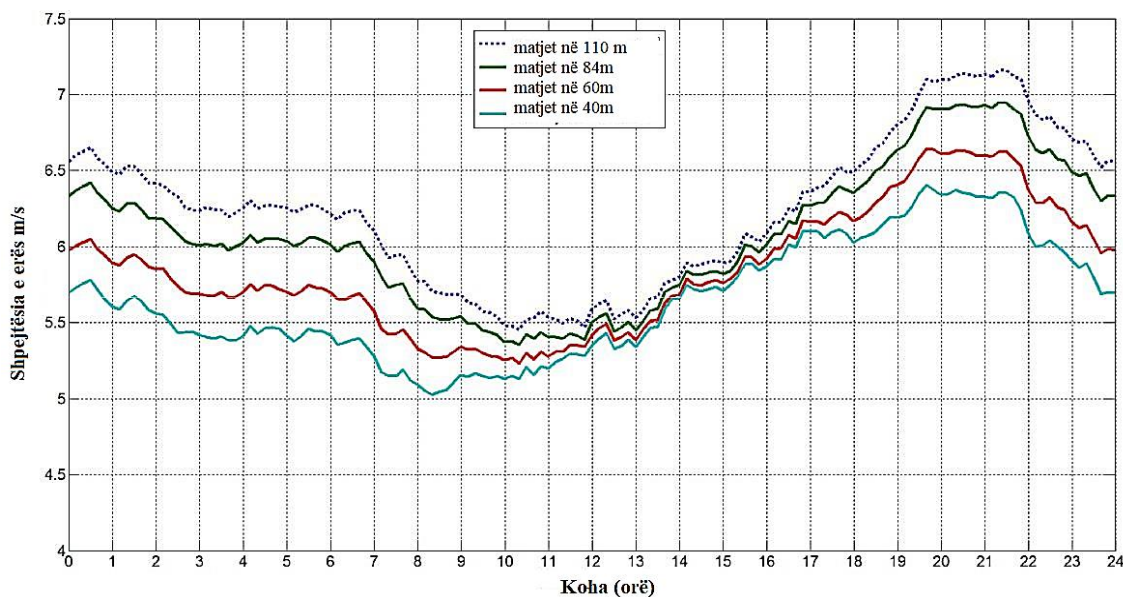


Fig. 7.8. Ndryshimi ditor i shpejtësisë së erës në Koznicë

Në Koznicë, era e madhe është paraqitur në shkurt, dhe muaji më pak me erë është dhjetori. Megjithatë, bazuar në matjet vjetore, ndryshimi sezonal i shpejtësisë së erës nuk mund të vlerësohet, kështu që do të bëhet nga analiza e korrelacionit me matjet vjetore.

Matjet e bëra përmes softuerit, të cilat janë të paraqitura në figurën 7.4, mund të ri kalkuloohen duke përdorur metodat probabilitike, pra mund të kalkulojmë se për sa orë gjatë vitit shpejtësia e erës do të jetë nën vlerën e prej 3m/s, shpejtësi kjo e cila konsiderohet si mesatare në të cilën turbinat e erës fillojnë të lëvizin, do të kemi:

$$F(w_{\min}^{110m}) = \text{prob}(w < w_{\min}) = 1 - \exp\left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{w_{\min}}{w_{mes}}\right)^2\right] = 1 - \exp\left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{3}{6.301}\right)^2\right] = 0.163$$

$$\tau_{w < 3m/s} = 0.272 \cdot 8760 \frac{h}{vit} = 1433.613h / vit$$

Numri i orëve kur shpejtësia e erës do të jetë mbi 25m/s:

$$\tau_{w > 25m/s} = 8760 \frac{h}{vit} \cdot \exp\left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{w_{\max}}{w_{mes}}\right)^2\right] = 0.0356h / vit$$

Që nga rezultati i tillë mund të konkludojmë se në lartësinë 110m, paraqitja e erërave me shpejtësi mbi 25m/s është e rrallë, dhe në interval minutash.

Ndërsa për lartësitë tjera kemi si në vijim:

Për lartësinë 84m, ku shpejtësia mesatare është 6.063m/s

$$F(w_{\min}^{84m}) = \text{prob}(w < w_{\min}) = 1 - \exp\left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{w_{\min}}{w_{mes}}\right)^2\right] = 1 - \exp\left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{3}{6.063}\right)^2\right] = 0.175$$

$$\tau_{w < 3m/s} = 0.175 \cdot 8760 \frac{h}{vit} = 1537.678h / vit$$

$$\tau_{w > 25m/s} = 8760 \frac{h}{vit} \cdot \exp\left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{w_{\max}}{w_{mes}}\right)^2\right] = 0.0132h / vit$$

Për lartësinë 60m, ku shpejtësia mesatare është 5.845m/s

$$F(w_{\min}^{60m}) = \text{prob}(w < w_{\min}) = 1 - \exp\left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{w_{\min}}{w_{mes}}\right)^2\right] = 1 - \exp\left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{3}{5.845}\right)^2\right] = 0.187$$

$$\tau_{w < 3m/s} = 0.187 \cdot 8760 \frac{h}{vit} = 1642.832h / vit$$

$$\tau_{w>25m/s} = \cdot 8760 \frac{h}{vit} \cdot \exp \left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{w_{max}}{w_{mes}} \right)^2 \right] = 0.00477h / vit$$

Për lartësinë 40m, ku shpejtësia mesatare është 5.582 m/s

$$F(w_{min}^{40m}) = prob(w < w_{min}) = 1 - \exp \left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{w_{min}}{w_{mes}} \right)^2 \right] = 1 - \exp \left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{3}{5.582} \right)^2 \right] = 0.203$$

$$\tau_{w<3m/s} = 0.203 \cdot 8760 \frac{h}{vit} = 1783.981h / vit$$

$$\tau_{w>25m/s} = \cdot 8760 \frac{h}{vit} \cdot \exp \left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{w_{max}}{w_{mes}} \right)^2 \right] = 0.00118h / vit$$

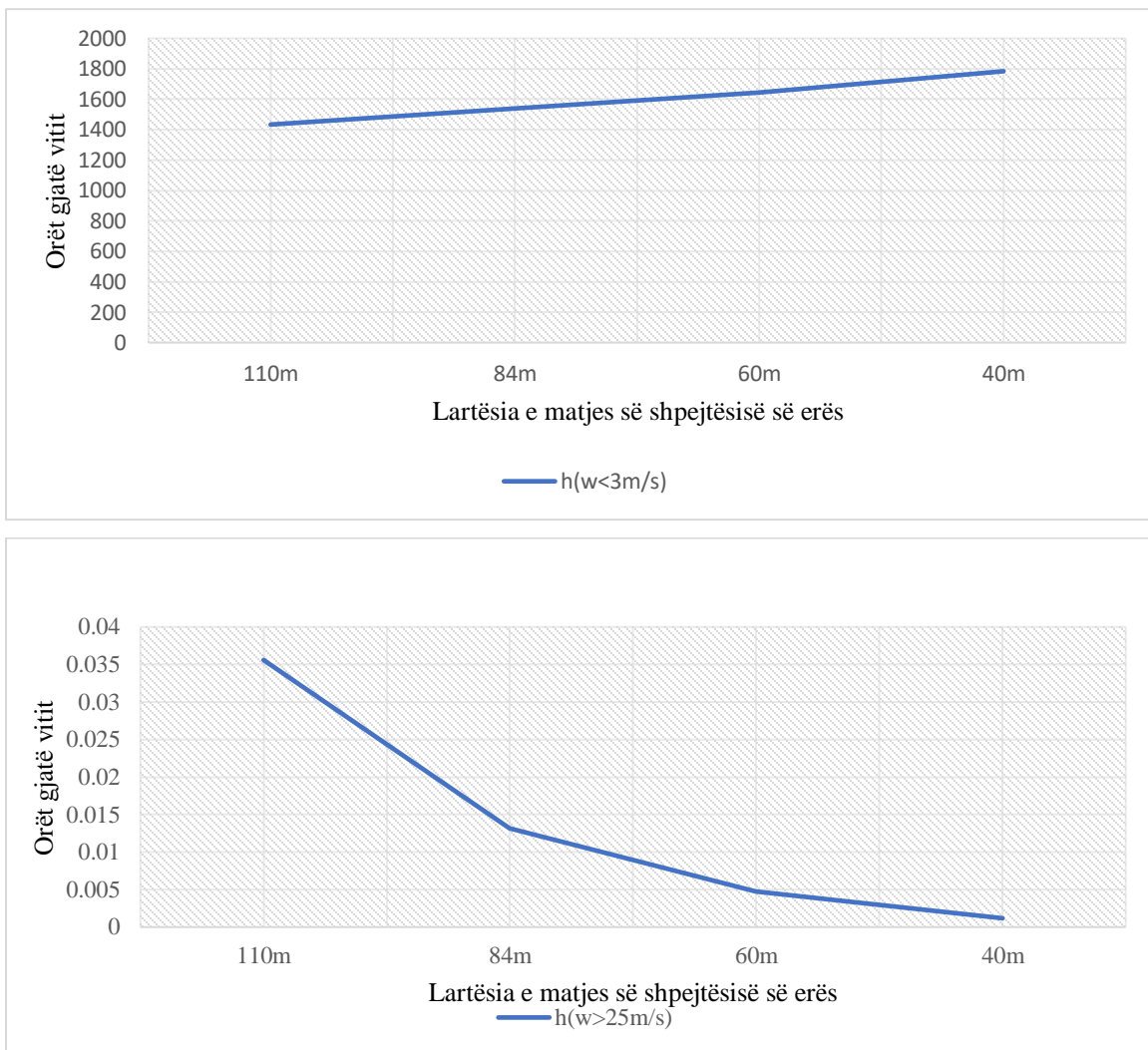


Fig. 7.9. Orët e paraqitjes së dy shpejtësive kryesore të erës në Koznicë, për lartësi të ndryshme të matjes së erës

7.3.1 Analiza e erës ekstreme

Gryka të forta të erës krijojnë forca të mëdha presioni në turbinën me erë dhe mund të shkaktojnë dëme në pjesë të ndryshme të turbinave dhe mekanizmin e transmisionit ashtu që mund të shkaktojnë edhe rënien e kullës së turbinës me erë, nëse ato nuk janë të projektuara për t'i bërë ballë sforcimeve mekanike që ndodhin gjatë stuhive. Nga ana tjetër, projektimi i komponentëve të turbinës së erës dhe themelet e kullave për të përballuar shpejtësinë e lartë të erës dukshëm ndikojnë në koston e turbinave me erë dhe kufizojnë diametrin maksimal të lopatave dhe lartësinë e kullës.

7.4 Kushtet klimatike në vend

Koznica ndodhet në anën lindore të Kosovës. Ana lindore është më e ftohtë se ajo perëndimore. Gjithashtu kjo pjesë e Kosovës karakterizohet nga një nivel më i ulët i reshjeve. Figura 7.10, tregon hartën e reshjeve rreth Kosovës dhe po ashtu është treguar vendndodhja e parkut të erës në Koznicë. Kosova karakterizohet nga klima kontinentale evropiane. Temperatura mesatare në Kosovë është 9.5°C. Muaji më i ngrohtë është korriku me temperaturë mesatare 19.2°C, janari është më i ftohti me temperaturë mesatare -1.3°C. Vlerat maksimale në të gjitha stacionet meteorologjike janë më të larta se 35°C, ndërsa vlera e temperaturës më të ulët është regjistruar më 6 qershor 1963 në Gjilan me vlerë prej -32.5°C.

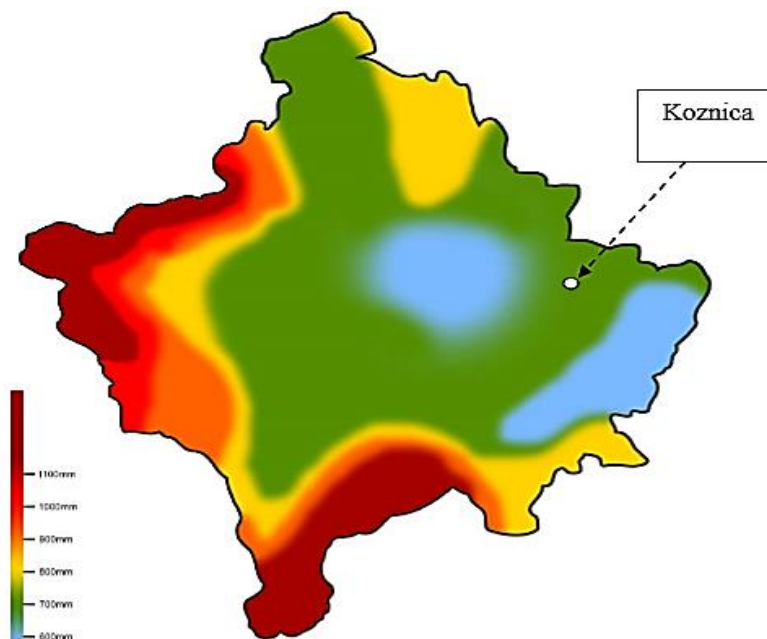


Fig. 7.10. Reshjet në Koznicë

Në mikrolokacionin e parkut të erës, Koznicë, matja e temperaturës dhe e presionit të ajrit u krye në një lartësi prej 80m mbi tokë dhe rreth 1094m mbi nivelin e detit. Figura 7.11, tregon ndryshimet e temperaturës së matur të ajrit dhe fig. 7.12 presionin atmosferik. Ditët në diagramet e figurave 7.11 dhe 7.12 lidhen me periudhën matëse nga 1 maji 2015 deri më 30 prill 2016. Bazuar në vlerat e matura të temperaturës, mund të konkludohet se ky vend karakterizohet nga një klimë relativisht e ftohtë pa temperatura ekstreme. Temperatura minimale e regjistruar në periudhën e analizës së matjes ishte -13.40°C , ndërsa temperatura maksimale e regjistruar është 30.80°C . Këto kushte të temperaturës janë të përshtatshme për operimin e turbinave me erë.

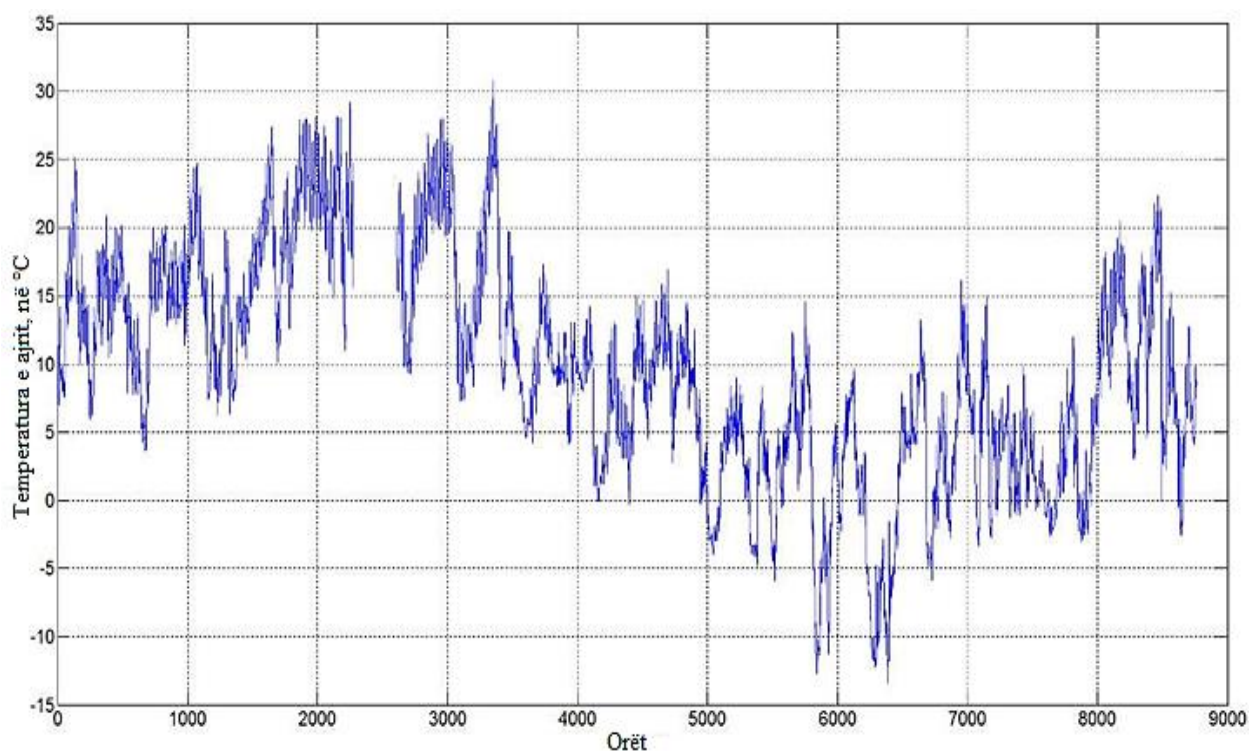


Fig. 7.11. Ndryshimet e temperaturës së ajrit në vendndodhjen e matjes

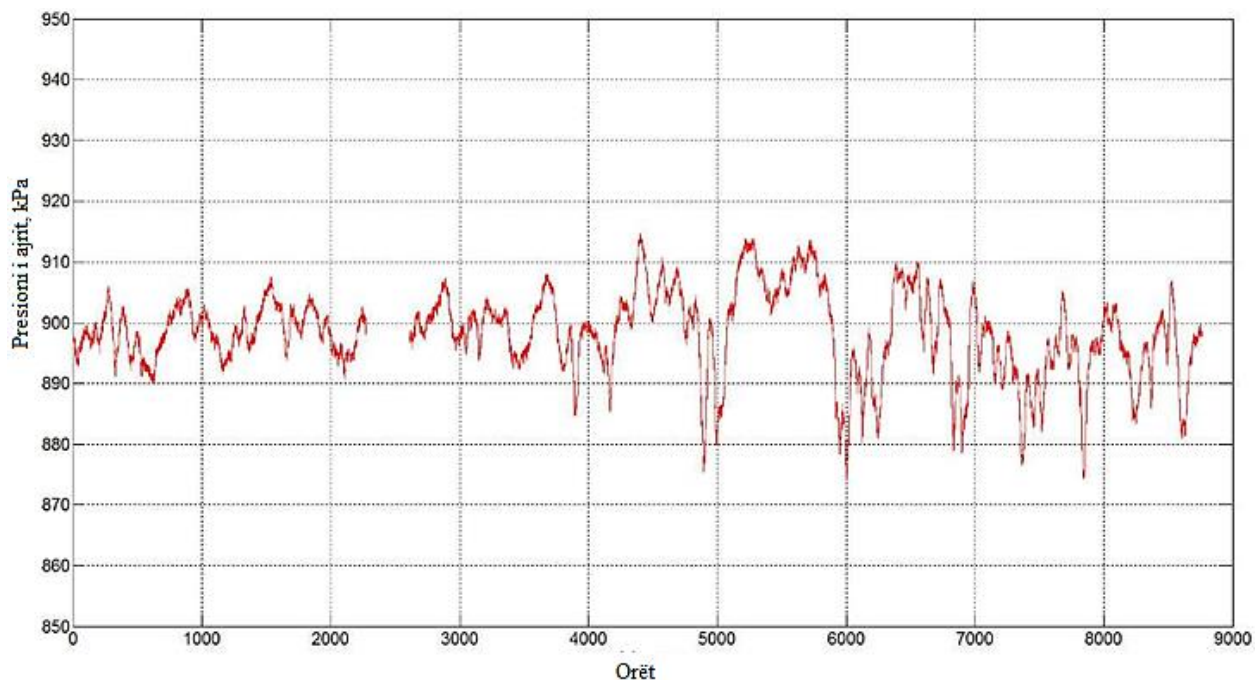


Fig. 7.12. Ndryshimet në presionin e ajrit në vendndodhjen e matjes

Dendësia e ajrit llogaritet në bazë të matjes së temperaturës dhe presionit të ajrit duke përdorur ekuacionin e mëposhtëm:

$$\rho = \frac{p}{R \cdot T} \quad (55)$$

Ku:

p –presioni mesatar i ajrit (Pa),

T – temperatura mesatare e ajrit në gradë Kelvin, dhe

R – konstante specifike e gazit për ajër (287 J/kg·K).

Vlerat mesatare të temperaturës dhe presionit janë:

$$t = 9.4^{\circ}C$$

$$p = 89.85kPa$$

Dendësia mesatare e ajrit në lartësinë e vendosjes së turbinave me erë është:

$$\rho = \frac{p}{R \cdot T} = \frac{89850}{287 \cdot 282.55} = 1.1kg / m^3$$

7.5 Modeli për llogaritjen e potencialit të energjisë së erës në Koznicë

Vlerësimi i potencialit të energjisë së erës në terren bëhet duke përdorur modelin e atlasit të erës që integrohet në WASP 11.

7.5.1 Analiza lineare e korrelacionit

Korrelacionet mund të kufizojnë linjën e lidhjeve dhe linearitetit. Në fillim të një analize të korrelacionit, është e nevojshme të identifikojmë cilësisht nëse korrelacioni është linear apo jo. Kështu, shpejtësitë historike të erës trajtohen duke ndarë shpejtësitë e erës në disa seksione, të cilat duhet të sigurojnë që të kemi një numër të madh të të dhënave të shpejtësisë. Bazuar në segmentimin, mund të vendoset shpërndarja e probabilitetit të shpejtësisë së sektorit të erës në vende të ndryshme (p.sh., në turbinat me erë ose në parqet e erës). Për më tepër, korrelacioni i shpejtësisë së erës midis vendeve mund të analizohet në mënyrë sasiore. Vlerat e serisë së shpejtësisë së erës në një vend janë të ndara në seksionet N, brenda intervalit të ndryshimit të shpejtësisë së erës, kështu që vlerat e shpejtësisë së erës janë në dispozicion për çdo seksion N, të marrë në mes të secilës pjesë. Figura 7.13, ilustron procesin e ndarjes. [27]

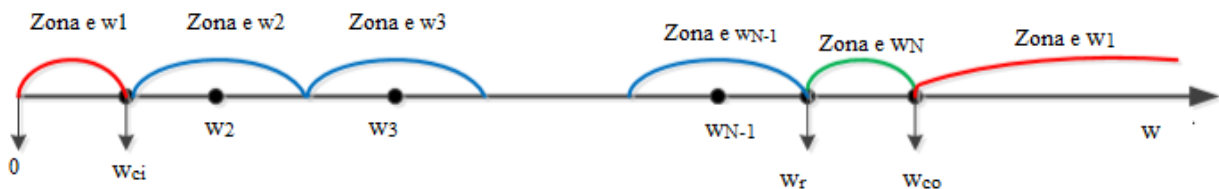


Fig. 7.13. Seria e korrelacionit të përdorur

Meqenëse fuqia e erës është zero kur shpejtësia e erës është nën shpejtësinë prerëse të saj ose mbi vlerat e lejuara të operimit të turbinës, vlerat e shpejtësisë së erës brenda këtyre intervaleve konsiderohen të jenë vlera ekuivalente të shpejtësisë, e shënuar si e para në vijim.

Vlera e shpejtësisë së sektorit të erës është:

$$w_1 = w_{ci} \quad (56)$$

Ku:

w_1 – paraqet vlerën e parë të matur të shpejtësisë së erës;

dhe w_{ci} – paraqet shpejtësinë e prerjes së erës.

Kur vlera e shpejtësisë së erës është midis shpejtësisë së vlerësuar të erës dhe shpejtësisë prerëse, fuqia e gjeneruar arrin vlerën nominale. Kështu, vlera e N-të e shpejtësisë së erës mund të shënohet si:

$$w_N = w_{nom} \quad (57)$$

Ku:

w_N – paraqet shpejtësinë në zonën N;

w_r – paraqet shpejtësinë e matur të erës për operim nominal.

Kur shpejtësia e erës është midis shpejtësisë prerëse të erës dhe shpejtësisë së ndalimit të turbinës, apo shpejtësisë ekstreme, fuqia e erës ndryshon me shpejtësinë e erës. Prandaj, pikat e tjera të shpejtësisë së erës brenda një zone janë:

$$w_{step} = \frac{(w_{nom} - w_{ci})}{N - 2} \quad (58)$$

$$w_i = w_{ci} + \frac{2i - 3}{2} \cdot w_{step} \quad (59)$$

Ku:

w_{step} – paraqet intervalin e shpejtësisë midis dy pikave ku bëhet matja e shpejtësisë së erës.

7.5.2 Korrelacioni afatgjatë

Është një fakt i njohur se shpejtësia mesatare vjetore e erës në çdo vend të caktuar ndryshon gjatë viteve. Prandaj, është e rëndësishme të vlerësohet nëse periudha e përdorur për këtë studim është mbi ose nën mesataren afatgjatë. Një ndryshim i shpejtësisë mesatare vjetore të erës prej 5-8% nuk është i pazakontë, i cili korrespondon me një anshmëri standarde të vlerësimit të prodhimit të energjisë prej rreth 10-20%. Prandaj, për të vlerësuar klimën afatgjatë të erës, janë analizuar të dhënat e MERRA – s, që mbulojnë një periudhë 37 vjeçare (01-01-1979 - 31-12-2015). Analiza ka treguar se periudha e matjes një vjeçare ishte më pak e devijuar se mesatarja afatgjatë me rreth 2.0% në terma të shpejtësisë mesatare vjetore të erës. Vlerësimi i korigjimeve të nevojshme në prodhimin mesatar të energjisë së parkut të erës (E_{dalje}) është vlerësuar në bazë të devijimit relativ të përcaktuar të shpejtësisë mesatare vjetore të erës, sipas ekuacionit të mëposhtëm:

$$\frac{\Delta E_{dalje}}{E_{dalje}} = \beta \cdot \frac{\Delta w}{w} \quad (60)$$

Koeficienti β varet nga shpejtësia karakteristike e turbinave me erë, si dhe shpërndarja statistikore e shpejtësisë së erës. Meqenëse karakteristikat e turbinave të erës të prodhuesve të testuar janë shumë të ngjashëm, miratohet një vlerë unike e koeficientit $\beta = 1.5$, pas të cilit kryhet korigjimi i mëposhtëm:

$$\frac{\Delta E_{dalje}}{E_{dalje}} = +3.0\%$$

7.5.3 Korrigjimi i WASP

Në analizat e mëparshme, mund të shihet se shpërndarja e matur e erës përshtatet mjaft mirë me të gjithë sektorin e probabilitetit Weibull. Megjithatë, WASP 11, përdor një përshtatje Weibull për secilin prej 12 sektorëve për të llogaritur prodhimin e energjisë. Prandaj, do të vlerësohet efekti i devijimit në mes të shpërndarjes së matur dhe Weibull në prodhimin vjetor të energjisë. Kjo kryhet nga një krahasim i prodhimit vjetor të energjisë për një turbinë të erës në pozicionin e matësit të shpejtësisë së erës bazuar në llogaritjen e WASP11.

Ky krahasim tregon se një korrigjim prej 1% do të zbritet nga vlerësimi i prodhimit vjetor të llogaritur nga WASP11.

Përveç humbjeve, është e nevojshme të shqyrtohet përfaqësimi i të dhënave hyrëse të shpejtësisë së erës për vlerësimin e prodhimit shumëvjeçar të turbinave të erës në Koznicë. Prandaj, respektohen dy korrigjime të lidhura me prodhimin, duke përfshirë korrigjimin për shkak të gabimeve sistematike që mund të bëhen nga WasP11 dhe korrigjimin për shkak të variacioneve afatgjata të potencialit të erës. Vlerat e pranuar tregohen në tabelën 31.

Tab. 31. Korrigjimet e matjeve të shpejtësisë së erës

Lloji i korrigjimit	Niveli i pranuar i korrigjimit (%)
Korrigjimi nga WasP11	-1.0
Korrelacioni afatgjatë	+3.0
Kombinimi i korrigjimit nga WASP dhe korrelacioni afatgjatë	+2.0

7.5.4 Analizat afatgjata të korrelacionit të reduktimit të erës në Koznicë

Tabela 32, paraqet një analizë krahasuese të frekuencës së erërave për të gjithë sektorët e erës në vendndodhjen e Koznicës për një periudhë një vjeçare, duke korresponduar me grafikun në Fig. 7.14.

Figura 7.15, tregon paraqitjen grafike krahasuese të erës nga të dhënat e matjes një vjeçare nga matësit e vendosur në Koznicë, dhe të dhënat nga MERRA për 37 vjet.

Tab. 32. Analiza krahasuese e frekuencës së ndodhjes së shpejtësisë së erës në të gjithë sektorët e erës për grupe të ndryshme të të dhënave të matjes

Data baza	Këndi i sektorit qendror (°)											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
	Shpërndarja e drejtimeve të shpejtësisë së erës (%)											
Matjet një vjeçare në Koznicë	13.4	16.1	6.3	3.7	10.6	7.7	3.8	3.3	8.1	11.9	9.3	5.8
Matjet një vjeçare nga MERRA	16.2	14.1	8.0	5.1	4.6	8.4	7.6	7.7	10.4	7.4	4.3	6.2
Matjet 37 vjeçare nga MERRA	15.6	13.1	7.1	4.7	4.6	9.3	8.3	7.5	9.8	8.1	4.8	7.1

Nga analiza krahasuese e të dhënave të matjes për një periudhë njëvjeçare dhe periudha 37 vjeçare e matjes nga MERRA, mund të konkludohet se korigjimi i erës është i papërfillshëm dhe që era e matur u rrit në bazë të të dhënave të matjes njëvjeçare nga matësit e vendosur dhe mund të merret si e saktë për hartimin e parkut të erës, për shkak të faktit se kanë vlera shumë të përafërta.

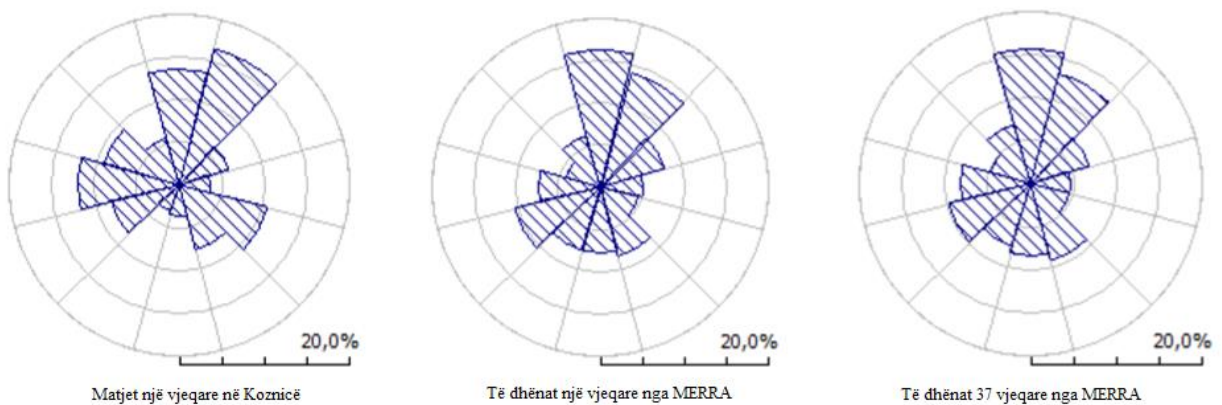


Fig. 7.14. Krahasimi i trëndafilut të erës nga matje të ndryshme për parkun e erës në Koznicë

Mund të konkludohet se erërat mbizotëruese i përkasin të njëjtës klimatologji të erës, siç mund të shihet në figurën e paraqitur më tutje.

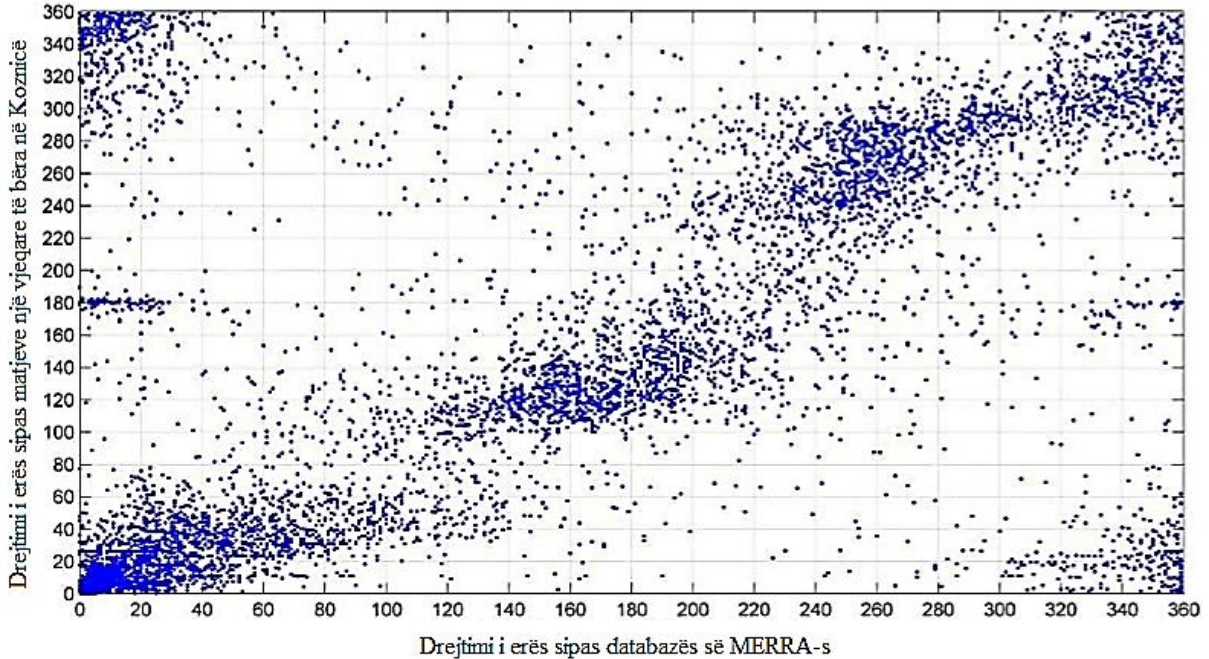


Fig. 7.15. Paraqitja grafike e ndryshimit të drejtimit të erës përgjatë 360°, në matjet e bëra në Koznicë gjatë një viti dhe ato të marra nga data baza e MERRA – s

Koeficienti i cili përshkruan korrelacionin e të dhënave të shpejtësisë dhe drejtimit të erës, përshkruhet me formulën vijuese, të dhënë nga autori Scatter [28]:

$$C(w_x, w_y) = \frac{\sum w_x \cdot w_y}{\sqrt{\sum w_x^2 \cdot \sum w_y^2}} \quad (61)$$

Koeficienti i korrelacionit për të gjitha drejtimet e erës është relativisht i ulët. Korrelacioni relativisht i dobët mund të jetë pasojë e pikës së distancës për të cilën të dhënat e MERRA-s ishin në dispozicion në lidhje me vendndodhjen e matësit në Koznicë. Koeficienti përkatës i korrelacionit (C) dhe funksioni i korrelacionit linear jepen në grafikë, ku w_s është shpejtësia e erës nga baza e të dhënave MERRA – s, ndërsa w_m korrespondon me shpejtësinë mesatare të erës në vendin e matësit në Koznicë.

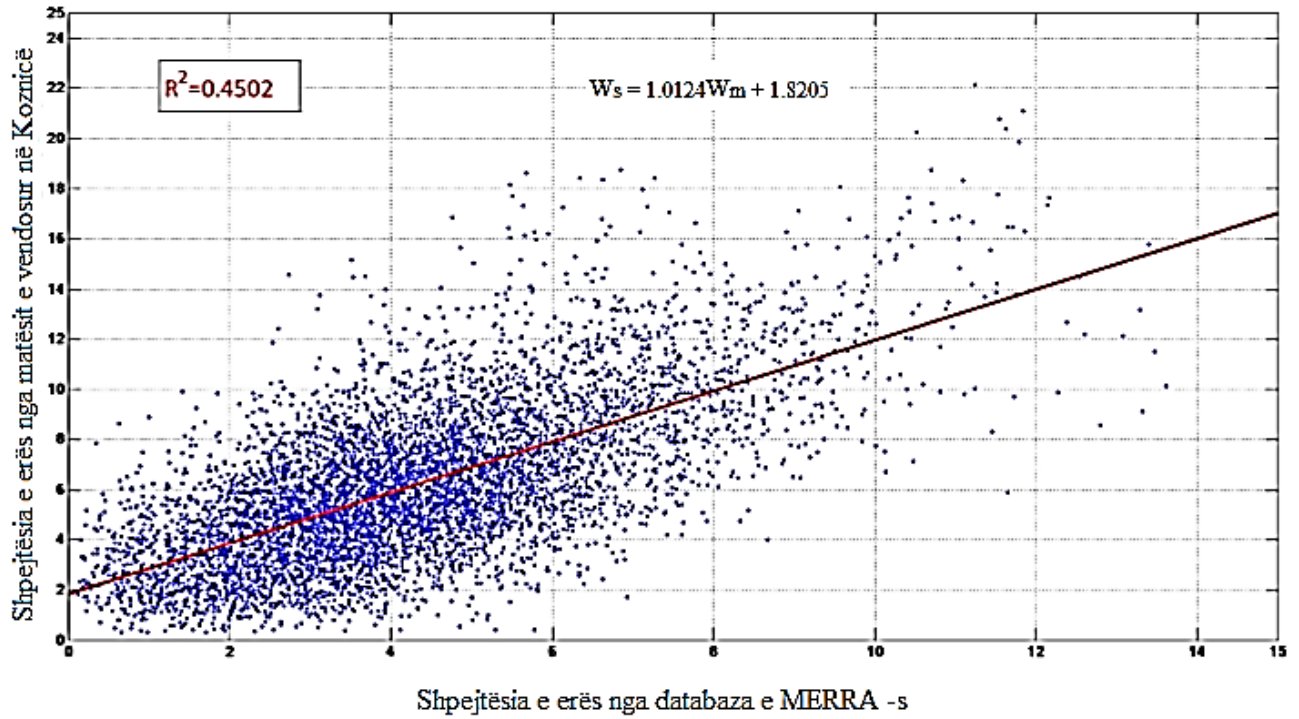


Fig. 7.16. Korrelacioni linear i serive kohore të të dhënave të erës nga matësit në Koznicë (84 m) dhe nga baza e të dhënave MERRA për të gjitha drejtimet e erës

8. ANALIZA E REGJIMEVE TË ERËS

Faktori më kritik që ndikon në fuqinë e zhvilluar nga një sistem i konvertimit të energjisë së erës është shpejtësia e erës. Duke marrë parasysh që shpejtësia e erës dhe fuqia ndryshojnë nga vendi në vend, hapi i parë në planifikimin e një parku të energjisë së erës është identifikimi i një vendi të përshtatshëm, me spektër të fortë të erës. Era është stokastike në natyrë. Shpejtësia dhe drejtimi i erës në një vend ndryshojnë varësisht nga koha. Përveç variacioneve ditore dhe sezonale, modeli i erës mund të ndryshojë nga viti në vit, madje deri në masën 10-30 për qind. Prandaj, vetitë e erës në një vend duhet të analizohen dhe kuptohen siç duhet. Kuptimi i natyrës së erës është i rëndësishëm për një projektues, pasi ai mund të projektojë turbinën dhe komponentët e saj në përputhje me karakteristikat e erës në atë vend. Në mënyrë të ngjashme, një projektues i turbinave të erës mund të vlerësojë energjinë që mund të gjenerohet nga projekti i tij, nëse karakteristikat e regjimit të erës janë të njohura.[29]

Shpejtësia mesatare e erës na jep një tregues paraprak për potencialin energjetik të erës së një vendi. Një vend, me shpejtësi mesatare të erës - për shembull, me një minimum prej 7 m/s - pritët të jetë i përshtatshëm për prodhimin e energjisë elektrike nga era. Megjithatë, për një planifikim të detajuar, përveç fuqisë mesatare të spektrit të erës, shpërndarja e energjisë së erës është gjithashtu e rëndësishme. Modelet statistikore përdoren me sukses për përcaktimin e shpërndarjes së shpejtësisë së erës në një regjim, gjatë një periudhe të caktuar kohore. Pasi që shpejtësia e erës dhe shpërndarja e saj për një vend të jenë në dispozicion, ne mund të vazhdojmë më tej me vlerësimin e potencialit energjetik. Një nga pyetjet fillestare që duhet adresuar është "Sa energji është në dispozicion për njësi të sipërfaqes së rotorit?".[30]

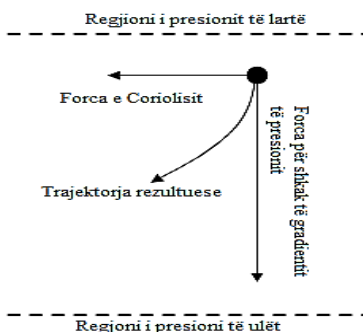


Fig. 8.1. Drejtimi i erës i ndikuar nga forca Coriolis*³⁴

³⁴ "Stochastic Wind Energy Management Model within smart grid framework: A joint Bi-directional Service Level Agreement (SLA) between smart grid and Wind Energy District Prosumers", I.Hussain, U.Farid, A.Halder, S.M.Ali, B.Khan, C.A. Mehmood, M.Jawad, Z.Ullah

8.1 Era

Toka merr rreth $1.7 \cdot 10^{14}$ kW të energjisë nga dielli në formën e rrezatimit diellor. Ky rrezatim nxit ajrin atmosferik. Intensiteti i kësaj ngrohje do të jetë më shumë në ekuator (0° gjerësi) pasi dielli bie direkt. Ajri rreth poleve merr më pak nxehtësi, pasi këndi në të cilin rrezatimi arrin në sipërfaqe është më i lartë. Dendësia e ajrit zvogëlohet me rritjen e temperaturës. Kështu, ajri më i lehtë nga ekuatori ngrihet në atmosferë deri në një lartësi të caktuar dhe pastaj përhapet. Kjo shkakton një rënie presioni në këtë rajon, i cili tërheq ajrin më të freskët nga polet në ekuator. Kjo lëvizje e ajrit shkakton erën. Kështu, era prodhohet për shkak të gradientit të presionit që rezulton nga ngrohja e pabarabartë e sipërfaqes së tokës nga dielli. Si forca lëvizëse që shkakton këtë lëvizje rrjedh nga dielli, energjia e erës është në thelb një formë e tërthortë e energjisë diellore.

Era e përshkruar më sipër, e cila udhëhiqet nga ndryshimi i temperaturës, quhet era gjeostrofike, ose më shpesh era globale. Erërat globale, të cilat nuk preken nga sipërfaqja e tokës, gjenden në lartësi më të larta. Rrotullimi i tokës çon në një tjetër fenomen afër sipërfaqes së tij të quajtur efekt Coriolis, i quajtur sipas matematikanit të famshëm Gustave Gaspard Coriolis. Për shkak të efektit Coriolis, lëvizja e drejtpërdrejtë e masës së ajrit nga rajoni i presionit të lartë në rajonin e presionit të ulët është devijuar siç tregohet në fig. 8.1. Nën ndikimin e forcave të Coriolis, lëvizja ajrore është pothuajse paralele me izobarët. Kështu, në hemisferën veriore, era prirret të rrotullohet në drejtim të kundërt, kurse në hemisferën jugore lëvizja është në drejtim të kundërt me atë të akrepave të orës.



Fig. 8.2. Përshkrimi i anës së lëvizjes së erës, bazuar në anën e dëmtimit të drunjtëve prezent në rajon^{*35}

³⁵ https://www.google.com/search?q=Typical+behavior+of+vertical+wind+shear+for+different+classes+of+atmospheric+stability&rlz=1C1SQJL_en__838__838&source=Inms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwj377ClgcjhAhWB5OAKHbP8D4QQ_AUIDigB&biw=807&bih=609#imgrc=uCc_8u-dIrRL_M:

8.1.1 Efektet lokale

Ndryshimet në shpejtësinë dhe drejtimin e erës në afërsi të sipërfaqes, deri në 100 metra mbi tokë, janë pjesa më e rëndësishme sa i përket transformimit të energjisë. Në këtë rajon, modeli i erës ndikohet më tej nga disa faktorë lokalë. Brezat e tokës dhe të detit janë shembuj për efektet e erës lokale. Gjatë ditës, toka nxeht më shpejt se sipërfaqja e detit. Si rezultat, ajri pranë tokës rritet duke formuar një rajon me presion të ulët. Kjo tërheq ajrin e ftohtë nga deti në tokë. Kjo quhet brezi i detit. Gjatë kohës së natës, procesi bëhet i kundërt pasi ftohja është më e shpejtë në tokë. Kështu era fryn nga toka në det, e cila quhet fllad i tokës. Në luginat malore, ajri mbi sipërfaqe nxeht dhe rritet përgjatë shpateve gjatë ditës. Kjo zëvendësohet nga ajri i ftohtë, duke rezultuar në erërat e luginës.[31]

8.1.2 Tendosja e erës

Fluksi i ajrit mbi tokë është i vonuar nga rezistenca e fërkimit duke u ofruar nga sipërfaqja e tokës (efekti i shtresës së kufirit). Kjo rezistencë mund të shkaktohet nga vrazhdësia e vetë tokës ose nga fabrikat e ndryshme, ndërtesat dhe strukturat e tjera që ndodhen mbi tokë. Për shembull, një profil tipik vertikal i erës në një vend është paraqitur në fig. 8.3. Teorikisht, shpejtësia e erës mbi sipërfaqen e tokës duhet të jetë zero.[32] Shpejtësia rritet me lartësinë deri në një lartësi të caktuar. Në shembullin e mësipërm, shpejtësia rritet dukshëm deri në 20 m, mbi të cilën ndikimi i sipërfaqes është mjaft i dobët. Shkalla në të cilën shpejtësia rritet me lartësi varet nga vrazhdësia e terrenit. Prania e vegjetacionit të dendur si plantacionet, pyjet dhe shkurre ngadalëson ndjeshëm erën. Përshatshmëria sipërfaqësore e një terreni tregohet zakonisht nga lartësia e ashpërsisë. Lartësia e vrazhdësisë së sipërfaqes mund të jetë afër zeros (sipërfaqja e detit) ose madje aq e lartë sa 2 (qendrat e qytetit).

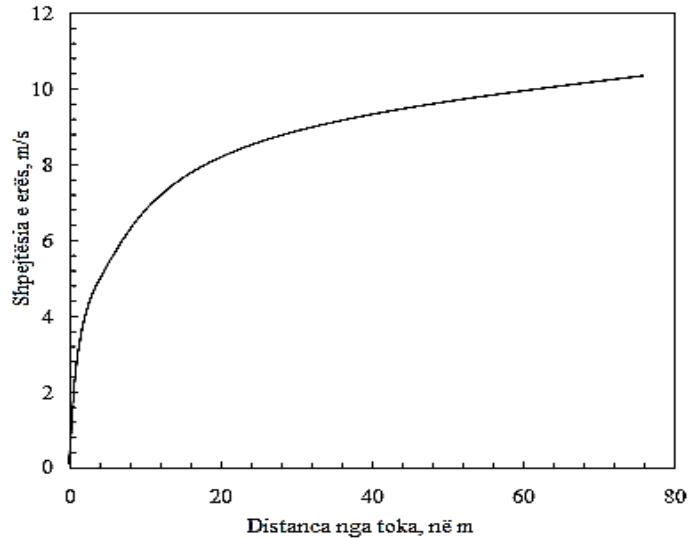


Fig. 8.3. Variacioni i shpejtësisë së erës me lartësi*³⁶

Për shkak të efektit të shtresës kufitare, shpejtësia e erës rritet me lartësinë në një model logaritmik. Nëse të dhënat e erës janë në dispozicion në një lartësi H dhe lartësia e vrazhdësisë është Z_0 atëherë shpejtësia në lartësi H_R jepet nga shprehja:

$$w(H_R) = w(H) \cdot \frac{\ln\left(\frac{H_R}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H}{Z_0}\right)} \quad (62)$$

8.1.3 Turbulenca

Shpejtësia dhe drejtimi i erës ndryshojnë me shpejtësi ndërsa kalojnë nëpër sipërfaqe dhe pengesa si ndërtesa, pemë dhe shkëmbinj. Kjo është për shkak të turbulencës së gjeneruar në rrjedhën e ajrit. Shtrirja e kësaj turbulencë në rrjedhën e sipërme dhe të poshtme të masës ajrore është treguar në fig. 8.4. Prania e turbulencës në rrjedhën e ajrit jo vetëm që zvogëlon fuqinë e disponueshme në rrymë, por gjithashtu imponon ngarkesa e lodhje në turbinë.

³⁶ https://www.google.com/search?q=Typical+behavior+of+vertical+wind+shear+for+different+classes+of+atmospheric+stability&rlz=1C1SQJL_en_838_838&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwj377ClgcjhAhWB5OAKHbP8D4QQ_AUIDigB&biw=807&bih=609#imgrc=uCc_8u-dIrRL_M:

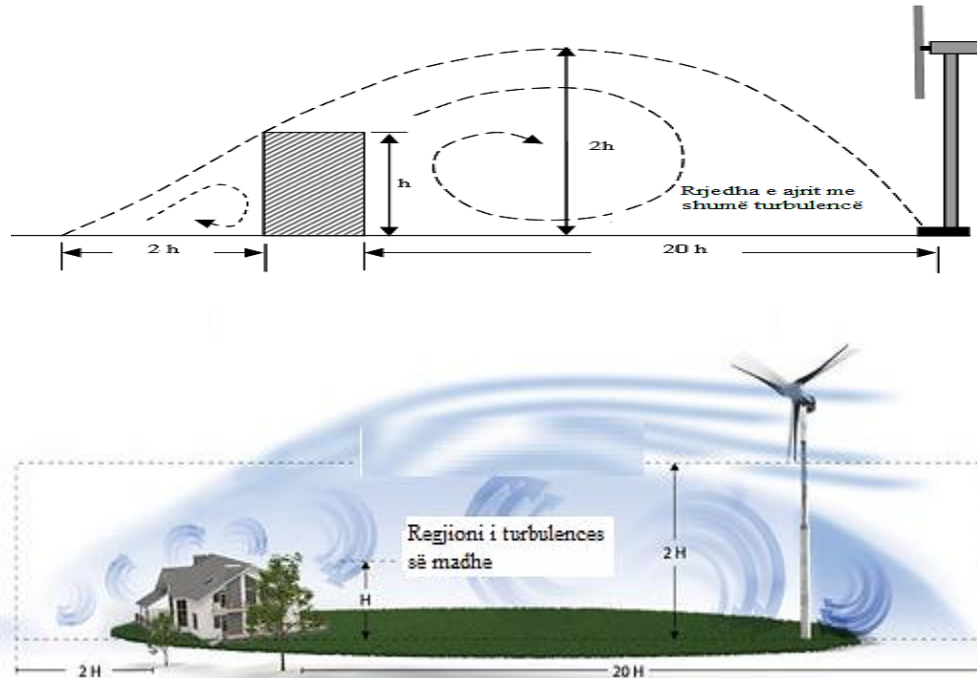


Fig. 8.4. Turbulenca e krijuar nga një pengesë^{*37}

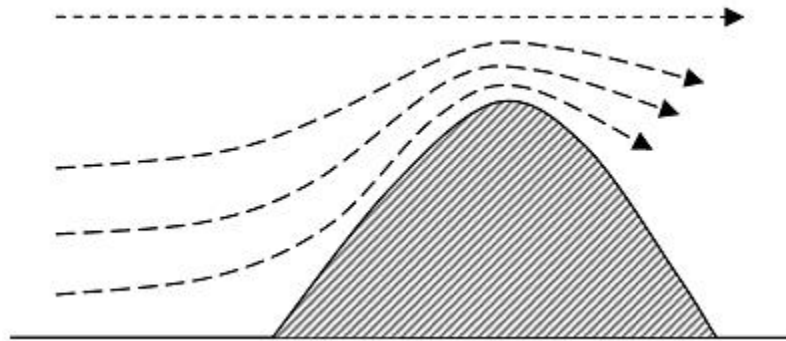
Intensiteti i turbulencës varet nga madhësia dhe forma e pengesës. Bazuar në natyrën e saj, zona e trazuar mund të shtrihet deri në dy herë krahasuar me lartësinë e pengesës në anën e sipërme të ajrit dhe 10 deri në 20 herë në anën e kundërt. Ndikimi i saj në drejtimin vertikal mund të jetë i dukshëm në 2-3 herë lartësinë e pengesës. Prandaj, para vendosjes së turbinës, pengesat e pranishme në zonën pranë duhet të merren parasysh. Kulla e turbinës duhet të jetë mjaftë e gjatë për të kapërcyer ndikimin e zonës së turbulencës.

8.1.4 Efekti i përshpejtimit

Një kreshtë e lëmuar, siç tregohet në figurën 8.5, përshpejton rrjedhën e erës që kalon mbi të. Nxitimi shkaktohet nga “shtrydhja” e shtresave të erës mbi kreshtë siç tregohet në figurë. Shkalla e nxitimit varet nga forma e kthesës së krijuar. Ky efekt mund të shfrytëzohet plotësisht për prodhimin e energjisë, nëse pjerrësia e kreshtës është midis 6° dhe 16° . Këndet më të mëdha se 27° dhe më pak se 3° nuk janë të favorshme. Një tjetër faktor i rëndësishëm është orientimi i kthesës së krijuar.[33] Efekti i përshpejtimit është i lartë kur era mbizotëruese (një erë nga drejtimi që mbizotëron në një vend apo gjatë një sezoni të caktuar) është pingul dhe e ulët kur është paralel me vijën e kreshtës. Në mënyrë të ngjashme, nëse kreshta ka një anë konkave përballë erës, efekti

³⁷ ”Turbulence Intensity in Complex Environments and its Influence on Small Wind Turbines”, Nicole Carpmann

është më i dëshirueshëm. Kreshtat në formë trekëndore ofrojnë një përsheptim më të mirë të ndjekur nga gjeometria e lëmuar dhe e rrumbullakët. Kreshta të sheshta në krye, mund të përbëjnë problemin e turbullirave, veçanërisht në rajonin më të ulët. Kalimet malore janë një tipar tjetër gjeografik që shkakton përsheptimin e erës. Derisa masa e ajrit kalon nëpër pragjet në barrierat malore, për shkak të efektit të ngushtimit të seksionit, shpejtësia e erës rritet. Konfigurimi gjeometrik (gjerësia, gjatësia, pjerrësia etj.) e vetë kalimit është faktori kryesor që përcakton shkallën e këtij përsheptimi. Një kalim midis dy kodrave të larta, të orientuara paralelisht me drejtimin e erës, do të ishte një vend i zgjedhur me zgjuarsia për turbinat me erë.



*Fig. 8.5. Efekti i nxitimit mbi kreshtat malore*³⁸

8.1.5 Variacioni i kohës

Shpejtësia dhe drejtimi i erës ndryshojnë shpejt me kalimin e kohës. Në harmoni me këto ndryshime, fuqia dhe energjia e disponueshme nga era ndryshojnë gjithashtu. Ndryshimet mund të jenë luhatje në kohë të shkurtër, ndryshimi ditë-natë ose ndryshimi sezonal.

³⁸ "Turbulence Intensity in Complex Environments and its Influence on Small Wind Turbines", Nicole Carpman

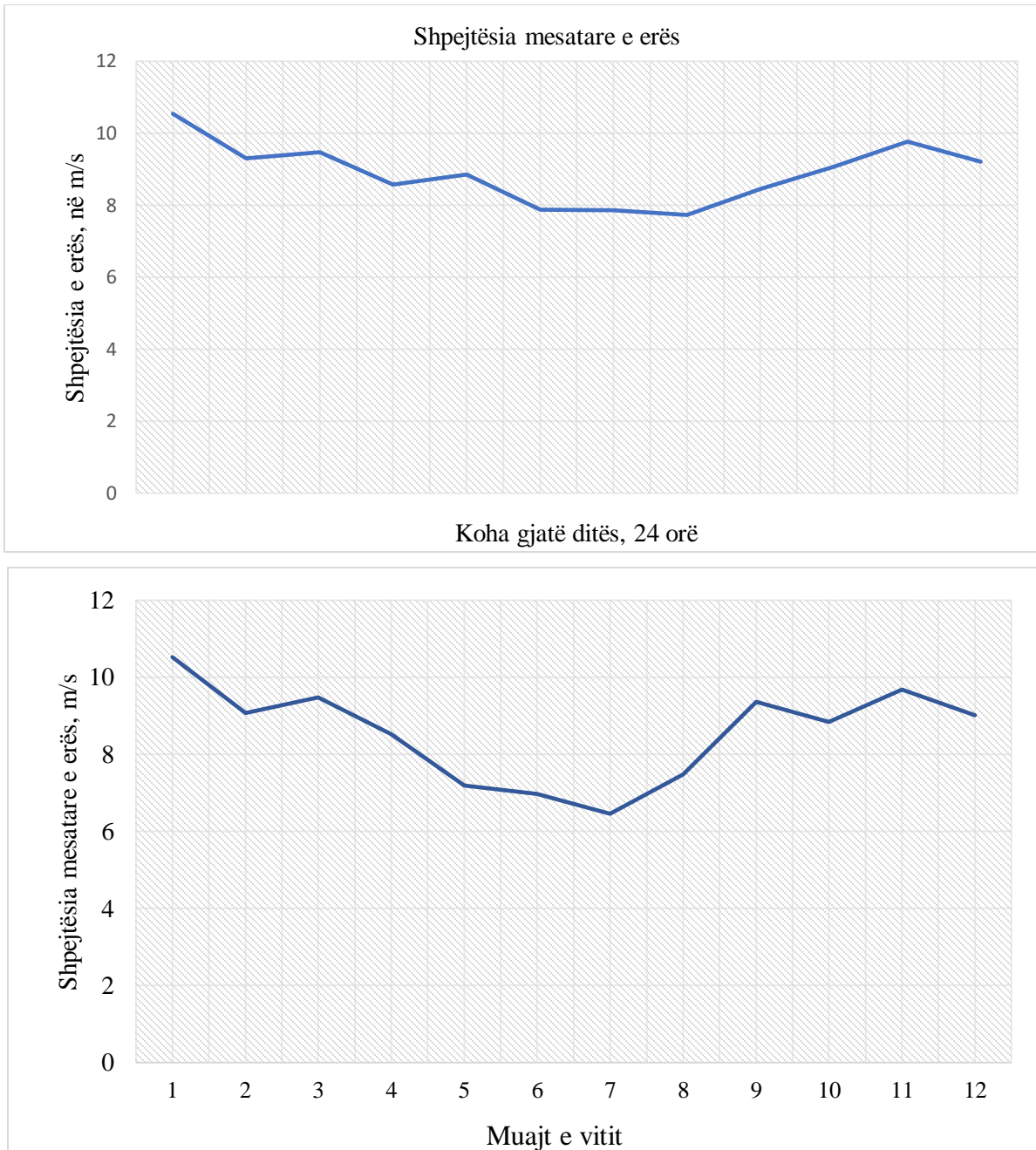


Fig. 8.6. Variacioni kohor i shpejtësisë së erës në Koznicë, për lartësinë e matjes prej 84m

Një shembull për ndryshimin e shpejtësisë së erës gjatë kohës është paraqitur në figurën 8.6. Ky ndryshim i shkurtër i shpejtësisë së erës është kryesisht për shkak të efekteve lokale gjeografike dhe të motit. Mund të përjetojmë një erë më të fortë gjatë ditës sesa në orët e natës. Kjo është quajtur si variacioni diellor. Arsyeja kryesore për ndryshimin e shpejtësisë këtu është dallimi në temperaturën midis sipërfaqes së detit dhe tokës. Duhet të theksohet se ndryshimi ditor mund të jetë i favorshëm për prodhimin e energjisë së erës pasi ne mund të kemi nevojë për më shumë

energji gjatë orëve të ditës sesa gjatë natës. Shpejtësia e erës në një vend mund gjithashtu të ndryshojë nga sezoni në sezon. Në këtë rast periudha ndërmjet korrikut deri në tetor është pak e dobët për konvertimin e energjisë së erës. Shkaku kryesor për ndryshimin sezonal është ndryshimi i dritës gjatë vitit për shkak të animit të tokës dhe orbitës eliptike. Ky efekt është më i dukshëm pranë poleve. Njohja e këtyre ndryshimeve kohore të shpejtësisë në një vend të mundshëm si potencial i gjenerimit të energjisë së erës, është thelbësore për të siguruar që disponueshmëria e fuqisë së erës përputhet me kërkesën.

8.2 Energjia e vlerësuar nga regjimet e erës

Vlerësimi i energjisë në dispozicion në regjimin e erës që mbizotëron në një vend është një nga hapat paraprak në planifikimin e një projekti të energjisë së erës. Dendësia e energjisë së erës dhe energjia e disponueshme në regjim për një periudhë zakonisht merren si matës për vlerësimin e potencialit energjetik. Dendësia e energjisë së erës, është energjia e disponueshme në regjimin e një zone për njësi të sipërfaqes së rotorit. Kështu, dendësia e energjisë është një funksion i shpejtësisë dhe shpërndarjes së erës në regjim. Mund të definojmë energjinë totale të disponueshme në spektrin e erës, duke shumëzuar dendësinë e energjisë së erës nga faktori kohor. Faktorë të tjerë me interes janë shpejtësia më e shpeshtë e paraqitur e erës ($w_{f,max}$) dhe shpejtësia që kontribuon me energjinë maksimale ($w_{E,max}$) ndaj regjimit. Për shkak të lidhjes kubike ndërmjet shpejtësisë dhe fuqisë së erës, shpejtësia që kontribuon në energjinë maksimale është zakonisht më e lartë se shpejtësia më e shpeshtë e erës.

9. ANALIZA E EFEKTIT TË LËKUNDJEVE, TURBULENCËS DHE AERODINAMIKËS NË TURBINAT NË KOZNICË

Detyra kryesore e një parku me erë është që të fitojë sa më shumë energji që të jetë e mundur nga numri minimal i turbinave me erë dhe me një hapësirë minimale midis turbinave për shkak të ekonomisë së tokës në shpenzimet në tokë dhe lidhjet në det të hapur. Megjithatë, minimizimi i distancës midis turbinave brenda një parku me erë shkakton një rritje të efektit të ashtuquajtur të lëkundjeve, i cili vjen nga “hija” e disa turbinave me erë nga njësi të tjera brenda parkut dhe si pasojë shkakton një lëvizje turbulente të ajrit.[34] Kjo çon në reduktimin e rendimentit të energjisë në njësitë e hijes. Për parqet e erës në det të hapur që përbëhen nga 100 dhe më shumë turbina me erë ky efekt është shumë i rëndësishëm.

Shumë vende në të gjithë botën po e përdorin përvojën dhe potencialin shkencor në mënyrë që të zhvillohen burimet e ripërtëritshme të energjisë. Protokoli i Kiotos (1997) mbi reduktimin e emetimeve të gazeve favorizon prodhimin e qëndrueshëm të energjisë.[35]

Ndonjëherë era mbi një zonë të madhe të ujit është dy herë më e fortë se era në në të njëjtën kohë në bregun më të afërt. Evropa ka një pozicion për një potencial të mirë të energjisë së erës në det të hapur, sidomos në Detin e Veriut, dhe tashmë ka parqe me një kapacitet të madh në Danimarkë dhe në Mbretërinë e Bashkuar, të tilla si Horns Rev I me 160 MW dhe Horns Rev II me 209 MW si kapacitet i instaluar. Po ashtu ka edhe potenciale të tjera për vendosje të turbinave në tokë. Në përgjithësi, për të fituar prodhim më të lartë të energjisë dhe që të optimizohen kostot e investimit në lidhje me instalimin dhe lidhjen e tyre me rrjetin, si dhe për të bërë mirëmbajtje më të mirë shumë turbina me erë organizohet në grupe - të ashtuquajturat parqet e erës.

Megjithatë, duke minimizuar zonën e përdorur për parqet e erës për të specifikuar numrin e turbinave me erë do të kemi uljen e distancave midis turbinave të erës, të cilat mund të ndikojnë në efikasitetin e përgjithshme të energjisë së gjeneruar nga parku i turbinave me erë. Përhapja e lëkundjeve të erës, përkatësisht rrymimeve të çrregullta është gjithashtu i quajtur efekt i lëkundjeve dhe është një nga ndikuesit më të rëndësishëm të turbinave fqinje në njëra tjetrën dhe si tërësi ndikojnë në energjinë elektrike të prodhuar. Prodhimi maksimal i energjisë nga parku i erës nuk mund të arrihet për shkak të efekteve të përshkruara dhe duhet të konsiderohet për planifikimin e të gjithë parkut të erës duke iu referuar distancave midis turbinave të erës. Rrjedha e ajrit që vjen nga një turbinë me erë në tjetrën, reduktohet dhe bëhet e turbullt. Pra, turbina e vendosur prapa turbinës së parë të erës më pak i nënshtrohet goditjes nga era, dhe si rezultat, prodhon më pak

energji elektrike. Fenomeni i “hijeimit” quhet efekti i lëkundjeve ose efekt i krijuar nga grupi i turbinave me erë. Një faktor i tillë është parametër jashtëzakonisht i rëndësishëm, ndërkohë që mund të ndikojë ndjeshëm në totalin e energjisë elektrike të prodhuar, dhe kjo shpie në ngarkesat e ndryshueshme të erës dhe lodhja e shkaktuar nga vibrimi në rotor dhe madje në drejtime të kundërta.

9.1 Efektet e lëkundjeve të shkaktuara nga era

Intensiteti i turbulencës dhe shpejtësia e erës në vlerësimin e profileve të lëkundjeve mund të merren direkt nga matjet ndërsa përhapja e turbulencës duhet të vlerësohet në mënyrë implicite. Për matjet me anemometra me sinjale të shpejta, shpërndarja e turbulencës mund të kualifikohet duke përdorur metodën inerciale, të përshkruar nga Kolmogorov.[36] Sipas teorisë së turbulencës Kolmogorov, funksioni i spektrit të përhapjes së turbulencës është:

$$S_u = C \cdot \varepsilon^{2/3} \cdot f^{-5/3} \quad (63)$$

Ku C është konstante e barabartë me = 1.53.

f (%) – frekuenca e shfaqjes së drejtimit të erës në përqindje të kohës totale të matjes

Rishqyrtimi i njëjtë, në një formë logaritmike është:

$$\log S_u = \frac{-5}{3} \cdot \log f + \log C \cdot \varepsilon^{2/3} \quad (64)$$

Studimet e fundit treguan se stabiliteti atmosferik mund të ndikojë dukshëm në performancën e turbinës me erë dhe në strukturën e shtytjeve që i bëhen turbinës së erës.

Sipas Wharton et al., fuqia e gjeneruar në një shpejtësi të caktuar të erës është më e lartë në kushte të qëndrueshme dhe më e ulët në kushte shumë të paqëndrueshme me një dallim prej 15% në prodhimin mesatar të energjisë. Për shkak se struktura e lëkundjeve është jo-lineare dhe e përafruar me drejtimin e erës, përzgjedhja e grupit të të dhënave në një sektor të përshtatshëm të drejtimit të erës me korrelacion të lartë të shpejtësisë së erës mund të minimizojë efektet e lëkundjeve. Ekuacioni i regresionit linear të shpejtësisë së erës dhe shpejtësisë së erës në turbinë në një drejtim të erës mund të shkruhet si:

$$w_{turbinë} = j \cdot w_{matës} + b \quad (65)$$

$$\varepsilon = \sqrt{\frac{(j \cdot w_{matës} + b - w_{turbinë})^2}{N}} \quad (66)$$

ku parametrat j dhe b variojnë me drejtimin,

N – numri i matjeve të realizuara dhe
 ϵ paraqet gabimin e vlerësimit.

Struktura e rrotullimit të turbinës që i nënshtrohet lëkundjeve paraqitet në figurën 9.1. Siç mund të shihet, është një lëvizje vertikale e rrjedhes së ajrit që ka një formë konike. Ky vorbull zgjerohet dhe ulët me distancë. Figura 9.1,a, tregon parimin e lëkundjeve, përhapjen e shkaktuar nga masat ajrore që lëvizin nga ana e poshtme e turbinës së parë.

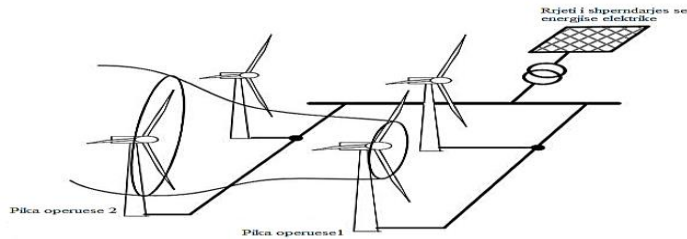
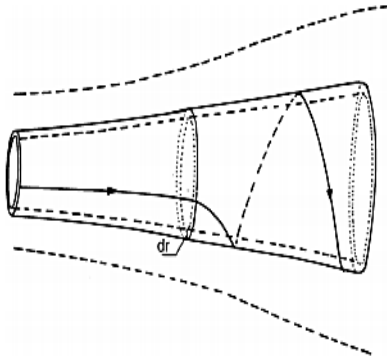


Fig. 9.1. a dhe b, Modeli i rrotullimit të elementit cilindrik ndaj lëkundjeve dhe parimi i efektit të lëkundjeve të erës, i zbatuar në turbinat e erës

Lëkundja është devijuar anash duke kaluar mbi turbinën në rrjedhën e sipërme, e cila rezulton në zvogëlimin e deficitit të shpejtësisë në prag.

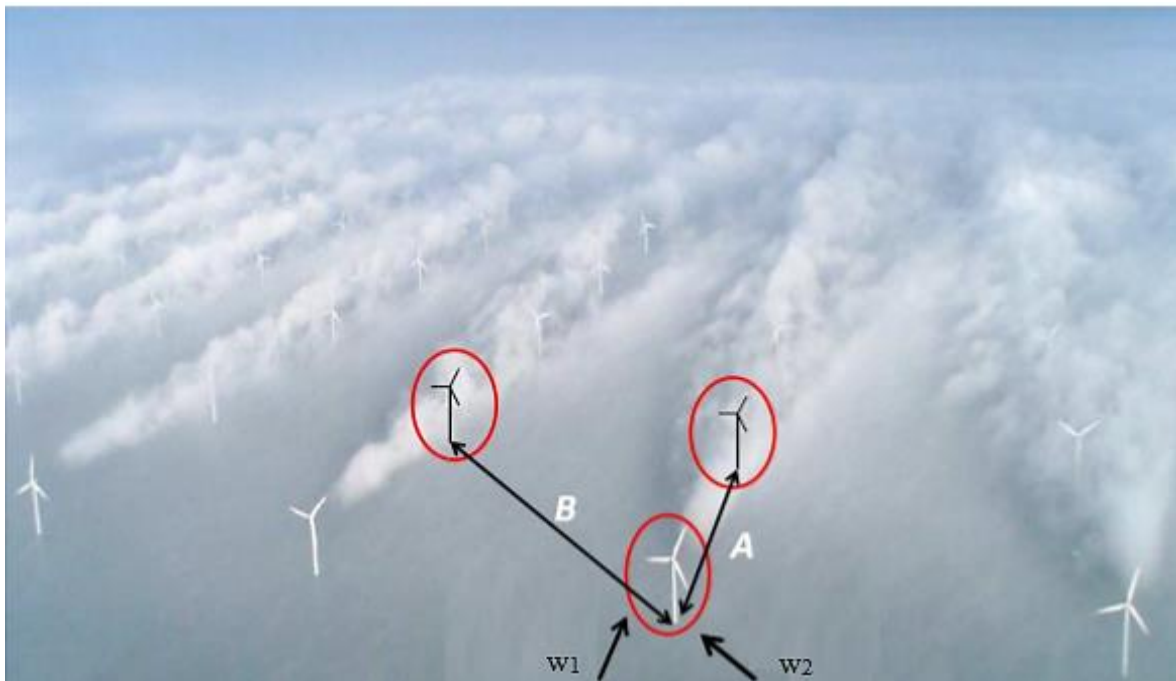


Fig. 9.2. Efekti i ndryshimit të shpejtësisë së erës në parkun e turbinave në varësi të drejtimit të erës*³⁹

³⁹ "Turbulence Intensity in Complex Environments and its Influence on Small Wind Turbines", Nicole Carpman

Këto programe bazohen në modele të ndryshme matematikore për llogaritjet e efekteve të ndryshimit të shpejtësisë së erës dhe përfshijnë modelet e mëposhtme[37]:

- ✓ Modeli i Lissamans
- ✓ Modeli i Larsenit
- ✓ Modeli i Jensenit
- ✓ Modeli i Ainslie.

Kur modelet e tilla aplikohen për konfigurimin e parqeve të erës, llogaritja ka dy hapa: në të parën - llogaritjen e intensitetit të ndryshimit të shpejtësisë së erës për një turbinë me erë (të ashtuquajturat, ndryshime një dimensionale) dhe pastaj mbivendosjen e disa ndryshimeve vetanake të secilës turbinë me erë brenda parkut të erës (ndryshime tre dimensionale). Modeli i Jensen – it, për përcaktimin e lëkundjeve të erës nga turbina në turbinë, është më i thjeshtë dhe kërkon një kohë të shkurtër për llogaritje. Në këtë modelim, lëkundjet e erës kontrollohen nga konstanta χ , vlera e të cilës është përcaktuar nga rezultatet e simulimit dhe matjet laboratorike. Lëkundjet e erës të shkaktuara në modelimin e marrë në shqyrtim duhet të jenë lineare. Profili i shpejtësisë së erës për lëkundjet e erës supozohet të jetë një zonë drejtkëndore. Struktura e modelit të lëkundjeve sipas Jensen [38] është paraqitur në figurën 9.3.

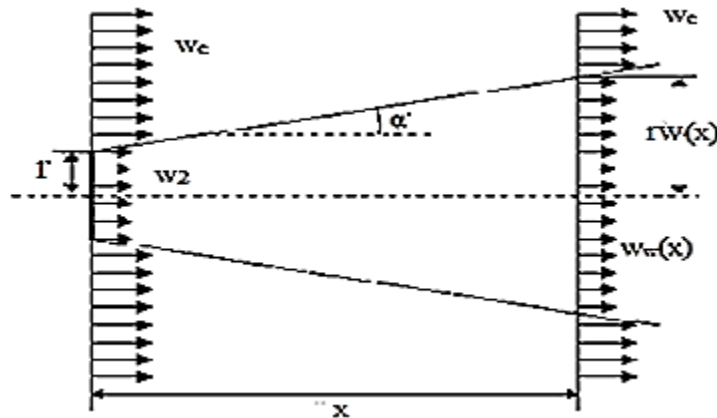


Fig. 9.3. Profili i shpejtësisë së erës për lëkundjet e mundshme ndërmjet turbinave

Nga kjo figurë është e mundur të llogarisim rrezet e lëkundjeve të shkaktuara $r_w(x)$ në çdo distancë x me ekuacionin vijues:

$$r_w(x) = \chi \cdot x + r \quad (67)$$

Shpejtësia e erës për distancën x mund të llogaritet me ekuacionin:

$$w_w(x) = w_0 \left[1 - \left(\frac{r}{\chi \cdot x + r} \right)^2 (1 - \sqrt{1 - c_T}) \right] \quad (68)$$

Ku:

w_0 - është shpejtësia fillestare e erës, në m/s;

w_2 - është shpejtësia e erës prapa rotorit në m/s;

$r_w(x)$ - është rrezja e fituar si pasojë e ndryshimit të shpejtësisë së erës në distancën x pas rotorit, në m;

r - rrezja e rotorit të turbinës së erës, në m;

χ - konstante që përshkruan ndryshimin e erës prej turbinës fillestare tek ajo pas saj, / ;

$$\chi = \text{tg}(\alpha')$$

c_T - koeficienti i goditjes, shtytjes së erës, /

$w_w(x)$ shpejtësia e erës në një distancë x , në m/s.

Koeficienti i shtytjes së erës varet nga shpejtësia e erës dhe lloji i turbinës.

Konstanta χ , është përcaktuar eksperimentalisht dhe për sistemet në det të hapur është e barabartë me $\chi = 0.04$, dhe për sistemet e vendosura në sipërfaqet tokësore ka vlerën prej $\chi = 0.075$.

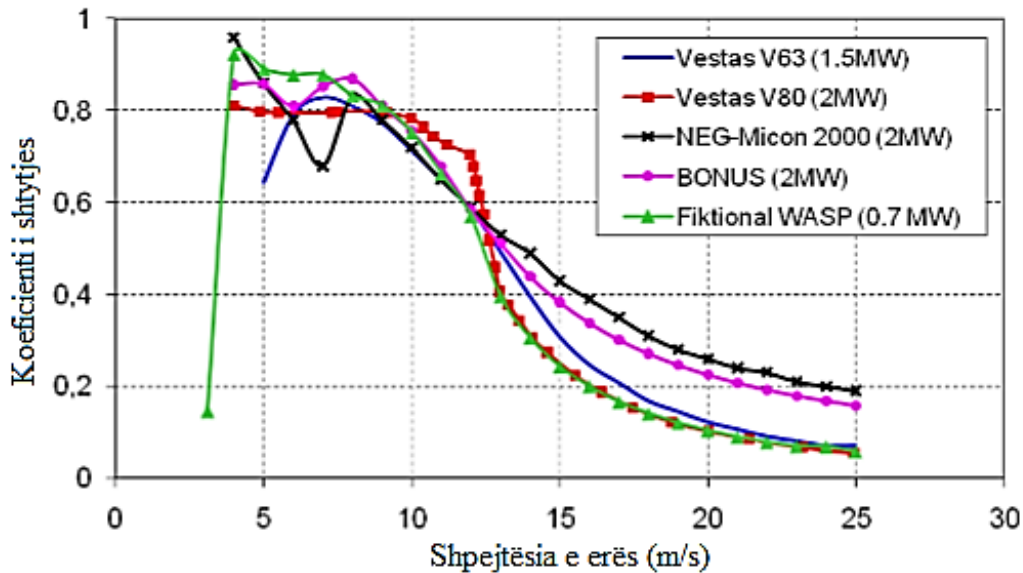


Fig. 9.4. Koeficienti i shtytjes C_T për turbinat të ndryshme të erës

Koeficienti i shtytjes është një nga parametrat më të rëndësishëm për performancën e turbinës. Është e rëndësishme rryma e ajrit për presionin e njësisë së turbinës dhe zonën e ngushtimit të seksionit. Është vërejtur se ndarja e masave ajrore zakonisht ndodh kur raporti i presionit të lëshimit të seksionit të turbinës në presionin atmosferik është më pak se presioni atmosferik për vlerën 0.25 deri 0.35 bar [39].

$$w_{01} = w_0 \cdot (1 - \sqrt{1 - C_T}) \cdot \left(\frac{D_0}{D_0 + 2 \cdot \chi \cdot X_{01}} \right)^2 \cdot \frac{A_{e\text{-mbuluar-mes-dy-turbinave}}}{A_1} \quad (69)$$

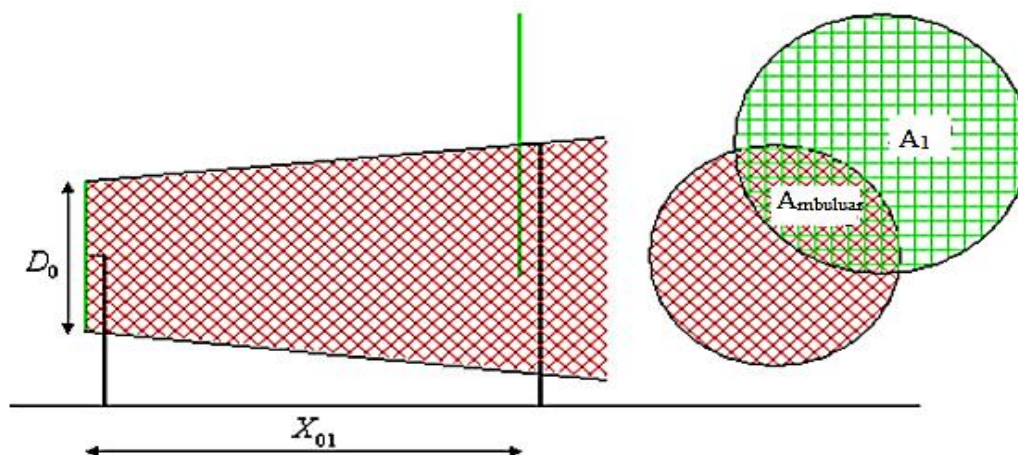


Fig. 9.5. Fusha e rrjedhës së ajrit të përdorur nga modeli i Jensenit

Koeficienti i shtytjes C_T është i lidhur me forcën e shtytjes $F_{shtytëse}$, për modelin në fjalë, dhe ρ duke qenë densiteti i ajrit, përkufizohet si:

$$C_T = \frac{2 \cdot F_{shtytëse}}{\rho \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D_0^2 \cdot w_0^2} \quad (70)$$

Reduktimi fillestar i shpejtësisë së erës nga w_0 në w , kur kalon nga boshti i rotorit, lidhet me C_T :

$$(1 - C_T) = \left(\frac{w}{w_0} \right)^2 \quad (71)$$

9.2 Efekti i turbulencës në prodhimin e energjisë elektrike dhe ngarkimin mekanik të turbinës

Era ushtron forcë në lopatat e rotorit të një turbine me erë. Kur rrotullohet turbina, komponentët në konstruksionin e turbinës me erë ushtrojnë një lloj të forcës aerodinamike në bobinat e rotorit ashtu që krijojnë çift rrotullues rreth boshtit të rotorit. Turbulenca tani çon në ndryshime kohore në çiftin rrotullues të boshtit të rotorit dhe goditjen e tij. Fuqia aerodinamike është produkti i çiftit rrotullues të boshtit të rotorit dhe shpejtësisë së tij. Prandaj, turbullira shkakton ndryshime në fuqinë dhe rrjedhimisht prodhimin e energjisë elektrike. Në fakt, turbulenca besohet të jetë thelbësore në vlerësimin e sasisë së energjisë së prodhuar. Ngarkimi mekanik i komponentëve të

një turbine me erë, si lopatat ose boshti, vjen nga forca aerodinamike në lopatat e rotorit. Turbulenca shkakton ndryshime në ngarkimin mekanik; me fjalë të tjera: kjo shkakton lodhje të konstruksionit. Deri më sot, lodhja e materialit është konsideruar faktori kryesor i cili përcakton kohën e jetëgjatësisë së një turbine me erë dhe ekzistojnë disa metoda për projektimin e një kohe të caktuar të jetës. Besohet se është thelbësore të kuptohet dhe të karakterizohet turbullira e erës para dhe pas një turbine me erë.

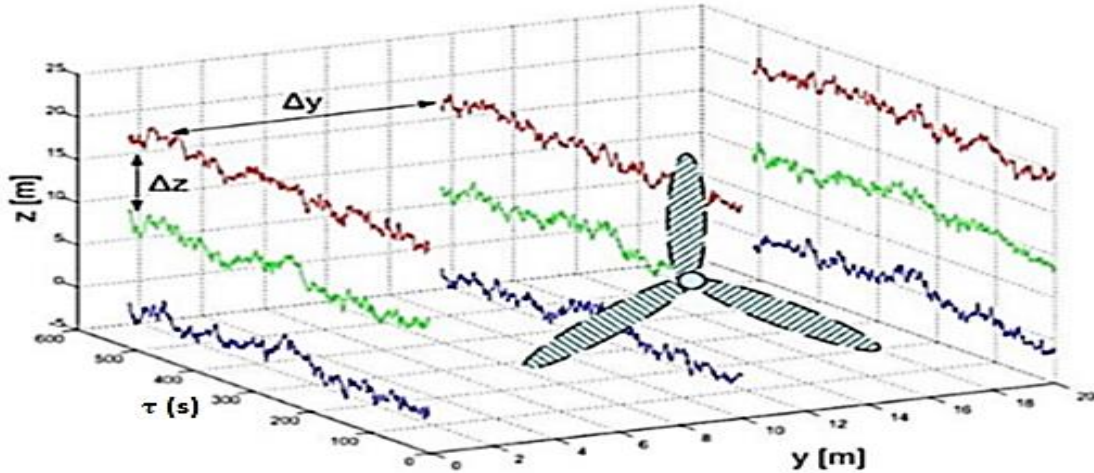


Fig. 9.6. Rotori i turbinës së erës në efekt turbulence

9.2.1 Vlerësimi i shpërndarjes së turbulencës

Intensiteti i turbulencës jepet si raport ndërmjet devijimit standard të shpejtësisë së erës në drejtimin horizontal dhe shpejtësisë mesatare të erës [40]:

$$TI = \frac{\sigma}{w_m}, \text{ në \%} \quad (72)$$

Ku σ paraqet ndryshimin e shpejtësisë së erës apo devijimin standard, dhe kalkulohet me anë të shprehjes vijuese:

$$\sigma^2 = \frac{1}{N-1} \cdot \left[\sum_{i=1}^u (w_i - w_{mes})^2 \right], \quad (73) \text{ ose}$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \cdot \left[\sum_{i=1}^u (w_i - w_{mes})^2 \right]} \quad (74)$$

Si mesatarja ashtu edhe devijimi standard do të ndryshojnë nga një periudhë në tjetrën ose nga një vend në tjetrin.

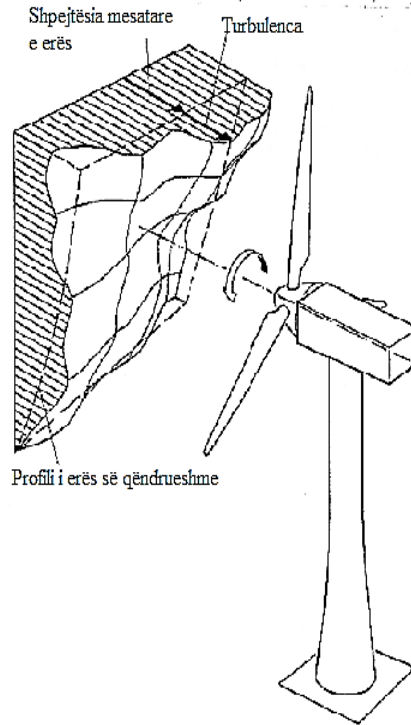


Fig. 9.7. Turbulenca e erës në një turbinë me erë⁴⁰

9.2.2 Turbulencat e shpejtësisë së erës

Llogaritja e intensitetit të turbulencës së erës në vendin e boshtit të matjes (Koznica), për çdo interval dhjetë minutash, është kryer.

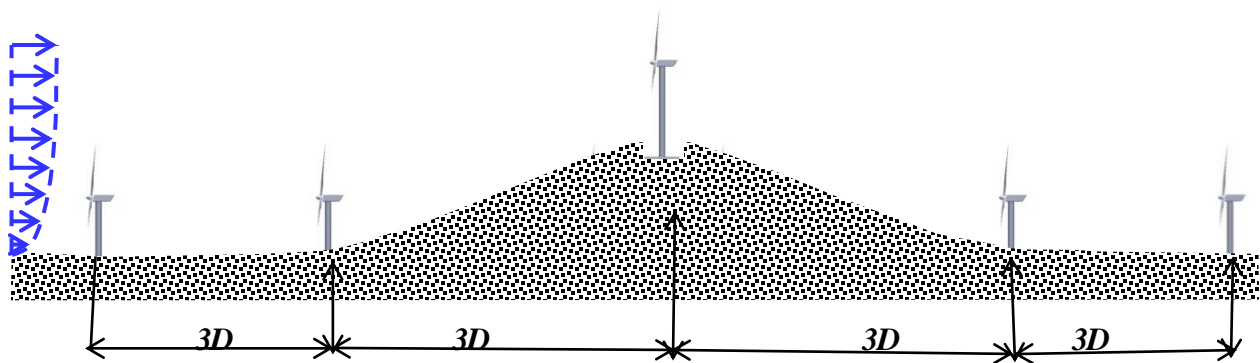


Fig. 9.8. Modelimi i përafërt i terrenit të vendosjes së disa prej turbinave me erë në Koznicë

⁴⁰ "Influence Of Topographical Input Data On The Accuracy Of Wind Flow Modelling In Complex Terrain", Niels G. Mortensen And Erik L. Petersen

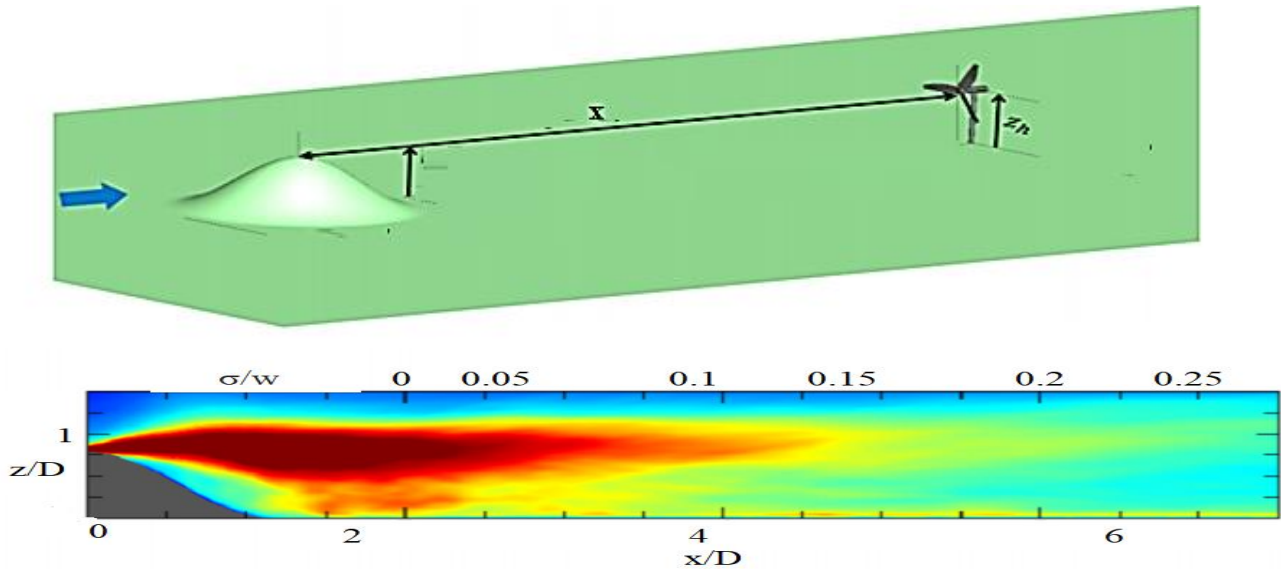


Fig. 9.9. Paraqitja eksperimentale e efektit të lëkundjeve në një turbinë të erës

Tabela 33, tregon rezultatet e llogaritjeve të vlerës mesatare të intensitetit të turbulencës në lartësi të ndryshme matëse gjatë periudhës së matjes njëvjeçare. U morën parasysh vetëm intervalet dhjetë minutëshe ku shpejtësia e erës ishte më e lartë se 3 m/s.

Tab. 33. Vlera mesatare e intensitetit të turbulencës së erës në parkun e erës në Koznicë, për lartësi të ndryshme matëse, gjatë periudhës së matjes gjatë një viti ($w \geq 3$ m/s)

Lartësia e matjes	84m	60m	40m
TI($w=3$ m/s) (%)	10.5	10.9	11.4

Turbulencat e shpejtësisë së erës përcaktohet edhe për shpejtësinë e erës prej 15 m/s. Këto vlera janë paraqitur në tabelën 34.

Tab. 34. Vlera e intensitetit të turbulencës së erës në parkun e erës në Koznicë, për lartësi të ndryshme matëse, gjatë periudhës matëse një vjeçare

Lartësia e matjes	84m	60m	40m
TI($w=15$ m/s) (%)	13.79	14.3	14.34

Duke marrë parasysh se kemi të dhënat e intensitetit të turbulencës, të caktuara në mënyrë digjitale nga matësit e vendosur në Koznicë, atëherë mund të caktojmë se sa do të jetë devijimi i shpejtësisë së erës për lartësitë 84m 60 e 40m.

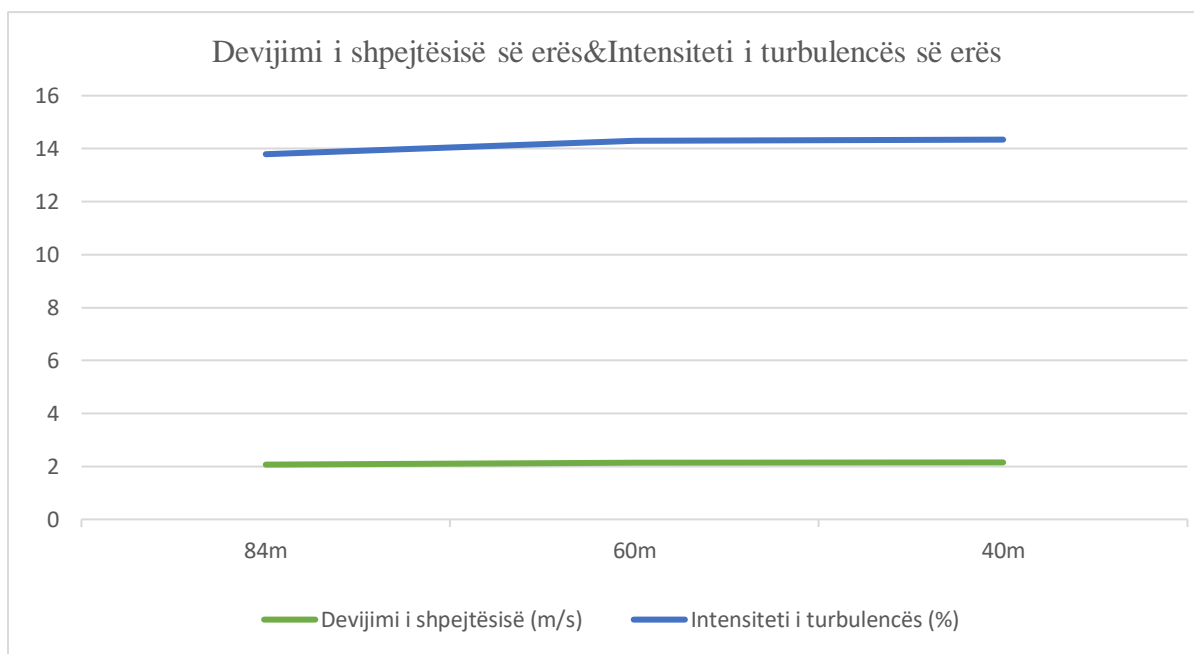
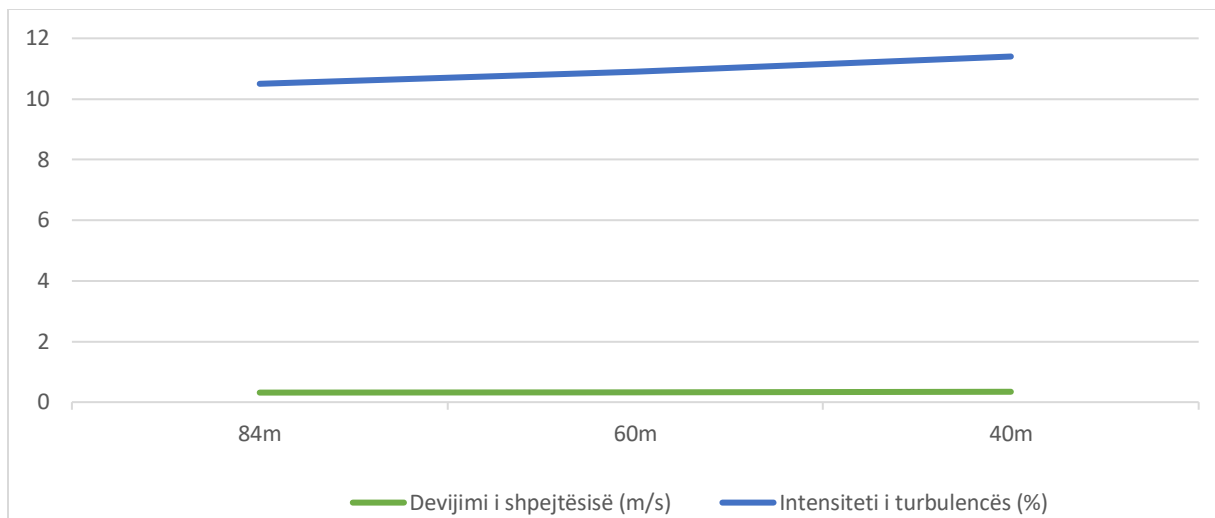


Fig. 9.10. Paraqitja grafike e raportit ndërmjet devijimit të shpejtësisë së erës dhe intensitetit të turbulencës së krijuar për shpejtësitë e erës 3m/s dhe 15m/s, për lartësi të ndryshme të vendosjes së turbinës

9.3 Shndërrimi i energjisë së erës dhe turbullira e krijuar përreth

Një sistem i konvertimit të energjisë së erës nxjerr energji nga era e turbullt dhe duke bërë këtë gjatë procesit kështu krijon turbullirë shtesë.

9.3.1. Rrjedha e turbullt drejt, afër dhe pas një turbine me erë

9.3.1.1 Rrjedha drejt një turbine me erë

Rrjedha drejt një turbine me erë është në thelb e turbullt, me ndryshime të shpejtësisë së erës që vijnë nga prodhimi i energjisë kinetike të turbulluar për shkak të vrazhdësisë sipërfaqësore në kombinim me prodhimin ose shuarjen e energjisë kinetike të turbullt për shkak të stabilitetit atmosferik. Modeli i rrjedhës drejt një turbine me erë bazohet në supozimet klasike në variablën kohore të shpejtësisë së erës, funksionin e densitetit të probabilitetit të ndryshimeve të shpejtësisë së erës brenda periudhave dhjetë minutëshe, dhe formën e profileve të shpejtësisë së erës në kushtet e ndryshme të stabilitetit atmosferik.

9.3.1.2 Rrjedha pranë një turbine me erë

Pas afrimit të një turbine me erë, shpejtësia e erës zvogëlohet dhe turbullira rritet në pritje të rrjedhës së trazimit dhe objektit të përfitimit të energjisë. Rrjedha pranë një turbine me erë është modeluar duke përdorur një disk, rotorin i cili përmban lopatat e rotorit. Rrjedha përmes diskut të rotorit tradicionalisht është modeluar në mënyrë homogjene nën supozimin se shpejtësia e erës dhe turbullira nuk varen nga pozicioni në diskun e rotorit. Turbulenca në një pikë në diskun e rotorit është modeluar në bazë të një spektri, të modeluar zakonisht nga Kaimal (Kaimal et al., 1972), në kombinim me transformimet inverse Fourier (Veers, 1984).

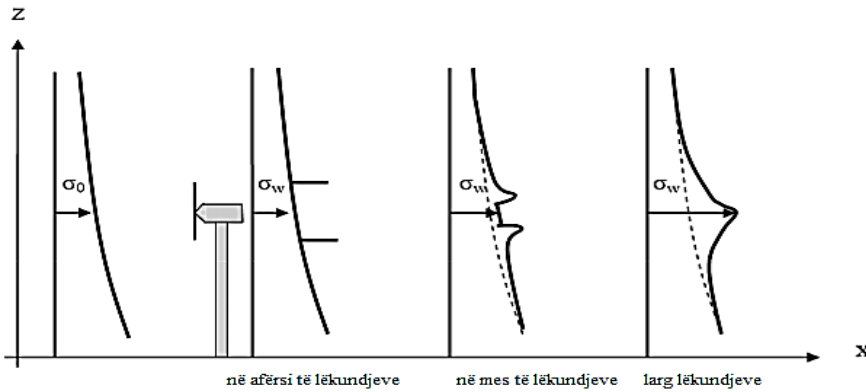


Fig. 9.11. Pamja anësore e

turbinave të erës dhe devijimit standard σ të shpejtësisë së erës pranë një turbine me erë, në funksion të lartësisë*⁴¹

9.3.1.3 Rrjedha pas një turbine me erë

Rrjedha prapa një turbine me erë është e ndarë në tre rajone, secila prej të cilave kërkon qasje të ndryshme modelimi (Vermeer et al., 2003). Kjo është paraqitur në figurën 9.12. Varësisht nga stabiliteti atmosferik, kjo merr një distancë prej 10 deri në 20 diametra të rotorit.

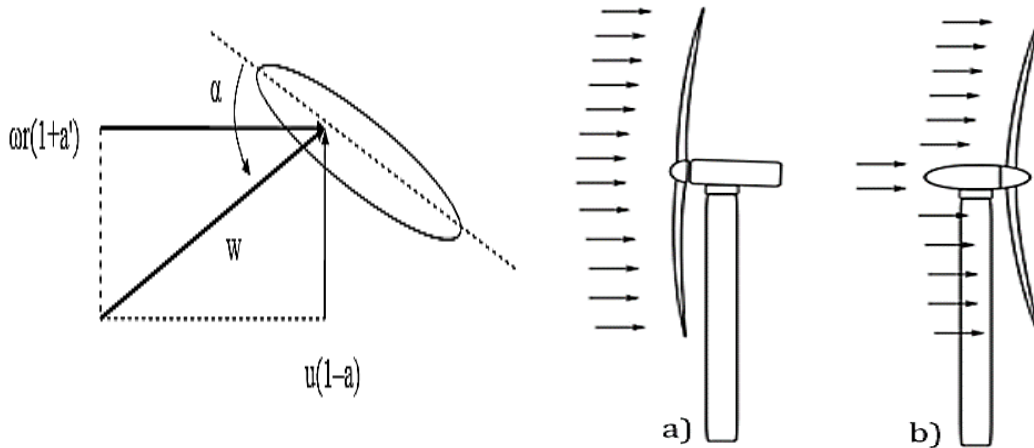


Fig. 9.12. Shpejtësia e erës w dhe këndi efektiv i sulmit α të një seksioni të një pjese të rotorit të turbinës së erës është një funksion i shpejtësisë së erës në rrjedhën e sipërme, shpejtësisë këndore të rotorit ω dhe pozitës radiale r . Faktorët e induksionit a dhe a' përfaqësojnë efektin e tehut të rotorit në rrjedhën e ajrit, dhe turbinat me shtyllë prapa lopatave a) dhe me shtyllë para lopatave b)*⁴²

9.4 Aerodinamika

9.4.1 Ngritja, shtytja e turbinës me erë dhe parametrat e tjerë jo-dimensional

Fuksi ajror mbi një lopatë prodhon një shpërndarje të forcave mbi sipërfaqen e rotorit të turbinës. Shpejtësia gjatë lëvizjes së ajrit rritet mbi sipërfaqen konvekse duke rezultuar në një presion

⁴¹ "WIND ENERGY EXPLAINED" J. F. Manwell and J. G. McGowan

⁴² "WIND ENERGY EXPLAINED" J. F. Manwell and J. G. McGowan

mesatar me të ulët në anën e "thithjes" së ajrit nga turbina në krahasim me anën konkave ose anën e 'presionit' të turbinës së erës.

Ndërkohë, fërkimi midis ajrit dhe sipërfaqes së lopatave të turbinës me erë, (fig. 9.11) ngadalëson prurjen e ajrit në disa shtrirje pranë sipërfaqes.

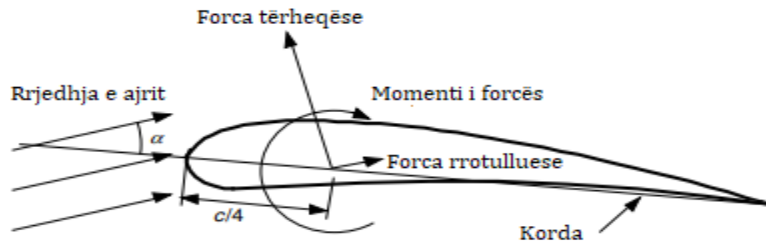


Fig. 9.13. Forcat dhe momentet e forcës në një lopatë të turbinës me erë^{*43}

Siç tregohet në figurën 9.13, rezultati i të gjitha këtyre forcave të presionit dhe fërkimit është zakonisht i zbërthyer në dy forca dhe një moment që vepron përgjatë kordës në një distancë prej 4m, nga boshti kryesor i lopatës:

- ✓ Forca e ngritjes – e përcaktuar për të qenë pingul me drejtimin e rrjedhës së ajrit që vjen pas.
- ✓ Forca e shtytjes – si pasojë e presionit të pabarabartë në sipërfaqet e sipërme dhe të ulëta të lopatës.
- ✓ Forca e zhvendosjes – e përcaktuar për të qenë paralel me drejtimin e rrjedhës së ajrit që afrohet.
- ✓ Forca e tërheqjes – për shkak të forcës së fërkimit, në sipërfaqen e lopatës dhe presionit të pabarabartë në sipërfaqet e lopatës.
- ✓ Momenti i forcës – i përcaktuar të jetë rreth një aksi pingul me pjesën kryesore të lopatave.

Teoria dhe hulumtimi kanë treguar se shumë probleme të rrjedhjes së ajrit mund të karakterizohen nga parametrat jo – dimensional. Parametri më i rëndësishëm jo – dimensional për përcaktimin e karakteristikave dhe kushteve të rrjedhjes së lëngjeve është numri i Reynolsit [41].

Numri Reynolsit, Re, është përcaktuar nga:

$$Re = \frac{w \cdot l}{\nu} = \frac{\rho \cdot w \cdot l}{\mu} = \frac{\text{Forca - e - inercionit}}{\text{Forca - e - vizkozitetit}} \quad (75)$$

Ku:

ρ – është dendësia e lëngut, kg/m^3

⁴³ "WIND ENERGY EXPLAINED" J. F. Manwell and J. G. McGowan

μ – është viskoziteti dinamik i ajrit, Pa·s

ϑ – është viskoziteti kinematik, m^2/s

dhe w (m/s) dhe l (m) janë një shpejtësia dhe gjatësia që karakterizojnë shkallën e rrjedhës së ajrit. Këto madhësi mund të jenë karakteristike për ajrin para fillimit të procesit të prodhimit të energjisë dhe gjatë periudhës kur energjia prodhohet nga turbina. Për shembull, nëse $w_{erës}$ është 65 m/s, ϑ do të 0.000013 m^2/s dhe gjatësia e kordës është 2 m, atëherë numri i Reynolsit është 10 milion. Forca shtesë jo-dimensionale dhe koeficientët e forcës, të cilat janë funksione të numrit të Reynolsit, mund të përcaktohet për objekte dy ose tre – dimensionale, të bazuara në testet e bëra në tunelin e erës. Lopatat tredimensionale kanë një hapësirë të kufizuar të forcave dhe koeficientet e forcës janë të prekur nga rrjedha rreth fundit të lopatës së turbinës së erës. Të dhënat dy – dimensionale të lopatës, nga ana tjetër, supozohet se kanë një hapësirë të pafund. Të dhënat dy – dimensionale maten në mënyrë të tillë që në të vërtetë nuk ka rrjedhje ajri rreth fundit të lopatës së turbinës në seksionin e testimit.

Zakonisht përcaktohen koeficientet e forcës dhe për prurjen e ajrit rreth objekteve dy – dimensionale, me një analizë të rastit kur turbina është e vendosur në pozitë të ulët, si koeficienti i rrjedhjes dy – dimensionale gjatë veprimit shtytës së ajrit.

Projektmi i rotorit zakonisht përdor koeficientet dy – dimensional, të përcaktuara për një sërë këndvështrimesh të goditjes nga ana e rrymave ajrore, dhe numrit të Reynolsit, në testet e tunelit të erës.

Koeficienti i tërheqjes dy-dimensionale, është përcaktuar si:

$$C_D = \frac{\frac{F_{\text{tërheqëse}}}{l}}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w^2 \cdot co} = \frac{\frac{\text{Forca – tërheqëse}}{\text{Gjatësia}}}{\frac{\text{Forca – dinamike}}{\text{Gjatësia}}} \quad (76)$$

Koeficienti i shtytjes dy – dimensionale përkufizohet si:

$$C_T = \frac{\frac{F_{\text{shtytëse}}}{l}}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w^2 \cdot co} = \frac{\frac{\text{Forca – shtytëse}}{\text{Gjatësia}}}{\frac{\text{Forca – dinamike}}{\text{Gjatësia}}} \quad (77)$$

dhe koeficienti i forcës së rrotullimit është:

$$C_m = \frac{\frac{M}{l}}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w^2 \cdot A \cdot co} = \frac{\frac{\text{Momenti – i – rrotullimit}}{\text{Momenti – dinamike}}}{\text{Momenti – dinamike}} \quad (78)$$

Ku:

ρ – dendësia e ajrit, kg/m^3

w – shpejtësia e rrjedhjes së pandërprerë të ajrit, m/s

A – sipërfaqja e lopatës, m^2

c_o – gjatësia e kordës së lopatës, m

l – gjatësia e lopatës, m .



*Fig. 9.14. Testet e turbinës së erës të bëra fillimisht në tunel^{*44}*

9.4.2 Sjellja e lopatave

Është e dobishme të konsiderohet prurja e ajrit rreth një cilindri si një pikë fillimi për të shikuar lopatat e turbinës. Një mënyrë që të kuptohet më mirë mund të mendohet si rrugë, që një grimcë do të marrë nëse vendoset në një lëng që rrjedh. Një fushë rrjedhëse pastaj mund të përshkruhet në kushtet e një numri të madh të grimcave. Linjat e qarqeve kanë disa karakteristika interesante vizuale për shembull, rrymat që konvergjojnë tregojnë një rritje të shpejtësisë dhe një rënie të presionit. E kundërta është rasti për rrymat e divergjencës. Është gjithashtu rasti i ekuacionit të

⁴⁴ "WIND ENERGY EXPLAINED" J. F. Manwell and J. G. McGowan

Bernulit, i cili siç dihet është i zbatueshëm në mënyrë rigorozë përgjatë rregullave. Figura 9.15, ilustron një rrjedhje rreth një cilindri stacionar. Në këtë rast rrjedha supozon se nuk ka tërheqje dhe mungesë inercie. Ajo që mund të shihet është se rreshtat lëvizin më pranë së bashku ndërsa kalojnë cilindrin. Kjo tregon se shpejtësia po rritet dhe presioni po zvogëlohet. Modeli është simetrik në të dy anët e cilindrit, kështu që nuk ka ngritje të cilindrit. Në fakt, në mungesë të zvarritjes nuk ka aspak fuqi neto në cilindër në këtë situatë. Megjithatë, kur gjatë rrjedhës ajri rrotullohet, situata ndryshon [42].

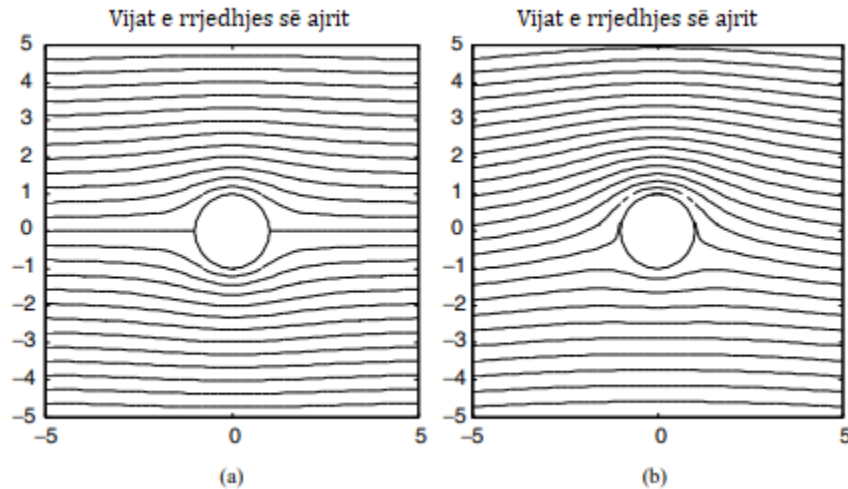


Fig. 9.15. Rrjedha e ajrit në një cilindër në gjendje stacionare (a); rreth një cilindri që rrotullohet (b)⁴⁵

Fluksi rrotullues përshkruhet në aspektin e vorticitetit (tendenca e materies për tu rrotulluar) dhe qarkullimit. Nëse është një element i fluideve rrotulluese, shpejtësia këndore karakterizohet nga vorticiteti i saj, ζ , që jepet nga:

$$\zeta = \frac{\partial w}{\partial y} - \frac{\partial w_{\text{drejtimit.rrjedhës}}}{\partial x} \quad (79)$$

Ku diferenciali i referuar ndaj x, ka të bëjë me komponentin e shpejtësisë në drejtimin e rrjedhës dhe y është komponenti perpendikular ndaj rrjedhjes së ajrit.

Qarkullimi i ajrit, Γ , është integral i dyfishtë i vorticitetit të ajrit, siç tregohet në ekuacionin (80):

$$\Gamma = \iint \left(\frac{\partial w}{\partial y} - \frac{\partial w_{\text{drejtimit}}}{\partial x} \right) dx dy \quad (80)$$

Figura 9.13 (b), ilustron rrjedhën rreth një cilindri rrotullues. Siç shihet në këtë rast, rrymat janë më afër së bashku se sa janë në fund, duke treguar se aty kemi një presion neto më të ulët, dhe kështu ngrihet, në drejtimin vertikal. Ky fenomen njihet si efekti Magnus. Efekti ‘Magnus’ është

⁴⁵ ”WIND ENERGY EXPLAINED” J. F. Manwell and J. G. McGowan

baza fizike e rotorit Flettner, i cili ka qenë përdorur me sukses në anijet në shtytje. (Flettner, 1926), dhe tregon forcën që ushtrohet në një cilindër ose sferë që lëviz shpejt përmes ajrit ose një fluidi tjetër në një drejtim, apo në një kënd të boshtit të rrotullimit.

Metoda e përshkruar më sipër mund të përdoret për të parashikuar shpërndarjet e presionit në lidhje me një lopatë të rotorit të turbinës me erë.

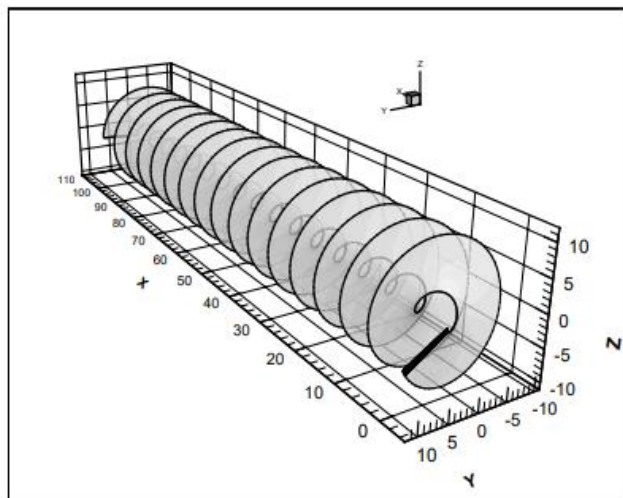


Fig. 9.16. Rotori në formë të helikës, gjeometria e tij gjatë lëkundjeve*⁴⁶

Hapi i parë për ta bërë këtu është transformimi i sistemit të koordinatave të cilindrit në prurjen e ajrit, ashtu që forma që rezulton i ngjan lopatës së turbinës së erës. Figura 9.16, ilustron një lopatë simetrike, që rrjedh nga një cilindër në këtë mënyrë.

9.4.3 Burimet e ngarkesave

Ekzistojnë katër burime kryesore të ngarkesës që duhet, marrë parasysh në projektimin e turbinës me erë:

- ✓ aerodinamika;
- ✓ graviteti;
- ✓ ndërveprimet dinamike;
- ✓ kontrolli mekanik.

Në vijim përshkruhet secila prej këtyre burimeve.

⁴⁶ "WIND ENERGY EXPLAINED" J. F. Manwell and J. G. McGowan

9.4.3.1 Aerodinamika

Burimi i parë i ngarkesave të turbinave me erë që zakonisht do të konsiderohet është aerodinamika. Ngarkimi i strukturave të veçanta të konstruksioneve duhet projektuar, duke marrë parasysh ndikimet për shkak të erërave, apo ato që prodhojnë sforcime të konstruksionit. Kur një turbinë me erë është e palëvizshme në erërat e forta, forcat tërheqëse janë konsiderata kryesore. Kur turbina funksionon, janë forcat ngritëse të cilat krijojnë ngarkesa aerodinamike të lëkundjeve.

9.4.3.2 Forca e gravitetit

Forca e gravitetit është një burim i rëndësishëm ngarkesash në bobinat e turbinave të mëdha, megjithëse është më pak në turbina më të vogla. Sidoqoftë, pesha e lartë e kullës është e rëndësishme për projektimin e kullave dhe për instalimin e turbinës.

9.4.3.3 Ndërveprimet dinamike

Lëvizja e nxitur nga forcat aerodinamike dhe gravitacionale, nga ana tjetër shkakton ngarkesa në pjesë të tjera të turbinës. Për shembull, pothuajse të gjitha turbinat horizontale të erës lejojnë një lëvizje në lidhje me aksin. Këto forca mund të jenë të konsiderueshme kur shkalla e lëvizjes është e lartë.[41,42]

10. PËRFUNDIME DHE REKOMANDIME

Duke pasur parasysh që Republika e Kosovës, është nënshkruese e traktatit të komunitetit të energjisë për arritjen e caktuar të caktuar për prodhimin e energjisë elektrike nga energjitë e ripërtritshme[43], është parë e arsyeshme edhe analizimi i një parku të mundshëm të erës përkatësisht kalkulimi i totalit të energjisë elektrike të prodhuar nga një park i mundshëm i erës, në Koznicë.

Përgjithësisht nga ajo që u shtjellua nga punimi del se në Kosovë ka potencial të mjaftueshëm për shfrytëzimin e energjisë së erës.

Në këtë punim është vënë në pah planifikimi i një parku me erë në Koznicë, si dhe ndërveprimi reciprok midis turbinave me erë që janë specifikuar nga efekti i lëkundjeve. Parku i tillë i erës në bazë të llogaritjeve del se ka një potencial rreth 35MW. Kur merret parasysh efekti i lëkundjeve të shkaktuara në afërsi të turbinave del një potencial prej 34.5MW. Duke u bazuar në standardin e dhënë sipas IEC – 61400-1, del se në rast të vendosjes së turbinave të erës në një vend të tillë pritet se ato do t'i takojnë klasit B, të edicionit të tretë.

Mund të konkludojmë se kur turbina është e vendosur më lartë në raport nga toka, fuqia e prodhuar është më e madhe dhe eficienta gjithashtu. Në fund mund të shohim se energjia maksimale prodhohet kur turbina është e vendosur sa më lartë në raport me tokën, por vendosja e turbinës në këtë lartësi konsideron shumë rrezik për njerëzit ose kafshët rreth këtij vendi, kështu që mënyra më e mirë për t'i vënë ato është lartësia prej 84m, pasi që ndryshimi i shpejtësisë ndërmjet këtyre lartësive është shumë i vogël, rreth 0.265 m/s. Eficienta e turbinave të erës për lartësi 84m, për turbinat e marra në studim del rreth 36.2%, 32.3% dhe 32.8%, e përcaktuar si eficientë aerodinamike, që lidhet me atë se sa nga energjia në dispozicion arrin ta shfrytëzojë turbina e erës. Në bazë të këtyre llogaritjeve del se lloji i turbinave Siemens është më eficientë, dhe më i përshtatshëm për vendosje në atë vend.

Në konstruksionin e një turbine me erë si element kyç është edhe sistemi Yaw, ku në rastin kur devijimi i këndit të tij të jetë 0 atëherë arrihet fuqia maksimale e gjeneruar. Humbjet më të mëdha të energjisë janë në turbinën e erës, të vlerësuara me 3%, nga totali prej 6% të humbjeve.

U llogarit se faktori i kapacitetit të një turbine me erë në Koznicë është mbi 30%, që rezulton në orë të ngarkesës së plotë rreth 3281 h gjatë vitit.

Në rastin më të mirë të vendosjes së parkut të erës në lartësinë prej 110m, matjet e shpejtësisë së të cilës lartësi janë siguruar nga ekstrapolimi, rrjedh se do të prodhohen rreth 114.975 GWh/vit

energji elektrike, që në bilancin total të gjenerimit të energjisë elektrike në Kosovë prej 5835.000 GWh/vit [44], rrjedh se ky park i erës do të kontribuonte me 1.970% në prodhimin total të energjisë në Kosovë.

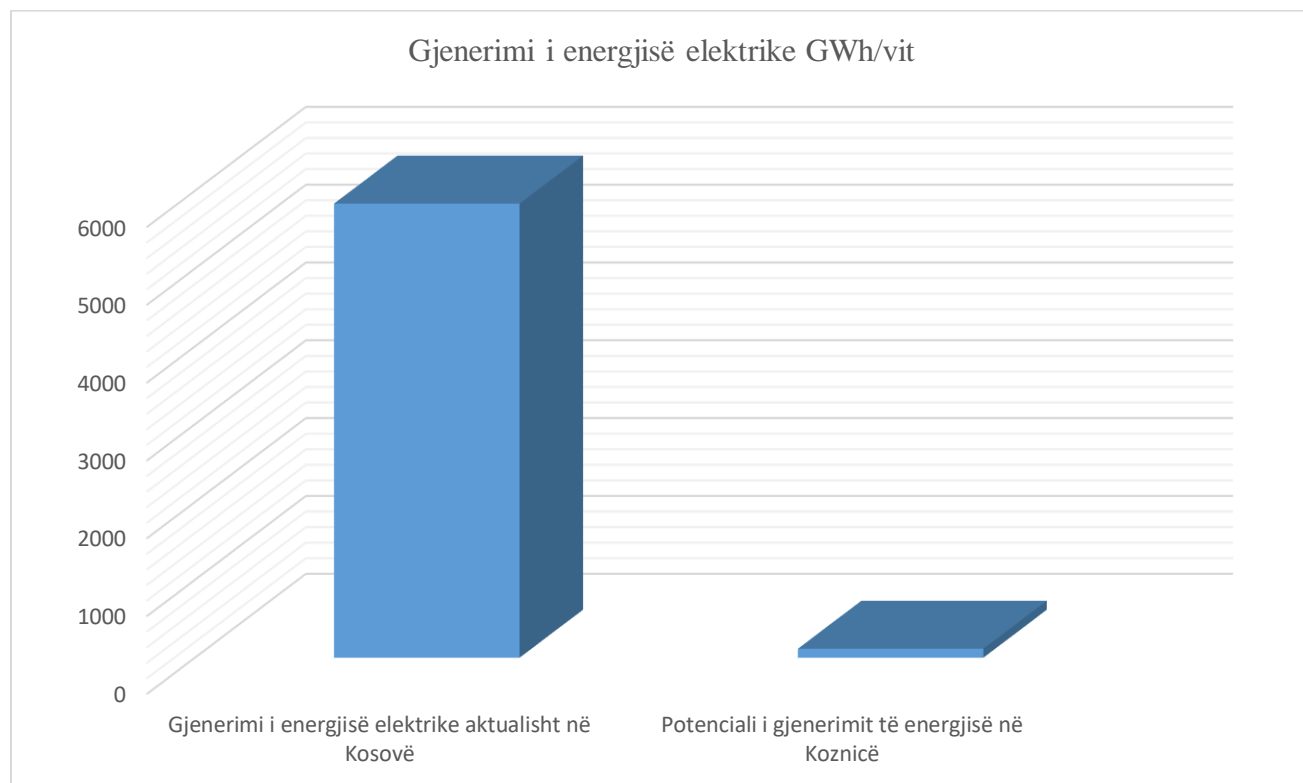


Fig. 10.1. *Krahasimi i energjisë elektrike vjetore të prodhuar*

Analizimi i erërave ekstreme në Koznicë, nga llogaritjet e bëra, ku mund të shihet se rasti i lartësisë më të madhe 110m, ka 0.0346h/vit apo rreth 2.076 minuta paraqitje të erërave me shpejtësi të madhe që do të shkaktonin ç kycje të sistemit. Ndërsa të gjitha nivelet e tjera me të ulëta 84m, 60 e 40m, kanë paraqitje 0.7minuta, 0.2, dhe 0.07 minuta, pra pothuajse fare. Ndërsa shpejtësia e erës mbi nivelin 3 m/s tregon të dhëna premtuese për të gjitha lartësitë e matjeve, duke rezultuar me 1433.613 h/vit, 1537.678 h/vit, 1642.832h/vit dhe 1783.981h/vit, prej nga shihet se në lartësi më të ulëta numri i orëve kur paraqitet era me shpejtësi më të vogël se 3 m/s është më i madh.

U panë edhe metodat ekologjike për orientimin e mënyrës se si era vepron në një territor të caktuar, dhe si element për vendosje të turbinave në një rajon është e domosdoshme që të ruhet distanca prej 3·D të rotorit të turbinës nga turbina tjetër në afërsi.

Nga analiza ekonomike rrjedh se në koston totale investive komponenti me përqindjen më të lartë nga investimi është turbina e erës me rreth 76%, kurse kostoja investive për një kW në parkun në Koznicë pritet të jetë rreth 1339 €, kurse investimet totale do të jenë **47,136,631€**.

Përfundimisht, është caktuar edhe efekti i turbulencës dhe lëkundjeve në turbinat e erës për dy raste, atë kur shpejtësia e erës ka vlerën 3 dhe 15m/s. Prej nga rrjedh se intensiteti i turbulencës është më i lartë sa më afër tokës. Prandaj lartësia më e vogël në të cilën janë bërë matjet është 40m, dhe për rastin e shpejtësisë së erës prej 3m/s ka vlerën 11.4%. Kurse edhe për rastin e shpejtësisë 15m/s në po atë nivel kemi turbulencën më të madhe prej rreth 14.34%. Këto analiza na mundësojnë që po ashtu të kalkulojmë devijimin e shpejtësisë së erës i cili për shkak të efekteve në lartësi më të ulëta konkretisht atë prej 40m mbi nivelin e tokës na jep një devijim të shpejtësisë prej 0.342m/s, pastaj për lartësinë 60m kemi devijim të shpejtësisë së erës prej 0.327m/s, dhe në rastin e lartësisë 84m kemi devijimin prej 0.315m/s. Rasti përfaqësohet i njëjtë është edhe për atë kur shpejtësia e erës është në vlerën 15m/s, ku për lartësitë përkatëse kemi devijim e shpejtësisë së erës prej 2.151m/s, 2.145m/s dhe 2.068m/s. Ndërsa sa i përket sigurisë së matjeve të erës, bazuar në analizën e kryer, rekomandohet që për zvogëlimin e pasigurisë në vlerësimin e prodhimit të parkut së erës në Koznicë, të vazhdohet me matje të parametrave të ajrit në lartësitë përkatëse e veçanërisht në atë prej 110m në mënyrë që kalkulimi i energjisë së gjeneruar nga parku i erës të jetë sa më i saktë.

11. LITERATURA

- [1] Berisha, Xh “Burimet e Energjisë”, Universiteti i Prishtinës, Prishtinë, 2017
- [2] Ghenai, Ch “Life Cycle Analysis of Wind Turbine”, Florida Atlantic University USA
- [3] Strategjia e Energjisë e Republikë së Kosovës 2017 – 2026, https://mzheks.net/repository/docs/Strategjia_e_energjisë_2017-26_.pdf
- [4] Sen Z, Altunkaynak A, Erdik T, “Wind Velocity Vertical Extrapolation by Extended Power Law”, Hindawi Publishing Corporation Advances in Meteorology, 2012
- [5] Banuelos-Ruedas.F, Camacho.C, Sebastian.M, “Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region”, Universidad Católica de Chile
- [6] “Manuali për Burimet e Ripërtërishme të Energjisë”, Prishtinë, 2013, Dr. sc. Naser Sahiti, Maliq Pireci, M.Sc. Besim Veselaj, Prishtinë
- [7] Manwel.J.F, McGowan.J.G, ”WIND ENERGY EXPLAINED”
- [8] Gary L.J, ” WIND ENERGY SYSTEMS”
- [9] BILANCI VJETOR I ENERGISË ELEKTRIKE DHE TERMIKE TË KOSOVËS PËR VITIN 2018, <http://eroks.org/2018/Sektoret/Bilanci%20Vjetor%20i%20Energjisë%20Elektrike%20dhe%20Termike%20per%20vitin%202018.pdf>
- [10] Berisha.XH, Lajqi.Sh, Meha.D, “The Infrastructure Of Renewable Energy Sources For Sustainable Development In Kosovo”, Prishtinë
- [11] Kim.H, Lee.S, Son.E, Lee.S, Lee.S”Aerodynamic noise analysis of large horizontal axis wind turbines considering fluidstructure interaction”, 2011
- [12] Brand.J, Peinke.J, Mann.J, “Turbulence and wind turbines”
- [13] SWT-DD-142 Technical specifications
- [14] Osmanaj.S, Hoxha.B, Selimaj.R, “An experimental study of Wind Data of a Wind Farm in Kosovo”, PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY, ISSN0033-2097, R. 94 NR 7/2018
- [15] Moskalenko.N, Rudion.K, Orths.A, “Study of Wake Effects for Offshore Wind Farm Planning”
- [16] Mathew.S, “Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics”
- [17] <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/646-siemens-swt-3.6-120-onshore>
- [18] https://www.vestas.com/en/products/4%20mw%20platform/v136%20_3_6_mw#!technical-specifications
- [19] <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1551-general-electric-ge-3.6-137>
- [20] Mostensen.N.G, Peterseb.L.E, “Influence Of Topographical Input Data On The Accuracy Of Wind Flow Modelling In Complex Terrain”
- [21] Katic.I, Hojstrup.J, Jensen.N.O, “A Simple Model For Cluster Efficiency”

- [22] Gomathinayagam.S, "WIND RESOURCE ASSESSMENT TECHNIQUES"
- [23] Yassir.S," Wind Renewable Energies Cost Analysis For Mounting Small Wind Turbine", 2016
- [24] Faizal.M, Chelvan.R.K, Amirah.A, "Energy, Economic and Environmental Impact of Wind Power in Malaysia" 2017
- [25]Balnco.I, "The economics of wind energy"
- [26] Hoxha.B, Selimaj.R, Osmanaj.S, "An Experimental Study of Weibull and Rayleigh Distribution Functions of Wind Speeds in Kosovo"
- [27] Liu.Sh, Li.G, Xie.H, Wang.X,"Correlation Characteristic Analysis for Wind Speed in Different Geographical Hierarchies"
- [28] Espana.S, Adamo.B, Campillo.M, Roma.S,"Long Term Correction Performed With Reanalysis Data And Its Impact On Uncertainty Analysis", Barcelonë
- [29] Saber.A, Hayes.F.D, "Effects of seasonal fluctuations of surface heat flux and wind stress on mixing and vertical diffusivity of water column in deep lakes"
- [30] Ozbay.A, Tian.W, Hu.H, "An Experimental Study on the Effects of Wake Interference on the Performance of Wind Turbines over Flat and Complex Terrains"
- [31]https://www.google.com/search?q=Typical+behavior+of+vertical+wind+shear+for+different+classes+of+atmospheric+stability&rlz=1C1SQJL_en__838__838&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUK Ewj377ClgcjhAhWB5OAKHbP8D4QQ_AUIDigB&biw=807&bih=609#imgrc=uCc_8u-dIrRL_M:
- [32]https://www.google.com/search?q=CLASSIFICATION+OF+ATMOSPHERIC+STABILITY+ACCORDING+TO+OBUKHOV+LENGTH&rlz=1C1SQJL_en__838__838&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjW2OCEhMjhAhVd6qYKHS5BBEsQ_AUIDigB&biw=807&bih=609#imgrc=yxTtqZhN4ElfuM:
- [33] Sharma.K.M, Spandana.S.Y, Krishna.N.L, "Generation of Hybrid Power by Wind and Solar Cogeneration Techniques"
- [34] www.gl-garradhassan.com
- [35] <http://www.windpower-international.com/features/featurethe-wake-effect-inside-the-offshore-wind-accelerator-programme-4302542/>
- [36] <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/9781118900116.app2>
- [37] <https://www.wind-watch.org/documents/how-turbulence-can-impact-power-performance/>
- [38] <https://globalwindatlas.info/>
- [39] Uchida.T, "High-Resolution LES of Terrain-Induced Turbulence around Wind Turbine Generators by Using Turbulent Inflow Boundary Conditions"
- [40] Carpmann.N,"Turbulence Intensity in Complex Environments and its Influence on Small Wind Turbines"

[41] Yang.X, Howard.B.K, Guala.M, Sotiropoulos.F, “Effects of a three-dimensional hill on the wake characteristics of a model wind turbine”

[42] Hussain.I, Farid.U, Halder.A, Ali.M.S, Khan.B, Mehmood.A.C, Jawad.M, Ullah.Z, “Stochastic Wind Energy Management Model within smart grid framework: A joint Bi-directional Service Level Agreement (SLA) between smart grid and Wind Energy District Prosumers”

[43] <https://www.ero-ks.org/w/shqip/autorizimitenderimi-mainmenu-155/tarifa-nxit-mainmenu-231>

[44]<https://www.ero-ks.org/w/shqip/sektormainmenu-103/energija-elektrike-mainmenu104/prodhimi-mainmenu-151>